

Закономерности микроэлементного состава каустобиолитов и углекислых флюидов по результатам корреляционного анализа, обзор результатов

М.В. Родкин^{1,2,3,4}

1 – Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия,

3 – Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

4 – Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения РАН, Южно-Сахалинск, Россия

E-mail: rodkin@mitp.ru

Аннотация. Анализ содержания микроэлементов – известный метод исследования. В статье обсуждаются результаты расчетов коэффициентов корреляции микроэлементного состава проб с модельными химическими составами верхней, средней и нижней коры и биоты. В отличие от обычно используемых методов сравнения содержания отдельных элементов и групп элементов, этот метод, основанный на использовании всей совокупности данных о микроэлементном составе, обеспечивает получение более робастных результатов. Фактологической основой анализа является база данных, скомпилированная по большому числу анализов разных авторов и включающая данные о микроэлементном составе органического вещества горных пород, твердых каустобиолитов и углеводородных и углекислых флюидов. Результаты расчетов коэффициентов корреляции на количественном уровне подтверждают ранее сделанные выводы о полигенном источнике микроэлементов в нафтидах, грязевулканических и углекислых флюидах. Используемый метод позволяет оценивать глубину заложения соответствующих флюидных систем и доминирующий тип исходной органики. Выявлен ряд новых соотношений между величинами коэффициентов корреляции составов исследованных природных веществ, в частности, тенденция изменения величин коэффициентов корреляции нафтидов с составом земной коры и биоты в процессе преобразования исходного органического вещества в нефть и далее в продукты деградации нефти. Результаты проведенного анализа свидетельствуют в пользу ранее предложенной модели массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора. Подтверждение этой модели позволяет предложить на ее основе систему прогнозных признаков высокой нефтегазоносности, что затребовано практикой нефтепоисковых работ в связи с истощением запасов неглубоких и традиционных месторождений углеводородов.

Ключевые слова: микроэлементы, каустобиолиты, углеводородные и углекислые флюиды, база данных, корреляционный анализ, эволюция микроэлементного состава нафтидов, прогнозные признаки нефтеносности

Для цитирования: Родкин М.В. Закономерности микроэлементного состава каустобиолитов и углекислых флюидов по результатам корреляционного анализа, обзор результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 97–117. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art7>

Введение

Микроэлементный (МЭ) состав углеводородных и углекислых флюидов и горных пород традиционно широко используются

для исследования их онтогенеза [1–8]. Метод зарекомендовал себя как весьма эффективный при решении целого ряда вопросов.

В частности, на его основе был сделан важный вывод о гетерогенности МЭ состава углеводородных флюидов (нафтидов), включающего элементы, унаследованные от исходного органического вещества (ОВ), из вмещающих пород, а также глубинные компоненты [1, 2, 8]. Этот важный вывод носил, однако, качественный характер, не позволяя проследить изменение вклада биогенной и глубинной компоненты в разных условиях.

Заметим, что при анализе МЭ состава обычно сравниваются концентрации отдельных характеристических элементов, часто представимые на фигуративных диаграммах, где они сопоставляются с теми или иными характерными или модельными соотношениями. Но концентрации отдельных элементов зависят от большого числа часто не вполне известных или неизвестных факторов и потому часто сильно варьируют. В результате анализируемые соотношения обычно оказываются изменчивыми, а их интерпретации не вполне определенными, а иногда и противоречивыми [6, 7].

Стандартный способ увеличения устойчивости получаемых оценок состоит в привлечении большей статистики, в увеличении массива данных. Резко увеличить число анализируемых проб затруднительно. Но увеличение робастности результатов анализа может быть достигнуто на основе сравнения концентраций не отдельных элементов или групп элементов, а всей их совокупности. При этом получаемые совокупности данных о концентрации разных элементов могут сравниваться как между собой, так и с моделями химического (в том числе, микроэлементного) состава тех или иных сред.

Ниже дан обзор цикла работ по применению метода корреляционного

анализа для сравнения МЭ состава каустобиолитов и углеводородных и углекислых флюидов с модельными химическими составами верхней, средней и нижней коры, биоты (водные и наземные организмы, растения и животные), и интерпретации полученных соотношений. Из общих соображений можно ожидать, что получаемые результаты окажутся более устойчивыми, чем при сравнении концентрации отдельных элементов и групп элементов. Применение корреляционного анализа стало возможным в результате определения МЭ состава образцов методом ICP-MS (масс-спектрометрия с ионизацией пробы в индуктивно связанной плазме), что позволяет с большой точностью определять концентрации широкого набора элементов (до полусотни и даже более).

Метод исследования и исходные данные

Очевидным требованием при применении метода корреляционного анализа является использование анализов с определением концентрации большого числа элементов, что обеспечивает лучшую робастность этого метода по сравнению с использованием величин концентрации отдельных характерных элементов и групп элементов. Поэтому при формировании базы данных не использовались результаты анализов с малым числом (обычно менее 30) определений числа элементов. Расчет значений коэффициентов корреляции (КК) проводился в логарифмическом масштабе, что позволяет учитывать данные по элементам с очень малой концентрацией. Как будет видно из дальнейшего, результаты получаемых оценок КК достаточно стабильны.

Для получения представительных результатов была скомпилирована база данных (БД) по содержанию микроэлементов в различных природных объектах. По данным МЭ состава проб рассчитывались коэффициенты корреляции МЭ состава проб с модельными химическими составами верхней, средней и нижней коры (по источникам [9, 10]) и с четырьмя типами биоты – водными и наземными организмами, животными и растениями (по модели из работы [11]). В БД представлены данные по МЭ составу углекислых и грязевулканических вод

Большого Кавказа, по битумоидам (растворимые компоненты органического вещества горных пород), сырым нефтям, смолисто-асфальтеновым компонентам нефти и природным битумам (асфальтам). Используемый аналитический материал заимствован из работ [3, 4, 12–29]; на настоящее время в БД введено около 350 результатов МЭ анализов, по разным типам природных объектов и по разным континентам. Выборка из БД по МЭ содержанию нафтидов Северной Евразии представлена в табл. 1. База данных пополняется.

Таблица 1

**База данных МЭ состава каустобиолитов Северной Евразии
(составлено автором с использованием материалов [30])**

Вещество	Число проб	Расположение, вмещающие породы	Максимальное число элементов	Источник
нефть	10	Балтийская синеклиза	52	[22]
асфальтиты, породы	6	Включения в кимберлитах	43	[24]
кериты	5	Сибирская платформа	41	[23]
битумоиды, породы	8	Южно-Татарский свод	48	[23]
нефть	8	Разные районы	27	[16]
битумоиды	6	Хибины, включения	43	[25]
нефть	8	Зап. Сибирь	59	[17]
породы, битумы	8	Скважины, разные районы	48	[26]
нефть	5	Средние значения, разные нефтегазоносные бассейны	39	[27]
нефть, битумы	11	Днепровский грабен, юг Зап. Сибири	49	[2]
смолисто-асфальтеновые компоненты нефти	11	Днепровский грабен	50	[3]
нефть	11	Удмуртия	49	[13]
битумоиды, породы	8	Породы щитов	42	[28]
нефть	2	Камчатка	52	[18]
смолы, асфальтены	12	Тимано-Печора	43	[29]
породы, нефть, битумоиды	12	Волго-Урал, доманик,	48	[19]
нефти	27	Зап. Сибирь, Волго-Урал (Ромашкино)	66, 63, 47, 47	[8]

Результаты расчетов

Наиболее статистически полно (по данным [4]) в БД представлены результаты анализов углекислых вод Большого Кавказа, что позволяет на их примере продемонстрировать возможности

метода. Данные по МЭ составу грязевулканических вод и брекчии Кавказского региона анализируются в совокупности с этими, более многочисленными, данными по углекислым водам мегаантиклинория Большого Кавказа [4, 21].

