

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2017

УДК 550.4.001.57:552.578.061.3

Баженова Т.К.Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

УЧЕНИЕ О НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ СВИТАХ КАК ОСНОВА ТЕОРИИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ (ОНТОЛОГИЧЕСКИЙ, ФИЛОГЕНЕТИЧЕСКИЙ И ОНТОГЕНЕТИЧЕСКИЙ АСПЕКТЫ)

Рассматриваются онтологический, филогенетический и онтогенетический аспекты исследования нефтегазоматеринских формаций (свит, горизонтов). Показано, что нефтегазоматеринская свита (горизонт) представляет собой пространство, где осуществляются (осуществлялись) процессы нефтегазообразования. С иерархических позиций нефтегазоматеринская свита – объект формационного уровня организации вещества. Нефтегазоматеринская порода и органическое вещество – объекты более низких иерархических уровней, последовательно входящие в нефтегазоматеринскую формацию в качестве элементов. Нефтегазоносность бассейна определяется не «валом» органического вещества, а только органическим веществом нефтегазоматеринских формаций. Нефтегазоматеринские формации в позднепротерозойско-фанерозойской истории Земли претерпели определённую эволюцию, связанную прежде всего с эволюцией биоценозов; тем не менее доминантой органического вещества в нефтегазоматеринских формациях оставался альгопланктон тех или иных систематических групп. Литологический состав формаций в известной степени также испытал эволюцию. Онтогенез нефтегазоматеринских формаций прошёл через все стадии литогенеза. В стадию катагенеза происходит генерация и эмиграция углеводородов. Продуктивность формаций и соотношение рождённых жидких и газообразных углеводородов определяется фациально-генетическим типом органического вещества, что в свою очередь детерминирует количественную характеристику нефте- и газоносности регионов.

Ключевые слова: *нефтегазоматеринская формация, теория нефтегазообразования, органическое вещество, генерация и эмиграция углеводородов, продуктивность формаций.*

Введение

Нефтегазообразование – сложная совокупность процессов, протекающих в недрах в масштабе геологического времени, то есть сами по себе эти процессы в природе наблюдаемы быть не могут. Наблюдению подлежат лишь их фиксированные результаты, запечатлённые в некоторых естественных телах как в пространстве, где эти процессы протекают. Естественным телом, где осуществлялись процессы нефтегазогенерации, является **нефтегазоматеринская свита** (НГМС) или горизонт (НГМГ). Это понятие впервые введено в науку 90 лет назад А.Д. Архангельским (сначала **нефтематеринская свита**), а затем подхвачено и развито (насколько это было возможно в те годы) И.М. Губкиным (1932 г.). При всей «умозрительности» и неразработанности понятия под влиянием И.М. Губкина и его последователей (Д.В. Голубятников, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.А. Соколов,

А.А. Трофимук и многие другие) оно сразу стало «рабочим» и широко применялось для обоснования перспектив нефтеносности.

Поскольку это понятие введено в нефтяную геологическую науку ещё в «догеохимическую» стадию её развития, объекты, ему соответствующие, выделялись чисто геологическими методами, а их главными признаками являлись литологический состав и цвет. Следует подчеркнуть, что современное состояние изученности данного вопроса показывает, что такой «стихийный» классический подход оказался единственно верным, ибо содержал в себе и геологическую (литологическую), и – в скрытом виде – геохимическую характеристику объекта, так как именно цвет является главнейшим геохимическим признаком подавляющего большинства осадочных пород и формаций (за исключением осадочных руд) и определяется соотношением концентраций органического вещества (ОВ) и форм железа.

Родиной понятия «нефтематеринская свита» является Кавказ, вернее – Предкавказье, а конкретно - майкопская серия олигоцена – миоцена.

В дальнейшем, на заре органической геохимии, но уже при развитых химических методах исследования (50-60 лет назад) при обнаружении «повсюдности» углеводородов (УВ) в осадочных породах понятие «нефтематеринская свита» несколько изменилось, стало расплываться, терять свои очертания.

Позднее учёные снова вернулись к нему на новом более содержательном уровне. Значимость, информативность этого понятия непротиворечиво обосновывается в рамках концепции концентрации и рассеяния (В.В. Вернадский) в сочетании с иерархическим подходом к уровням организации вещества в геологическом пространстве. Эти вопросы неоднократно разбирались автором. С позиций концентрации и рассеяния нефтематеринская свита – продукт чередующихся малых (биологических) циклов углерода.

Положение об иерархии геологических объектов впервые обосновано В.И. Драгуновым в 60-х – начале 70-х гг. прошлого столетия [Драгунов, 1971]. Автором это положение разрабатывалось применительно к нефтегазовой геологии (*s. lato*) и органической геохимии в частности ([Баженова, 1984, 2008, 2009] и др.).

На рис. 1 представлен иерархический принцип онтогенеза УВ и их скоплений (конструктивная ветвь), который неоднократно публиковался и обсуждался. НГМС (НГМГ) отвечают **формационному уровню** организации вещества, то есть представляют собой **формации** – естественные геологические тела, обладающие определённым объёмом (мощностью и площадью развития), могущие при соответствующей концентрации ОВ (о чём далее) в катагенезе породить количества УВ, способные дать скопления. Автором неоднократно подчёркивалось, что общий нефтегазоматеринский потенциал объектов более

высокого уровня – очага нефтегазообразования и нефтегазоносного бассейна (НГБ) определяется не валовыми количествами ОБ и материнских пород (в виде отдельных прослоев и/или линз), а лишь их количеством, содержащимся в материнских формациях. Объекты более низких уровней - от атомного до породного, - последовательно интегрируясь, транслируют свои свойства более высоким уровням. Объекты этих «низких» уровней являются основным предметом изучения органической геохимии.

Органическая геохимия, родившись на «стыке» наук – органической химии, химии нефти, углехимии, углепетрографии и микропалеонтологии, вобрав в себя их объекты и методы исследования, превратилась в 60-х гг. прошлого столетия в самостоятельную разветвлённую науку, обслуживающую как практические нужды нефтегазовой геологии, так и теоретические вопросы естествознания в целом.

Нефтематеринские свиты, как объекты изучения, располагаются в «пограничной области» и представляют собой предмет органической геохимии и ряда разделов геологии (прежде всего, литологии, седиментологии, палеогеографии и пр.).

