

УДК 553.981.2.042(100)

**Соболев В.С. , Полякова Л.Л.**ФГУП Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЕЙШИХ ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МИРА**

*На основе анализа кадастра из 300 выявленных крупнейших (> 75 млрд м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождений 52 бассейнов мира показаны некоторые особенности их размещения по странам, осадочным бассейнам, геологическим системам, глубинам и типам резервуаров. Используя универсальную изотопно-кинетическую модель М. Шоэлла и особенности размещения газовых месторождений, сделаны выводы об очагово-депрессивно-катагенетическом механизме формирования крупнейших газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скоплений как в пределах континентов, так и современного континентального шельфа.*

***Ключевые слова:** кадастр, крупнейшие (уникальные, гигантские, крупные) газосодержащие месторождения, запасы, размещение, условия формирования.*

В основу статьи положены результаты многолетних исследований ВНИГРИ по систематизации материалов и составлению общего кадастра крупнейших газовых и нефтяных месторождений мира.

В соответствии с приложением № 3 к Приказу МПР России № 126 от 07.02.2001 г. к категории крупнейших газовых по величине запасов (млрд м<sup>3</sup>) отнесены 3 группы месторождений: крупные (75–100), гигантские (100–500) и уникальные (свыше 500, в том числе и супергиганты с запасами в несколько трлн м<sup>3</sup>).

По состоянию на 2008 г. в кадастр вошли 833 выявленных крупнейших месторождения, в том числе 196 представляют территории и континентальный шельф России. Насколько нам известно, подобная категория месторождений, имеющая особенное значение для оценки акваторий, анализируется впервые.

В общей сложности газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения с начальными разведанными запасами свободного газа не менее 75 млрд т, включенные в кадастр, составляют около 300 единиц, рассредоточенных по 52 нефтегазоносным провинциям (НГП) и бассейнам (НГБ). Включая все категории крупности, общие разведанные запасы по 300 месторождениям близки к 165 трлн м<sup>3</sup>, в том числе в 9 НГБ России они составляют около 64 трлн м<sup>3</sup>.

На рис. 1 отражено распределение количества и запасов крупнейших месторождений по странам, провинциям и бассейнам, которое дает общее представление о состоянии разведанных газовых ресурсов в мире.

