

## Прогноз фазового состояния залежей углеводородов в ловушках комбинированного строения

С.А. Пунанова\*, А.В. Самойлова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: \*punanova@mail.ru

**Аннотация.** Рассмотрены возможности прогноза фазового состояния залежей углеводородов геохимическими методами. В статье кратко описываются известные газогеохимические и нефтехимические методы прогнозирования, а также предложено использовать для этих целей микроэлементные показатели флюидов. На основе исследования распределения микроэлементного состава нефтей и конденсатов Западной Сибири, Туркмении, Прикаспия, Новой Зеландии и некоторых других регионов рекомендованы микроэлементные геохимические показатели нефтидов для диагностики нефтяных и газоконденсатных систем. Факт наличия микроэлементов в легких фракциях углеводородных флюидов и выявленные генетические различия нефтей и конденсатов позволяют привлекать микроэлементную характеристику флюидов для практических задач нефтегазопроисковой геологии. Поскольку к настоящему времени фонд добычи углеводородов в антиклинальных структурах близится к исчерпанию, значительное внимание уделяется сложным комбинированным ловушкам, приуроченным к большим глубинам и жестким термобарическим условиям.

**Ключевые слова:** комбинированные ловушки, микроэлементы, месторождение, фазовое состояние, углеводороды, конденсаты, показатели.

**Для цитирования:** Пунанова С.А., Самойлова А.В. Прогноз фазового состояния залежей углеводородов в ловушках комбинированного строения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 15–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art2>

### Введение

Качество флюидов и их фазовое состояние при оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов является актуальной и востребованной, но недостаточно решенной задачей. При этом большое значение приобретает установление характера и структуры ловушек. На данный момент низка вероятность открытия крупных месторождений нефти и газа, связанных с антиклинальными структурами. Как показывает мировая практика нефтегазопроисковых работ [1], на комбинированные ловушки неантиклинального строения приходится

почти в пять раз больше залежей, чем на коллекторы-вместилища углеводородов (УВ), контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др.), притом, что накопленная добыча в них составляет больше 50%. Изучение и картирование, а также прогноз состава нефтей в открываемых ловушках – актуальная и перспективная проблема XXI века [2, 3].

Геохимия микроэлементов нефтидов широко применяется на различных этапах поисково-разведочного процесса.

Анализ особенностей количественного распределения МЭ состава нефтей, и, в частности, газоконденсатных скоплений, а также органического вещества (ОВ) пород в комплексе с другими геохимическими параметрами дает возможность выявлять нефтематеринские толщи, условия и направления миграции УВ, определять вторичные процессы физико-химических преобразований нефтей в залежах, проводить корреляцию и дифференциацию нефтей по площади и разрезу, прогнозировать состав и физико-химические свойства флюидов и их фазовое состояние [4].

#### **Общие представления о нефтяных и конденсатных системах и их прогноз на основе УВ показателей**

Проблема раздельного прогноза нефти и газоносности недр уже давно вышла за рамки чисто теоретических разработок, приобретая значимое прикладное значение. Прогнозные оценки фазового состояния скоплений осуществляются на всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса. С освоением глубинных зон осадочного разреза, обладающих жесткими термобарическими условиями, все чаще встречаются УВ скопления с трудно определяемыми типами и фазовыми состояниями, как правило, приуроченные к ловушкам сложного комбинированного типа. Свойства таких углеводородных систем являются промежуточными между нефтяными и газоконденсатными системами. Высокая газонасыщенность нефтей или, наоборот, аномально большие концентрации жидких УВ в сжатых газах существенно затрудняют диагностику типа вскрываемых залежей. Большой вклад в решение этих проблем внесли исследования В.А. Чахмахчева, И.С. Старобинца и др. [5–10].

Ниже в краткой форме изложены некоторые положения.

Как известно, залежи углеводородов делятся на три основных типа: нефтяные, газоконденсатные и газовые. Различают три вида нефтяных скоплений: нефтяные без газовой шапки, нефтяные с газовой шапкой, содержащей небольшое количество конденсата прямого испарения и нефтегазоконденсатные. В последних содержание конденсата ретроградного испарения достаточно высокое (до  $1400 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ).

Формирование газоконденсатных (ГК) залежей происходит при определенных термобарических условиях при растворении жидких УВ в сжатых газах. Интерес к подобным углеводородным системам возрастает по мере освоения бурением глубинных зон земной коры. Газоконденсатные залежи отличаются от нефтяных однофазным парообразным состоянием УВ флюида. От чисто газовых эти залежи отличаются благодаря наличию в состоянии обратного испарения жидкой фазы (конденсата), которая в той или иной степени выделяется в свободную фазу по мере снижения давления. По термобарическому и фазовому состоянию газоконденсатные залежи разделяются на два основных типа: чисто газоконденсатные (однофазные) залежи и газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками разных размеров, т.е. двухфазные.

Газоконденсатные залежи характеризуются более простым (по сравнению с нефтями) составом и практически полным отсутствием или очень низким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, серы, твердых парафинов и микроэлементов, что связано с очень низким растворением этих соединений в сжатых газах.