К 70 гг. прошлого столетия в России (бывшем СССР) сложились научные школы органической геохимии. Основоположником российской органогеохимической школы можно по праву считать В.А. Успенского. Среди первого поколения геохимиков–органиков, сыгравших значительную роль в развитии «новой науки», следует упомянуть О.А. Радченко, К.Ф. Родионову, Н.Б. Вассоевича, В.В. Вебера, Л.А. Гуляеву, А.А. Петрова, А.Н. Гусеву. Вышеперечисленные исследователи не принадлежали к единой научной школе и не являлись единомышленниками во всех вопросах. Между ними разгорались жаркие дискуссии по отдельным вопросам, что позволяло найти путь к истине, рождающейся, как известно, в спорах.

Следующее поколение исследователей связано с именами С.Г. Неручева и А.Э. Конторовича - последователями В.Л. Успенского – Н.Б. Вассоевича (школа ВНИГРИ – МГУ – СНИИГГиМС, позднее СО РАН, к которой принадлежит и автор статьи). Среди исследователей этой школы следует упомянуть геохимиков ВНИГРИ: С.Н. Белецкую, Г.М. Парпарову, Е.А. Рогозину, А.И. Шапиро, В.К. Шиманского; МГУ: О.К. Баженову, Ю.И. Корчагину; ВНИГНИ: Т.А. Ботневу, Р.Г. Панкину, О.П. Четверикову, Е.А. Ларскую, В.В. Ильинскую, Г.И. Сафонову, М.В. Дахнову.

В 70-80 гг. XX в. в СССР теми или иными вопросами органической геохимии занимались практически во всех НИИ, имеющих отделы нефтяного профиля, а также во многих не специализированных НИИ – от Львова и Киева до Сахалина и Магадана и от Таллинна до Ташкента.

Вопросы терминологии

Выше уже упоминалось, что «первичным» понятием и соответственно «первичным» является «нефтематеринская свита». Этот термин обозначал рождение «зримой» субстанции, а рождение газа как бы подразумевалось. Со временем, с развитием нефтегазовой геологии и особенно органической геохимии, когда стало окончательно ясно, что нефть и УВ-газ рождаются из одного источника, последователи пришли к более точному понятию и соответственно термину: «НГМС». Следует оговориться: УВ-газ без нефти может быть рождён в случае чисто гумусового ОВ с преобладанием фюзинитовых компонентов; нефть без газа рождена быть не может, в противном случае рождённые жидкие УВ не уйдут не только из материнской формации, даже не только из материнской породы, но и из конкретного места своего рождения не сможет осуществиться процесс первичной миграции (эмиграции), а без первичной миграции нет нефти.

В связи с вышесказанным можно утверждать, что в субаквальных условиях водоёмов чисто газоматеринские свиты формироваться не могут.

Среди используемых в литературе терминов часто встречается «нефтегазопроизводящие свиты» (с употреблением причастия настоящего времени). Однако этот термин справедлив только в случае современных процессов нефтегазообразования, а таких мест в пределах континентов осталось крайне мало – только в областях современного погружения в зонах альпийской и тихоокеанской складчатости. Даже шельфы, «соседствующие» с древними и молодыми платформами, к таким не относятся. Необходимым условием современного нефтегазообразования является наличие термоградиента, максимального за всю историю существования тела данного осадочного бассейна. В остальных случаях следует применять причастие прошедшего времени: «нефтегазопроизводившие». (Но надёжнее употреблять термин «нефтегазоматеринские», ибо в данном случае они синонимичны).

Кроме вышеназванных, в литературе можно встретить термин «потенциально нефтематеринские», который применим к формациям, обогащённым ОВ, катагенез которого не выше ПК₂, когда эмиграция синбитумоидов ещё не началась. При высоких концентрациях сапропелевого ОВ эти «потенциально нефтематеринские» формации служат источником искусственного получения УВ и их производных (среднеордовикский эстонский кукурсит; пермский германский цехштейн и др.). Такие формации обычно называют горючесланцевыми. Потенциально нефтематеринскими могут быть и не столь высокообогащённые ОВ формации (0,5-1,0% C_{нк} и даже несколько менее), только они не используются для искусственного получения нефтепродуктов.

В зарубежной (англоязычной) литературе для обозначения обсуждаемого понятия

используется, как правило, один термин: «source rocks» (буквально «**источниковые породы**»). В свете всего ранее сказанного, этот термин страдает известной неполнотой: НГМС переводится как формации «источниковых» пород. С прилагательным «нефтегазоматеринские» термины «свита», «горизонт», «формация» являются синонимичными.

Для автора наиболее предпочтительным в региональных и теоретических публикациях оказался термин «горизонт» с аббревиатурой «НГМГ».

Вопросы концентрации органического вещества, структуры и литологического состава нефтегазоматеринского горизонта

Теперь уже хорошо известно, что сингенетичное ОВ присутствует в тех или иных количествах практически во всех разновидностях осадочных пород, за исключением каменной соли. ОВ, как объект минерального уровня, входит, как элемент, в объект более высокого уровня – породу; последняя, в свою очередь, также является элементом ещё более высокого уровня – формации. Количество ОВ (по $C_{нк}$) аналитически определяется в породе, а в формации соответственно суммируются породы-элементы и осредняется. Задача такова - определить пределы концентрации $C_{нк}$, которые будут характеризовать породу как материнскую. Речь пойдёт о породах с различными типами сапропелитов: верхнего предела концентраций не существует. В шунгитовой формации нижнего протерозоя Карелии в обнажении п. Шуньга содержание $C_{нк}$ в породах составляют до 90% (при ударе молотком породы издают «древесный звук»); ОВ шунгита зафиксировано в глубоком апокатагенезе. Формация содержит мощные жилы блестящего антраколита (раннепротерозойская «сланцевая нефть» - «укрупнённый вариант» – по концентрации $C_{нк}$ – баженовской свиты J_3 сверхдалёкого прошлого).