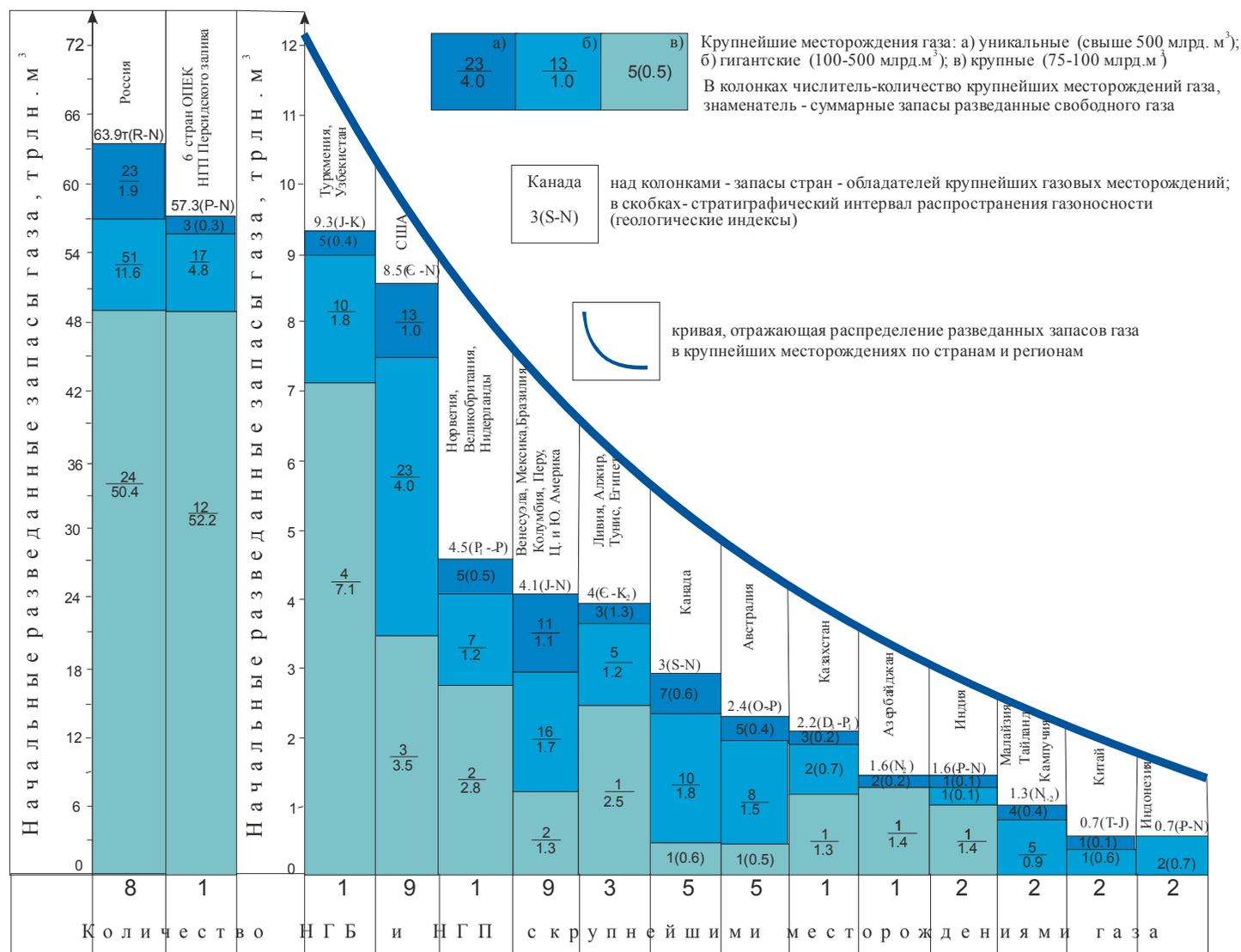


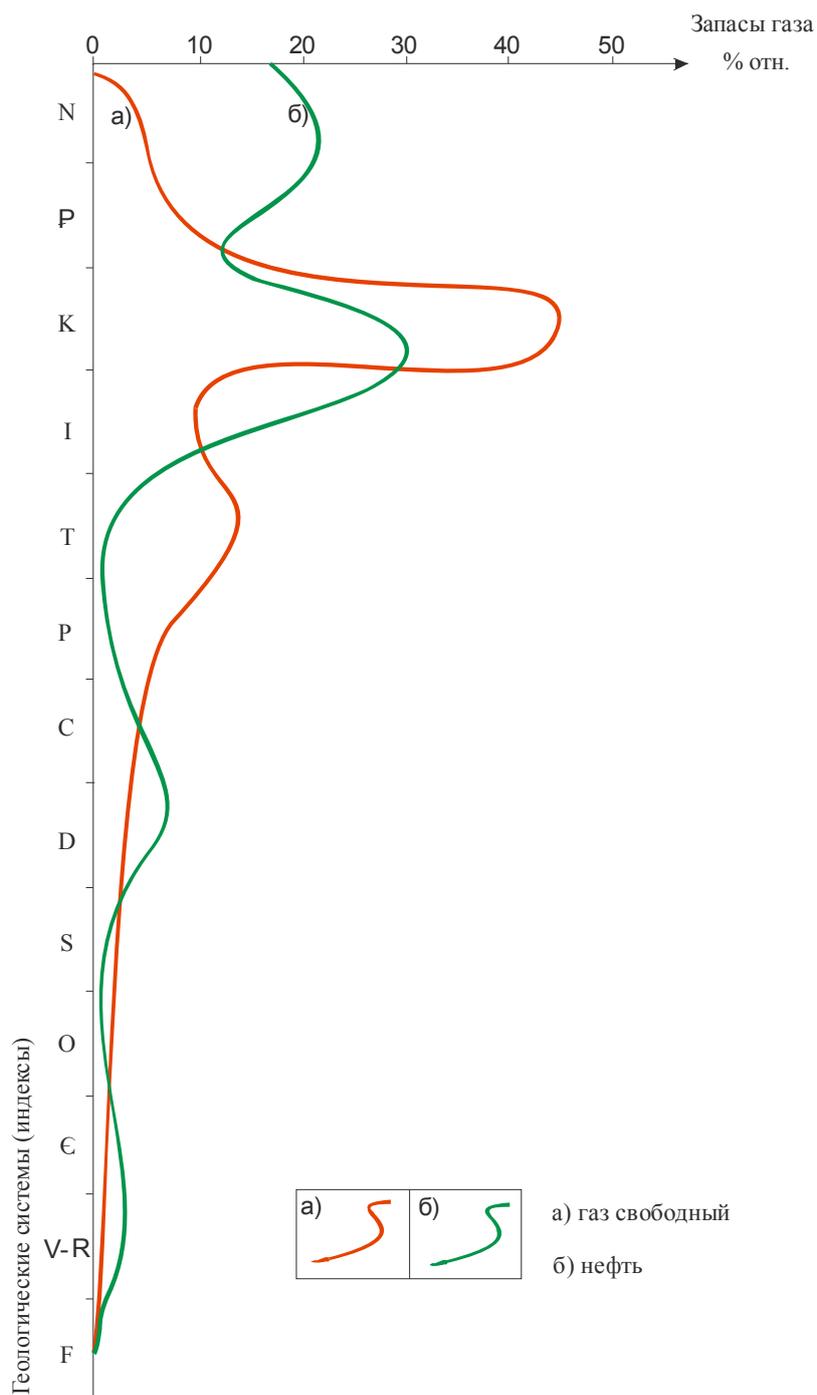
Рис. 1. Распределение начальных разведанных запасов газа в странах, нефтегазоносных бассейнах и крупнейших месторождениях мира (300 месторождений по 52 НГБ и НПП)

Естественным образом в числе лидеров оказались высокоресурсные бассейны и провинции России и стран Персидского залива, в которых сосредоточено свыше 73% разведанных запасов газа. Примерно такое же количество газа (75,6%) заключено в 53 высокодебитных уникальных месторождениях, как правило, представляющих достаточно автономные гигантские зоны концентрации газовых ресурсов (НГП Прикаспийская, Амударьинская, Персидского залива, Баренцево-Карская и другие), хотя бывают и исключения. Гигантские и крупные месторождения обычно в большей степени характеризуют смешанный гибридный тип нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, составляющих 60–63% во всех категориях крупности, в том числе средних и мелких по запасам. Вопросы состояния общей сырьевой базы России, её места и возможностей в газоснабжении зарубежных стран детально рассмотрены В.П. Якуцени (2009). Отмечаются долгосрочные перспективы поставок газа из России в так называемые газодефицитные азиатские страны, что согласуется с общей картиной распределения разведанных газовых запасов в крупнейших месторождениях этих стран (см. рис. 1).

