

## Связь микроэлементного состава нефтей с составом земной коры как показатель перспективности глубокопогруженных отложений

**С.А. Пунанова**

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
E-mail: punanova@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены корреляционные связи микроэлементного состава нефтей месторождений Татарстана и Западной Сибири с химическим составом верхней, средней и нижней коры и биоты. Фактологической основой методических приемов корреляционного метода является база данных, скомпилированная по большому числу анализов разных авторов. Результаты такого исследования на количественном уровне подтверждают ранее сделанные выводы о полигенном источнике микроэлементов в нефтидах. Показан характер изменения корреляционных зависимостей микроэлементного состава нефтидов – от исходного органического вещества к нефтям и природным битумам. В ряде нефтегазоносных бассейнов более высокая связь микроэлементного состава нефтей с составами нижней либо средней коры, а не с верхней, может свидетельствовать о вовлеченности в процессы нефтегенерации глубокопогруженных отложений, что повышает прогнозные оценки возможности выявления мегарезервуаров нефти и газа на больших глубинах.

**Ключевые слова:** микроэлементы, нефть, база данных, корреляционный анализ, биота, состав земной коры, глубокопогруженные отложения

**Для цитирования:** Пунанова С.А. Связь микроэлементного состава нефтей с составом земной коры как показатель перспективности глубокопогруженных отложений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art1>

### Введение

В настоящее время геохимические исследования состава нефтей и их производных приобретают все большую значимость и актуальность. Это связано с тем, что первичные процессы генерации, происходившие при захоронении исходного для нефтеобразования органического вещества (ОВ), и дальнейшее преобразование углеводородов (УВ) в условиях гипергенного и катагенного их преобразования отражено в особенностях физико-химических свойств нефтидов, их углеводородного состава, и в частности, в дифференцированном содержании и соотношениях отдельных пар микроэлементов (МЭ). По содержанию и характеру распределения МЭ в природных

нефтидах можно реконструировать историю формирования нефтегазоносных бассейнов (НГБ), определять генетические источники нефтей и их дериватов. Выработанный комплекс критериев микроэлементного состава нефтей различной генерации, связанный с первичными процессами нефтеобразования и вторичными процессами преобразования нефтидов, используется при прогнозе физико-химических свойств нефтей, их углеводородного и металлогенического составов, что позволяет получать информацию для решения важных научных и практических задач, выявляя зоны нефтегазонакоплений и проводя оценку перспектив нефтегазоносности территорий.

Анализ и обобщение фактического материала дают возможность предполагать существование нескольких источников МЭ в нефтях. Большая часть микроэлементов нафтидов унаследована от исходного органического вещества пород, о чем свидетельствует определяющая доля среди МЭ нафтидов биогенных элементов (по А.П. Виноградову) и высокая корреляция между содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества [1]. V, Ni, Zn, Cu, U, Fe, Co, As, Mo, Ag, I, Br, B унаследованы от живого вещества, часть МЭ заимствована нефтью из окружающих пород и пластовых вод (Si, Al, Ti, K, Na, Ca, Mg, Ba, Sr, U), а As, Hg, Sb, Li, Al, B, лантаноиды и редкоземельные элементы (РЗЭ), вероятно, привнесены по проницаемым зонам, трещиноватым каналам из глубинных нижнекорковых участков земной коры [2]. При этом доминирующим источником, на взгляд автора настоящей работы, является микроэлементный состав исходного для нефти ОВ и тот запас МЭ, который поступает в осадок вместе с продуктами распада и преобразования организмов. Таким образом, автором впервые было высказано положение о полигенном источнике МЭ в нефтях [3].

В представленной работе на основании анализа корреляционных связей МЭ составов нефти, ее производных, биоты (наземные и морские растения и животные) с составами земной коры разного уровня (верхняя, средняя и нижняя кора) подтверждается полигенный характер микроэлементного состава нафтидов, связанный как с ОВ осадочных образований, так и с влиянием глубинных процессов и вмещающих пород. Использование корреляционного анализа позволяет получать количественные оценки вклада различных факторов и изменений их роли в ходе преобразования УВ в разных

геодинамических условиях [4]. Убедительно свидетельствуя в пользу полигенного источника МЭ в нефтях, метод корреляционного анализа не дает, однако, однозначных указаний в пользу существования также и глубинной абиогенной составляющей собственно углеводородной компоненты нефтей; это положение обсуждается в рамках модели полигенеза нефтей А.Н. Дмитриевского и др. [5, 6].