Кроме того, в них преобладают, как правило, бензино-лигроиновые фракции, выкипающие до 200 °С. Диапазон распространения ГК систем достаточно широк: от небольших глубин 700–850 м (Средняя Азия, Волго-Урал) до глубин более 5000 м (Западная Туркмения, Апшерон). Термобарические условия залегания ГК систем также очень разнообразны. Минимальные значения давления/температуры составляют 75 ат / 25 °С, максимальные – 650 ат / 190 °С. Количество растворенного конденсата в сжатых газах меняется в широких пределах: от 10 – 20 до 1300 – 1500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Состав газов может быть разным, но чаще всего, как показывают статистические данные, встречаются газы с содержанием метана 86 – 88 % и его гомологов 12 – 14 %.

Многими исследователями признается принципиальная схема вертикальной зональности нефтегазообразования (И.С. Старобинец, В.А. Чахмахчев, А.Э. Конторович, О.К. Баженова, Т.К. Баженова, Н.Б. Вассоевич и др.). Выделяют нижнюю и верхнюю зоны газообразования, главную зону нефтеобразования и зону генерации газоконденсатов. С каждой генетической зоной связываются определенные фазовые типы залежей и углеводородные составы их флюидов в зависимости от степени катагенеза пород органического вещества, а также различные типы ловушек, удерживающие поступающие флюиды. В более глубоких, прогретых, тектонически активных зонах – это ловушки сложного комбинированного строения.

Встречающиеся в недрах скопления газоконденсата имеют разное происхождение. Различают «первичные» или «исходные» ГК скопления и «вторичные» или «новообразованные». Первые из них

формируются за счет миграции из материнских толщ газоконденсатных растворов, образующихся в зоне наиболее жесткого катагенного преобразования рассеянного ОВ пород. Вторичные ГК залежи приурочены к газонефтяным системам и образуются при растворении легких фракций нефти в сжатых газах в ходе погружения структур и повышения пластового давления и температуры в нефтегазовых залежах. Первичные ГК системы имеют малые значения конденсатного фактора (Кф): от 20 до 100 г/м<sup>3</sup>, а вторичные – существенно выше: от 120 до 1600 г/м<sup>3</sup> (Кф – количество жидкой фазы (конденсата) в граммах или куб. см, приходящееся на 1 м<sup>3</sup> газа).

В практике разработки углеводородных систем очень важны достоверные методы и способы оценки вскрытой залежи, необходимость прогнозирования именно фазового состояния скоплений. В ряде публикаций, посвященных прогнозу, приводятся геохимические показатели и методы распознавания фазово-генетических типов залежей на основе данных углеводородов. Исследователи в одних случаях прибегают к качественному и количественному анализу газовой фазы систем (газогеохимические показатели), в других – к всесторонней оценке жидкой фазы (нефтехимические показатели) [5].

Принципы *газогеохимических* методов прогноза базируются на сложившихся представлениях о вертикальной зональности нефте-, газообразования и генетических связях углеводородного состава газов с типами УВ скоплений. Именно с вертикальной зональностью нефтеобразования связана закономерность повышения жирности газов, т.е. увеличение гомологов метана в ряду залежей: газовая, газоконденсатная, нефтегазоконденсатная и нефтяная (табл. 1).

Таблица 1

**Газогеохимические показатели типов залежей**  
(составлено по материалам В.А. Чахмахчева, 2002, с использованием данных Ю.П. Коротаева, Г.С. Степановой и др., 1974; Г.С. Степановой, С.Л. Критской, 1986; В.И. Старосельского, 1990 и др.)

№ п/п	Показатели	Типы залежей		
		ГК	ГКН	Н
1	ГФ, м <sup>3</sup> /т	10000–50000	900–10000	100–560
2	$\Phi_1=(C_1+C_4)/C_5+C_2/C_3$	100–295	7–100	0–7
3	C <sub>2+</sub> , об %	5–15	10–30	20–70
4	C <sub>2</sub> /C <sub>3</sub>	2,2–6,0	1,0–3,0	0,5–1,3
5	100 C <sub>2</sub> /(C <sub>3</sub> +C <sub>4</sub> )	170–400	50–200	20–80
6	100 C <sub>2+</sub> /C <sub>1</sub> (коэффициент жирности газов)	5–15	10–40	30–600
7	C <sub>5+в</sub>	0,01–0,03	0,1–1,0	1,2–6,7
8	Доля УВ газового компонента, % на фракцию: этан пропан бутан	60–80	40–60	10–50
		15–35	20–40	30–50
		5–15	10–25	15–40
9*	Z=A+B	80–150	7–60	<7
10**	Главные компоненты Z <sub>1</sub> , Z <sub>2</sub>	>21	17–21	<17
		>21	17–20,5	<17

\*A=C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>; B=(C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>+C<sub>3</sub>+C<sub>4</sub>)/C<sub>5+в</sub>

\*\* Z<sub>1</sub>=0,88C<sub>5+в</sub>+0,99C<sub>1</sub>/C<sub>5+в</sub>+0,97 C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>+0,99F/3,71;

Z<sub>2</sub>=0,79C<sub>5+в</sub>+0,98C<sub>1</sub>/C<sub>5+в</sub>+0,95 C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>+0,99F/3,71, где F= (C<sub>2</sub>+C<sub>3</sub>+C<sub>4</sub>)/C<sub>5+в</sub>

К нефтегеохимическим показателям (табл. 2) относятся следующие: величина конденсатного фактора, общие физико-химические свойства жидкого флюида,

фракционный состав флюида, индивидуальный углеводородный состав фракций C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> и алканов фракций C<sub>13</sub>-C<sub>23</sub>.