Каков же нижний предел концентрации $C_{нк}$ нефтегазоматеринской породы? Естественно, нижним пределом должна являться концентрация, при которой осуществляется отдача битуминоидов на этапе главной фазы нефтеобразования (ГФН). Многочисленные региональные геохимические исследования осадочных пород показывают, что нижний концентрационный барьер $C_{нк}$ нефтегазоматеринских пород соответствует значению 0,2% для глинистых пород и 0,1% для карбонатных, в коих ОВ менее окислено в диагенезе (при средних грациях катагенеза, т. е. в подстадии мезокатагенеза). Концентрации $C_{нк} < 0,1\%$ именуются сверхрассеянной формой ОВ. Изменение степени битуминизации и состава битумоидов в катагенезе у сверхрассеянных форм ОВ коррелируется со степенью окисленности керогена (чего не наблюдается при более высоких концентрациях $C_{нк}$): степень битуминизации тем выше и состав битумоида «благороднее», чем ниже содержание

кислорода в керогене – на любых исследованных уровнях катагенеза. Значения степени битуминизации в сверххрасеянных формах ОВ обычно в 2-4 и более раза выше по сравнению с таковыми других типов концентрации. Битумоиды сверххрасеянных форм ОВ являются не остаточными, а исходными, практически целиком сохраняющимися в местах своего рождения вплоть до глубокого апокатагенеза, после чего они могут быть разложены под действием высоких температур на газообразные и твёрдые продукты. Именно это и свидетельствует о том, что при несомненной «повсюдности» генерации УВ в осадочных породах материнскими для скоплений УВ могут стать лишь породы, начиная с определённого концентрационного барьера ОВ, к тому же «объединённые» в формации - перешедшие на более высокий иерархический уровень организации вещества [Баженова, 2004]. Следует подчеркнуть, что, начиная с вышеприведенных значений нижнего концентрационного рубежа $C_{нк}$, породы (и формации) приобретают сероцветный и тёмноцветный облик, переход количественного барьера качественно реализуется во внешнем признаке, благодаря чему выделение, «опознание» этих объектов не представляет особого труда.

Все объекты осадочного разреза как породного, так и формационного уровня в отношении концентраций сингенетичного ОВ (при его сапропелевом и существенно сапропелевом составе) подразделяется автором на 5 групп (от меньшего к большему):

1. породы (формации) со сверххрасеянной формой ОВ - $C_{нк} < 0,1\%$;
2. субдоманикоидные породы (формации) – $C_{нк} 0,1(0,2)-0,5\%$;
3. доманикоидные породы (формации) – $C_{нк} 0,5-5\%$;
4. доманикитные породы (формации) – $C_{нк} 5-25\%$;
5. идиолитические сапропелиты – $C_{нк} >25\%$ [Систематика и классификация..., 1998].

В случае формаций имеется в виду осреднённая концентрация $C_{нк}$. Из вышеприведённых данных следует, что к нефтегазоматеринским породам и формациям относятся 2 – 5 группы.

Как породы могут быть мономинеральными и полиминеральными, так и среди формаций можно наблюдать монопородные и полипородные их виды. В полипородных формациях, относимых к НГМГ, не все разности пород могут быть обогащёнными ОВ - материнскими; важно, чтобы материнские породы являлись формации образующими, а не «аксессуарными». Полипородные осадочные формации, как правило, слоисты, и в них нетрудно отделить друг от друга обогащённые и небогащённые ОВ разности пород. При анализе нефтегазоматеринских свойств, обогащённых ОВ формаций, в том числе и 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 тёмноцветных аргиллитов с песчаниками либо с красноцветами «полезная» мощность складывается только из тёмноцветных аргиллитов, и для этой же части разреза подсчитывается средневзвешенное значение $C_{нк}$.

Литологический состав материнских пород большей частью глинистый, глинисто-карбонатный, глинистый-кремнистый, глинисто-карбонатно-кремнистый, иногда с алевритовой примесью; карбонатная составляющая может быть и известковой, и доломитовой, без особых предпочтений, обычно в зависимости от геологического возраста: для докембрийских пород более характерна доломитовая составляющая. Обогащённые ОВ разности встречаются и среди карбонатных пород, с названием «известняк», «доломит». Однако и в таких породах обязательна глинистая примесь не менее 5%. Они обычно встречаются в виде прослоев в глинистых либо глинисто-кремнистых доманикоидных формациях. В доманикоидных породах, а тем более в идиолитических сапропелитах в качестве породообразующей составляющей выступает и само ОВ. Субаквальные песчаники обычно не бывают обогащены ОВ. Чрезвычайно интересные материнские породы были встречены в оскобинской свите верхнего венда на восточных склонах Байкитской антеклизы (юг Сибирской платформы). Для верхнего венда Сибирской платформы характерна существенная примесь ангидрита в породах. В пределах Байкитской антеклизы и соседней Катангской седловины в оскобинской свите ангидрит присутствует в виде облаковидных выделений размером от мелкой горошины до теннисного мяча, причём эти «облака» присутствуют как тёмноцветных, обогащённых ОВ породах, так и в небогащённых – красноцветных и пестроцветных доломитовых мергелях. У местных геологов такие породы получили специальное название **«оскобиты»**. «Субстрат» «оскобитов» обычно доломитово-глинистый, часто с алевритовой примесью, в тёмноцветных разностях с примесью ОВ. На восточных склонах Байкитской антеклизы в «оскобитах» существенную роль играет песчаная составляющая. Порода представляет собой глинисто-доломитистый песчаник с облаковидными включениями ангидрита и при этом обогащённая ОВ (до 1%, иногда более). Автор в своей многолетней практике впервые столкнулся с материнскими песчаниками, тем более такой геологической древности; ОВ в таких породах окислено не более, чем в прочих и имеет «нормальную» битумоидную составляющую. Песчаные зёрна в этих породах практически не окатанны. Сохранность ОВ в условиях таких фаций трактуется автором следующим образом: песчаная составляющая поступала в бассейн не водным, а воздушным путём, и имеет эоловый генезис. Повышенная солёность придонных вод подавляла бактериальную деятельность, поэтому неприхотливые синезелёные альги, отмирая, опускались на дно, но аэробному диагенезу подвергались в очень малой степени, и ОВ сохранялось.

Филогения нефтегазоматеринских формаций в истории осадочных бассейнов

В предыдущих разделах статьи были рассмотрены онтологические аспекты нефтегазоматеринских формаций и их терминология. В данном разделе кратко рассматривается филогенетический аспект становления нефтегазоматеринских формаций в истории осадочных бассейнов. Понятие «филогения» в данном случае достаточно условно – ведь формации и их типы не возникают один из другого, ибо здесь нет «древа», или «древу» является прерывистым. Тем не менее автор использует именно это понятие, так как эволюция нефтематеринских формаций определяется, прежде всего, филогенетической эволюцией входящих в них элементов более низкого иерархического уровня, а именно – эволюцией ОВ в виде составляющих его био- и танатоценозов и условий накопления. Литологический состав нефтегазоматеринских формаций также испытал определённую эволюцию.

Филогенетический аспект геоисторической эволюции биоценотического состава ОВ нефтегазоматеринских формаций и масштабов его накопления подробно рассматривался автором ранее [Баженова, 2009]. Ниже приводятся лишь основные положения эволюции нефтегазоматеринских формаций и составляющих их элементов.