#### **Метод исследования и исходные данные**

Используемый в исследованиях метод корреляционного анализа позволяет добиться большой устойчивости результатов сравнения, хотя, возможно, и с определенным уменьшением чувствительности анализа. Наличие значений концентрации большого числа элементов позволяет рассчитывать взаимные корреляции химического состава проб и сравнивать их как между собой, так и с типовым химическим составом различных георезервуаров, при этом результаты таких сопоставлений удовлетворительно стабильны. Коррелируются данные не по отдельным характерным элементам, а по всем элементам, детектируемым в нафтидах (или иных природных образованиях); обычно использовались результаты анализа проб и образцов более чем с 30 МЭ-определениями. Расчет значений коэффициентов корреляции (КК) проводится в логарифмическом масштабе, что позволяет учитывать данные по элементам с очень малой концентрацией. Рассчитывались корреляции микроэлементного состава проб с модельным составом верхней, средней и нижней коры и с четырьмя типами биоты – морскими и наземными животными и растениями [7–9].

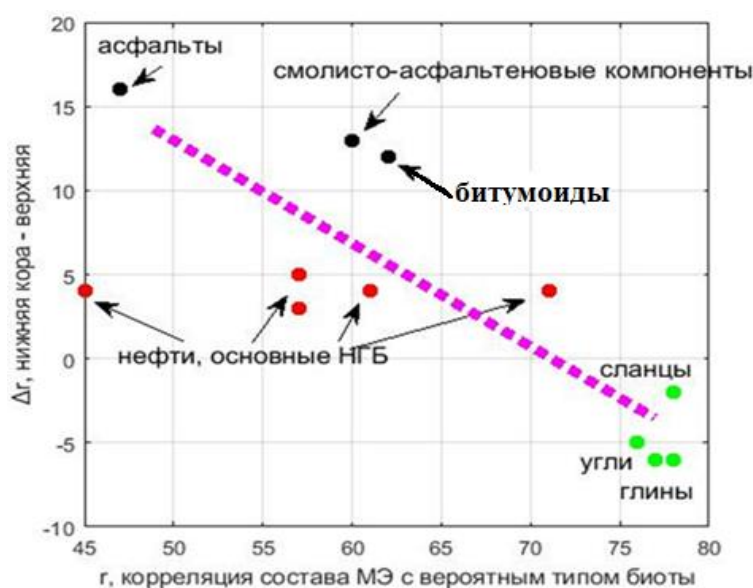
Для более полной и однозначной картины была собрана максимально возможная на настоящий момент база данных по микроэлементному составу, включающая до 300 образцов различных природных объектов. Это данные по битумоидам (растворимые в органических растворителях компоненты ОВ пород), сырым нефтям, смолисто-асфальтовыми компонентами нефти и природным битумам (асфальты). Более подробно представлены аналитические данные по микроэлементному составу нефтей Ромашкинского месторождения и его месторождений-сателлитов (Республика Татарстан), а также месторождений Западной Сибири. Аналитический материал почерпнут из литературных источников, подробная информация о базе данных приведена в работах [4, 10].

## Результаты анализа. Обсуждение

### Микроэлементный состав нафтидов – от исходного органического вещества к нефтям и природным битумам

Исследовался микроэлементный состав битумоидов, нефтей, смолисто-асфальтовыми компонентами нефти и асфальтов (преобразованных нафтидов). Этот ряд характеризует последовательность изменения от исходных углеродистых веществ осадочных пород к нефтям и далее – к гипергенно и/или термально преобразованным природным битумам.

В обобщенном виде результаты взаимосвязи между составами исследуемых объектов представлены на рис. 1.



**Рис. 1.** Модель изменения корреляционных связей микроэлементного состава исследуемых объектов (от углей и сланцев к нефтям и продуктам деградации нефти (асфальты) при гипергенном и термальном преобразовании с составом земной коры и биоты)

По оси абсцисс отложены коэффициенты корреляции (в виде целых величин) между содержанием элементов в пробах и в биоте (взято максимальное значение КК с одним из видов биоты), а по

оси ординат – разность значений коэффициентов корреляции между содержаниями элементов в образцах и составами нижней и верхней коры. При значительном разбросе значений КК проявляется общая тенденция.

В ряду от типично приповерхностных образований (глины, угли, сланцы) к экстрактам из вмещающих пород (битумоиды) – к средним значениям микроэлементного состава смолисто-асфальтовых компонент нефти основных НГБ России и к природным битумам (асфальты) – происходит уменьшение корреляционной связи микроэлементного состава образцов с биотой и рост разницы значений КК между составами нижней и верхней континентальной коры.

