

## ПРИКЛАДНАЯ МЕТАЛЛОГЕНИЯ НАФТИДОВ

С.А. Пунанова  
Институт проблем нефти и газа РАН  
e-mail: punanova@mail.ru

В настоящее время геохимические исследования, связанные с оценкой нефтеносности и рудоносности каустобиолитов, приобретают все большую значимость, как в России, так и за рубежом [1–6]. Наряду с известными углеводородными (УВ) показателями, такими как распределение *n*-алканов, изопреноидов, стеранов, гопанов, полициклических аренов и др., мы предлагаем генетические показатели, основанные на изучении МЭ состава нафтидов. В сравнительно низко- и среднемoleкулярных УВ фракциях концентрируются Pb, Zn, Cu, Au и др., а в высокомолекулярных УВ и гетероатомных компонентах – V, Ni, Co, Cr, Mo и др. Анализ величин соотношений МЭ в относительно легких и тяжелых группах УВ составляет методическую основу генетической корреляции нафтидов [7]. Выявленные закономерности распределения МЭ при онтогенезе УВ, экспериментальное моделирование процессов миграции и взаимодействия нефтей с пластовыми водами, а также аналитические работы по проведению мягкого термолиза ОВ пород служат теоретической основой построения методологических принципов интерпретации материала исследований. Рассмотрим некоторые примеры подробнее.

**Корреляция и дифференциация нефтей по микроэлементному составу.** В основу выделения геохимических типов нефтей нами положены регионально выдержанные по площади и/или в разрезе различия в содержаниях МЭ, а также различия в величинах соотношений концентраций некоторых МЭ.

Показателен пример дифференциации нефтей на различные геохимические типы, примененной авторами не только по комплексу МЭ или их соотношениям, как это было предложено по нефтям месторождений Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна (НГБ) Азербайджана [3], но и по одному «контрастному» МЭ. В **Западном Предкавказье Северо-Кавказско-Мангышлакского НГБ** для выделения геохимических типов нефтей использована величина содержания кобальта в коксе. Анализ состава нефтей из месторождений Анастасиевско-Троицкое, Абино-Украинское, Кудако-Киевское, Ново-Дмитриевское, Кеслерово, Хадыженское, Холмское и др. показал большой разброс величин содержаний МЭ – Co, Na, Br, Cl, Cu, Mn, Cr, Au, As, Ga, Se. Концентрация Co и

Na, помимо нефтей, определялась в коксах, полученных при выпаривании нефтей до 300 °С. Поскольку Co практически полностью содержится в коксе, концентрацией этого элемента в низкокипящих фракциях можно пренебречь. Генетическая дифференциация нефтей в разрезе и по площади может проводиться более обоснованно и результативно по концентрациям Co в высококипящих фракциях, чем по содержанию Co, V, Ni в нерасфракционированной нефти, или по таким параметрам, как плотность, содержание смол и асфальтенов, концентрации которых реагируют на миграционные процессы, а также резко изменяются при гипергенезе [8, 9]. В табл. 1 для сравнения представлены типизации нефтей, проведенные по содержанию элементов на всю нефть и по содержанию кобальта в коксе [8, 10]. Необходимо подчеркнуть, что сопоставление нефтей при их корреляции и дифференциации более правомерно проводить не только по содержанию кобальта в коксе, но и по концентрации других металлов, рассчитанных на ту фракцию, где они сконцентрированы.

Таблица 1

### Типизация нефтей Западного Предкавказья

Типы нефтей по Т.А. Ботневой, (1967)	Возраст вмещающих отложений	Содержание элементов, г/т				Число проанализированных проб на Co	Типы нефтей по содержанию Co в коксе
		в нефтях			в коксе		
		V*	Ni*	Co	Co		
I	Миоцен мэотис	1,72	10,5	0,8	9,0	7	I
II	Миоцен сармат-караган-чокрак	2,95	7,55	2,26	6,2	6	
III	Миоцен майкоп	0,7	2,11	0,08	0,32	7	II
	Эоцен	1,5	2,92	0,37	2,1	5	III
IV	Палеоцен	3,21	4,33	1,52	5,6	12	IV
V	Нижний мел	0,14	0,21	0,015	0,9	1	V
	Верхняя юра			< 0,002	< 0,02	4	VI

Примечание: «\*» – данные В.И. Ермаковой, 1967.