1. Основным законом накопления ОВ в осадочных формациях является периодичность во времени и неравномерность в пространстве, что определяет положение обогащённых ОВ формаций (НГМГ) в циклах седиментации. Обогащённые ОВ формации соответствуют трансгрессивным и регрессивным фазам циклов 3-го (в 45 млн. лет), реже 4-го порядка, в рифее 2-го (в 90 млн. лет), реже 3-го порядка, тогда как формации инундационной и эмерсивной фаз этих циклов содержат в своём составе ничтожные количества ОВ и нефтегазоматеринскими не являются. Это положение впервые отмечено классиком европейской геологии русского происхождения С.Н. Бубновым [Бубнов, 1960] в материале палеозоя и мезозоя Европы; а также что формации регрессивных фаз являются «наиболее битуминозными». Автором седиментационные кривые с размещением на них нефтегазоматеринских формаций (НГМГ) построены для мегабассейна Сибирской платформы (R-T), Тимано-Печорского (O-K₁) и Средне-Русского (V-K₁) бассейнов Восточно-Европейской платформы [Баженова, 2008, 2009]. И действительно, НГМГ регрессивных фаз обладают «большой битуминозностью» по сравнению с таковыми трансгрессивных фаз, поскольку в них ОВ, как правило, в целом планктонное, в большинстве случаев альгопланктонное, обладающее большей липидностью. В ОВ НГМГ трансгрессивных фаз бывает заметна примесь низколипидных донных альг. Регрессивные НГМГ всегда более карбонатные и содержат меньше минеральных окислителей (форм железа), поэтому ОВ в этих НГМГ менее окислено в диагенезе.

2. «Отклонения» от закона цикличности выражены в редких халистатических бассейнах, где накопление ОБ непрерывно происходило в течение нескольких геологических периодов. Эти бассейны приурочены обычно к перикратонам, амагматичным миогеосинклиналям и другим «закраинам» древних платформ (Таймыр, $\text{Є}_3\text{-C}_1$; Скалистые горы Канады, $\text{D}_3\text{-J}$; Лемвинская зона Приполярного Урала, $\text{S}_1\text{-P}_1$). Разрезы этих зон ныне находятся на поверхности. ОБ в породах достигло подстадии апокатагенеза. Результаты «работы» совокупного НГМГ халистазы Скалистых гор обеспечили месторождения УВ Канады, в том числе и знаменитую «битумную Атабаску». Другие упомянутые халистатические бассейны «проработали вхолостую». В карбонатных, формациях, граничащих с глинисто-карбонатной халистазой Таймыра, часто встречаются крупные включения и жилы антраксолитов; суммарная мощность совокупного НГМГ 2-3 км [Погребницкий, 1971]. И если бы не поздепалеозойско-триасовые горы Бырранга и мезозойская Енисей-Хатангская депрессия, то на северном продолжении Сибирской платформы на границе с Таймыром имелось бы некое подобие Канадских нефтяных богатств.

3. Несмотря на преобладающе циклический характер размещения НГМГ, тем не менее, можно проследить их эволюцию, обусловленную (как уже отмечалось), прежде всего, эволюцией биоценозов ОБ, а с другой стороны – эволюцией НГБ, как составляющих УВ-сферы.

Рифей-венд-кембрий – безраздельное господство альгофлоры, в регрессивных НГМГ планктонные *Synophyta* и *Acritarcha* (в кембрии появляется *Chlorophyta*), в трансгрессивных НГМГ, как правило, с примесью донных *Phaeophyta*. Нефтематеринские формации данного временного диапазона наиболее развиты в пределах Сибирской платформы, покрывая подавляющую часть её площади. Литологический состав НГМГ преимущественно глинисто-карбонатный, иногда глинисто-кремнисто-карбонатный, реже глинистый (трансгрессивные формации в основании крупных седиментационных циклов – аргиллиты стрельногорской свиты R_2 и ванаварской и курсовской свит V_{1-2}); в верхнем венде примесь ангидритов. В раннем - среднем кембрии впервые появляется ярковыраженная **предрифовая** фация, породившая глинисто-кремнисто-карбонатную регрессивную нефтегазоматеринскую формацию – куонамскую свиту с доманикоидным (близким к доманикитному) типом концентрации ОБ на формационном уровне. Согласно сейсмическим данным [Филипцов и др., 2014] куонамская свита развита не только на востоке Сибирской платформы (в Юдомо-Оленёкской зоне), но протягивается в пределы Курейской синеклизы и смыкается со своим северо-западным аналогом – шумнинской свитой. Основной нефтегазогенерационный потенциал домезозойского магабассейна Сибирской платформы связан с НГМГ рифей-венда-

кембрия.

На западе Восточно-Европейской платформы НГМГ этого времени развиты весьма ограниченно и в отличие от востока имеют терригенный состав: несколько обогащённых ОБ пачек в рифее Московского грабена, редкинская свита V₂ Московской синеклизы и нижний-средний кембрий Балтийской синеклизы, обеспечивший нефтяные месторождения Калининградской области; с НГМГ рифея и венда связаны лишь проявления и непромышленные притоки УВ.

В раннем ордовике, а затем в раннем силуре в биоценозах впервые появляется зоосоставляющая – граптолиты. На Сибирской платформе нижний ордовик НГМГ не содержит; в среднем ордовике малопродуктивный НГМГ с оксисорбосапропелевым типом ОБ и субдоманикоидным типом концентрации C_{нк} развит по её западной окраине. Там же, на западной окраине платформы распространена граптолитовая толща нижнего силура с доманикоидным типом концентрации C_{нк} и существенно более высоким генерационным потенциалом по сравнению с O₂.

В пределах Восточно-Европейской платформы накопления ОБ в ордовике и силуре «переместились» на запад, в Балтийскую синеклизу, однако обогащённые ОБ формации не реализовали в основном свой генерационный УВ-потенциал (по крайней мере в пределах континентальной части).

На северо-востоке Восточно-Европейской платформы в Тимано-Печорском бассейне сформировались карбонатные НГМГ нижнего и верхнего силура с субдоманикоидным типом концентрации C_{нк} на формационном уровне, с сапропелевым и оксисорбосапропелевым типом ОБ с альгогенной основой. Для Тимано-Печорского НГБ силурийские НГМГ являются самыми древними.

С девоном связан новый этап развития нефтегазоматеринских формаций. Начиная с раннего девона в танатоценозах появляются остатки высшей флоры, в том числе и в морских бассейнах гумидных зон. Такие НГМГ ранне- и среднедевонского возраста с гумито-сапропелитовым типом ОБ известны в Тимано-Печорском бассейне и они достаточно высокопродуктивны.