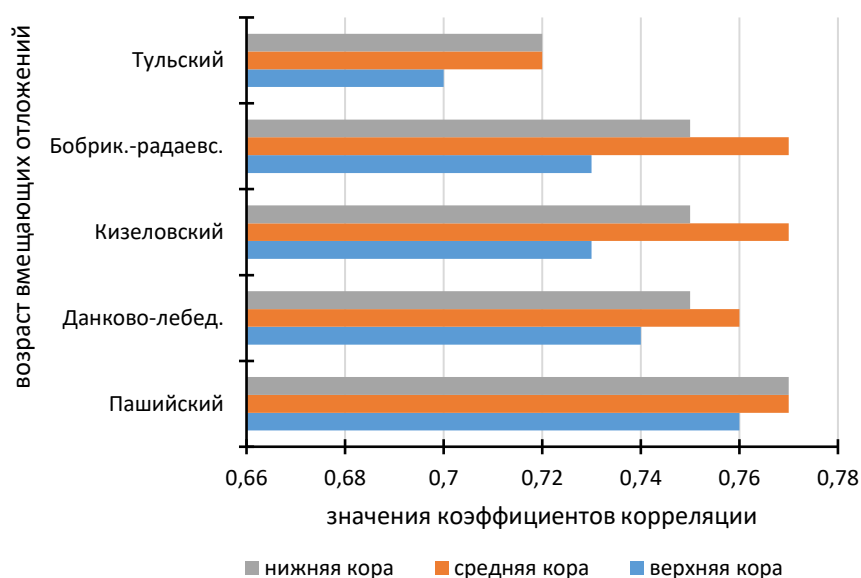
Глины, сланцы, угли, экстракты из вмещающих пород (битумоиды) наследуют в большей мере составы верхней коры и биоты, тогда как сильно преобразованные нефтиды (асфальты) имеют максимальную связь микроэлементного состава с нижней корой, теряя связь с биотой. Основная часть нефтей и их смолисто-асфальтовые компоненты имеют промежуточный микроэлементный состав. Такие изменения КК подтверждают полигенность источника МЭ нефтидов, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом (биогенные элементы) и с глубинными флюидами (абиогенные элементы). Учитывая различие вклада микроэлементов по массе, основным источником МЭ для нефтидов является живое вещество, но в процессах нефтеобразования и миграции все большую роль играют глубинные процессы, поставляющие в состав нефтей глубинные элементы. Выявленные корреляционные связи между составом нефтидов, корой и биотой можно использовать как показатель степени преобразования их органического вещества.

### **Микроэлементный состав Ромашкинской группы месторождений (Республика Татарстан)**

Ромашкинское месторождение было открыто 75 лет назад 25 июля 1948 г. (скв. № 3). Геологические запасы – 5 млрд т. «Второе Баку» – высказался И.М. Губкин. Оно является одним из основных месторождений, на котором «Татнефть» осуществляет добычу нефти. На сегодняшний день на месторождении открыто более 400 залежей нефти. Нефтеносность установлена в 22 горизонтах, наиболее значимыми из которых являются залежи пашийского и тиманского, залегающие на гранитогнейсовых породах кристаллического фундамента. В результате большого комплексного исследования (Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотнокова, В.А. Трофимов, Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская и др.) на площади огромного поля месторождения выделены так называемые «аномальные» скважины, которые приурочены к залежам, находящимся в начале последнего этапа разработки, и которые характеризуются повышенными концентрациями легких миграционных УВ. Как отмечается (Гаврилов, 2007 г.), на Ромашкинском месторождении в последние годы у ряда старых скважин наблюдается «второе дыхание» – поступление легкой газированной нефти на фоне общего увеличения плотности. При этом некоторые скважины характеризуются пульсирующим режимом нефтедобычи – падение дебитов сменяется долговременным ростом. В отношении этих участков на основании пяти геолого-промысловых признаков высказаны суждения о возможности их дополнительной подпитки глубинными углеводородами [11, 12].

Анализ корреляционных связей микроэлементного состава нефтей Ромашкинского месторождения и его сателлитов (по аналитическим данным [13, 14]) с химическим составом земной коры разного уровня показал следующее. Практически для всех проб наблюдается более высокая корреляционная связь

микроэлементного состава с составом средней и нижней континентальной коры, чем с верхней. При этом вниз по разрезу, от тульских отложений нижнекаменноугольного возраста до пашийских отложений верхнего девона, связь микроэлементного состава нефтей с составом коры имеет тенденцию роста (рис. 2).



**Рис. 2.** Изменение коэффициентов корреляции между МЭ составом нефтей и средним составом верхней, средней и нижней коры от возраста вмещающих отложений и приближения к породам фундамента (вниз по оси Y коэффициент корреляции имеет тенденцию роста) [15]

Отмечается высокая связь микроэлементного состава изученных нефтей с составом как морской, так и наземной биоты. Связь микроэлементного состава нефтей с микроэлементным составом биоты наземного происхождения несколько выше ( $r = 0,81$ ), чем с морской, что отвечает данным о смешанном типе исходной органики в этих отложениях – сапропелево-гумусовом ОБ. Важно отметить, что установлена при этом некоррелированность изменения в различных пробах концентрации предположительно биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов (рис. 3), тогда как, напротив, при сравнении характера распределения

содержаний элементов в одной предполагаемой генетической группе, в данном случае на примере биогенной (V и Ni), отмечается довольно тесная связь между концентрациями этих элементов [15]. Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов свидетельствует об их независимом формировании из различных источников. Такая несогласованность в распределении различных генетических типов МЭ не уникальна для Ромашкинской группы месторождений. Аналогичные выводы были получены автором при сравнении содержаний РЗЭ и «биогенных» элементов (V+Ni+Fe) в нефтях месторождений Ханты-Мансийского региона Западной Сибири.