Для всех проб единообразно рассчитывались коэффициенты корреляции с модельными химическими составами трех горизонтов земной коры (верхняя, средняя и нижняя континентальная земная кора) и четырьмя типами биоты (растения и животные, морские и наземные).

Сначала охарактеризуем результаты расчетов для углекислых гидротерм. В табл. 2 представлены средние результаты расчетов по ряду районов Большого Кавказа, наиболее полно обеспеченных опробованиями. Данные таблицы (погрешности коэффициентов корреляции) свидетельствуют о достаточно высокой точности результатов расчетов.

Таблица 2

Коэффициенты корреляции между составами углекислых вод (районы Большого Кавказа), коры и биоты (усредненные значения) [31]

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
р. Кубань (41)	0,75±0,01*	**0,76±0,01	0,71±0,01	0,80±0,005	0,82±0,01	0,78±0,005	0,75±0,005
р. Баксан (15)	0,75±0,01	0,76±0,01	0,72±0,01	0,81±0,01	0,83±0,01	0,81±0,01	0,75±0,01
р. Ардон (16)	0,75±0,01	0,77±0,01	0,73±0,01	0,81±0,01	0,84±0,01	0,80±0,005	0,77±0,005
Южная Осетия (17)	0,76±0,01	0,77±0,01	0,74±0,01	0,82±0,005	0,84±0,01	0,79±0,01	0,75±0,01
КМВ (14)	0,70±0,01	0,73±0,01	0,68±0,01	0,83±0,01	0,83±0,01	0,83±0,01	0,81±0,01

Примечания:

* погрешность оценки среднего коэффициента корреляции;

** жирным шрифтом выделены максимальные значения коэффициентов корреляции.

Как видно из табл. 2, для высокогорных районов Эльбруса и Казбека максимальная корреляция МЭ состава гидротермальных вод наблюдается со средним химическим составом средней континентальной коры и с составом наземных растений и животных; причем различия средних величин КК с разными горизонтами земной коры и с разными типами биоты в большинстве случаев статистически значимы. Несколько иные результаты получены для проб района Кавказских Минеральных Вод (КМВ). Для МЭ состава проб района КМВ также максимальна связь

с составом средней коры, но значения коэффициентов корреляции с химическим составом морской и наземной биоты статистически не различаются.

Результаты расчетов КК для МЭ состава грязевулканических вод Азербайджана, Таманского полуострова и Восточной Грузии приведены в табл. 3. Также, как и для углекислых вод районов Эльбруса и Казбека, наибольшая корреляция МЭ состава проб наблюдается с составом средней коры, но значения КК для вод грязевых вулканов систематически ниже, чем для углекислых гидротерм. Сильное различие касается связи с биотой.

Таблица 3

Коэффициенты корреляции между составами вод грязевых вулканов Кавказского региона с составом земной коры и биоты [31]

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
Тамань (17)	0,61±0,01*	**0,68±0,01	0,58±0,01	0,82±0,01	0,74±0,01	0,76±0,01	0,71±0,01
Грузия (5)	0,66±0,03	0,68±0,03	0,64±0,03	0,81±0,01	0,75±0,01	0,76±0,01	0,72±0,01
Апшерон (5)	0,42±0,04	0,48±0,04	0,44±0,04	0,72±0,04	0,67±0,02	0,77±0,02	0,65±0,03
Шемаха-Гобустан (23)	0,42±0,01	0,48±0,01	0,44±0,01	0,75±0,01	0,66±0,01	0,76±0,01	0,67±0,01
р. Кура (12)	0,47±0,03	0,55±0,03	0,50±0,03	0,76±0,02	0,70±0,01	0,79±0,01	0,69±0,01

Примечания:

* погрешность оценки среднего коэффициента корреляции;

** жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции.

Для грязевых вулканов Грузии, Азербайджана и Тамани наибольшая корреляция наблюдается с химическим составом не наземных, а морских растений или животных. Легко видеть, что

пространственная приуроченность областей, отвечающих большему значению корреляции с морской или наземной биотой, хорошо согласуется с современной орографией и с геологическим развитием Кавказа (рис. 1).

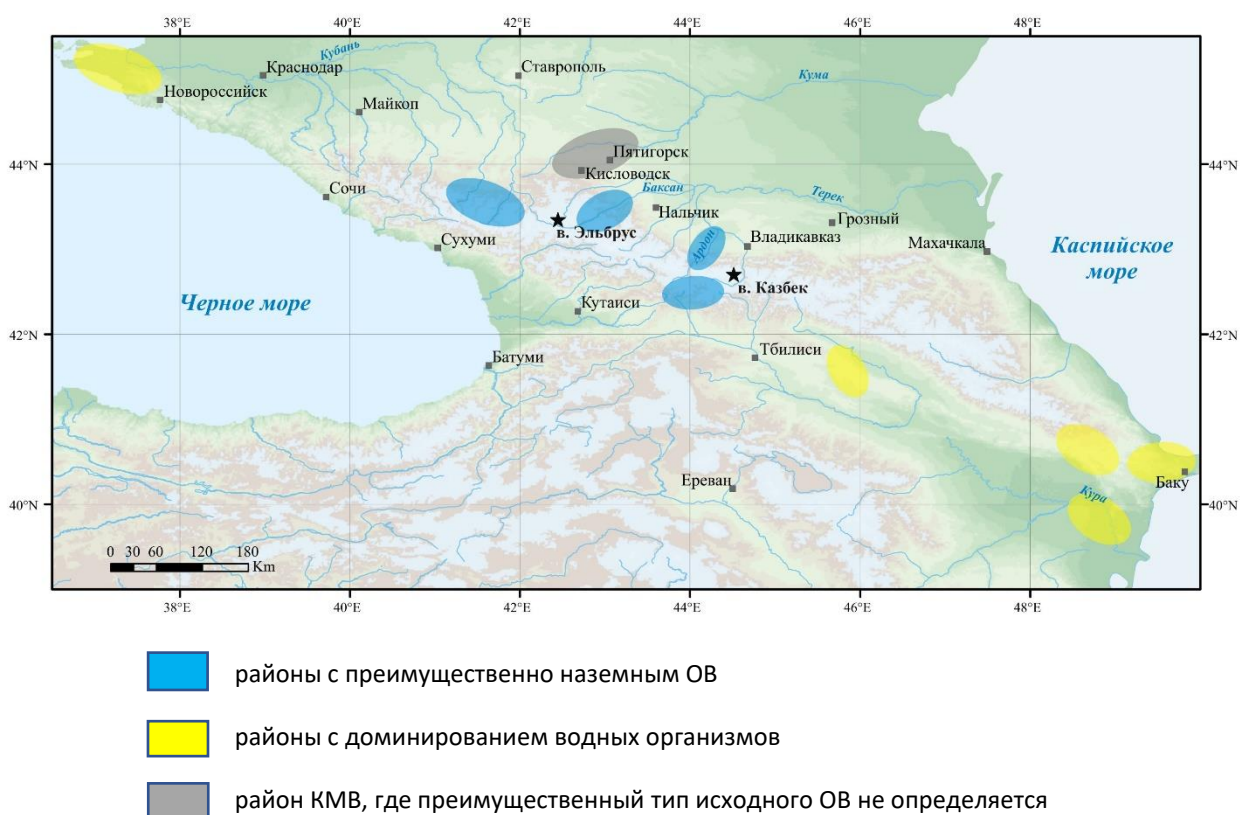


Рис. 1. Схема расположения районов опробования гидротермальных и грязевулканических вод Большого Кавказа