**Микроэлементные критерии генетических связей «нефть – рассеянное ОВ» и диагностика нефтепроизводящих толщ.** Поиск в разрезе осадочных толщ нефтематеринских свит и их диагностика являются необходимым этапом оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. Сходство нефтей и сингенетичных хлороформенных битумоидов (ХБА) пород по распределению МЭ может свидетельствовать об участии этих толщ в процессах нефтеобразования. Несомненно, биогенная природа большинства МЭ нефтей дает полное основание для такой корреляции. Для более обоснованного суждения о наличии в осадочном разрезе нефтематеринских

отложений необходимо четко разделять битуминозные компоненты на сингенетичные и эпигенетичные. Сингенетичный битумоид из пород с высоким значением органического углерода ( $C_{орг}$ ) и низким коэффициентом битуминозности ( $\beta = \text{ХБА}/C_{орг}, \%$ ) отличается, как правило, высоким содержанием V, Ni, Co, Mo и других МЭ, связанных с асфальтово-смолистыми компонентами. Концентрации этих МЭ могут оказаться на два порядка выше, чем в нефтях или в эпибитумоидах. Концентрация «подвижных» МЭ, ассоциирующих с масляными УВ компонентами (Fe, Au, Pb, Cu и др.), в этих битумоидах ниже, нежели в эпибитумоидах. Распределение МЭ в эпигенетичных битумоидах отражает их миграционный характер, иногда контаминационный, – они более подвижны, имеют, по сравнению с сингенетичными битумоидами, относительно низкие концентрации «тяжелых» МЭ (тот же порядок, что и в нефтях) [9, 11].

В пределах **Западной Туркмении (Южно-Каспийский НГБ)** пробы нефтей и образцы битумоидов изучены на площадях Дагаджик, Барса-Гельмес, Западный Челекен, Банка Жданова и др. [12]. Анализ содержаний МЭ показал отсутствие корреляционных зависимостей между составом МЭ, соотношением отдельных МЭ и концентрационными рядами их содержаний в нефтях и битумоидах из плиоценовых отложений. Принципиально другая картина наблюдается для платформенных областей Туркмении. В 56 образцах нефтей и битумоидов (пл. Южный Киркук и Восточный Ербент) определены V, I, Br, Sb, Sc, Co, Fe. При сопоставлении составов МЭ нефтей и битумоидов из верхнеюрских карбонатных отложений Восточного Ербента нами отмечено их сходство, что отражает генетическую связь нефтей и битумоидов, в отличие от нафтидов из нижнемеловых отложений, в которых такая связь не наблюдается. Характерно, что нефти юрских и меловых отложений по своим свойствам близки между собой, а состав МЭ нефтей и конденсатов, с одной стороны, и состав ХБА пород меловых отложений, с другой стороны (Южный Киркук), значительно различаются. Это дает основание для предположений о миграции нефтей из юрских отложений в меловые, т.е. о вторичности залежей в мелу и о едином источнике нефтей меловых и юрских отложений региона. Таким образом, исследование МЭ характеристик нафтидов Западной и Восточной Туркмении позволяет оценить глубокопогруженные отложения юрского возраста как нефтегенерационные, что подтверждается и другими геохимическими данными [12, 13].

Изучены закономерности распределения МЭ в 16 пробах нефтей Прикумско-Сухокумской зоны поднятий **Восточного Предкавказья Северо-Кавказско-**

**Мангышлакского НГБ** из месторождений Закумское, Перекрестное, Зимняя Ставка, Мартовское, Пушкарское, Восточно-Сухокумское, Нефтекумское и в 50 образцах битумоидов. По содержанию V, Ni, Fe, Cu, Zn, Co, Au и металлопорфириновых комплексов (МПК), а также по МЭ соотношениям выявлены различия нефтей из юрских и триасовых отложений. По нашей классификации [3, 5], это нефти зоны катагенеза с присущими характерными особенностями – обедненные МЭ и по соотношению  $V/Ni < 1$  никелевого типа. Сопоставительный анализ соотношений МЭ нефтей и сингенетичных битумоидов для определения роли ОВ отложений в процессе нефтеобразования показан на рис. 1. На графике фиксируются точки пересечения двух отношений для сравниваемых нефтей и битумоидов. Прямая корреляция характеризуется положением этих точек на прямой линии или вблизи нее («линия соответствия»). Тесная корреляция установлена для нефтей и битумоидов триасового комплекса. Более широкое поле корреляции (меньшая теснота связи) выявлено для нефтей юрского комплекса. Полученные данные свидетельствуют о сингенетичности нефтей вмещающим отложениям. Незначительный разброс значений концентраций МЭ в нефтях и ОВ пород юрского комплекса подтверждает возможность вертикального подтока УВ флюидов из триасовых отложений в юрские. Указанные процессы выявлены также по УВ составу [14–16].

