

Элементы региональной органической геохимии и раздельный прогноз нефте- и газоносности регионов

Т.К. Баженова

АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия

e-mail: ins@vnigri.ru

В статье рассматриваются элементы органической геохимии в региональном аспекте, целью которого является раздельный количественный прогноз нефте- и газоносности регионов. Рассматриваются принципы и результаты балансовых расчётов генерации и эмиграции жидких и газообразных углеводородов для различных фациально-генетических типов органического вещества и методы подсчёта масштабов эмиграции углеводородов. В заключение приводится перечень основных закономерностей органической геохимии.

Ключевые слова: органическая геохимия, органическое вещество, нефтегазообразование и нефтегазонакопление, фациально-генетический тип органического вещества, катагенез, балансовые расчёты, раздельный прогноз нефте- и газоносности

Для цитирования: Баженова Т.К. (2021). Элементы региональной органической геохимии и раздельный прогноз нефте- и газоносности регионов. *Георесурсы*, 23(2), с. 35–43. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.3>

Введение. Органическая геохимия – наука сравнительно молодая, – её «возраст» заведомо менее столетия. Однако вопросы, обсуждаемые и решаемые в её рамках, располагаются в русле фундаментальных проблем естествознания – проблемы генезиса нефти и проблемы происхождения жизни. Органическая геохимия – это не только химия нефти и её источника – органического вещества (ОВ) осадочных пород, т.к. наука эта, многоуровневая и охватывает все уровни организации вещества геологического пространства – от атомного до планетарного.

Главнейшей прикладной задачей органической геохимии является раздельный прогноз нефте- и газоносности осадочных бассейнов.

Нефтегазообразование и нефтегазонакопление – это процессы, протекающие со скоростью, соизмеримой с масштабом геологического времени, либо приближающейся к подобным величинам, т.е. сами по себе в природе наблюдаемы быть не могут. Наблюдению подлежат лишь фиксированные результаты этих процессов, запечатлённые в некоторых естественных телах как в пространстве, где эти процессы протекали. Естественным телом, где осуществлялись процессы нефтегазогенерации, является нефтегазоматеринская свита, или горизонт (НГМГ). Это понятие было введено в геологическую науку классиками геологии ещё в «до-геохимический» этап развития нефтегазовой геологии; объекты, соответствующие этому понятию, выделялись чисто геологическими методами, а главными признаками выделяемых объектов были **литологический состав** и **цвет**. Такой подход оказался абсолютно верным, т.к. содержал в себе и геологическую (литологическую), и – в скрытом виде – геохимическую характеристику объекта, поскольку именно цвет является главнейшим внешним геохимическим признаком почти любой осадочной породы и формации и определяется – за очень

редкими исключениями – концентрацией ОВ и форм реакционноспособного железа и их соотношением.

Несколько слов о терминологии. В качестве синонима термина «нефтематеринская свита» часто употребляется термин «нефтепроизводящая свита». Однако этот термин пригоден только в случае **современных** процессов нефтегазообразования, которые должны были бы происходить, если бы современный тепловой поток являлся **максимальным** за всю историю данного нефтегазоносного бассейна, а таких районов в пределах континентов почти не осталось, тем более в пределах древних, да и молодых платформ. А поскольку это так, то этот «синонимический» термин следует употреблять в прошедшем времени – «**нефтепроизводившая свита**».

Информативность, содержательность понятия «нефтегазоматеринская свита (горизонт)» непротиворечиво обосновывается с позиций иерархии уровней организации вещества в геологическом пространстве. Процессы нефтегазообразования от фракционирования изотопов и зарождения УВ-молекул до формирования залежей нефти и газа, зон нефтегазонакопления (ЗНГН) и нефтегазоносных бассейнов (НГБ) протекают в соответствии с иерархией уровней организации вещества геологических объектов: атомы → молекулы → минералы → породы → формации → парагенезы → формаций субоболочки → оболочки (геосферы) (Баженова и др., 2003). Поскольку иерархический подход к характеристике нефтегазообразования и нефтегазонакопления излагался автором неоднократно, то можно ограничиться рисунком (рис. 1).

Совокупный генерационно-эмиграционный потенциал того или иного очага нефтегазообразования или нефтегазоносного бассейна в целом следует оценивать не по валовому содержанию в нём ОВ, а по количеству и качеству ОВ, содержащегося в формациях, классифицируемых как нефтегазоматеринские. Это правило является одним из основных в региональной органической геохимии.

Объекты. Объектами исследования послужили нефтегазоносные бассейны Сибирской (Лено-Тунгусский, Хатанго-Вилуйский и др.), Восточно-Европейской платформ (Тимано-Печорский, Волго-Уральский), Азово-Кубанский НГБ, отложения которых содержат все типы органического вещества, рассматриваемые в статье, возраст которых рифей–кайнозой включительно, разных концентраций и катагенетического преобразования.

Объекты осадочного разреза как породного, так и формационного уровня по концентрации сапропелевого и существенно сапропелевого ОВ ($C_{\text{нк}}$) подразделяются автором на следующие группы (типы) – от большего к меньшему: 1. Монолитические (идиолитические) сапропелиты – $C_{\text{нк}} > 25\%$; 2. Доманикиты – $C_{\text{нк}} = 5 \div 25\%$; 3. Доманикоиды – $0,5 \div 5\%$; 4. Субдоманикоиды – $0,1 \div 0,5\%$; 5. Породы (формации) со сверххассеянной формой ОВ – $C_{\text{нк}} < 0,1\%$ (Систематика ..., 1998). Последние не относятся к нефтегазоматеринским, т.к. автором установлено (Баженова, 2020), что эмиграция битумоидов из пород (и формаций) начинается с концентрационного рубежа $0,1\% C_{\text{нк}}$ для материнских карбонатов (глинистых карбонатов) и $0,2\% C_{\text{нк}}$ для материнских глинистых пород. Повышение рубежа для последних обусловлено большей диагенетической окисленностью в них ОВ в связи с большей концентрацией в породах реакционноспособного Fe. Примерно с этих же концентрационных границ породы (и формации) приобретают сероцветный и тёмноцветный облик, то есть переход количественного барьера реализуется в качественном внешнем признаке.

Как породы могут быть мономинеральными и полиминеральными, так и среди формаций можно наблюдать как монопородные, так и полипородные их виды. В полипородных формациях, относимых к НГМГ, не все разности пород могут быть обогащёнными ОВ – здесь важно, чтобы обогащённые породы были **формациообразующими**, а не аксессуарными. Полипородные осадочные формации, как правило, слоисты, и в них нетрудно отделить друг от

друга обогащённые и необогащённые разности пород. При анализе нефтегазоматеринских свойств, обогащённых ОВ формаций, в том числе при картировании их параметров, все дальнейшие операции с такими сложными («составными») НГМГ проводятся не со всей формацией в целом, а только с её обогащённой «полезной» частью. Например, в случае переслаивания темноцветных аргиллитов с песчаниками, либо с красноцветами, «полезная» мощность складывается только из тёмных аргиллитов и для этой же части подсчитывается осреднённое значение $C_{\text{нк}}$. НГМГ по своему объёму соответствуют обычно свите, подсвите или пачке, стратиграфически охватывающим ярус, подъярус, иногда целый отдел. В случае халистатических условий осадконакопления обогащённые ОВ формации могут охватывать даже несколько систем (D-J, Скалистые горы Канады; E_3-C_1 , Западный Таймыр), но такие явления достаточно редки.