По полученным результатам корни зарождения углекислых гидротермальных вод и вод грязевых вулканов Большого Кавказа располагаются на уровне средней коры. Это заметно глубже, чем указано в [4], где эти воды трактуются как инфильтрационные с глубиной источников не более нескольких километров. Однако наша оценка согласуется с рядом других исследований, в частности, с сейсмологическими данными [32–34] о значительной, до 20 км, глубине корней ряда грязевых вулканов Черного и Каспийского морей, а также с данными о глубинах основных магматических камер под вулканами. Как известно, под вулканами обычно выделяются две магматические камеры – основная, на уровне средней коры и ниже, и приповерхностная – в нескольких километрах под вершиной конуса. Под Эльбрусом основной магматический очаг выявляется в интервале глубин 30–40 км [35]. Заметим, однако, также, что в связи с сильной эрозией области высокогорий, ближе к поверхности здесь оказываются выведены глубокие горизонты земной коры; в связи с этим указание на среднекоровый МЭ состав может и не указывать на большую глубину заложения соответствующих флюидных систем.

В целом результаты анализов углекислых и грязевулканических вод Кавказского региона свидетельствуют о возможности использования варианта метода корреляционного анализа для определения как доминирующего типа исходной биоты, так и глубин заложения исследуемых флюидных систем. Аналогичный анализ в случае углеводородных флюидов дает новый способ оценки доминирования сапропелевого или гумусового состава исходного ОВ и глубин заложения сопряженных с нефтегенезом глубинных флюидных систем. Напомним, что важность

активного флюидного режима в нафтидогенезе, согласно флюидодинамической модели нефтегазообразования Б.А. Соколова [36], практически общепринята.

Перейдем к обзору полученных ранее [37–40] результатов корреляционного анализа нафтидов. Были выполнены и проанализированы результаты расчетов для всей последовательности преобразования органического вещества – от битумоидов (растворимые компоненты ОВ горных пород) к сырым нефтям, смолисто-асфальтовым компонентам нефти и далее к асфальтам. Результаты расчетов, в том числе для отдельных месторождений (например, Ромашкино), обсуждались в работах [37–40], здесь обсудим только общую тенденцию изменения величин коэффициентов корреляции в ходе преобразования исходного рассеянного органического вещества (РОВ).

Ранее уже было убедительно показано [1–3, 26], что в составе МЭ нафтидов отчетливо прослеживается влияние не только живого вещества и вмещающих пород, но и глубоких горизонтов земной коры. Характер изменения в ходе процесса нафтидогенеза вклада биогенного и глубинного фактора представлен на рис. 2. По оси абсцисс на рисунке отложена разность величин КК содержаний элементов в образцах в нижней и в верхней коре ($R_{Lower} - R_{Upper}$), а на оси ординат показано максимальное значение коэффициентов корреляции между содержанием элементов в пробах и в одном из видов биоты – $\max(R_{Biota})$. Значение разницы КК с нижней и верхней корой характеризует изменение относительного вклада вещества нижней континентальной коры и верхней, а максимальная величина корреляции с биотой характеризует тесноту связи с составом органического вещества, вне зависимости от его типа, морского или наземного.

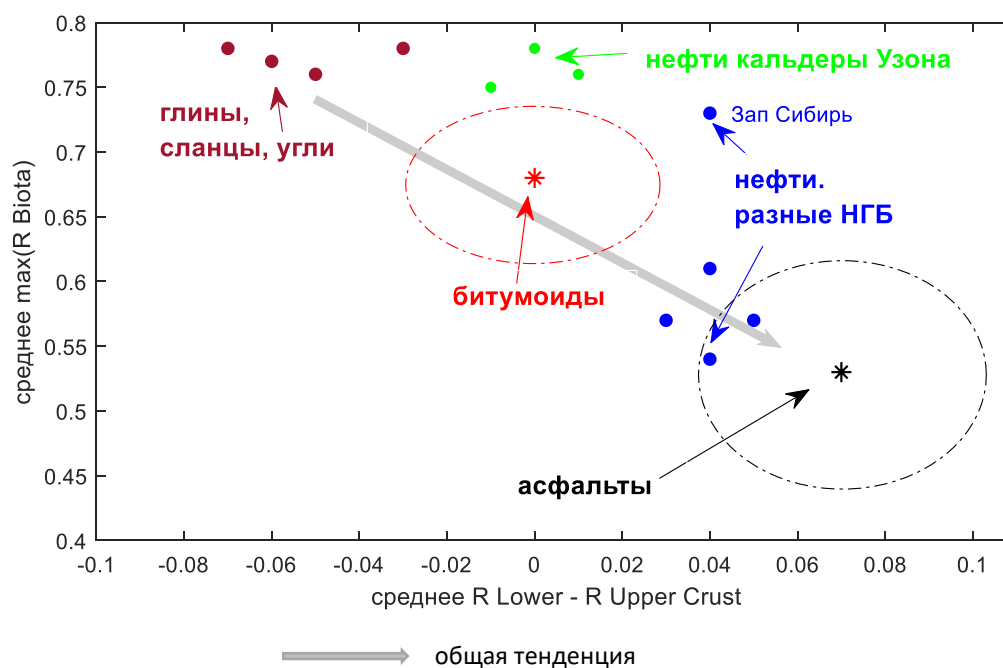


Рис. 2. Изменение характера МЭ состава от углей и сланцев к нефтям и продуктам деградации нефти (асфальты)

При значительном разбросе значений коэффициентов корреляции для отдельных проб получаем вполне определенную тенденцию, схематично представленную серой стрелкой на рис. 2. Для глин, углей и сланцев ожидаемо максимальна связь с химическим составом верхней коры и максимальна корреляция с составом биоты. В ряду от экстрактов из вмещающих пород (битумоиды) к сырой нефти средним значениям для смолисто-асфальтеновых компонент нефти основных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) России и далее к природным битумам (асфальты) происходит ослабление связи МЭ состава образцов с биотой и рост разницы КК с нижней и верхней континентальной корой. Для углей, глин и других приповерхностных типов пород и для РОВ связь с составом верхней коры доминирует. Для подавляющего большинства сырых нефтей, для смолисто-асфальтеновых

компонент нефти и природных битумов (асфальтов) выше значения КК с составом нижней коры.