На рис. 1 дана кривая, отражающая общую тенденцию резкого падения числа месторождений и их запасов в странах юго-восточной Азии, включая Китай, Индию, Индонезию. Невелики они и в странах Центральной и Южной Америки (4,1 трлн м<sup>3</sup>), поскольку рассредоточены по 9 сравнительно мелким нефтегазоносным бассейнам. В то же время в число газовых лидеров после последних открытий крупной Иолотань-Османской зоны газонакопления в Амударьинском мегабассейне уверенно вышли Туркмения и Узбекистан с 4 уникальными высокодебитными газовыми и газонефтяными месторождениями в юрско-меловых отложениях.

Выделяется вообще ведущая роль позднемезозойских отложений в генерации и аккумуляции основных газовых ресурсов в бассейнах мира, что отмечалось и другими исследователями. Применительно к анализируемой категории месторождений распределение газовых запасов в сравнении с нефтяными по геологическим системам дано на рис. 2. Обращают на себя внимание два основных максимума концентрации запасов газа в разрезе фанерозоя – меловой и менее отчетливый – пермтриасовый, что, вообще говоря, свидетельствует об относительно молодом возрасте газовых залежей. Нефтяные запасы распределены более равномерно по разрезу докембрия и фанерозоя, образуя отчетливые максимумы в кайнозойе, мезозое, верхнем палеозое, подсолевом кембрии и протерозое. Вместе с тем юрско-меловой пик концентрации запасов и газа, и нефти является определяющим (до 30–45% общих запасов), что подтверждается крупнейшими открытиями в

пределах Гондванского и Северного окраинно-континентальных поясов нефтегазонакопления, ранее выделенных и охарактеризованных. Они объединяют высокоресурсные Центральную-Европейскую НПП с Северным морем, Западно-Сибирскую НПП с ее акваториальным продолжением, НПП Персидского залива, Баренцева моря, Алжиро-Ливийскую НПП, Амударьинскую НПП, а также ряд бассейнов США и Канады, т.е. практически все провинции, заключающие в себе основную массу уникальных и гигантских месторождений не только газа, но и нефти [Григоренко, 2008а, 2009].



**Рис. 2. Схема распространения начальных разведанных запасов газа (а) и нефти (б) крупнейших месторождений мира по геологическим системам (% отн.)**

В остальных НГБ выявленные крупнейшие месторождения немногочисленны и представлены лишь крупными, реже гигантскими их типами. Подобная особенность проявляется отчетливо в кайнозойских бассейнах, где доля газа в структуре разведанных запасов падает до 4–7%, тогда как по нефти она составляет около 35%.

Некоторые особенности в размещении разведанных запасов газа связаны с типом ловушек и коллекторов (табл. 1). Начиная с юры, терригенные газоносные резервуары сменяются высокоёмкими, преимущественно карбонатными коллекторами, достигшие максимума своего развития в пермских и каменноугольных отложениях. Нередко протяженные «карбонатные платформы» древних палеошельфов осложнены палеоподнятиями и высокоамплитудными барьерными рифами, сопряженными с крупными (до 150–470 км<sup>2</sup>) региональными глубокими впадинами-очагами генерации газа. Не случайно основные газовые месторождения заметно тяготеют к центральным частям таких впадин, либо к предгорным или перикратонным прогибам с мощностью осадочной толщи свыше 10 км. Аномально высокая по сравнению с нефтью концентрация газовых запасов в триасе, перми и карбоне является еще одной особенностью их размещения.