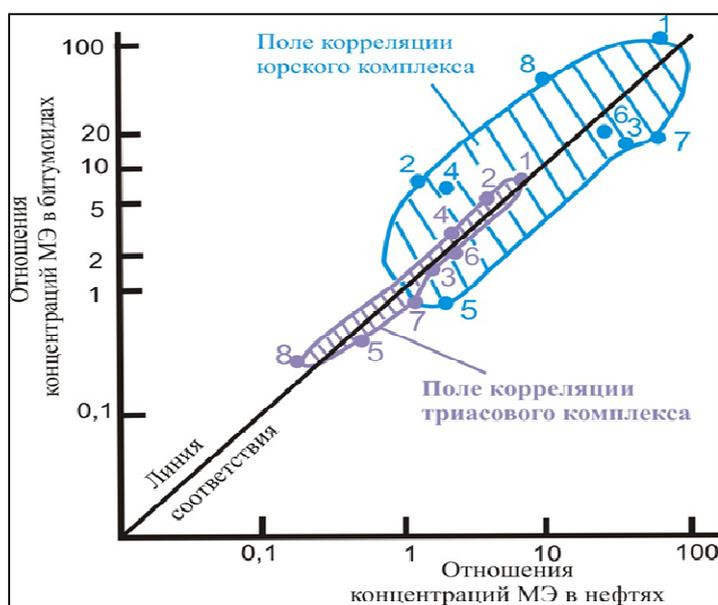


Рис. 1. Корреляция нефтей и битумоидов триасового и юрского комплексов по соотношениям МЭ (Восточное Предкавказье).  
 Отношение концентраций МЭ:  
 1 – V/Co; 2 – Ni/Cu; 3 – Ni/Co;  
 4 – V/Cu; 5 – Zn/Cu; 6 – Cu/Co;  
 7 – Zn/Co; 8 – Au/Co в нефтях и ХБА

Детальное изучение состава ХБА глинистых отложений менилитовой свиты олигоценового возраста (верхний палеоген) Предкарпатского краевого прогиба **Северо-Предкарпатского НГБ** позволило нам выделить две его разновидности – сингенетичную

и эпигенетичную, значительно отличающиеся друг от друга по содержанию МПК, аналитически исследованных автором на приборе Specord. Сингенетичный тип выявлен в образцах с площадей Таявской, Пасечнянской и Сходницкой. Он характеризуется низкой величиной  $\beta$  (до 7–8%) и высокими концентрациями ванадилпорфиринов ( $V_p$ ) (до 1,6% на ХБА), что говорит о невысокой степени преобразования ОВ. В эпигенетичных битумоидах, полученных из отложений с площадей Рожнятовской, Долинской, как и в нефтях, извлекаемых из менилитовых отложений с глубин от 2513 до 4712 м месторождений Долинское, Таявское, Рожнятовское, Сходницкое, Битковское, Лопушнянское, отсутствуют  $V_p$ . Это обстоятельство, а также особенности УВ состава и распределение кислородсодержащих групп свидетельствуют о более высокой степени их катагенной превращенности. Исходя из выявленных генетических различий в составе нефтей и ОВ пород, а также разной степени их катагенетического преобразования, можно сделать вывод о том, что менилитовые глинистые черные сланцы, вероятно, не являлись генерирующими для УВ систем из кайнозойского разреза Предкарпатья. Формирование залежей нефти, возможно, обусловлено миграцией жидких УВ из более глубоководных зон развития мезо-палеозойского осадочного комплекса [17].

Эффективный способ выявления сингенетичной составляющей был применен и рекомендован нами при изучении источников нефтеобразования в отложениях баженовской свиты *Западно-Сибирского НГБ* с использованием результатов мягкого термолитиза [18]. Изучение в лаборатории ИГиРГИ МЭ состава битумоидов баженовской свиты (методом атомной адсорбции) и МПК (на приборе Specord) по площади распространения свиты показало значительную неоднородность и позволило выделить две генетические разновидности битумоидов.

