

как комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Библиографические ссылки

1. Феоктистов А. В., Феоктистов В. А. Геологическая эффективность структурно-формационной интерпретации и её контроль на примере «рифового направления» ГРП // Приборы и системы разведоч. геофизики. 2012. Т. 20, № 2. С. 5–12.
2. Щеглов В. И. Стратиграфия Ровенского лицензионного участка. Саратов : НВНИИГГ, 2000. 163 с.
3. Ивановский А. Б. Главнейший фактор рифообразования // Докл. АН. 1999. Т. 366, № 3. С. 575–577.
4. Чепелюгин А. Б., Шереметьева Г.А. Закономерности строения и распространения месторождения нефти и газа в палеозойских рифовых комплексах Прикаспийской впадины и её обрамления и обоснование приоритетных направлений поисков новых месторождений в Волгоградском Поволжье (создание электронной версии альбома). М. : ЗАО «Институт Эксперт – Экология», 2000.
5. Абрамов В. А. Белокаменное месторождение-риф или ловушка иного типа // Недра Поволжья и Прикаспия. 1994. № 7. С. 7–9.
6. Абрамов В. А. Вероятная модель формирования и строения ловушки углеводородов на Белокаменном месторождении // Недра Поволжья и Прикаспия. 2001. № 26. С. 36–41.
7. Королюк И. К., Михайлова М. В., Равикович А. И., Краснов Е. В., Кузнецов В. Г., Хатьянов Ф. И. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. М. : Наука, 1975.
8. Лихой Н. Д. Особенности строения карбонатной покрывки Белокаменного месторождения // Недра Поволжья и Прикаспия. 2001. № 28. С. 22–26.
9. Лихой Н. Д. Оценка упругоёмкости резервуара при контроле за разработкой Белокаменного месторождения // Недра Поволжья и Прикаспия. 2000. № 23. С. 11–15.

УДК 553.982:550.4

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МИКРОЭЛЕМЕНТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФАЗОВО-ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ ЗАЛЕЖЕЙ В КОМБИНИРОВАННЫХ ЛОВУШКАХ

С. А. Пунанова

ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук,
ул. Губкина, 3, 119333 Москва, Российская Федерация; runanova@mail.ru

Рассмотрено распределение микроэлементного (МЭ) состава нефтей и конденсатов Западной Сибири, Туркмении, Прикаспия, Новой Зеландии и некоторых других регионов. Используются как литературные, так и аналитические исследования автора. Факт наличия МЭ в лёгких фракциях углеводородных (УВ) флюидов и выявленные генетические различия нефтей и конденсатов позволяют привлекать МЭ состав флюидов в комбинированных ловушках для целей практического его использования.

Ключевые слова: микроэлементный состав, комбинированные ловушки, нефти, газоконденсатные системы, типы залежей

Распределение МЭ по их приуроченности к нефтяным фракциям (температурная разгонка) и определённым компонентам нефтей позволяет считать, что при переходе от тяжёлых нефтей к лёгким и далее к конденсатам меняется как содержание МЭ (оно значительно убывает), так и порядок их концентрационного распределения: в конденсатах существенное значение приобретают элементы, концентрирующиеся в лёгких фракциях [1].

Анализ фактического материала по распределению МЭ в конденсатах свидетельствует о том, что существуют две группы газоконденсатных систем, различающихся по концентрациям МЭ, и связано это, скорее всего, с типом исходного ОБ.

Определение МЭ в конденсатах сопряжено с большими методическими трудностями, поэтому к настоящему времени банк данных по содержанию МЭ в конденсатах всё ещё ограничен. Впервые И. С. Старобинцем и Э. В. Курганской [2, 3] методом нейтронно-активационного анализа было проведено детальное изучение конденсатов и нефтей Туркмении. Несмотря на практически отсутствие асфальтово-смолистых веществ, в конденсатах были найдены те же элементы, что и в нефтях, но в значительно меньших концентрациях. В табл. 1 показано распределение МЭ в нефтях и конденсатах Западной Туркмении (плиоцен) и Аму-Дарьинской впадины (верхняя юра). Отмечено, что в Западной Туркмении, как правило, залежи сконцентрированы в ловушках неантиклинального типа, в сложных ловушках комбинированного строения, ограниченных как тектоническими, так и стратиграфическими экранами. Все исследованные МЭ по их содержанию в конденсатах разделены на три группы: $(>5) \cdot 10^{-5} \%$ – значимые концентрации Fe, Cr, K, Cl, Br, I; $(1-5) \cdot 10^{-5} \%$ – средние концентрации Rb, Sr, Mn, Na, Co, Zn, Cu; $(<1) \cdot 10^{-5} \%$ – низкие концентрации Hg, Sb, Sc, Cs.