Таблица 2

**Нефтегеохимические показатели типов залежей**  
(составлено по материалам В.А. Чахмахчева, 2002, с использованием данных А.С. Великовского, А.К. Карпова и др., 1979; В.А. Гальченко, В.П. Савченко, 1978; В.А. Чахмахчева, Т.Л. Виноградовой, 1979; Thompson K., 1979; В.И. Тихомирова, 1993 и др.)

№ п/п	Показатели	Типы залежей		
		ГК	ГКН	Н
1	Конденсатный фактор, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	<80	>80	–
2	Плотность УВ флюида, кг/м <sup>3</sup>	<800	–	>780
3	Смолы и асфальтены, %	<3,5	–	>3,5
4	Фракция НК–200 °С, %	>55,0	–	<55
5	Фракция НК–300 °С, %	>70,0		<70,0
6	Фракция C <sub>5</sub> -C <sub>8</sub> цикланы/алканы	1,0–2,0	0,8–1,0	0,2–0,8
7	арены (C <sub>6</sub> -C <sub>7</sub> )/алканы (C <sub>6</sub> -C <sub>7</sub> )	0,3–3,0	0,1–0,3	0,01–0,1
8	циклогексан/н-гексан	1,2–10,0	0,8–1,2	0,05–0,8
9	бензол/н-гексан	0,4–5,0	0,2–0,4	0,01–0,2
10	циклогексан/н-гексан	1,9–4,0	1,6–1,9	0,4–1,5

При изучении индивидуального углеводородного состава бензиновых фракций было показано, что каждый тип залежи характеризуется определенными свойствами [6, 9].

В целях детализации при определении типа флюидов [9] предложено использовать

значения соотношений сравнительно низко- и высокомолекулярных n-алканов по результатам газохроматографических исследований более 180 проб пластовых флюидов при учете термобарических условий размещения УВ залежей. Эти данные сведены в табл. 3.

Таблица 3

### Дифференциация нефтей и конденсатов по величине n-алканов [9]

Тип флюида	Индекс типа	Значения геохимических коэффициентов			
		$K_1$	$K_2$	$K_{1PT}$	$K_{2PT}$
Нефти тяжелые (нафтеновые, биодegradированные)	1а	0,5	0,1	0,2	0,3
Нефти средней плотности (нафтенo-метановые)	1б	0,4–1,0	0,8–1,8	0,2–1,0	0,3–1,5
Нефти легкие (конденсатоподобные и тяжелые конденсаты)	1в	0,5–1,3	1,7–2,4	1,0–2,5	2,0–5,0
Конденсаты тяжелые газоконденсатно-нефтяных залежей с большими оторочками	2а	0,6–2,0	2,3–5,0	2,0–7,0	8,5–15,0
Конденсаты легкие газоконденсатно-нефтяных залежей с маломощными оторочками и без оторочек	2б	1,0–5,0	5,0–15,0	4,0–11,0	15,0–22,0
Конденсаты очень легкие газоконденсатных залежей без оторочек	2в	2,0–10,0	15,0	7,0	22,0

#### Примечания:

$K_1$ =n-алканы ( $C_{13}+C_{15}$ )/n-алканы ( $C_{15}+C_{19}$ );

$K_2$ =n-алканы ( $C_{15}+C_{19}$ )/n-алканы ( $C_{19}+C_{23}$ );

$K_{1PT}=K_1 \times P_{пл}(ат.) \times T_{пл}(°C) \times 10^{-3}$ ;

$K_{2PT}=K_2 \times P_{пл}(ат.) \times T_{пл}(°C) \times 10^{-3}$ , где P– пластовое давление; T – пластовая температура.

#### Прогноз фазово-генетических типов скоплений по микроэлементным данным

Основываясь на анализе приуроченности микроэлементов в нефтях к их компонентам (маслам, смолам, асфальтенам), а также к различным нефтяным фракциям (температурная разгонка), было проведено разделение всех микроэлементов, обнаруженных в нефтях, на две группы:

- V, Ni, Co, Cr, Mo, B, Ga, Sb и др. элементы, связанные с тяжелыми асфальтово-смолистыми компонентами;

- Cu, Fe, Pb, I, Br, Au и др. элементы, накапливающиеся в легких масляных и УВ фракциях нефтей [4, 11, 12].

Классификация нефтей по составу микроэлементов и выявленная связь МЭ с определенными компонентами нефтей позволяют считать, что при переходе от тяжелых нефтей к легким и далее, к конденсатам, меняются как содержание микроэлементов (оно значительно снижается), так и их распределение: в конденсатах существенное значение приобретают элементы, концентрирующиеся в легких фракциях.

