



УДК 553.981.041/.982.041:551.24

ЭПОХИ И ГЕОДИНАМИКА ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И КРИТЕРИИ ИХ ПОИСКОВ

Г. Н. Черкасов

Рассматриваются геодинамические условия и время формирования месторождений нефти и газа; даются поисковые критерии и перспективные районы для поисков неоген-четвертичных нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: нефть, газ, мантийный флюид, флюидодинамическая модель, гидротерма.

EPOCHS AND GEODYNAMICS OF PETROLEUM FIELDS FORMATION AND CRITERIA OF THEIR EXPLORATION

G. N. Cherkasov

Geodynamic conditions and oil and gas fields formation time are considered; searching criteria and promising regions for N–Q petroleum fields exploration are given.

Key words: oil, gas, mantle fluid, fluid-dynamic model, hydroterm.

По мере накопления фактического материала по геохимии, генетическим проблемам образования нефтей, геологии и тектонике нефтегазовых бассейнов приходит понимание того, что все научно-производственные исследования, проведенные с позиций биогенного происхождения нефти, позволили выявить и добыть только малую часть запасов УВ, залегающих близ земной поверхности (до глубины 4,5 км). Но оказалось, что месторождения есть и в более глубоких горизонтах земной коры. Наша задача – подобрать к ним ключи. А это требует пересмотра устоявшейся парадигмы нефте- и газообразования и формирования месторождений и приведение ее в соответствие с фактической базой. Переход на поиски и разведку глубокозалегающих (4,5–11,0 км) месторождений на основе прежних принципов обязательно приведет к снижению и так невысокой (15–30 %) достоверности прогноза, которая обуславливает увеличение расходов на геолого-поисковые работы и удорожание себестоимости добываемой тонны нефти и кубометра газа.

Новые материалы по геологии и геохимии нефте- и газопроявлений

К настоящему времени находки нефти и газа зафиксированы в самых разнообразных по составу и возрасту породах и в различных тектонических обстановках. Так, обращают на себя внимание фонтаны нефти с дебитом 1500–2000 т/сут на скважину, а также присутствие газовых месторождений в четвертичных андезитах, базальтах и их туфах на склонах действующего вулкана Этна (о. Сицилия), более 25 лет снабжающих нефтью и газом города Чизано и Катания [13]. В кальдере четвертичного вулкана Узон на Камчатке в контакте с жерловой экструзией дацитов по их туфам сформировалось и функционирует горячее (81 °С)

гидросольфатарное поле, покрытое современной маломощной (до 0,5 м) глинисто-щебенчатой подушкой. Из трещин в зоне пропилитизации туфов постоянно просачивается нефть, которую можно собрать в закопушках. Нефть двух типов: темно-зеленоватая гелеобразная относительно тяжелая и бесцветная легкая (практически бензин).

На 13° и 21° с. ш. на участке Восточно-Тихоокеанского поднятия и на 26° с. ш. Срединно-Атлантического хребта (все участки полностью лишены современных осадков) из вулканических донных гидротерм с температурой 330–400 °С отобраны и изучены нефти, состоящие из алканов C₁₀–C₄₀ и ароматических УВ. На 40°45'–41° с. ш., 127°30' з. д. (бассейн Эсканаба, Северо-Восточный Пацифик) и 27°18' с. ш., 111°32' з. д. (бассейны Гуаймас и Санта-Барбара, Калифорнийский залив) из многих «курильщико» фонтанирует нефть с рудоносными рассолами [11, 12], насыщая современные придонные осадки независимо от их состава, и удерживается там гидростатическим давлением водяного столба над ними. Причем, по экспертной оценке, скорость накопления залежей нефти может достигать 4 млн т/год [10].