Количество генерируемых УВ определяется не только объёмом НГМГ и концентрацией в них ОВ, но и «качеством» последнего, его свойством воспроизводить УВ, способные к эмиграции, а «качество» ОВ – это прежде всего его биоценотический тип, а также степень окисленности в седименто- и диагенезе. Ещё задолго до оформления органической геохимии в самостоятельную науку органическое вещество современных и ископаемых осадков было разделено в 1905 г. Г. Потонье на сапропелиты и гумиты (гумолиты) – остатки низших и высших растений, соответственно. Ныне эта «первичная» классификация многими считается устаревшей (особенно за рубежом) и заменяется выделением I, II, III, а затем IV типов керогена. Эта классификация является в значительной мере формальной («химической») и почти не имеет генетического смысла. И хотя в монографии Б. Тиссо и Д. Вельте (1981) указывается, что III тип – это остатки высших растений (IV тип тогда ещё не был выделен), к III типу часто относят всё, что угодно, что химически «хуже» I и II типов, т.е. туда попадают и окисленные разности сапропелитов. В то же время классификация Потонье в своей основе не устарела, просто она слишком общая, неполная, не детализированная; а то, что главный генетический водораздел ископаемого ОВ, диктующий качественную и количественную дивергенцию генерируемых продуктов, проходит между низшей и высшей флорой, это положение по сей день остаётся незыблемым.

Вполне современная достаточно полная классификация ископаемого ОВ создана в 70-е гг. XX в. углепетрографами ВНИГРИ Г.М. Парпаровой и А.В. Жуковой под руководством С.Г. Неручева (Парпарова и др., 1977; Парпарова и др., 1990). В основе этой классификации всё те же сапропелиты и гумиты и смешанные их разности с преобладанием той или иной составляющей – гумито-сапропелиты и сапропелиты-гумиты. Принципиально новым явилось выделение типа **оксисорбосапропелитов** – окисленных в седименто- и диагенезе остатков планктонной альгофлоры. Как показали наши исследования (Баженова, 2020), оксисорбосапропелиты характерны для сверххассеянных форм ОВ ($C_{\text{нк}} < 0,1\%$) и частично для субдоманикоидов (обычно с концентрацией $C_{\text{нк}} < 0,4\%$). Генетический тип ОВ прежде всего определяется возрастом и фациальным типом вмещающих ОВ отложений. Так, в додевонских отложениях, т.е. до тех пор, пока флора не

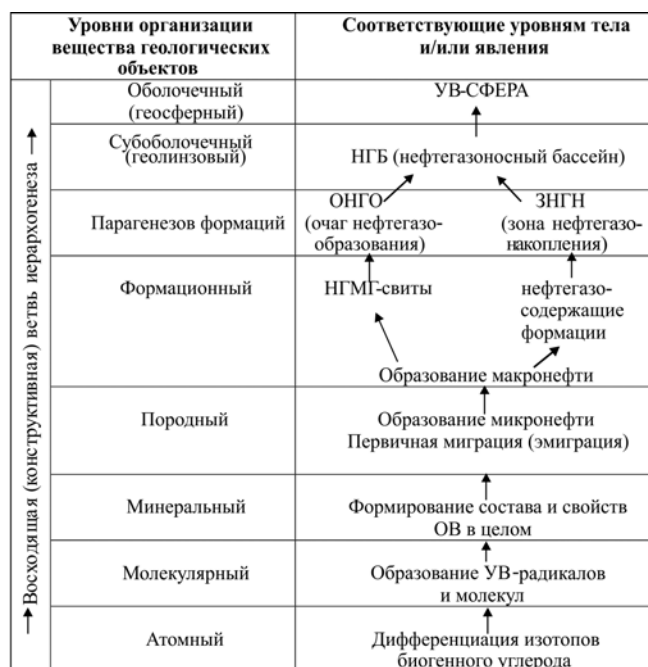


Рис. 1. Иерархический принцип онтогенеза углеводородов и их скоплений

вышла на сушу, ископаемое ОВ может быть представлено либо собственно **сапропелитами**, либо их окисленными разностями, что легко определяется по концентрации $C_{\text{нк}}$. Однако, биоценотический состав сапропелитов могут дать лишь углпетрографические исследования. В составе сапропелитов присутствуют остатки не только альгопланктона, но и альгобентоса (*Phaeophyta*, *Rhophyta*), а также зоопланктона – тентакулиты и граптолиты, – влияющие на количество и состав генерированных продуктов. Зоопланктон распознаётся и невооружённым глазом; сложнее с альгобентосом, снижающим нефтематеринский потенциал ОВ, для выявления которого необходима углпетрография. В отложениях, начиная с девона, генетический тип ОВ диктуется в первую очередь фациальным типом отложений. Для морских отложений также значим и показатель концентрации $C_{\text{нк}}$. Безусловно, угленосная формация легко определяется визуально; а вот при выявлении отдельных включений гумусового ОВ (витринита, фюзинита и др.) в морских отложениях без петрографии не обойтись. В постсилурийских материнских формациях гарантировать отсутствие гумусовой примеси в ОВ – с известной долей надёжности – можно лишь в предрифтовых фациях (доманиковая формация D_3 Восточно-Европейской платформы).

Для оценки масштабов генерации жидких и газообразных углеводородов абсолютно необходимо установление степени зрелости (катагенеза) ОВ того или иного типа, содержащегося в нефтегазоматеринских формациях. Для этого создаются региональные шкалы катагенеза ОВ. Органическое вещество – «максимальный термометр», и его состав и свойства необратимо фиксируют соответствующую температуру. Поскольку различные регионы территории (и акватории) России проходили неодинаковую геологическую историю с разновозрастной консолидацией кристаллического, либо складчатого фундамента, то и тепловая история, и современное состояние геотермического поля в разных регионах различны. Поступающее из недр тепло реализует себя в двух формах тепловых потоков: кондуктивной (теплоперенос) и конвективной (тепломассоперенос). Кондуктивный тепловой поток обеспечивает постоянное нарастание температур с глубиной, имеющее региональный характер, и как следствие также постепенное увеличение степени преобразования ОВ в том же направлении с аналогичным – региональным – характером изменений. Конвективный тепловой поток связан с магматической и гидротермальной деятельностью: на преобразование ОВ он влияет нередко больше, чем кондуктивный поток, однако это влияние имеет, как правило, узко зональный характер и приурочено к контактам магматических тел, магматическим очагам и достаточно крупным разрывным нарушениям. Такой «конвективный катагенез» не имеет вертикальной зональности, напротив, он нарушает таковую регионального катагенеза ОВ, обусловленного кондуктивным потоком.

В пределах подавляющей части осадочной оболочки по крайней мере континентов кондуктивный тепловой поток и соответственно геотермические градиенты ныне не являются геосторически максимальными, т.е. состояние содержащегося в породах ОВ фиксирует не «сегодняшние», а давно прошедшие процессы его трансформации, сопровождавшиеся генерацией УВ.