С поздним девоном связан второй геологический максимум (после ордовика-силура) содержания **зоопланктонного** ОБ (птероподы – тентакулиты и стилолины) в нефтегазоматеринских формациях (доманиковская формация D₃ востока Восточно-Европейской платформы – «от моря до моря» – Тимано-Печорский и Волго-Уральский бассейны). В эту же эпоху накопления наиболее продуктивных НГМГ связано с предрифовыми фациями – в России всё та же доманиковская формация D₃^{f2}-fm, местами до C_{1t}. Девон, особенно поздний (наряду с юрой, о чём далее), представляет собой наиболее

яркий **глобальный** максимум накопления **ОВ** в осадочных формациях в поздепротерозойско-фанерозойской истории Земли. Даже в домезозойском мегабассейне Сибирской платформы, где морская седиментация в девоне уже практически закончилась и происходило накопление красноцветно-пестроцветных лагунных отложений, на северо-западной его окраине сформированы две темноцветные формации с субдоманикоидным типом концентрации **ОВ** на формационном уровне с альгогенной основой (юктинская свита живетского яруса D_2 – 10-100 м и каларгонская свита франского яруса D_3 – до 200 м).

Карбон – с одной стороны период угленакопления в обширных континентальных бассейнах (потому и «карбон»), а с другой – формирование органических светлоцветных известняков в не менее обширных мелководных морских бассейнах. Эти отложения соответствуют фазе инундации крупнейшего цикла (в 180 млн. лет). Морских обогащённых **ОВ** формаций отложения карбона не содержат, за исключением халистатического разреза Скалистых гор Канады (missisipian end pensilvanian), а также отложений C_{1t} Приполярного Урала и Таймыра, надстраивающих обогащённые формации девона.

В пределах России пермских морских отложений, обогащённых сапропелевым **ОВ**, практически нет. Известны морские формации артинских карбонатно-терригенных и терригенных отложений P_1 северной части Предуральяского прогиба со смешанным **ОВ** (гумито-сапропелиты, сапропелиты-гумиты). В том же Предуральском прогибе, а также в Хатангско-Вилуйском бассейне Сибирской платформы присутствуют терригенные материнские формации прибрежно-морского генезиса со смешанным и существенно гумусовым **ОВ**. Пермь, обогащённая сапропелевым **ОВ**, известна опять-таки в «Канадской халистазе», а также в некоторых разрезах Западной Европы (цехштейн).

Для триаса обогащённые **ОВ** формации в принципе не характерны (эпоха эмерсии крупнейшего цикла). Триасовые обогащение сапропелевым **ОВ** связано с тем же разрезом Скалистых гор, а также с островами на севере Баренцева моря. В Хатангско-Вилуйском бассейне Сибирской платформы присутствуют толщи со смешанным, существенно гумусовым **ОВ**.

Юрский период – второй яркий глобальный максимум накопления **ОВ**. Формации, обогащённые **ОВ** различных фациально-генетических типов, присутствуют в разрезах платформ – древних и молодых, и складчатых областей. Обогащение **ОВ** свойственно отложениям всех отделов юры, однако для J_1 и J_2 более характерны смешанные типы **ОВ**, а для J_3 – сапропелиты, хотя и те, и другие присутствуют во всех трёх отделах (например, тоарские глины J_1 с сапропелевым **ОВ** Парижского бассейна). Если для палеозойских нефтегазоматеринских формаций более характерен глинисто-карбонатный, реже глинисто-кремнисто-карбонатный литологический состав, то в юре литологическая доминанта

обогащённых формаций заведомо терригенная либо терригенно-кремнистая, как в уникальной по концентрации сапропелевого ОВ и по ареалу развития баженовской свите Западной Сибири. Карбонатная верхняя юра складчатых областей не имеет обогащения ОВ. Юрские морские обогащённые ОВ формации древних платформ можно отнести лишь к «потенциально материнским», ибо несмотря на высокое содержание существенно сапропелевого ОВ, они не испытали глубокого погружения, и ОВ в них не вышло за пределы градаций катагенеза ПК₁-ПК₂.

Обогащённые ОВ отложения нижних ярусов нижнего мела являются «продолжением» верхнеюрских и образуют с ними единую формацию. Для верхнего мела обогащение ОВ не характерно, за исключением сеномана складчатых областей, где присутствуют небольшие пачки глинисто-карбонатных пород со смешанным ОВ (например, сеноман Бахчисарайского района Крыма).

К кайнозою формирование нефтегазоматеринских формаций «переместилось» в прогибы Альпийских складчатых областей и Тихоокеанского пояса. На древних платформах накопление ОВ происходило в озёрных фациях с образованием формаций горючих сланцев, в которых сапропелевое ОВ не вышло за пределы подстадии протокатагенеза. Главнейшими эпохами накопления ОВ в кайнозое являются эоцен и олигоцен – ранний миоцен; обогащённые формации этих эпох имеют глобальное распространение. Биоценотический состав ОВ этих формаций весьма разнообразен - от синезелёного до диатомового альгопланктона до примесей хитинового ОВ (обычно чешуя рыб) и остатков высшей флоры. Литологический состав преимущественно глинистый, глинисто-кремнистый, при преобладании диатомовой альгофлоры почти нацело кремнистый (Сахалин, Камчатка, Командоры). Для кайнозойских обогащённых формаций доманикитные концентрации $C_{нк}$ (>5%) характерны **только** в случае озёрных горючесланцевых фаций древних платформ. Материнские формации складчатых областей на формационном уровне обычно обладают доманикоидным типом концентрации низкого диапазона (0,5-2,0%) (разбавляющий эффект мощности).

Присутствует ли вектор накопления ОВ в истории Земли? По массе несомненно присутствует, хотя этот вопрос досконально не изучен. Однако, вектор концентрации ОВ в материнских формациях достаточно прихотлив и на каждом возрастном уровне накопления ОВ концентрация изменяется в пространстве. В целом просматривается вектор возрастания осреднённых концентраций в материнских формациях от рифея – палеозоя к мезозою. Для рифея – палеозоя более характерны субдоманикоидные концентрации $C_{нк}$, реже доманикоидные, доманикитные крайне редки. В мезозое преобладают доманикоидные, известны и доманикитные осреднённые концентрации (баженовская свита J₃ Западной

Сибири). Точнее: возрастная граница типов концентрации ОБ в НГМГ - это не палеозой/мезозой, а «до–девон – девон». В кайнозойе концентрации $C_{нк}$, как уже отмечалось, вновь несколько снижаются.