По оценкам геологической службы США, суммарные геологические запасы газогидратов в пересчете на CH₄ составляют 11343·10¹⁶ м³ и заполняют плейстоценовые и более молодые илы на 95 % площади Мирового океана [12]. И подобных находок достаточно много, чтобы обратить внимание на состав газово-жидких включений в минералах глубинных пород. Результаты изучения показывают, что во включениях в кварце из магматических пород [42] наряду с постоянно присутствующим CH₄ часто встречаются C₂H₂, C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀, CH₃OH+CH₃CH₂OH, сопровождаемые CO₂, N₂, H₂O, H₂, реже He, а в минералах пегматитовых месторождений [27], алмазах из кимберлитовых трубок Якутии [37] и алмазоносных карбонатитов Узбекистана [41] установлены предельные и не-

*ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск



предельные УВ (35 видов), среди которых можно отметить ароматические (9 видов), битумы, спиртобензолные смолы, амины (8 видов), формальдегид и цианамины. В продуктах современных эксгаляций фумарол Толбачинского вулкана Камчатки обнаружены шунгит, графит и карбиды Si, Fe, W [4].

Все это хорошо вписывается в представление о флюидном режиме мантии Земли [20], в астеносфере которой глубже 400 км при переходе вещества из доатомного (гомогенного) состояния в нормальное атомное преобладающим газом становится CH_4 и появляются алканы, арены, нафтены, являющиеся базовыми для синтеза нефти [22]. Нет сомнения, что нефте- и газообразование существенно различаются по ряду физических процессов. Если простые соединения CH_4 , CO_2 , CO, H_2 могут образоваться даже при процессах деструкции, например при серпентинизации перидотита, то для образования нефти нужен еще и синтез сложных молекул из простых, что легче осуществляется в закрытой системе в условиях высоких давлений и, следовательно, температур выше 300 °С, ограничивающих сохранность биогенной нефти [26]. И синтез должен происходить, очевидно, при транспортировке этих простых соединений к земной поверхности в форме плотного газового потока – флюида с меняющимися (в зависимости от условий подъема) P-T параметрами [22].

Геолого-генетическая (флюидодинамическая) модель нефте- и газообразования и накопления в земной коре

В России последние 12–15 лет успешно разрабатывается флюидодинамическая модель формирования месторождений, предполагающая перенос таким способом как рудных компонентов, так и УВ в форме флюидного потока [23], флюидного диапира [19] или надкритической гидротермальной фазы [18]. Термодинамическое обоснование УВ составляющей мантийного флюида приводит к выводу о близости нефте- и рудообразования. Если флюид с УВ и рудными компонентами поступает из мантии, то и формирование месторождений нефти и газа не должно ограничиваться глубиной 4,5 км, как принято для биогенной нефти. И действительно, к настоящему времени на глубине 4500–6668 м открыто 75 месторождений нефти с общими запасами 5181,2 млн т, из которых 35 разрабатывается в Аргентине, Венесуэле, Ливии, Мексике, США и др. [11]. Последнее официальное устное сообщение, сделанное Б. М. Валяевым (Институт нефти и газа РАН, Москва) в октябре 2010 г., об открытии в Мексиканском заливе крупного месторождения нефти на глубине 10,6–11,2 км окончательно склоняет чашу весов к тому, что проблема абиогенного происхождения нефти все же заслуживает серьезного внимания.

Эксперименты по получению абиогенной нефти из CO_2 , CO и H_2 в присутствии оксида Fe,

сульфидных минералов, муравьиной кислоты, муравьинокислого Na [39] и на каталитических металлосидных системах в смеси с глинами, SiO_2 , Al_2O_3 , цеолитами, содержащимися в природных нефтегазовых месторождениях [17], увенчались успехом: абиогенная нефть оказалась совершенно идентичной биогенной. Следовательно, флюидодинамическая модель формирования нефтегазовых месторождений вполне имеет право на жизнь, и более того, обе гипотезы – органического и неорганического происхождения нефти – правомерны [9]. И неважно, как УВ зародились в мантии или земной коре: в процессе ли термоядерного деления U-235 на Mo+Sn с «органическим» распадом последних на тяжелые бензол и фенол [24] или в процессе субдукции континентальной плиты, ОВ которой в мантии преобразовалось в УВ. Признание флюидодинамической модели позволяет более конкретно говорить об условиях образования нефтяных и газовых месторождений и о будущих перспективах новых и старых земель.