Факт наличия МЭ в легких фракциях нефтей позволяет привлекать характеристику микроэлементов для сопоставления нефтей и конденсатов в целях выявления их генетических особенностей и практического использования [4, 11, 12]. Изменение содержания микроэлементов в конденсатах зависит от ряда причин. В их числе: концентрации микроэлементов в нефтях, с которыми контактируют конденсатные залежи, доля низкокипящих УВ фракций, термобарические условия залегания газоконденсатов и др. [12, 13].

Определение микроэлементов в конденсатах сопряжено с большими методическими трудностями, поэтому и к настоящему времени банк данных по содержанию МЭ в конденсатах все еще ограничен. Впервые [13] методом нейтронно-активационного анализа было проведено детальное изучение конденсатов и нефтей Туркмении. Несмотря на ничтожно малое содержание асфальтово-смолистых веществ, в конденсатах были найдены те же элементы, что и в нефтях, но в значительно меньших концентрациях. Все исследованные микроэлементы по их содержанию в конденсатах разделены [13] на три группы:

- $(> 5) \times 10^{-5}\%$  – значимые концентрации Fe, Cr, K, Cl, Br, I;
- $(1-5) \times 10^{-5}\%$  – средние концентрации Rb, Sr, Mn, Na, Co, Zn, Cu;

- $(< 1) \times 10^{-5}\%$  – низкие концентрации Hg, Sb, Sc, Cs.

В табл. 4 показано распределение микроэлементов в нефтях и конденсатах Западной Туркмении и Аму-Дарьинской впадины [13]. 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 [14]. Выявляется достаточно близкая картина распределения микроэлементов в нефтях и конденсатах платформенной части Средней Азии, где преобладают газоконденсатные залежи с небольшими нефтяными оторочками, отчасти выявленные в ловушках структурного типа.

В то же время, несмотря на существование закономерности в характере распределения микроэлементов в нефтях и конденсатах, наблюдаются отличия по соотношению концентраций отдельных пар микроэлементов с близкими химическими свойствами, но с различной атомной массой. Например, в конденсатах Аму-Дарьинской впадины, по сравнению с нефтями, концентрируются I, K, Fe, а в нефтях соответственно Br, Na, Ni, Co [13].

