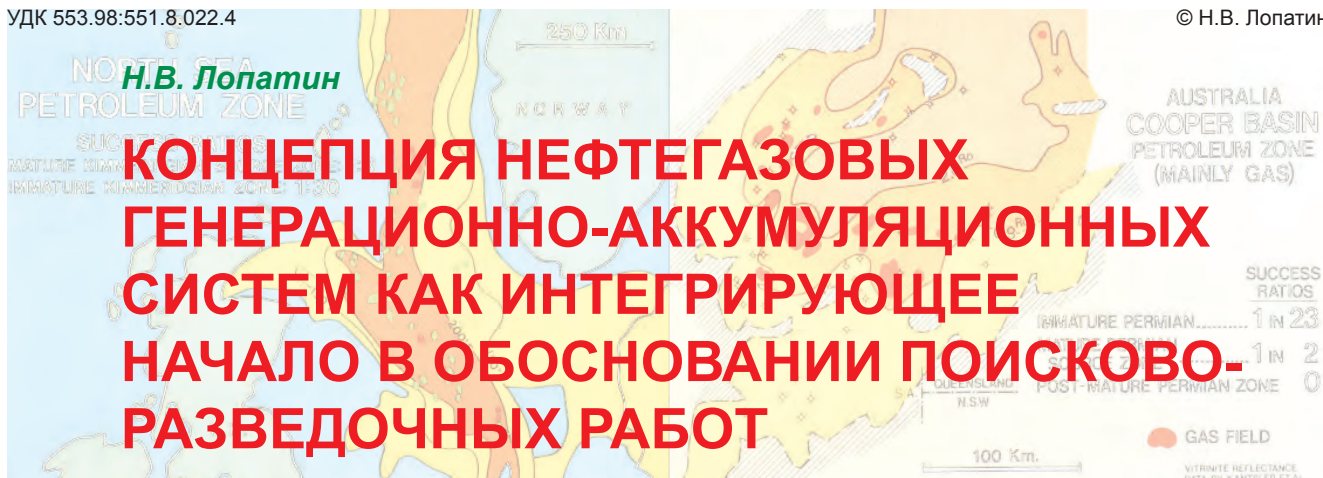


УДК 553.98:551.8.022.4

© Н.В. Лопатин



# КОНЦЕПЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ КАК ИНТЕГРИРУЮЩЕЕ НАЧАЛО В ОСНОВАНИИ ПОИСКОВО- РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

## 1. Общие сведения

Как известно из мировой практики большинство геологов-нефтяников, занимающихся поисково-разведочными работами на нефть и газ, прекрасно осведомлены об особенностях ловушек и природных резервуаров, кое-что знают о покрышках и почти ничего о нефтегазоматеринских породах, очагах активной реализации их генерационного потенциала, миграционно-дренажном пространстве между очагом и зоной аккумуляции, условиях формирования месторождений.

Ныне недостаточные знания в отношении выделения нефтематеринских пород и элементов нефтегазовых систем нередко могут объяснить неудачи поисково-оценочных работ. Очевидно, что крупные нефтяные месторождения располагаются близко к центру или на периферии масштабных очагов генерации УВ в наиболее температурно (катагенетически) «зрелой» и мощной зоне распространения морских нефтематеринских пород с керогеном типа II. Так, глава геологической службы США, T.S. Ahibrant (Explorer, 8, 2002, p. 23) отмечал, что в нефтегазоносных бассейнах мира идентифицированы 149 крупных нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем, а многие геологи-поисковики все еще видят только структурные ловушки, как главный и нередко единственный ориентир. Нефтематеринский кероген типа II – абсолютно доминирующий источник нефти в 149 выделенных системах. Вклад керогена типа I (палеозерный) и III (наземный часто углистый) иногда большой, как, например, в осадочных бассейнах Китая, где доминирует палеозерный источник углеводородов, но морской кероген типа II по масштабам нефтеобразования и нефтенакпления, по крайней мере, в 10 раз более значителен, чем какой-либо другой тип керогена в нефтематеринской породе.

В мезозое наиболее крупные объемы нефтематеринских пород (НМП). Здесь их минимум в 4-5 раз больше, чем в кайнозое. Идеальная нефтяная система имеет юрские (максимум в  $J_3km-J_3tn$ ) или меловые

( $K_2turon$ ) нефтематеринские породы, которые достигли пика генерации в кайнозое. Последнее обстоятельство особенно важно из-за проблемы сохранности залежей. Считается, что около 90% мировых запасов нефти и газа связаны именно с кайнозойской эрой активизации генерационно-аккумуляционных процессов в нефтегазовых системах.

Концепция нефтегазовых систем, которая в генетически ориентированной форме в рамках единой центральной идеи интегрирует самые важные для поисково-разведочных работ геолого-геофизические и геохимические сведения получила ныне распространение в мире нефтяной геологии.

Осадочные бассейны, углеводородные генерационно-аккумуляционные системы, поисково-разведочные стратегии, существующие как отдельные уровни исследования, целесообразно объединить в рамках единой центральной идеи для лучшего понимания генезиса нефти и газа, благоприятных условий их аккумуляции в ловушках (L. Magoon, W. Dow, 1994). Эта проблема изучается уже более 35 лет.

Известный советский ученый Н.Б. Вассоевич одним из первых сформулировал важное положение о генетической связи зон нефтегазоаккумуляции с глубокопогруженными частями осадочно-породных бассейнов и подчеркивал важность последующей миграции нефти и газа в близрасположенные ловушки (1967, 1969) [1, 2]. Он отмечал, что когда нефтематеринские отложения в погружающемся осадочном бассейне оказываются в зоне температур  $>60^\circ C$ , то эту область следует именовать *очагом нефтеобразования*, в котором начинает развиваться главная фаза нефтеобразования и при достижении оптимальных РТ-условий начинается массовая эмиграция нефти и формирование залежей в ловушках. Н.Б. Вассоевич подчеркивал также значение проблемы сохранности залежей нефти и газа. При этом он высказал подтвердившееся затем предположение о том, что их сохранность зависит от наиболее позднего по времени проявления критического этапа в генерации, мигра-

ции и аккумуляции залежей, близкого, как он писал, «к нам дням». Б.А. Соколов [9] придавал решающее значение картированию глубоководных очагов генерации нефти и газа и отмечал необходимость изучения миграционно-дренажного пространства в их окрестностях, как и прилегающих зон аккумуляции УВ.

Историко-геологический подход к эволюции осадочно-породных бассейнов и процессов генерации нефти и газа в рамках бассейнового и химико-кинетического моделирования был предложен в 1971 г. (Н.В. Лопатин [5]) и получил дальнейшее развитие в трудах D. Waples [31-33], J. Howell, Sh. Wodds and D. Waples (1985), R. Webster (1984) [30], W. Bond (1984) [12] и других. Термин «нефтяная система» (oil system) был впервые введен W. Dow (1974) и основывался на концепции корреляция «нефть-нефтематеринская порода». Термин «нефтегазовая система» (petroleum system) был использован A. Perrodon в 1980 г. Независимо от него термин «бассейн генерации» (generative basin) использовал G. Demaison (1984), «углеводородная машина» (hydrocarbon machine) – F.Meissner e.a. (1984), «независимая нефтегазовая система» – G. Ulmishkek (1986). L. Magoon (1987, 1988, 1989, 1992), L. Magoon and W. Dow (1994) и L. Magoon and E. Beaumont (2000), обобщая предыдущие работы и формализовав критерии идентификации материнских пород, их картирования, назвали рассматриваемое направление «нефтяной системой» (petroleum system), которое ныне стало общепринятым. Под ней понимается естественная флюидальная углеводородная система, которая включает глубоководный очаг активных нефтегазоматеринских пород (основной источник), все связанные с ним залежи нефти и газа и нефтепроявления, элементы и процессы, необходимые для формирования и сохранения этих аккумуляций УВ [23]. В эту концепцию включаются также миграционные пути углеводородов, которые функционируют сейчас или в прошлом, связывающие очаг активной генерации нефти и газа с зоной аккумуляции. Используя основные положения нефтяной геологии и геохимии, а также материалы 2D-сейсморазведки, такая флюидальная система может быть закартирована для уточнения ее географических и литолого-стратиграфических границ, эволюции последних в ходе геологической истории, а на конечном этапе интерпретации – для обоснования поисково-оценочных работ на нефть и газ. Последнее является основной целью интеграции информации в рамках концепции нефтегазовых систем – уменьшение экономических рисков поисково-разведочных работ, оправданный с позиции современного научного подхода выбор объектов для бурения поисковых скважин.

## 2. Концепция углеводородных генерационно-аккумуляционных систем (организация информации и функционирование)

### 2.1. Определение ключевого понятия

Углеводородная генерационно-аккумуляционная система (УГАС) определяется как геосреда, которая включает нефтегазоматеринский литолого-стратиграфический комплекс и очаги активного проявления процессов генерации УВ, миграционно-дренажные пути между очагом генерации и зоной аккумуляции нефти и газа, основной природный резервуар, содержащий около 50% всей новообразованной нефти, региональную покрывку, ловушки зоны аккумуляции, осадочные породы, перекрывающие очаг и продуктивные резервуары. Эволюция пространственных и временных связей в рассматриваемой геосреде должна приводить к формированию и сохранению залежей нефти и газа. Рассматриваемая концепция является одной из центральных в современной нефтяной геологии, так как позволяет формализовать связи между геологическими элементами во времени и пространстве, локализовать перспективные объекты, что необходимо для успешного проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Основной целью применения методологии углеводородных систем является пространственно-временное картирование и локализация перспективных объектов для поисково-разведочного бурения. Анализ углеводородных систем отличается от изучения нефтегазоносного осадочного бассейна, прежде всего, тем, что здесь различные направления исследования фокусируются на выделении очагов генерации нефти и газа единственной нефтематеринской толщи. Таким образом, дефиниция нефтяной системы ограничена одним генетическим семейством нефтей и, хотя свойства нефти могут заметно варьировать как функция биоокисления и катагенетической зрелости. Фактически нефтяная система именуется по названию нефтематеринской свиты и доминирующему резервуару, который содержит основную массу углеводородов.

В осадочно-породном бассейне или его суббассейне может быть несколько углеводородных систем и, соответственно, несколько различных генетических семейств нефтей. Присутствие в осадочно-породном бассейне нескольких углеводородных систем, перекрывающих друг друга, стратиграфически и географически позволяет резко расширить спектр объектов для поисково-разведочного бурения.

### 2.2. Уровень достоверности выделения углеводородных систем

Геолого-геофизическая и геохимическая информация позволяет установить уровень опреде-

ленности, который существует для каждой нефтяной системы. L. Magoon и W. Dow [25] предложили выделять три уровня определенности системы: достоверный, гипотетический и «спекулятивный».

В известной (достоверно установленной) углеводородной системе геохимическими корреляциями подтверждена генетическая связь между составом нефтей и нефтематеринскими породами.

В гипотетической системе присутствие комплекса нефтематеринских отложений может быть установлено по результатам аналитических работ – измерениям содержания Сор<sub>г</sub>, нефтегенерационного потенциала и типа керогена, микроспектрофотометрии витринита, но в условиях, когда еще не проводилось установления геохимических корреляционных связей между нефтями и нефтематеринскими породами.

В предварительно выделенной системе данных для идентификации и оценки нефтегенерационного потенциала возможных нефтематеринских пород недостает. Поэтому выполняется предварительное выделение нефтематеринских пород по комплексу геологических и геофизических данных. Альтернативно, геохимические исследования семейства нефтей могут быть использованы для установления типа и стратиграфической позиции нефтематеринских отложений.

В процессе работы «предварительно выделенная» система может быть переведена в «гипотетическую» и далее в «установленную» в зависимости от информативности новых данных или, наоборот, будет исключена из списка углеводородных систем данного бассейна, если при переинтерпретации сейсморазведочных работ и поисковом бурении выявятся критические изъяны, обусловленные отсутствием ключевых элементов (богатых по потенциалу источников нефти, их недостаточной «зрелостью», отсутствием региональной покрывки или эффективного резервуара). Очевидно, что имеется несколько уровней определенности в продвижении по пути изучения естественной углеводородной системы – от догадок и умозрительных гипотез на ранней стадии, до обоснованного понимания ее функционирования в ходе геологической истории. Самый высокий уровень понимания нефтяной системы поддерживается положительной геохимической корреляцией состава нефтей из месторождений и состава битумоидов, экстрагированных из генерационно-активных нефтематеринских пород.