Первая разновидность *сингенетичная*, характеризуется низкими значениями  $\beta$  (не более 7–8%) и сравнительно высокими значениями (до 0,8) коэффициента метаморфизма  $k_i = (П+Ф)/(n-C_{17}+n-C_{18})$ , а также высокой концентрацией и разнообразием различных кислородсодержащих структур при повышенном суммарном содержании ароматических углеводородов и высокими содержаниями  $V$  и  $V_p$ . Этот тип битумоида развит в отложениях Широкого Приобья.

Вторая разновидность битумоидов, *эпигенетичная*, характеризуется повышенными значениями  $\beta$  (до 30%), низкими величинами  $k_i$  (0,1–0,3), невысокой концентрацией кислородсодержащих соединений и низкой суммарной ароматичностью ХБА по

отношению к группам  $\text{C}_n\text{H}_2$  *n*-алканов. В ХБА этого типа практически не обнаружены Vp и ничтожно малы концентрации V. Такие показатели характерны для ОВ высокой степени преобразования. На рис. 2 показан характер распределения содержания Vp в битумоидах баженовских отложений. Четко трассируется аномальная зона низких значений, показанная на карте цветом. Эта зона повторяет по своей конфигурации участки с аномально низким содержанием V, которое изменяется от  $0,83 \cdot 10^{-2}$  (Угутский район) до  $30 \cdot 10^{-2}\%$  в западных районах бассейна (Каменная площадь, Хейгинский и Надымский районы). Эта геохимическая зона совпадает с зоной промышленной нефтеносности, а в региональном плане она отразилась в виде широкой полосы, имеющей северо-восточное простирание. Таким образом, выявленная неоднородность ОВ пород баженовской свиты объясняется их различной природой – сингенетичной или эпигенетичной. Такое расчленение битумоидов в НГБ является необходимым условием дальнейшего сопоставления ОВ пород и нефтей для диагностики в разрезе нефтематеринских свит.

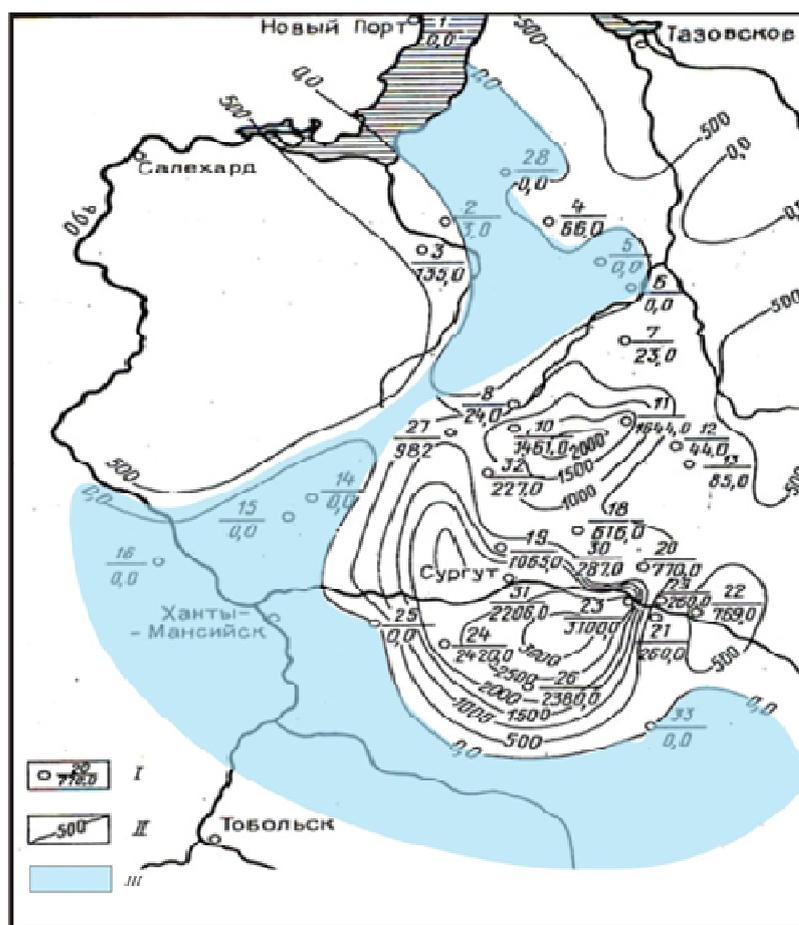


Рис. 2. Схема распределения содержания Vp в ОВ пород баженовской свиты Западной Сибири I – площади отбора керн (числитель) с указанием содержания Vp ( $10^{-3}\%$ ) в ОВ (знаменатель); II – изолинии содержания Vp в ОВ пород; III – зона аномально низких содержаний Vp [18]

По результатам изучения ОВ пород баженовской свиты по разрезу скважины № 554 Салымской площади нам удалось выявить близкое подобие составов нефтей свиты и битумоидов пород. Оно выразилось в отсутствии порфиринов, непропорционально низких концентрациях V, близком количественном распределении МЭ и кислородсодержащих групп.