Нефтегазоносные бассейны формируются на платформах и в складчатых областях, подвергшихся, хотя бы частично, консолидации, которая обуславливает их дальнейшую эволюцию в платформенном режиме, т. е. в условиях, когда вертикальные движения консолидированных блоков преобладают над их тангенциальным сжатием, обеспечивая проникновение разломов глубже 100 км [34] и проявляясь в периоды тектономагматических активизаций.

В эволюции земных территорий различают две стадии: деструктивную и конструктивную. Для территорий, развивающихся в режиме платформ, деструктивная стадия характеризуется подъемом блоков земной коры, вызывающим раскрытие разломов, проявления основного вулканизма, расширение площадей эрозии и обмеление морей; конструктивная отражает устойчивое опускание земных блоков, закрытие разломов, прекращение основного вулканизма и усиление роли кислого магматизма, уменьшение площадей эрозии, углубление морей и расширение их акватории. Иными словами, на обеих стадиях превалируют вертикальные движения. В подвижных областях преобладают горизонтальные движения сжатия и растяжения. В деструктивную стадию под воздействием «горячих полей», мантийного диапиризма происходит растяжение (спрединг) земной коры, вызывая погружение крупных ее блоков, раскрытие глубинных разломов, проявления ультрабазитового и базитового вулканизма с формированием рифтогенно-спрединговых бассейнов. Конструктивная стадия обусловлена коллизионными процессами (сжатием), смятием отложений в складки, закрытием глубинных разломов, резким снижением роли основного вулканизма и увеличением значимости кислого магматизма [25].



УВ присутствуют на границе мантии и земной коры постоянно, но на 1-й стадии, когда разломы раскрыты, они не успевают сформироваться в мощный флюид и, уходя мелкими порциями (как с магмой, так и отдельно) в разломы, «размазываются» в виде включений битумов или нефтяных пленок в осадках бассейна седиментации (например, в осадках сеномана Западно-Сибирской плиты, далее – ЗСП), либо фиксируются в форме антраксолитов в породах основной магмы (например, в базальтах аппаинской свиты Западной Якутии) и даже мелких гнезд полужидких битумов, нефти и газа в щелочных ультрабазитах (например, трубки «Мир»). На 2-й стадии закрытые разломы становятся для магмы, даже насыщенной летучими, практически непродолимыми. Летучие, в составе которых находится и CH_4 , обладают вязкостью на 4–5 порядков ниже, чем самая жидкая алюмосиликатная магма, и по мере подъема их парциального давления в расплаве отделяются от него, формируя самостоятельный мощный газово-галогенный флюид, который сразу уходит в зону закрытого для магмы разлома и поднимается к земной поверхности. Благодаря способности галогенов полностью отделяться от алюмосиликатного расплава в виде флюида, в последний из расплава в больших количествах уходят различные металлы, поэтому в одном флюиде оказываются УВ, Si, Na, K, Ca, Mg, U, Ra, Rn, Mo, As, Sb, Zn, Pb, V, Hg, Ba, Sr, Au, ЭПГ, РЗЭ и др. (более 40 элементов) [16, 18]. При попадании поднимающегося флюида в зоны открытого разуплотнения (пустоты) в земной коре в нем происходит резкий сброс давления с одновременным ростом температуры. Это дает толчок к возникновению очага гранитизации вмещающих пород на глубине 7–25 км и, по всей вероятности, завершению синтеза нефти из простых УВ в присутствии катализаторов (набора различных химических элементов, характерных для натровых или калиевых гранитов) в краевых частях этих очагов, где температура не превышала 400 °С. Так возникла пространственная связь мантийных рудно-углеводородных флюидов с очагами гранитизации [31].

Последующее движение преобразованного флюида от очага гранитизации к поверхности (иногда совместно с гранитным расплавом до промежуточной магматической камеры) ведет к насыщению его H_2O из вмещающих пород, охлаждению и, из-за несовместимости CO_2 и H_2O в одном флюиде, расслоению при $T = 350$ °С на две составляющие: 1) кремнисто-солевою с УВ, основа летучих которой CO_2 , N_2 и SO_2 ($T \geq 400$ °С), 2) рудную, в которой основными летучими являются H_2O и H_2S ($T \leq 300$ °С) [29]. Это в дальнейшем и вызывает некоторое пространственное разобщение в локализации рудных и нефтяных месторождений. Азотно-кремнистые сульфатно-гидрокарбонатно-натриевые термы формируются в конечную стадию существования кремнисто-

солевой составляющей и, достигая поверхности с остатками УВ, служат поисковым признаком на нефть и газ, локализованные под ними в земных недрах.

