

УДК 550.4.001.57:552.578.061.31

Баженова Т.К., Шиманский В.К.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ОНТОГЕНЕЗА УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ КАК ОСНОВА РАЗДЕЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕ- И ГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

*Геохимическая история УВ систем, рожденных различными типами ОБ в осадочных бассейнах, исследуется на базе расчетного геолого-геохимического моделирования во всех своих последовательных звеньях – от генерации-эмиграции УВ до состояния и поведения самих систем в процессе образования и дальнейшего существования скоплений УВ. На этой основе с той или иной степенью достоверности проводится раздельная прогнозная оценка нефте- и газоносности объектов различного уровня.*

**Ключевые слова:** углеводородные системы, расчётное моделирование, нефтегазообразование, сапропелиты, гумиты, катагенез, доманикиты, доманикоиды, Сибирская платформа, миграция, генетический дефицит газа, аккумуляция.

Исследование онтогенеза углеводородных систем (УВ-систем) и раздельное прогнозирование на этой основе залежей нефти и газа, то есть прогноз фазового состава углеводородов (УВ) в недрах, а также количественная оценка их ресурсов в пределах геологических объектов различного уровня – региональных, зональных, локальных – невозможны без учета показателей органической геохимии (s. lato). Синтезом учета всех необходимых в данном случае геохимических параметров и является расчётное моделирование последовательно всех стадий онтогенеза углеводородов (УВ) и их скоплений в соответствии с иерархией уровней организации вещества (рис. 1) – от генерации микронепфти, ее эмиграции до аккумуляции нефти и газа в залежах и зонах нефтегазонакопления [Баженова О., Баженова, 2003].

Необходимо отметить, что понимание термина «УВ-система» в геологической литературе неоднозначно. Мы понимаем под УВ-системами жидкие и газообразные УВ, рожденные органическим веществом (ОВ) осадочных формаций в генетически обусловленных количественных соотношениях, взаимодействующие между собой при различных Р и Т° на путях дальнейшего онтогенеза [Баженова и др., 2006]. Таким образом, мы понимаем этот термин примерно так, как понимали его «основоположники» - термин был введен в России более 25 лет назад – (Ф.А. Требин, позднее В.А. Чахмахчев), только мы подчеркиваем еще и его генетическую основу. (За рубежом этот термин понимается обычно не как «система углеводородов» - как у нас – а как «система для углеводородов», то есть совокупность материнских пород, резервуара, экрана).

Основоположником расчётного моделирования генерации УВ является классик органической геохимии В.А. Успенский (1954, ВНИГРИ). В дальнейшем эти исследования были продолжены и развиты во ВНИГРИ С.Г. Неручевым, Е.А. Рогозиной, Т.К. Баженовой, в Новосибирске А.Э. Конторовичем [Баженова, 2004; Генерация углеводородов..., 1976; Нерастворимое органическое..., 1993; Неручев и др., 2006; Справочник по геохимии..., 1998]. В последнее десятилетие во ВНИГРИ были разработаны основы расчетного моделирования миграции и аккумуляции УВ (С.Г. Неручев, И.А. Волков, Т.К. Баженова), а также состояния углеводородных систем (УВ-систем) [Баженова и др., 2006; Неручев и др., 2000; Неручев и др., 2006].

Уровни организации вещества геологических объектов	Соответствующие уровням тела и/или явления	
Восходящая ветвь иерархизации	Оболочечный (геосферный)	УВ-сфера
	Субоболочечный (геолинзовый)	НГБ (нефтегазоносный бассейн)
	Парагенезов формаций	ОНГО (очаг нефтегазообразования)      ЗНГН (зона нефтегазонакопления)
	Формационный	НГМГ-свиты      нефтегазосодержащие формации
	Породный	Образование микронепти Первичная миграция (эмиграция)
	Минеральный	Образование макронепти
	Молекулярный	Формирование состава и свойств ОБ в целом
	Атомный	Образование УВ-радикалов и молекул
	↑	
	Дифференциация изотопов биогенного углерода	

**Рис. 1. Иерархический принцип онтогенеза углеводородов и их скоплений (по [Т.К. Баженова, 1992])**

Согласно современному варианту осадочно-миграционной теории генезиса нефти и газа, УВ – как жидкие, так и газообразные – генерируются из органического вещества (ОВ) осадочных пород; подавляющая их часть образуется в зоне катагенеза при погружении осадочных формаций под воздействием температуры. Сие подтверждается и

геохимическими, и геологическими данными – расчетным и экспериментальным моделированием, геолого-географическим вертикальным и латеральным распределением залежей нефти и газа, в том числе и фазовой их зональностью. При катагенетической трансформации ОВ источником УВ являются геополимеры (кероген), образованные из биополимеров некромы на предыдущих этапах литогенеза (в седименто- и диагенезе).

Рассеянное фоссилизированное ОВ встречается практически во всех типах осадочных пород (и сложенных ими формаций), подразделяемых нами по концентрации  $C_{нк}$  сапропелевого или существенно сапропелевого ОВ на следующие типы (по мере снижения концентрации): 1) идиолитические сапропелиты –  $C_{нк} > 25\%$  (в данном случае следует говорить уже не о рассеянной, а о концентрированной форме ОВ); 2) доманикиты –  $C_{нк} 5 \div 25\%$  ("верхнюю" концентрационную часть доманикитов -  $> 10\%$  - и монолитические сапропелиты представляют горючие сланцы); 3) доманикоиды –  $C_{нк} 0,5 \div 5\%$ ; 4) субдоманикоиды -  $C_{нк} 0,1(0,2) \div 0,5\%$  ; 5) прочие осадочные породы со сверхрассеянной формой ОВ -  $C_{нк} < 1\%$  [Систематика и классификация..., 1998]. К нефтегазоматеринским (НГМ) породам (и формациям) относятся первые четыре типа пород (и формаций) – выше концентрационного "барьера"  $C_{нк} - 0,1\%$  для карбонатов и  $0,2\%$  для глинистых разностей. Эти в той или иной степени обогащенные ОВ формации в осадочных бассейнах занимают обычно  $1/5 - 1/3$  объема всего их выполнения и именно они обеспечивают их нефтегазоносность. Исключения – как в ту, так и в другую сторону – относительно редки. Так, практическое отсутствие в бассейне (либо в его крупной достаточно самостоятельной части) обогащенных ОВ НГМ-формаций предопределяет и его непродуктивность в отношении нефти и газа (Саяно-Енисейская синеклиза Сибирской платформы, Брыкаланская котловина Тимано-Печорского бассейна, венд-палеозой Мезенской синеклизы). В то же время длительно существующие халистатические впадины, обусловившие львиную долю обогащенных ОВ формаций в разрезе, при благоприятной геологической ситуации ведут и к повышенной нефтегазопродуктивности. Примером может служить Западно-Канадский бассейн с его знаменитым скоплением битумов на р. Атабаска; в разрезе соседних Скалистых гор обогащенные ОВ глинисто-карбонатные формации охватывают диапазон  $D_3 - J$ . Аналогичная халистатическая впадина существовала на Таймыре, по крайней мере с позднего кембрия до середины раннего карбона. Здесь, в пределах срединного Таймыра обнажаются черносланцевые глинисто-карбонатные формации указанного возраста, нередко сопровождаемые рифогенными телами, внутри которых встречаются твердые битумы-антраксолиты – следы давней миграции нефти из нефтематеринских формаций в резервуары.