Создание региональных шкал катагенеза ОВ началось в 60-е гг. XX в. Основой их послужили шкалы так называемого «метаморфизма» углей, разработанные для угольных бассейнов. Ведущим показателем, фиксирующим изменения ОВ с глубиной и соответственно с возрастанием температуры, явилась **отражательная способность витринита**. Стадийность последовательных глубинных изменений угольного (гумусового) ОВ выражалась названиями марок углей – от бурого до антрацита, что соответствовало целиком **стадиям катагенеза ОВ**, разделённой Н.Б. Вассоевичем (1976) на 3 подстадии – прото-, мезо- и апокатагенеза, которые, в свою очередь, подразделялись на градации, обозначаемые аббревиатурами ПК, МК, АК с номерами, по диапазону изменений отвечающими маркам (стадиям «метаморфизма») углей. Границам градаций соответствовало определённое значение отражательной способности витринита. Температурные границы градаций установлены И.И. Аммосовым (Петрология..., 1987) на основе изучения катагенетических изменений ОВ в разрезах глубоких скважин в областях современного прогиба (в частности, в западной части Азово-Кубанского прогиба), где температуры принимались за максимальные. В результате, в отложениях моложе силура, где вероятно присутствие частиц гумусового ОВ, градация катагенеза определяется по показателю отражения витринита. В более древних отложениях, лишённых остатков высшей флоры, дело обстоит сложнее. Тем не менее, ещё в 70-х гг. XX в. Г.М. Парпаровой (ВНИГРИ) удалось установить сходство «поведения» в катагенезе показателей отражения витринита и преломления различных компонентов сапропелевого ОВ – коллоальгинита, коллохитинита, псевдовитринита (остатков донных водорослей *Phaeophyta*), что позволило использовать их оптические показатели для изучения катагенеза. Оптические показатели ОВ были скоррелированы с элементным составом нерастворимой части ОВ (керогена) и степенью битуминизации. И состав керогена, и степень битуминизации ОВ изменяется в процессе катагенеза вполне закономерно. И содержание ХБА в породе и степень битуминизации ($\beta_{\text{Снк}}^{\text{ХБА}}$) – наиболее простые показатели, и ими вполне можно пользоваться для приближённой оценки катагенеза ОВ, во всяком случае при знании типа последнего. И если значения β при любом катагенезе всё-таки зависят от типа и концентрации ОВ, то содержание ХБА в породе – «величина более независимая». Так, при концентрации ХБА $< 0,01\%$ (при сапропелевом типе ОВ) его катагенез несомненно выше градации МК₃. Катагенетические шкалы могут быть сокращёнными и в той или иной степени «растянутыми», что обусловлено величиной максимального палеотермоградиента (Γ_{max}). Сокращённые шкалы ($\Gamma_{\text{max}} - 5^\circ\text{C}/100\text{ м}$) характерны для древних платформ, палеозойских авлакогенов (Донбасс) и одновозрастных межгорных впадин (Кузбасс). Суммарная мощность зоны катагенеза порядка 7–8 км. В пределах молодых платформ шкалы катагенеза ОВ более растянуты ($\Gamma_{\text{max}} - 3\div 4^\circ\text{C}/100\text{ м}$); такие же значения максимальных палеотермоградиентов характеризуют палеозойские краевые прогибы (Предуральский прогиб).

Кайнозойские структуры имеют и сокращённые, и растянутые катагенетические шкалы; в целом они не закартированы и изучены фрагментарно. В пределах крупных поднятий древних платформ, где значительны

мощности размытых отложений, для установления катагенеза ОБ необходимо эти мощности восстанавливать, чтобы получить величины максимальных палеоглубин тех или иных горизонтов и тогда – при знании размерности катагенетической шкалы – получим катагенез ОБ любого палеоглубинного уровня. При построении карт учитываются только те размыты, которые влияют на суммарную восстанавливаемую мощность.

В литогенезе осадочных формаций за стадией катагенеза следует стадия метагенеза. Обычно считалось, что ОБ зоны метагенеза это графит, т.е. чистый углерод в кристаллической форме. Однако исследования последних десятилетий показали, что в отношении сапропелитов это «не совсем так», а в ряде случаев и «совсем не так». Неграфитовые формы углерода – фуллерены – впервые были обнаружены Buseck P.R., Tsipursky S.J., Hettich R. в 1992 г. (Суханов, 2003) в карельских шунгитах в высшем антраксолите п. Шуньга: В ходе исследований шунгитовых и некоторых других пород было выяснено, что помимо собственно фуллеренов в них содержится множество других неграфитовых форм углерода – от нанотрубок до «луковических» структур, основное отличие которых от графита состоит в наличии поверхностей с положительной кривизной, полностью или частично замкнутых, сформированных атомами углерода. Исследованные нами (Баженова, 2020) методом ИК-спектроскопии (и частично рентгеноструктурного анализа) керогены различных сапропелитов (в диапазоне рифей–девон, катагенез МК₁–АК₄) обнаружили следующее: в случае нацело фитопланктонной природы ОБ характеристические полосы неграфитового углерода проявлены достаточно чётко, а в образцах, где в ОБ существенна доля альгобентоса, либо зоопланктона (в данном случае граптолитов), ИК-спектр проявляет значительное сходство с ИК-спектром графита. Дивергенция спектрального рисунка ОБ фитопланктонной («нативно глобулярной») и иной (неглобулярной, «плоскостной») природы естественно проявляется всё более чётко с возрастанием катагенеза ОБ, т.е. со всё большим «очищением» углеродного скелета от гетероатомов, включая водород (Баженова и др., 2007; Суханов и др., 2011). Конечным «продуктом» катагенеза гумусового ОБ, представленного остатками высшей флоры, является «истинный графит», что доказано достаточно точно, как на микро-, так и на макроуровнях – вплоть до формационного.

Если всё вышеизложенное верно, каков же тогда генезис графита в архейских парагнейсах?

Экспериментальные исследования О.В. Мартиросян (2014) показали, что структура близкая к графиту, т.е. кристаллическая, появляется **только** при ударном давлении 30 ГПа и развиваемой при этом очень высокой температуре, что в свою очередь подтверждает положение о **принципиальной неграфитизируемости** сапропелевого ОБ в зоне катагенеза, а также природных битумов в связи с нативной глобулярностью этих объектов. И действительно, в постархейских образованиях графиты встречаются только на контакте с магматическими телами, где первичным ОБ являются гумусовые угли. И только в архейских парагнейсах можно наблюдать углеродистое вещество, подобное графиту, где в условиях крайне высоких давлений и температур, возможно «работало» ещё и время.

Тем не менее в ОБ есть компоненты, которые по своей структуре могут быть основой графитизации – полиароматические УВ синбитумоидов. Однако расчёт показывает, что содержание их в породе ничтожно и редко достигает 0,001%. Даже при 10% C_{нк} на породу на подстадии апокатагенеза при максимальном содержании полиароматических УВ в % на $\sum$ УВ (25%) и содержание УВ в битумоиде 40% при значении $\beta_{\text{Снк}}^{\text{ХБА}} = 0,2\%$ (конкретные данные по R3 Енисейского кряжа) концентрация полиароматических УВ составит 0,002% на породу, и это порядок максимальных значений. Т.е. если даже в конце процесса эмиграции, в конце апокатагенеза полиароматика графитизируется, то количество графита столь мало, что при исследованиях не проявляется.

