

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ УГЛЕНЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ ВОСТОКА РОССИИ

А.И. Гресов

*Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева, ул. Балтийская 43, г. Владивосток,
690041, e-mail: gresov@poi.dvo.ru*

Поступила в редакцию 27 марта 2010 г.

Разработана геохимическая и генетическая классификация углеводородных газов угольных и угленефтегазоносных бассейнов Востока России. Выявлено разнообразие форм газопереноса в природной среде. Выделен основной комплекс количественных газогеохимических показателей, позволяющий на практике применять генетическую классификацию углеводородных газов в исследованном регионе.

Ключевые слова: углеводородные газы, угленефтегазоносные бассейны, генезис, газоперенос, молекулярная масса, генетические группы, коэффициенты, Восток России.

ВВЕДЕНИЕ

Газогеохимическое классифицирование УВГ* является важной научно-прикладной задачей не только в области прогнозирования газового режима угледобывающих предприятий, но и для предварительного поиска и разведки угленефтегазоносных залежей. Многочисленные газогеохимические и генетические классификации УВГ основаны преимущественно на объемных и весовых (мольные, %, ppm, доли и т. п.) показателях, отображающих больше качественную характеристику газов [4, с. 68, 76, 251–253, 274]. Совершенствование классифицирования продолжает осуществляться путем непостоянного набора качественных показателей, как правило, коэффициентов-соотношений, большинство из которых, как показала практика геологоразведочных работ в регионе, не обладает достоверной классификационной степенью информативности, универсальности и устойчивости, что негативно влияет на интерпретацию аналитического материала. Результаты исследований и анализ фактического материала природной газоносности угленефтегазоносных бассейнов региона, приведенные

в настоящей работе, показали, что газогеохимическое и генетическое классифицирование УВГ на основе количественных показателей газов (молекулярной массы УВ фракции, весовой доли каждого компонента углеводородной фракции и соотношений индивидуальных УВ и др.) является более достоверной и представительной для условий осадочных и угольных бассейнов Востока России.

ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ, МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ РАБОТ

Объектами исследований являлись угольные бассейны и месторождения Востока России (рис. 1), разделенные по газогеохимическим показателям на три основные категории (табл. 1). Анализировались также газогеохимические показатели газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых залежей угленефтегазоносных бассейнов Востока России (табл. 2).

В процессе исследований использовались данные прямого метода (отбор проб керногазонаборниками), методов определения качественного состава газа (герметичные сосуды, газовый каротаж) и газоаналитических работ. Методами математической статистики обработано более 4200 определений состава ПГ угольных и нефтегазоносных бассейнов региона для определения Мув., газогеохимических и генетических коэффициентов весовых соотношений индивидуальных УВ [6–14, 16, 21–23, 26], методика расчета которых будет приведена ниже.

*Принятые в статье термины и сокращения: РМ, РТМ, КТМ – региональный, регионально-термальный, контактово-термальный метаморфизм, ПГ – природные газы, УВ – углеводороды, УВГ – углеводородные газы, Мув – молекулярная масса углеводородной фракции, НГБ – нефтегазоносный бассейн.

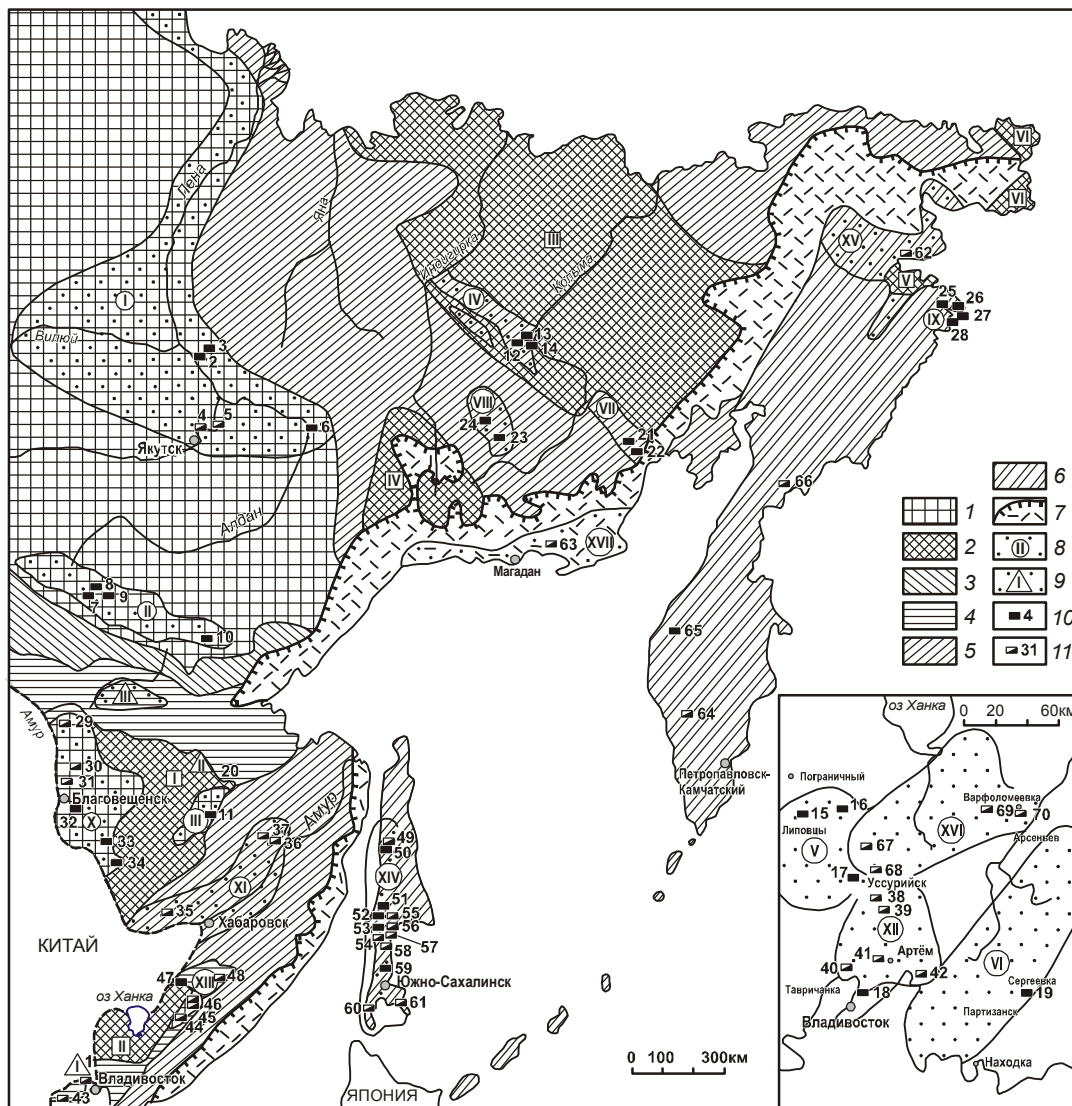


Рис. 1. Тектоническая схема основных угольных бассейнов, месторождений и угленосных районов Востока России. Составил В.И. Подолян [23].

1 – Сибирская платформа; 2 – срединные массивы (в квадратах): I – Буреинский, II – Ханкайский, III – Колымо-Омолонский, IV – Охотский, V – Анадырский, VI – Чукотский; 3–6 – области складчатости: 3 – протерозойской, 4 – палеозойской, 5 – мезозойской, 6 – кайнозойской; 7 – вулканические пояса (верхний мел–неоген); 8 – угольные бассейны (в кругах) в т.ч. на врезе: I – Ленский, II – Южно-Якутский, III – Буреинский, IV – Зырянский, V – Раздольненский, VI – Партизанский, VII – Омсукчанский, VIII – Аркагалинский, IX – Беринговский, X – Амура-Зейский, XI – Среднеамурский, XII – Угловский, XIII – Бикино-Уссурийский, XIV – Сахалинский, XV – Анадырский, XVI – Ханкайский, XVII – Охотский; 9 – (в треугольниках) угленосные районы вне бассейнов: I – Южно-Приморский, II – Гербикино-Огоджинский, III – Верхнезейский; 10–11 – основные месторождения (справа порядковый номер по списку): 10 – каменноугольные, 11 – бурогоугольные. Список месторождений, указанных на схеме: 1 – Монгугайское, 2 – Сангарское, 3 – Белогорское, 4 – Кангаласское, 5 – Хапчагайское, 6 – Джебарики-Хайское, 7 – Нерюнгринское, 8 – Чульмаканское, 9 – Денисовское, 10 – Эльгинское, 11 – Ургальское, 12 – Харангское, 13 – Эрозионное, 14 – Буор-Кемюское, 15 – Ильичевское, 16 – Липовецкое, 17 – Уссурийское, 18 – Подгородненское, 19 – основная промышленная площадь Партизанского бассейна, 20 – Огоджинское, 21 – Кеновское, 22 – Галимовское, 23 – Нижнеаркагалинское, 24 – Верхнеаркагалинское, 25 – Бухты Угольной, 26 – Алькатваамское, 27 – Амаамское, 28 – Бухты Гавриила, 29 – Тыгдинское, 30 – Свободное, 31 – Сергеевское, 32 – Ерковецкое, 33 – Райчихинское, 34 – Архаро-Богучанское, 35 – Ушумунское, 36 – Лианское, 37 – Хурмулинское, 38 – Глуховское, 39 – Бонивуровское, 40 – Тавричанское, 41 – Артемовское, 42 – Шкотовское, 43 – Хасанское, 44 – Крыловское, 45 – Ореховское, 46 – Белогорское. 47 – Бикинское, 48 – Среднебикинское, 49 – Мгачинское, 50 – Александровское, 51 – Бошняковское, 52 – Лесогорское, 53 – Шахтерское, 54 – Солнцевское, 55 – Тихменевское, 56 – Вахрушевское, 57 – Вахрушевское-Восточное, 58 – Макаровское, 59 – Лопатинское, 60 – Горнозаводское, 61 – Новиковское, 62 – Анадырское, 63 – Ланковское, 64 – Крутогоровское, 65 – Тигильское, 66 – Корфовское, 67 – Павловское, 68 – Раковское, 69 – Реттиховское, 70 – Чернышевское.