Таблица 1 – Средние соотношения МЭ в конденсатах и нефтях Средней Азии [3]

Регион	Возраст	флюид	Br/I	K/Na	Fe/Co	Fe/Ni	Ni/Co	U/Ni
Западная Туркмения	плиоцен, красноцвет	конд.	4,7	60	25	11	2,3	0,66
		нефть	0,17	10	50	3,7	192	0,27
Аму-Дарьинская впадина	нижний мел	конд.	0,24	200	185	–	–	–
		нефть	1,9	39	510	–	–	–
	верхняя юра	конд.	5,1	4,9	8,4	50	0,17	1,0
		нефть	18,0	2,6	154	4	56	0,19

Изменения содержаний МЭ в конденсатах зависят от ряда причин. В их числе: концентрации МЭ в нефтях, с которыми контактируют конденсатные залежи, доля низкокипящих УВ фракций, термобарические условия залегания газоконденсатов и др.

Близкая картина распределения МЭ в нефтях и конденсатах характерна для платформенной части Средней Азии, где преобладают газоконденсатные залежи с небольшими нефтяными оторочками. В то же время, несмотря на существование параллелизма в характере распределения МЭ в нефтях и конденсатах, наблюдаются отличия по соотношению концентраций отдельных пар МЭ с близкими химическими свойствами, но с различной атомной массой (табл. 1). Например, в конденсатах Аму-Дарьинской впадины, по сравнению с нефтями, концентрируются I, K, Fe, Zn, а в нефтях соответственно Br, Na, Ni, Rb. Тип ловушек меняется от структурных до неантиклинальных при приближении к геосинклинальной части региона.

Как и следовало ожидать из распределения МЭ по нефтяным фракциям [4], такие элементы как V, Ni, Co в конденсатах обнаружены в очень низких концентрациях, тогда как содержания I, Cl, Br, Fe довольно высоки.

Большой спектр МЭ, идентифицированных методом нейтронно-активационного анализа в нефтях и конденсатах Западной Туркмении, Амударьинской впадины, а также Северо-Варьганского месторождения Западной Сибири, был сгруппирован нами согласно геохимической классификации А. И. Заварицкого и показан на рис. 1.

Общее содержание МЭ в исследованных УВ флюидах очень низкое. Практически независимо от возраста продуктивных отложений в каждой из выделенных геохимических групп элементов содержание МЭ изменяется от высоких величин до низких, образуя максимумы – K, Fe–Ni, Cu, Se, I–Br, La и минимумы концентраций – Cs, Co–V, Pb–Au, Sb, Sc, I. Для боль-

шинства месторождений отмечается симбатная картина распределения содержаний МЭ (с небольшими отклонениями) в нефтях и конденсатах. Сравнение МЭ состава нефтей и конденсатов Западно-Варьеганского месторождения свидетельствует об их генетическом единстве. Известно, что в пределах Западной Туркмении распространены преимущественно вторичные газоконденсатные залежи, образовавшиеся за счёт ретроградного испарения в газовую шапку части бензино-керосиновых фракций нефтей. Это важный аргумент в пользу единства генезиса УВ систем в рассматриваемом регионе.