К сожалению, органическая геохимия этих толщ совершенно не изучена. Судя по всему, они были погружены на большие глубины и ОВ в них достигло зрелости не менее второй половины мезокатагенеза (МК<sub>4-5</sub> и более). На юге эти толщи погружаются под мощные позднепалеозойские континентальные и вулканогенные отложения хр. Бырранга, на северном Таймыре они размыты, на западе и на востоке скрываются в акватории Северного Ледовитого океана. Несомненно эти отложения были источником огромной массы УВ. На самом Таймыре сохранились только их «отвердевшие» следы. А что в акваториях?

Значительная доля ОВ в катагенезе трансформируется в УВ. В процессе такой трансформации существенно меняется состав и структура ОВ вследствие постепенной потери гетероэлементов (H, O, S, N), которые уносят с собой и определенную часть углерода в виде УВ и CO<sub>2</sub>. К тому же в НГМ-породах и формациях катагенетическая трансформация, т.е. генерация летучих продуктов, закономерно сопровождается их эмиграцией, в том числе и синбитумоидов. Методика расчетного моделирования генерации-эмиграции УВ изложена в работах авторов [Баженова, 2004; Генерация углеводородов..., 1976; Нерастворимое органическое..., 1993; Неручев и др., 2006; Справочник по геохимии..., 1998]; здесь напомним только необходимый для этого набор параметров ОВ: элементный состав нерастворимого ОВ (C, H, N, S, O, %); выход летучих (V<sup>г</sup>, %); содержание хлороформного и спиртобензольного битумоидов (в породе и в ОВ, %) и их элементный состав, а также количество легких УВ, обычно теряемых при стандартном определении ХБА.

В табл. 1 сведены результаты расчетного моделирования генерации-эмиграции летучих продуктов различными типами ОВ (всего 8): четырьмя типами сапропелитов, гумитами и тремя типами смешанного ОВ (с разными соотношениями сапропелевой и гумусовой составляющих). И по  $\Sigma$ УВ, и по жидким УВ (нефти) первое место принадлежит альго-сапропелитам, последнее – гумитам. По  $\Sigma$ УВ выстраивается следующий ряд (по нисходящей): АС – 50,89 % → ГС-1 – 43,1 % → АЗСТ – 40,63 % → АЗСГ – 35,51 % → ГС-2 – 35,21 % → ООС – 35,18 % → СГ – 26,13 % → Г – 19,89 %; по жидким УВ последовательность несколько иная, хотя крайние члены ряда те же: АС – 35,16 % → АЗСТ – 29,20 % → ГС-1 – 26,80 % → ООС – 23,20 % → АЗСГ – 21,32 % → ГС-2 – 18,32 % → СГ – 8,54 % → Г – 1,75 %; а в ранжированном ряду величин отношения нефть/газ на первое место выступает существенно-тентакулитовое ОВ доманиковой формации D<sub>3</sub> и весь ряд выглядит следующим образом: АЗСТ – 2,55 → АС – 2,24 → ООС – 1,94 → ГС-1 – 1,61 → АЗСГ – 1,50 → ГС-2 – 1,08 → СГ – 0,49 → Г – 0,10. Все типы сапропелитов и смешанные типы с преобладанием

сапропелитовой составляющей рождают преимущественно жидкие УВ; увеличение доли гумуса ведет к возрастанию доли рожденных газообразных УВ.

Таблица 1

**Баланс катагенетического преобразования различных типов ОБ стратисферы и генерация летучих продуктов (в % на ОБ начала катагенеза в кумулятивной форме)**

Основ-ные этапы преобразования	Типы ОБ; продукты генерации											
	Генерация летучих продуктов, %			Эмиграция лет. прод., %		ост. ОБ, %	Генерация летучих продуктов, %			Эмиграция лет. прод., %		ост. ОБ, %
	нефть	УВГ	кисл. прод.	∑лет	∑УВ		нефть	УВГ	кисл. прод.	∑лет	∑УВ	
Альгосапропелиты (АС)						Оксисорбосапропелиты (ОСС)						
ПК <sub>3</sub> /МК <sub>1</sub>	5,16	0,92	4,83	3,58	1,28	96,42	5,79	0,68	7,88	5,78	2,61	94,22
МК <sub>2</sub> <sup>2</sup> /МК <sub>3</sub>	29,84	9,25	16,12	53,15	37,64	46,85	21,52	5,47	22,15	46,01	25,05	53,99
МК <sub>5</sub> /АК	35,40	12,09	18,35	65,82	46,90	34,18	23,96	8,42	29,93	57,57	31,24	42,43
конец катагенеза	35,16	15,73	22,93	73,82	50,89	26,18	23,20	11,98	31,81	66,99	35,18	33,01
Альгозоосапропелиты (тентакулиты) (АЗСТ)						Альгозоосапропелиты (граптолиты) (АЗСТ)*						
ПК <sub>3</sub> /МК <sub>1</sub>	3,34	0,30	5,42	2,00	0,50	98,00	19,35	7,45	16,29	34,89	21,20	65,11
МК <sub>2</sub> <sup>2</sup> /МК <sub>3</sub>	23,82	4,85	15,91	35,51	26,04	64,49	19,92	7,81	17,82	42,62	25,60	57,38
МК <sub>5</sub> /АК	27,54	8,14	21,06	52,95	34,15	47,05	21,55	11,23	21,83	54,10	32,50	45,90
конец катагенеза	29,20	11,43	23,82	64,45	40,63	35,55	21,32	14,19	26,20	61,71	35,51	38,29
Гумито-сапропелиты (Г-25%; С-75%) (ГС-1)						Гумито-сапропелиты (Г-50%; С-50%) (ГС-2)						
ПК <sub>3</sub> /МК <sub>1</sub>	4,05	1,15	2,91	4,32	1,41	95,68	2,94	1,38	4,79	5,46	1,88	94,54
МК <sub>2</sub> <sup>2</sup> /МК <sub>3</sub>	22,87	6,58	17,76	45,76	28,00	54,24	15,90	6,42	17,82	37,15	20,19	62,85
МК <sub>5</sub> /АК	27,03	10,75	20,11	57,32	37,21	42,68	18,68	9,42	20,85	47,75	27,34	52,25
конец катагенеза	26,80	16,31	24,15	67,26	43,11	32,74	18,32	16,89	25,84	61,05	35,21	38,95
Сапропелито-гумиты (С-20%; Г-80%) (СГ)						Гумиты (Г)						
ПК <sub>3</sub> /МК <sub>1</sub>	1,60	1,64	4,27	5,97	1,70	94,03	0,71	1,83	4,74	6,57	1,83	93,43
МК <sub>2</sub> <sup>2</sup> /МК <sub>3</sub>	7,51	4,71	18,71	29,51	10,80	70,49	1,94	3,58	19,52	23,49	4,08	76,51
МК <sub>5</sub> /АК	8,63	7,81	22,69	38,60	15,91	61,40	1,94	6,74	23,35	30,47	8,16	69,53
конец катагенеза	8,54	17,59	26,86	52,99	26,13	47,01	1,75	18,05	27,85	47,74	19,89	52,26