### 2.3. Идентификация нефтематеринских пород

Анализ нефтяных систем отличается тем, что здесь в центре внимания картирование очагов активных и богатых по нефтегенерационному потенциалу нефтематеринских литолого-стратиграфи-

ческих комплексов. Они определяются как обычно глинистые, кремнисто-глинистые или известково-глинистые породы (в англоязычной литературе – **black shales** – «черные сланцы»), катагенетически «зрелые» и содержащие в значительном количестве органическое вещество, тип которого благоприятен для масштабного образования нефти. Если тип керогена согласуется с тем, который следует ожидать, исходя из биомаркерного состава нефтей, тогда повышается степень достоверности выделения нефтематеринского комплекса.

В качестве примера идентификации нефтематеринской свиты приведем корреляцию типа «нефть-нефть» и «нефть-битумоид вероятной нефтематеринской породы» по нефтям и битумоидам баженовской свиты на западе Сургутского свода Западной Сибири (рис. 1).

Нефти пласта ЮС<sub>0</sub> рассматриваемой территории близки по физико-химическим свойствам и компонентному составу: при явном доминировании насыщенных углеводородов, содержание ароматических УВ изменяется в узком диапазоне величин (15-25%), на долю полярных фракций нефтей приходится 6-10%. В составе хлороформных экстрактов из пород баженовской свиты на долю насыщенных УВ приходится около 55-60%, ароматических – 25% и полярных компонентов – 15-20%.

Все изученные нефти по распределению алканов и изопреноидов относятся к единому баженовскому генетическому семейству нефтей морского источника [6]. Нефти этого типа отличаются низким пристан/фитановым отношением (Пр/Фт ≈ 0,7-1,2), доминированием низкомолекулярных алканов в общем ряду распределения алканов, преобладанием четных над нечетными алканами в диапазоне n-C<sub>23</sub>-n-C<sub>30</sub>, ярко выраженным нафтеновым индексом, невысоким уровнем «зрелости» нефтей (рис. 1). Соответствующие параметры распределения алканов битумоидов баженовской свиты однотипны с соответствующими параметрами нефтей неокома тех же месторождений. Ожидаемые отличия связаны с потерей части легких углеводородов в процессе экстракции при нагреве и естественной обогащенностью полярными компонентами состава битумоида.

Газовые хроматограммы фракции насыщенных углеводородов нефтей пласта ЮС<sub>0</sub>, отобранных на Маслиховском, Ай-Пимском, Сахалинском и других месторождениях, демонстрируют ярко выраженный одномодальный низкомолекулярный максимум в распределении алканов, сравнительно короткую гомологическую серию n-алканов, обычно, до n-C<sub>30</sub>, редко до n-C<sub>34</sub>, низкие величины пристан/фитанового индекса, повышенное содержание нафтенов, биомаркерный максимум в области распространения



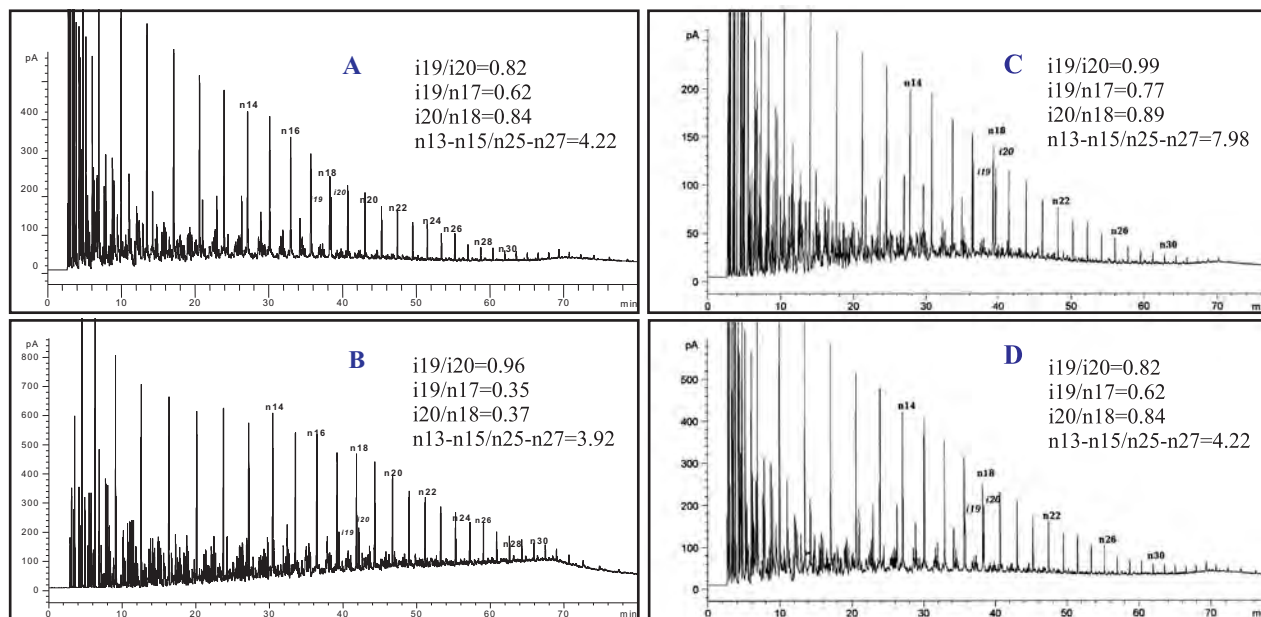


Рис. 1. Распределение алканов в баженовских нефтях и битумоидах на Маслиховском и Сахалинском месторождениях;

A – нефть из скв. № 21 Сахалинского месторождения; B – нефть из скв. № 21 Маслиховского месторождения; C – нефть из скв. № 23 Маслиховского месторождения; D – хлороформенный битумоид из керна скв. № 25, гл. 2868,67 м. Маслиховского месторождения

высокомолекулярных алканов, присущее лишь нефтям баженовского семейства, преобладание четных n-алканов над нечетными в высокомолекулярной области ( $CPI_{>23} < 1,00$ ), сравнительно невысокий уровень катагенетической «зрелости» нефтей ЮС<sub>0</sub> ( $i-C_{19}/n-C_{17} = 0,45-0,55$ ).

В ряду биомаркеров распределение  $C_{27}$ - $C_{29}$  регулярных стеранов и  $C_{27}$ - $C_{31}$  тритерпанов нефтей пласта ЮС<sub>0</sub> Сахалинско-Западно-Ай-Пимской зоны подчиняется одной и той же закономерности: первые из названных биомаркеров соотносятся как 30:30:40, вторые 11:16:37:37 (рис. 2). Для нефтей характерен полный спектр стеранов ( $m/z = 217$ ), включая  $C_{30}$ -стераны (24-n-пропилхолестаны), которые являются индикатором очевидного вклада морской фотосинтезирующей биомассы и, прежде всего, хризофитных водорослей. На единый генетический тип нефтей ЮС<sub>0</sub> указывают следующие соотношения в ряду биомаркеров:

а) регулярные стераны:

– с одинаково высоким содержанием  $C_{30}$  и  $C_{30}/(C_{27} - C_{29}) = 0,065$ ;

–  $C_{27}$ -стеролы доминируют в большинстве видов морского планктона;  $C_{29}$ -стерол, как господствующий среди стеролов, содержат все высшие растения. Изученные нефти отличаются повышенным содержанием  $C_{27}$ -стеранов, являющимся результатом преобладания морской биомассы в составе керогена «бс». Об этом же можно судить по высокому значению отношения  $C_{27}/C_{29} = 0,71-0,84$  (среднее 0,76);

– большинство диатомовых водорослей, широко распространенных с позднеюрского времени как одна из биоценологических доминант морского планктона, более чем на 50%  $C_{28}$ -стеролы. Их высокое содержание в рассматриваемых нефтях и выдержанное для всей совокупности нефтей отношение  $C_{28}/C_{29} \approx 0,77$  также согласуются с утверждением, что они извлечены из морских глинистых осадков;

– отношение диа-/регулярные стераны, равное 0,5 следует интерпретировать как свидетельство того, что нефтематеринская толща представлена карбонатно-кремнисто-глинистыми осадками, в которых глинистая компонента не обладала большой каталитической изомеризирующей активностью, иначе этот коэффициент был бы близок к 0,7;

– все три критерия «зрелости» нефтей по  $C_{29}$  показали удивительную «синхронность» и однозначность – нефти в их образовании на первом этапе главной фазы генерации нефти –  $K_1 = 45$ ;  $K_2 = 82-84$ ;  $K_3 = 71$ .

б) гопапы

– преобладание 28,30-бисноргопана типично для сравнительно бедных глинистыми минералами морских нефтематеринских литофаций, отложившихся в восстановительных условиях. Его обилие гипотетически связывают с сульфат-окисляющими бактериями;

– все нефти имеют низкое содержание трициклических терпанов, явное преобладание  $C_{35}$

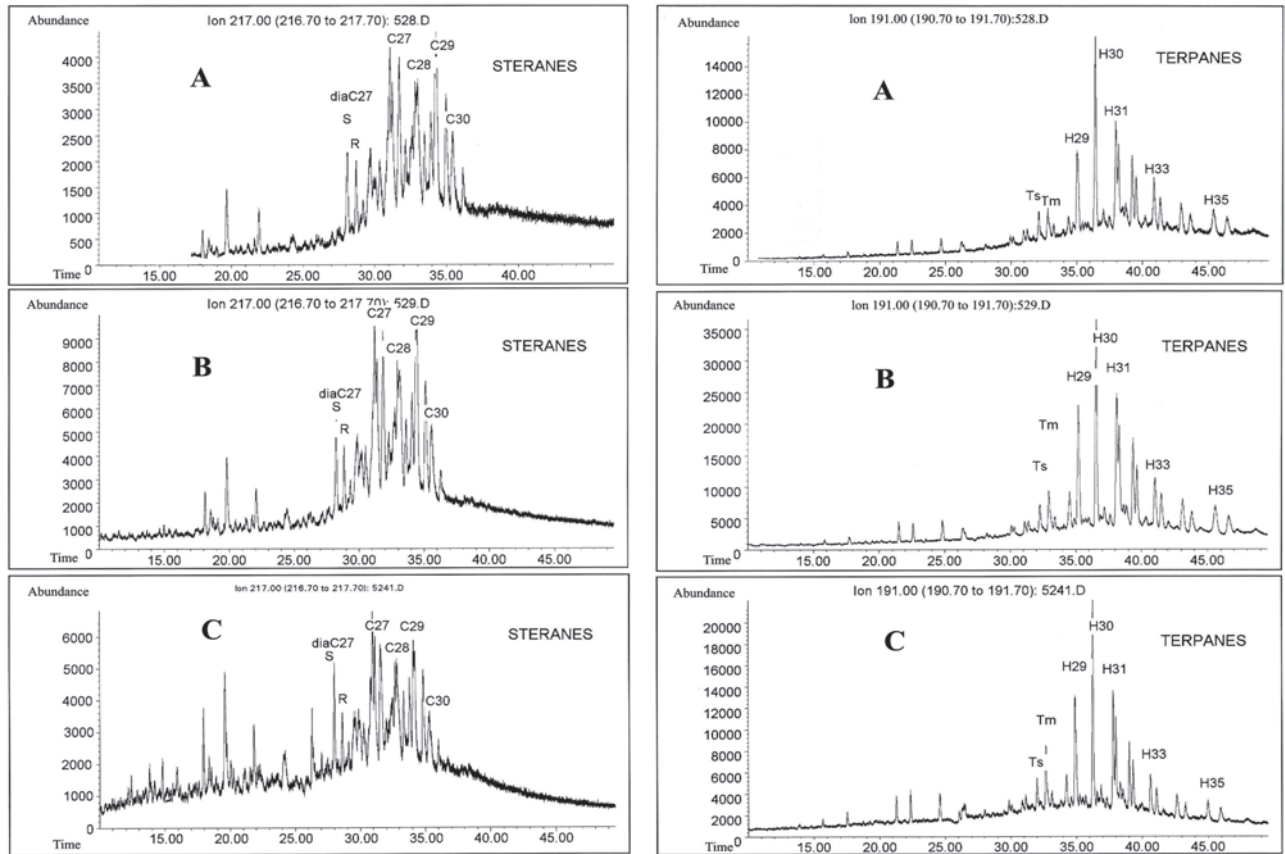


Рис. 2. Распределение стеранов и гопанов во фракции насыщенных УВ баженовских нефтей и битумоидов из скважин Маслиховского м-ния:

А – нефть, скв. № 23, инт.: 2814-2846 м.; В – нефть, скв. № 16, инт.: 2828-2840 м.; С – битумоид, скв. № 25, гл. 2868,67 м

гопана над  $C_{34}$ , низкий моретановый индекс и низкое содержание нерегулярных гопанов;

- показателем относительно глубоководных условий седиментации кремнисто-глинистых нефтематеринских осадков является высокая величина отношения гопанов и стеранов ( $\Gamma_{30}/C_{29} = 1,50-1,70$ ) и преобладание  $C_{35}$  гопана;
- влияние морского керогена также коррелируется с  $\Gamma_{31}/\Gamma_{30}$  гопановым отношением, которое согласуется с большим влиянием  $\Gamma_{30}$  ( $\alpha\beta$ ) – компонента в морской биомассе. Об этом можно также судить по большим значениям отношения  $\Gamma_{30}/C_{29}$  (1,50-1,75);
- низкая величина отношения три- к пентациклическим гопанам, равная 0,07, также характеризует морскую обстановку седиментации.