Таблица 1. Газогеохимическая категоризация угольных бассейнов и месторождений.

Категория, тип ПГ	Состав газа, мощность зоны газового выветривания (ЗГЗ), метаноносность угольных пластов (М)	Угольный бассейн (месторождение, угленосная площадь)
I углеводородо- углекисло- азотные	$20 \leq N_2 \leq 98$, $2 \leq CO_2 \leq 60$, $CH_4 \leq 50$, (He, H ₂ , C ₂ H ₆ + высш. ≤ 1 %). (ЗГВ) > 400 м (М) < 2 м ³ /т.с.б.м (тонна сухой беззольной массы)	Буроугольные месторождения Ленского (Кангаласское), Охотского (Ланковское), Амура-Зейского (Ерковецкое), Среднеамурского (Ушумунское), Ханкайского (Чернышевское, Павловское) и др.
II углекисло- азотно- углеводородные	$1 \leq CO_2 \leq 50$, $2 \leq N_2 \leq 90$, $1 \leq CH_4 \leq 90$, $0.1 \leq H_2 \leq 5$ % (He, C ₂ H ₆ + высш. до 1–2 %). ЗГВ – 200–400 м. М ≥ 2 –8 м ³ /т.с.б.м	Ленский (Ленкюбейское), Анадырский (Анадырское), Зырянский (Сибик-2), Аркагаалинский (Верхнееаркагаалинское), Камчатский (Корфское), Сахалинский (Вахрушевское), Раздольненский (Липовецкое, Ильичёвское), Бикино-Уссурийский (Бикинское), Угловский (Хасанское, Шкотовское) и др.
III углеводородные	$0.1 \leq CO_2 \leq 10$, $0.1 \leq N_2 \leq 15$, $70 \leq CH_4 \leq 99$, $0.1 \leq H_2 \leq 10$ % (He, C ₂ H ₆ + высш. до 1–5 %). ЗГВ – от 50–100 до 200–300 м. М > 8 м ³ /т.с.б.м	Ленский (Джебарики-Хайское, Сангарское, Чечумское, Белогорское), Зырянский (Харангское, Буоркемюское, Эрозионное), Южно-Якутский (Нерюнгринское, Денисовское, Чульмаканское, Эльгинское), Буреинский (Ургальское), Анадырский (Рарыткинская), Беринговский (Бухты Угольной, Амаамское, Алькатваамское), Аркагаалинский (Нижнееаркагаалинское), Омсукчанский (Галимовское), Сахалинский (Тихменевское, Макаровское, Лопатинское, Горнозаводское, Шахтёрское, Лесогорское, Бошняковское, Мгачинское, Александровское), Партизанский, Угловский (Артёмовское, Тавричанское, Подгородненское, Монгугайское) и др.

Таблица 2. Типы газовых залежей углефтегазоносных бассейнов Дальневосточного региона.

Тип залежи	Углефтегазовый бассейн (месторождение, площадь)
Газовая, конденсатно-газовая, газоконденсатная	Лено-Вилуйский (Мастахское, Толонское, Бадаранское, Неджелинское, Соболохское, Средневилуйское, Верхневелючанское, Собохаинское, Быраканское, Усть-Вилуйское, Уораганское, Балагчинское и др.); Камчатский (Кукшуйское), Сахалинский (Гиляко-Абунанское, Колендинское, Центрально-Сабинское, Прибрежное, Астрахановское, Угловое и др.), Буреинский (Адниканское и др.); Анадырский (Поворотно-Телекайская), Беринговский (Хатырская), Бикино-Алчанский (Бикинская) и др.
Газонефтяная, нефтегазовая и нефтяная	Лено-Вилуйский (Среднеботуобинское, Средневилуйское, Преображенское, Ярактинское, Марковское и др.), Буреинский (Адниканская), Сахалинский (Некрасовское, Южно-Охинское, Восточно-Эхабинское, Эхабинское, Тунгорское, Одоптинское, Восточно-Дагинское, Гияко-Абунанское и др.), Анадырский (Поворотно-Телекайская, Озёрнинская), Зырянский (Зыряно-Силапская), Беринговский (Хатырская) и др.

ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНА

Газонефтематеринские и угленосные толщи в ряде осадочных бассейнов региона залегают совместно, чередуясь в разрезе, часто переходя одна в другую по латерали (Анадырский, Буреинский, Сахалинский бассейны); в других бассейнах первые подстилают угленосную толщу (Ленский, Зырянский, Угловский и др. бассейны). Такие бассейны рассматриваются как *углефтегазоносные*. Вместе с тем, значительная часть угольных бассейнов и месторож-

дений региона характеризуются высокими значениями метаноносности угольных пластов (более 10–35 м³/т) и наличием перспективных для добычи ресурсов свободного и сорбированного метана (от десятков и сотен млрд м³ до трлн м³). По своей геолого-промышленной значимости такие бассейны следует рассматривать как *углегазоносные*.

Характерной особенностью осадочных бассейнов региона является омоложение слагающих их углефтематеринских отложений в направлении с запада на восток, выраженное в сокращении их стра-

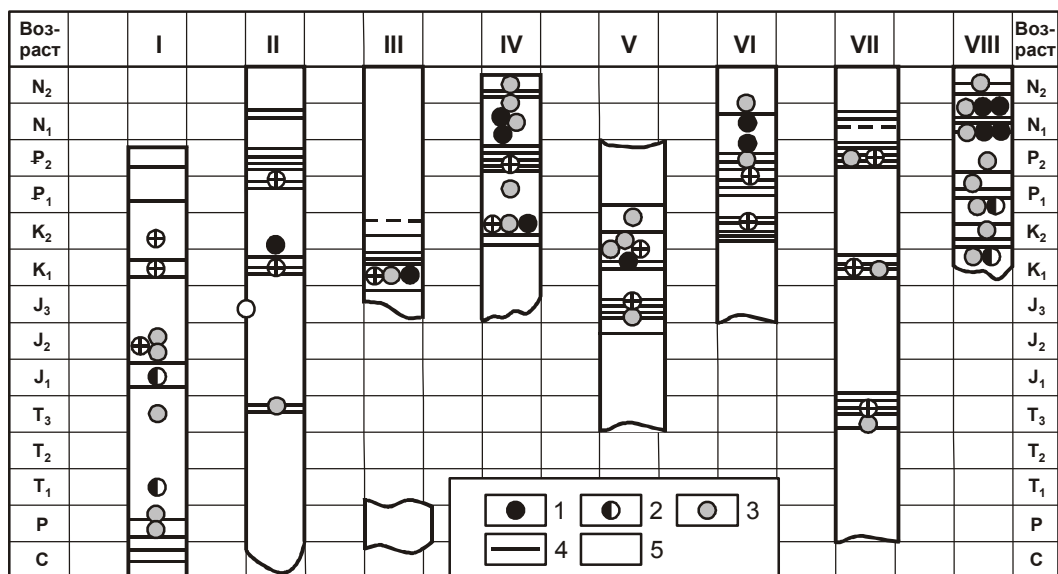


Рис. 2. Угленосность и нефтегазоносность углегазовых и углефтегазоносных бассейнов Востока России. Составил А.И. Гресов [21].

1 – нефть и нефтепроявления; 2 – газоконденсат; 3 – газ; 4 – уголь; 5 – промышленные залежи угольного метана. Углегазовые и углефтегазоносные бассейны: I – Лено-Вилуйский; II – Бикино-Уссурийский; III – Партизанский; IV – Анадырский; V – Буреинский; VI – Берингово-Хатырский; VII – Угловский; VIII – Сахалинский.

тиграфического диапазона [10, 17, 25]. По площади это выражается сменой пермско-юрских месторождений Сибирской платформы (Ленский бассейн) юрскими (месторождения Забайкалья), юрско-меловыми (Зырянский и Буреинский бассейны) и, наконец, кайнозойскимси окраинной части Северо-Востока и Дальнего Востока России (Сахалинский, Анадырский, Беринговский и др. бассейны, рис. 2).

Другой, не менее характерной особенностью осадочных бассейнов региона является их интенсивная дизъюнктивная (до 800–1200 нарушений на 1 км²) и пликативная (наличие складок до 6-го порядка) нарушенность, частые проявления магматической деятельности, интенсивность этих процессов также возрастает в восточном направлении [8, 9, 12, 21].

Комплексное влияние перечисленных геологических факторов привело к формированию в бассейнах Востока России полигенетических УВ скопленений. Следует отметить также, что формирование современного состава природных газов в большинстве бассейнов происходило в сложных гидрогеологических, геокриологических и сейсмических условиях. В ряде бассейнов установлено влияние на распределение природных газов глубинных процессов (грязевый вулканизм, вулканизм, геотермальная деятельность) [6–8, 10–12, 13, 23, 24, 26].

Молекулярная масса углеводородной фракции

Молекулярная масса УВ фракции ПГ (средне-взвешенное по массе индивидуальных членов ряда C₁–C₅ значение) и весовая концентрация УВ, нормированная по отношению к M_{УВ} (в долях целого на 1000), исследовались как единый количественный показатель генетических и газогеохимических особенностей УВГ. M_{УВ} – показатель суммирующего типа, поэтому случайные отклонения в концентрации каких-либо членов фракции слабо сказываются на его значении. Положительным качеством показателя является то, что он позволяет сопоставлять разные по форме нахождения ПГ. Например, сходство по M_{УВ} сорбированных, свободных и водорастворенных газов угольных, газовых и нефтегазовых месторождений выявляется не только при попарном их сопоставлении, но и при статистическом сравнении значительных по объему разнотипных выборок. Интересны в этом отношении исследования В.Х. Велева [3], которыми установлено, что разные по происхождению УВГ Прибалканья обладают более или менее специфическим распределением величины M_{УВ} (табл. 3).