\* Для граптолитового типа ОБ данные приводятся для середины градации МК<sub>1</sub> (1) и середины градации МК<sub>2</sub> (2) в соответствии с обеспеченностью аналитическим материалом.

Оба приведенных в таблице типа альгозоогенного ОБ ведут себя альтернативным образом: существенно тентакулитовое ОБ доманика рождает жидких УВ ~ в 1,4 раза больше по сравнению с существенно граптолитовым ОБ силура, а газообразных УВ – несколько

меньше. К тому же динамика генерации УВ и состав битумоидов в обоих типах существенно различаются, о чем неоднократно упоминалось в наших работах [Баженова, 2004; Баженова, Гембицкая, 2000; Нерастворимое органическое..., 1993].

Небольшой комментарий к табл. 1. Во всех типах ОВ, кроме тентакулитового (АЗСТ), в столбце «нефть» значения на последней строчке (конец катагенеза) меньше предыдущего (МК<sub>5</sub>/АК). Это связано с тем, что последние порции жидких УВ, генерированные еще в подстадию МК, вследствие сорбции не могут покинуть свое ОВ и в глубоком апокатагенезе разлагаются на газы и углерод. Количество их составляет обычно не более 0,2%. В тентакулитовом ОВ (АЗСТ) процесс генерации легких жидких УВ продолжается и в апокатагенезе; и хотя вышеописанный процесс там тоже имеет место, в числовом выражении он незаметен, т.к. в АК еще происходит наращивание жидких УВ.

В гумитах при полном катагенезе в УВ трансформируется около 20% ОВ; отношение нефть/газ очень низкое – 0,10. Однако класс гумитов по исходному ОВ чрезвычайно разнообразен – все зависит от того, какие компоненты высших растений составляют в них основу. В случае повышенной доли лейптинитовой составляющей, где липиды играют значительную роль, генерация жидких УВ в катагенезе должна быть существенно выше; однако этот вопрос мало исследован. То же можно сказать и о многообразии типов смешанного ОВ. Недавно пришлось столкнуться с интересным типом ОВ в К<sub>2</sub> юго-западного Сахалина: оно представлено с одной стороны планктоном (менее половины), рождающим жидкие УВ сапропелевого типа, а с другой (более половины) – истощенным гумусом, не только не дающим жидких УВ, но и тормозящим их эмиграцию из сапропелевой доли ОВ. Это ОВ находится в стадии изучения.

Знание фациально-генетических типов ОВ очень важно, т.к. проливает свет на раздельную прогнозную оценку нефте- и газоносности.

На рис. 2 приведены результаты расчетного моделирования летучих продуктов типами ОВ, доминирующими в палеозое-допалеозое Сибирской платформы, - альгогенными сапропелитами, оксисорбосапропелитами на той же основе и граптолитовым ОВ. Здесь четко прочитывается главная зона нефтеобразования (ГЗН), или «нефтяное окно», когда идет основное генерационное приращение битумоидов (градации МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>), при «сокращенном» типе зональности катагенеза от 1,5 до 3,0 - 3,2 км. Перед нижней границей «нефтяного окна» подавляющая часть нефти уже генерировалась и значительная часть эмигрировала.