Расчётное моделирование генерации и эмиграции.

Расчётное моделирование нефтегазогенерации и эмиграции предполагает количественное воспроизведение этих процессов в зависимости от геологической истории того или иного региона. Оно позволяет уточнить стадийность генерации того или иного флюида (нефти, газа, конденсата), положение генерационных максимумов по отношению к тем или иным глубинам (палеоглубинам) и градациям катагенеза ОБ, что в свою очередь является одним из критериев регионального раздельного геохимического прогноза. В основе расчётного балансового моделирования лежит *аналитическая информация* о составе фациально-биоценотически однотипного ОБ на последовательных катагенетических (палеоглубинных) уровнях на протяжении всей стадии катагенеза, при этом эмпирически постулируется, что отличие каждого последующего состава от предыдущего является функцией флюидогенерации на этом этапе. Этот постулат базируется в свою очередь на более общем эмпирическом постулате: захороненное в осадках ОБ при последовательном погружении в область всё более высоких температур подвергается термо-каталитическому разложению в масштабе геологического времени с образованием летучих продуктов, в том числе и углеводородов. Это – основа осадочно-миграционной теории генезиса нефти газа.

Впервые попытка балансового расчёта генерации летучих продуктов органическим веществом «на заре органической геохимии» была предпринята **В.А. Успенским**: рассчитывалась генерация углеводородных и неуглеводородных газов и воды при «метаморфизме» углей (Успенский, 1954). Балансировались генерируемые компоненты – CH₄; CO₂; H₂O; H₂S; NH₃ – и остаточный углерод (C) – с одной стороны и элементный состав угля: C, H, O, S, N – с другой. При решении систем балансовых уравнений количество неизвестных (6) оказывалось на одну составляющую больше, чем балансирующих элементов (5), что вынуждало при решении последовательно принимать каждое неизвестное за 0, а затем значения усреднять. При всей неточности расчёта это был, безусловно, шаг вперёд, т.к. **впервые** было показано, **что** и примерно **сколько** рождает ОБ в процессе катагенеза (в данном случае гумусовое и в концентрированной форме).

Балансовый расчёт генерации УВ сапропелевым ОБ от начала катагенеза был предпринят **С.Г. Неручевым** в середине 70-х гг. XX в. (Генерация углеводородов..., 1976). Балансирующей величиной являлся «углехимический» параметр» выход летучих продуктов V^r, (%). Классики,

особенно О.А. Радченко, сначала отнесли к такому балансированию с некоторым скепсисом, т.к. остаток от величины V^2 – кокс – не представляет собой «чистого» углерода. Однако авторские исследования элементного состава кокса показали (Баженова, 2020), что содержание углерода в нём >95%, а водорода – не более первых десятых долей %, т.е. в процессе полного балансирования за всю стадию катагенеза мы теряем при подсчётах не более 1% углеводородных газов, а нефти не теряем нисколько, что вполне допустимо. Однако С.Г. Неручеву не удалось довести балансировочный расчёт до «чистого» углерода. При балансировочных расчётах данные элементного состава керогена на каждом этапе «снимаются» с катагенетических кривых. По логике катагенетического процесса при повышении температуры при погружении отложений ОВ постепенно теряет все гетероэлементы, включая водород, которые уносят с собой и определённую часть углерода, в чём и заключается процесс генерации летучих продуктов, в том числе углеводородов. Однако на кривых С.Г. Неручева с середины катагенеза начал закономерно увеличиваться кислород и соответственно снижаться (либо слишком медленно нарастать) углерод. На авторских катагенетических кривых элементного состава керогена (Баженова, 2020) наблюдалась та же картина. Что могло быть источником дополнительного кислорода в катагенезе? На катагенетических глубинах ни свободного, ни растворённого в воде кислорода нет. На взгляд автора источником этого «дополнительного» кислорода могла быть вода. Неясным остался вопрос о времени и условиях внедрения воды в ОВ – в природе или в аналитической практике? Тем не менее, эту «внедрённую» воду можно вычислить и элиминировать из состава нерастворимого органического вещества (НОВ), приведя таким образом систему к «нормальному» виду, т.е. восстановить состав НОВ, каким бы он должен был быть, если бы система ОВ «работала только на выход».

Подтверждением приобретения воды НОВ является нахождение в составе его золы гидратированных минералов – сомолюкита ($\text{Fe}_2\text{SO}_4 \times \text{H}_2\text{O}$), мелантерита ($\text{Fe}_2\text{SO}_4 \times 7\text{H}_2\text{O}$), мирабилита ($\text{NaSO}_4 \times 10\text{H}_2\text{O}$), кизерита ($\text{MgSO}_4 \times \text{H}_2\text{O}$), нексвегонита ($\text{MgCO}_3 \times 3\text{H}_2\text{O}$) и др. (рентгеноструктурные исследования З.Г. Каплана, ВНИГРИ). Расчёты элиминирования воды и приведения системы к «нормальному» виду рассмотрены в монографии (Баженова, 2020).

После приведения системы катагенетических изменений параметров НОВ к «нормальному» виду можно производить балансировочный расчёт генерации – эмиграции УВ органическим веществом. В расчётах оценивается генерация битумоидов – хлороформной (ХБА) и спиртобензольной (СББ) фракций, лёгких УВ (ЛУВ), углеводородных газов (УВГ), «кислых» газов (CO_2 , H_2S , N_2) и воды.

Для расчёта прежде всего составляется таблица состава НОВ и 3х величин $\beta_{\text{ов}}$ – ХБА, ЛУВ и СББ (обязательно $\beta_{\text{ов}}$, а не $\beta_{\text{снк}}$). Данные снимаются с соответствующих кривых, обчисленных по скользящей средней и приведённых к нормальному виду. На всю стадию катагенеза желательно 10–12 уровней, лучше по границам градаций. Первый уровень – начало катагенеза, последний – конец катагенеза. В принципе можно начинать с любого уровня, но тогда и генерация соответственно будет неполной.

Заукачивать тоже можно любым уровнем, но тогда не будет уверенности, что система балансируется. Величины берутся с точностью до десятых долей %, в пределах точности параметра их можно варьировать. Чем больше уровней охарактеризовано, тем детальнее расчёты.

Прежде чем перейти к балансовому расчёту, **выведем логико-эмпирические постулаты:**

1. Остаточный битумоид ($Q_{\text{ост}}^{\text{ХБА}}$) должен быть тяжелее и «кислее» и эмиграционного битумоида ($Q_{\text{эм}}^{\text{ХБА}}$), и исходного ($Q_{\text{исх}}^{\text{ХБА}}$); $Q_{\text{исх}}^{\text{ХБА}}$ тяжелее и «кислее» $Q_{\text{эм}}^{\text{ХБА}}$ и легче, «восстановленной» $Q_{\text{ост}}^{\text{ХБА}}$ при любых их количественных соотношениях. Это правило только для ХБА, но не СББ.