Проведенными исследованиями установлено, что УВГ угольных и углефтегазоносных бассейнов Востока России (табл. 4–6) имеют распределение M_{УВ}, несколько отличающееся от данных В.Х. Велева [3].

Таблица 3. Показатели углеводородной фракции в природных газах разных генетических типов [3].

Генетический тип ПГ	Компоненты, объёмные %					Компоненты, весовые доли					Молекулярная масса	
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	среднее	σ
I. ПГ современных осадков (200)	99.99	0.01	сл.	сл.	сл.	1000	сл.	сл.	сл.	сл.	16.04	0.03
II. а. ПГ угольных месторождений (30)	97.68	1.78	0.36	0.11	0.06	951	33	10	4	2	16.40	0.03
II. б. ПГ газовых формаций (31)	99.37	0.44	0.12	0.06	0.01	996	8	3	2	1	16.17	0.06
III. ПГ нефтегазоносных формаций, не связанных с нефтью (84)*	93.69	4.01	1.42	0.59	0.29	863	69	36	20	12	17.36	0.61
IV. а. ПГ газонефтяных залежей (34)	76.26	7.28	7.88	5.23	3.36	543	94	130	130	104	23.36	4.83
IV. б. ПГ нефтяных залежей (348)	63.66	12.88	12.67	7.56	3.23	384	146	210	165	95	26.57	5.15

Примечание. В скобках – число наблюдений, σ – среднее квадратичное отклонение.

Показатели молекулярной массы углеводородной фракции УВГ современных осадков биохимического генезиса (**первая генезисная группа**) варьируют в пределах 16.04–16.05, средневзвешенно составляя 16.05. Значения показателя $M_{УВ}$, превышающие 16.04, установлены в осадках сложнослоистых угольных и угленефтегазоносных бассейнов с проявлением магматизма и других глубинных процессов (табл. 4).

Ко **второй генезисной группе** относятся ПГ угольных месторождений, газогидратных и газовых залежей, грязевых вулканов и термальных источников, магматических пород и минеральных источников со средневзвешенными (далее по тексту средними) показателями $M_{УВ}$, изменяющимися от 16.10 до 16.58 (табл. 4–6).

Показатели $M_{УВ}$ ПГ угольных бассейнов и месторождений (**подгруппа II.а**) изменяются по средним значениям от 16.17 до 16.40, в среднем составляя 16.33.

Минимальными показателями $M_{УВ}$ характеризуются УВГ угольных месторождений с развитием регионально метаморфизованных углей марочного состава 2Б–3Б–БД–Д и Г** с вариационным размахом 16.17–16.32 и средним показателем $M_{УВ}$ для подгруппы 16.26. Весовая концентрация УВ фракции C₂–C₅ представлена в виде ряда: 18–4–3–1.

Максимальные показатели $M_{УВ}$ (в среднем 16.38), установленные для каменноугольных месторождений Южно-Якутского, Зырянского, Партизанского, Сахалинского бассейнов, обусловлены образованием значительных объемов УВГ (в основном этана и пропана), связанных с процессами метаморфического преобразования углей до стадий Ж–К–Т***, с весовыми концентрациями УВ фракции C₂–C₅, равными 25–8–4–1.

Промежуточное положение по показателю $M_{УВ}$ (16,33) занимают каменноугольные месторождения Сахалинского, Омсукчанского и Партизанского бассейнов с развитием КТМ углей с весовыми концентрациями УВ фракции C₂–C₅: 24–7–3–1 (рис. 3). Исследованиями А.П. Бакалдиной [2] установлено, что при контактово-термальном метаморфизме под воздействием высоких температур (до 900–1000°С) часть УВ фракции (C₂–C₆) разлагается. Данный факт находит свое подтверждение в работах [24, 26] и исследованиях автора [6, 11, 12, 13, 21].

Таким образом, на угольных месторождениях региона с увеличением стадии метаморфизма углей от бурых до жирных показатели $M_{УВ}$ возрастают от 16.17 до 16.40 и от коксовых до антрацитов снижаются до 16.31–16.34. В угольных месторождениях региона, расположенных на площадях с доказанной геологоразведочными работами нефтегазоносностью, показатель $M_{УВ}$ имеет повышенные значения (Макаровское, Горнозаводское, Тавричанское, Че-

* ПГ ранних или поздних стадий литогенеза.

** Марки углей: Б – бурые, Д – длиннопламенные, Г – газовые, Ж – жирные, К – коксовые, Т – тощие, ОС – отощенно-спекающиеся, ПА – полуантрацит, А – антрацит.

*** Стадии метаморфизма углей соответствуют технологическим маркам углей.

Таблица 4. Показатели углеводородной фракции в природных газах угольных бассейнов и месторождений Дальнего Востока [6–8, 26].

Генетический тип природных газов	Бассейн, месторождение, марочный состав углей	Компоненты, объёмные %					Компоненты, весовые доли					M _{ув}	КС ₂ ** (1КС ₂ /2КС ₂)
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅		
Современных осадков	Угловский (824)	99.96	0.04	сл.	0	0	999	1	сл.	0	0	16.05	-
	Подгородненское (106)	99.95	0.05	сл.	сл.	0	999	1	сл.	сл.	0	16.05	-
	Партизанский (124)	99.95	0.05	сл.	сл.	сл.	999	1	сл.	сл.	сл.	16.05	-
	Раздольненский (28)	99.96	0.04	сл.	сл.	0	100	1	сл.	сл.	0	16.05	-
	Ханкайский (20)	99.99	0.01	сл.	0	0	0	сл.	0	0	0	16.04	-
	Бикино-Уссурийский (24)	99.94	0.03	сл.	0	0	998	1	сл.	0	0	16.04	-
	Буреинский (46)	99.97	0.03	сл.	0	0	999	1	сл.	0	0	16.04	-
	Сахалинский (128)	99.95	0.05	сл.	сл.	сл.	999	1	сл.	сл.	сл.	16.05	-
	В среднем по региону (1300)*	99.95	0.04	сл.	сл.	сл.	999	1	сл.	сл.	сл.	16.05	-
	Образовавшиеся при региональном метаморфизме	Амуро-Зейский. 2Б (10)	99.34	0.48	0.14	0.03	0	986	9	4	1	0	16.17
Среднеамурский. 2Б (12)		99.32	0.49	0.14	0.04	0	985	9	4	2	0	16.17	1.5/2.2
Ханкайский. 2Б (14)		99.31	0.51	0.12	0.05	0.01	985	10	3	2	сл.	16.18	2.0/3.3
Бикино-Уссурийский. Б ₂ –Б ₃ (16)		99.30	0.52	0.12	0.05	0.01	985	10	3	2	сл.	16.18	2.0/3.3
Угловский. 3Б–БД (272)		98.96	0.74	0.20	0.08	0.02	977	14	5	3	1	16.24	1.6/2.8
Буреинский. Д–Г (168)		98.72	1.09	0.12	0.05	0.02	974	20	3	2	1	16.26	3.3/6.7
Сахалинский. 3Б–Д–Г (186)		98.49	1.18	0.19	0.11	0.03	968	22	5	4	1	16.32	2.2/4.4
Ленский. 3Б–Д–Г (132)		98.57	1.08	0.22	0.10	0.03	970	20	5	3	1	16.31	2.2/4.0
Аркагалинский. Д–Г (42)		98.97	0.94	0.05	0.03	0.01	977	17	3	2	1	16.21	2.8/5.7
Анадырский. 3Б (26)		99.13	0.74	0.08	0.04	0.01	981	14	3	2	сл.	16.19	2.8/4.7
Беринговский. Г (62)	98.90	0.96	0.09	0.04	0.01	976	18	3	2	1	16.25	3.0/6.0	
В среднем по региону (940)	98.79	0.96	0.16	0.07	0.02	974	18	4	3	1	16.26	2.2/4.5	
Образовавшиеся при регионально-термальном метаморфизме	Партизанский. Г–Ж (284)	98.12	1.37	0.39	0.08	0.04	959	25	11	3	2	16.40	1.6/2.3
	Подгородненское. Т (96)	98.54	1.08	0.24	0.10	0.04	968	20	6	4	2	16.33	1.7/3.3
	Раздольненский. Д (126)	98.47	1.19	0.24	0.08	0.02	968	22	6	3	1	16.32	2.2/3.7
	Сахалинский. Г–Ж (294)	98.10	1.45	0.30	0.12	0.03	960	27	8	4	1	16.40	2.1/3.4
	Южно-Якутский. К–ОС (82)	98.11	1.50	0.25	0.11	0.03	959	28	7	4	2	16.39	2.2/4.0
	Зырянский. Ж (68)	98.00	1.64	0.24	0.10	0.02	959	30	6	4	1	16.39	2.7/5.0
	В среднем по региону (950)	98.19	1.37	0.31	0.10	0.03	962	25	8	4	1	16.38	1.9/3.1
	Партизанский. КЖ–Т–ПА (206)	98.32	1.32	0.28	0.05	0.02	965	24	8	2	1	16.34	2.2/3.0
	Сахалинский. КЖ–Т (94)	98.38	1.29	0.23	0.08	0.02	966	24	6	3	1	16.33	2.4/4.0
	Омсулчанский. Т–А (30)	98.50	1.22	0.20	0.06	0.02	969	23	5	2	1	16.31	2.9/4.6
В среднем по региону (330)	98.35	1.31	0.26	0.06	0.02	966	24	7	2	1	16.33	2.4/3.4	
Итого в среднем по региону (2220)	98.45	1.20	0.25	0.08	0.02	967	22	7	3	1	16.33	2.0/3.2	

Метаморфические

Примечание. В скобках – число случаев. * – средневзвешенные значения. ** – этановые коэффициенты: КС₂ = C₂ : (ΣC₁ – C₂) / C₂ : C₃.

Таблица 5. Показатели УВ фракции природных газов на Дальнем Востоке в различных объектах и средах [1, 14, 16, 20, 22].