В связи с тем, что сопоставление нефтей, скорее всего, проводилось с эпигенетичными битумоидами (в контуре нефтеносности), это подобие не является генетически сложившимся и не доказывает, а, наоборот, опровергает представления о связи промышленной нефтеносности свиты с генерационными способностями ее ОВ, а выявленная близость – это результат контаминации ОВ пород нафтидами иных источников генерации. Для более корректной интерпретации полученных результатов, т.е. уточнения природы эпигенетичного битумоида и роли ОВ пород баженовской свиты в процессах нефтеобразования, нами были проведены экспериментальные работы по мягкому (до 300 °С) термолизу глубоко дебитуминизированного ОВ пород Салымской площади с целью получения керогена (рис. 3).

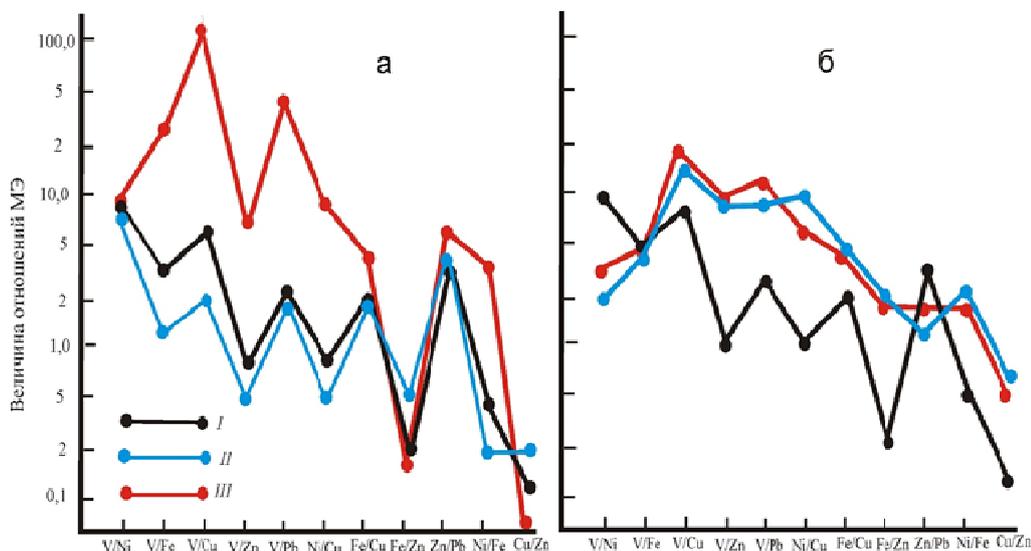


Рис. 3. Сопоставление МЭ соотношений в ОВ пород и нефтях до прогрева (а) и после прогрева (б) [18]. Отношения МЭ: I – в нефтях; II – в ХБА пород баженовской свиты в контуре нефтеносности; III – в ХБА пород баженовской свиты за контуром нефтеносности

Подобие МЭ состава выделившихся продуктов (при термолизе) микроэлементному составу нефтей свиты свидетельствует о сингенетичности нефтей ОВ вмещающих пород. При обратных результатах более аргументированными становятся представления о вторичности нефти по отношению к породам свиты, что наглядно иллюстрирует рисунок:

после прогрева не обнаруживается сходство МЭ отношений нефтей и сингенетичных битумоидов. Как известно, в условиях высоких палеотемператур МПК разрушаются, образуя пирролы и короткие цепочки УВ разного строения, к тому же в этих зонах битумоиды характеризуются низкими содержаниями МЭ, в частности ванадия. Все это свидетельствует об эпигенетичном характере высокопреобразованных битумоидов, мигрирующих из нижних высокопрогретых горизонтов бассейна в более высокие и не связанных с сингенетичными слабо катагенетически преобразованными битумоидами баженовских отложений. Комплексное сопоставление УВ биомаркеров и МЭ в системе «кероген – битумоид – нефть» позволило поставить под сомнение нефтегенерирующую роль ОВ баженовской свиты в границах Салымского месторождения.