Из приведенной закономерности исключением являются нефти Камчатки и, возможно, нефти месторождения Белой Тигр на шельфе Вьетнама (в последнем случае имеются данные по недостаточному числу элементов и велика погрешность определения величин КК). Для нефтей и нефтепроявлений Камчатки (кальдера вулкана Узон [18]) доминирует связь не с нижней, а со средней или даже с верхней корой; также наблюдаются повышенные значения КК с биотой. Эти аномалии легко объясняются в рамках модели реализации массивованного нефтегенеза по схеме неравновесного проточного реактора [41, 42]. Эта модель в определенной степени является развитием и детализацией широко принятой флюидодинамической модели нефтегенеза [37].

В работах автора [37, 38, 41, 42] флюидный режим областей активного нефтегенеза связывается с восходящим потоком молодых низкоминерализованных вод – продуктов дегидратации – выносящим в приповерхностные горизонты компоненты нефти (более подробно эта модель обсуждается ниже). В условиях повышенного глубинного теплового потока на Камчатке (в особенности, в области кальдеры вулкана Узон) процессы дегидратации протекают на существенно меньших глубинах, соответственно восходящий флюидный поток несет геохимическую метку меньших глубин.

Обсуждение

Вышеприведенные результаты ставят два вопроса. В какой степени выявленная высокая корреляция с модельным химическим составом нижней коры указывает на связь МЭ состава нефтидов с нижними горизонтами коры, могут ли быть другие объяснения полученному результату. И второй вопрос: указывает ли этот результат на полигенез не только МЭ состава нефтидов (что уже было показано ранее), но также и их основной углеводородной компоненты. Как известно, спор биогенной и абиогенной моделей нефтегенеза продолжается уже не одно столетие, посвященным этому вопросу работам несть числа, а в работе [43] предлагается компромиссное решение – полигенез не только МЭ состава, но и основной углеводородной компоненты нефтей. Обсудим эти вопросы.

Прежде всего, вполне очевидно, что в ряде случаев близко к поверхности Земли выведены породы, ранее отвечавшие термодинамическим условиям и составу глубоких горизонтов земной коры. В ряде регионов, например, в длительное время

воздымающейся Фенноскандии, такие породы представлены очень широко. В случае выявления здесь месторождений углеводородов (УВ) можно было бы ожидать вполне глубинного характера их МЭ состава уже только на основе взаимодействия со вмещающими породами. Такая возможность не реализуется, так как современных месторождений УВ в Фенноскандии нет, хотя и широко представлены шунгиты, продукты метаморфизма докембрийских углеродистых пород. Решающее возражение против подобного случайного обогащения МЭ состава нефтей нижнекоровыми компонентами состоит в типичности тенденции более высокой корреляции МЭ состава нефтидов с химическим составом нижней коры, нежели верхней. Эта тенденция практически повсеместна, в том числе она проявляется в областях, где нет оснований предполагать наличие исходно нижнекоровых пород в верхних горизонтах земной коры.

В качестве других указаний на действительно глубинный коровый характер выявленной связи приведем пару эмпирических корреляций. Как свидетельства присутствия глубинной компоненты обычно принимаются рост концентрации типично глубинных элементов и наличие положительной Eu-аномалии. Выше отмечалось, что сопоставление данных по отдельным элементам и группам элементов часто дает неустойчивые результаты, характеризующиеся большим разбросом и потому трудно интерпретируемые. Чтобы минимизировать такие отклонения, используем наиболее однородные исходные данные – по возможности, представленные одним коллективом авторов или для одного общего района.

Для анализа Eu-аномалии используем, как более однородные, данные более поздних по времени анализов из четырех публикаций одной и той же группы авторов [2, 3, 28, 29]. На рис. 3 показаны результаты сопоставления, где разными значками даны результаты разных

публикаций. Можно видеть наличие статистически значимой корреляции между величинами Eu-аномалии и величинами параметра $R_{corrLower} - R_{corrUpper}$: большим значениям разности коэффициентов корреляции соответствуют большие значения Eu-аномалии.

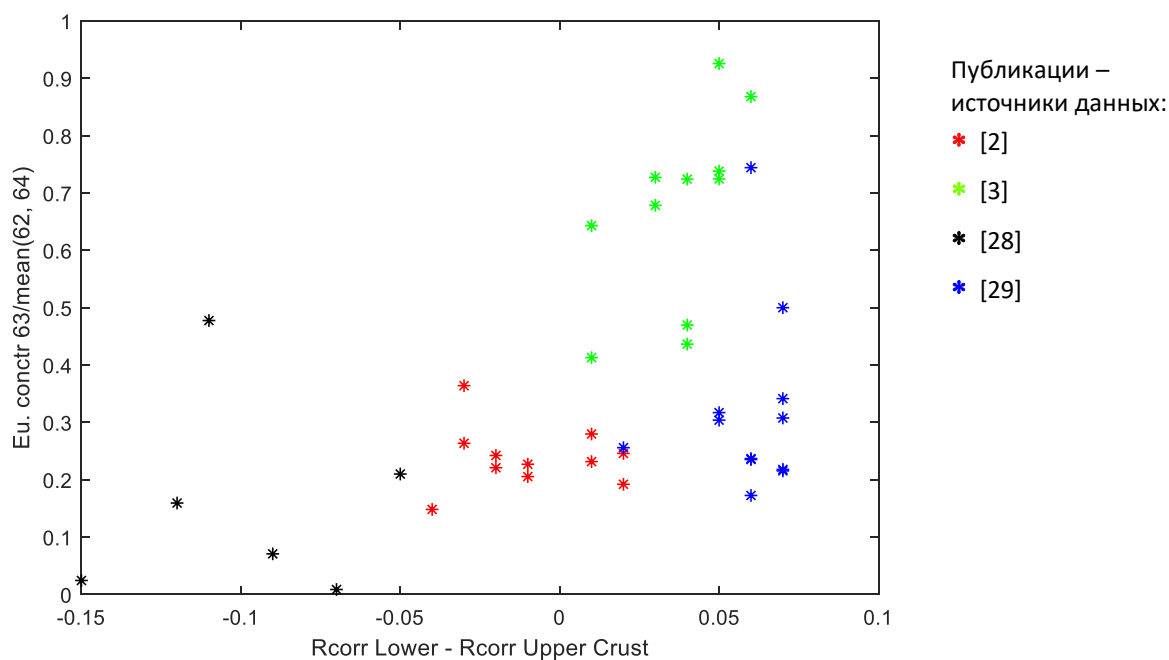
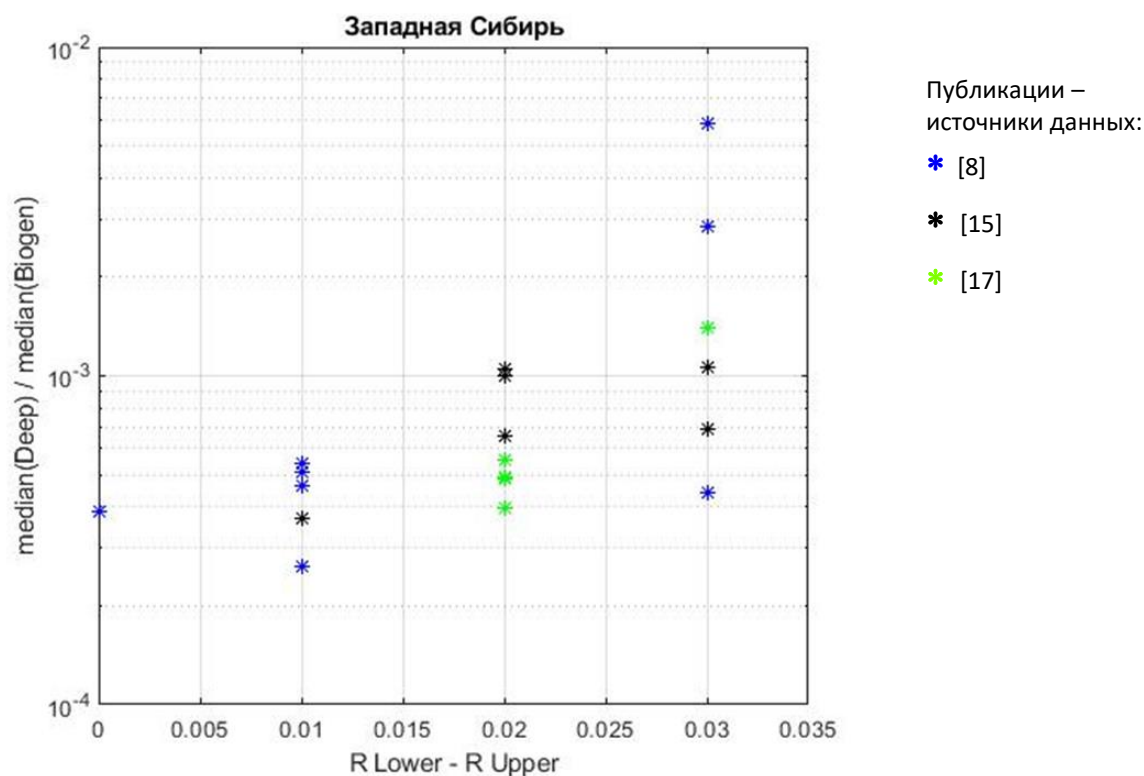