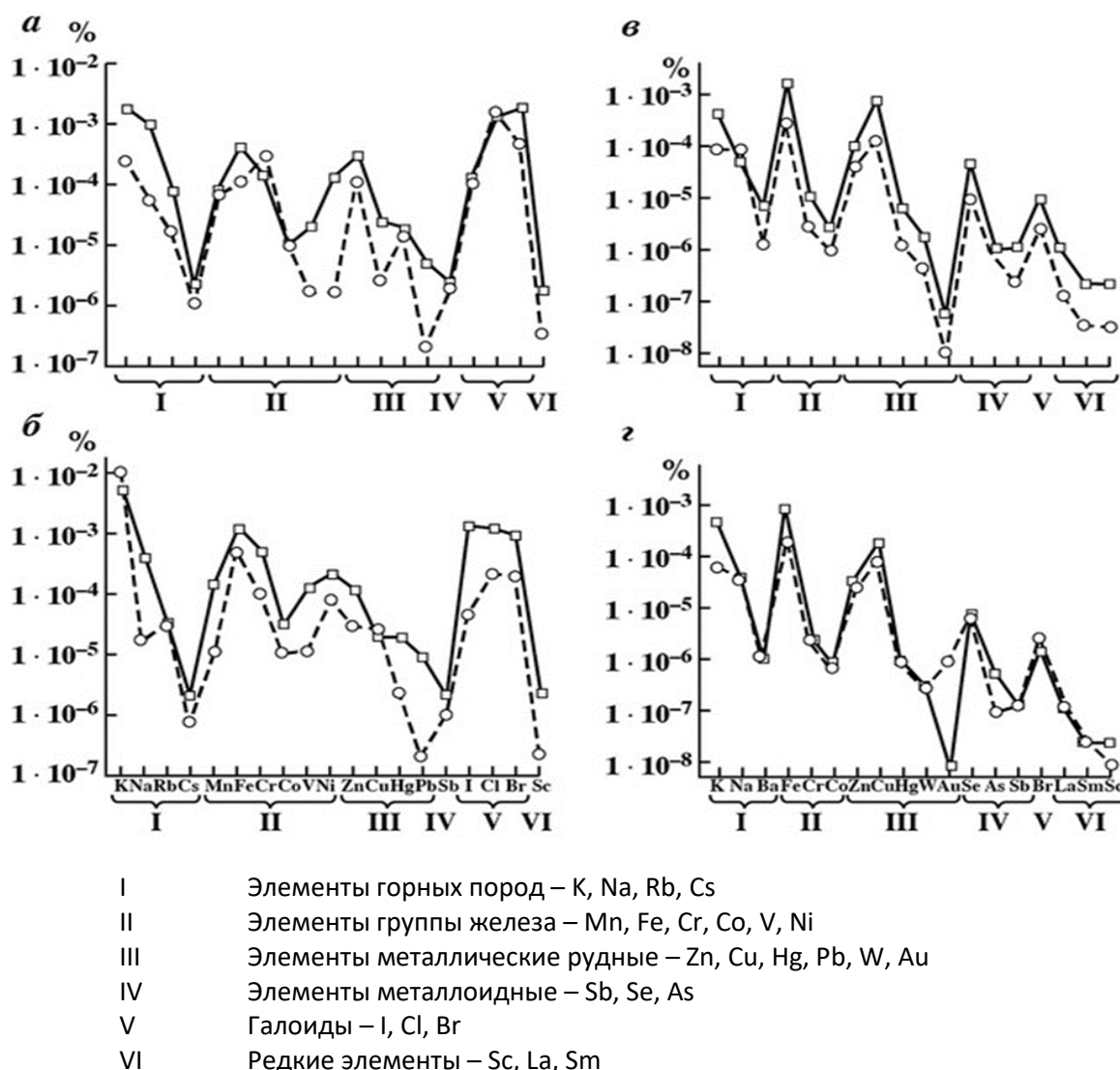
Таблица 4

**Средние соотношения МЭ в конденсатах и нефтях Средней Азии [13]**

Регион	Возраст	флюид	Br/l	K/Na	Fe/Co	Fe/Ni	Ni/Co	U/Ni
Зап. Туркмения	плиоцен, н. 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

Большой спектр микроэлементов, идентифицированных методом нейтронно-активационного анализа в нефтях и конденсатах Западной Туркмении, Амударьинской впадины, а также Северо-

Варьеганского месторождения Западной Сибири, был сгруппирован авторами [12] согласно геохимической классификации А.И. Заварицкого и показан на рис. 1.



**Рис. 1.** Распределение микроэлементов в нефтях (сплошная линия) и конденсатах (пунктир) Амударьинской впадины (а), Западной Туркмении (б) и Западной Сибири (в – палеозой, г – юра) [12]

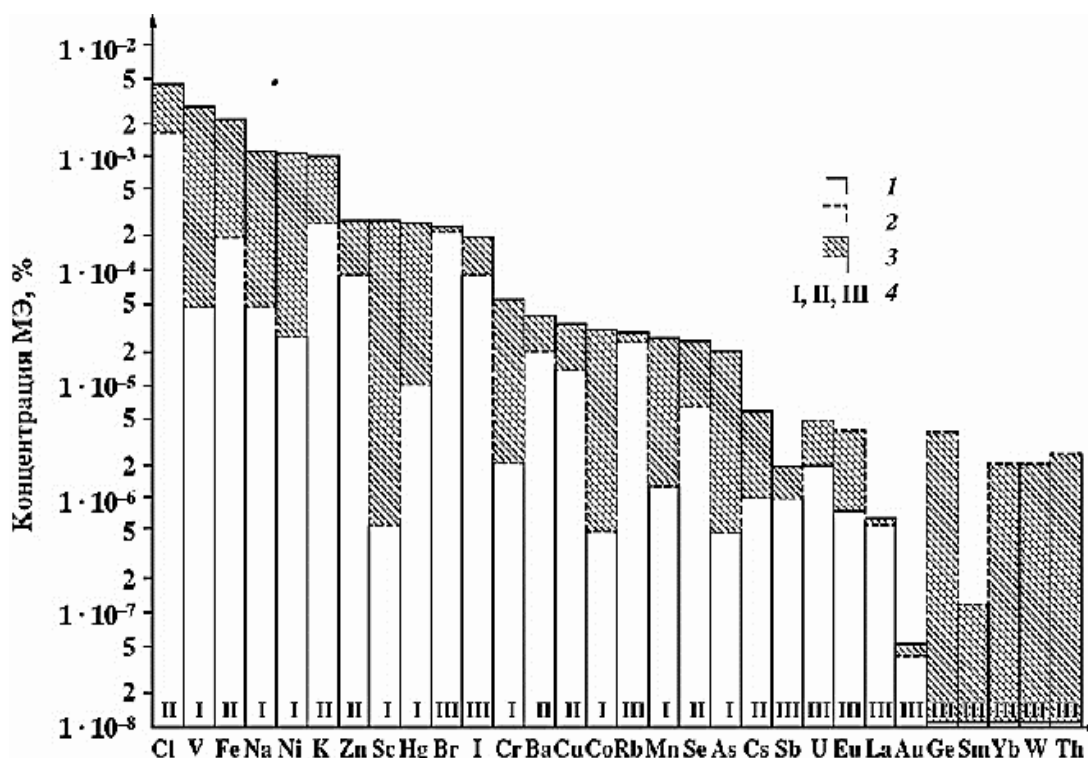
Общее содержание микроэлементов в исследованных УВ флюидах очень низкое. Практически независимо от возраста продуктивных отложений в каждой из выделенных геохимических групп элементов содержание МЭ изменяется от высоких величин до низких, образуя

максимумы – К, Fe–Ni, Cu, Se, I–Br, La и минимумы концентраций – Cs, Co–V, Pb–Au, Sb, Sc, I. Для большинства месторождений отмечается симбатная картина распределения содержаний МЭ (с небольшими отклонениями) в нефтях и конденсатах.