**Микроэлементные критерии при выявлении источников нефти и при оценке перспектив нефтегазоносности** выявлены и применены нами при изучении геохимических особенностей аккумуляции и генерации нефти в глубокопогруженных доюрских отложениях Западной Сибири. Материалы исследований представлены в статье С.А. Пунановой и В.Л. Шустера в этом же журнале.

**Микроэлементы при оценке и выявлении миграционных нефтей** были изучены нами при моделировании процессов миграции нефтей в лабораторных условиях и опробованы на природных объектах.

Суть проводимых экспериментальных исследований состояла в выявлении характера изменения содержания МЭ и их соотношений в нефти при ее фильтрации через модели пластов. Методика проведения эксперимента детально описана нами ранее [7, 8]. Изучалось влияние на МЭ состав типа и качества фильтруемых нефтей, вещественного состава и влажности фильтрующих сред, физических параметров фильтрации и минерализации пластовой воды. Эксперименты, в частности, показали, что в процессе фильтрации нефти вследствие сорбции на частицах пород тяжелых ее компонентов уменьшаются оптическая и физическая плотности, показатель преломления, содержание смол и асфальтенов, ароматических УВ и содержание МЭ – V, Ni и Co. Одновременно с этим происходит увеличение содержания масел, насыщенных УВ, меди, облегчается изотопный состав углерода [7, 8, 16].

На рис. 4 показан характер приближения отношений концентраций МЭ в фильтратах к исходным в нефтях при миграции. По оси абсцисс отложено отношение объема профильтровавшейся нефти к объему пор породы, а по оси ординат

сопоставляются отношения концентраций МЭ в фильтратах и исходных нефтях. Если величина этого отношения равна единице (горизонтальная линия на графике), то это означает, что фильтрат по данному критерию не отличается от исходной нефти. Эксперименты показали, что отношения концентраций V/Cu, Ni/Cu, Co/Cu, значения которых значительно уменьшаются при фильтрации, могут служить информативными геохимическими показателями процессов как первичной, так и вторичной миграции. Указанные критерии были опробованы на нефтях месторождений Прикумско-Сухокумской зоны поднятий Восточного Предкавказья. Снизу вверх по разрезу величины соотношений V/Cu, Ni/Cu и Co/Cu резко уменьшаются, соответственно от 26, 30 и 4 до 7,3, 3,0 и 0,3. Приведенные результаты свидетельствуют о возможности и эффективности использования МЭ критериев при диагностике процессов миграции УВ систем в недрах.