Все нефти пласта ЮС<sub>0</sub> Сахалинско-Западно-Ай-Пимской зоны генетически связаны и по биомаркерам хорошо коррелируются с битумоидами баженовского керна тех же площадей. Баженовские нефти и битумоиды обнаруживают подобное распределение стеранов, диастеранов, три- и пентациклических гопанов, различных критериев зрелости. Нефти и битумоиды «бс» имеют те же самые геохимические индикаторы морской восстановительной

среды седиментации материнских осадков, включая присутствие  $C_{30}$ -стеранов, высокий  $C_{35}$ -гомогопано-вый индекс, обилие 28,30-бисноргопана и т.д.

Так, тонкозернистая, кремнисто-глинистая, морская баженовская свита, мощностью 20-45 м, широко распространенная в превосходной нефтематеринской литофации в Широком Приобье, является классическим примером одной из самых богатых в мире по нефтегенерационному потенциалу (от 50 до 220 кг нефти на тонну породы) свит – источником коммерческой нефтеносности в песчаных резервуарах неокома в Западно-Сибирском бассейне. Ее генерализованный разрез, представленный на рис. 3, отличается высокими значениями гамма-, индукционного и электрометрического каротажей и низкими величинами естественной поляризации. Большой нефтегенерационный потенциал керогена типичен для верхней пачки баженовской свиты –  $C_1$ ,  $P_1$  и  $C_2$  (до 150-220 мг УВ/г породы). Превосходные нефтематеринские свойства баженовской свиты (содержание Сор<sub>г</sub>, нефти, нефтегенерационный потенциал, качество керогена (Н<sub>И</sub>, мг УВ/г Сор<sub>г</sub>), коэффициент эмиграции нефти – РЕЕ) отмечаются, к примеру в баженовском разрезе в скв. № 18 Западно-Маслиховской площади (рис. 4).



Рис. 3. Генерализованный разрез баженовской свиты в скв. № 16 Маслиховской площади

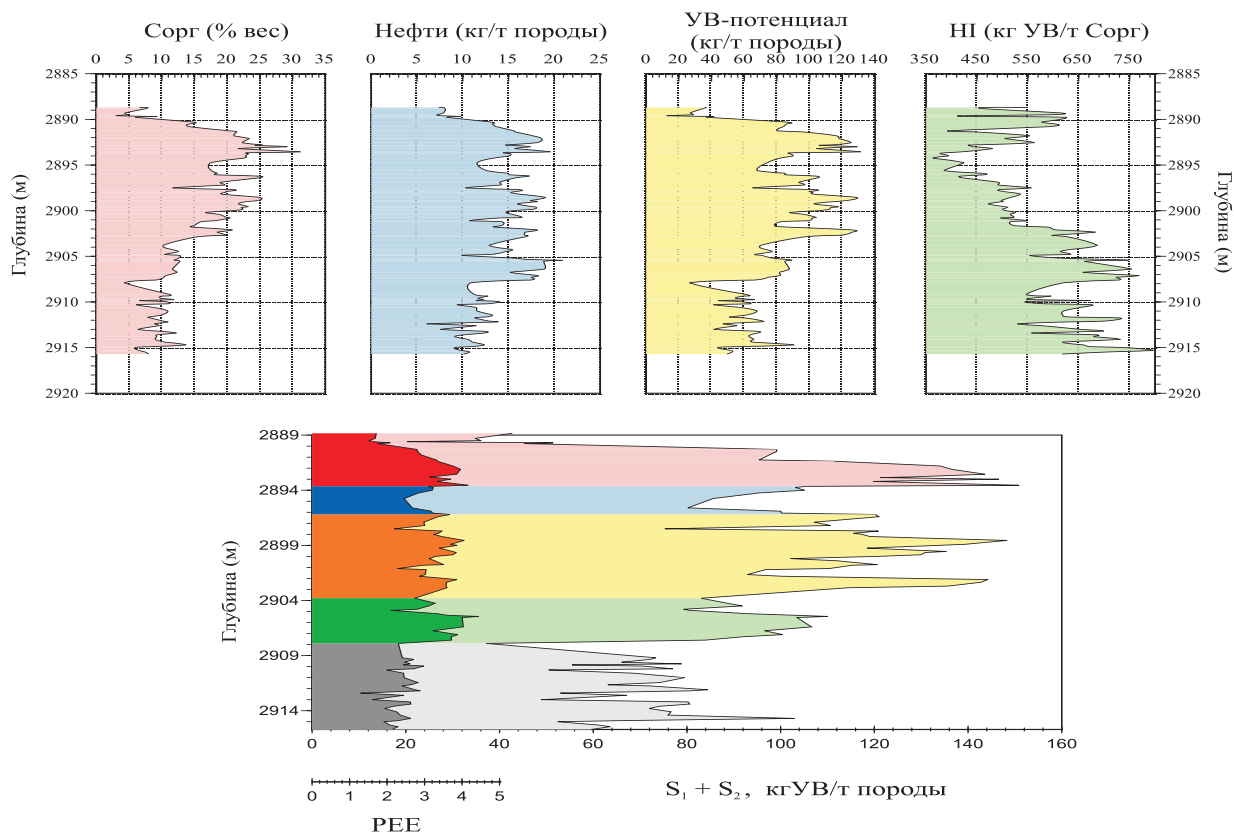


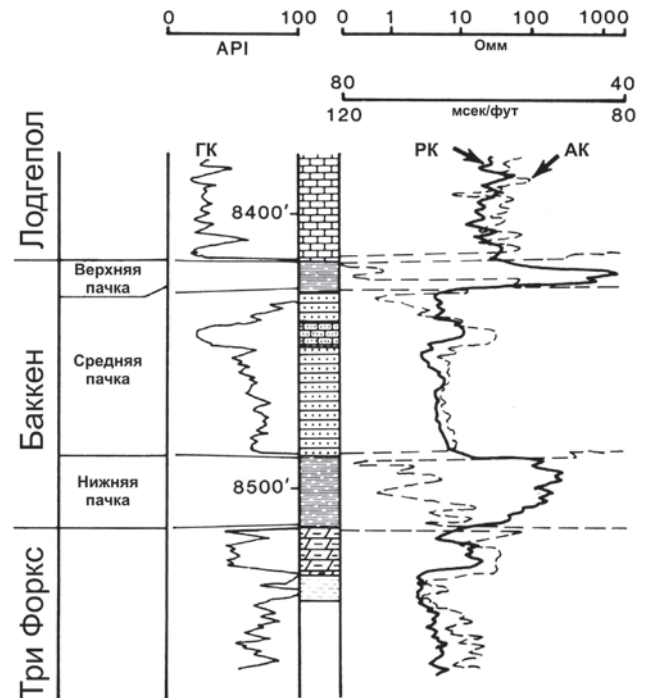
Рис. 4. Нефтегенерационные свойства керогена баженовской свиты, вскрытой в скв. № 18 Западно-Маслиховской площади

2.4. Очаг активных нефтегазоматеринских пород

Очаг активных нефтегазоматеринских пород обеспечивает массовую генерацию и эмиграцию нефти и газа, которые уже в процессе вторичной миграции формируют все месторождения, нефтепроявления и выходы нефти на поверхность в границах данной нефтяной системы. Очевидно, что в каждой нефтяной системе имеется только один очаг генерации. Однако следует учитывать, что нефтематеринские породы могут быть активные, неактивные или истощенные (утратившие свой нефтегенерационный потенциал) в зависимости от степени катагенетической зрелости керогена, проявляющейся в значениях современных и палеомаксимальных палеотемператур.

Тип керогена катагенетически зрелых нефтематеринских пород как это было убедительно показано в публикациях многих исследователей (Н.Б. Вассоевич, 1967, 1969; А.Э. Конторович, 1976, 2004; В. Tissot, D. Welte, 1978, 1984; J. Hunt, 1979, 1996 и др.) определяет тип и объем эмиграции нефти. Сейсмическое картирование пространственных границ очагов генерации и эмиграции нефти необходимо и для построения карты нефтяной системы и для контроля за распространением зоны аккумуляции нефти и газа. Так, к примеру, в Уиллистонском бассейне установлены глинисто-кремнистые («черносланцевые») нефтематеринские породы свиты Баккен (верхний девон – нижний карбон) – рис. 5, которые отличаются превосходным нефтегенерационным потенциалом керогена (до 100-120 кг нефти/т породы). В западной и центральной частях бассейна свита Баккен погружена в зону достаточно высоких современных температур (93-107° С) и образует обширный очаг генерации нефти активно функционирующий и на современном этапе геологической истории (рис. 6). Он обеспечил формирование многочисленных месторождений нефти и нефтепроявлений, а также выходов нефти на поверхность на периферии и в центральной части Уиллистонского бассейна.

Положение очагов активного нефте- и газообразования и коммерческих по запасам месторождений по Северо-Морскому, Уиллистонскому и Купера осадочным бассейнами представлено на рис. 7. В Северо-Морском бассейне, где в крупных очагах генерации нефти, грабенах Викинг и Центральный, киммериджские «глины» – глинисто-кремнистые седиментиты с превосходным нефтегенерационным потенциалом керогена, последние 40-60 млн. лет расположены в зоне активной генерации нефти и формирования ее залежей. Почти все месторождения расположены непосредственно над очагами генерации в зоне так называемых катагенетически «зрелых» НМП ( $R^0 = 0,70-0,95\%$ ). Здесь успешность



Условные обозначения:  
 Известняк  
 Песчаный известняк  
 Известковистый алевролит  
 Черная глина  
 Доломит

Рис. 5. Нефтематеринские черные глины свиты Баккен (C1) в скв. № 1 площади Дайвид, бассейн Скалистых гор (США) (Rick L. Webster, 1984)

поисково-разведочного бурения составляет 1:3. В области распространения катагенетически «незрелых» киммериджских «глин» ( $R^0 \leq 0,65\%$ ) успешность поисково-разведочного бурения в 10 раз ниже – 1:30 (рис. 7 «А»).

В бассейне Купера (Австралия) газовые месторождения связаны с пермскими углистыми газоматеринскими отложениями. Здесь, успешность поисково-разведочного бурения в зоне распространения катагенетически «зрелых» ( $R^0 = 0,90-2,00\%$ ) газоматеринских отложений составляет 1:2, а в катагенетически «незрелых» ( $R^0 \leq 0,90\%$ ) всего – 1:23 (рис. 7 «В»).