2. Поскольку СББ эмигрирует с водой, $Q_{\text{исх}}^{\text{СББ}}$, $Q_{\text{ост}}^{\text{СББ}}$, $Q_{\text{эм}}^{\text{СББ}}$ могут иметь близкий состав, эмиграционный даже может быть наиболее кислым. В качестве состава $Q_{\text{исх}}^{\text{СББ}}$ вполне можно пользоваться определённым аналитически составом $Q_{\text{ост}}^{\text{СББ}}$.

3. Соотношение компонентов при новообразовании может любым, только: до конца главной фазы газообразования (ГФГ) с каждым этапом общий суммарный состав летучих продуктов, образованных на каждом конкретном этапе, **становится всё более восстановленным.**

4. Эмиграция лёгких УВ (ЛУВ) всегда несколько опережает эмиграцию ХБА, поэтому: $\frac{\beta_{\text{ЛУВ}}}{\beta_{\text{ост}}} > \frac{\beta_{\text{ХБА}}}{\beta_{\text{ост}}}$ и $\frac{\beta_{\text{ЛУВ}}}{\beta_{\text{исх}}} > \frac{\beta_{\text{ХБА}}}{\beta_{\text{исх}}}$

Расчёты нефтегазообразования балансовым методом были выполнены автором для альгосапропелитов, оксисорбосапропелитов с альгогенной основой, альгозоогенных сапропелитов с тентакулитовой и граптолитовой основой. На основе балансовой модели для гумитов, рассчитанной С.Г. Неручевым и Е.А. Рогозиной (2010) и авторской модели для альгосапропелитов автором были рассчитаны три модели для смешанного ОВ – сапропелитов и гумитов – в различных их соотношениях. И, наконец автором была рассчитана модель нефтегазообразования смешанным органическим веществом майкопской серии P_3-N_1 Северного Кавказа. В майкопском ОВ наряду с альгами, которые преобладают, присутствует заметное количество зооостатков (прежде всего рыб), а также гумусовая примесь. Материалы для расчёта данной модели были предоставлены О.К. Баженовой и Н.П. Фадеевой (МГУ имени М.В. Ломоносова). Окончательные результаты расчётов по всем типам ОВ представлены в работе Т.К. Баженовой (2020) в серии таблиц; сюда же для сравнения включена и гумитовая таблица С.Г. Неручева и Е.А. Рогозиной (2010).

Для всех типов ОВ, включая гумиты, так же, как и для альгосапропелитов, были рассчитаны продукты разложения суперостаточных битумоидов на грани метакатагенеза.

В предлагаемой статье приводится таблица расчётов генерации и эмиграции УВ для альгосапропелитов (табл. 1). В таблице 2 сведены результирующие значения генерации нефти и газа по всем 9 типам ОВ, их суммы, величины отношения нефть/газ, а также значения степени сохранности ОВ и $C_{\text{нк}}$. Максимальное значение генерации нефти и $\sum \text{УВ}$ – 35,16% и 50,89% соответственно – характеризует ОВ альгосапропелитов; минимальные значения этих параметров – 1,75% и 19,88% – у антипода сапропелитов – у гумитов, зато у последних максимальное значение генерации газа – 18,13% (табл. 2). Минимальное значение генерации УВ-газа (11,73%) у альгозоогенных

Градация катагенеза	C _г , %	ХБА, %		ЛУВ, %		УВГ, %	CO ₂ , %	H ₂ O, %	H ₂ S, %	N ₂	СББА, %		Σ мигр. потеря, %	Сохранность ОВ, %	Сохранность С _{нк} , %
		Генер.	Эмигр.	Генер.	Эмигр.						Генер.	Эмигр.			
ПК ₁	74,5	2,00	-	-	-	-	-	-	-	-	2,20	-	-	100,00	100,00
ПК ₃	76,0	4,49	0,25	0,67	0,09	0,92	0,31	1,42	0,35	0,17	2,58	0,07	3,58	96,42	98,36
МК ₁	80,7	9,74	7,69	2,97	2,75	6,68	3,04	2,40	2,65	0,37	4,71	3,51	29,09	70,91	76,81
МК ₂ ¹	81,0	17,83	13,93	6,34	5,43	6,85	3,66	2,41	3,03	0,41	5,38	4,18	39,90	60,10	65,34
МК ₂ ²	82,0	21,07	20,09	8,77	8,30	9,25	4,60	2,42	3,18	0,54	5,38	4,77	53,15	46,85	51,57
МК ₃	85,2	21,07	20,51	13,25	13,06	11,40	5,84	2,61	3,56	0,79	5,38	5,01	62,78	37,22	42,57
МК ₄	86,3	21,07	20,67	13,79	13,52	11,75	6,23	2,62	3,64	0,81	5,38	5,06	64,30	35,70	41,35
МК ₅	87,3	21,07	20,83	14,33	13,98	12,09	6,63	2,63	3,71	0,84	5,38	5,11	65,82	34,18	40,05
АК ₁	88,6	21,07	20,83	14,33	14,33	12,58	7,05	2,65	3,79	0,86	5,38	5,11	67,20	32,80	39,00
АК ₃	91,1	21,07	20,83	14,33	14,33	14,23	7,62	2,66	3,94	0,90	5,38	5,11	69,62	30,38	37,14
К.К.*	100,0	20,83	20,83	14,33	14,33	15,73	8,64	3,71	4,13	1,34	5,11	5,11	73,82	26,18	35,14

Табл. 1. Расчёт генерации и эмиграции летучих продуктов в процессе катагенеза ОВ и степени сохранности ОВ и C_{нк}. Все параметры в % на ОВ начала катагенеза (градация ПК₁). Расчёт на конец каждой градации. Альгосапропелиты; основа – цианеи. * Конец катагенеза.

Тип ОВ	Генерация УВ в % на ОВ начала катагенеза			Отношение нефть/газ	Сохранность, %	
	нефть	газ	Σ		ОВ	C _{нк}
Альгогенные сапропелиты	35,16	15,73	50,89	2,24	26,18	35,14
Окисорбосапропелиты с альгогенной основой	23,20	11,98	35,18	1,94	33,01	45,53
Альгозоогенные сапропелиты с тентакулитовой основой (D ₃ dm)	29,40	11,73	41,13	2,51	33,54	45,76
Альгозоогенные сапропелиты с граптолитовой основой (О-В)	21,32	14,39	35,71	1,48	38,00	51,91
Гумито-сапропелиты С-75%; Г-25%*	26,81	16,50	43,31	1,62	32,46	43,81
Гумито-сапропелиты С-50%; Г-50%	18,46	17,04	35,50	1,08	39,07	52,94
Сапропелито-гумиты С-20%; Г- 80%	8,44	17,70	26,14	0,49	46,99	64,11
Гумиты	1,75	18,13	19,88	0,10	52,30	71,64
Смешанное ОВ P ₃ – N ₁ mp	23,32	16,09	39,41	1,45	33,10	44,73

Табл. 2. Генерация углеводородов различными типами ОВ от начала до конца катагенеза. * С – Сапропелиты; Г – Гумиты.

тентакулитовых сапропелитов доманикового горизонта (D₃dm) Восточно-Европейской платформы; генерация нефти у этого типа ОВ на втором месте (29,40%, табл. 2). Отношение нефть/газ в этом типе ОВ – 2,51, самое большое среди всех 9 типов. Вероятно, такое генерационное отношение нефть/газ в ОВ D₃dm в значительной мере определяет отношение запасов нефти и газа на востоке Восточно-Европейской платформы, где доманиковая формация D₃ является главной нефтегазоматеринской толщей.