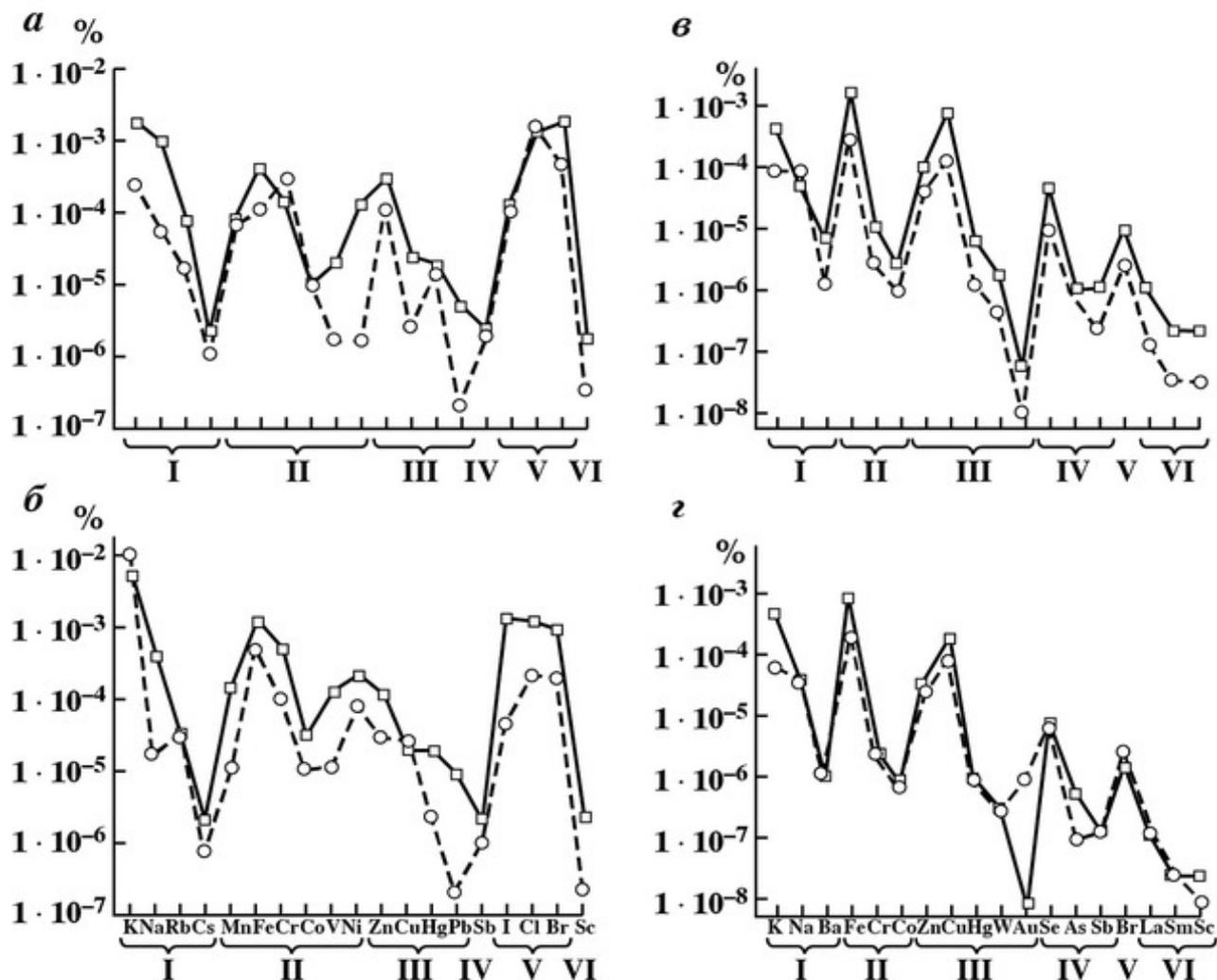


Рисунок 1 – Распределение микроэлементов в нефтях (сплошная линия) и конденсатах (пунктир) Аму-Дарьинской впадины (а), Западной Туркмении (б) и Западной Сибири (в – палеозой, г – юра)
 I. Элементы горных пород – K, Na, Rb, Cs; II. Элементы группы Fe – Mn, Fe, Cr, Co, V, Ni; III. Элементы металлические рудные – Zn, Cu, Hg, Pb, W, Au; IV. Элементы металлоидные – Sb, Se, As; V. Галоиды – I, Cl, Br; VI. Редкие элементы – Sc, La, Sm.

На рис. 2 в обобщенном варианте нами показано распределение более широкого комплекса МЭ (30 элементов) в нефтях и вторичных газоконденсатных системах Средней Азии, Прикаспия и Западной Сибири (по усредненным данным). Элементы расположены по убыванию их содержания в нефтях, и кривая изменения концентраций МЭ в нефтях плавно спускается от максимальных величин содержания МЭ (Cl, V, Fe и др.) до минимальных величин содержания МЭ (Ge, Sm–Th).

Исходя из характера распределения МЭ в нефтях и конденсатах исследованных НГБ, предлагается проводить дифференциацию разрабатываемых систем, используя абсолютные концентрации тех элементов, которые в нефтях и конденсатах различаются более чем на порядок (табл. 2).

Критерии отличия нефтей и газоконденсатов связаны с абсолютными концентрациями МЭ, изменяющимися в изучаемых УВ системах более, чем на порядок (например, V, Na, Ni, Sc, Hg, Cr, Co, Mn, As). Кроме абсолютных содержаний МЭ, диагностическими показателями вторичных газоконденсатных залежей могут служить отношения содержаний МЭ: V/Zn, Ni/Zn, V/Cu, Ni/Cu, V/Br, Ni/Br, Co/Zn, Sc/Ba (в числителе элементы, накапливающиеся в тяжёлых компонентах нефтей, а в знаменателе – в лёгких), которые имеют тенденцию к стабильному снижению от нефтей к конденсатам. Различия в МЭ составе газоконденсатов и нефтей могут быть использованы для мониторинга перемещения газонефтяных контуров при разработке газоконденсатных месторождений. Установлено, что увеличение значений этих соотношений в добываемых конденсатах свидетельствует о приближении к устью скважины нефтяной оторочки [8].