2.5. Наименование нефтяной системы

Имя нефтяной системы включает название нефтематеринской свиты и основного продуктивного горизонта, а также символа, отражающего достоверность выделения системы. К примеру, в Западно-Сибирском мегабассейне выделяется суперсистема «Баженовско-неокомская», которая определила формирование более 90% коммерческой нефти бассейна. Ее имя определяется источником



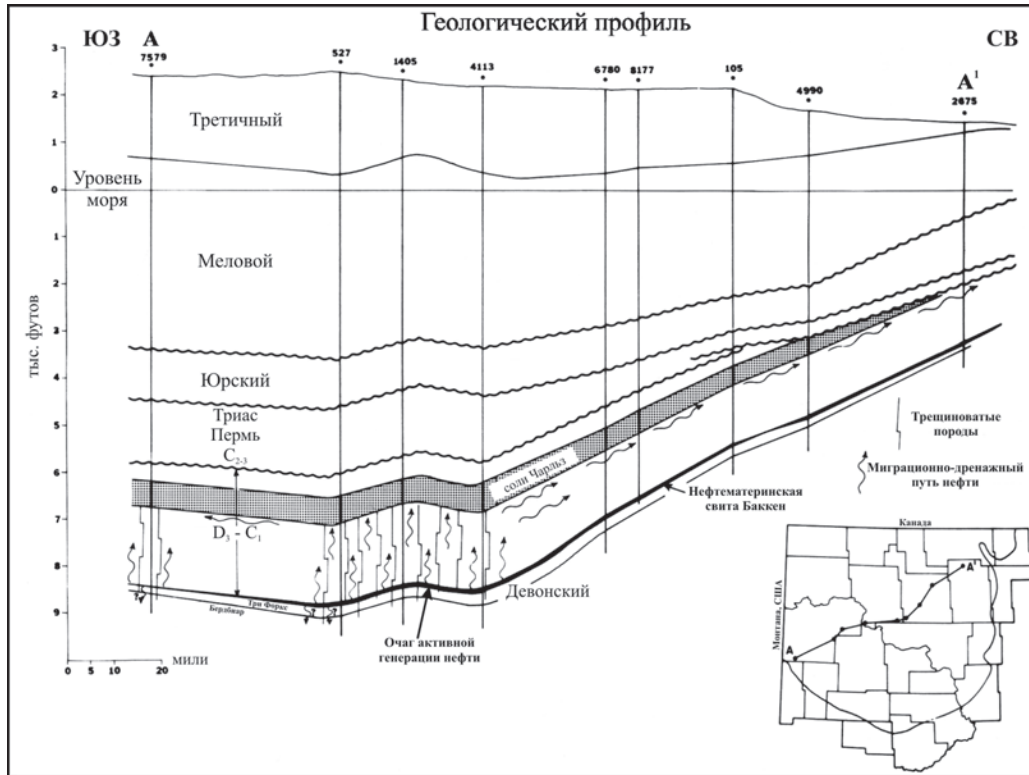
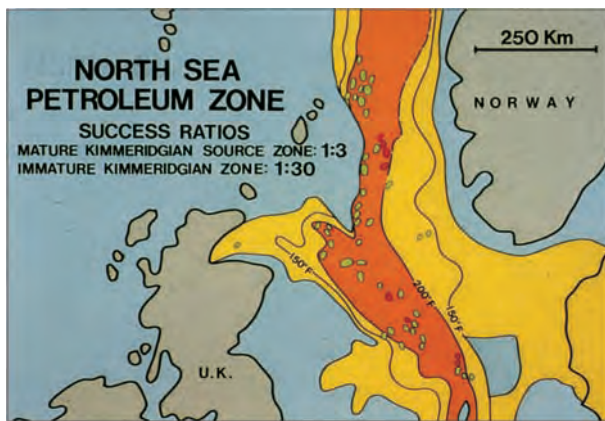


Рис. 6. Региональный геологический профиль, демонстрирующий миграционные пути нефти из очага активных нефтематеринских пород свиты Баккен, Уиллистонский бассейн, США (R. Webster, 1984)

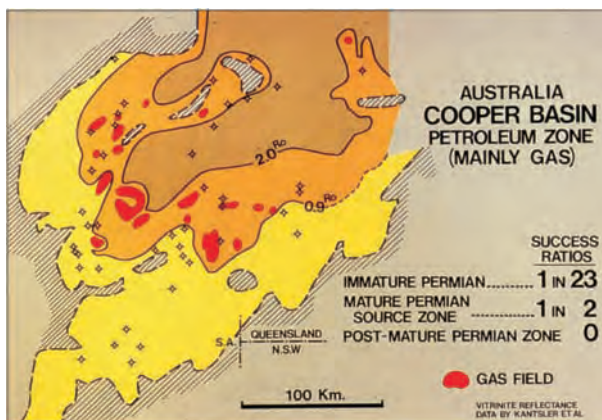


Северо-Морский бассейн. Киммериджские нефтематеринские глины с превосходным (90-120 кг нефти/т породы) нефтегенерационным потенциалом керогена

- Катагенетически «незрелые» НМП с  $R^0 \leq 0,65 \%$ ;
- Катагенетически «зрелые» НМП с  $R^0 \geq 0,70-0,95\%$  отличающиеся интенсивной генерацией и эмиграцией нефти

Успешность поисково-разведочного бурения:  
 В зоне «зрелых» киммериджских глин 1:3;  
 В зоне «незрелых» киммериджских глин 1:30

Часть «А»



Бассейн Купера, газовые месторождения (Австралия). Пермские углистые, главным образом, газоматеринские отложения

- катагенетически «незрелые» газоматеринские пермские отложения с  $R^0 \leq 0,9 \%$ ;
- катагенетически «зрелые» с  $R^0 = 0,9-2,0 \%$ ;
- Пермские газоматеринские отложения с истощенным газоматеринским потенциалом,  $R^0 \geq 2,0 \%$

Успешность поисково-разведочного бурения:  
 В катагенетически «незрелой» зоне распространения пермских газоматеринских отложений 1:23;  
 В катагенетически «зрелой» зоне 1:2;  
 В катагенетически истощенной газоматеринской зоне 0

Часть «В»

Рис. 7. Распространение залежей нефти и газа и успешность поисково-разведочного бурения в связи с положением очагов катагенетически «зрелых» нефте-и газоматеринских пород (из J. Hunt, 1996)



нефти – баженовской свитой кремнисто-глинистых аргиллитов титон-раннеберриасского возраста с богатейшим нефтегенерационным потенциалом (>70-100 кг УВ/т породы) и морскими песчаными коллекторами неокомского возраста.

**2.6. Реконструкции геологической и палеотемпературной истории**

Цель таких реконструкций – показать в геосторическом развитии основные элементы и главные события в развивающейся нефтяной системе: 1) начало и достижение этапа максимальной генерации и эмиграции нефти; 2) наступление пика миграции-

онных потоков нефти и, следовательно, основного события в формировании нефтяных месторождений зоны аккумуляции; 3) проявление *критического момента* в функционировании нефтяной системы; 4) время наступления частичного, а затем полного истощения нефтегенерационного потенциала активных нефтематеринских пород; 5) начало главной зоны газообразования; 6) эволюцию глубинной и палеотемпературной истории нефтематеринских пород. В основе расчета исходных параметров бассейнового моделирования положено последовательное разделение на основные блоки системы и использование ограниченного числа простых алгоритмов (рис. 8).

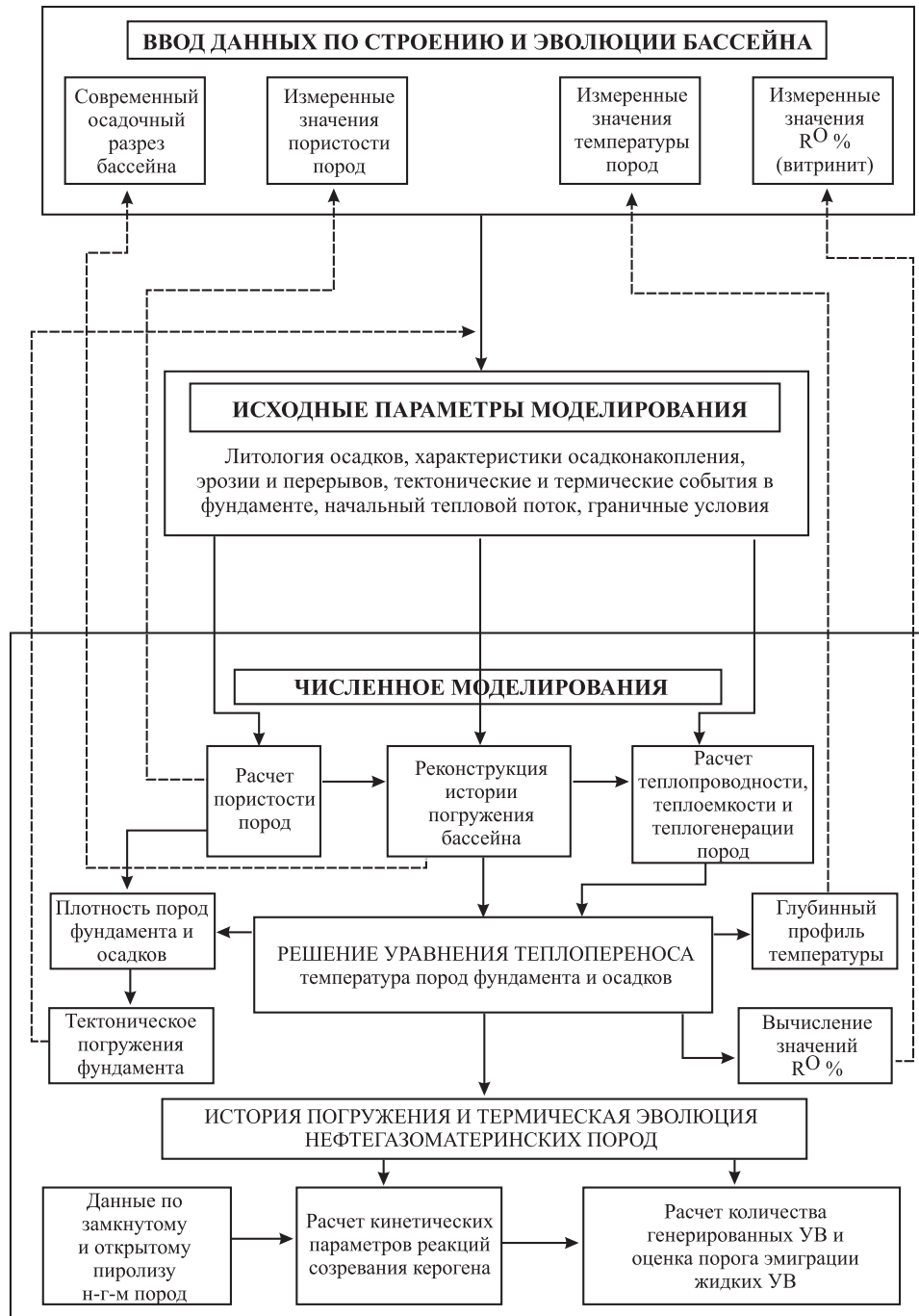


Рис. 8. Принцип построения и основные блоки системы моделирования бассейнов ГАЛО (Lopatin, Galushkin, Makhous, 1996, 1997)

В качестве примера, были выбраны битуминозные аргиллиты баженовской свиты, вскрытые сверхглубокой скважиной СГ-6. Устойчивое погружение осадочного разреза развивалось на протяжении почти всей мезозойской эры и в первой половине кайнозойской. Однако, на последнем этапе (около 30 млн. лет) инверсия тектонических движений привела к подъему и размыву примерно 300 м осадочного разреза (рис. 9).