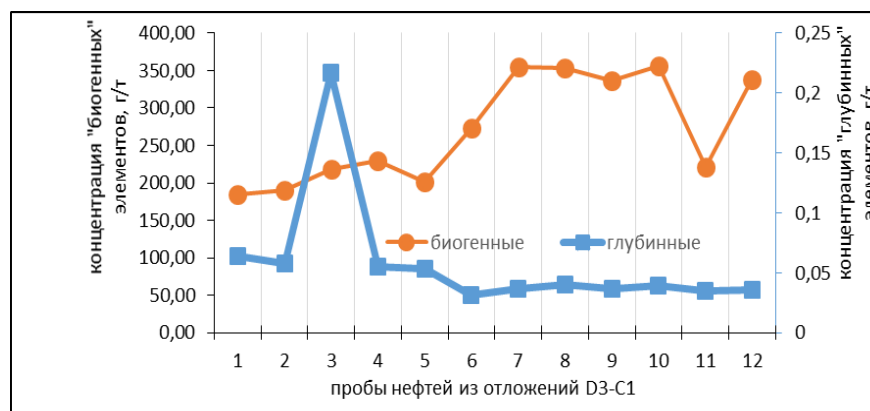


Рис. 3. Модель распределения различных генетических типов МЭ в разновозрастных нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным [14, 15])

Сравнение содержаний МЭ в нефтях и битумоидах, извлеченных из пород фундамента и из осадочных отложений на Ромашкинском месторождении, также свидетельствует о возможном привносе МЭ в аномальных зонах из глубинных толщ, что связывается с влиянием микроэлементного состава как исходного органического вещества, так и глубинных толщ. По микроэлементным показателям проявилась связь типов флюидов с зонами разрывных нарушений, что может свидетельствовать о формировании регионально нефтеносных пластов терригенного девона за счет поступления и смешения УВ из разных источников [15].

Данные по составу МЭ нефтей Ромашкинской группы месторождений и выявленные корреляционные зависимости связи МЭ состава нефтей с составом нижней коры, подтверждают факт дополнительного притока УВ из более глубоких горизонтов либо из зон, более прогретых, подверженных значительным гидротермальным и деструктивным процессам в зонах усиления геодинамического влияния, что является важным звеном успешного освоения нефтегазовых месторождений. Здесь, в зонах развития аномальных скважин и возможного подтока глубинных флюидов, формируются нетрадиционные ловушки – как правило, это

неструктурные залежи сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных; возможно образование коллекторов-ловушек в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках. Можно прогнозировать легкие нефти метанового основания, с высоким газовым фактором. Подобные ловушки заполняются и, возможно, будут заполняться нефтью никелевой специализации с набором МЭ, характерных для высокопреобразованных флюидов зон повышенного катагенного влияния с набором более миграционно способных «глубинных» элементов (As, Hg, Eu, La, Nb) по отношению к биогенным (V, Ni, Mo, Co).

Инновационные и актуальные нефтехимические исследования, проводимые в институте органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН по изучению гидротермальных преобразований органического вещества доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть, а также преобразований высокомолекулярных компонент тяжелой нефти и керогена в суб- и сверхкритической воде, подтверждают и добавляют сделанные выводы о различных группах металлов, ассоциированных с нефтями различного генезиса [16] и об их возможно эндогенной природе.

На основании значений биомаркерных параметров, характеризующих распределение алканов, арилизопреноидов, стеранов и терпанов в извлекаемых нефтях, и показателей асфальтенов ( $R^*/V_{4+}$ ,  $R^*$ ,  $V/Ni$ ) установлено, что нефти после гидротермальных опытов, как и исходные нефти, дифференцируются на две группы, отражающие различные условия формирования ОВ данных пород. Г.П. Каюковой и др. получено экспериментальное подтверждение внутрислоевого разбавления нефти доманиковых отложений легкими углеводородами, генерированными вероятно этой же толщей, что позволяет прогнозировать перспективность внутрислоевого преобразования сланцевых толщ Ромашкинского месторождения. На основе изучения 45 микроэлементов в нефтях, экстрактах из пород и нефтяных фракциях показано, что биогенные элементы имеют максимальные содержания в смолах, асфальтенах и керогенах по сравнению с содержаниями радиоактивных и редкоземельных элементов [16].