Рис. 3. Соотношение различия величин коэффициентов корреляции $R_{corrLower} - R_{corrUpper}$ с величиной Eu-аномалии (отношения содержания Eu к среднему арифметическому содержаний Sm и Gd) [30]

На рис. 4 сопоставлены величины разницы коэффициентов корреляции микроэлементного состава нефтидов с нижней и верхней корой с другой характеристикой относительного вклада биогенной и глубинной составляющей в МЭ составе нефтидов, а именно, с отношением характерных концентраций биогенных и глубинных элементов. К биогенным элементам в МЭ составе нефтидов принято относить V, Ni, Zn, Cu, U, Fe, Co, Mo, Ag, I, Br, B, а к типично глубинным обычно относят Hg, Sb, Li, Al, лантаноиды [1, 37]. Уменьшение разброса данных обеспечивается использованием результатов

для одного региона – Западная Сибирь, Ханты-Мансийский автономный округ, выполненных преемственным коллективом авторов [8, 15, 17]. Заметим, что значимую корреляцию удалось получить только при использовании наиболее устойчивой характеристики относительного вклада «глубинных» и «биогенных» элементов (медианы величин концентрации для наборов элементов). При использовании менее статистически устойчивых характеристик среднего значения концентрации или суммы концентраций всех «глубинных» и «биогенных» элементов статистически значимой корреляции получено не было.



В эти зоны по мере развития процесса погружения поступают все новые порции содержащих РОВ осадочных пород; и здесь эти породы промываются локализованным потоком молодых слабо минерализованных вод – продуктов дегидратации пород зоны быстрого погружения в более глубоких ее горизонтах. Наиболее интенсивно эти процессы протекают в зонах надвигов. Следующий отсюда вывод о преимущественной связи крупных месторождений нефти с зонами надвигов, как было показано в [42], хорошо согласуется с геофизическими данными. В качестве последних свидетельств связи месторождений нефти с зонами надвигов укажем работу [44].

Отсюда получаем, что доказанное выше участие пород нижней континентальной коры в формировании МЭ облика нафтидов не означает также и нижнекоровой природы основной углеводородной компоненты нафтидов. Заметим при этом, что в рамках развиваемой модели имеет место существенная конвергенция сильных сторон биогенной и абиогенной моделей нефтегенеза. В качестве доминирующего источника вещества при формировании месторождений УВ рассматривается рассеянное органическое вещество. Однако для реализации активного нафтидогенеза необходимым условием оказывается развитие интенсивного восходящего глубинного флюидного потока и близость активных разломных зон. Такие признаки скорее свойственны абиогенной модели нефтегенеза, нежели классическому варианту биогенной, определяющими факторами в которой являются наличие осадочных толщ, их прогрев и наличие хороших экранов и ловушек.

Естественным развитием предложенной модели могли бы являться аналогичные

расчеты для химического вещества верхней мантии и для химического вещества бактериальных сообществ. К сожалению, нам неизвестны сравнимые по полноте модели химического состава верхней мантии и вещества бактериальных сообществ. Приведенные в работе [11] данные по химическому составу бактерий указывают содержания малого числа элементов, недостаточного для получения достаточно надежных оценок величин коэффициентов корреляции. Отметим, однако, что по этим данным, для некоторых массивов проб получаются экстремально высокие значения КК с веществом бактериальных сообществ, что может указывать на значительную роль подземных бактериальных сообществ в формировании углеводородных месторождений.

Подтверждение положений модели массивов нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора результатами корреляционного анализа МЭ состава нафтидов дает основание предложить на основе этой модели комплекс признаков возможного развития нефтегенеза. Согласно этим представлениям, потенциально наиболее нефтеносны окрестности зон надвигов, в частности, зон субдукции. Отсюда, на региональном уровне наиболее перспективны пояса, отвечающие современным и древним зонам субдукции (возрастом примерно до 100–200 млн лет). При этом весьма полезными для уточнения потенциальной нефтеносности окажутся детальные палеорекострукции, которые позволят оценить объемы субдуцированной литосферы, а соответственно, и запасы затаятого в зону субдукции органического вещества. Для этих оценок понадобятся детальные палеомагнитные данные, на настоящий момент никак не применяемые при прогнозе нефтеносности.

На субрегиональном уровне перспективными будут глубинные коровые надвиги, особенно те их участки, где в процесс поддвига вовлекались большие объемы рассеянного ОВ. Для выделения таких зон окажутся полезны гравитационные данные, позволяющие выделять древние зоны надвигов/поддвигов по линейным гравиметрическим аномалиям. Заметим, что на линейность зон расположения месторождений УВ, на их связь с линейными гравитационными аномалиями, а в тектоническом отношении – на связь углеводородных месторождений с зонами надвигов указывали достаточно часто, в частности, в работах [29, 44].

Заключение

Дан обзор применения корреляционного анализа для исследования МЭ состава каустобиолитов и флюидов. Результаты анализа содержания микроэлементов данной пробы сравниваются с модельными составами верхней, средней и нижней континентальной коры и с типовым химическим составом четырех типов биоты (растения и животные, водные и наземные организмы). Фактологической основой для сравнения является скомпилированная авторами БД по МЭ составу проб каустобиолитов, грязевулканических и углекислых флюидов; всего – более 350 анализов по данным разных авторов.

Метод (при достаточном числе и точности определения содержания микроэлементов) позволяет определить доминирующий исходный тип биоты и глубину корней соответствующей флюидной системы (уровни верхней, средней или нижней коры). Применительно

к месторождениям УВ метод дает возможность оценить глубину корней флюидной системы, сопряженной с данным углеводородным месторождением, и доминирующий тип исходной органики (гумусовый или сапропелевый); определение этих характеристик весьма важно в практике геологических работ на нефть и газ.