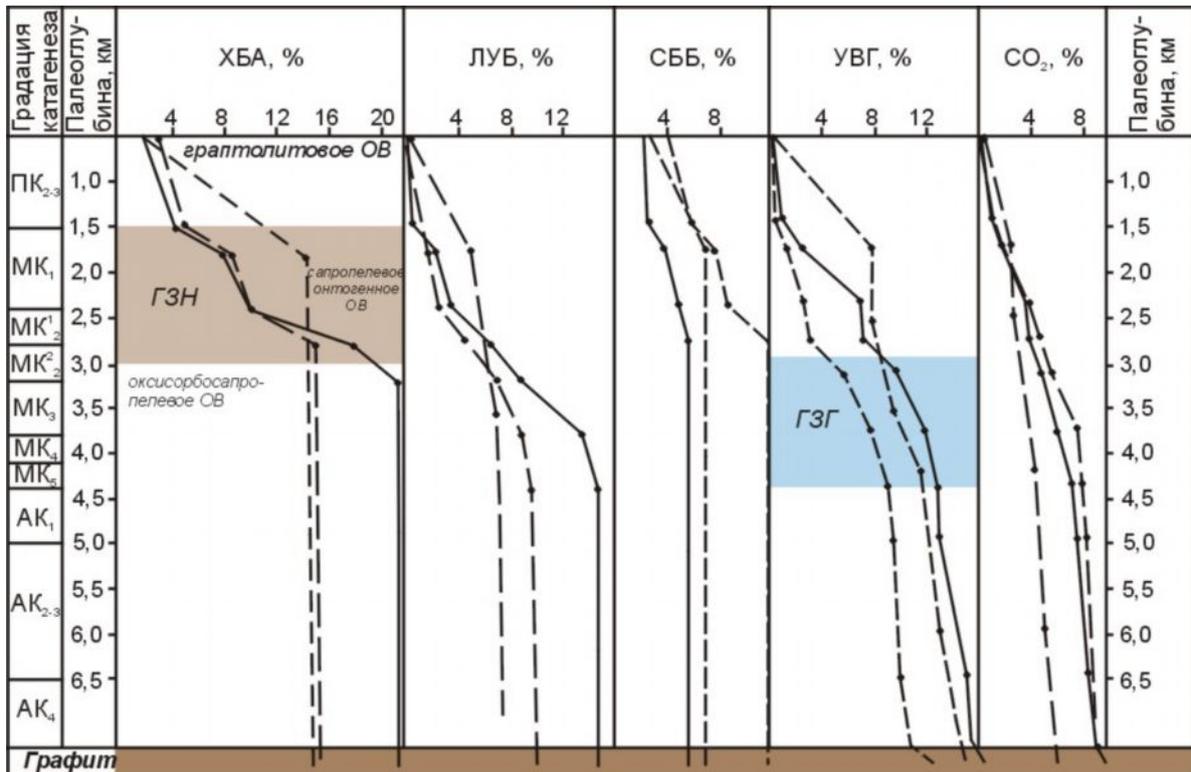


Рис. 2. Генерация летучих продуктов в процессе катагенеза ОВ (в % на ОВ начала катагенеза в кумулятивной форме)

На рис.3 показано соотношение эмигрировавшего и остаточного битумоидов в процессе катагенеза для тех же вышеупомянутых трех типов ОВ Сибирской платформы. По-видимому, рисунок комментариев не требует. Однако подчеркнем, что процессы эмиграции УВ из материнских толщ начинаются только после достижения ОВ определенного уровня катагенеза. Эмиграция жидких УВ в сапропелитах начинается, как правило, не ранее конца ПК<sub>3</sub> – начала МК<sub>1</sub>, а это при сокращенной зональности 1,5 км максимальной глубины, а при более «растянутых» типах зональности катагенеза соответственно более. В гумитах эмиграция битумоидов осуществляется с наступлением только МК<sub>2</sub><sup>2</sup>. На это необходимо обратить внимание, т.к. в литературе иногда возраст эмиграции (и миграции) датируется возрастом материнской толщи, чего быть не может, разве только в случае, если мощность этой толщи более 1,5 км.

Результаты расчетного моделирования довольно хорошо коррелируются с пиролитическими определениями остаточного суммарного УВ-потенциала по методу Rock-Eval [Баженова, Гембицкая, 2000].

Полученные в модельных расчетах параметры динамики генерации-эмиграции УВ, соотношения нефть/газ и др. вполне согласуются с характером размещения залежей и их фазовым составом. Так, на Сибирской платформе, в краевом позднепалеозойско-мезозойском Хатангско-Вилюйском НГБ, прежде всего в его Вилюйской части, где ОВ

существенно гумусовое, залежи подавляюще газовые и газоконденсатные, а в Лено-Тунгусском НГБ, где материнскими для уже открытых залежей являются формации рифея-венда-кембрия, содержащие альгосапропелевое ОВ, практически все залежи имеют нефтяную основу и все они (за очень редким исключением) полифазны, что связано с высоким катагенезом ОВ материнских формаций в питающих прогибах [Неручев и др., 2006].

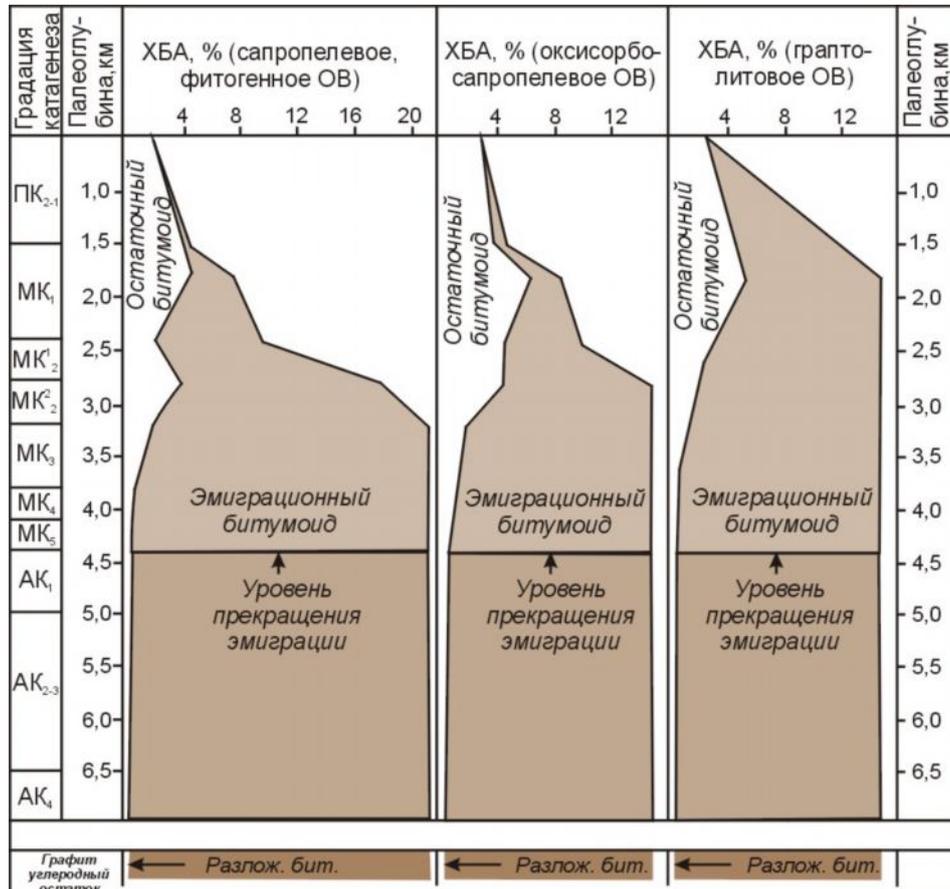


Рис. 3. Генерация и эмиграция битумоидов (ХБА) в процессе катагенеза ОВ различных типов, в % на ОВ начала катагенеза

В Тимано-Печорском НГБ Восточно-Европейской платформы залежи собственно платформенной части подавляюще нефтяные, за исключением северной части Печоро-Колвинского авлакогена. Основной источник УВ – доманиковая формация D<sub>3</sub> с альгозоогенным ОВ, дающая относительно мало газа. Генерированный газ нацело растворяется в своей нефти и не дает газовых шапок [Неручев и др., 2006]. На северо-западе Тимано-Печорского НГБ исчезают девонские, а также силурийские НГМ-формации с сапропелевым ОВ, но появляются пермские – с гумусовым и смешанным ОВ, в прилегающей акватории достигшим генерирующих градаций катагенеза. Отсюда – существенно газовые месторождения северо-запада. В Предуральском прогибе преобладают газовые и

газоконденсатные залежи в связи с высоким катагенезом ОВ материнских формаций силура и девона [Неручев и др., 2006].