Первой непосредственной задачей, вытекающей из балансовых расчётов генерации-эмиграции нефти и газа различными типами ОВ, является региональный подсчёт масштабов эмиграции жидких и газообразных УВ из конкретных материнских формаций в конкретном регионе. Подсчёт производится в «плотностных» единицах: жидких УВ (нефти) – в т/км²; газа – в нм³/км² (нм³ – «нормальные» кубометры, т.е. объём при нормальном давлении), площадь – 1 км² (10⁶ м²). Формулы подсчёта таковы:

Эмиграция нефти:

$$Q_{ЭН}^H = \delta^L \cdot C_{нк} \cdot \rho \cdot h \cdot \beta_{ОСТСНК}^{ХБА} \cdot \frac{K}{1-K} \cdot 10^2, \text{ т/км}^2,$$

где $\delta^L = \frac{\beta_{ЭМ}^{ЛУВ} + \beta_{ЭМ}^{ХБА}}{\beta_{ЭМ}^{ХБА}}$ (параметры из балансовой модели):

ЛУВ – лёгкие УВ C₇ – C₁₄; C_{нк} – среднее содержание некарбонатного углерода в данном НГМГ в данной точке,

%; ρ – плотность пород, т/м³; h – мощность НГМГ, м; $\delta^L = \frac{\beta_{ЭМ}^{ЛУВ} + \beta_{ЭМ}^{ХБА}}{\beta_{ЭМ}^{ХБА}}$ – остаточная степень битуминизации ОВ, приведённая к C_{нк} (%); K – коэффициент эмиграции, доли единицы.

Генерация (эмиграция) газа:

$$Q_{ЭМ}^Г = C_{нк} \cdot \rho \cdot h \cdot \frac{\gamma^Г}{C^Г} \cdot 10^7, \text{ нм}^3,$$

γ^Г – количество генерированного газа, приведённого к ОВ данной градации катагенеза (%); C^Г – содержание углерода в ОВ данной градации (%).

Эти формулы в таком виде уже почти 30 лет используются нами для региональных подсчётов в разных регионах и многократно публиковались в региональных работах. В статье приведены конкретные значения параметров для альгосапропелитов (табл. 3); в работе (Баженова, 2020) – для соответствующих типов ОВ и градаций катагенеза.

Популярный в последние десятилетия пиролитический метод (Rock-Eval) определения углеводородного потенциала материнских пород и ОВ при всех своих положительных качествах – и прежде всего экспрессности – обладает одним существенным недостатком: метод Rock-Eval определяет **суммарный УВ-потенциал**, что не позволяет использовать его в целях раздельной оценки генерации нефти и газа и соответственно раздельного прогноза нефте- и газоносности.

Далее приведем пример расчёта раздельного УВ-потенциала для альгосапропелитов последовательно для всех градаций катагенеза. Все расчётные данные приведены в таблице; все величины в единицах, принятых в методике Rock-Eval (‰, т.е. мг/г). Данные соотношения нефтяного и газового потенциалов вполне можно использовать для разделения суммарного потенциала, полученного методом Rock-Eval (при знании типа ОВ и градации катагенеза).

Итак – расчёт (на конец каждой градации катагенеза); исходные данные в табл. 1.

ПК₃. Начальный нефтяной потенциал в % на ОВ начала катагенеза (ПК₁) = 35,40% (21,07 ХБА+14,33 лёгкие жидкие УВ C₇–C₁₄ –ЛУВ). Эмиграция к концу градации ПК₃ 0,34% (0,25 ХБА+0,09 ЛУВ); 35,40–0,34 = 35,06% – остаточный нефтяной потенциал в % на ОВ начала катагенеза. Сохранность ОВ к концу ПК₃ – 96,42%, тогда остаточный нефтяной потенциал в % на ОВ конца ПК₃ составит (из пропорции) – 36,36%. Чтобы привести эту величину в соответствие с пиролитическими параметрами, вычитаем из неё значение β_{ОВ}^{УВ} – 1,50%; величины β_{ОВ}^{УВ} снимаются с соответствующих катагенетических графиков; они также в % на ОВ **своей** градации. В результате получили значение 34,86% – нефтяной потенциал в % на ОВ конца ПК₃; а теперь приведём его к «своему» углероду (76% на ОВ конца ПК₃) – из пропорции получаем цифру 45,87%, округлённо 459‰ (табл. 4).

В таблице 4 приведены результаты расчёта для 4-х генетических типов сапропелевого ОВ (результаты расчёта для 9-ти типов ОВ даются в монографии (Баженова, 2020)).

В балансовых расчётах генерации – эмиграции УВ были вычислены степени сохранности ОВ и C_{нк} в процессе их катагенетического расхода на генерацию летучих продуктов последовательно на всех градациях катагенеза ОВ. Величины даны в процентах на ОВ и C_{нк} начала катагенеза (ПК₁). Через величины сохранности можно легко перейти к начальной концентрации ОВ и C_{нк}. В таблице 5 приведены коэффициенты пересчёта конкретной концентрации C_{нк} в породе (при той или иной градации катагенеза и типе ОВ) на начальную его концентрацию (100%/‰ сохранности C_{нк}). Однако в практике геохимических исследований, особенно при картировании концентрации C_{нк} в той или иной материнской формации требуется пересчёт C_{нк} между «промежуточными» градациями, например, от МК₂¹ до МК₄ и т.п. Для этих целей автором была составлена таблица пересчёта для альгосапропелитов (табл. 6, для всех девяти типов ОВ – в вышеупомянутой монографии). Для каждого типа составляется отдельная таблица (нумерация сквозная – для всех один номер, как и для прочих серий таблиц), где по горизонтали указываются градации от ПК₃ до конца катагенеза (К.К. – С), а по вертикали – от МК₁ до К.К. Каждый столбец начинается со значения сохранности в % на начало катагенеза: ПК₃/ПК₁; МК₁/ПК₁

Градация катагенеза	δ [^]	β ^{ХБА ост} _{Снк} , % дн.град.	К ^{ХБА}	$\frac{K}{1-K}$	С ^г , %	γ ^г % дн.град.	β ^{ХБА эм} _{Снк} , % дн.град.	β ^{ХБА исх} _{Снк} , % дн.град.
ПК ₃	1,39	4,22	0,04	0,04	75,25	0,47	0,17	4,39
МК ₁	1,36	4,80	0,56	1,27	78,35	4,54	6,09	10,89
МК ₂ ¹	1,38	5,63	0,78	3,55	80,85	10,33	19,99	25,62
МК ₂ ²	1,40	5,59	0,87	6,69	81,50	15,05	37,40	42,99
МК ₃	1,53	2,19	0,96	24,00	83,60	24,55	52,56	54,75
МК ₄	1,65	1,53	0,977	42,47	85,75	31,76	64,98	66,51
МК ₅	1,66	1,05	0,9848	64,78	86,80	34,12	68,03	69,08
АК ₁	1,68	0,81	0,9886	86,72	87,95	36,85	70,24	71,05
АК ₃	1,69	0,84	0,9886	86,72	89,85	42,45	72,84	73,68
АК ₄	1,69	0,88	0,9886	86,72	93,05	49,37	76,31	77,19

Табл. 3. Расчётные параметры для подсчёта масштабов эмиграции углеводородов. Альгосапропелиты; основа – цианей (расчёт на середину градации).