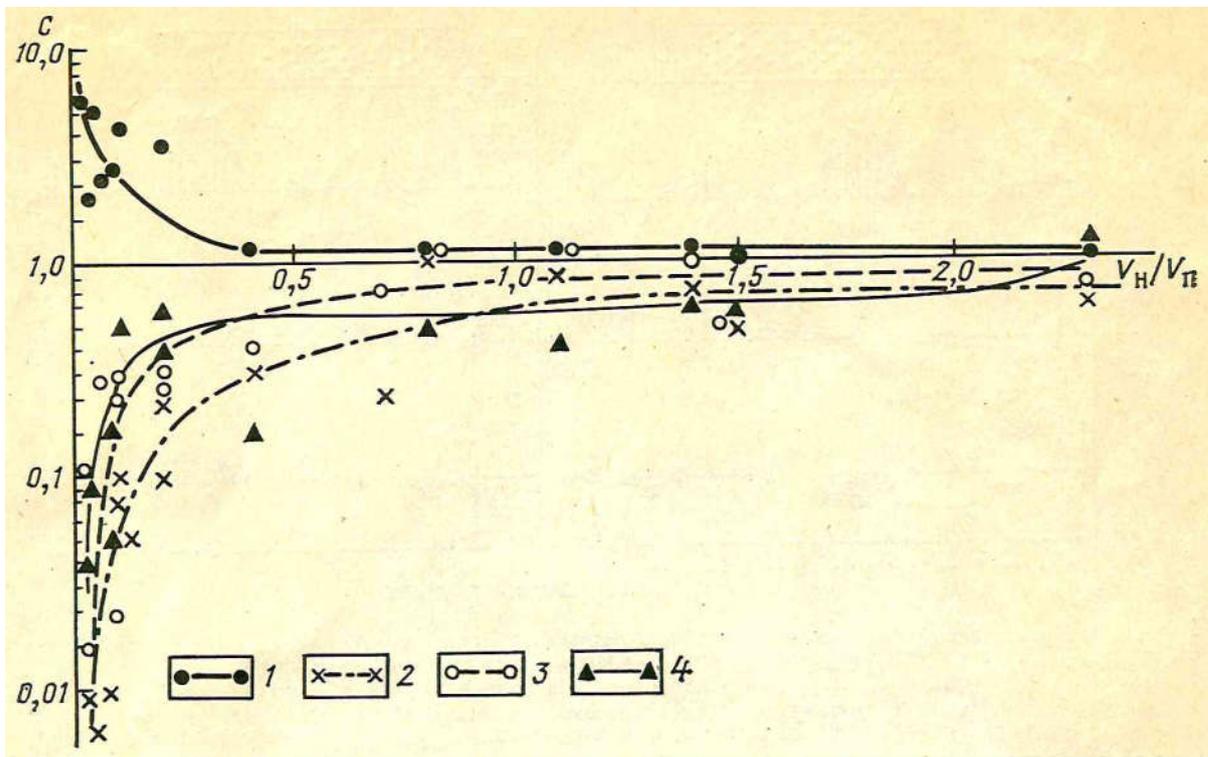


Рис. 4. Характер приближения отношений некоторых металлов в фильтратах к исходным в нефтях в процессе фильтрации [12, 17]

Кривые отношений: 1 –  $\frac{V/Ni \text{ ф}}{V/Ni \text{ н}}$ ; 2 –  $\frac{Ni/Cu \text{ ф}}{Ni/Cu \text{ н}}$ ; 3 –  $\frac{V/Cu \text{ ф}}{V/Cu \text{ н}}$ ; 4 –  $\frac{Co/Cu \text{ ф}}{Co/Cu \text{ н}}$

(в числителе отношение МЭ в фильтрате, в знаменателе – в исходной нефти);  $V_{\text{н}}/V_{\text{п}}$  – отношение объема профильтровавшей нефти к объему пор породы; C – шкала отношений МЭ

**Особенности микроэлементного состава нефтей и конденсатов являются критериями отличия.** Исходя из характера распределения МЭ в нефтях и конденсатах, исследованных НГБ Средней Азии, Западной Сибири, Предкавказья, Прикаспия и Азербайджана, предлагается проводить дифференциацию различных по фазовому состоянию систем, используя абсолютные концентрации тех элементов, которые в нефтях и конденсатах различаются более чем на порядок (табл. 2). Показателями различия нефтей и газоконденсатов являются также отношения МЭ, в числителе – элементы, накапливающиеся в тяжелых асфальтово-смолистых компонентах, а в знаменателе – в легких. Различия в МЭ составе газоконденсатов и нефтей могут быть использованы для мониторинга перемещения газонефтяных контуров при разработке газоконденсатных месторождений. Для этого нами предложены следующие отношения: V/Zn, Ni/Zn, V/Cu, Ni/Cu, V/Br, Ni/Br, Co/Zn, Sc/Ba.

Таблица 2

**Микроэлементные показатели раздельного прогноза углеводородных флюидов [10]**

МЭ	Концентрация МЭ, %		Тенденция изменения концентраций МЭ (от нефтей к конденсатам)
	нефть	конденсат	
V, Ni, Na	$10^{-3}-10^{-2}$	$10^{-5}-10^{-4}$	уменьшение
Hg	$10^{-4}-10^{-3}$	$10^{-6}-10^{-5}$	уменьшение
Sc	$10^{-4}-10^{-3}$	$10^{-7}-10^{-6}$	уменьшение
Cr	$10^{-5}-10^{-4}$	$10^{-6}-10^{-5}$	уменьшение
Co, As	$10^{-5}-10^{-4}$	$10^{-7}-10^{-6}$	уменьшение
Eu	$10^{-7}-10^{-6}$	$10^{-6}-10^{-5}$	увеличение
Ge, Yb, W, Th, Sm	отсутст.	$10^{-6}-10^{-5}$	увеличение

Таким образом, в статье рассмотрены некоторые аспекты использования содержаний и соотношений МЭ нафтидов в качестве геохимических критериев (индикаторов) при реконструкции условий формирования залежей нефти и газа. Методические основы комплексного использования информации по микроэлементному составу нафтидов в нефтегазопроисковой геологии, т.е. **прикладная металлогения нафтидов**, способствуют эффективной оценке перспектив нефтегазоносности регионов.