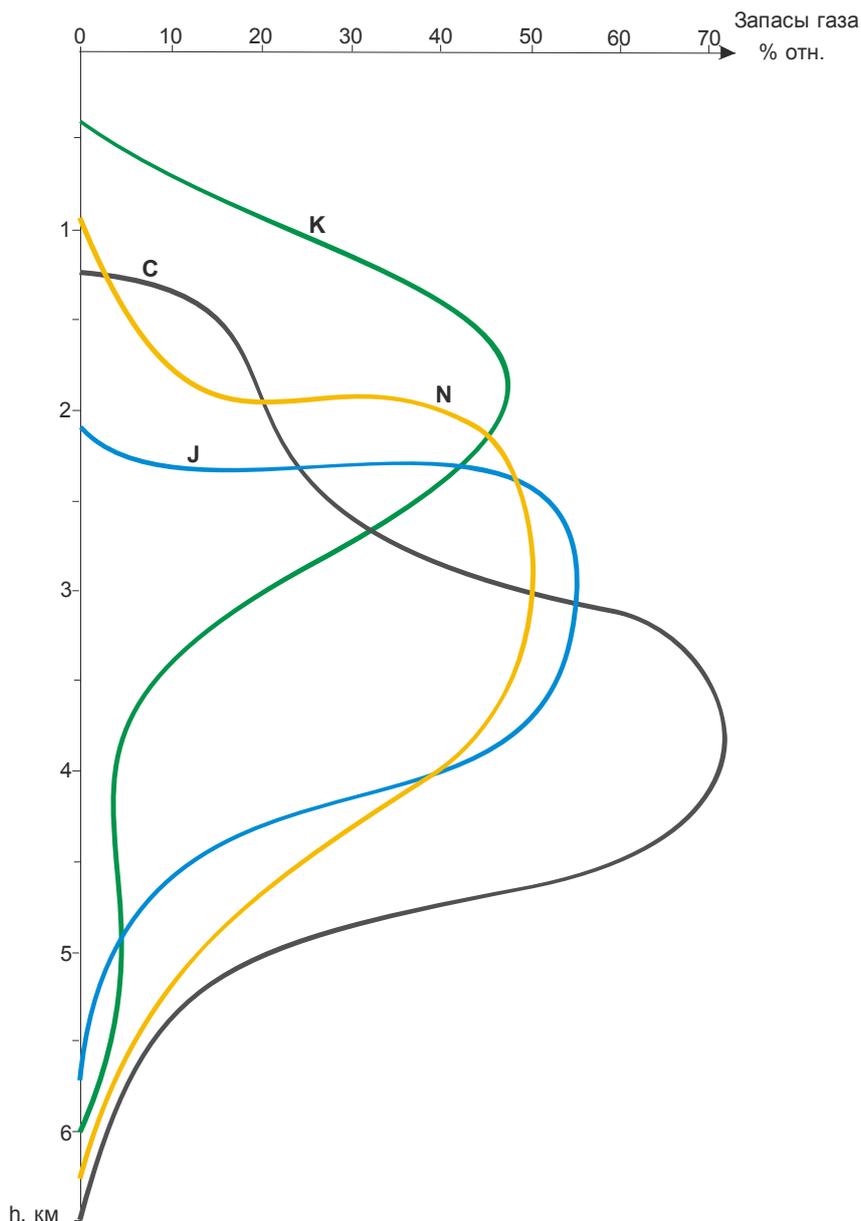
Тесную связь разведанных запасов газа крупнейших месторождений с глубинами залегания отражает рис. 3, где в качестве примеров приведены данные по неогеновым, меловым, юрским и каменноугольным аккумулярующим отложениям. По нашему мнению верхняя граница фиксирует положение основной региональной покрывки, а нижняя – примерное положение кровли газоматеринской толщи. Интервал газонасыщения соответствует масштабам миграции свободного газа, измеряемый таким образом по вертикали величиной 3–3,5 км. Подобная величина согласуется с изотопно-кинетической моделью формирования уникальных газовых месторождений Западной Сибири [Прасолов, 1990], а также моделью генетической фазовой зональности углеводородов [Ермолкин, 2005], связывающей палеотемпературы генерации с коэффициентом аномальности пластовых давлений. Впрочем, об особенностях формирования уникальных и гигантских месторождений имеются и другие суждения.

Если среди приверженцев широкой вертикальной миграции газа следует назвать имена А.Э. Конторовича, И.С. Старобинца, Ю.А. Карогодина, В.Д. Наливкина, В.П. Якуцени, С.Г. Неручева, то более осторожных взглядов с приматом латеральной миграции газа из сингенетичных автономных источников придерживаются В.А. Скоробогатов с соавторами (2003), Н.Н. Немченко, А.С. Ровенская (1999), Ю.Б. Силантьев (2002), Ф.К. Салманов (2003) и некоторые другие исследователи.

Таблица 1

**Распределение начальных запасов свободного, в т. ч. конденсатного, газа и условия формирования крупнейших месторождений мира  
(221 месторождение по 33 НГБ и НПП) [Григоренко и др., 2008б]**

Геол. система (индекс)	% от суммы общих нач. запасов	Газонасыщение в системе (% от системы)									Основные условия формирования															
		Коллектора		Тип залежи		Интервалы глубин, км					Пласты м-ний	изоляция	миграция	Конденсатность	Время формирования	Наличие кислых и др. газов	АВПД	Условия формирования								
		терр.	карб.	структ.	неструкт.	до 1	1-2	2-3	3-5	>5																
Неоген (N)	4	100	0	70	25	1	5	42	48	5	Многопластовость	Региональные покровы >200 м, в кембрии, перми и триасе представленные солью	Тесная связь с глубинными должживущими разломами; вертикальная восходящая	Содержание стабильного конденсата растет с глубиной залежей от 10-20 г/см <sup>3</sup> до 300-500 г/см <sup>3</sup>	Время формирования подавляющего большинства месторождений от кунгура-триаса до плейстоцена	Свободные газы верхнего палеозоя содержат повышенное содержание кислых компонентов (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, N <sub>2</sub> ), кембрийских-гелия (признаки формирования на высоких стадиях мезо- и апокатагенеза.)	АВПД в залежах с глубиной 0,9 км	Крупнейшие месторождения сухих и конденсатных газов генетически связаны с высокими стадиями катагенеза (МК <sub>5</sub> -АК <sub>3</sub> ) морского и континентального ОВ и формируются по изотопной модели М. Шоэла (1983). Огорочки нефти – редки и образуются при растрескивании в сжатом газе легких фракций нефти и последующем выпадении жидкой фазы при миграционных фазово-ретроградных процессах.								
Палеоген (Р)	7	100	0	70	30	0	6	55	39	0																
Мел (К)	45	100	0	90	10	4,5	45	40	6	4,5																
Юра (J)	8	95	5	95	5	0	0	53	45	2																
Триас (Т)	13	90	10	90	10	0	0	60	35	5																
Пермь (Р)	6	15	85	95	5	0	30	60	10	0																
Карбон (С)	16	5	95	100	0	0	15	25	70	5																
Девон (D)	Крупные месторождения практически отсутствуют																									
Силур (S)																										
Ордовик (O)																										
Кембрий (С)																										
Венд-рифей (V-R)	1	100	0	60	40	0	0	100	-	-									Крупные месторождения отсутствуют							
Фундамент ++++ ++++																										



**Рис. 3. Примеры распределения запасов газа в основных газоаккумулирующих толщах**  
Газоаккумулирующие толщи: меловые (K); каменноугольные (C); юрские (J); неогеновые отложения (N)

Принципиальным является вопрос о наличии и месте верхней зоны газообразования (ВЗГ) в уникальной по запасам газа северной части Западно-Сибирской провинции.