Сравнение состава микроэлементов нефтей и конденсатов Западно-Варьеганского месторождения свидетельствует об их генетическом единстве (сравнивались нефти из отложений юрского возраста и коры выветривания). Известно, что в пределах Западной Туркмении распространены преимущественно вторичные газоконденсатные залежи, образовавшиеся за счет ретроградного испарения в газовую

шапку части бензино-керосиновых фракций нефтей. Это важный аргумент в пользу единства генезиса УВ систем в рассматриваемом регионе [12, 13].

На рис. 2 в обобщенном варианте показано распределение более широкого комплекса МЭ (30 элементов) в нефтях и вторичных газоконденсатных системах Средней Азии, Прикаспия, Новой Зеландии, Западной Сибири и других регионов (по усредненным данным).



Кривые распределения микроэлементов:

- 1 – в нефтях
- 2 – в конденсатах
- 3 – величина разницы в концентрациях
- 4 – группы элементов, в соответствии с характером их распределения в исследуемых нафтидах

**Рис. 2.** Сравнение микроэлементного состава нефтей и конденсатов

Элементы расположены по убыванию их содержания в нефтях, и кривая изменения концентрации микроэлементов в нефтях плавно спускается от максимальных величин содержания МЭ

(Cl, V, Fe и др.) до минимальных (Ge, Sm–Th). В рассматриваемую выборку вошли «ванадиевые» нефти, обогащенные микроэлементами, характеризующиеся отношением  $V / Ni > 1$ .



Исходя из графика, все обнаруженные в нефтях элементы по их соотношению в нефтях и конденсатах разделяем на три группы.

I. Элементы, концентрация которых в нефтях существенно выше (более чем на порядок), чем их концентрация в конденсатах – V, Na, Ni, Sc, Hg, Cr, Co, Mn, As.

II. Элементы, концентрация которых в нефтях менее чем на порядок выше по сравнению с их концентрацией в конденсатах – Cl, Fe, K, Zn, Ba, Cu, Se, Cs.

III. Элементы, концентрация которых в конденсатах выше, чем в нефтях – Sm, Yb, W, Th, Ge, Eu, U, или очень близка – Br, I, Rb, Sb, La, Au.

Первую группу представляют элементы, ассоциированные во флюидах, в основном, с тяжелыми асфальтово-смолистыми компонентами. Вторая и третья группы объединяют элементы, которые могут тяготеть к легким компонентам

нефтей. Кроме того, эти данные свидетельствуют о том, что в конденсатах некоторые МЭ накапливаются в более высоких концентрациях по сравнению с нефтью. Последнее обстоятельство связано с различной растворимостью металло-органических соединений в сжатых газах. Увеличение содержания определенных элементов в конденсатах можно связать также с ужесточением термобарических условий, когда под действием давления в газоконденсатную смесь переходят все более тяжелые фракции, а, следовательно, и микро-элементы, содержащиеся в них [4, 12].

Используя выявленные особенности распределения микроэлементных характеристик нефтей и конденсатов (табл. 5), а именно, различия их абсолютных содержаний в этих объектах более чем на порядок (V, Na, Ni, Hg, Sc, Cr, Co, As, Eu), можно проводить разграничение УВ систем при разработке месторождений.

Таблица 5

**Микроэлементные показатели отдельного прогноза углеводородных флюидов (усредненные данные по исследованным УВ системам)**