Тип формаций и источник газа	Углефтегазоносный бассейн, месторождение	Компоненты, объёмные %					Компоненты, весовые доли					M _{УВ}	КС ₂
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅		
Газогазратные залежи*	Мессояхское (8)	99.72	0.18	0.06	0.02	0.01	99.3	4	2	1	сл.	16.10	1.3/2.0
	Охотоморский (3)	99.77	0.12	0.07	0.03	0.01	99.4	3	2	1	сл.	16.10	1.0/1.5
Газовые залежи	Лено-Вилловский (48)	97.90	1.61	0.32	0.14	0.03	95.6	29	9	5	1	16.43	1.9/3.2
	Буреинский (5)	97.91	1.54	0.35	0.16	0.04	95.5	28	9	6	2	16.45	1.6/3.1
	Сахалинский (40)	99.27	0.51	0.14	0.07	0.01	98.3	9	4	3	1	16.19	1.1/2.2
	Анадырский (20)	99.24	0.53	0.12	0.09	0.02	98.3	10	3	3	1	16.20	1.4/3.3
	Камчатский (7)	99.34	0.46	0.13	0.06	0.01	98.4	9	4	2	1	16.18	1.3/2.2
Конденсатно-газовые залежи	Лено-Вилловский (24)	94.19	3.93	1.24	0.48	0.16	87.6	69	32	16	7	17.23	1.2/2.2
	Сахалинский (8)	94.04	3.94	1.22	0.50	0.28	87.2	68	31	17	12	17.30	1.1/2.2
Газоконденсатные залежи	Лено-Вилловский (15)	89.62	6.50	2.45	1.04	0.39	78.6	107	59	33	15	18.30	1.0/1.8
	Иреляхское (5)	91.92	4.13	1.64	1.25	1.06	81.0	68	40	40	42	18.20	0.6/1.7
	Сахалинский (6)	92.70	3.94	1.62	0.96	0.78	83.1	66	40	31	32	17.89	0.6/1.6
Нефтегазовые залежи	Лено-Вилловский (20)	86.08	9.08	3.18	1.18	0.48	72.8	144	74	36	18	18.97	1.1/1.9
	Иркутский (12)	85.75	9.36	3.12	1.25	0.52	72.2	148	72	38	20	19.05	1.1/2.1
	Сахалинский (18)	88.08	7.89	2.83	0.82	0.38	76.4	128	67	26	15	18.50	1.2/1.9
Газонефтяные залежи	Буреинский (28)	74.08	10.88	8.00	4.81	2.13	51.6	142	153	121	68	23.02	0.4/0.9
	Лено-Вилловский (32)	72.95	11.52	8.75	5.17	1.61	50.5	149	166	130	50	23.19	0.4/0.9
	Иркутский (16)	71.60	13.29	7.96	4.93	2.22	49.0	170	150	122	68	23.46	0.5/1.1
Нефтяные залежи	Иркутский (8)	60.65	16.51	12.15	8.70	1.99	36.6	187	202	191	54	26.54	0.3/0.9
	Лено-Вилловский (8)	61.12	16.10	13.59	7.05	2.24	37.2	184	227	156	61	26.35	0.4/0.8
	Буреинский (8)	64.34	13.87	10.67	6.62	4.50	39.3	158	178	147	124	26.26	0.4/0.9
Грязевые вулканы**	Южно-Сахалинский (272)	99.20	0.53	0.17	0.08	0.02	98.1	10	5	3	1	16.20	1.1/2.0
	Пугачёвский (8)	99.36	0.54	0.16	0.03	0.01	98.4	10	4	1	1	16.19	1.7/2.5
Термальные источники	Сахалинский (12)**	99.11	0.50	0.19	0.16	0.04	97.8	9	5	6	2	16.26	0.7/1.8
	Анадырский (6)	99.00	0.78	0.10	0.10	0.02	97.8	14	3	4	1	16.23	1.7/4.7
Магматические породы	Партизанский (9)	96.86	2.54	0.43	0.16	0.05	93.6	46	11	6	1	16.59	2.6/4.2
	Сахалинский (9)	97.30	1.86	0.80	0.02	0.02	94.3	34	21	1	1	16.55	1.5/1.6
Минеральные источники	Партизанский (9)	97.92	2.25	0.56	0.15	0.04	93.7	41	15	5	2	16.60	1.9/2.7
	Сахалинский (9)	97.06	2.47	0.30	0.12	0.05	94.1	45	8	4	2	16.55	3.2/5.6
Нефтегазовые скопления, не связанные с залежами нефти	Лено-Вилловский (16)	93.45	4.10	1.50	0.55	0.40	85.6	70	38	19	17	17.50	0.9/1.8
	Сахалинский (4)	94.03	3.88	1.35	0.49	0.25	87.1	67	34	17	11	17.31	1.1/2.0

Примечание. * – данные А.И. Обжирова и Р.Б. Шакирова; ** – данные Р.Б. Шакирова.

Таблица 6. Показатели углеводородной фракции C₁–C₅ природных газов разных генетических типов углегазоносных и угленефтегазоносных бассейнов Дальнего Востока.

Генетические типы природных газов, группы и подгруппы	Компоненты, объёмные %					Компоненты, весовые доли					M _{ув}	K _{C2}	K _{np} **
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅			
I. ПГ современных осадков (1300)	99.95	0.05	сл.	сл.	сл.	99.9	1	сл.	сл.	сл.	16.05	-	-
II.а. Угольных месторождений (2220)	98.45*	1.20*	0.25*	0.08*	0.02*	968*	22*	6*	3*	1*	16.33*	2.0/3.1*	11.0
II.а.1. РМ углей (940)	98.79	0.96	0.16	0.07	0.02	974	18	4	3	1	16.26	2.2/4.5	13.5
II.а.2. РГМ углей (950)	98.21	1.35	0.31	0.10	0.03	962	25	8	4	1	16.38	1.9/3.1	12.5
II.а.3. КТМ углей (330)	98.35	1.31	0.26	0.06	0.02	967	24	7	2	1	16.33	2.4/3.4	9.4
II.б. Газогидратных залежей (11)	99.73	0.17	0.06	0.02	0.01	993	4	2	1	сл.	16.10	1.3/2.0	2.0
II.в. Грязевых вулканов (280)	99.20	0.53	0.17	0.08	0.02	987	10	5	3	1	16.20	1.1/2.0	6.0
II.г. Термальных источников (18)	99.08	0.57	0.17	0.15	0.03	978	11	4	5	2	16.25	1.0/2.8	13.8
II.д. Газовых залежей (120)	98.67	0.99	0.22	0.10	0.02	971	18	6	4	1	16.30	1.6/3.0	12.0
II.д.1. Областей кайнозойской складчатости (67)	99.27	0.51	0.13	0.07	0.01	983	9	4	3	сл.	16.19	1.1/2.2	6.8
II.д.2. Срединных массивов (5)	97.91	1.54	0.35	0.16	0.04	955	28	9	6	2	16.45	1.6/3.1	18.7
II.д.3. Древних платформ (48)	97.90	1.61	0.32	0.14	0.03	956	29	9	5	1	16.43	1.9/3.2	16.1
II.е. Магматических пород (16)	97.05	2.20	0.62	0.09	0.02	939	40	16	4	1	16.57	1.9/2.5	10.0
II.ж. Минеральных источников (18)	97.03	2.36	0.43	0.14	0.05	939	43	12	5	2	16.58	2.3/3.6	17.9
III. Нефтегазовых скоплений, не связанных с нефтью (20)	93.56	4.06	1.47	0.54	0.37	860	70	37	18	15	17.46	1.0/1.9	34.1
IV.а. Конденсатно-газовых залежей(32)	94.15	3.93	1.24	0.48	0.20	875	69	32	16	8	17.25	1.2/2.2	34.5
IV.б. Газоконденсатных залежей (26)	90.77	5.45	2.10	1.07	0.61	801	90	51	34	24	18.19	0.8/1.8	60.0
IV.в. Нефтегазовых залежей (50)	86.72	8.72	3.04	1.07	0.45	740	139	71	33	17	18.82	1.1/2.0	64.6
V.а. Газонефтяных залежей (76)	73.08	11.67	8.32	4.99	1.94	505	151	158	125	61	23.20	0.4/1.0	119.5
V.б. Нефтяных залежей (28)	62.03	15.48	12.13	7.46	2.90	377	176	202	165	179	26.38	0.3/0.9	143.8

Примечание. В скобках – число случаев (Σ – 4 215 случаев). * – средневзвешенные значения. ** – коэффициент превращённости: K_{np} = C₂ × C₄/C₃.

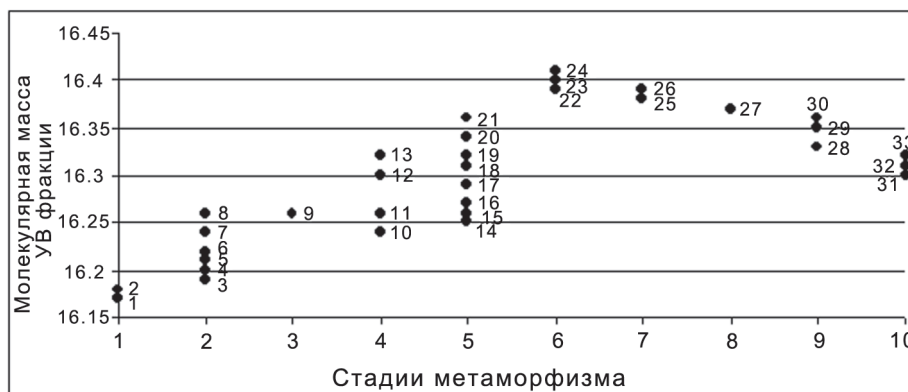


Рис. 3. Изменение молекулярной массы УВ фракции C_2-C_5 природных газов угольных месторождений Востока России с возрастанием метаморфизма угля.