По изотопному составу углерода метана, этана и дейтерию имеются данные по Уренгойскому району о наличии в сеномане изотопно легких газов. Однако еще в 1980 г. В.П. Строгановым, использовавшим изотопные данные, было высказано суждение об отсутствии региональных, в широком смысле слова, процессах генерации метана в ВЗГ, кроме районов распространения морских фаций сеномана [Строганов, 1980].

По массовым изотопным анализам газа с приведением характеристик по метану, аргону и гелию Э.М. Прасоловым наличие образующих промышленные скопления сингенетичных газов вообще отрицается. Судя по масштабам газонакопления, по Э.М. Прасолову, газы сеномана представляют смесь углеводородов, мигрирующих из нижнемеловых, юрских и доюрских источников [Прасолов, 1990].

Однако факты наличия в залежах изотопно-легких метановых газов ( $\delta C_1^{13}$  - 63–66‰) известны в целом ряде нефтегазоносных бассейнов. Они приведены нами при характеристике ряда зон нефтегазонакопления в кайнозойских бассейнах островодужных (НГБ залива Кука) и андийских (НГБ Сакраменто) континентальных окраин [Зоны нефтегазонакопления окраин и континентов, 2002; Соболев, 2002]. Запасы биогенного газа, например, в газонефтяных зонах Кенай и Белуга (НГБ залива Кука) по расчетам специалистов в области изотопии газов составляли до 68–72% при суммарных запасах углеводородов в зонах 104–204 млн т н.э. Известны факты присутствия природных газов ВЗГ также в залежах Предкавказья, (Ставропольский свод), бассейне р. По (Италия).

Однако роль сухих газов ВЗГ в формировании крупнейших месторождений Западной Сибири не столь велика, как предполагается по расчетам В.А. Скоробогатова и других исследователей, исходя из модели реализации углеводородного потенциала угленосными отложениями альб-сеноманского возраста [Скоробогатов, Строганов, Копеев, 2003]. Подобные модели противоречат балансовым расчетам Рогозиной–Неручева, где показана определяющая роль углекислого газа при низкотемпературном термолизе углей в зоне протокатагенеза. К этому можно добавить данные компании Шеврон [Немченко, Ровенская, Шоэлл, 1999) по широким вариациям изотопного состава метана в газах сеномана Севера Западной Сибири ( $\delta C_1^{13}$  – 42,46–56,46‰ для 12 крупнейших месторождений); лишь по Малыгинскому и Западно-Сеяхинскому газовым месторождениям на Ямале в пробах сеноманского газа зафиксировано присутствие изотопно-легкого метана ( $\delta C_1^{13}$  – 61,41–65,36‰). По-видимому, за этими данными кроются характерные для Севера Западной Сибири эффекты смешения газов из разных источников, что можно также допустить по широким вариациям изотопного состава водорода метана ( $\delta D_{CH_4}$  – 208,8–237,5) в газах сеноманских, нижнемеловых и юрских отложений. Вторично-миграционная природа содержащихся в газе конденсатов на основании их состава была показана ранее И.С. Старобинцем (1986). Он представлен на 70–80% изоалканами, моно- и бициклическими нафтенами, обладающими наиболее высокой подвижностью [Старобинец, 1986]. Примат вертикальной миграции при формировании газовых верхнемеловых залежей Западной

Сибири был показан Ю.А. Карагодиным (2006) на основании анализа степени заполнения крупных антиклинальных ловушек, снижающейся по мере удаления структур от восходящих газовых потоков [Карагодин, 2006].

Приведенные данные, в основном по газовым гигантам Севера Западно-Сибирской НГП и акватории, указывают на дискуссионный характер условий и механизмов формирования крупнейших газовых скоплений.