В последовательности: «рассеянное ОВ – битумоиды (растворимые компоненты ОВ пород) – нефти и смолисто-асфальтеновые компоненты нефти – природные битумы и асфальты» однонаправленно изменяются значения коэффициентов корреляции между содержаниями микроэлементов нафтидов с составами биоты и с химическим составом земной коры. Корреляционная связь МЭ состава нафтидов с составом биоты уменьшается, а разница КК с химическим составом нижней и верхней коры растет. При этом заведомо верхнекоровые по своему происхождению субстанции, такие как сланцы, глины и угли характеризуются высокими значениями корреляции их МЭ состава с составом биоты и более тесной корреляцией с составом верхней коры, нежели средней и нижней.

Проведенный корреляционный анализ количественно подтвердил ранее полученный на качественном уровне вывод о полигенном характере источника микроэлементов в нафтидах. При этом предлагаемый метод позволяет определять изменения соотношения роли глубинных и биогенных компонент в процессе преобразования исходного ОВ и нафтидов. Основную по массе долю микроэлементов дает биогенная компонента, но в процессе преобразований нафтидов вклад глубинной компоненты увеличивается.

Изменение глубин заложения флюидных систем, соответствующих разным нефтепроявлениям и углеводородным месторождениям (основные НГБ России, грязевулканические флюиды, молодые нефти Камчатки) в их связи с тепловым режимом данного региона согласуются с положениями вышеуказанной в работах автора модели реализации массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора.

Весомое подкрепление модели массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора результатами корреляционного анализа МЭ состава нафтидов дает основание предложить на основе этой модели комплекс признаков возможного развития массивированного нефтегенеза. Согласно этим представлениям, на региональном уровне наиболее перспективны пояса, отвечающие современным и древним зонам субдукции. При этом весьма полезными для уточнения

потенциальной нефтеносности окажутся детальные палеореконструкции, которые позволят оценить объемы субдуцированной литосферы, а соответственно, и запасы затаятого в зону субдукции органического вещества. Для этих оценок понадобятся детальные палеомагнитные данные, на настоящий момент не используемые при прогнозе нефтеносности. На субрегиональном уровне перспективными будут глубинные надвиги, особенно те их участки, где в процесс погружения вовлекались наибольшие объемы рассеянного ОВ. Для выделения таких зон окажутся полезны гравитационные данные, позволяющие выделять древние зоны надвигов по линейным гравиметрическим аномалиям.

Благодарности

Автор признателен Т.А. Рукавишниковой и Т.В. Прохоровой (ИТПЗ РАН) за помощь при формировании базы данных.

Статья написана в рамках планов работ ИТПЗ РАН, ИМГиГ ДВО РАН и выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Литература

1. Пуланова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
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. Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти // Доклады Академии наук. 2009. Т. 425, № 2. С. 223–227.

4. *Лаврушин В.Ю.* Подземные флюиды Большого Кавказа и его обрамления. М.: ГЕОС, 2012. 348 с. (Труды Геологического института. Вып. 599).
5. *Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н., Алексеев В.П.* Неорганические микроэлементы в сырых нефтях и их тяжелых фракциях Даниловского и Кечимовского нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области // Труды Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого. 2013. Вып. 160. С. 282–287.
6. *Маслов А.В., Шевченко В.П., Подковыров В.Н.* и др. Особенности распределения элементов-примесей и редкоземельных элементов в современных донных осадках нижнего течения р. Северная Двина и Белого моря // Литология и полезные ископаемые. 2014. № 6. С. 463–492. <https://doi.org/10.7868/S0024497X1406007X>
7. *Маслов А.В., Шевченко В.П.* Систематика редких и рассеянных элементов в сопочном или грязевых вулканах Северо-Западного Кавказа // Геохимия. 2020. Т. 65, № 9. С. 886–910. <https://doi.org/10.31857/S0016752520080087>
8. *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>
9. *Тейлор С.Р., МакЛеннан С.М.* Континентальная кора: ее состав и эволюция / Пер. с англ. Р.Н. Соболева, Л.Т. Соболевой; под. ред. Л.С. Бородина. М.: Мир, 1988. 384 с.
10. *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>
11. *Bowen H.J.M.* Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.
12. *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. № 8(224). С. 2–6.
13. *Маслов А.В., Пономарева С.А., Ронкин Ю.Л.* РЗЭ-систематика сырых нефтей Карсовайского месторождения (Республика Удмуртия) // Литология и геология горючих ископаемых: Межвуз. науч. темат. сб. / Отв. ред. В.П. Алексеев. Екатеринбург: Изд-во Уральского государственного горного университета, 2010. Вып. 4(20). С. 242–253.
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. *Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н., Алексеев В.П.* Неорганические микроэлементы в сырых нефтях и их тяжелых фракциях Даниловского и Кечимовского нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области // Труды Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого. 2013. Вып. 160. С. 282–287.
16. *Ясныгина Т.А., Малых Ю.М., Рассказов С.В.* и др. Определение редких земель и других металлов в байкальской нефти методом ИСП-МС: сопоставление с нефтями Сибири и Дальнего Востока России // Доклады Академии наук. 2006. Т. 410, № 5. С. 672–675.
17. *Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л.* Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ИСП-МС) // Доклады Академии наук. 2007. Т. 414, № 3. С. 385–388.

18. 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. <https://doi.org/10.15372/GiG20150103>
19. Михайлова А.Н. Влияние гидротермальных воздействий на эффективность извлечения углеводородов из высокоуглеродистых доманиковых пород: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. Казань, 2021. 24 с.
20. Шпирт М.Я., Пунанова С.А. Особенности микроэлементного состава углей, сланцев и нефтей различных осадочных бассейнов // Химия твердого топлива. 2010. № 4. С. 57–65.
21. Лаврушин В.Ю., Гулиев И.С., Киквадзе О.Е. и др. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-геохимические особенности и условия формирования // Литология и полезные ископаемые. 2015. № 1. С. 3–29. <https://doi.org/10.7868/S0024497X15010036>
22. Вешев С.А., Степанов К.И., Васильева Т.Н. Определение широкого круга элементов-примесей в нефтяных объектах // Геохимия. 2000. № 10. С. 1132–1136.
23. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Распределение вещества на начальной стадии дифференциации восстановленных флюидов // Руды и металлы. 2005. № 3. С. 23–33.
24. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Распределение микроэлементов в системах кимберлит–битум и базальт–битум в диатремах Сибирской платформы // Доклады Академии наук. 2004. Т. 399, № 3. С. 373–377.
25. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. 2006. № 4(21). С. 6–11.
26. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций // Доклады Академии наук. 2007. Т. 412, № 4. С. 524–529.
27. Готтих Р.П., Лукин А.Е., Писоцкий Б.И. Геохимические аспекты образования углеродистых веществ Днепровского грабена и юга Сибирской платформы // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 5. С. 665–669.
28. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Наумко И.М., Свешников К.И. Геохимические особенности некоторых битуминозных веществ гидротермальной стадии развития гранитоидного магматизма // Доклады Академии наук. 2012. Т. 445, № 1. С. 66–71.
29. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Черненкова А.И. Роль глубинных процессов в формировании углеводородных скоплений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2016. № 3. С. 86–101.
30. Родкин М.В., Пунанова С.А. Корреляционный анализ микроэлементного состава нафтидов: метод, результаты, интерпретация // Геофизические процессы и биосфера. 2022. Т. 21, № 4. С. 131–141. <https://doi.org/10.21455/GPB2022.4-9>
31. 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>
32. Собисевич А.Л., Горбатиков А.В., Овсяченко А.Н. Глубинное строение горы Карабетовой // Доклады Академии наук. 2008. Т. 22, № 4. С. 542–546.
33. Шнюков Е.Ф., Нетребская Е.Я. Корни Черноморских грязевых вулканов // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2013. № 1(31). С. 87–92.