Месторождения нефти и газа по отношению к вмещающим породам могут быть как син-, так и эпигенетическими. Выходя на раздел осадок – вода в морском бассейне, УВ-флюид, удерживаемый гидростатическим давлением экранирующего водного столба, концентрируется в придонном еще не литифицированном осадке, образуя конседиментационное месторождение. Чем глубже морской бассейн, тем больше УВ способно сконцентрироваться в морском осадке, состав которого может быть любым, даже кремнистым, как в нефтеносном эоцене Камчатки [21]; глинисто- и вулканогенно-кремнистым, как в баженовской свите ЗСП (J_3-K_1) [24]; карбонатным, как в свите араб (J_3) Аравии [38]. Таких эпох формирования нефтегазовых месторождений в Сибири две – $J-K_1$ и $N-Q$.

Изучение Асамо-Араканского (Индия), Иравадийского (Бирма), Западно- и Восточно-Сибирских нефтегазоносных бассейнов показало, что в морских осадках формируются нефтяные месторождения, а в континентальных – синхронные им угольные. Например, если в ЗСП юрско-нижнемеловые отложения морские нефтегазоносные, то на Сибирской платформе – угленосные. Аналогичная картина наблюдается в юго-восточной части оз. Байкал: в береговых отложениях танхойской и ользонской свит позднего неогена мощностью 200–400 м установлены Танхойское, Ушаковское, Мысовое, Переемное, Осиновское, Большедуланское промышленные месторождения углей. Здесь же в прибрежной части озера в неогеновой ользонской (3000 м) и четвертичной манзурской (1000 м) свитах на мелководье (глубина менее 100 м) по признакам на поверхности воды и в скважинах зафиксированы группы нефте- (Провальная и Болдаковская) и газопроявлений (Усть-Селенгинская, Зареченская). При этом содержание УВ в донных осадках составляет 1–2 мг/г, но уже на глубине 200–300 м достигает 60 мг/г [15], а признаки газо- и нефтепроявлений на воде отсутствуют. По подсчетам Г. Е. Рябухина, проводившего в 1930-х гг. нефтепоисковые работы, за зиму на льду оз. Байкал из нефтяных пленок, превратившихся в густую массу, скапливается до 300 т битума, т. е. нефть довольно неустойчива и остается жидкой, пока в ней сохраняется газовая составляющая. Нарушение в процессе постседиментационной тектонической активации герметичности экранирующей покрывки над месторождением позволяет газам, насыщающим нефть, покидать ее, и тогда она быстро разрушается. Частично таким процессам подверглись нефтяные месторождения, локализованные в отложениях нижней юры – верхнего мела ЗСП, когда в сеномане (K_2s) начался общий подъем территории, вызвавший раскрытие разломов. Медленная



фильтрация газа через нарушенную покрывку над месторождением, приводит в субаквальных условиях к его окислению и превращению в янтарь. Такой янтарь в верхах покурской свиты (K_1ar-K_2s) обнаружен над нефтегазовыми месторождениями Надым-Пурского междуречья ЗСП; кроме того, он может служить поисковым критерием на нефть и газ в Приенисейской зоне ЗСП, где в покурской свите он встречается южнее р. Елогуй. Поиски нефти и газа по-настоящему здесь еще не велись. Конечно, существовали благоприятные для нефтеобразования эпохи и древнее мезозойских, но их месторождения не могли сохраниться до наших дней, поскольку жизненный цикл нефти, в геологическом масштабе времени, очень короток. Например, битуминозно-кремнистые сланцы и известняки куонамской свиты (C_1) Сибирской платформы – все, что осталось от нижнепалеозойского нефтяного месторождения. И когда говорят о рифей-вендской или кембрийской нефти, вероятнее всего, это неоген-четвертичная нефть [36].