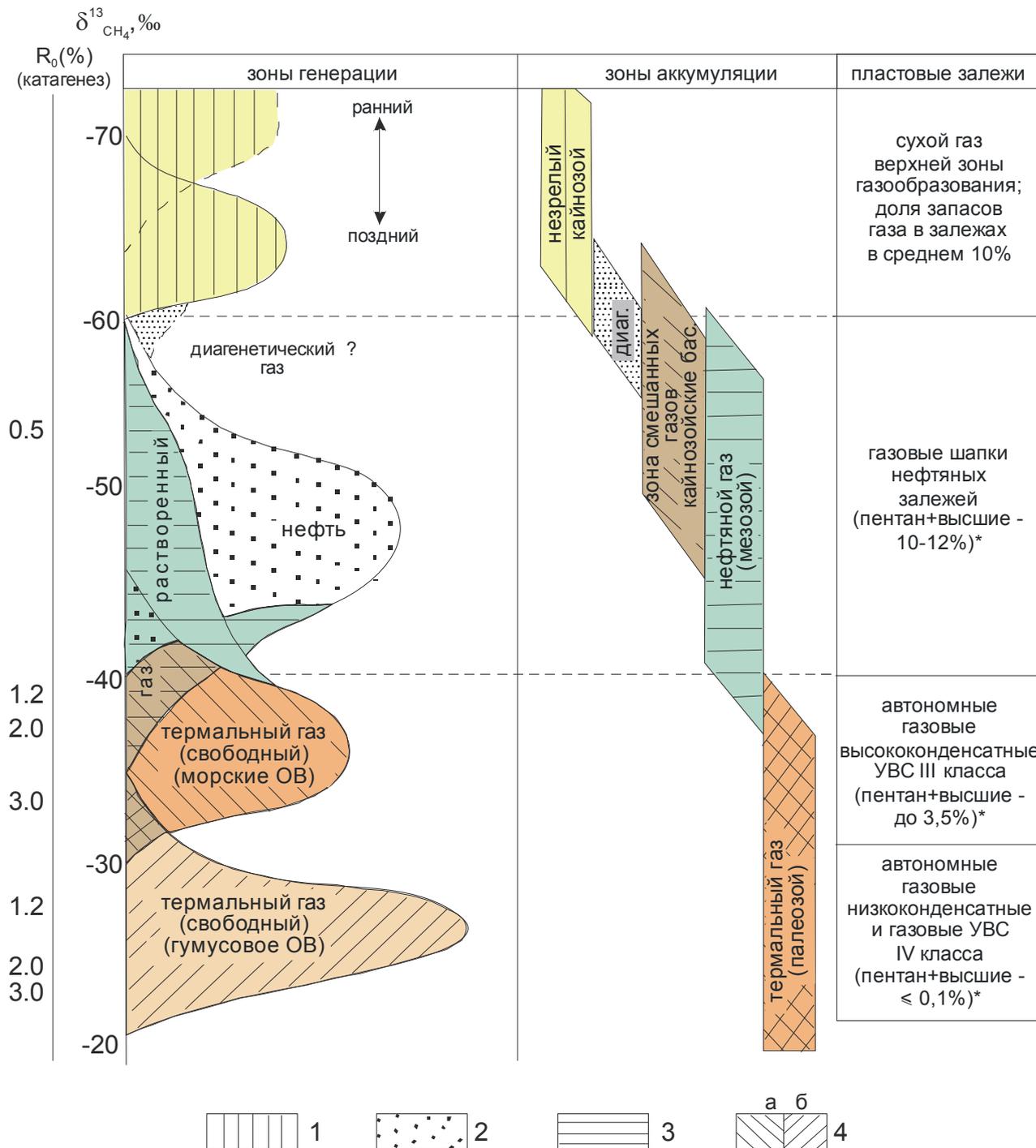
Полагая, что изотопные характеристики газа являются основным критерием установления генезиса, для их диагностики нами рекомендуется созданная М. Шоэлом еще 25 лет назад достаточно универсальная модель происхождения и распространения природных газов (рис. 4), основанная на анализе большого числа нефтегазоносных бассейнов, в том числе и акваториальных [Shoell, 1983].

Она отражает в изотопных показателях роль термальных газов, генерированным морским и континентальным ОБ на высоких стадиях катагенеза, а также растворенного в нефти и раннекатагенетического газа. Соответствующие пики определяют масштабы генерации и аккумуляции газов разного генезиса при формировании месторождений. С некоторой долей условности их можно соотнести с компонентным составом пластовых газов. Так, по данным Е.А. Рогозиной (1998), сухие газы ВЗГ и генерированные существенно гумусовым ОБ в зоне апокатагенеза термальные газы, резко различающиеся по изотопному составу углерода метана, по низкому содержанию в составе газа УВ  $C_{5+}$  довольно близки ( $< 0,1\%$ ) [Справочник по геохимии нефти и газа, 1998]. Автономные высококоденсатные газовые скопления (первичные газоконденсаты) выделяются концентрацией УВ  $C_{5+}$  до 3,5%, а газовые шапки нефтяных залежей содержат максимальные количества УВ  $C_{5+}$ , близкие к 10–12%.

Подавляющая масса природных углеводородных газов формируется по общепринятому среди сторонников биогенной осадочно-миграционной теории генезиса УВ очагово-депрессивно-катагенетическому механизму, определяющему фазово-генетическую зональность УВ в осадочном чехле.

Одним из усложненных его вариантов при формировании газовых и газонефтяных гигантов является палеоперестроенный механизм, когда на первичные газонефтяные залежи наложены процессы внедрения высокотемпературного газа из автономных источников, сопровождающиеся растворением и вымыванием низкокипящих фракций нефти с последующим образованием высококоденсатных скоплений.

Другой разновидностью такого механизма является распад первичных газонефтяных скоплений на нефтяную и газовую фазы при изменении регионального наклона пород и возникновении новых ловушек, сопровождающиеся резким изменением термобарических обстановок.



**Рис. 4. Принципиальная схема формирования и диагностики газовых углеводородных систем (по М. Шоэлу, 1983) с добавлениями**

1 – сухой газ ранней генерации, 2 - нефть, 3 – растворенный газ, 4 – термальный свободный газ: морское ОБ (а), гумусовое ОБ (б)

\* содержание УВ C5+ в пластовых газовых УВС по Е.А. Розгозиной (1998)

По подобному палеоперестроечному механизму, например, формировались уникальные высококонденсатные скопления газа «триасовой провинции» Алжирской Сахары, а также ряда бассейнов Северо-Американской платформы - области Мидленд и Великих Равнин. Здесь на небольших глубинах (до 1100–2000 м) формировались такие газовые супергиганты с запасами в несколько трлн м<sup>3</sup>, как Хасси «Р» Мель, Панхэндл-Хьюгтон. При этом запасы конденсата достигали 500 млн т, а нефти в оторочках газовых залежей до 190 млн т. По-видимому, по сходному палеоперестроечному механизму формировались залежи на Оренбургском нефтегазоконденсатном супергиганте.