Марки углей: 1 – 2Б–3Б, 2 – 3Б, 3 – БД, 4 – Д, 5 – Г, 6 – Ж, 7 – К, 8 – ОС, 9 – Т, 10 – ПА–А. Месторождения: 1 – Кангаласское, Ерковецкое, Ушумунское; 2 – Бикинское, Чернышёвское, Павловское; 3 – Анадырское, Корфовское; 4 – Тихменевское, Вахрушевское; 5 – Хасанское, Шкотовское; 6 – Артёмовское, 7 – Горнозаводское, 8 – Макаровское, 9 – Тавричанское, Солнцевское, Белогорское; 10 – Верхнеаркагалинское, 11 – Ургальское, 12 – Лопатинское, Бошняковское; 13 – Ильичёвское, Липовецкое; 14 – Нижнеаркагалинское, 15 – Бухты Угольной, 16 – Ургальское, 17 – Мгачинское, 18 – Сангарское, Ленкюбейское; 19 – Лесогорское, 20 – Шахтерское, Чечумское; 21 – северо-восточная часть Партизанского бассейна, 22 – Чечумское, Харангское, Эрозионное, Буор-Кемюское, 23 – Лесогорское, Шахтёрское, 24 – центральная часть Партизанского бассейна, 25 – Лесогорское, Шахтёрское, 26 – Нерюнгринское, Чульмаканское, Эльгинское, 27 – Нерюнгринское, 28 – Подгородненское, 29 – Старопартизанский и Засидинский районы Партизанского бассейна, 30 – Бошняковское, Шахтёрское, Лесогорское, 31 – Монгугайское, 32 – Галимовское, 33 – Старопартизанский район Партизанского бассейна.

чумское, Сангарское, Харангское, Эльгинское, Лопатинское, Шахтерское и др.).

Исследованиями [6–8, 12] также установлено, что с возрастанием интенсивности проявления разрывной, пликвативной тектоники и магматической деятельности наблюдается закономерное повышение значений $M_{УВ}$ в ПГ угольных месторождений. В угленосных сложнодислоцированных толщах углегазонасных бассейнов региона установлены зоны с аномальными показателями $M_{УВ}$, достигающими 16.5–17.5. Они связаны с трещинными коллекторами, представленными трещиноватыми угольными пластами и вмещающими породами в зонах крупных тектонических нарушений. Подстилающие продуктивную угленосную толщу отложения в этих зонах в большинстве случаев представлены углефтегазонасными формациями (рис. 2).

Анализ показателей $M_{УВ}$ ПГ **газогидратных залежей (подгруппа II.б – 16.10)** показывает на их газогеохимическую и генетическую близость с ПГ современных осадков (16.05), газовых залежей молодых областей кайнозойской складчатости (16.19) и грязевых вулканов (16.20) [21]. По весовым концентрациям (4–2–1–сл.) они занимают промежуточное положение между ПГ современных осадков и ПГ газовых залежей молодых областей кайнозойской складчатости (Анадырский, Беринговский, Камчатский, Сахалинский бассейны). Последние, по-видимому, явля-

ются для газогидратных залежей *газоматеринскими*. Полигенетический состав ПГ этих залежей в ряде случаев обусловлен грязевулканической деятельностью, магматическими, вулканическими и глубинными процессами дегазации Земли.

УВГ грязевых вулканов (подгруппа II.в) по средним показателям $M_{УВ}$ (16,20) близки к УВГ газовых залежей Сахалинского бассейна (16,19), термальных источников (16,25) и угольных месторождений с развитием РМ углей (16,26); по весовым концентрациям C_2-C_5 (10–5–3–1) более близки к УВГ газовых залежей (9–4–3–сл.) и термальных источников (11–4–5–2), чем к угольным.

УВГ термальных источников (подгруппа II.г) Сахалинского и Камчатского углефтегазонасных бассейнов характеризуются средними показателями $M_{УВ}$, равными, 16.25 и весовыми концентрациями C_2-C_5 (11–4–5–2). По показателям $M_{УВ}$ они занимают промежуточное значение между газами чисто газовых залежей молодых областей кайнозойской складчатости (16,19) и угольных месторождений с развитием РМ углей. По весовым концентрациям УВ более близки к УВГ газовых залежей, однако имеющийся фактический материал (изотопный анализ углерода метана, наличие в составе ПГ радона, гелия и др.) показывает, что образование этих газов связано с глубинными процессами. Превышение количества бутана над пропаном указывает на возможную связь

с газоконденсатными и газонефтяными залежами [4, 20].

Исследования УВГ **газовых залежей (подгруппа II.д.)** позволили установить близость показателей $M_{УВ}$ и весовых концентраций C_1-C_5 газовых формаций древних платформ (Сибирской – 16.43; 956–29–9–5–1) и срединных массивов (Буреинского – 16.45; 955–28–9–6–2) докембрийского возраста и их резкое отличие от аналогичных показателей, характеризующих области кайнозойской складчатости прибрежной и шельфовой части Тихоокеанского подвижного пояса (Чукотской, Западно-Камчатско-Корякской, Хоккайдо-Сахалинской), имеющих средние значения 16.18–16.20 и 983–9–4–3–сл. (табл. 5). Таким образом, газы древних отложений в среднем более обогащены тяжелыми гомологами метана по сравнению с более молодыми. Эта закономерность, вероятно, также связана со смещением *промышленной углефтегазоносности* в более верхние стратиграфические горизонты по мере приближения к Тихому океану и с временем формирования залежей (рис. 2). С определенной долей условности они объединены в общую генетическую подгруппу со средними показателями $M_{УВ}$ и значениями весовых концентраций C_1-C_5 , равными 16.30 и 971–18–6–4–1, соответственно.

Обращает на себя внимание равнозначность показателей $M_{УВ}$ УВГ **минеральных источников (подгруппа II.ж – 16.58)** и **магматических образований (подгруппа II.е – 16.57)** и сходство их весовых концентраций УВ фракции C_1-C_5 (939–40–16–4–1 и 939–43–12–5–2). С определенной долей вероятности можно сделать предварительное заключение об их генетической близости и, возможно, сравнимой глубинности происхождения. УВГ данных подгрупп характеризуются максимальными для второй генетической группы весовыми концентрациями этана и пропана (40–43 и 12–16).

В целом для формаций второй генетической группы отмечается генерация в большей степени низкомолекулярных УВ. В случае присутствия более тяжелых и жидкофазных УВ компонентов установлено наличие фазового состояния сильно недонасыщенного газом раствора. Средние показатели $M_{УВ}$ изменяются от 16.10 до 16.58. Для УВГ характерно круто нисходящее распределение весовых долей индивидуальных УВ в сторону высокомолекулярных компонентов. Закономерность $C_n > C_{n+1}$ (за исключением ПГ термальных источников) практически не нарушается. Данная закономерная изменчивость характеризуется В.Ф. Никоновым [20] как признак генетической связи между членами УВ фракции. С учетом правотности этого допущения, можно, по-

видимому, рассматривать УВГ углегазоносных формаций, газогидратных и газовых залежей, грязевых вулканов, термальных, минеральных источников и магматических образований в качестве членов определенной газогеохимической генетической системы, т. е. как *совокупность взаимосвязанных и расположенных в определенном порядке элементов какого-то целостного структурного полигенетического образования в углегазоносных бассейнах Востока России*.

К **третьей генетической группе** отнесены УВГ **нефтегазовых скоплений, не связанных с нефтью (группа III)** Сахалинского и Лено-Вилюйского угле-нефтегазовых бассейнов [1, 14, 16]. Они характеризуются средними значениями показателя $M_{УВ}$, равными 17.31 и 17.50 (рис. 4). УВГ этой группы характерны для пород, находящихся на очень ранних или очень поздних стадиях литогенеза, характеризующихся плавно нисходящей тенденцией в распределении весовых долей УВ, которая в области высших членов практически исчезает. По показателям $M_{УВ}$ (17.46) и весовым концентрациям (860–70–37–18–15) газы данной группы очень близки к ПГ конденсатно-газовых залежей (17.25 и 875–69–32–16–8). С определенной долей условности они отнесены к IV группе УВГ.

К **четвертой генетической группе газов** относятся УВГ **конденсатно-газовых (подгруппа IV.а), газоконденсатных (IV.б) и нефтегазовых (IV.в) залежей**, характеризующихся значениями $M_{УВ}$ – 17.25, 18.19 и 18.82. Значительная изменчивость в соотношениях между соседними УВ и широкий вариационный ряд их концентраций (рис. 4, 5) указывает, что в данном случае УВ $C_1 - C_5$ ($C_1 - 875-801-740$, $C_2 - 69-90-139$, $C_3 - 32-51-71$, $C_4 - 16-34-33$ и $C_5 - 8-24-17$) не могут рассматриваться в качестве единой системы, так как являются полигенетической газовой смесью, компоненты которой, вероятно, генерируются при наложении и совместном протекании первичных, вторичных (переформирование нефтегазовых скоплений) и вторично-миграционных процессов газо – газоконденсата – конденсата – нефтегазообразования [7, 9, 23]. Следует отметить, что по весовым концентрациям УВ (рис. 5) газы нефтегазовых залежей (IV.в) явно выпадают из состава четвертой генетической группы УВГ и тяготеют к пятой.

УВГ **пятой генетической группы газов** представлены ПГ **газонефтяных (подгруппа V.а), и нефтяных залежей (V.б)** с показателями $M_{УВ}$ 23,20–26,38 и весовыми концентрациями $C_1 - C_5$, равными 505–151–158–125–61 и 377–176–202–165–179. Специфической особенностью ПГ данной группы явля-

ется незакономерное распределение весовых долей УВ (табл. 5, 6) в виде $C_n = C_{n+1}$, $C_n > C_{n+1}$ и $C_n < C_{n+1}$ (рис. 5). Различия в соотношениях между соседними УВ и значительные вариации в их весовых концентрациях (весьма изменчивые) не позволяют рассматривать их в качестве единой системы. УВГ являются газовой смесью различного генезиса, компоненты которой генерируются при наложении и совместном протекании как минимум двух автономных процессов: собственно газообразования и нефте- (газо-) образования [1, 3, 4, 7, 16].