С неоген-четвертичного времени формирование конседиментационных месторождений нефти и газа происходит в океанах и на шельфах морей. На самих континентах этот процесс проявляется слабо и приурочен к рифтовым озерам, днища которых разбиты ныне живущими газирующими разломами. Так, в Восточно-Африканской рифтовой системе располагаются оз. Альберта (глубина 58 м) и оз. Киву (глубина 485 м). На берегах первого наблюдаются многочисленные нефтегазопроявления, а вода буквально кипит от поднимающихся пузырьков газа, но в придонном осадке и слое воды из-за малой глубины газ в сколько-нибудь заметных объемах не скапливается. На берегах второго признаков нефтегазопроявлений не встречается, но в придонном осадке и слое воды сосредоточено 72 млрд m^3 газа (CH_4+CO_2). Значит, накопление газа идет до тех пор, пока его парциальное гидродинамическое давление не превысит гидростатическое давление перекрывающего столба воды. Тогда произойдет катастрофа, аналогичная таковой на кратерном оз. Ньос в Камеруне, когда в 1987 г. вырвавшийся из-под воды CH_4 ушел в атмосферу, а тяжелый CO_2 поплыл вниз по склону вулкана и в результате на расстоянии 14 км вокруг погибли все животные и более 1700 человек [40].

В основном континентам и даже морским бассейнам присущи постседиментационные (эпигенетические) нефтегазовые месторождения, которым свойственна «многоэтажность», отраженная и в разновозрастных породах, и в пределах единой толщи. Так, некоторые месторождения Ирака, Ирана, Саудовской Аравии и ОАЭ имеют от 3 до 6 нефтегазоносных «этажей», растянутых по разрезу от перми до нижнего неогена включительно и расположенных попеременно с конседиментационными залежами, часто уже разрушенными, как в свите хуфф (Р). А это значит, что на ЗСП и Сибирской платформе на нефть и газ перспективны и

осадочный чехол, и фундамент. К настоящему времени в фундаменте ЗСП установлено (в основном случайно!) уже 64 месторождения нефти и газа, 24 из которых характеризуются значительными запасами и по возрасту вмещающих пород распределяются следующим образом: докембрий – 3, девон – 17, карбон – 4, карбон – пермь – 8, нерасчлененный палеозой – 32 [2]. Идет не только формирование новых постседиментационных месторождений, но и наращивание ресурсов более древних конседиментационных и регенерация уже отработанных. Это приводит к появлению в одном «этаже» месторождений залежей с разными по составу и возрасту нефтями, что подтверждено изучением нефтей Самотлорского, Даниловского, Красноленинского, Верх-Тарского, Усть-Балыкского месторождений Западной Сибири [7]. На Салымском месторождении закартирована система долгоживущих разломов. Нефть основной залежи приурочена к битуминозно-кремнисто-аргиллитоподобным глинам баженовской свиты (J_3-K_1), но в некоторых нефтяных залежах с аномально высоким пластовым давлением осевой зоны Салымского свода присутствуют или ниже-среднеюрские споры и пыльца (до 35 %) или верхнепалеозойские микрофоссилии (споро-пыльца и акритархи) (до 39 %). После 6–8 лет эксплуатации месторождения в сводовой зоне появились залежи нефти, в которых мезозойских и верхнепалеозойских микрофоссилий почти нет, зато обильны нижнепалеозойские (80–90 %), т. е. идет постоянный подток нефти из глубины недр, что и обуславливает регенерацию отработанных месторождений.

Постседиментационные признаки нефтяных месторождений и критерии их поиска

Неоген-четвертичная эпоха – время формирования нефтяных и газовых месторождений, конседиментационных на шельфах морей и в океанах и постседиментационных (эпигенетических по отношению к вмещающим породам) на континентах, время подновления мезозойских действующих месторождений и регенерации уже отработанных. Для правильной оценки генезиса месторождения необходимо различать его постседиментационные признаки:

1. Совместное нахождение в толще нефтяных залежей и угольных пластов, как на Варьганской площади ЗСП [14].