#### **Микроэлементный состав нефтей Ханты-Мансийского региона (Западная Сибирь)**

Проанализированы статистические зависимости корреляционных связей микроэлементного состава нефтей месторождений Шаимского нефтегазоносного района (НГР) и Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) с составом земной коры и биоты. База данных включала аналитические данные по 33 пробам, часть из которых содержит информацию по концентрациям 60 и более МЭ [13]. Глубины и возраст продуктивных комплексов отбора проб существенно различаются. Залежи УВ в Шаимском НГР приурочены к трем продуктивным

комплексам – келловей-верхнеюрскому (вогулкинской толще), среднеюрскому (тюменской свите) и доюрскому (трещиноватым породам фундамента и коре выветривания) [17]. Среднеобская НГО характеризуется гигантскими и уникальными по запасам углеводородов мегарезервуарами в нижнемеловых неоконских отложениях (валанжин, готтерив, баррем). Второй по запасам нефтегазоносный комплекс – верхнеюрский (васюганский), третий – среднеюрский. В нижнеюрском комплексе известны пока единичные залежи УВ, однако их перспективность оценивается довольно высоко. Глубины отобранных проб нефтей изменяются от 1500 м практически до 3 км. Регионы Шаимского НГР и Среднеобской НГО существенно различаются [18, 19] тектонической активностью, прогреетостью недр и временем консолидации фундамента, соответственно, и условиями формирования месторождений УВ [20].

Для области распространения добайкалит, к которой, в частности, относятся Сургутский и Нижневартовский своды Среднеобской НГО и для которой характерен низкий температурный градиент и медленное нарастание катагенеза органического вещества с глубиной, нижние границы генерации нефти составляют 4200 м, а легкой нефти и конденсатов – 5200 м. Для области распространения герцинит и каледонит, широко развитых на территории региона, глубины генерации нефти – 3650 м, а конденсатов – 4400 м. В областях расположения триасовых рифтов, крупных гранитных массивов или флюидопроводящих разломов в фундаменте, например, в пределах Шаимского свода, где нарастание катагенеза с глубиной происходит наиболее интенсивно, глубины вероятностного обнаружения углеводородных скоплений значительно меньше: для нефти – 3200 м, а для газоконденсатов – 4050 м.

Возможно, с различным возрастом консолидации фундамента и, следовательно, с различной интенсивностью прогрева толщ в бассейне связана трактовка участия собственно палеозойских отложений в процессах нефтегазообразования [21], табл. 1.

Таблица 1

**Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования**

Цикл консолидации фундамента [18, 19]	Основные области распространения [18, 19]	Температурный градиент	Вероятные нижние границы генерации, м	
			нефти	легкой нефти и газоконденсатов
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский своды	низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и др. своды	интенсивный	3200	4050

Комплекс детектируемых микроэлементов в нефтях Западно-Сибирского НГБ очень разнообразен. Это, согласно геохимической классификации А.Н. Заварицкого (1950 г.), – элементы горных пород; металлические и группы железа; редкие; группы платины; металлоидные; магматических эманаций; радиоактивные. По геохимической классификации В.М. Гольдшмидта (1924 г.) – это сидерофильные, халькофильные и литофильные (сюда входят лантаноиды) элементы.

Результаты статистического исследования представлены на рис. 4, где показано изменение коэффициентов корреляции микроэлементного состава нефтей Шаимского НГР и Среднеобской НГО с дифференциацией по возрасту отложений и глубине отбора пробы (в интервалах от коры выветривания до нижнемеловых комплексов) от состава земной коры.