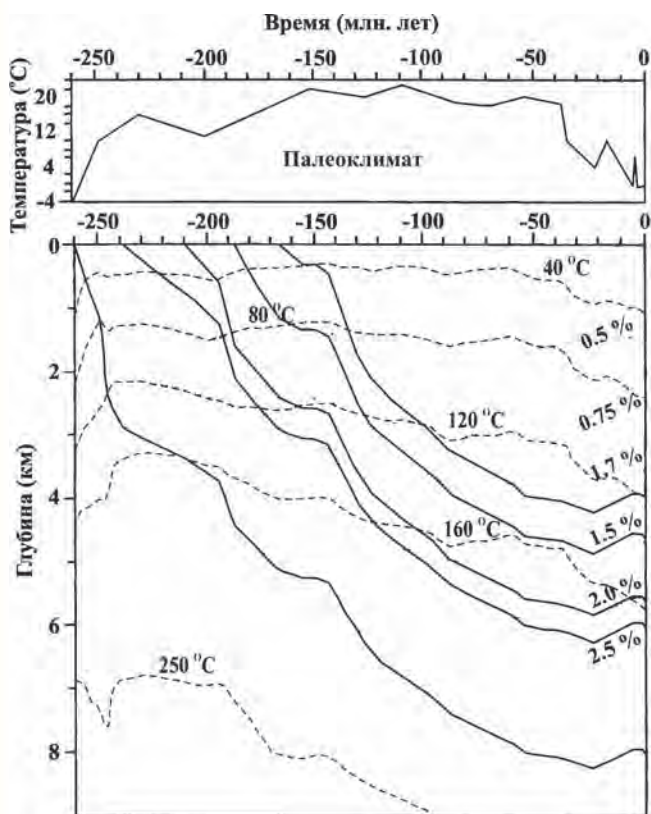


Рис. 9. Геологическая история и эволюция катагенеза глубокозалегающих отложений в осадочном разрезе скважины СГ-6

История нефтеобразования в битуминозных глинах баженовской свиты примечательна завершением активной генерации нефти – выход жидких УВ за геологическую историю достиг 430 мг УВ/г Сорг из исходного потенциала генерации УВ в 487 мг/г Сорг, почти восьмикратным превышением количества новообразованных жидких УВ над газовыми и наступлением этапа активной эмиграции нефти еще примерно 100 млн. лет назад (рис. 10). Умеренно богатый нефтегенерационный потенциал баженовских аргиллитов в Нижнепурском прогибе был большей частью реализован в период между 100 и 50 млн. лет геохронологической шкалы. За последние 30 млн лет газоконденсат становится доминирующим продуктом термокрекинга баженовского керогена. Это позволяет предположить, что газоконденсатные залежи и единственная здесь нефтяная оторочка в ачимовских природных резервуарах Восточного

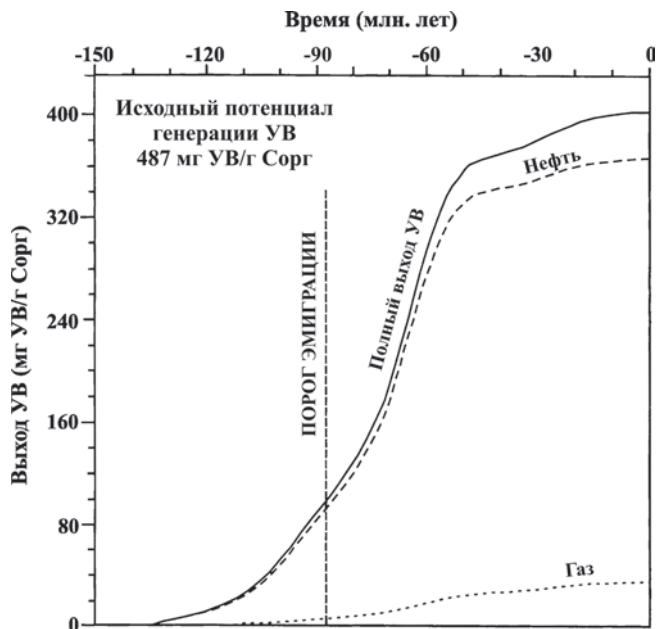


Рис. 10. История генерации и эмиграции УВ из Баженовской свиты (среднее Сорг = 4,5%) осадочного разреза скв. СГ-6

склона Уренгойского вала генетически связаны с завершающей стадией нефтеобразования в баженовских аргиллитах, в условиях поздней стадии зрелости керогена ( $R^0 = 1,10\%$  – рис. 11).

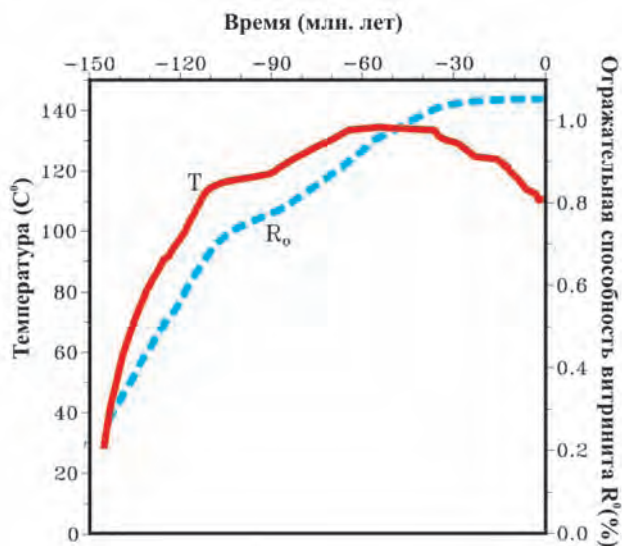


Рис. 11. Изменение палеотемператур и расчетных значений катагенеза ( $R_0$ , %) в ходе геологической истории баженовской свиты (скв. СГ-6)

### 2.7. Критический момент в эволюции нефтяной системы

Процессы генерации-миграции-аккумуляции углеводородов могут развиваться в течение десятков миллионов лет. Это долгий период времени в истории развития нефтяной системы и важно не пропустить решающий момент, когда нефтеобразование достигло наибольшей интенсивности и когда более

50% от теоретически возможного количества углеводородов эмигрировало из очага распространения активных нефтематеринских отложений и поступило в миграционно-дренажную сеть, ведущую в зону формирования нефтяных залежей. Этот отрезок времени L. Magoon и W. Dow (1994) [23] предложили именовать *критическим моментом* в истории нефтяной системы. Геологи использовали эту идею для построения карт мощностей литолого-стратиграфического комплекса пород, перекрывающих нефтематеринскую свиту и основного резервуара, а также объема ловушек на отрезок времени *критического момента*. Таким образом, характеризуется наиболее благоприятный отрезок времени для формирования месторождений нефти.

Моделирование геологической и палеотемпературной истории нефтегазовой системы объясняет проявления критического момента в системах с разной геологической историей и разным типом нефтематеринских пород. График на рис. 12 показывает кумулятивные объемы новообразований углеводородов и их эмиграции из очага активных нефтематеринских образований в миграционно-дренажную сеть. Здесь отмечено начало генерации нефти (0), которое фик-

сируется примерно 20 млн. лет позднее завершения седиментации материнских пород. В период времени между 195 и 179 млн. лет проявилась наиболее активная эмиграция нефти, пик которой пришелся на 188 млн. лет. Поэтому *критический момент* в эволюции данной нефтяной системы пришелся на отрезок геологической истории нефтематеринской свиты между 188 и 179 млн. лет.

2.8. График событий

События в эволюции нефтяной системы отражают пространственно-временные соотношения существенных элементов системы, влияющих на эффективность процессов ее функционирования, особенности проявления критического момента в генерации-эмиграции УВ. В упрощенной форме они могут быть представлены на рис. 13. Седиментация и диагенез баженовских отложений развивались в благоприятных условиях обширного эпиконтинентального моря в волжско-раннеберриасское время. В это же время накапливались коллекторские породы и покрышки. Основной этап погружения «бс» пришелся на верхнемеловое – эоценовое время. Формирование ловушки развивалось в два этапа – вначале в диагенезе при перераспределении карбонатного и кремнистого материала, а затем в эоцен-четвертичный период на который приходится пик генерации нефти и новейшая тектоническая активизация, сопровождающаяся дизъюнктивными нарушениями. Важнейшие процессы, обеспечивающие функционирование баженовской нефтяной системы – формирование ловушек, эффективное проявление генерации, миграции и аккумуляции нефти, сохранение ее залежей, совпали во времени (эоцен-четвертичный период). На новейшем этапе геологической истории «бс» сохранялись благоприятные условия для массовой генерации, перераспределения нефти и образования ловушек. Это время и явилось критическим в становлении нефтяной системы.

2.9. Организация информационных потоков

Организация информационных потоков в развивающейся нефтяной генерационно-аккумуляционной системе схематически может быть представлена на рис. 14. Здесь приведены данные по тогурско-палеозойской нефтяной системе района Нижневартовского свода Западно-Сибирского бассейна. Выделены три области пространственно интегрированных в рамках одной нефтяной системы:

- географически ограниченный палеоозерный бассейн J<sub>1</sub>pli-J<sub>1</sub>toa, внутри которого располагается в температурно «зрелой» зоне очаг активной генерации нефти и газоконденсата (Pg-Ng);

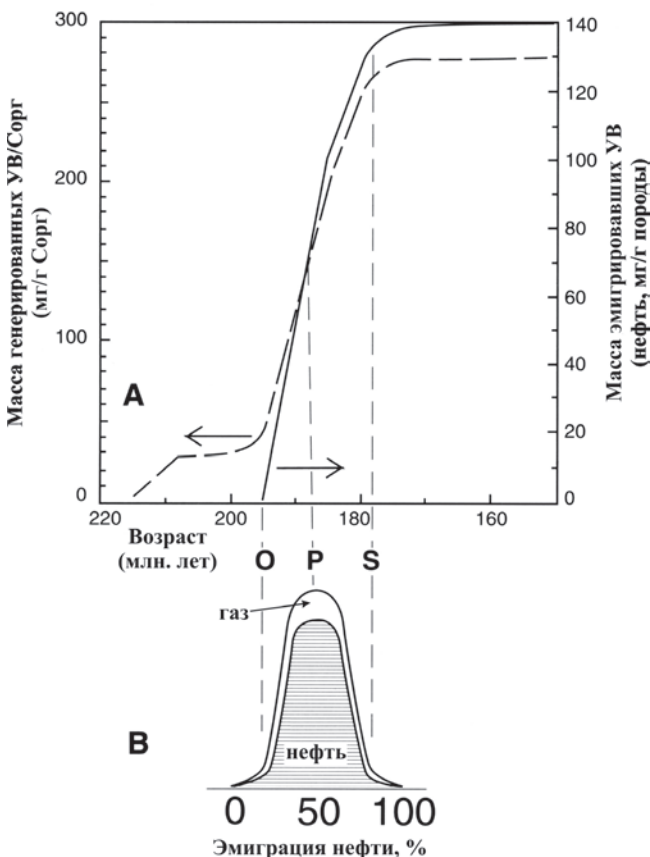
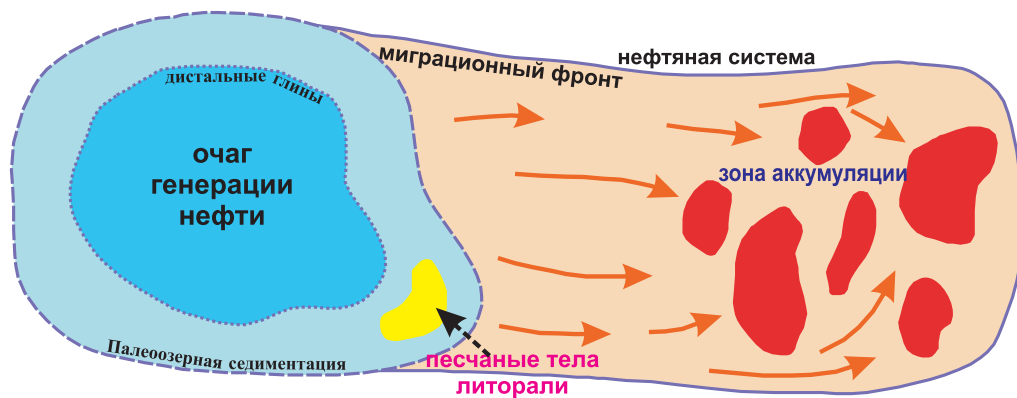


Рис. 12. (А) – кумулятивные кривые, показывающие время генерации и миграции углеводородов; (В) – кривые, отражающие масштабы эмиграции нефти и газа и начало (О), пик (Р) и истощение (S) эмиграции нефти и газа из материнских пород (L. Magoon and W. Dow, 2000)



200										150					100					50					Геологическое время (млн. лет)
Юрская					Меловая					Палеогеновая			Неогеновая		Q N <sub>2</sub>	Основные события систем									
J <sub>1</sub>	J <sub>2</sub>	J <sub>3</sub>	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	Pg <sub>1</sub>	Pg <sub>2</sub>	Pg <sub>3</sub>	N <sub>1</sub>																	
Морские кремнисто-глинистые										Материнская порода															
Листоватые тонкослоистые трещиноватые глины										Природный резервуар															
Глины										Покрышка															
										Основное погружение															
										Формирование ловушки															
										Генерация/ эмиграция/ аккумуляция															
										Сохранение залежей															
										Критический момент системы															

Рис. 13. Историко-геологические параметры баженовской нефтяной системы in situ в районе Салымского и Сургутского сводов



**Логика концепции.**  
По данным 3D-сейсморазведки (структурная карта по ОГ-”А”), ГИС и лимнологическим критериям выделить перспективные озерные бассейны тогурской седиментации,

**Шкала основных событий**  
Геотектоника P/T, KZ  
Седиментология J<sub>1</sub>pl<sub>3</sub> - J<sub>1</sub>to<sub>1</sub>  
Палеоклимат J<sub>1</sub>pl<sub>3</sub> - J<sub>1</sub>to<sub>1</sub>  
Очаг генерации Pg - Ng  
Интенсивный миграционный поток УВ Pg<sub>2</sub> - Pg<sub>3</sub>  
Образование покрышки J<sub>1</sub>to<sub>1</sub>

Рис. 14. Схематичная модель тогурско-палеозойской нефтяной генерационно-аккумуляционной системы Нижневартовского свода Западной Сибири

- пространство зоны аккумуляции, которое определяется спектром тектонически и литолого-стратиграфически сформированных ловушек (P/T, J<sub>1</sub>, Pz<sub>3</sub>);
- вторичное миграционное пространство для транспорта углеводородов из области, где локализован очаг генерации в ловушки аккумуляционного пространства (Pg-Ng).  
Упрощая ситуацию для практических целей, еще раз отметим, что *влияние источника нефти, конкретнее очага генерации УВ* является, несомненно,

главным и определяющим фактором. Логика подхода к анализу тогурско-палеозойской нефтяной системы сведена к следующему (рис. 14): по данным 3D-сейсморазведки (структурная карта по ОГ-«А»), ГИС и палеолимнологическим критериям выделить перспективные озерные бассейны тогурской седиментации, провести их экспрессное тестирование в отношении масштабов и времени генерации и миграции УВ, взаимного положения фронта миграционного потока и аккумуляционного пространства и оценить потенциальные ресурсы нефти и газоконденсата.