На основе распределения изотопов углерода в легких УВ газовых и газонефтяных залежей Э.М. Галимов также пришел к заключению о существовании двух самостоятельных генетических линий нефтеобразования [5].

Повышенная миграционная способность газов, разнообразие форм газопереноса в природной среде, комплексное влияние на процессы миграции геологических факторов приводят к формированию полигенезисных УВ скоплений, показатели которых подчиняются правилам аддитивности, т. е. образования

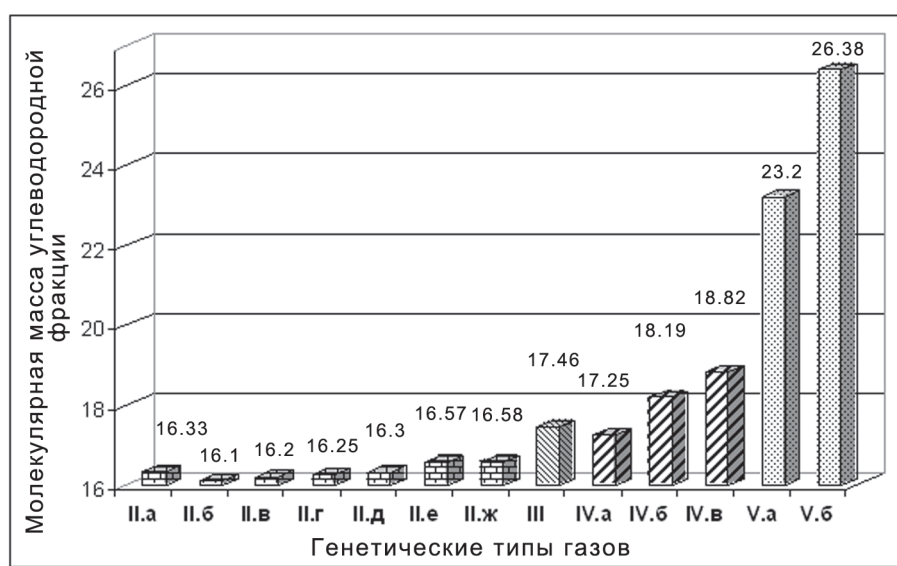


Рис. 4. Распределение молекулярной массы углеводородной фракции (C₂–C₅) в газах углефтегазоносных бассейнов Востока России разных генетических типов.

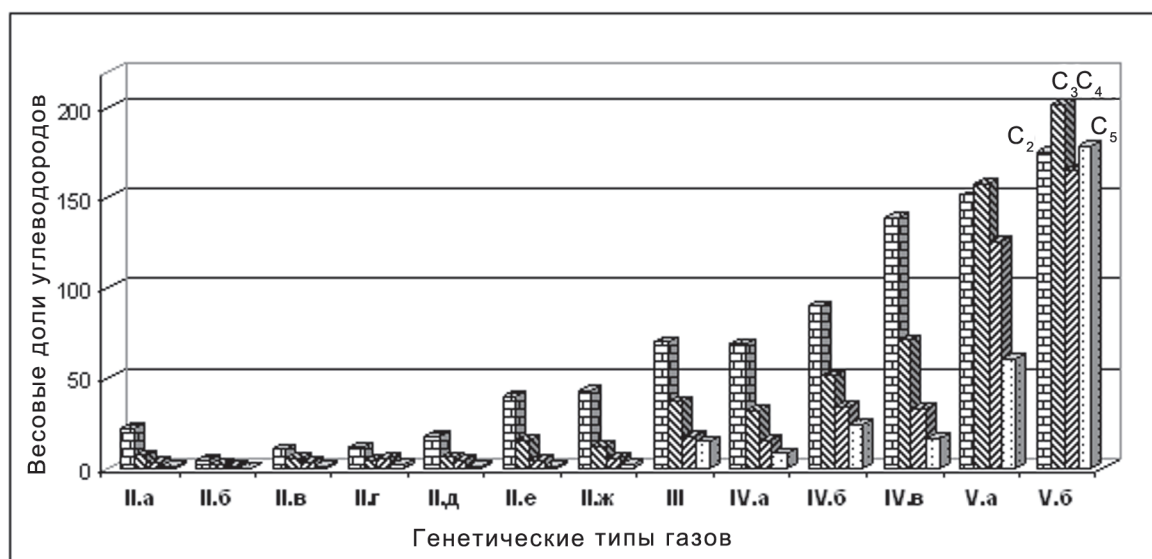


Рис. 5. Распределение весовых концентраций углеводородной фракции (C₂–C₅) в газах углефтегазоносных бассейнов Востока России разных генетических типов (в долях на 1000).

путем последовательного накопления УВ разного состава и фазового состояния при пересечении ловушки разных генезисных зон. Это наглядно отмечается в углефтегазоносных бассейнах, где продукты генерации разных газоматеринских толщ, вследствие вышеуказанных процессов, суммируются, а генезисные особенности газовой фазы как бы сглаживаются.

ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕНЕТИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ

Газогеохимические и генетические коэффициенты позволяют различать формы нахождения скопления газа и косвенно характеризуют его происхождение. Расчет трех этановых коэффициентов, коэффициентов одновременности и превращенности осуществлялся по количественным (весовым долям) показателям.

1. Математическое выражение *первого этанового коэффициента*: $1K_2 = q C_2 : (\sum q TУ - q C_2)$, где $q C_2$ – весовая концентрация этана в долях целого на 1000, $\sum q TУ$ – весовая суммарная концентрация тяжелых гомологов метана. По данным [4, 20], для чисто газовых залежей он обычно больше 1; для газонефтяных и нефтяных – меньше (расчет по объемным %).

2. Большое количество этана (*второй коэффициент*) по сравнению с пропаном указывает на принадлежность газа к сухому типу ($2K_2 = q C_2 : q C_3 > 2.6$); весовые доли на 1000), и наоборот, ($q C_2 : q C_3 < 2.6$) – к жирному. Установлено, что в углефтегазонос-

ных бассейнах превышение количества пропана над этаном в УВГ указывает на принадлежность их к газоконденсатной, газонефтяной и нефтяной залежам [4, 15, 20].

3. Математическое выражение *третьего коэффициента*: $K_3 = q (C_2 + C_4) : q C_3$. По данным [4], для чисто газовых залежей он обычно больше 3.4; для газонефтяных и нефтяных – меньше (расчет по объемным %).

По полученным показателям первого этанового коэффициента ($1K_2$) в регионе выделяются 4 следующих типа газовых скопления: *сухих (метановых), сухих, жирно-сухих и жирных газов*.

К *первому типу* отнесены сухие (метановые) газы угольных месторождений (II.a), газовых залежей древних платформ (II.d.3), минеральных источников (II.ж) и магматических образований (II.e) со значениями в пределах 1.9 – 2.3 (табл. 6, рис. 6).

Второй тип газа – сухие газовые скопления, характеризующиеся значениями 1.4–1.8, к которым отнесены газы газовых залежей срединных массивов (II.d.2) и молодых областей кайнозойской складчатости (II.d.1) за исключением Сахалинского НГБ.

К *третьему типу* отнесены жирно-сухие газы термальных источников (II.г), грязевых вулканов (II.в), газогидратных (II.б), конденсатно-газовых (IV.a), нефтегазовых (IV.в) и газовых залежей Сахалинского НГБ со значениями K_1 в пределах 1.0–1.3. К этому же типу относятся газы нефтегазовых залежей, не связанных с нефтью (III).

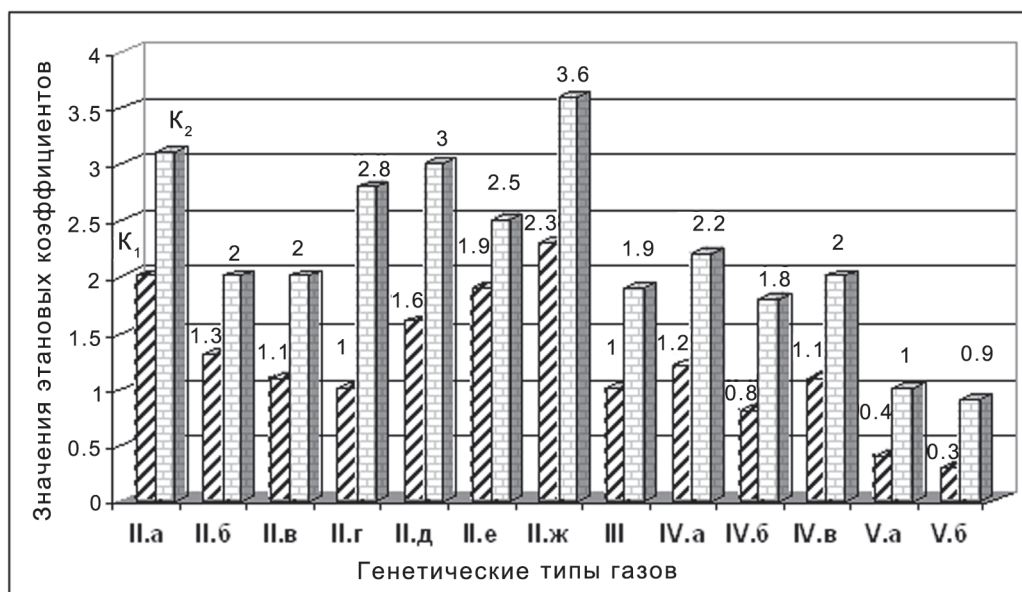


Рис. 6. Распределение показателей этановых коэффициентов природных газов разных генетических типов в углефтегазоносных бассейнах Востока России.

Значениями $K_1 < 1$ (0.3–0.9) характеризуются газы газоконденсатных (IV.б), газонефтяных (V.а) и нефтяных (V.б) залежей региона (*четвертый тип*). К данному типу относятся скопления жирных газов.