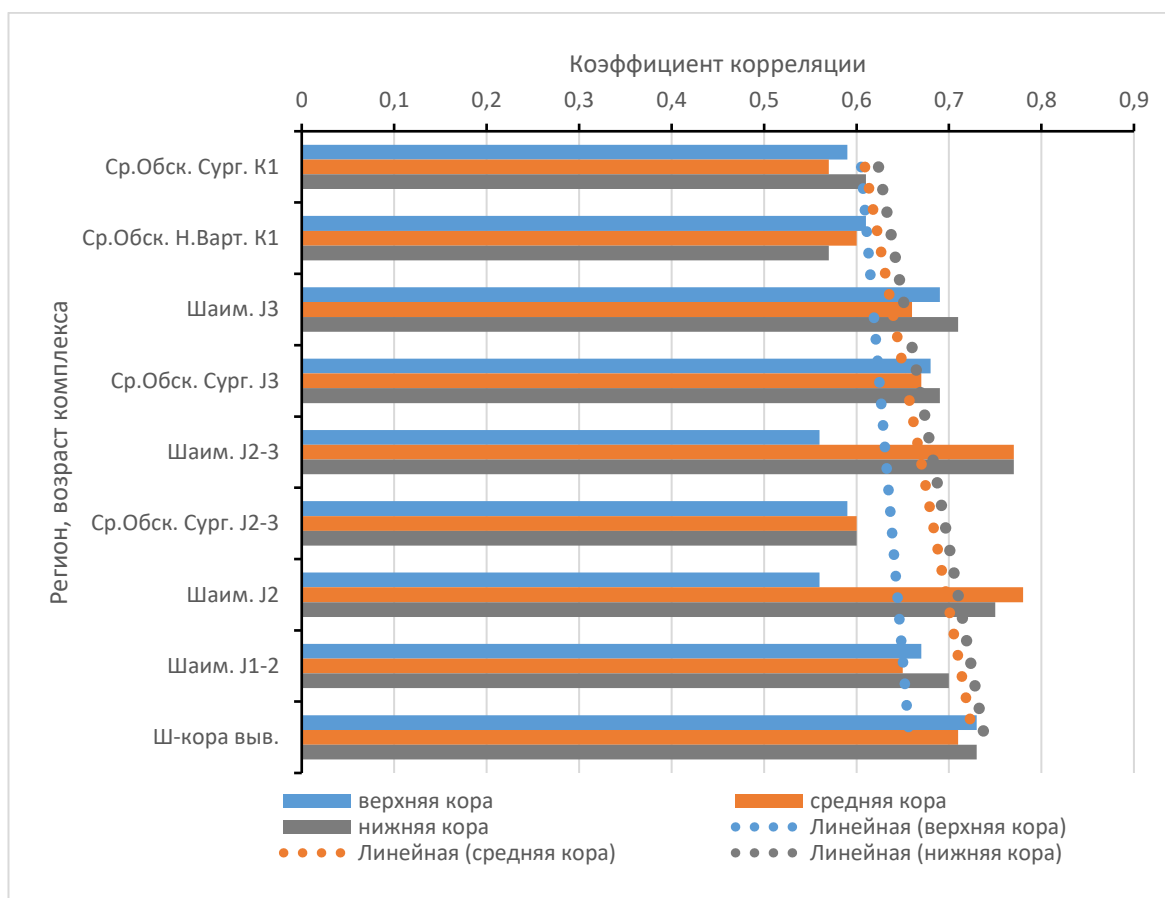
Наблюдается тенденция уменьшения значений КК с уменьшением возраста (глубины) отложений. В области более прогретого Шаимского НГР, характеризующегося развитием триасовых рифтов и крупных гранитных массивов, значения КК МЭ состава нефтей с составом земной коры, особенно с составом нижней коры, несколько выше, чем это отмечается в Среднеобской НГО. Аналогичная зависимость проявлялась и при анализе КК анализируемых проб нефтей на Ромашкинском месторождении (см. рис. 2).

Абсолютные концентрации суммы биогенных МЭ в нефтях Шаимского НГР и РЗЭ в возрастном диапазоне нефтепродуктивных комплексов от мела до коры выветривания свидетельствуют о намного большей массе биогенных элементов по сравнению с глубинными и о некоррелируемости их содержаний, что может указывать на независимое поступление МЭ в нефть из различных источников, т. е. полигенный их характер.



В частности, свидетельствовать о роли глубинных факторов, о проникновении и влиянии гидротермальных глубинных растворов, поставляющих дополнительные МЭ в состав нефтидов. Именно высокие связи микроэлементного состава нефтей с составами земной коры, особенно с составом нижней, увеличивающиеся в регионе с более активным тектоническим

режимом и более интенсивно прогревом, возрастающие в более глубинных горизонтах и в более древних, могут свидетельствовать о миграции по проницаемым зонам, о дополнительных источниках углеводородов, возможно, из глубокопрогретых палеозойских отложений, залегающих на фундаменте и имеющих с ним непосредственную связь.



**Рис. 4.** Изменение корреляционных зависимостей между микроэлементными составами нефтей ХМАО и континентальной коры (пунктиром даны линии регрессии) [17]

В ряде исследований [20, 21] высоко оценивается перспективность юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ. К геохимическим аргументам можно отнести: трассируемые зоны высокопреобразованного ОВ в отложениях баженовской свиты (по величинам содержания ванадия и ванадилпорфиринов), свидетельствующие о наличии очагов генерации в нижележащих

осадочных толщах; данные о процессах нефтеобразования *in situ* в палеозойском комплексе (по широкому комплексу биогенных МЭ); благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений, что выражается в относительно высоком содержании  $S_{орг}$  и битумоидов, в умеренной и достаточной катагенетической прогретости недр, высоком реализовавшемся генерационном потенциале.

Данные по высокой корреляционной связи микроэлементного состава нефтей изученных регионов с составом нижней коры также можно считать дополнительным аргументом в пользу перспективности отложений доюрского комплекса.

### Заключение

В последовательности: рассеянное органическое вещество – битумоиды (растворимые компоненты ОВ пород) – нефти и смолисто-асфальтеновые компоненты нефти – природные битумы и асфальты – разнонаправленно изменяются значения коэффициентов корреляции между содержаниями МЭ нафтидов с составами биоты и с химическим составом земной коры. Корреляционная связь микроэлементного состава нафтидов с составом биоты уменьшается, а разница значений КК между химическими составами нижней и верхней коры растет. Выявленные изменения КК подтверждают полигенность источника МЭ нафтидов, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом (биогенные элементы) и с глубинными флюидами (абиогенные элементы). Учитывая различие вклада МЭ по массе, основным источником МЭ для

нафтидов является живое вещество, но в процессах нефтеобразования и миграции все большую роль играют глубинные процессы, поставляющие в состав нефтей глубинные элементы. Полученные результаты корреляционных связей между составом нафтидов, корой и биотой можно использовать как указатель на степень преобразования исследуемых нафтидов и оценку расположения на шкале вертикальной зональности УВ.