В истории формирования нефтематеринских формаций изменяется не только характер биоценозов ОБ – смена одних отделов альгопланктона другими, появление некоторых групп зоопланктона, появление палинофлоры и других остатков высших растений [Баженова, 2009; Шиманский и др., 2004], но и «степень чистоты» их состава. Со временем биоценозы (и соответственно танатоценозы) становятся всё более смешанными, отличаются разнообразием слагающих их органических остатков. Вместе с тем, даже в кайнозойе встречаются формации с «монистичным» ОБ (например, пиленгская свита P_3 Сахалина с диатомовым ОБ).

Обозначается явная тенденция изменения литологического состава материнских формаций от рифея – палеозоя, где существенную роль играет карбонатная составляющая (при этом от преобладания доломитов в рифее – венде к преобладанию известняков в раннем - среднем палеозое) к мезозою и далее к кайнозою с существенно терригенным, терригенно-кремнистым и кремнистым литологическим составом материнских формаций.

Онтогенетическая эволюция нефтегазоматеринских формаций с разными типами органического вещества и их продуктивность

Онтогенетическая эволюция нефтегазоматеринских формаций проходит через все стадии литогенеза: седиментогенез и диагенез – зарождение НГМГ, катагенез – эпоха «жизнедеятельности» НГМГ, метагенез – эпоха «смерти» НГМГ. Основным «полезным» итогом «жизнедеятельности» НГМГ является генерация УВ, источником которых являются геополимеры (кероген), образованные из биополимеров некромы на предыдущих этапах литогенеза. В процессе катагенеза происходит не только генерация, но и эмиграция УВ, являющаяся залогом их дальнейшей миграции и аккумуляции. Помимо внутренних причин, эмиграция контролируется и внешними – литологией материнской формации, её мощностью, характером трещиноватости, степенью «закрытости» самой материнской формации, зависящей от её литологического окружения.

История «жизнедеятельности» НГМГ определяется прежде фациально-генетическим типом его ОБ. В табл. 1 представлена итоговая генерация жидких и газообразных УВ в процессе всего катагенетического цикла.

Величины получены на основании балансового расчётного моделирования. Модели для сапропелитов рассчитаны автором, для осреднённых гумитов – С.Г. Неручевым и Е.А. Рогозиной; для гумито-сапропелитов – сапропелито-гумитов – автором на основании

объединения авторской модели для альгосапропелитов и модели для гумитов. Из табл. 1 видно, что для всех типов сапропелитов в 1,5–2,5 раза генерационно преобладают жидкие УВ; даже в гумито-сапропелитах; только в сапропелито-гумитах доминирует газ. В «чистых» гумитах жидкие УВ составляют чуть менее 0,1 от генерационной суммы УВ (см. табл. 1). Максимальное количество и жидких УВ, и Σ УВ рожают альгосапропелиты (35,16% и 50,80% соответственно), минимальное – гуммиты (1,94% и 19,99%). В то же время гуммиты производят максимальное среди всех типов ОВ количество УВ–газа – 18,14% (см. табл. 1). В группе сапропелитов минимальной продуктивностью жидких УВ обладает альгозоогенное ОВ с граптолитовой основой (21,32%), у него же минимальное генерационное отношение «нефть/газ» (1,50) (см. табл. 1). В своё время О.А. Радченко назвала этот тип ОВ «гумоидным». Другой тип альгозоогенного ОВ – с тентакулитовой основой (D_{3dm}) – характеризуется минимальной среди всех типов ОВ газопродуктивностью (11,73%) и максимальным отношением «нефть/газ» (2,51) (см. табл. 1). С этим в значительной мере связана весьма низкая относительная газоносность (по сравнению с нефтеносностью) Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов.

Таблица 1

Генерация углеводородов различными типами органического вещества при полном цикле катагенеза и степень сохранности органического вещества и $C_{нк}$ (в % на органическое вещество начала катагенеза)

Типы ОВ	Генерация УВ в % на ОВ начала катагенеза			Отношение нефть/газ	Сохранность ОВ и $C_{нк}$ в % на ОВ начала катагенеза	
	нефть, %	УВ-газ, %	Σ УВ, %		ОВ	$C_{нк}$
Альгосапропелиты	35,16	15,73	50,89	2,24	26,18	35,16
Окисорбосапропелиты	23,20	11,98	35,18	1,94	33,01	45,53
Альгозоосапропелиты с тентакулитовой основой	29,40	11,73	41,13	2,51	33,44	45,62
Альгозоосапропелиты с граптолитовой основой	21,32	14,19	35,51	1,50	38,29	52,81
«Смешанное» ОВ майкопской серии P ₃ -N ₁ Предкавказья	23,32	15,67	38,99	1,49	33,73	45,58
*Гумито-сапропелиты С-75%; Г-25%	26,24	16,31	42,55	1,65	36,57	49,35
Гумито-сапропелиты С-50%; Г-50%	18,68	16,89	35,57	1,11	41,85	56,71
Сапропелиты-гумиты С-20%; Г-80%	8,54	17,59	26,13	0,49	48,17	65,72
Гумиты	1,94	18,14	20,08	0,11	52,28	71,62

*С – сапропелиты, Г-гумиты.

Сохранность OB и $C_{нк}$ в полном цикле катагенеза - минимальная у альгосапропелитов, максимальная у гумитов.

В табл. 2 представлена генерация и эмиграция УВ, а также сохранность $C_{нк}$ к концу каждой градации катагенеза (от ПК₃ до АК₃) для трёх самых распространённых типов сапропелитов: альгосапропелитов, оксисорбосапропелитов с альгогенной основой и альгозоосапропелитов с тентакулитовой основой. В чисто альгогенных сапропелитах генерация собственно битумоидов (без летучей лёгкой фракции C_7-C_{14} – летучие УВ (ЛУВ)) заканчивается в начале градации МК₃; в «альготентакулитовых» сапропелитах продолжается до конца МК₃. Генерация ЛУВ в первом типе продолжается ещё на МК₅, а во втором – до конца АК₃. В альгогенных сапропелитах эмиграция всей суммы жидких УВ заканчивается в конце АК₁, а в «альготентакулитовых» – на АК₃. ЛУВ эмигрирует без остатка, а более тяжёлые остаточные фракции в количестве 0,24% для альгосапропелитов, 0,76% - для оксисорбосапропелитов и 0,16% для «альготентакулитовых» сапропелитов на грани метагенеза разлагаются на газообразные и твёрдые продукты; УВ-газ эмигрирует почти целиком.

Таким образом, расчёты, основанные на многочисленных аналитических данных и природных наблюдениях, показывают, что почти все углеводородные продукты катагенеза в конечном итоге уходят в эмиграцию.