На основе расчетного моделирования генерации-эмиграции УВ составляются региональные карты плотностей эмиграции жидких и газообразных УВ для различных бассейнов либо их участков, на которых в свою очередь базируется моделирование миграции и аккумуляции УВ. Методика расчета упомянутых процессов изложена в работах авторов; здесь напомним основные её положения.

Основной движущей силой миграции УВ в водонасыщенных пористых средах является разница удельных весов пластовой воды и самих УВ, то есть процесс миграции в условиях глубинного застойного гидрогеологического режима осуществляется как всплывание. Эксперименты свидетельствуют, что нефть для своего движения в этой среде выбирает наиболее проницаемые каналы, то есть при попадании из материнского пласта в вышележащий пласт-коллектор флюид будет продвигаться к его кровле не по всему заполненному водой пустотному пространству, а лишь по наиболее проницаемым путям. И при всплывании к кровле, и при дальнейшем перемещении к зоне аккумуляции нефть оставляет ощутимые следы (остаточную, или «мёртвую» нефтенасыщенность), что и является условием движения, то есть происходит необходимая гидрофобизация каналов. Считается, что остаточная нефтенасыщенность обычно занимает 20 - 30% пустотного пространства, однако эта величина условна и в различных литологических средах может быть различной и требует уточнения. При моделировании подсчитываются потери на всплывание (вертикальная миграция) и на передвижение вдоль кровли пласта (латеральная миграция). Естественно, потери напрямую зависят от мощности резервуара (и промежуточной толщи, если таковая имеет место), мощности сформированной прикровельной зоны, величин трещинной и общей пористости. Без подсчета потерь невозможно определить долю аккумуляровавшихся УВ от количества эмигрировавших с нефтегазосборной площади, "обеспечивающей" конкретный локальный или зональный объект аккумуляции. При моделировании подсчитываются также скорости миграции, прямо пропорциональные проницаемости (в том числе и фазовой), разности удельных весов воды и УВ и углу наклона кровли резервуара и обратно пропорциональные пористости и вязкости УВ. Вычисление скоростей миграции необходимо для выяснения общего времени формирования залежей и/или зон нефтегазонакопления (ЗНГН) и сопоставления его с соответствующей геологической эпохой, ибо время действия очагов нефтегазообразования (ОНГО) нам известно; к тому же расчёт скоростей позволяет выявить дополнительные потери на путях

миграции, ибо на участках замедления возрастает мощность прикровельной зоны и появляется соответственно дополнительная "мёртвая" нефтенасыщенность. Формула скоростей миграции УВ была выведена И.А. Волковым; она имеет следующий вид:

$$V_{\text{мигр}} = \frac{315 \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{фпр}} (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) \cdot \sin \alpha}{\mu \cdot m} \quad \text{м/год,}$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент проницаемости, дарси;  $K_{\text{фпр}}$  – коэффициент фазовой проницаемости (условно принимается равным 0,3);  $\gamma_{\text{в}}$  и  $\gamma_{\text{н(г)}}$  – пластовые удельные веса воды и нефти (газа) соответственно;  $\sin \alpha$  – синус угла наклона кровли пласта;  $\mu$  – вязкость нефти (газа), сантипуаз;  $m$  – пористость пласта коллектора, по которому происходит миграция, доли единицы.

Потери нефти на всплытие подсчитываются по формуле:

$$q^{\text{вспл}} = h_{\text{р}} \cdot m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{онн}} \cdot \rho^{\text{н}} \cdot 10^6 \quad \text{т/км}^2,$$

где  $h_{\text{р}}$  – мощность резервуара, м;  $m_{\text{тр}}$  – пористость наиболее проницаемых каналов (трещинная);  $K_{\text{онн}}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;  $\rho^{\text{н}}$  – плотность нефти, но не пластовая (с учетом газонасыщенности), а «обычная», аналитическая.

Дело в том, что при подсчётах масштабов эмиграции УВ автоматически учитывается «аналитическая» плотность генерируемой (эмигрировавшей) нефти, поэтому при расчётах всех миграционных потерь также должно учитывать «аналитическую» плотность, а не пластовую, иначе величины потерь будут занижены, а количество аккумулировавшейся нефти соответственно завышено. Чтобы подсчитать материальные потери, необходимо определить мощность нефтенасыщенной прикровельной зоны ( $h_{\text{пркр}}$ ):

$$h_{\text{пркр}} = \frac{q_{\text{эм}} - q_{\text{вспл}}}{m_{\text{р}} \cdot \rho^{\text{н}} \cdot K_{\text{онн}} \cdot 10^6},$$

где  $q_{\text{эм}}$  – плотность эмиграции нефти (т/км<sup>2</sup>);  $m_{\text{р}}$  – пористость резервуара;  $K_{\text{онн}}$  – коэффициент нефтенасыщенности.

Тогда  $q_{\text{н}}^{\text{лат}} = h_{\text{пркр}} \cdot m_{\text{р}} \cdot \rho^{\text{н}} \cdot K_{\text{онн}} \cdot 10^6$  т/км<sup>2</sup>. Количество аккумулировавшихся УВ есть разность между суммой эмигрировавших УВ в пределах нефтесборной площади и суммой вертикальных и латеральных потерь на всех путях миграции, формирующих конкретную залежь или зону нефтегазонакопления.

При миграции и аккумуляции газа его потери связаны с растворением в воде и нефти. На растворение в воде (в порах материнских пород, в порах и трещинах резервуара) расходуется порядка 1% (или чуть более) от суммарных масштабов эмиграции газа.

Основной расход газа на растворение его в нефти – «мёртвой» зоны остаточной нефтенасыщенности и аккумулятивной. Растворимость газа существенно зависит от параметров среды ( $P$ ,  $T^0$ ), а также от состава и свойств самих смешивающихся флюидов. В случае, когда генератором УВ является сапропелевое ОВ, на глубинах «нефтяного окна» (ГФН) в нефти растворяется не только газ ГФН, но и пришедший с больших глубин газ ГФГ (по крайней мере значительная его часть). Эмиграционное соотношение нефть/газ для НГМ-формаций с сапропелевым ОВ обычно колеблется от 2 до 3, иногда более. Всё это мы называем **генетическим дефицитом газа сапропелевого ОВ**. Однако потери газа на растворение не абсолютны – при подъеме региона и соответственно снижении пластового давления газ может выделиться в свободную фазу.