Информационный блок событий в рамках системы включает седиментацию тогурских палео-озерных глинистых отложений плинсбах-раннетоарского возраста, как наиболее вероятного источника легких по плотности парафинистых нефтей и газоконденсата; накопление и катагенез грубозернистых базальных слоев юры – пластов ЮВ<sub>11</sub> и ЮВ<sub>10</sub>, и трещиноватых пород кровли слабометаморфизованного фундамента, как возможных коллекторов углеводородов в эоцене-миоцене; базальные слои юры – как главный миграционно-дренажный путь углеводородов; несколько локальных очагов генерации нефти и газоконденсата с небольшими возможностями для заполнения миграционно-дренажных путей и зон вероятной аккумуляции УВ, и Северо-Вартовский региональный очаг с мощным потенциалом генерации УВ, протяженной миграционно-дренажной системой и положительным генерационно-аккумуляционным балансом.

**2.10. Основные факторы, обеспечивающие формирование залежей нефти и газа**

Как известно, три основных фактора обеспечивают формирование залежей нефти и газа и они же определяют успешность функционирования углеводородных систем:

- адекватный объем генерации нефти и газа во время и после образования ловушек;
- благоприятная геометрия миграционно-дренажного пространства, приводящая к фокусированию потока нефти и газа в ловушки в большей степени, чем на рассеяние в окружающей геосреде и потери углеводородов в

литолого-стратиграфических и геотектонических тупиках или при высачивании нефти на поверхность;

- существование адекватных миграционному потоку углеводородов ловушек, способных принять нефть и газ, начиная от раннего этапа вторичной миграции нефти до современного.

Информационная среда нефтяной системы может быть описана согласно представленным выше трем геологическим факторам – объему генерации нефти и газа; миграционно-дренажному стилю перемещения потока углеводородов от очага генерации в зону аккумуляции; формирование и сохранность залежей в ловушках (рис. 15). Объем эмиграционного потока нефти и газа из очага активных нефтематеринских пород может превосходить объем ловушек зоны аккумуляции, быть эквивалентным ему или объем потока углеводородов недостаточен для заполнения ловушек (рис. 15).

Информационные потоки заключительного этапа функционирования нефтяной системы должны охарактеризовать уровень воспрепятствования (импеданса) рассеянию нефти в зоне аккумуляции (рис. 15).

В каждой нефтяной системе эмиграционный поток нефти и газа определяется исходным нефтегенерационным потенциалом керогена материнской свиты и степенью ее катагенетической преобразованности. Обычно, *эмиграционный поток* УВ рассчитывается как общее количество нефти и газа образовавшиеся в очаге генерации зрелых нефтематеринских пород и перераспределившееся в миграционно-дренажном пространстве системы. Его можно рассчитать, отняв от объема генерации

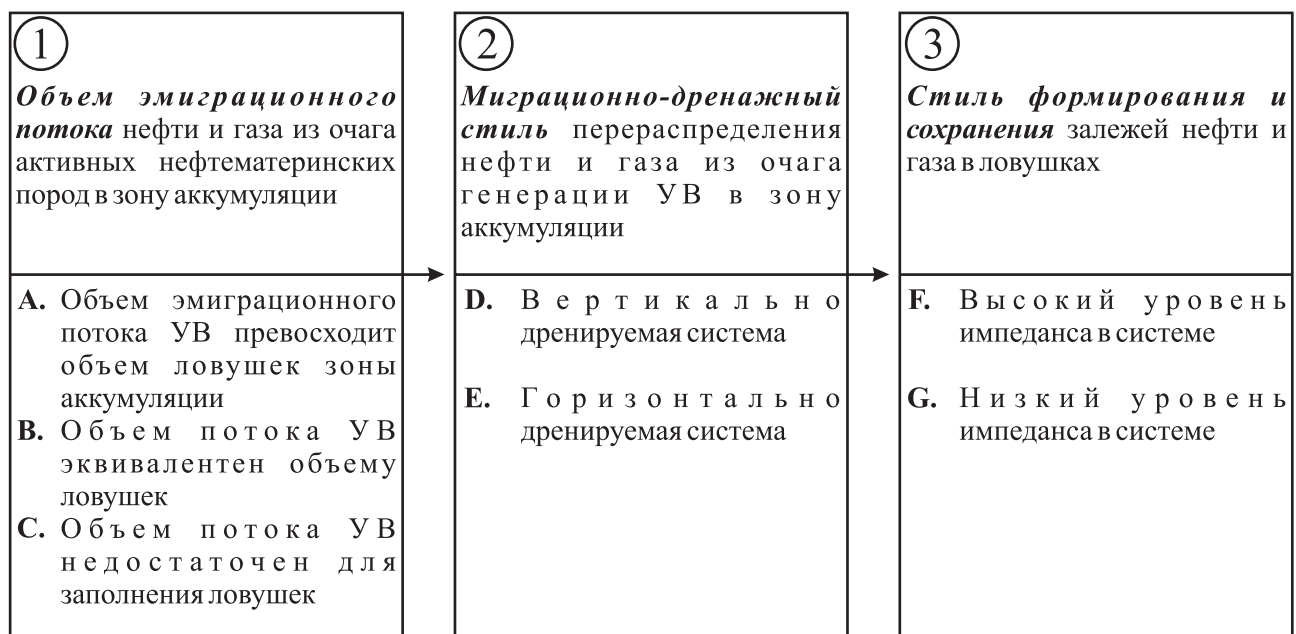


Рис. 15. Основные характеристики нефтегазовой генерационно-аккумуляционной системы (с использованием отдельных элементов классификации G. Demaison, B. Huizinga, 1997)

УВ эмиграционные потери и потери УВ на путях миграционно-дренажного перемещения нефти в зону аккумуляции.

Другой расчетный параметр индекс потенциала источника нефти и газа определяется по формуле, предложенной G. Demaison, B. Huizinga (1994) [15]:

$$\frac{h(S_1 + S_2)\rho}{1000} \text{ (тонн/м}^2\text{)},$$

где: SPI – индекс углеводородного потенциала источника (т/м<sup>2</sup>);  $h$  – толщина нефтематеринских пород (м);  $(S_1 + S_2)$  – нефтегенерационный потенциал (исходный) слабо преобразованной нефтематеринской породы (кг УВ/т породы);  $\rho$  – плотность нефтематеринской породы, т/м<sup>3</sup>. Обычно, для всех типов нефтематеринских пород принимается  $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ .

Предварительная классификация значений индекса нефтегенерационного потенциала нефтяных систем представлена на рис. 16. В зависимости от преобладающего в системе вертикального или латерального миграционно-дренажного массопереноса и размеров дренажной зоны изменяются граничные значения SPI:

- в вертикально-дренируемых системах к низкой градации относятся величины  $SPI \leq 5$ , средней 5-15 и высокой  $> 15 \text{ т/м}^2$ ;
- в латерально-дренируемых системах к низкой градации SPI относятся значения между 0-2, средней 2-7 и высокой  $> 7 \text{ т/м}^2$ . К латерально-дренируемым нефтяным системам относятся

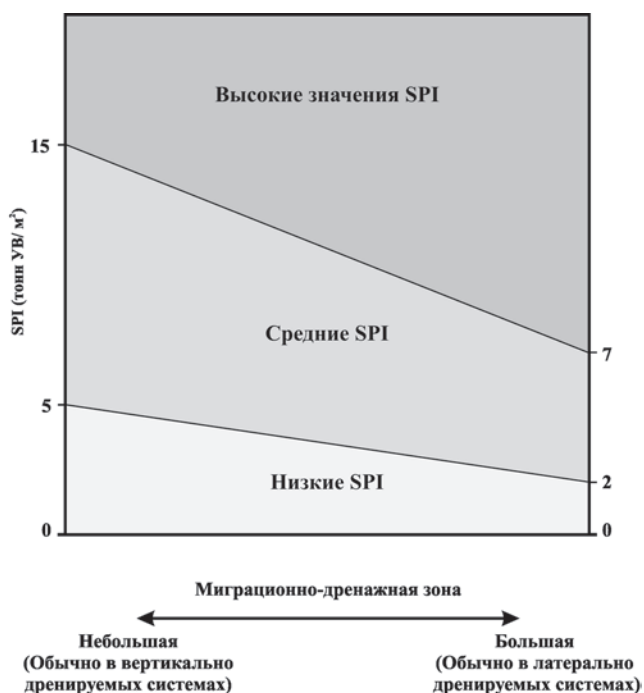


Рис. 16. Распределение значений индекса нефтегенерационного потенциала нефтяной системы в зависимости от особенностей миграционно-дренажной зоны (G. Demaison, B. Huizinga, 1997)

«баженовско-неокомская» Западно-Сибирского бассейна, где в районе Хантейской антеклизы в баженовских нефтематеринских породах обычны значения  $SPI = 6-16 \text{ т/м}^2$ .

## 2.11. Латерально дренируемые углеводородные системы

В латерально дренируемых нефтегазовых системах обязательно присутствие латерально протяженной региональной покрывки, которая надежно изолирует главный проницаемый горизонт (подсистема «покрышка-резервуар»), низкая или умеренная степень структурных деформаций, низкоамплитудные сводового типа структуры в зоне очага генерации нефти и газа благоприятные для фокусировки латеральной миграции УВ. Конечно, небольшие углы наклона проницаемых пород в зоне латеральной миграции обуславливают в несколько раз более высокое рассеяние мигрирующих углеводородов, чем в случае вертикально доминированных систем. Силы всплывания нефти в большой по площади латерально-дренированной системе в конечном итоге приводят к долгому транспортному пути, и большие массы нефти достигают близповерхностных ловушек зоны биоокисления. При этом нередко формируются крупные по запасам залежи, так называемых «тяжелых» нефтей – сложного объекта для разработки месторождений.

Как отмечают G. Demaison и B. Huizinga (1994) [15], латерально дренируемые системы имеют много общих черт:

1. Нефтяные залежи здесь часто встречаются в верхних горизонтах осадочного разреза, локализованных далеко от очага генерации нефти и газа. Миграционное расстояние от очага генерации до зоны аккумуляции может достигать 160 км.

2. Одного и того же возраста основная резервуарная порода, залегающая непосредственно под эффективной региональной покрывкой, обычно аккумулирует наибольшую часть миграционного потока нефти и газа внутри углеводородной генерационно-аккумуляционной системы.

3. Влияние разломов на эффективность региональной покрывки второстепенно или несущественно.

4. В супербольших нефтяных системах по масштабам генерации углеводородов часто обнаруживаются гигантские по запасам залежи «тяжелых» нефтей в мелководных, слабо преобразованных приповерхностных отложениях. В качестве примера такого супергигантского скопления приведем пояс тяжелых нефтей, Офисина Тембладор в Восточной Венесуэле (рис. 17), в котором общие запасы нефти оцениваются в  $1,9 \cdot 10^{12}$  т, что в 2,5 раза больше мировых запасов нефти во всех остальных месторождениях.