В табл. 3 показаны изменения генерационного и эмиграционного отношений «нефть/газ» в процессе катагенеза OB всех типов, ранее представленных в табл. 1. Из таблицы видно, как постепенно падает (иногда с небольшими вариациями) генерационное и постепенно возрастает эмиграционное отношение «нефть/газ». В конце градации АК₁ эти величины почти совпадают, но эти отношения в каждом типе всегда **больше** конечных, что отражено в табл. 1. Последнее связано с тем, что после градации АК₃ до конца катагенеза ещё происходит генерация метана в количестве от 1,5% в альгосапропелитах до 5,6% в гумитах (% на OB начала катагенеза).

Данные, приведённые в табл. 1-3 наглядно иллюстрируют **правило генетического дефицита УВ-газа сапропелевого OB** и соответственно **генетического профицита OB гумусового**. Генетический дефицит УВ-газа проявлен при миграции и аккумуляции УВ: газ ГФН и до ГФН практически нацело растворяется в собственной нефти.

Таблица 2

**Поградационная генерация и эмиграция углеводородов (в кумулятивной форме) (ген/эм) и степень сохранности $C_{нк}$ для трёх наиболее распространённых типов органического вещества в российских нефтегазоматеринских свитах (горизонтах)
(все величины в % на органическое вещество начала катагенеза)**

Градация катагенеза	Альгосапропелиты			Оксиксорбосапропелиты с альгогенной основой			Альгозоосапропелиты с тентакулитовой основой		
	нефть, %	УВ-газ, %	сохран. $C_{нк}$	нефть, %	УВ-газ, %	сохран. $C_{нк}$	нефть, %	УВ-газ, %	сохран. $C_{нк}$
ПК ₃	5,16/0,34	0,92	98,36	5,79/1,93	0,68	95,65	3,34/0,20	0,30	99,47
МК ₁	12,71/10,44	6,68	76,81	12,41/8,06	2,21	81,43	14,02/9,86	2,55	82,44
МК ₂ ¹	24,17/19,36	6,85	65,34	19,48/14,69	2,42	69,61	21,66/5,38	3,34	72,71
МК ₂ ²	29,84/28,39	9,25	51,57	21,52/19,58	5,47	58,83	24,70/20,94	5,10	64,82
МК ₃	34,35/33,57	11,40	42,57	23,30/21,91	7,37	52,96	26,07/24,09	6,23	59,39
МК ₄	34,86/34,19	11,75	41,31	23,63/22,36	7,89	51,72	27,00/25,36	7,19	56,37
МК ₅	35,40/34,81	12,09	40,05	23,96/22,82	8,42	50,45	27,54/26,01	8,14	54,37
АК ₁	35,40/35,16	12,58	39,00	23,96/23,01	8,82	49,78	27,88/26,64	8,49	53,02
АК ₂₋₃	35,40/35,16	14,23	37,14	23,96/23,20	9,42	48,94	29,56/29,02	9,35	49,01

Таблица 3

Изменения генерационного и эмиграционного отношений «нефть/газ» в процессе катагенеза различных типов органического вещества нефтегазоматеринских свит (к концу градации) (ген/эм)

Градация катагенеза	Альгосапропелиты		Альгозоосапропелиты		Смешанное ОВ, Р ₃ -N ₁ mp	Гумито-сапропелиты–сапропелито-гумиты			Гумиты
	АС*	ОСС**	тентакулиты (D ₃ dm)	граптолиты (O ₁ tr; S ₁ l)		С-75%; Г-25%	С-50%; Г-50%	С-20%; Г-80%	
ПК ₃	5,61/0,37	8,51/2,84	11,13/0,67	-	11,61/0,13	3,52/0,12	2,13/0,12	0,97/0,04	0,39/0
МК ₁	1,90/1,56	5,61/3,65	5,50/3,87	2,59/1,84	2,96/0,54	1,75/1,37	1,55/1,10	1,15/0,59	0,70/-
МК ₂ ¹	3,53/2,82	8,04/6,07	6,48/4,90	2,55/2,28	-	3,13/2,44	2,60/1,93	1,63/0,99	0,61/-
МК ₂ ²	3,22/3,07	3,93/3,58	4,84/4,10	-	3,56/1,03	2,92/2,73	2,48/2,25	1,60/1,29	0,54/0,14
МК ₃	3,01/2,94	3,16/2,97	4,18/3,87	2,32/2,26	2,68/1,91	2,68/2,60	2,22/2,12	1,36/1,21	0,40/0,20
МК ₄	2,97/2,88	2,99/2,83	3,76/3,53	-	-	2,60/2,54	2,11/2,04	1,23/1,14	0,34/0,24
МК ₅	2,93/2,88	2,84/2,71	3,38/3,20	1,92/1,89	2,18/2,09	2,51/2,46	1,98/1,92	1,11/1,04	0,29/0,21
АК ₁	2,81/2,79	2,72/2,61	3,28/3,14	-	-	2,31/2,28	1,72/1,69	0,88/0,84	0,21/0,17
АК ₂₋₃	2,49/2,47	2,54/2,46	3,16/3,10	1,72/1,70	1,70/1,65	1,96/1,95	1,40/1,39	0,67/0,66	0,16/0,14

* АС – альгосапропелиты, не окисленные в диагенезе, ** ОСС – оксиксорбосапропелиты с альгогенной основой.

Заклучение

Качественные и количественные исследования нефтегазоматеринских формаций и составляющих их элементов (НГМ-пород и ОВ) представляют собой основу осадочно-миграционной теории нефтегазообразования, а результатом этих штудий являются количественная оценка реализованного нефтегазоматеринского потенциала и **раздельный прогноз** нефте- и газоносности того или иного региона. Многочисленные исследования автором нефтегазоматеринских формаций в разных регионах показывают, что плотности эмиграции жидких УВ для различных НГМГ изменяются от нескольких десятков тысяч т/км² до нескольких млн. т/км²; плотности генерации – эмиграции УВ-газов – от десятков млн. нм³/км² до 2-3 млрд. нм³/км², что вполне обеспечивает их аккумуляцию.

Исследование катагенеза ОВ выявляет стадийность нефтегазообразования, что в конечном итоге способствует раздельному прогнозу нефте- и газоносности: на глубинах, где катагенез ОВ выше градации МК₃, нефтяных залежей ожидать не приходится, возможны только газоконденсатные и газовые.