По данным корреляционного анализа МЭ были выявлены свидетельства возможного дополнительного притока УВ на Ромашкинском месторождении, а также перспективности нефтегазоносности глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов Западной Сибири – нижнесреднеюрского и палеозойского.

Таким образом, в ряде НГБ более высокая связь микроэлементного состава нефтей с составами нижней либо средней коры (а не верхней) может свидетельствовать о вовлеченности в процессы нефтегенерации глубокопогруженных отложений, что повышает прогнозные оценки возможности выявления мегарезервуаров нефти и газа на больших глубинах.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», 122022800253-3).*

### Литература

1. Пуланова С.А. Прикладная металлогения нафтидов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 2(17). С. 2. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art2>
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Доклады Академии наук. 2008. Т. 422, № 1. С. 88–92.
3. Пуланова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.

4. *Родкин М.В., Пунанова С.А.* Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов // Геология нефти и газа. 2022. № 4. С. 99–107. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-99-107>
5. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.
6. *Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Природа процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции: углеводородные флюиды и первичный гелий // Георесурсы, геэнергетика, геополитика. 2014. Вып. 2(10). С. 20. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/dremin.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/dremin.html) (Дата обращения 20.06.2023).
7. *Rudnick R.L., Gao S.* Composition of the continental crust // Treatise on Geochemistry. 2003. Vol. 3. P. 1–64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>
8. *Bowen H.J.M.* Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.
9. *Ковальский В.В.* Биогенные элементы // БСЭ. 3-е изд. М.: Советская энциклопедия, 1970. Т. 3. С. 327–328.
10. *Родкин М.В., Пунанова С.А.* Корреляционный анализ микроэлементного состава нефтей: метод, результаты, интерпретация // Геофизические процессы и биосфера. 2022. Т. 21, № 4. С. 131–141. <https://doi.org/10.21455/GPB2022.4-9>
11. *Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н.* Учет процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 3. С. 186–192. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>
12. *Муслимов Р.Х.* Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 2. С. 80–87. <https://doi.org/10.18599/grs.18.2.1>
13. *Ivanov K.S., Erokhin, Yu.V., Kudryavtsev D.A.* Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin // Energies. 2022. Vol. 15, No. 1. P. 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>
14. *Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П.* и др. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. № 1. С. 53–64.
15. *Пунанова С.А., Родкин М.В.* О микроэлементном составе нефтей Ромашкинской группы месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 8. С. 75–80. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-75-80](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-75-80)
16. *Каюкова Г.П., Михайлова А.Н., Насырова З.Р., Вахин А.В.* Гидротермальные преобразования органического вещества пород доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть. М.: ГЕОС, 2022. 328 с. <https://doi.org/10.34756/GEOS.2021.16.37866>
17. *Пунанова С.А., Родкин М.В.* Геохимическая характеристика состава нефтей Ханты-Мансийского региона и ее связь с нефтегазоносностью // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: Сб. докладов 26-й научно-практической конференции. Ханты-Мансийск: Изд-во НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 2023. С. 127–133.
18. *Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири //

Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Сб. материалов Международной научно-практической конференции. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.

19. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. 2010. № 9(76). С. 6–11.

20. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А., Самойлова А.В.* Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. Вып. 2(6). С. 5. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_6/dmitrievsky.html](http://oilgasjournal.ru/vol_6/dmitrievsky.html) (Дата обращения 20.06.2023).

21. *Пуанова С.А., Шустер В.Л.* Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 2. С. 67–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

#### **Информация об авторе**

*Светлана Александровна Пуанова* – д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, [puanova@mail.ru](mailto:puanova@mail.ru)

**Поступила в редакцию 29.05.2023**

## Correlation of trace element composition of oils to the composition of the Earth's crust as an indicator of the prospectivity of deep-seated deposits

**S.A. Punanova**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
E-mail: punanova@mail.ru

**Abstract.** The article considers correlations between the trace element composition of oils from the fields of Tatarstan and Western Siberia and the chemical composition of the Upper, Middle and the Lower crust and biota. The factual basis of the correlation calculations is a database compiled from a large number of analyzes by different authors. The results of the study quantitatively confirm the earlier conclusions about the polygenic source of trace elements in naphthides. The nature of the change in the correlation dependences of the trace element composition of naphthides is shown – from the initial organic matter to oils and natural bitumens. In certain oil and gas basins, a higher correlation of the trace element composition of oils with the compositions of the Lower or Middle crust, but not with the Upper one testifies for the involvement of deep-seated deposits in the oil generation processes, which increases the predictive estimates of the possibility of identifying mega-reservoirs of oil and gas at great depths.