Миграция и аккумуляция УВ была нами промоделирована на объектах молодых и древних платформ – Западно-Сибирской плиты, Сибирской платформы и Тимано-Печорского бассейна Восточно-Европейской платформы. Моделированию подвергались как локальные, так и зональные объекты [Неручев и др., 2000; Неручев и др., 2006].

В результате расчетов получилось, что на платформах суммированный диапазон скоростей миграции нефти различается на 2 порядка – от единиц до сотен км за 1 млн. лет. Время формирования объектов аккумуляции 0,1 - 5 млн. лет и определяется не только скоростями, но и длиной миграционных путей. В объектах молодых подвижных поясов скорости миграции и соответственно аккумуляции должны быть более высокими, может быть, на порядок.

Коэффициенты аккумуляции нефти, рассчитанные для различных платформенных объектов, изменяются от 0 до первых десятков % и зависят от величины потерь, которые в свою очередь зависят от параметров, их определяющих (см. выше).

На основании генерационно-эмиграционных моделей для типов ОВ, характеристики которых приведены в табл. 1, и глубинной размерности катагенетических шкал были рассчитаны исходные данные для моделирования УВ-систем: максимальные глубины и соответствующие им пластовые давления и максимальные палеотемпературы, плотности нефти, нормальные плотности газа, суммарные величины генерации жидких и газообразных УВ к концу каждого этапа, величины их эмиграции на каждом этапе. Поскольку в данном случае рассматриваются УВ-системы, рожденные ОВ бассейнов древних платформ – Тимано-Печорского и Восточно-Сибирского, - принимаемые катагенетические шкалы имеют сокращенный («субдонецкий») характер ( $\max \Gamma \sim 5^\circ \text{C}/100\text{м}$ ). Рассчитывались также плотности генерированного газа на соответствующих грациях и глубинах и различные

объемно-весовые отношения фактически несжимаемой нефти и сжимаемого газа. Подробное описание поведения УВ-систем, рожденных сапропелевым ОВ (три из четырех типов, приведенных в табл. 1, кроме граптолитового - АЗСГ), приводятся в наших работах [Баженова и др., 2006; Неручев и др., 2006]. Здесь напомним только некоторые частные моменты. Так, при подъеме УВ-систем в процессе миграции через толщи пород и/или при тектоническом воздымании того или иного участка литосферы плотность и соответственно объем жидких УВ практически не изменяются, а параметры газа меняются весьма существенно, что влечет за собой значительные изменения газонасыщенности, доли объема нефти в системе, объема самой системы в целом и других, зависимых от газа параметров.

При подъеме сапропелевых УВ-систем, эмигрирующих с глубины 3,8 км (МК<sub>3</sub>/МК<sub>4</sub>), объем газа и газонасыщенность возрастают более, чем в 220 раз; во столько же раз снижается конденсатный фактор, а доля объема жидких УВ снижается в 105 - 112 раз. Главные количественные изменения происходят в интервале 0 - 1,0 км. Если при подъеме с глубины 3,8 км до 1,0 км объем газа возрастает в 2,65 раза, то при дальнейшем подъеме на поверхность увеличение объема происходит более чем в 85 раз. Динамика остальных зависимых от объема газа параметров аналогична.

По формуле  $P_{nc} = \frac{P_{nl} \cdot V_{nl}^2}{V_{nl}^{VB_{сист}}}$  были рассчитаны величины давления насыщения, характеризующие УВ-системы, эмигрирующие на каждой градации катагенеза, трех сапропелевых и трех смешанных типов ОВ.

Данные приведены в табл. 2 и 3. Наблюдается хорошая прямая криволинейная связь между газовым фактором и давлением насыщения УВ-систем. Исходя из вышеприведенной формулы  $P_{nc}$ , можно посчитать избыток или дефицит газа в каждой УВ-системе. Если нефти предельно насыщены, то  $P_{nc} = P_{nl}$ ; тогда  $V_{nl}^2 = V_{nl}^{VB_{сист}}$ .

Проведя несложные расчеты, определим, каковой при этом должна быть весовая доля нефти в системе:  $n_{nc} = \frac{P_n - 2P_{nl}^2}{P_n - P_{nl}^2}$  ( $n$  - весовая доля нефти;  $P_{nl}^2$  - пластовая плотность газа;  $P_n$  - плотность нефти).

Зная весовую долю нефти при предельном насыщении, нетрудно определить, сколько газа потребовалось для насыщения при данных  $P_{nl}$  и  $T^{\circ}C$  и таким образом установить, что мы имеем на данном генерационно-миграционном уровне – и тем самым спрогнозировать фазовый состав миграционного продукта.

На рис. 4 представлено распределение избытков и дефицитов газа по глубине (шкала катагенеза) для шести вышепоминаемых типов ОБ, а в табл. 4 приведены их суммарные итоговые величины. Как и следовало ожидать по закону генетического дефицита газа, во всех типах сапропелитов мы имеем суммарный итоговый дефицит газа в диапазоне ~51,09 - 61,80% (к общему количеству генерированного газа в диапазоне ПК<sub>3</sub>-АК<sub>3</sub>); наибольший дефицит характеризует альгосапропелиты, наименьший – оксисорбосапропелиты (табл. 4; рис. 4). В альгосапропелитах распределение значений избытка или дефицита наиболее контрастное. Наибольший дефицит (до 70 – 90 %) связан с ГФН и началом ГФГ, когда наряду с газом генерируются легкие жидкие УВ. ГФН-овские «альго-нефти» газом явно недонасыщены.

В апокатагенезе, напротив, наблюдается избыток газа и система здесь становится газоконденсатной. Более того, на грациях АК<sub>2-3</sub> эмиграция жидких УВ уже прекратилась и эмигрирует только сухой газ (в количестве 0,0165 т/т ОБ).

В альгозоосапропелитах суммарный дефицит несколько меньше, но он растянут почти по всей шкале (в соответствии с «растянутостью» генерации жидких УВ); только на грациях МК<sub>4</sub>-МК<sub>5</sub> наблюдается ничтожный избыток газа (табл. 4, рис. 4). Все нефти, рожденные этим ОБ (доманика D<sub>3</sub> Русской плиты и Тимано-Печорского бассейна), недонасыщены газом.