По данным расчета $2KC_2$ установлено, что газы угольных месторождений, минеральных источников относятся к *первому типу ПГ* – сухим (метановым) газам с показателями более 3 (табл. 6, рис. 6).

Ко *второму типу* ПГ (сухие газовые скопления) с показателями $2KC_2$ от 2.5 до 3 относятся УВГ газовых залежей, термальных источников и магматических образований; к *третьему* – жирно-сухим газовым скоплениям – УВГ грязевых вулканов, газогидратных, конденсатногазовых и нефтегазовых залежей с показателями от 2.1 до 2.4.

Газы газоконденсатных, газонефтяных, нефтяных залежей с показателями $2KC_2$ от 0,9 до 2 отнесены к *четвертому типу* ПГ – жирным газам. К этому же типу относятся газы нефтегазовых залежей, не связанных с нефтью ($2KC_2 = 1.9$).

При расчете установлено, что к сухим (метановым) ПГ со значениями $3KC_2$ от 3.6 до 4.0 относятся УВГ угольных месторождений (3.6), газовых залежей древних платформ и срединных массивов (3.8) и минеральных источников (4.0) – *первый тип* ПГ.

Второй тип ПГ – сухие газовые скопления, представленные УВГ магматических образований со значениями коэффициента 2.8 и газовых залежей молодых областей кайнозойской складчатости – 3.0. К

третьему типу – жирно-сухим ПГ – отнесены УВГ со значениями коэффициента в интервале 2.5–2.7, в том числе грязевых вулканов (2.6), газогидратных (2.5) и газоконденсатных (2.7) залежей; к *четвертому* – в интервале 1.7–2.4, в том числе: газовых залежей, не связанных с нефтью, газоконденсатных, конденсатногазовых, нефтегазовых (2.4), газонефтяных и нефтяных (1.7) залежей.

Математическое выражение коэффициента разновременности образования представлено соотношением: $K_{ро} = q(C_2 + C_5) : q(C_3 + C_4)$. По данным И.И. Нестерова [18], коэффициент указывает на разновременность образования (продолжительность нахождения) или на различия начальных глубин образования. Этот коэффициент обычно уменьшается с глубиной, т. е. содержание пропана и бутана возрастает быстрее, чем этана и пентана. Согласно данным В.Ф. Никонова [20], для чисто газовых залежей $K_{ро}$ обычно больше 1.2; для газонефтяных и нефтяных – меньше.

Исследованиями в регионе установлены 4 основные группы УВГ по показателям $K_{ро}$. (рис.7).

Максимальными значениями коэффициента характеризуются ПГ угольных месторождений и минеральных источников ($K_{ро} = 2.6$), магматических образований, газовых залежей древних платформ ($K_{ро} = 2.1$) и срединных массивов (2.0). По показателям коэффициента эти газы выделены в *первую группу* УВГ (2.1–2.6 и более).

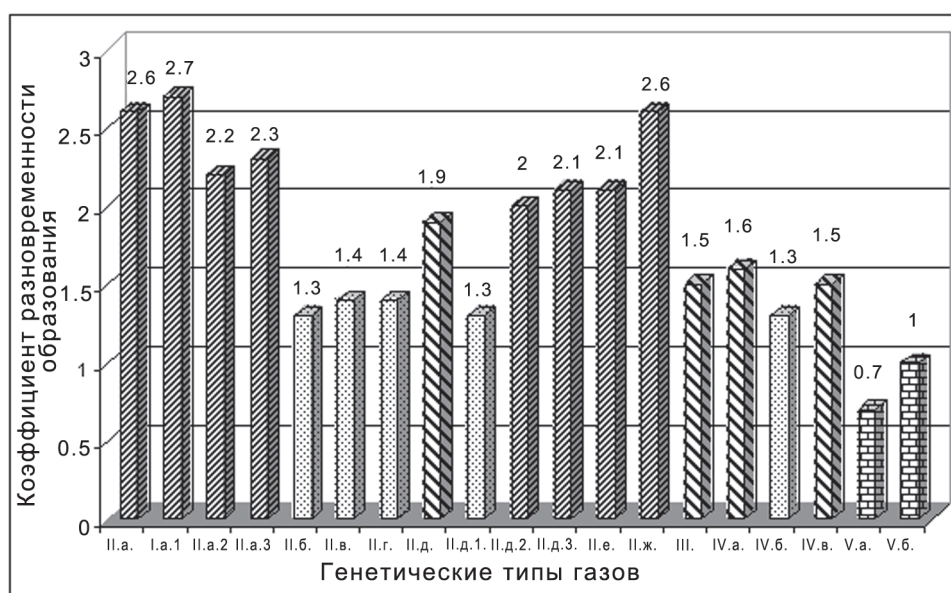


Рис. 7. Распределение показателей коэффициентов разновременности образования природных газов угле-нефтегазоносных бассейнов Востока России разных генетических типов.

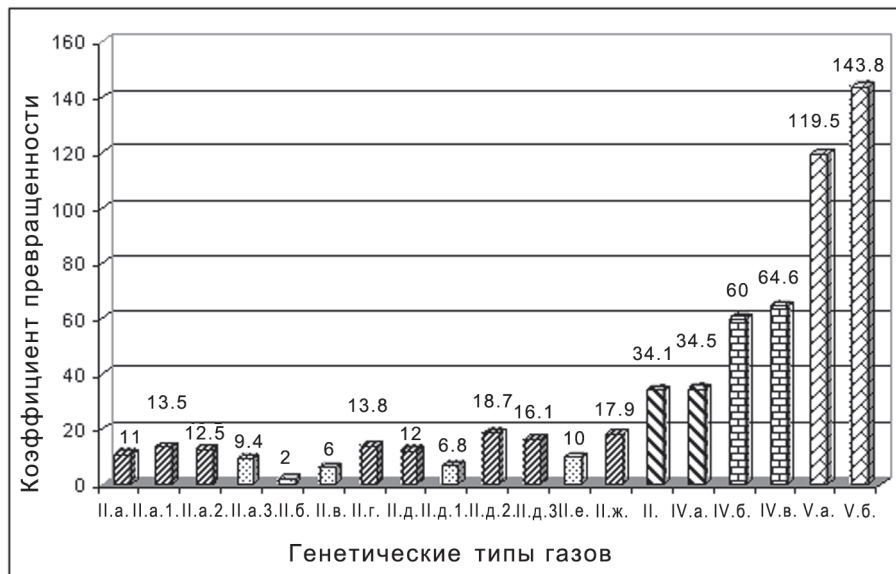


Рис. 8. Распределение показателей коэффициентов превращённости природных газов углефтегазоносных бассейнов Востока России разных генетических типов.

Ко второй, промежуточной группе (Кро. – 1.5–1.6) отнесены УВГ конденсатно-газовых (Кро. – 1.6), нефтегазовых залежей и залежей, не связанных с нефтью (1.5).

Третья группа, представленная УВГ грязевых вулканов и термальных источников, газогидратных, газоконденсатных и газовых залежей молодых областей кайнозойской складчатости, характеризуется значениями Кро. 1.3–1.4 (1.3).

Минимальными показателями Кро. от 0.7 до 1.4 характеризуются УВГ газонефтяных и нефтяных залежей – четвертая генезисная группа.

Оценка коэффициента превращенности УВГ по соотношению в нем гомологов метана осложняется как поступлением в скопления газа новых УВ, так и выносом водами и диффузией имеющих компонент. С увеличением температуры происходит перераспределение в содержании гомологов метана – превращение пропана в этан и бутан, а также пропана и бутана – в этан и пентан. В связи с этим А.Н. Резниковым [4, с. 314] в 1965 г. было предложено к использованию отношение произведения содержания этана и бутана к содержанию пропана – Кпр. (коэффициент превращенности), имеющий математическое выражение в виде:

$$\text{Кпр.} = q(C_2 \times C_4) : qC_3.$$

Результаты расчета Кпр. (табл. 6) показывают, что минимальными его значениями характеризуются газы газогидратных залежей и грязевых вулканов – 2–6; максимальными (120–144) – УВГ газонефтя-

ных и нефтяных залежей. В соответствии с показателями Кпр. УВГ региона можно подразделить на 5 основных генезисных групп.

К первой группе относятся УВГ грязевых вулканов, газогидратных и газовых залежей областей кайнозойской складчатости, угольных месторождений с развитием КТМ углей и магматических образований со значениями Кпр. в пределах 2–10.

Ко второй группе принадлежат УВГ угольных месторождений с развитием РМ и РТМ углей, минеральных и термальных источников, газовых залежей срединных массивов и древних платформ со значениями Кпр. >10 и <20.

К третьей группе отнесены УВГ нефтегазовых скоплений, не связанных с нефтью, и конденсатно-газовых залежей с показателями Кпр. в пределах 30–40, к четвертой – газоконденсатных и нефтегазовых залежей с показателями Кпр. в интервале 60–70 и к пятой – УВГ газонефтяных и нефтяных залежей с показателями Кпр. более 100 (рис. 8).

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ УВГ

Анализ закономерностей изменения количественных показателей разных по генезису ПГ в углефтегазоносных бассейнах Востока России позволил разработать основные принципы генетической классификации и типизации УВГ. Каждая классификация, в конечном итоге, служит целям прогнозирования залежей и месторождений углеводородного

сырья, особенно в слабо изученных в геологическом отношении территориях. Прогнозирование распределения в недрах залежей угля, газа, газоконденсата, нефти и их оконтуривание по данным газогеохимических исследований уже на стадии поисковых работ составляет на современном этапе одну из важнейших, практически значимых задач углефтегазовой геологии.

Практическая значимость применения количественных показателей $M_{УВ}$, весовых концентраций, генетических коэффициентов соотношений, представленных в настоящей работе, может быть оценена по результатам подпочвенной газовой съемки и газовых съемок по снежному покрову, проведенных в Среднеамурском осадочном бассейне в период 2000–2005 гг.