Основные геохимические закономерности, полученные при изучении нефтегазоматеринских формаций, неплохо согласуются с размещением разведанных запасов нефти и газа на континентах [Баженова, Шиманский, 2009]. Преимущественная нефтеносность связана с континентами, где отсутствуют молодые эпипалеозойские платформы, а НГБ соответствуют структурам древних платформ и молодой мезозойской и кайнозойской складчатости (Северная и Южная Америка, Африка). Континенты, «располагающие» молодыми платформами, в том числе и на прилегающих шельфах (Азия, Европа) более газоносны, ибо в их мезозойских чехлах существенную роль играют формации со смешанным и существенно гумусовым ОВ (J₁₋₂). Отношение «нефть/газ» в мировых **геологических** запасах 4,4: несмотря на все «издержки» и «поправки» аккумуляции и консервации, – мировые запасы в целом подчиняются правилу генетического дефицита газа сапропелевого ОВ, так как основные НГМГ НГБ – это морские формации, обогащённые сапропелевым и/или существенно сапропелевым ОВ.

Литература

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

Баженова Т.К. Генетические аспекты раздельного прогноза нефте- и газоносности бассейнов древних платформ // Теория и практика нефтегеологического прогноза. - СПб.: ВНИГРИ, 2008. - С. 123-151.

Баженова Т.К. Эволюция нефтегазообразования в истории Земли и прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов // Геология и геофизика. – 2009. - Т.50. - С. 412-424.

Баженова Т.К., Шиманский В.К. Основные закономерности органической геохимии и размещение ресурсов нефти и газа // Нефтегазгеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России. - СПб., ВНИГРИ, 2009. – С.351-363.

Бубнов С.Н. Основные проблемы геологии. - М.: МГУ, 1960. - 233 с.

Драгунов В.И. Онтологические аспекты геологии // Проблемы развития советской геологии. - Л., ВСЕГЕИ, 1971. - С. 85-101.

Погребницкий Ю.Е. Палеотектонический анализ Таймырской складчатой системы. - Л.: Недра, 1971. - 248 с.

Филипцов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С., Вильчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А., Смирнов Е.В., Щербаков В.А., Кульшиев В.Ю. Нижнее-кембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – прогнозируемая крупная зона нефтегазонакопления и объект первоочередных нефтегазопроисловых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. - №2. - С. 25-35

Шиманский В.К., Баженова Т.К., Васильева В.Ф., Гребень А.Е., Неручев С.Г., Шапиро А.И., Климова Л.И., Кунаева Н.Т. Вопросы эволюции исходного органического вещества нефтегазоматеринских формаций и его производных в истории Земли. - СПб: Недра, 2004. - С. 59-75.

Bazhenova T.K.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia,
ins@vnigri.ru

STUDY OF PETROLEUM SOURCE FORMATIONS AS A BASIS OF OIL AND GAS FORMATION CONCEPT: ONTOLOGICAL, PHILOGENETICAL AND ONTOGENETICAL ASPECTS

Ontological, phylogenetical and ontogenetical aspects of petroleum source formations' are analyzed. Petroleum source formation represents a space where petroleum formation processes take place. From a hierarchical point of view, petroleum source formation is an object of the matter organization of formational level. Petroleum source rock and organic matter are objects of lower hierarchical levels, which are included in petroleum formations as elements. Petroleum potential of the basin is determined by the quantity of petroleum formations of organic matter. Petroleum formations in the Late Proterozoic-Phanerozoic history of the Earth have undergone a certain evolution, connected primarily with the evolution of biocenoses. Nevertheless, the algal-plankton of various systematic groups remained the dominant of organic matter petroleum source formations. The ontogeny of petroleum source formations passed through all stages of lithogenesis. The generation and primary migration of hydrocarbons occurs in the catagenesis stage. The productivity of formations and the ratio of liquid and gases hydrocarbons are determined by the facial-genetic type of organic matter, which in turn determines the quantitative characteristics of petroleum potential of the regions.

Keywords: petroleum source formation, petroleum formation concept, organic matter, generation and migration of hydrocarbons, productivity of source formations.

References

Bazhenova T.K. *Balans transformatsii organicheskogo veshchestva v katageneze i neftegazobrazovanie* [Balance of organic matter transformation during katagenesis and oil and gas formation]. *Novye idei, teoreticheskie obobshcheniya i metodicheskie resheniya v neftyanoy geologii*. St. Petersburg: Nedra, 2004, p. 48-58.

Bazhenova T.K. *Evolyutsiya neftegazobrazovaniya v istorii Zemli i prognoz neftegazonosnosti osadochnykh basseynov* [Evolution of oil and gas formation in the history of the Earth and forecast of oil and gas potential of sedimentary basins]. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, p. 412-424.

Bazhenova T.K. *Geneticheskie aspekty razdel'nogo prognoza nefte- i gazonosnosti basseynov drevnikh platform* [Genetical aspects of the separate forecast of oil and gas potential of ancient platforms basins]. *Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza*. St. Petersburg: VNIGRI, 2008, p. 123-151.

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K. *Osnovnye zakonomernosti organicheskoy geokhimii i razmeshchenie resursov nefi i gaza* [Basic regularities of organic geochemistry and distribution of oil and gas resources]. *Neftegeologicheskie issledovaniya i voprosy ratsional'nogo osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala Rossii*. St. Petersburg: VNIGRI, 2009, p. 351-363.

Bubnov S.N. *Osnovnye problemy geologii* [The main problems of geology]. Moscow: MGU, 1960, 233 p.

Dragunov V.I. *Ontologicheskie aspekty geologii* [Ontological aspects of geology]. *Problemy razvitiya sovetской geologii*. Leningrad: VSEGEI, 1971, p. 85-101.

Filipsov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S., Vil'chak V.I., Goryunov N.A., Evgrafov A.A., Smirnov E.V., Shcherbakov V.A., Kultyshev V.Yu. *Nizhnee-kembriyskiy rifogennyy bar'er na severe Sibirskoy platformy prognoziruemaya krupnaya zona neftegazonakopleniya i ob'ekt pervoocherednykh neftegazopoyiskovykh rabot* [The Lower Cambrian reef barrier in the North of the Siberian Platform as projected large oil and gas accumulation zone and the object of priority oil and gas exploration]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2014, no. 2, p. 25-35

Pogrebitskiy Yu.E. *Paleotektonicheskiy analiz Taymyrskoy skladchatoy sistemy* [Paleotectonic analysis of the Taimyr folded system]. Leningrad: Nedra, 1971, 248 p.

Shimanskiy V.K., Bazhenova T.K., Vasil'eva V.F., Greben' A.E., Neruchev S.G., Shapiro A.I., Klimova L.I., Kunaeva N.T. *Voprosy evolyutsii iskhodnogo organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskikh formatsiy i ego proizvodnykh v istorii Zemli* [Evolutional questions of the initial organic matter of oil and gas source formations and its derivatives in the history of the Earth]. St. Petersburg: Nedra, 2004, p. 59-75.

© Баженова Т.К., 2017