При переходе к смешанным типам ОБ картина существенно меняется. Уже в типе ГС-1 (Г - 25%; С - 75%) наблюдается небольшой суммарный избыток газа (табл. 4); по шкале катагенеза дефицит (57%) фиксируется только в пределах ГФН (рис. 4). В более гумусовых типах почти сплошь избыток газа; в ГС-2 (Г - 50%; С – 50%) небольшой дефицит (33 %) отмечен только на МК<sub>2</sub>, а в сапропелитогумитах он практически отсутствует; то есть в УВ-системах, рожденных смешанными типами ОБ обязательно должна присутствовать свободная газовая фаза – тем более значительная по доле в УВ-системе, чем более гумусовое ОБ являлось материнским.

Таким образом, исследование истории УВ-систем – от источника до миграции и аккумуляции – позволяет не только подходить к количественной оценке ресурсов углеводородов объектов различного уровня, но и прогнозировать их фазовый состав.

**Давление насыщения на разных этапах генерации-эмиграции УВ-систем для разных типов сапропелевого ОВ**

Градация катагенеза	Глубина, км	Пластовое давление, МПа	Альгогенные сапропелиты				Оксисорбосапропелиты				Альгозоогенные сапропелиты			
			V газа, P, T <sup>0</sup> , М <sup>3</sup>	V УВ-системы, P, T <sup>0</sup> , М <sup>3</sup>	P насыщения, МПа	Газовый фактор, М <sup>3</sup> /М <sup>3</sup>	V газа, P, T <sup>0</sup> , М <sup>3</sup>	V УВ-системы, P, T <sup>0</sup> , М <sup>3</sup>	P насыщения, МПа	Газовый фактор, М <sup>3</sup> /М <sup>3</sup>	V газа, P, T <sup>0</sup> , М <sup>3</sup>	V УВ-системы, P, T <sup>0</sup> , М <sup>3</sup>	P насыщения, МПа	Газовый фактор, М <sup>3</sup> /М <sup>3</sup>
ПК <sub>3</sub>	1,5	15	0,0592	0,0376	23,6	1723	0,0437	0,0413	15,9	217	0,0193	0,0116	25,0	969
МК <sub>1</sub>	2,4	24	0,2615	0,2634	23,8	359	0,0694	0,1093	15,2	157	0,1021	0,1648	14,9	150
МК <sub>2</sub> <sup>1</sup>	2,8	28	0,0070	0,1115	1,7	11,7	0,0086	0,0852	2,8	20	0,0323	0,0942	9,60	78
МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	3,2	32	0,0900	0,1661	17,3	164	0,1144	0,1334	27,4	384	0,0660	0,0929	22,7	248
МК <sub>3</sub>	3,8	38	0,0726	0,1260	21,9	224	0,0642	0,0775	31,5	470	0,0424	0,0710	22,7	217
МК <sub>4</sub>	4,1	41	0,0170	0,0170	41,0	492	0,0242	0,0195	50,9	991	0,0465	0,0422	45,2	635
МК <sub>5</sub>	4,4	44	0,0158	0,0165	42,1	478	0,0256	0,0209	53,9	1053	0,0443	0,0353	55,2	1335
АК <sub>1</sub>	5,0	50	0,0213	0,0197	54,1	1089	0,0174	0,0154	56,5	1644	0,0152	0,0166	45,8	463
АК <sub>2-3</sub>	6,5	65	0,0631	-	-	-	0,0229	0,0215	71,2	2470	0,0329	0,0541	39,5	289

Таблица 3

**Давление насыщения на разных этапах генерации-эмиграции УВ-систем для разных типов смешанного ОВ**

Градации катагенеза	Глубина, км	Пластовое давление, МПа	Гумито-сапропелиты (Г-25%; С-75%)				Гумито-сапропелиты (Г-50%; С-50%)				Гумито-сапропелиты (Г-20%; С-80%)			
			V газа, P, T <sup>0</sup> , м <sup>3</sup>	V УВ-системы, P, T <sup>0</sup> , м <sup>3</sup>	P насыщения, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	V газа, P, T <sup>0</sup> , м <sup>3</sup>	V УВ-системы, P, T <sup>0</sup> , м <sup>3</sup>	P насыщения, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	V газа, P, T <sup>0</sup> , м <sup>3</sup>	V УВ-системы, P, T <sup>0</sup> , м <sup>3</sup>	P насыщения, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
ПК <sub>3</sub>	1,5	15	0,0964	0,0567	25,5	3594	0,1332	0,0628	31,8	2555	0,1758	0,1430	18,4	29285
МК <sub>1</sub>	2,4	24	0,2693	0,2106	30,6	497	0,2280	0,1404	38,9	834	0,1452	0,0813	42,8	972
МК <sub>2</sub> <sup>1</sup>	2,8	28	0,0128	0,0873	4,1	29	0,0184	0,0690	7,4	54	0,0252	0,0306	23,1	212
МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	3,2	32	0,0313	0,0979	10,2	76	0,0782	0,0883	28,3	282	0,0487	0,0451	34,6	371
МК <sub>3</sub>	3,8	38	0,1410	0,1440	37,2	576	0,0876	0,0819	40,6	555	0,0839	0,0617	51,7	1023
МК <sub>4</sub>	4,1	41	0,0248	0,0199	51,1	799	0,0406	0,0346	48,1	584	0,0461	0,0332	65,6	1810
МК <sub>5</sub>	4,4	44	0,0264	0,0215	54,0	997	0,0349	0,0244	62,9	2255	0,0495	0,0396	55,0	8673
АК <sub>1</sub>	5,0	50	0,0469	0,0385	60,9	2881	0,0788	0,0633	62,2	7670	0,1104	0,0948	58,2	12609
АК <sub>2-3</sub>	6,5	65	0,0872	0,0848	66,8	42666	0,1172	0,0967	78,8	5932	0,1406	0,1274	71,7	21000

Таблица 4

**Суммарный избыток и/или дефицит газа, генерированного разными типами ОВ по отношению к насыщению «своей» нефти**

Типы ОВ	Сапропелевые типы			Смешанные типы		
	АС	ОСС	АЗС	ГС-1 (Г-25%; С-75%)	ГС-2 (Г-50%; С-50%)	СГ (С-20%; Г-80%)
Избыток или дефицит						
Избыток т/т ОВ	0,0262	0,0115	0,0104	0,0626	0,0810	0,1032
Дефицит т/т ОВ	0,2564	0,1099	0,1479	0,0560	0,0172	0,0013
Итого т/т ОВ (%)	- 0,2302 (61,80%)	- 0,0984 (51,09%)	- 0,1375 (59,52%)	+ 0,0066 (4,79%)	+ 0,0638 (47,90%)	+ 0,1019 (79,73%)