34. *Собисевич Л.Е., Собисевич А.Л.* Грязевой вулкан Шуго, глубинное строение и механизмы деятельности // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2020. Т. 16, № 2(60). С. 66–80. <https://doi.org/10.15407/gpimo2020.02.066>
35. *Шемпелев А.Г., Заалишвили В.Б., Чотчаев Х.О.* и др. Тектоническая раздробленность и геодинамический режим вулканов Эльбрус, и Казбек (Центральный Кавказ, Россия): результаты глубинных геофизических исследований // Геотектоника. 2020. № 5. С. 55–69. <https://doi.org/10.31857/S0016853X20050082>
36. *Соколов Б.А.* Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1996. № 4. С. 28–36.
37. *Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пунанова С.А.* Об относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031. <https://doi.org/10.7868/S0016752516090065>
38. *Rodkin M.V., Ngo T.L., Punanova S.A.* Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // Vietnam Journal of Earth Sciences. 2021. Vol. 43, No. 1. P. 23–31. <https://doi.org/10.15625/0866-7187/15573>
39. *Пунанова С.А., Родкин М.В.* Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 3. С. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>
40. *Пунанова С.А., Родкин М.В., Рукавишников Т.А.* Генетические особенности микроэлементного состава нафтидов на основе корреляционного анализа // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 4(77). С. 30–34. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2020-10091>
41. *Родкин М.В.* Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2002. С. 221–253.
42. *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.
43. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 3, 2008. С. 373–377.
44. *Грунис Е.Б., Ростовицков В.Б., Давыденко Б.И.* и др. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 7–16. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-7-16>

Информация об авторе

Михаил Владимирович Родкин – д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; главный научный сотрудник, Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия; главный научный сотрудник, Института Физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия; главный научный сотрудник, Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения РАН, Южно-Сахалинск, Россия, rodkin@mitp.ru

Поступила в редакцию 25.07.2023

Patterns of trace element composition of caustobiolites and carbonic fluids according to the results of correlation analysis: A summary of results

M.V. Rodkin^{1,2,3,4}

1 – Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

3 – Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

4 – Institute of Marine Geology and Geophysics, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

E-mail: rodkin@mitp.ru

Abstract. Trace element analysis is a well-known research method. The article discusses the results of calculations of correlation coefficients of trace element composition of samples with model chemical content of the Upper, Middle and the Lower crust and biota. Unlike the commonly used methods for comparing the content of individual elements and groups of elements, this method, based on the use of the entire set of available trace element data, provides more robust results. The factual basis of the analysis is a database compiled of a large number of analyzes by different authors and including trace element composition data of organic matter of rocks, solid caustobiolites and hydrocarbon and carbonic deep fluids. The results of correlation coefficient calculations at a quantitative level confirm the previously made conclusions of the polygenic source of trace elements in naphthides, mud volcanic and carbonic fluids. The method makes it possible to estimate the depth of bottom the corresponding fluid systems and the dominant type of the original organic matter. A number of new relationships between the correlation coefficient values of the trace element compositions of the studied natural substances are revealed, in particular, the trend of changes in the correlation coefficients values of trace element content in specimens with the composition of the Earth's crust and biota in the process of transformation of the initial organic matter into oil and further into oil degradation products. The results of the analysis testify in favor of the previously proposed model of massive oil genesis according to the scheme of a non-equilibrium flow reactor. Confirmation of this model allows us to propose on its basis a system of predictive indicators of possible high oil and gas content, which is required by practice in connection with the depletion of reserves of shallow traditional hydrocarbon deposits.

Keywords: trace elements, caustobiolites, hydrocarbon and carbonic fluids, database, correlation analysis, evolution of trace element composition of naphthides, predictive signs of oil potential

Citation: Rodkin M.V. Patterns of trace element composition of caustobiolites and carbonic fluids according to the results of correlation analysis: A summary of results // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 97–117. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art7> (In Russ.).

References

1. Punanova S.A. Polygenetic sources of trace elements in oils // *Geochemistry International*. 2004. Vol. 42, No. 8. P. 781–793.
2. Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Zh. 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. *Gottikh R.P., Vinokurov S.F., Pisotskii B.I.* Rare-earth elements as geochemical criteria of endogenous sources of microelements contained in oil // *Doklady Earth Sciences*. 2009. Vol. 425, No. 1. P. 325–329. <https://doi.org/10.1134/S1028334X09020342>
4. *Lavrushin V.Yu.* Subsurface fluids of the Greater Caucasus and its surrounding. Moscow: GEOS, 2012. 348 p. (Transactions of Geological Institute. Vol. 599). (In Russ.).
5. *Ronkin Yu.L., Fedorov Yu.N., Alekseev V.P.* Inorganic trace elements in crude oils and their heavy fractions of Danilovskoye and Kechimovskoye oil and gas fields of Khanty-Mansiysk Autonomous District, Tyumen Region // *Proceedings of the Institute of Geology and Geochemistry*. 2013. Iss. 160. P. 280–287. (In Russ.).
6. *Maslov A.V., Shevchenko V.P., Podkovyrov V.N.* et al. Specific features of the distribution of trace and rare earth elements in recent bottom sediments in the lower course of the Severnaya Dvina River and White Sea // *Lithology and Mineral Resources*. 2014. Vol. 49, No. 6. P. 433–460. <https://doi.org/10.1134/S0024490214060078>
7. *Maslov A.V., Shevchenko V.P.* Systematics of trace elements in sediments from the North-Western Caucasus mud volcanoes // *Geochemistry International*. 2020. Vol. 58, No. 9. P. 1027–1049. <https://doi.org/10.1134/S001670292008008X>
8. *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>
9. *Taylor S.R., McLennan S.M.* The continental crust: Its composition and evolution. Oxford: Blackwell, 1985. 312 p.
10. *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>
11. *Bowen H.J.M.* Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.
12. *Ivanov K.S., Biglov K.Sh., Erokhin Yu.V.* Trace element composition of Tatarstan oils (Romashkinskoye deposit) // *Vestnik of Institute of Geology of Komi Science Center of Ural Branch RAS*. 2013. No. 8(224). P. 2–6. (In Russ.).
13. *Maslov A.V., Ponomareva S.A., Ronkin Yu.L.* REE systematics of crude oils of the Karsovayskoye field (Republic of Udmurtia) // *Lithology and geology of combustible fossils: Collected papers* / Ed. by V.P. Alekseev. Yekaterinburg: Ural State Mining University, 2010. Iss. 4(20). P. 242–253. (In Russ.).
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 (Russia)*. 2015. No. 1. P. 53–64. (In Russ.).
15. *Ronkin Yu.L., Fedorov Yu.N., Alekseev V.P.* Inorganic trace elements in crude oils and their heavy fractions of Danilovskoye and Kechimovskoye oil and gas fields of Khanty-Mansiysk Autonomous District, Tyumen Region // *Proceedings of the Institute of Geology and Geochemistry*. 2013. Iss. 160. P. 282–287. (In Russ.).
16. *Yasnygina T.A., Malykh Yu.M., Rasskazov S.V.* et al. The ICP-MS determination of rare earths and other metals in Baikal crude oil: Comparison with crude oils in Siberia and the Russian Far East //