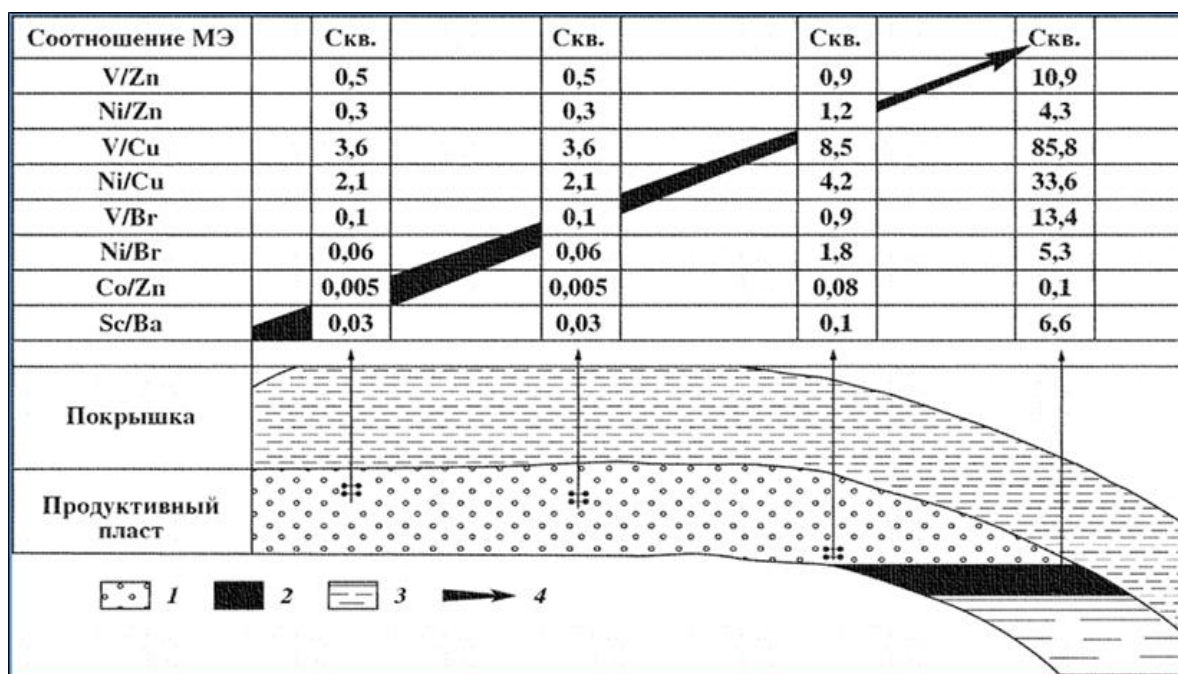
МЭ	Концентрация МЭ, %		Тенденция изменения концентрации МЭ (от нефтей к конденсатам)
	в нефтях	в конденсатах	
V, Ni, Na	$10^{-3}$ – $10^{-2}$	$10^{-5}$ – $10^{-4}$	уменьшение
Hg	$10^{-4}$ – $10^{-3}$	$10^{-6}$ – $10^{-5}$	уменьшение
Sc	$10^{-4}$ – $10^{-3}$	$10^{-7}$ – $10^{-6}$	уменьшение
Cr	$10^{-5}$ – $10^{-4}$	$10^{-6}$ – $10^{-5}$	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

Установленные показатели, характеризующие преимущественное распределение МЭ как в нефтях, так и в конденсатах, могут быть использованы при разработке газоконденсатнонефтяных залежей. Мониторинг во времени за поведением микроэлементного состава

конденсатов в работающих скважинах может по относительному повышению «тяжелых» элементов (тех, которые связаны с асфальтово-смолистыми компонентами) зафиксировать, так называемую, сигнальную зону возможного вторжения к забою нефтяных конусов.

Для этого целесообразно использовать и ряд соотношений, наиболее контрастных по колебанию содержаний элементов. При мониторинге с приближением нефтяного контура величины этих отношений

существенно возрастают. Принципиальная схема изменения состава микроэлементов флюидов при разработке нефтегазоконденсатных месторождений приведена на рис. 3.



1 – газоконденсат, 2 – нефть, 3 – вода, 4 – направление возрастания отношений микроэлементов

**Рис. 3.** Схема моделирования фронта продвижения нефтяной оторочки при мониторинге микроэлементного состава флюидов при разработке газоконденсатнонефтяных месторождений [4, 12]

**Заключение**

На основании обобщения имеющегося фактического материала по содержанию микроэлементов в нефтях различного фазового состояния, накапливающихся в неструктурных комбинированных ловушках, выявлены их существенные различия, позволяющие проводить дифференциацию нефтей и газоконденсатных скоплений.

Исходя из характера распределения микроэлементов в нефтях и конденсатах исследованных нефтегазовых бассейнов, предлагается проводить дифференциацию разрабатываемых систем, используя абсолютные концентрации тех элементов, которые в нефтях и

конденсатах различаются более чем на порядок.

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 тяжелых компонентах нефтей, а в знаменателе – в легких), которые имеют тенденцию к стабильному снижению от нефтей к конденсатам и могут быть использованы для мониторинга перемещения газонефтяных контуров при разработке газоконденсатных месторождений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9.

### Литература

1. *Dolson J., He Zh., Horn B.W.* Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. Article 60054. [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html) (Дата обращения 23.07.2021).
2. *Шустер В.Л.* Проблемы выявления неантиклинальных ловушек углеводородов и подходы к их решению // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12>
3. *Юрова М.П., Исаева Г.Ю.* Исторические аспекты и современные подходы к прогнозу неструктурных ловушек нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). С. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art7>
4. *Пунанова С.А.* Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. М., 2017. 46 с.
5. *Чахмахчев В.А.* Геохимические исследования и методы при поисках и разведке нефти и газа: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 222 с.
6. *Чахмахчев В.А.* Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 1983. 231 с.
7. *Петренко В.И., Зиновьев В.В., Зленко В.Я.* и др. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 511 с.
8. *Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А.* и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: Учебник для вузов. В 2-х кн. / Под ред. Э.А. Бакирова и В.Ю. Керимова. Кн. 2: Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Недра, 2012. 416 с.
9. *Чахмахчев В.А., Аксенов А.А., Барс Е.А.* и др. Геолого-геохимические методы оценки нефтегазоносности локальных объектов. М.: ИГИРГИ, 1993. 205 с.
10. *Логина М.П., Колотухин А.Т.* Прогноз фазового состояния залежей углеводородов на юго-востоке Волго-Уральской провинции // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2016. Т. 16, Вып. 4. С. 248–252. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2016-16-4-248-252>
11. *Чахмахчев В.А., Курганская Э.В., Пунанова С.А.* Распределение микроэлементов в нефтяных фракциях // Геохимия. 1981. № 2. С. 312–316.
12. *Пунанова С.А.* Микроэлементы в нафтидах и их использование при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений // Нефтехимия. 2001. Т. 41, № 3. С. 185–193.
13. *Курганская Э.В.* Геохимические особенности распределения микроэлементов нефтей и конденсатов Туркменистана (в связи с перспективами нефтегазоносности): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1981. 20 с.
14. *Старобинец И.С., Курганская Э.В.* Микроэлементы в газоконденсатах и их геохимическое значение (на примере газоконденсатных месторождений Средней Азии) // Доклады АН СССР. 1979. Т. 245, № 2. С. 454–457.