**Keywords:** trace elements, oil, database, correlation analysis, biota, composition of the Earth's crust, deep-seated deposits

**Citation:** Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils to the composition of the Earth's crust as an indicator of the prospectivity of deep-seated deposits // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art1> (In Russ.).

### References

1. Punanova S.A. Applied metallogeny of naftides // Actual Problems of Oil and Gas. 2017. Iss. 2(17). P. 2. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art2> (In Russ.).
2. Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Z. Geochemical properties of oils in different regions and potential source metals contained in oil // Doklady Earth Sciences. 2008. Vol. 422, No. 1. P. 1084–1088. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08070180>
3. Punanova S.A. Polygenetic sources of trace elements in oils // Geochemistry International. 2004. Vol. 42, No. 8. P. 781–793.
4. Rodkin M.V., Punanova S.A. Trace element composition of natural objects: correlation dependences // Geologiya Nefti i Gaza. 2022. No. 4. P. 99–107. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-99-107> (In Russ.).
5. Dmitrievskii A.N. Polygenesis of oil and gas // Doklady Earth Sciences. 2008. Vol. 419, No. 2. P. 373–377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033>
6. Valyaev B.M., Dremmin I.S. The nature of oil-and-gas generation and accumulation processes: hydrocarbon fluids and mantle helium // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2014. Iss. 2(10). P. 20. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/dremmin.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/dremmin.html) (Accessed on 20.06.2023). (In Russ.).
7. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust // Treatise on Geochemistry. 2003. Vol. 3. P. 1–64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>
8. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.

9. *Kovalsky V.V.* Biogenic elements // Great Soviet Encyclopedia. 3<sup>rd</sup> ed. Moscow: Soviet Encyclopedia, 1970. Vol. 3. P. 327–328. (In Russ.).
10. *Rodkin, M.V., Punanova, S.A.* Correlation analysis of the trace element composition of naphthides: Method, results, and interpretation // *Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics*. 2022. Vol. 58 (Suppl. 1). P. 159–169. <https://doi.org/10.1134/S0001433822130084>
11. *Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N.* Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields // *Georesursy*. 2018. Vol. 20, No. 3. P. 186–192. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>
12. *Muslimov R.Kh.* The new classification of reserves and resources of oil and combustible gas – movement onward or backward? // *Georesursy*. 2016. Vol. 18, No. 2. P. 80–87. <https://doi.org/10.18599/grs.18.2.1>
13. *Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Kudryavtsev D.A.* Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 1. P. 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>
14. *Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P.* et al. The microelements in crude oils of Romashkinskoye oil field satellite deposits (Tatarstan Republic) // *Lithosphere*. 2015. No. 1. P. 53–64. (In Russ.).
15. *Punanova S.A., Rodkin M.V.* Trace elements composition of the Romashkinskaya group of oilfields // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019. No. 8. P. 75–80. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-75-80](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-75-80) (In Russ.).
16. *Kayukova G.P., Mikhailova A.N., Nasyrova Z.R., Vakhin A.V.* Hydrothermal transformations of organic matter of the rocks of the Domanik sediments of Tatarstan into shale oil. Moscow: GEOS, 2022. 328 p. <https://doi.org/10.34756/GEOS.2021.16.37866> (In Russ.).
17. *Punanova S.A., Rodkin M.V.* Geochemical characteristics of the oil composition of the Khanty-Mansiysk region and its relationship with oil and gas potential // *Ways to Realize the Oil and Gas Potential of Western Siberia: Proceedings of the 26<sup>th</sup> Scientific and Practical Conference*. Khanty-Mansiysk: V.I.Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, 2023. P. 127–133. (In Russ.).
18. *Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V.* Catagenesis of organic matter in Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia // *Lithological and Geochemical Bases of Oil and Gas Potential Forecast: Proceedings of the Scientific and Practical Conference*. St. Petersburg: VNIGRI, 2008. P. 68–77. (In Russ.).
19. *Fomin A.N.* Catagenesis of organic matter and prospects for the oil and gas potential of Triassic sedimentary deposits of the West Siberian megabasin // *Gornye Vedomosti*. 2010. No. 9(76).P. 6–11. (In Russ.).
20. *Dmitrievsky A.N., Shuster V.L., Punanova S.A., Samoilova A.V.* Modeling of geological structure and mechanism of forming oil and gas pools in pre-Jurassic deposits of West Siberia // *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2012. Iss. 2(6). P. 5. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_6/dmitrievsky.html](http://oilgasjournal.ru/vol_6/dmitrievsky.html) (Accessed on 20.06.2023). (In Russ.).
21. *Punanova S.A., Shuster V.L.* A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia // *Georesursy*. 2018. Vol. 20, No. 2. P. 67–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

#### **Information about the author**

*Svetlana A. Punanova* – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

**Received 29.05.2023**