Таблица 2 – Микроэлементные показатели отдельного прогноза углеводородных флюидов [7]

МЭ	Концентрация МЭ, %		Тенденция изменения концентрации МЭ (от нефтей к конденсатам)
	в нефтях	в конденсатах	
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	отсутствуют	$10^{-6}-10^{-5}$	увеличение

Таким образом, на основании обобщения имеющегося фактического материала по содержанию МЭ в нафтидах различного фазового состояния, накапливающихся в неструктурных комбинированных ловушках, выявлены их существенные различия, позволяющие дифференцировать месторождения ванадиевых нефтей и вторичных газоконденсатных залежей, а также проводить мониторинг перемещения газоконденсатных смесей при разработке месторождений УВ флюидов.

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

Библиографические ссылки

1. Пуанова С. А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью : дисс. д-ра геол.-мин. наук. М., 2017.
2. Старобинец И. С., Курганская Э. В. Микроэлементы в газоконденсатах и их геохимическое значение (на примере газоконденсатных месторождений Средней Азии) // Докл. АН СССР. 1979. Т. 245, № 2. С. 454–457.
3. Курганская Э. В. Геохимические особенности распределения микроэлементов нефтей и конденсатов Туркменистана: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 1981.
4. Чахмахчев В. А., Курганская Э. В., Пуанова С. А. Распределение микроэлементов в нефтяных фракциях // Геохимия. 1981. № 2. С. 312–316.

5. Пунанова С. А. Микроэлементы в нефтях и их использование при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений // Нефтехимия. 2001. Т. 41, № 3. С. 185–193.

6. Punanova S. Trace elements' features of mature hydrocarbon systems // 28th Int. Meet. on Organic Geochemistry (IMOG). Florence, Italy, 2017.

7. Пунанова С. А. Прикладная металлогения нефтяных месторождений // Акт. проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 2 (17) [Электрон. ресурс]. URL: http://oilgasjournal.ru/issue_17/punanova.html (дата обращения: 20.05.2020).

8. Бабаев Ф. Р., Пунанова С. А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М. : ООО «Изд. Дом Недр», 2014.

УДК 553.98.061

ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ «ВЫБОР» – ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ ВВОДА ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР В ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

В. Л. Шустер

ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук,
ул. Губкина 3, 119333 Москва, Российская Федерация; tshuster@mail.ru

Обоснован методический подход для решения задачи выбора очередности ввода локальных структур в поисково-разведочное бурение на нефть и газ в новых регионах. Используется системный анализ геолого-геохимических материалов с помощью разработанной программы «Выбор».

Ключевые слова: геолого-математическая модель; локальные структуры; нефть; газ.

При существующем мировом тренде снижения прироста запасов и добычи нефти и газа из «верхнего» (до 3–4 км) этажа и активизации поисково-разведочных работ в «нижнем» (свыше 4–5 км) этаже нефтегазоносности во многих регионах мира, в том числе, Российской Федерации и Беларуси, возникает необходимость выбора первоочередных объектов геолого-разведочных работ.

Для дифференцированной прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности каждого локального объекта (разведочной площади) необходимо количественно или качественно охарактеризовать объект по целому ряду геологических, геофизических, геохимических параметров. А по некоторым регионам – ещё и экономическим, технологическим, экологическим и другим показателям. Зачастую влияние этих параметров (показателей) разнонаправленное.

Всё это делает целесообразным применение системного анализа многообразной и разнородной информации, позволяющего провести многокритериальную оценку выбора рациональной последовательности структур (объектов) для проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Для реализации такого подхода предлагаем использовать модель «Выбор», в основу которой положены программы «Слой» и «Доминанта», разработанные во ВНИИСИ [1, 2].

Такой анализ способствует научно обоснованному выбору рациональной очередности потенциальных объектов, в качестве первоочередных, для поискового бурения, а также решать возникающие задачи целенаправленно, с учётом специфических условий проекта (геологических, географических, экономических, технологических, экологических). В каждом регионе эти условия различные. Так, в арктических морях необходимо учитывать глубины моря, ледовую обстановку, технологические возможности и высокую затратность работ. Не-