## Prediction of the phase state of hydrocarbon deposits in traps of a combined structure

S.A. Punanova\*, A.V. Samoilova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*punanova@mail.ru

**Abstract.** The possibilities of predicting the phase state of hydrocarbon deposits by geochemical methods are considered. The article briefly describes the well-known gas-geochemical and petrochemical forecasting methods, and also proposes to use trace element indicators of fluids for these purposes. Based on the study of the distribution of the trace element composition of oils and condensates in Western Siberia, Turkmenistan, the Caspian Sea region, New Zealand and some other regions, the trace element geochemical indicators of naphthides are recommended for diagnostics of oil and gas condensate systems. The fact of the presence of trace elements in the light fractions of hydrocarbon fluids and the revealed genetic differences between oils and condensates make it possible to use trace element characterization of fluids for practical problems of oil and gas prospecting geology. Since by now hydrocarbon production reserves in anticlinal structures is nearing exhaustion, considerable attention is paid to complex combined traps confined to greater depths and severe thermobaric conditions.

**Keywords:** combined traps, trace elements, field, phase state, hydrocarbons, condensates, indicators.

**Citation:** Punanova S.A., Samoilova A.V. Prediction of the phase state of hydrocarbon deposits in traps of a combined structure // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 15–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art2> (In Russ.).

### References

1. Dolson J., He Zh., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. Article 60054. [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html) (Accessed on 23.07.2021).
2. Shuster V.L. The problems of identification of non-anticlinal traps of hydrocarbons and approaches to their solution // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4 (27). P. 12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12> (In Russ.).
3. Yurova M.P., Isaeva G.Yu. Historical aspects and modern approach to forecasting non-structural petroleum traps // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3 (26). P. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art7> (In Russ.).
4. Punanova S.A. Trace elements of naphthides in the process of ontogenesis of hydrocarbons in connection with oil and gas content: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow, 2017. 46 p. (In Russ.).
5. Chakhmakhchev V.A. Geochemical research and methods for prospecting and exploration of oil and gas: Textbook. Moscow: Gubkin University, 2002. 222 p. (In Russ.).
6. Chakhmakhchev V.A. Geochemistry of the process of migration of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 1983. 231 p. (In Russ.).

7. *Petrenko V.I., Zinoviev V.V., Zlenko V.Ya.* et al. Geological and geochemical processes in gas condensate fields and underground storage facilities. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. 511 p. (In Russ.).

8. *Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyants G.A.* et al. Theoretical foundations of prospecting and exploration of oil and gas: Textbook for universities. In 2 books / Ed. E.A. Bakirov and V.Yu. Kerimov. Book 2: Technique for prospecting and exploration for oil and gas accumulations. Moscow: Nedra, 2012. 416 p. (In Russ.).

9. *Chakhmakhchev V.A., Aksenov A.A., Bars E.A.* et al. Geological and geochemical methods for assessing the oil and gas content of local objects. Moscow: IGIRGI, 1993. 205 p. (In Russ.).

10. *Loginova M.P., Kolotukhin A.T.* Forecast of the phase state of hydrocarbon deposits in the south-east of the Volga-Ural province // *Izvestiya of Saratov University. New series. Earth Sciences.* 2016. Vol. 16, Iss. 4. P. 248–252. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2016-16-4-248-252> (In Russ.).

11. *Chakhmakhchev V.A., Kurganskaya E.V., Punanova S.A.* Distribution of trace elements in oil fractions // *Geochemistry International.* 1981. Vol. 18, No. 2. P. 171–181.

12. *Punanova S.A.* Trace elements in naphthides and their use in the development of oil and gas-condensate fields // *Petroleum Chemistry.* 2001. Vol. 41, No. 3. P. 166–174.

13. *Kurganskaya E.V.* Geochemical features of the distribution of trace elements of oils and condensates in Turkmenistan (in connection with the prospects of oil and gas content): Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1981. 20 p. (In Russ.).

14. *Starobinets I.S., Kurganskaya E.V.* Trace elements in gas condensates and their geochemical significance (on the example of gas condensate fields in Central Asia) // *Doklady AN SSSR.* 1979. Vol. 245, No. 2. P. 454–457. (In Russ.).