Таким образом, уже по получению первых сведений о компонентном и изотопном составе углеводородных газов можно судить о природе материнских свит и термобарических обстановках генерации и аккумуляции газовых скоплений, что приобретает особое значение при оценке слабо изученных морских бассейнов и выборе для прогноза соответствующих природных эталонов.

На основании анализа характера размещения крупнейших газовых месторождений мира и некоторых особенностей их формирования можно заключить:

- Газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные крупнейшие месторождения с суммарными запасами около 165 трлн м<sup>3</sup> являются частью единой мировой нефтегазовой мегасистемы. Не случайно, мезозойский (прежде всего меловой) пик аккумуляции отвечает максимальной концентрации разведанных запасов нефти и газа.

- Высококонденсатные месторождения с запасами стабильного конденсата 30 млн т и более составляют лишь 7,3% в сообществе крупнейших месторождений. Они формируются на высоких стадиях катагенеза сапропелевого ОВ, связаны с двухфазными газоконденсатными, реже нефтегазоконденсатными скоплениями и генетически отвечают глубокозалегающим (3–5 км) залежам первичных ароматизированных конденсатов. Они имеют сложный компонентный состав с преобладанием тяжелого изотопа углерода метана C<sup>13</sup> при значительной примеси (до 10–18%, иногда выше) кислых компонентов, гелия и ювенильного азота. Более значительная часть скоплений сухих и низкоконденсатных газов связана с фазовой дифференциацией нефтегазоконденсатной смеси при ее миграции с образованием вторичных конденсатов, в свою очередь генерированной на высоких стадиях катагенеза смешанным и существенно гумусовым типом ОВ континентального генезиса.

- В отличие от крупнейших нефтяных скоплений, образующих природные парагенетические пары материнская свита - зона аккумуляции при ограниченных путях (первые десятки км) латеральной миграции газонасыщенной нефти, крупные газовые

месторождения формируются под региональными глинистыми, карбонатными и эвапоритовыми покрывками при широкой вертикальной и субвертикальной миграции высоконапорных газовых и газоконденсатных смесей и характерны наличием АВПД в залежах, растущих с глубиной.

- Более 75% разведанных запасов природного газа заключено в 53 высокодебитных (до 1–2 млн м<sup>3</sup>/сут.) уникальных по запасам месторождениях, многие из которых отмечены индивидуальными особенностями состава газа и механизмом формирования. Они могут быть связаны как с прибортовыми частями крупных синеклиз и прогибов, так и с тектоническими ступенями внутри областей устойчивого прогибания. Чаще такие зоны аккумуляции характерны крупными размерами поднятий 2-го порядка, обращенных к обширным очагам генерации с повышенной мощностью осадочного чехла и/или контролируемых долгоживущими разломами глубокого заложения.

- Подавляющая часть крупнейших месторождений всех трех категорий формируется по основному в осадочно-миграционной теории генезиса УВ и принятому большинством исследователей очаговому депрессионно-катагенетическому механизму с отчетливо выраженной вертикальной фазово-генетической зональностью УВ в осадочном чехле большинства нефтегазоносных бассейнов. В равной мере это относится и к окраинно-континентальным бассейнам переходной области континент-океан.

### Литература

*Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. - М.: Недра, 1968.-224 с.

*Григоренко Ю.Н.* О нефтегазонакоплении на окраинах континентов // Теория и практика нефтегазогеологического прогноза: сб. науч. статей. – СПб.: ВНИГРИ. – 2008а. – С. 161-183.

*Григоренко Ю.Н.,* Соболев В.С., Андиева Т.А., Маргулис Л.С., Маргулис Е.А.. Прогноз крупнейших морских месторождений УВ (оценка возможностей и первые результаты)// Теория и практика нефтегазогеологического прогноза: сб. науч. статей. – СПб.: ВНИГРИ. – 2008а. – С. 341-363.

*Григоренко Ю.Н.* Размещение и прогноз крупнейших месторождений нефти и газа // Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов земных недр: сб. науч. статей. – СПб.: ВНИГРИ. – 2009. – С. 135-160.

*Ермолкин В.И.* Генетические связи нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре // Актуальные проблемы геологии нефти и газа. - М. - 2005.-С. 77–99.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов /Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, М.Д. Белонин, В.С. Соболев, Т.А. Андиева, Г.С. Гуревич, Л.И. Жукова, Т.А. Метлина. – М.: ООО «Геоинформцентр». - 2002.- 432 с.

*Карагодин Ю.Н.* Пространственно-временные закономерности концентраций гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный аспект) // Георесурсы.- 2006. - № 1(18). - С. 28–30.

*Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоэлл М.* Происхождение природных газовых залежей Севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1999. - № 1-2. - С. 45–46.

*Прасолов Э.М.* Изотопная геохимия и происхождение природных газов. – Л.: Недра. - 1990. - 280 с.

Природные газы осадочной толщи /А.Н. Воронов, А.Х. Махмудов, З.Н. Несмелова, Н.Л. Петровская, Э.М. Прасолов, Е.А. Рогозина, В.В. Тихомиров, В.Г. Тихомирова, В.П. Якуцени. – Л.: Недра. - 1976. - 344 с.

*Силантьев Ю.Б.* Формирование углеводородных систем нефтегазоносных бассейнов с уникальными месторождениями // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.2. – М.: ГЕОС. - 2002. - С. 175–178.

*Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д.* Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. - М.: Недра. - 2003. - 345 с.

*Соболев В.С.* Фазово-генетическая специализация нефтегазоносных бассейнов окраин континентов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.2. – М.: ГЕОС. - 2002. - С. 302–304.

Справочник по геохимии нефти и газа [под ред. С.Г. Неручева]. – СПб.: Недра. - 1998. - 575 с.

*Старобинец И.С.* Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. – Л.: Недра. - 1986. - 200 с.

*Строганов В.П.* Геологические условия аккумуляции газов ранней генерации // Изв. АН СССР, сер. Геология. - 1980. - № 10. - С. 133–145.

Якуцени В.П. Сырьевая база природных газов России, проблемы и возможности газоснабжения зарубежных стран. // Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов земных недр: сб. науч. статей. – СПб.: ВНИГРИ. – 2009. – С. 52-71.

*Shoell M.* Genetic Characterization of Naturel Gases // AAPG Bull, 1983. - vol. 67. - № 12. - P. 2225–2239.

**Рецензент:** Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Sobolev V.S., Polyakova L.L.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.-Petersburg, Russia [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## SOME PECULIARITIES OF DISTRIBUTION AND FORMATION OF THE WORLD'S LARGEST GAS FIELDS

*An analysis of the largest gas fields, presented in the Cadastre, was conducted. 300 such fields (>75 billion m<sup>3</sup>), discovered in 52 world basins, were analyzed. Some peculiarities of their distribution by countries, sedimentary basins, geological systems, depth and reservoirs types are established. On the basis of using M. Shoell isotopic-kinetic model and peculiarities of occurrence of gas fields it was concluded about the kitchen-depression mechanism of forming the largest gas, gas-condensate and oil-gas-condensate accumulations on continents and modern continental shell.*

**Key words:** *cadastre, largest (unique, giant, large) gas fields, reserves, distribution, forming condition.*

### References

- Galimov È.M. Izotopy ugleroda v neftegazovoj geologii. - M.: Nedra, 1968.-224 s.
- Grigorenko Û.N. Razmešenie i prognoz krupnejših mestoroždenij nefti i gaza // Aktual'nye problemy prognoza, poiskov i osvoeniâ uglevodorodnyh resursov zemnyh neдр: sb. nauč. statej. – SPb.: VNIGRI. – 2009. – S. 135-160.
- Ermolkin V.I. Genetičeskie svâzi neftegazoobrazovaniâ i neftegazonakopleniâ v zemnoj kore // Aktual'nye problemy geologii nefti i gaza. - M. - 2005.-S. 77–79.
- Zony neftegazonakopleniâ okrain kontinentov /Û.N. Grigorenko, I.M. Mirčink, M.D. Belonin, V.S. Sobolev, T.A. Andieva, G.S. Gurevič, L.I. Žukova, T.A. Metlina. – M.: OOO «Geoinformcentr». - 2002.- 432 s.
- Karagodin Û.N. Prostranstvenno-vremennye zakonomernosti koncentracij gigantskih skoplenij nefti i gaza Zapadnoj Sibiri (sistemnyj aspekt) // Georesursy.-2006. - # 1(18). - S. 28–30.
- Nemčenko N.N., Rovenskaâ A.S., Šoell M. Proishoždenie prirodnyh gazovyh zalezej Severa Zapadnoj Sibiri // Geologiâ nefti i gaza. - 1999. - # 1-2. - S. 45–46.
- Prasolov È.M. Izotopnaâ geohimiâ i proishoždenie prirodnyh gazov. – L.: Nedra. - 1990. - 280 s.
- Prirodnye gazy osadočnoj tolši /A.N. Voronov, A.H. Mahmudov, Z.N. Nesmelova, N.L. Petrovskaâ, È.M. Prasolov, E.A. Rogozina, V.V. Tihomirov, V.G. Tihomirova, V.P. Âkuceni. – L.: Nedra. - 1976. - 344 s.
- Silant'ev Û.B. Formirovanie uglevodorodnyh sistem neftegazonosnyh bassejnov s unikal'nymi mestoroždeniâmi // Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza. K sozdaniû obšej teorii neftegazonosnosti neдр. Kn.2. – M.: GEOS. - 2002. - S. 175–178.
- Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geologičeskoe stroenie i neftegazonosnost' Âmala. - M.: Nedra. - 2003. - 345 s.
- Sobolev V.S. Fazovo-genetičeskaâ specializaciâ neftegazonosnyh bassejnov okrain kontinentov // Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza. K sozdaniû obšej teorii neftegazonosnosti neдр. Kn.2. – M.: GEOS. - 2002. - S. 302–304.
- Spravočnik po geohimii nefti i gaza [pod red. S.G. Neručeva]. – SPb.: Nedra. - 1998. - 575 s.
- Starobinec I.S. Gazogeohimičeskie pokazateli neftegazonosnosti i prognoz sostava uglevodorodnyh skoplenij. – L.: Nedra. - 1986. - 200 s.
- Stroganov V.P. Geologičeskie usloviâ akumulâcii gazov rannej generacii // Izv. AN SSSR, ser. Geologiâ. - 1980. - # 10. - S. 133–145.
- Âkuceni V.P. Syr'evaâ baza prirodnyh gazov Rossii, problemy i vozmožnosti gazosnabženiâ zarubežnyh stran. // Aktual'nye problemy prognoza, poiskov i osvoeniâ uglevodorodnyh resursov zemnyh neдр: sb. nauč. statej. – SPb.: VNIGRI. – 2009. – S. 52-71.