*Статья написана в рамках выполнения Государственного задания в сфере научной деятельности на 2017 г.*

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Абрамова О.П., Абукова Л.А.* Глинистые толщи осадочных бассейнов – генераторы нафтидо- и рудообразующих флюидов // Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: материалы Всерос. науч.-практ. конф. / отв. ред. А.Ф. Сафронов. Якутск, 2015. С. 9–11.
2. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Исаева Г.Ю., Горева А.В.* Рудогенерирующие возможности нефтематеринских отложений // Геология, минерагения и перспективы развития минерально-сырьевых ресурсов Республики Казахстан: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 75-летию Ин-та геол. наук им. К.И. Сатпаева. Алматы, 2015. С. 419–423.
3. *Бабаев Ф.Р., Пунанова С.А.* Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М.: Недра, 2014. 181 с.
4. *Пунанова С.А.* Геохимические показатели нефтегазоносности по данным изучения микроэлементов и металлопорфириновых комплексов // Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз: 1-ая Междунар. конф. Баку, 2012. С. 216–218.
5. *Punanova S.* Geochemical Peculiarities of the distribution of trace elements in caustobioliths // Geophysical Research: Abstracts. EGU General Assembly 2016. Austria, Vienna. 2016. Vol. 18. 1 p.
6. *Punanova S.* Trace elements' features of mature hydrocarbon systems // 28<sup>th</sup> International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG). Florence, Italy. 2017. 2 p.
7. *Пунанова С.А., Чахмахчев В.А.* Экспериментальные исследования преобразования микроэлементного состава нафтидов при процессах их миграции, катагенеза и гипергенеза // Моделирование нефтегазообразования. М., 1992. С. 119–124.
8. *Пунанова С.А.* Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. М.: Недра, 1974. 244 с.
9. *Пунанова С.А.* Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998. № 9. С. 959–972.

10. Беркутова И.Д., Злотова И.М., Пунанова С.А., Якубсон К.И. Изучение нейтронно-активационным методом распределения Со и Na в нефтях Западного Предкавказья // Нефтегазовая геология и геофизика. 1970. № 12. С. 28–32.
11. Пунанова С.А. Микроэлементы как показатели генетического типа рассеянного органического вещества // Современные методы определения металлов в нефтях, битумах и продуктах их переработки. Л., 1991. С. 61–68.
12. Старобинец И.С., Пунанова С.А., Курганская Э.М. Поиск генетических связей нефтей и битумоидов по микроэлементам // Геохимия нефтегазоносных толщ. М., 1979. С. 51–59. (Тр. ИГиГИ; вып. 23).
13. Пунанова С.А. Оценка углеводородных флюидных структур по микроэлементам // Нефтехимия. 1993. Т. 33, № 1. С. 50–58.
14. Чахмахчев В.А., Виноградова Т.Л., Лосицкая И.Ф., Пунанова С.А., Разумова Е.Р., Якубсон З.В. Геохимическое сопоставление РОВ пород и нефтей как способ диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология нефти и газа. 1985. № 10. С. 39–45.
15. Чахмахчев В.А., Лосицкая И.Ф., Пунанова С.А., Семенова Р.И. Микроэлементы и порфирины при геохимической корреляции нефтей и битумоидов // Геохимия. 1985. № 5. С. 703–709.
16. Чахмахчев В.А., Пунанова С.А., Лосицкая И.Ф. Геохимия микроэлементов в нефтегазопроисходящей геологии: Обзор. информ. Сер. «Нефтегазовая геология и геофизика». М.: ВНИИОЭНГ, 1984. 65 с.
17. Маевский Б.И., Чахмахчев В.А., Разумова Е.Р., Пунанова С.А. и др. О происхождении углеводородных залежей в палеогеновых отложениях Предкарпатья // Отеч. геология. 1992. № 10. С. 9–16.
18. Чахмахчев В.А., Пунанова С.А. К проблеме диагностики нефтематеринских свит на примере баженовских отложений Западной Сибири // Геохимия. 1992. № 1. С. 99–109.
19. Пунанова С.А. Микроэлементы в нафтидах и их использование при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений // Нефтехимия. 2001. Т. 41, № 3. С. 185–193.