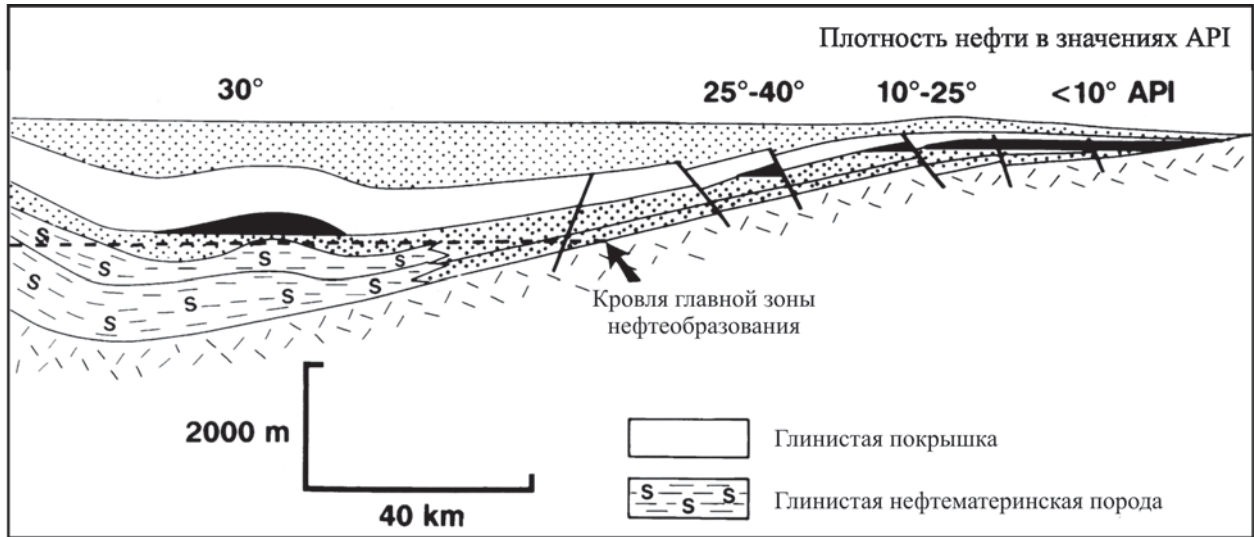


Рис. 17. Нефтяная система с большим объемом эмиграционного потока УВ, латерально дренируемая с крупнейшими запасами тяжелых нефтей в мелководных морских песчаниках зоны выклинивания (Восточно-Венесуэльский предгорный бассейн)

2.12. Вертикально дренируемые углеводородные системы

Вертикально дренируемые системы встречаются в осадочно-породных бассейнах с умеренной или высокой степенью тектонических деформаций, т.е. с развитым проявлением дизъюнктивных нарушений и зон макротрещиноватости. Поэтому в бассейнах такого типа активно проявляются перетоки нефти и газа через региональную покрывку в перекрывающие отложения. Хотя и в этом типе систем протяженность литологических экранов важна для процессов аккумуляции нефти и газа, но существуют многочисленные «окна» и «каналы» для вертикального перетока углеводородов через покрывку и здесь функционируют вертикальные транспортные системы для нефти и газа, которые таким образом достигают ловушек, расположенных выше уровня регионального экрана.

Пока разломообразование остается активным и деформирует разрез вплоть до самой верхней региональной покрывки, вертикальные перетоки нефти будут существенны. В вертикально дренируемых нефтяных системах с супербольшими объемами генерации и эмиграции углеводородов встречаются обильные высачивания нефти на поверхность, особенно, если тектоническая активность продолжается и в современную эпоху.

Так, нефтяная система «Монтерей» с большим объемом эмиграционного потока нефти из бассейна Лос-Анджелес сдвигово-разломного типа принадлежит к ярко выраженным, вертикально доминированным системам с масштабным субвертикальным транспортом углеводородов по разломам от глубокопогруженного очага генерации УВ в расположенную на 1,7-2,4 км выше зону аккумуляции (рис. 18).



Рис. 18. Нефтяная система с большим объемом эмиграционного потока УВ, вертикально дренируемая, с высоким уровнем импеданса. Сдвигово-разломного типа бассейн Лос-Анджелес, США, отражающий типичное вертикально миграционное перемещение нефти по разломам от очага генерации УВ в зону аккумуляции (G. Demaison, B. Huizinga, 1997)

### 2.13. Углеводородные системы со смешанным типом дренирования

Достаточно широко распространены углеводородные системы со смешанным типом дренирования. В качестве примера приведем осадочно-породный бассейн Кампече-Реформа, Мексика (рис. 19), принадлежащий к типу бассейнов «растяжения» с акцентированным проявлением соляного тектогенеза и разломообразования. Он является типичным представителем бассейнов пассивных окраин Атлан-

тического типа. Здесь в районе депоцентра бассейна над очагом генерации УВ, где особенно активно проявился галокинез, нефтяная система, вертикально дренируемая с многочисленными залежами нефти и высоким уровнем их сохранности над мощной глинистой региональной покрывкой (рис. 19, часть «А»). С правой стороны рис. 19 (часть «В») – латерально дренируемая часть той же углеводородной системы с низким уровнем сохранности углеводородов, бедная нефтепроявлениями.

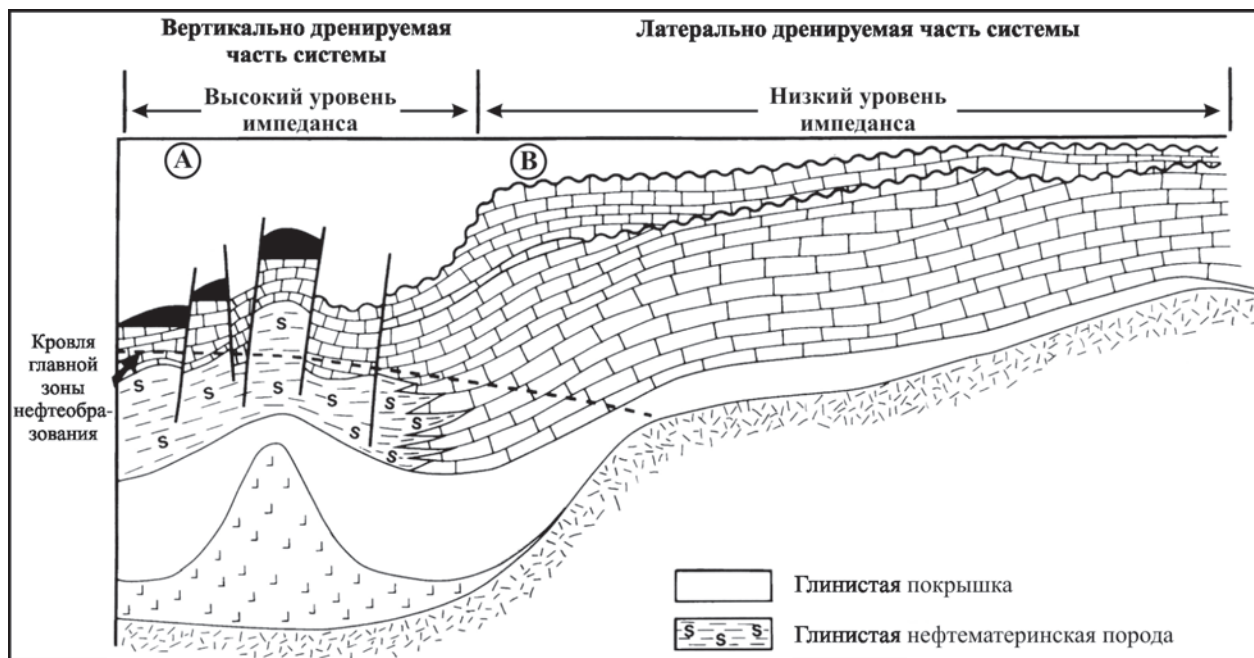


Рис. 19. Нефтяная система с большим объемом эмиграционного потока УВ, вертикально дренируемая, с высоким уровнем импеданса и многочисленными залежами нефти (А). С правой стороны часть той же системы (В) латерально дренируемая, с низким уровнем импеданса, бедная нефтепроявлениями. (Бассейн Кампече-Реформа, Мексика)

Углеводородные системы смешанного типа дренирования распространены широко и геологические особенности формирования в них залежей нефти и газа могут быть самыми разнообразными. Такой тип формирования залежей реализуется в баженовско-неокомской системе в Западно-Сибирском бассейне.

### 2.14. Уровни импеданса

Формирование и сохранение залежей нефти и газа зависит от уровня воспрепятствования геосреды рассеянию углеводородов, который обычно именуется *импедансом* углеводородной системы. Это критически важный геологический фактор, ответственный за уменьшение энтропии системы. Он отражает степень физического противодействия рассеянию нефти и газа и их миграции к поверхности. Нельзя не отметить, что уровень импеданса системы важен и на этапе вторичной миграции углеводородов, когда высокие его показатели важны для успешной аккумуляции нефти и газа в залежах.

Степень импеданса системы определяется, прежде всего, экранирующей способностью региональной покрывки и в меньшей мере типом ловушки. Обычно структурные ловушки антиклинального типа наиболее распространенные и важные по запасам. Ловушки комбинированного структурно-стратиграфического типа нередко более устойчивы к рассеиванию скоплений УВ и содержат несколько супергигантских залежей нефти, например, Прадхобей на Аляске. Чисто стратиграфические ловушки, лишенные какого-либо структурного контроля, имеют недостаточно эффективную покрывку и, обычно, невелики по размерам.

Интенсивность структурных деформаций и эффективность покрывки определяют степень импеданса углеводородной системы. Так, *высокие значения импеданса системы* характерны для латерально выдержанных эффективных покрывок с умеренным воздействием структурных деформаций. Выдержанность экранирующих свойств регионально

протяженной покрывки содействует коллектированию нефти в ловушки зоны аккумуляции.

Другой тип формирования залежей нефти и газа в, так называемый, *низко-импедансный стиль*, отличается низкой степенью эффективности региональной покрывки и высокой степенью дизъюнктивной нарушенности осадочного выполнения.

Таким образом, информационные потоки в пределах нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем распределяются по трем основным направлениям:

- **количественные оценки масштабов генерации и эмиграции углеводородов** в районе очага активных нефтематеринских пород (объем эмигрировавших УВ намного превосходит объем ловушек зоны аккумуляции; «В» объем потока УВ эквивалентен объему ловушек; «С» объем потока УВ недостаточен для заполнения ловушек);

- **миграционно-дренажный стиль перераспределения нефти и газа** из очага генерации в зону аккумуляции (горизонтально- и вертикально дренируемые системы);

- **уровни сохранения миграционного потока УВ** и залежей в границах углеводородной системы (высокий и низкий уровни импеданса в системе).

### 2.15. Нефтегеологическое районирование

#### *Уровень осадочно-породного бассейна*

Он включает уточнение границ бассейна, характеристику его тектоно-стратиграфической эволюции, картирование мощности осадочного чехла, идентификацию региональных покрывок и проницаемых коллекторских толщ, литолого-стратиграфических комплексов нефтематеринского типа, картирование зон нефтегазоаккумуляции, выделение суббассейнов и мини-бассейнов.

#### *Уровень анализа мини-бассейнов и депоцентров*

Это критически важный элемент нефтегеологического районирования нефтегазоносного бассейна в связи с применением поисковой концепции нефтяных генерационно-аккумуляционных систем. *Мини-бассейн* является элементом депоцентра – области максимального накопления осадков, где наиболее полно реализуется нефтегенерационный потенциал углеводородных систем и формируются крупные зоны нефтегазоаккумуляции. Локализация мини-бассейнов может быть установлена по данным сейсмопрофилирования и результатам сейсмофациального анализа. При этом планируется выполнить следующую последовательность действий:

- **подготовить карты изопахит, используя качественные сейсмические и скважинные данные;**

- **выявить временные и пространственные границы** каждой тектоно-стратиграфической фазы и построить карты изопахит;
- **идентифицировать шельфовые литофации**, используя материалы сейсмофациального анализа и биостратиграфии;
- **охарактеризовать глубоководные литофации** континентального склона, оперируя изохронными картами и уточнением стратиграфии по материалам каротажа и керна скважин.

Важно также картировать изменения пространственной локализации и объемов депоцентра и минибассейнов во времени для различных палеогеографических эпох.