В результате газогеохимических исследований [22, с. 368] в Переяславском и Бирофельдском грабенах Среднеамурского осадочного бассейна по результатам газовых съемок по снежному покрову и авторских эколого-газовых работ в пределах площади

Ушумунского бурогоугольного месторождения были установлены УВ индивидуального ряда C_1-C_4 (табл. 7).

Данными подпочвенной газовой съемки установлены весовые концентрации (985–9–4–1) и показатели $M_{УВ}$, равные в среднем 16.17, характерные как для УВГ РМ бурогоугольных месторождений (П.а.1), так и газовых залежей молодых областей кайнозойской складчатости (П.д.1). Полученные вне профиля значения $M_{УВ} - 16.04$ – позволили оконтурить линейно вытянутую зону аномальных концентраций (выходов бурогоугольных пластов под наносы). Результатами бурения подтверждено наличие пластов бурого угля марки 2Б, по которым в настоящее время ведутся вскрышные и угледобычные работы (рис. 9).

Значения этановых коэффициентов, равных 2.0–2.5 и 2.8, полученных в результате газогеохимических исследований в 2010 г., подтверждают сделанные выше прогнозные выводы.

Из таблицы 7 видно, что специфической особенностью УВГ осадочных толщ Переяславского и

Таблица 7. Результаты среднего состава УВГ по данным снеговых газовых съёмок [22].

Местоположение, год исследований	Компоненты УВ, объёмные % Компоненты УВ, весовые доли				Показатели		
	C_1	C_2	C_3	C_4	$M_{УВ}$	K_{C_2}	K_{C_3}
Переяславский грабен, 2003	$\frac{77.42^*}{584}$	$\frac{10.75}{152}$	$\frac{8.60}{178}$	$\frac{3.23}{88}$	21.26	0.6/0.9	75
Бирофельдский грабен, 2005	$\frac{75}{525}$	$\frac{11}{144}$	$\frac{4}{77}$	$\frac{10}{254}$	22.92	0.4/1.9	475

Примечание. * – в пересчете на 100 %.



Рис. 9. Угольный разрез “Ушумунский” (август 2010 г.).

Бирофельдского грабенов, по данным снеговых газовых съемок, является неравномерное распределение весовых концентраций УВ, что характерно для УВГ нефтяных залежей (рис. 5). По показателям Мув, равным 21.3–22.9, и распределениям весовых долей индивидуальных УВ исследованные УВГ близки к пятой генетической группе (подгруппа V.a) – газам газонефтяных залежей (табл. 6, рис. 4). Значения первого этанового коэффициента 0.4–0.6 явно указывают на возможность наличия в недрах газонефтяной залежи; показатели второго – 0.9–1.9 – нефтяной, газонефтяной (Переяславский грабен) и нефтегазовой (Бирофельдский) залежей (табл. 6). Значения третьего этанового коэффициента, установленные в районе Переяславского грабена, равные 1.3, также указывают на возможность наличия в его пределах нефтяной залежи. Значения ЗКС₂, равные 5.2, полученные в районе Бирофельдского грабена, не позволяют сделать однозначной интерпретации прогнозных газогеохимических выводов.

Использование для прогноза коэффициента превращенности (табл. 7) позволило сделать вывод, что УВГ Переяславского грабена Среднеамурского осадочного бассейна по значениям коэффициента превращенности, равным 75, близки к жирным газам газоконденсатных и газонефтяных залежей; Бирофельдского грабена ($K_{пр}$ более 100) – к жирным – нефтяным. Показатели $K_{пр}$ Ушумунского месторождения (2.5) указывают на низкую степень превращенности органического вещества (бурые угли марки 2Б).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексное влияние геологических факторов привело к формированию в угольных бассейнах Востока России полигенных УВ скоплений.

Установлено, что молекулярная масса и весовая форма выражения состава УВ фракции C_1-C_5 являются достаточно характерными показателями разнотипных по генезису УВГ. Применение количественных концентраций индивидуальных УВ для расчета генетических коэффициентов УВГ в комплексе с качественными показателями (объемные %) позволяет устанавливать генетическую группу ПГ углефтегазоносных бассейнов региона.

Разработанные газогеохимические показатели в комплексе с сейсморазведочными работами являются базовой основой для выявления и оконтуривания перспективных нефтегазоносных площадей и постановки на них буровых работ.

Исследования поддержаны грантами ДВО РАН 09-И-П17-10; 10-III-B-07-191; 09-III-B-07-372; 09-III-A-07-374 и ФЦП № 02.740.11.0022.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев А.Ф., Бодунов Е.И., Лебедев В.С. и др. Изотопно-геохимическая характеристика нефтей и газов восточной части Сибирской платформы // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия. М.: Наука, 1981. С. 164–175.
2. Бакалдина А.П. Роль метаморфизма углей в формировании их метаноёмкости // Природные газы земной коры и месторождений полезных ископаемых. Киев: Наук. думка, 1985. С. 74–86.
3. Велев В.Х. Молекулярная масса углеводородной фракции и весовое распределение компонентов C_1-C_5 в природных газах разных генетических типов // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия. М.: Наука, 1981. С. 22–28.
4. Высоцкий И.В. Геология природного газа. М.: Недра, 1979. 392 с.
5. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 382 с.
6. Гресов А.И. Изучение изменчивости распределения природных газов в угленосных толщах с целью разработки рекомендаций по повышению достоверности геолого-газовых работ. (Отчет о НИР. ГР. № 25–82–17/2; ВГГФ). М., 1987. Т. 1. 285 с; Т. 2. 294 с.
7. Гресов А.И. Геолого-промышленная оценка ресурсов природных газов угольных месторождений Дальнего Востока. (Отчет о НИР. ГР. № 1–91–43/2. ВГГФ). М., 1993. 197 с.
8. Гресов А.И. Разработка принципов прогнозирования внезапных выделений метана на шахтных полях Дальнего Востока со сложным геологическим строением. (Отчет о НИР. ГР. № 25–93–25/3. ВГГФ). М., 1996. 389 с.
9. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Ресурсы и перспективы извлечения метана угольных бассейнов юга Дальнего Востока // Вестн. ДВО РАН. 2008. № 4. С. 24–31.
10. Гресов А.И. Воздействие глубинной дегазации на формирование углегазоносных бассейнов юга Дальнего Востока // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы: Материалы Всерос. конф. М.: ГЕОС, 2008. С. 122–125.
11. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Зональность углегазообразования в угольных бассейнах Дальневосточного региона // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы: Материалы Всерос. конф. М.: ГЕОС, 2008. С. 125–128.
12. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. I. Владивосток: Дальнаука, 2009. 247 с.
13. Гресов А.И., Обжиров А.И., Коровицкая Е.В. и др. Метаноносность и перспективы освоения ресурсов метана угольных пластов угольных бассейнов юга Дальнего Востока // Тихоокеан. геология. 2009. Т. 28, № 2. С. 103–116.
14. Карпов А.К., Раабен В.Н. Природные газы месторождений Советского Союза. Справочная книга. М.: Недра, 1978. 319 с.
15. Козлов А.Л. Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности // Сов. геология. 1975. № 5. С. 19–29.

16. Кудрявцева В.И., Лобков В.А. Изотопный состав углерода метана как критерий прогнозирования дифференцированных залежей углеводородов // Тихоокеан. геология. 1984. № 3. С.117–120.
17. Матвеев А. К. Угленосные провинции СССР. Л.: АН СССР, 1957. 238 с. (Тр. лаборатории геологии угля. Т. 7.).
18. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 334 с.
19. Нефтегазоносность и угленосность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана: Объясн. зап. к карте. М.: НилЗарубежгеология, 1978. 230 с.
20. Никонов В.Н. Тяжелые углеводороды и их соотношения в газах нефтяных и газовых залежей // Геология нефти и газа, 1961. № 8. С. 44–47.
21. Обжиров А.И., Гресов А.И., Шакиров Р.Б. и др. Метанопроявления и перспективы нефтегазоносности Приморского края. Владивосток: Дальнаука, 2007. 167 с.
22. Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток : ДВО РАН, 2009. 424 с.
23. Угольная база России. М.: Изд-во Геоинформмарк, 1997. 1999. Т.V, кн.1; кн. 2. 386 с., 638 с.
24. Угольная база России. М.: Изд-во Геоинформмарк, 2004. Т. VI. С. 419–453.
25. Фандюшкин Г.А. Закономерности углеобразования на Северо-Востоке России. 2006. 341 с.
26. Хрюкин В.Т., Зимаков Б.М., Н.Ф. Шагова и др. Изучение закономерностей образования газов и формирование современной газоносности угленосных толщ Дальнего Востока и Северо-Востока СССР. (Отчет о НИР. ГР. № 1–88–28/2. ВГГФ). М., 1990. Кн.1. 259 с.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

A. I. Gresov

Gas-geochemical classification of hydrocarbon gases of coal basins of Eastern Russia

This paper considers the problem of genetic classification of hydrocarbon gases of coal basins. The research made it possible to distinguish five cardinal genetic categories of hydrocarbon gases in the coal and coal-oil-and-gas-bearing basins. It is shown that the bulk of hydrocarbon gases in the coal basins is polygenetic. The distribution and genesis of hydrocarbon gases in the coal basins depend on geologic factors, such as tectonics and magmatic activity, stage of metamorphism of coal and organic matter-bearing rocks, hydrogeologic and creological conditions, migration of hydrocarbon gases from the oil-and-gas-bearing formations, and deep degassing of the Earth. Application of the molecular mass of hydrocarbon gases, the coefficient of transformation and isotopic analysis allow classification in the coal and coal-oil-and-gas-bearing basins of Eastern Russia of essentially different by origin hydrocarbon gases.

Key words: coal gas-bearing basins, hydrocarbon gases, genesis, influence of geological factors, molecular mass, coefficient of transformation, ethane coefficients, genetic classification, East of Russia.