Doklady Earth Sciences. 2006. Vol. 411, No. 8. P. 1237–1240. <https://doi.org/10.1134/S1028334X06080174>

17. Fedorov Yu.N., Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Ronkin Yu.L. Inorganic geochemistry of the oil of west Siberia: First ICP-MS data // Doklady Earth Sciences. 2007. Vol. 414, No. 1. P. 634–637. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07040319>

18. Dobretsov N.L., Lazareva E.V., Zhmodik S.M. et al. Geological, hydrogeochemical, and microbiological characteristics of the Oil site of the Uzon caldera (Kamchatka) // Russian Geology and Geophysics. 2015. Vol. 56, No. 1–2. P. 39–63. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.01.003>

19. Mikhaylova A.N. Influence of hydrothermal influences on the efficiency of hydrocarbons extraction from high-carbon Domanic rocks: Cand. Sci. diss. abstr. Kazan, 2021. 24 p. (In Russ.).

20. Shpirt M.Ya., Punanova S.A. Trace element compositions of coal, shale, and petroleum from various sedimentary basins // Solid Fuel Chemistry. 2010. Vol. 44, No. 4. P. 265–274. <https://doi.org/10.3103/S0361521910040105>

21. Lavrushin V.Yu., Guliev I.S., Kikvadze O.E. et al. Waters from mud volcanoes of Azerbaijan: Isotopic-geochemical properties and generation environments // Lithology and Mineral Resources. 2015. Vol. 50, No. 1. P. 1–25. <https://doi.org/10.1134/S0024490215010034>

22. Veshev S.A., Stepanov K.I., Vasil'eva T.N. Determination of a wide range of trace elements in oil objects // Geochemistry International. 2000. Vol. 38, No. 10. P. 1035–1039.

23. Gottikh R.P., Pisotsky B.I. Substance distribution at the initial stage of differentiation of reduced fluids // Ores and Metals. 2005. No. 3. P. 23–33. (In Russ.).

24. Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Zhuravlev D.Z. Trace element distribution in the kimberlite-bitumen and basalt-bitumen systems in diatremes of the Siberian Craton // Doklady Earth Sciences. 2004. Vol. 399, No. 9. P. 1222–1226.

25. Gottikh R.P., Pisotsky B.I. On the issue of the formation of oil-maternal strata // Georesursy. 2006. No. 4(21). P. 6–11. (In Russ.).

26. Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Zh. Role of endogenous fluids in the formation of carbon-bearing rocks in the geological section of the oil-and-gas provinces // Doklady Earth Sciences. 2007. Vol. 412, No. 1. P. 125–130. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07010291>

27. Gottikh R.P., Lukin A.E., Pisotsky B.I. Geochemical aspects of the formation of carbonaceous material in the Dneprov graben and southern Siberian Platform // Doklady Earth Sciences. 2008. Vol. 419, No. 2. P. 481–485. <https://doi.org/10.1134/S1028334X0803029X>

28. Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Naumko I.M., Sveshnikov K.I. Geochemical peculiarities of some bitumen materials of the hydrothermal stage of granitoid // Doklady Earth Sciences. 2012. Vol. 445, No. 1. P. 826–831. <https://doi.org/10.1134/S1028334X12070033>

29. Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Malinina S.S., Chernenkova A.I. The role of abyssal processes in hydrocarbon accumulation formation in the Timan-Pechora oil and gas province // Geologiya Nefti i Gaza. 2016. No. 3. P. 86–101. (In Russ.).

30. Rodkin M.V., Punanova S.A. Correlation analysis of the trace element composition of naphthides: method, results, interpretation // Geophysical processes and biosphere. 2022. Vol. 21, No. 4. P. 131–141. <https://doi.org/10.21455/GPB2022.4-9>

31. *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>
32. *Sobissevitch A.L., Gorbatikov A.V., Ovsuchenko A.N.* Deep structure of the Mt. Karabetov mud volcano // *Doklady Earth Sciences*. 2008. Vol. 422, No. 1. P. 1181–1185. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08070428>
33. *Shnyukov E.F., Netrebskaya E.Ya.* Roots of the black sea mud volcanoes // *Geology and Mineral Resources of World Ocean*. 2013. No. 1(31). P. 87–92. (In Russ.).
34. *Sobisevich L.E., Sobisevich A.L.* Mud volcano Shugo, depth structure and mechanisms of activity // *Geology and Mineral Resources of World Ocean*. 2020. Vol. 16, No. 2(60). P. 66–80. <https://doi.org/10.15407/gpimo2020.02.066> (In Russ.).
35. *Shempelev A.G., Zaalishvili V.B., Chotchaev Kh.O.* et al. Tectonic fragmentation and geodynamic regime of Elbrus and Kazbek volcanoes (Central Caucasus, Russia): Results of the deep geophysical research // *Geotectonics*. 2020. Vol. 54, No. 5. P. 652–664. <https://doi.org/10.1134/S0016852120050088>
36. *Sokolov B.A.* Fluid dynamics model of oil and gas formation // *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Ser. 4. Geologiya*. 1996. No. 4. P. 28–36. (In Russ.).
37. *Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A.* The relative role of lower and upper crustal processes in the formation of trace element compositions of oils // *Geochemistry International*. 2016. Vol. 54, No. 11. P. 989–995. <https://doi.org/10.1134/S0016702916090068>
38. *Rodkin M.V., Ngo T.L., Punanova S.A.* Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // *Vietnam Journal of Earth Sciences*. 2021. Vol. 43, No. 1. P. 23–31. <https://doi.org/10.15625/0866-7187/15573>
39. *Punanova S.A., Rodkin M.V.* Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites // *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 3. P. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>
40. *Punanova S.A., Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A.* Genetic features of the trace element composition of naphthides based on correlation analysis // *Exposition Oil Gas*. 2020. No. 4(77). P. 30–34. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2020-10091> (In Russ.).
41. *Rodkin M.V.* Carbon recycling in subduction zones and the role of recycling processes in the formation of hydrocarbon deposits in fore-arc and back-arc basins // *Earth degassing and genesis of hydrocarbon fluids and deposits: Collected papers / Ed. by A.N. Dmitrievsky, B.M. Valyaev. Moscow: GEOS, 2002. P. 221–253. (In Russ.).*
42. *Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A.* Oil-formation center as non-equilibrium dynamic system – the model and its comparison to experimental data // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2015. No. 3. P. 63–68. (In Russ.).
43. *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>
44. *Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I.* et al. Unexplored hydrocarbon potential of subthrust structures in Timan-Pechora petroleum province // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2022. No. 3. P. 7–16. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-7-16> (In Russ.).

Information about the author

Mikhail V. Rodkin – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Chief Researcher, Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Chief Researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Chief Researcher, Institute of Marine Geology and Geophysics, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, rodkin@mitp.ru

Received 25.07.2023