Каждый депоцентр и минибассейн обладают уникальной историей осадконакопления, которая определяется седиментационными процессами и факторами окружающей среды, включая тектонику, палеоклимат, колебания уровня моря и т.д. Все эти факторы проявляются в седиментационных циклах. Интеграция этих сведений возможна на основе сейсмического профилирования, биостратиграфического анализа, каротажа скважин, изучения керна и интерпретации факторов, определяющих течение каждого из седиментационных циклов. Надежное картирование каждого седиментационного ряда предполагает тщательную интеграцию вышеперечисленных данных (J.M. Armentrout, 1999) [10]:

- **идентификацию седиментационных рядов** по сейсмическим профилям;
- **анализ биостратиграфических данных;**
- **выявление закономерностей осадконакопления** по каротажу скважин, интеграции данных биостратиграфии с коррелируемыми данными каротажа и сейсморазведки и выбранными эталонными седиментационными рядами;
- **подготовка региональных литостратиграфических разрезов** на основе интеграции и сейсмопрофилей, биостратиграфических анализов и построению разрезов по каротажу скважин;
- **на заключительном этапе – идентификация седиментационных рядов** на основе полной интеграции данных.

Возраст образования минибассейна определяется по соотношению процессов седиментогенеза и структурно-тектонических изменений. В связи с этим сгруппированы компоненты анализа углеводородных генерационно-аккумуляционных систем:

- *фазы* – структурно-тектоническая и седиментационная;
- *элементы* – нефтематеринские комплексы пород, природные резервуары, покрывки и перекрывающий осадочный комплекс;



- *процессы* – образование ловушек, генерация углеводородов, эмиграция и миграция углеводородов, аккумуляция углеводородов в ловушках; сохранение нефти и газа в ловушках.

#### 2.16. Схема организации поисково-разведочной технологии на основе концепции углеводородных систем

Организация информации и стадийность работ в рамках концепции нефтяных систем в общем виде представлена на рис. 20. На первой стадии основной целью является идентификация источника (иногда «источников») нефти, базируясь на геохимических корреляциях типа «нефть-вероятная нефтематеринская порода». На этом этапе важно также охарактеризовать нефтегенерационные свойства источника, предварительно определить зону распространения активных нефтематеринских пород и выполнить серию **1D компьютерных реконструкций геологической истории генерации и эмиграции нефти**.

На второй стадии геохимические исследования концентрируются на определении эффективности функционирования миграционно-дренажной сети между очагом активной генерации нефти и областью ее аккумуляции в ловушках (рис. 20). При этом используются двумерные компьютерные модели генерации нефти, данные сейсмопрофилирования, результаты петрофизических анализов природных резервуаров и региональной покрывки.

Содержание работ второй стадии включает: результирующую информацию **2D-компьютерного моделирования эволюции геологического разреза, палеотемператур, генерации и эмиграции нефти и газа из очага активных нефтематеринских пород**; геохимические корреляции нефтей и битумоидов пород-источников нефти; петрофизические измерения свойств пород региональной покрывки и основного резервуара; картирование главных элементов дизъюнктивной тектоники, геометрии ловушек зоны аккумуляции; идентификацию критического момента в развитии углеводородной системы (рис. 20). При этом определение географических и литолого-стратиграфических границ системы, выделение перспективных территорий в ее пределах являются основными ориентирами работ на второй стадии.

На заключительной **3D-стадии реализуется** следующая последовательность работ. Оценка «эффективности функционирования нефтяной системы на критических рубежах ее геологической эволюции. Карты современного и палеокатагенеза в зоне активной генерации нефти. Карты интенсивности миграционных потоков нефти. Картирование степени импеданса миграционно-дренажной системы в

связи с качеством региональной покрывки, разломной тектоникой и типом ловушек. Идентификация положения ловушек по отношению к главным путям миграции нефти. Баланс масс углеводородов в очаге генерации, миграционно-дренажной системе и зоне аккумуляции. Прогнозные запасы нефти. Описание механизма эффективности аккумуляции нефти. Оценка условий сохранения нефти в залежах.

#### Заключение

Нефтегазовая система использована как интегрированная интерпретация процессов генерации углеводородов, их миграции и аккумуляции для оценок перспектив нефтегазоносности и выбора поисковых объектов. Эта интеграция развивается из сейсмогеологического и геохимического картирования, которое включает в себя распространение в пространстве и времени нефтегазоматеринских толщ, очагов генерации, резервуарных пород, покрывок и перекрывающего их осадочного комплекса.

Ключевое понятие «нефтегазовая генерационно-аккумуляционная система» рассматривается как геоинформационное интегрирующее начало, в котором взаимосвязи между геологическими элементами и процессами, развивающиеся в пространстве и времени, приводят к формированию коммерческих по запасам месторождений нефти и газа. Рассмотрены уровни достоверности выделения систем; критерии идентификации нефтематеринских свит; приемы картирования очагов активных нефтематеринских толщ; методологический подход к реконструкции геологической и палеотемпературной истории образования и эмиграции нефти и газа; параметры критического момента в эволюции нефтегазовых систем; организация геоинформационных потоков в рамках системы; основные факторы, обеспечивающие формирование месторождений нефти и газа и функционирование миграционно-дренажных систем между очагами генерации и зонами аккумуляции УВ. В итоге предложена стадийность выполнения работ в рамках рассматриваемой концепции.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. Изв. АН СССР, сер. геол., 1967, № 11, с. 135-156.
2. Вассоевич Н.Б. и др. Главная фаза нефтеобразования. Вест. МГУ, геология, 1969, № 6, с. 3-27.
3. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. 1976. М. Недра. с. 218.
4. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза. СО РАН, 2004, с. 547.

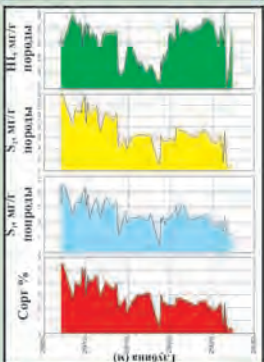
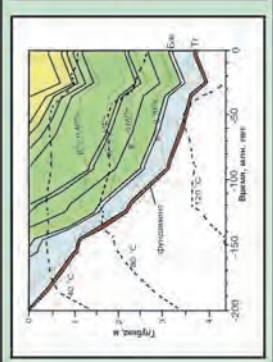

Стадия	Цель	Содержание работ	Стоимость для ИТР	Рекомендации для ИТР
1D	Идентификация источника нефти	<p>Geochemical properties of oils (physico-chemical data, distribution of alkanes, composition of biomarkers and results of isotopic analysis of fractions) of the source (reservoir).</p> <p>Correlations of "oil-oil" and "oil-matrix" type. Assessment of oil source by kerogen and shale (pyrolysis Rock-Eval). Orientation of oil source by physical and stratigraphic boundaries of distribution of active oil generation (By parameters Tmax, R0, TI)</p> 	Низкая	Геохимические предпосылки коммерческой нефтеносности
2D	Охарактеризовать реализацию нефтегенерационного потенциала в ходе геологической истории нефтематеринской свиты	<p>Series 1D reconstruction of geological and paleotemperature history of generation and migration of oil for sedimentary basins.</p> <p>Geochronological intervals of start and maximum of oil generation, migration and</p> 	Низкая	Выделение перспективных территорий
3D	Оценить эффективность функционирования миграционно-дренажной сети между очагом активной генерации и зоной аккумуляции в ловушках	<p>As a result of joint interpretation of materials 2D computer models of generation and migration of oil, seismic profiles and GIS, geochronological and lithostratigraphic boundaries of oil system, delineation of "oil" generation of oil, delineation of regional cover and assessment of migration-drainage paths.</p> <p>Geochronological and geological events of oil system, Geochronological and geological events of migration and formation of oil traps.</p> 	Высокая	Перечень перспективных объектов. Очередность их ввода в бурение. Прогнозные запасы.

Рис. 20. Организация поисково-разведочной технологии на базе концепции нефтяных генерационно-аккумуляционных систем



5. Лопатин Н.В. Температура и геологическое время как факторы углефикации. Изв. АН СССР, сер. геол., 1971, № 3, с. 95-106.
6. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Эрбен Ж.-П. Баженовская нефтяная генерационно-аккумуляционная система на западе Хантейской антеклизы. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1998, № 5, с. 2-28.
7. Лопатин Н.В., Кос И.М., Емец Т.П. Баженовская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Нялинского сводов Западной Сибири. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2000, № 1, с. 18-37.
8. Лопатин Н.В., Зубайраев С.Л. Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы: логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах. Геоинформатика. 2000, № 3, с. 67-82.
9. Соколов Б.А. Очаговая теория оценки нефтегазодности недр. Вест. МГУ, сер. 4. Геология, 6, 1982, с. 40-50.
10. Armentrout J., 1999. Sedimentary Basin Analysis. In: Exploring for Oil and Gas Traps. Tulsa, p. 5-107.
11. Ahibrant T., Charpentier R., Klett T. e.a., 2005. Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems. AAPG Memoir 86, p. 324.
12. Bond W., 1984. Application of Lopatin's method to determine burial history, evolution of the Geothermal gradient, and timing of hydrocarbon generation in Cretaceous source rocks in the San Juan Basin, North western New Mexico and Southwestern Colorado. R.V.A.G. Denver, Colorado, p. 433-449.
13. Cornford C., 1994. Mandal-Ekofisk(!) petroleum system in the Central Graben of the North Sea. In: L.B.Magoon and W.G.Dow, eds. The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60, p. 537-571.
14. Demaison G.J., 1984. The generative basin concept. In: G. Demaison and R.J. Murriss, eds. Petroleum geochemistry and basin evaluation: AAPG Memoir 35, p. 1-14.
15. Demaison G.J., and Huizinga B.J., 1994. Genetic Classification of Petroleum System Migration, and Entrapment. In: The Petroleum System – from Source to Trap. AAPG Memoir 6, Tulsa, pp. 73-93.
16. Dow W.G., 1974. Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in Williston basin: AAPG Bulletin, v. 58, no. 7, p. 1253-1262.
17. Exploring for oil and gas traps. 1999. Ed. A. Beaumont and Foster N. AAPG Treatise of Petroleum Geology, p. 602.
18. Hunt I., 1996. Petroleum Geochemistry and Geology. New York, p. 742.
19. Lopatin, N.V., Galushkin, Yu.I., and M. Makhous, 1996. Evolution of sedimentary basins and petroleum formation. «Geodynamic evolution of sedimentary basins», ed. TECHNIP. p. 435-453.
20. Lopatin N.V., Zubairaeв S.L., Kos I.M. e.a., 2003. Unconventional type of oil accumulations in fractured reservoirs of the Bazhenov oil-prone source rocks. Journal of Petroleum Geology, vol. 26 (2), April, p. 225-244.
21. Magoon L.B., 1987. The petroleum system – a classification scheme for research, resource assessment, and exploration (abs.): AAPG Bulletin, v. 71, no. 5, p. 587.
22. Magoon L.B. and Dow W.G., eds., 1994a. The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir 60, 655 p.
23. Magoon L.B. and Dow W.G., 1994. The petroleum system. In: The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir 60, p. 3-24.
24. Magoon L.B., 1997. The petroleum system – an exploratory tool to find oil and gas and to assist in risk management. In: J.V.C. Howes and R.A. Noble, eds., Petroleum systems of SE Asia and Australasia: Indonesian Petroleum Association, Jakarta, Indonesia, p. 25-36.
25. Magoon L.B. and Dow W.G., 2000. Mapping the Petroleum the Petroleum System – an Investigative Technique to Explore the Hydrocarbon Fluid System. In M.R.Mello and B.J. Katz, eds., Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73, p. 53-68.
26. Perrodon A., 1980. Geodynamique petroliere. Genese et repartition des gisements d'hydrocarbures: Paris, Masson-Elf-Aquitaine, 381 p.
27. Tissot B.P., and Welte D.H., 1984. Petroleum formation and occurrence – second revised and enlarged edition: Berlin, Springer-Verlag, 699 p.
28. Tissot B.P., Pelet, R., and Ungerer, P., 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. AAPG Bull., v. 71. N. 12. p. 1450-1466.
29. Ulmishek G., 1986. Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment. In: D.D. Rice, ed., Oil and gas assessment – methods and applications: AAPG Studies in Geology. no 21, p. 59-68.
30. Webster R., 1984. Petroleum Source Rocks and Stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota. R.M.A.G., Denver, Colorado, p. 57-83.
31. Waples D.W., 1980. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration: Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, v. 64, p. 916-926.
32. Waples D.W., 1984a. Thermal models for oil generation, in J. Brooks and D. Welte, eds., Advances in Petroleum Geochemistry, v. 1: London, Academic Press, p. 7-67.
33. Waples D.W., 1984b. Modern approaches in source-rock evaluation, in J. Woodward, F.F. Meissner, and J.L. Clayton, eds., Hydrocarbon Source Rocks of the Greater Rocky Mountain Region: Denver, Rocky Mountain Association of Geologists, p. 35-50.