Градация катаген.	Альгосапропелиты (основа – цианей)				Окисорбосапропелиты с цианофитной основой				Альгозоосапропелиты (основа – тентакулиты)				Альгозоосапропелиты (основа – граптолиты)			
	НГ ^н , %	НГ ^г , %	Σ НГ, %	нефть/газ	НГ ^н , %	НГ ^г , %	Σ НГ, %	нефть/газ	НГ ^н , %	НГ ^г , %	Σ НГ, %	нефть/газ	НГ ^н , %	НГ ^г , %	Σ НГ, %	нефть/газ
ПК ₁	475	208	683	2,28	330	157	487	2,10	403	159	562	2,53	294	194	488	1,52
ПК ₃	459	199	658	2,31	290	155	445	1,87	389	155	544	2,51	154	147	301	1,05
МК ₁	425	154	579	2,76	246	156	402	1,58	308	150	458	2,05	52	135	187	0,38
МК ₂ ¹	291	178	469	1,63	142	178	320	0,80	203	155	358	1,31	39	134	173	0,23
МК ₂ ²	170	163	333	1,04	81	139	220	0,58	149	137	286	1,09	19	117	136	0,16
МК ₃	50	130	180	0,38	40	105	145	0,38	105	124	229	0,85	6,2	87	93,2	0,07
МК ₄	33	122	155	0,27	30	94	124	0,32	85	107	192	0,79	5,2	73	78,2	0,07
МК ₅	17	115	132	0,15	22	81	103	0,27	78	87	165	0,90	2,5	58	60,5	0,043
АК ₁	6	89	95	0,07	15	71	86	0,21	72	81	153	0,89	3,6	54	57,6	0,07
АК ₃	6	46	52	0,13	13	56	69	0,23	12	63	75	0,19	2,6	42	44,6	0,06

Табл. 4. Изменение углеводородного потенциала ОВ в процессе катагенеза по отношению к углероду «своей» градации катагенеза (по данным расчётного моделирования; данные к концу каждой градации). Сапропелиты.

и т.д.; получается своеобразная «лесенка» (табл. 6). В перекрестке строки и столбца значение сохранности $C_{\text{нк}}$ в % от $C_{\text{нк}}$ градации, указанной по горизонтали. Например, в альгосапропелитах сохранность на градации $МК_3$ (столбец) в % от $C_{\text{нк}}$ градации $МК_2^1$ составит 65,15% (табл. 6), т.е. если при градации $МК_2^1$ концентрация $C_{\text{нк}}$ 1% на породе, то в тех же фациальных условиях при аналогичной литологии на градации $МК_3$ можно прогнозировать 0,65% на породе и т.д.

Заключение

В заключении статьи приведем основные закономерности органической геохимии.

1. Сравнительная бедность биоценозов в эпохи накопления ОВ. Эти эпохи предвещают и наследуют

эпоху биоморфогенеза, связанную со стадией инундации. Закономерности 3 и 4 реализуются на уровнях от породного до бассейнового.

2. Катагенетическое несогласие между комплексами, обусловленное глубоким размывом между ними.

3. Погребённая зональность катагенеза – разновидность предыдущей закономерности. Обе закономерности реализуются на уровнях от формационного до бассейнового, но обусловлены процессами, происходящими на уровне ОВ, т.е. «минеральном».

4. «Старение» нефтяных залежей, превращение их в газоконденсатные обусловлено катагенетическим «старением» питающих их нефтегазоматеринских формаций.

5. Генетический дефицит УВ-газа сапропелевого ОВ. Вышеперечисленными закономерностями, вероятно,

Типы ОВ градации катагенеза	Сапропелиты				Сапропелито – гумиты			Гумиты	Смеш. ОВ майкопской серии P ₃ – N ₁ ''
	Альгосапро- пелиты	Окисорбоса- пропелиты	Альгозоосапропелиты		C -75%; Г – 25%	C -50%; Г – 50%	C -20%; Г – 80%		
			основа – цианеи	основа – тентакулиты					
ПК ₃	1,02	1,05	1,01	1,27	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02
МК ₁	1.30	1,23	1,21	1,51	1,23	1,17,	1,11	1,07	1,10
МК ₂ ¹	1,53	1,44	1,38	1,57	1,39	1,28	1,16	1,09	1,22
МК ₂ ²	1,94	1,70	1,54	1,66	1,66	1,43	1,23	1,13	
МК ₃	2,35	1,89	1,68	1,76	1,87	1,57	1,28	1,15	1,56
МК ₄	2,42	1,93	1,77	1,80	1,92	1,60	1,30	1,17	1,93
МК ₅	2,50	1,98	1,84	1,83	1,96	1,61	1,32	1,18	
АК ₁	2,57	2,01	1,89	1,84	2,01	1,66	1,36	1,21	2,09
АК ₃	2,70	2,04	2,04	1,85	2,13	1,76	1,44	1,29	
Конец катагенеза	2,85	2/20	2,19	1,93	2,23	1,89	1,56	1,40	2,24

Табл. 5. Коэффициенты пересчёта концентрации $C_{\text{нк}}$ в породе на начало катагенеза (градация ПК₁). Расчёт на конец каждой градации. *С – Сапропелиты; Г – Гумиты; ** пересчёт на градацию ПК₂.

Градация катагенеза	ПК ₃	МК ₁	МК ₂ ¹	МК ₂ ²	МК ₃	МК ₄	МК ₅	АК ₁	АК ₃	К.К.(С)
	ПК ₃ /ПК ₁ - 98,36									
МК ₁	78,09	МК ₁ /ПК ₁ - 76,81								
МК ₂ ¹	66,43	85,07	МК ₂ ¹ /ПК ₁ - 65,34							
МК ₂ ²	52,43	67,14	78,93	МК ₂ ² /ПК ₁ - 51,57						
МК ₃	43,28	55,42	65,15	82,55	МК ₃ /ПК ₁ - 42,57					
МК ₄	42,00	53,78	63,22	80,10	97,04	МК ₄ /ПК ₁ - 41,35				
МК ₅	40,72	52,14	61,29	77,76	94,08	96,86	МК ₅ /ПК ₁ - 40,05			
АК ₁	39,65	50,17	59,69	75,63	91,61	94,32	97,38	АК ₁ /ПК ₁ - 39,00		
АК ₃	37,76	48,35	56,84	72,02	87,24	89,82	92,73	95,23	АК ₃ /ПК ₁ - 37,14	
К.К.(С)*	35,73	45,75	53,78	68,14	82,54	84,98	87,74	90,10	94,61	К.К.(С)/ПК ₁ - 35,14

Табл. 6. Изменение доли органического углерода (в процентах) в процессе его катагенетического расхода от градации к градации (от начала катагенеза до метакатагенеза). Альгосапропелиты; основа – цианеи. Данные на конец каждой градации. * Конец катагенеза («чистый углерод»).