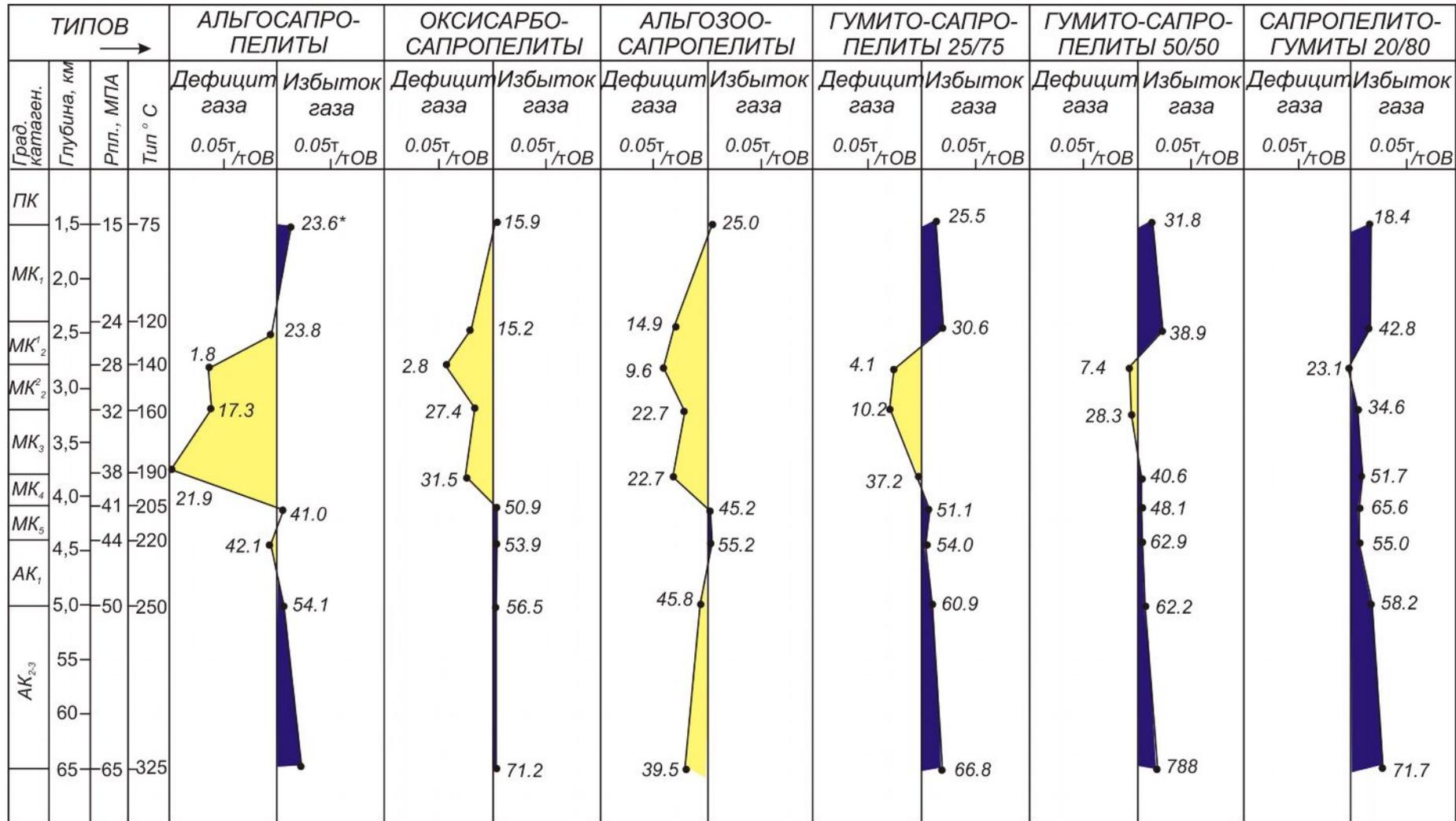


Рис. 4. Сравнительная характеристика избытка или дефицита по отношению к насыщению им "своей" нефти к концу каждой градации катагенеза для разных генетических типов ОВ  
\* - величины давления насыщения, МПА

## Литература

*Баженова О.К., Баженова Т.К.* Онтологические и гносеологические аспекты органической геохимии (органическая геохимия на разных уровнях организации вещества и в системе знаний) // Геология и геохимия горючих ископаемых (к 100-летию со дня рождения И.О. Брода и Н.Б. Вассоевича) М.: ГЕОС, 2003. С. 44 - 52.

*Баженова Т.К.* Фациальные и стадийные основы раздельного прогноза нефтегазоносности // Геология и геохимия горючих ископаемых (к 100-летию со дня рождения И.О. Брода и Н.Б. Вассоевича) М.: ГЕОС, 2003. С. 39 - 44.

*Баженова Т.К.* Баланс трансформации органического вещества в катагенезе и нефтегазообразование // Новые идеи, теоретические обобщения и методические решения в нефтяной геологии. СПб.: Недра, 2004. С. 48 - 58.

*Баженова Т.К., Гембицкая Л.А.* Закономерности генерации углеводородов различными типами ОВ (на основе расчетного моделирования) // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ. СПб., 2000. С. 23 - 28

*Баженова Т.К., Шиманский В.К., Неручев С.Г., Климова Л.И.* Расчетное геохимическое моделирование генерации, миграции и аккумуляции углеводородов и состояния углеводородных систем – основа раздельного прогноза разноуровневых объектов // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика. СПб.: Недра, 2006. С. 219 - 238.

Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков / Ред. А.А. Трофимук, С.Г. Неручев. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с.

Нерастворимое органическое вещество осадочных пород – объект органической геохимии /Т.К. Баженова, Г.М. Боровая, Л.А. Гембицкая, Н.П. Фадеева. М.: Геоинформмарк, 1993. 55 с.

*Неручев С.Г., Моисеева О.Б., Климова Л.И., Смирнов С.В.* Моделирование процессов миграции и аккумуляции нефти и газа в ловушках // Геология и геофизика, т. 41, № 8, 2000. С. 1145 - 1164.

*Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И.* Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб.: Недра, 2006. 362 с.

Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / Ред. В.Н. Шванов. СПб.: Недра, 1998. 352 с.

Справочник по геохимии нефти и газа. СПб.: Недра, 1998. 575 с.