не исчерпывается их ряд, действующий в органической геохимии. Установленные Н.Б. Вассоевичем Главная фаза нефтеобразования и С.Г. Неручевым Главная фаза газообразования также вполне закономерные явления, реализующиеся на «минеральном» (ОВ), породном и формационном уровнях. Однако эти явления «у всех на слуху» и многократно описаны в литературе, т.е. представляют собой «азбуку» органической геохимии. Автором представлены закономерные явления, далеко не столь популярные (может быть, кроме закономерности В.А. Успенского – Н.Б. Вассоевича), но весьма значительные для науки и прогнозной оценки нефтегазоносности недр.

Литература

- Баженова О.К., Баженова Т.К. (2003). Онтологические и гносеологические аспекты геохимии (органическая геохимия на разных уровнях организации вещества и в системе знаний). *Геология горючих ископаемых* (к 100-летию со дня рождения И.О. Брода и Н.Б. Вассоевича). М.: ГЕОС, с. 44–52.
- Баженова Т.К. (2020). Основы региональной органической геохимии. М.: ГЕОС, 120 с.
- Баженова Т.К., Суханов А.А. (2007). Дивергенция катагенетического преобразования ОВ и генезис неграфитовых форм углерода. Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.: ГЕОС, с. 26–27.
- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Лопатин Н.В. (1976). О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием. Горючие ископаемые: проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, с. 47–62.
- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков (1976). Ред. А.А. Трофимук; С.Г. Неручев. Новосибирск: Наука, 198 с.

- Мартirosyan О.В. (2014). Факторы и механизмы структурной эволюции минералоидов. *Автореф. докт. дисс.* Сыктывкар, 38 с.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А. (2010). Геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ, 280 с.
- Парпарова Г.М., Неручев С.Г. (1977). Основы генетической классификации рассеянного органического вещества пород. *Геология и геофизика*, 5, с. 45–52.
- Парпарова Г.М., Жукова А.В. (1990). Углетепетрографические методы в изучении осадочных пород и полезных ископаемых. Л.: Недра, 308 с.
- Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых (1987). И.И. Аммосов, В.И. Горшков и др. М.: Наука, 333 с.
- Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов (1998). Ред. В.Н. Шванов, СПб.: Недра, 351 с.
- Суханов А.А. (2003). Исследование закономерностей распределения природных фуллеренов в шунгитах нижнего протерозоя Карелии. *Автореф. канд. дисс.* Санкт-Петербург, 24 с.
- Суханов А.А., Баженова Т.К., Котельникова Е.Н. (2011). Углеродистое вещество керогена сапропелитов: зависимость структурных характеристик от биогенотического типа органического вещества и степени катагенеза. *Геохимия*, 9, с. 971–980.
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 501 с.
- Успенский В.А. (1954). Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 6, с. 94–101.

Сведения об авторе

Татьяна Константиновна Баженова – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, АО «Геологоразведка» Россия, Санкт-Петербург, Фаянсовая ул., д. 20

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 21.04.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

Elements of regional organic geochemistry and separate prediction of oil and gas content of regions

T.K. Bazhenova

Geologorazvedka LLC, Saint Petersburg, Russian Federation, e-mail: ins@vniigri.ru

Abstract. The article considers the elements of organic geochemistry in the regional aspect, which aims to separate quantitative prediction of oil and gas content of regions. The principles and results of balance calculations of generation and emission of liquid and gaseous hydrocarbons for different facies-genetic types of organic matter and methods for calculating the scale of hydrocarbon emission are considered. Finally, a list of the main regularities of organic geochemistry is given.

Key words: organic geochemistry, organic matter, oil-gas formation, oil-gas accumulation, facies-genetic type of organic matter, catagenesis, balance calculations, separate forecast of oil and gas content

Recommended citation: Bazhenova T.K. (2021). Elements of regional organic geochemistry and separate prediction of oil and gas content of regions. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 35–43. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.3>

References

- Bazhenova O.K., Bazhenova T.K. (2003). Ontological and epistemological aspects of geochemistry (organic geochemistry at different levels of organization of matter and in the system of knowledge). *Geology geochemistry of fossil fuels*. Moscow: GEOS, pp. 44–52. (In Russ.)
- Bazhenova T.K. (2020). Fundamentals of Regional Organic Geochemistry. Moscow: GEOS, 120 p. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Sukhanov A.A. (2007). Divergence of OM catagenetic transformation and genesis of non-graphite forms of carbon. *The fundamental basis of new technologies in the oil and gas industry*. Moscow: GEOS, pp. 26–27. (In Russ.)
- Generation of hydrocarbons in the process of sediment lithogenesis (1976). Ed. A.A. Trofimuk; S.G. Neruchev. Novosibirsk: Nauka, 198 p. (In Russ.)
- Martirosyan O.V. (2014). Factors and mechanisms of the structural evolution of mineraloids. *Abstract Dr. sci. diss.* Syktyvkar, 38 p. (In Russ.)
- Neruchev S.G., Rogozina E.A. (2010). Geochemical foundations of

- forecasting oil and gas content. St.Petersburg: VNIIGRI, 280 p. (In Russ.)
- Parparova G.M., Neruchev S.G. (1977). Fundamentals of the genetic classification of dispersed organic matter in rocks. *Russian Geology and Geophysics*, 5, pp. 45–52. (In Russ.)
- Parparova G.M., Zhukova A.V. (1990). Coal petrographic methods in the study of sedimentary rocks and minerals. Leningrad: Nedra, 308 p. (In Russ.)
- Petrology of Organic Substances in the Geology of Fossil Fuels (1987). I.I. Ammosov, V.I. Gorshkov, N.P. Grechishnikov, I.V. Eremin, V.K. Pryanishnikov, Yu.V. Stepanov. Moscow: Nauka, pp. 333 p. (In Russ.)
- Sukhanov A.A. (2003). Investigation of the regularities of distribution of natural fullerenes in shungites of the Lower Proterozoic of Karelia. *Abstract Cand. sci. diss.* St.Petersburg, 24 p. (In Russ.)
- Sukhanov A.A., Bazhenova T.K., Kotelnikova E.N. (2011). Structural Characteristics of a Carbonic Matter of Sapropelite Kerogen: Dependence on the Biocoenotic Type of Organic Matter and Degree of Its Catagenesis. *Geochemistry International*, 9, pp. 904. <https://doi.org/10.1134/S001670291107010X>
- Taxonomy and classification of sedimentary rocks and their analogues (1998). Ed. V.N. Shvanov, St.Petersburg: Nedra, 351 p. (In Russ.)
- Tissot B., Welte D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Uspenskii V.A. (1954). The experience of the material balance of the processes occurring during the metamorphism of coal seams. *Izv. AN SSSR, ser. geol.*, 6, pp. 94–101. (In Russ.)
- Vassoevich N.B., Neruchev S.G., Lopatin N.V. (1976). On the scale of catagenesis in connection with oil formation. *Fossil fuels: problems of geology and geochemistry of naphthides and bituminous rocks*. Moscow: Nauka, pp. 47–62. (In Russ.)

About the Author

Tatiana K. Bazhenova – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Geologorazvedka LLC
20, Fayansovaya str, St. Petersburg, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 21 April 2021; Published 25 May 2021