2. Совмещение в одном нефтяном коллекторе залежей нефти различного возраста и молекулярного и физико-химического состава, как на Салымском месторождении ЗСП [7].

3. Наличие в месторождениях осадочного чехла залежей с аномально высоким пластовым давлением и залежей нефти и газа в породах кристаллического фундамента.

4. Фиксация в мантии под неоген-четвертичными месторождениями горячего плюма и иног-



да высоких значений теплового потока [5], как в зоне сближения Колготорско-Уренгойского, Аганского и Худуттейского рифтов (Варьеганская, Салымская и другие нефтеносные площади ЗСП). Здесь на глубине 75 км предполагается $T = 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$, на оз. Байкал под Усть-Селенгинской нефтеносной площадью $T = 1300\text{ }^{\circ}\text{C}$ и тепловой поток 91 мВт/м^2 [6].

5. Агрессивность кремнисто-солевого флюида с УВ, вызывающего метасоматоз вмещающих пород [1, 3 и др.]. Это позволяет самому флюиду формировать коллекторы и кольтатировать залежи своими же продуктами изменения с проявлением в перекрывающих породах концентрической метасоматической зональности с зонами (от центра) окремнения – глинизации (гидролюда, каолинит, диккит, гиббсит, нордстандит) – карбонатизации (кальцит, доломит, анкерит, сидерит, давсонит) – водонефтяной контакт с усиленной дегазацией ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2$) [8]. Можно также отметить нарушение нормального гидрохимического фона подземных вод над нефтяными месторождениями, когда среди гидрокарбонатно-кальциевых вод 1-го (приповерхностного) горизонта появляются окна или резервуары сульфатно-гидрокарбонатно-натриевых [30].

Два последних признака являются и поисковыми критериями. Подъем флюида с УВ сопровождается срывом и воздыманием блоков в кровле фундамента под чехлом, что вызывает относительное разуплотнение слагающих блоки пород, повышение их коллекторских свойств и отражается в форме неотектонических поднятий в чехле, которые используются в качестве одного из основных критериев поиска нефтеносных структур в ЗСП.

Самая древняя нефть, которая могла еще сохраниться в месторождениях от разрушения, вероятнее всего, мезозойская, например конседиментационные залежи в баженовской свите ЗСП, представленные тяжелой ($0,86\text{--}0,88\text{ г/см}^3$) нефтью, или гигантское постседиментационное месторождение Хасси Мессауд (Алжир), залежи которого состоят из тяжелой нефти, залегающей в кварцитах кембрия, перекрытых триас-юрской глинисто-соленосной толщей, кольтатирующей месторождение (значит, его возраст не древнее возраста покрывки). На начальной стадии оценки перспектив территории на УВ выделяются эпохи мезозойской гранитизации, опускания платформенных блоков земной коры и заполнения впадин морскими осадками, как в ЗСП, а в подвижных областях – смятия осадков в складки с образованием межгорных впадин сжатия [35]. Именно в таких впадинах сконцентрированы нефтяные месторождения Асамо-Араканского и Иравадийского бассейнов.

Со структурами сжатия связано и формирование крупного нефтяного месторождения Белый Тигр во Вьетнаме, локализованного в гранитах

($J_3\text{--}K_1$), выполняющих фундамент Меконгской впадины и перекрытых чехлом глинисто-вулканогенных позднеолигоценых отложений, играющих роль покрывки [28]. Верхи гранитной интрузии и низы покрывки глинизированы и цеолитизированы. Впадина заложилась между активной континентальной окраиной Индо-Китайской эпимезозойской плиты и внутренним склоном Коншонского поднятия (примитивной островной дуги). Такими неоген-четвертичными структурами сжатия являются Предбайкальский прогиб, на севере которого известно Марковское месторождение нефти, а на юге – около 10 газопроявлений (перспективны на нефть и газ карбонатно-терригенные толщи среднего протерозоя – верхнего кембрия); Баргузинская впадина, обусловленная движением выпуклой дуги Баргузинского хребта (взбросо-сдвиг) в сторону вогнутого Икатского, сопряженного с Баргузинским разломом вдоль внешнего фронта надвига. Высокие температурный градиент ($62\text{ }^{\circ}\text{C/км}$) и тепловой поток (до 100 мВт/см^2), проявления озокерита, функционирование источников сульфатно-гидрокарбонатно-натриевых азотно-кремнистых терм ($30\text{--}75,5\text{ }^{\circ}\text{C}$), широкое метасоматическое изменение среднепротерозойских гранитов, архейских сланцев и карбонатных пород святоносской свиты фундамента впадины (чехол 1000 м) – все это делает их перспективными на нефть и газ. По тем же критериям перспективны:

- юго-восточная часть побережья оз. Байкал с прилегающей акваторией (покрывка из архейских гнейсов и кристаллических сланцев катковской свиты мощностью 1200 м , включающей вертикальные слепые жилы полужидких неоген-четвертичных битумов);

- карбонатные породы подстилающей крестовской свиты ($400\text{--}800\text{ м}$), которые можно рассматривать как вмещалище нефтяных залежей, карбонатно-сланцевые породы фундамента Боргойской впадины юго-восточного обрамления хр. Хамар-Дабан (Южное Забайкалье) и Чарской котловины между Каларским и Кодарским хребтами от оз. Леприндо до северо-восточного окончания Кодарского хребта;

- зона сочленения Кузнецкой котловины и Кузнецкого Алатау, испытывающая сжатие со стороны Салаира; здесь выделяются четыре поднятия (Барзасское, Крапивинское, Терсинское и Абашевское), образованные приподнятыми в неоген-четвертичное время блоками фундамента, отраженными в неотектоническом структурном плане.

Высокий градиент температур ($30\text{--}45\text{ }^{\circ}\text{C/км}$), поднимающиеся и стекающие с поднятий глубинные сульфатно-гидрокарбонатно-натриевые воды с УВ и CH_4 , множество нефте- и газопроявлений как на самих поднятиях, так и в их обрамлении делают перспективными на УВ сырые горизонты карбонатных пород енисейской свиты ($R_3\text{--}V$) и низов кондомской (C_1), заключенных



в приподнятых блоках фундамента Кузнецкой котловины [35].

Выводы

Существование на равных гипотез биогенного и абиогенного происхождения нефти **правомерно**.

Что дает нам новая парадигма формирования нефтегазовых месторождений на практике?

1. «Многоэтажное» строение месторождений закономерно и обычно. На ЗСП, по существу, обрабатывается еще только верхний их этаж, запасы нефти и газа здесь далеки от истощения и потому нет оснований после отработки одного этажа сворачивать созданную инфраструктуру и уходить на новые земли, а рациональнее на том же месте разведывать более глубокие этажи, искать их не только в терригенных отложениях осадочного чехла, но и в гранитных, вулканогенных и карбонатных породах фундамента на глубине хотя бы до 7 км. В условиях уже имеющейся инфраструктуры это приведет к меньшим затратам на геолого-разведочные работы, снижению себестоимости тонны добываемой нефти и кубометра газа.

2. Месторождения нефти формировались с позднего докембрия **неоднократно**, формируются и в наши дни, но в жидком виде нефть в них еще сохранилась только начиная с поздней юры, а более древние месторождения представлены уже твердыми битумами.

3. Обрабатывая нефтяные месторождения в баженовской свите ЗСП, нефти которой уже на 60 % превращены в твердые битумы, мы окончательно теряем эту нефть. Ресурсы юрской нефти **невозобновляемые**.

4. Неоген-четвертичная нефть в настоящее время формирует самостоятельные месторождения, а также регенерирует через какой-то промежуток времени месторождения более древней юрско-меловой нефти, находящиеся в процессе отработки. Этот промежуток для каждого нефтяного района может быть разным. Так, для регенерации Марковского месторождения Сибирской платформы после первой отработки 1962 г. потребовалось 30 лет. Для Татарского свода из скважин отработанного нефтяного месторождения в 1940 г. новая нефть пошла через 50 лет [32]. Таким образом, ресурсы неоген-четвертичной нефти **возобновляемые**. Исходя из этого, через 30–50 лет Сибирская платформа (в современных пределах Центрально-Азиатского суперплюма) превратится в крупную нефтегазоносную провинцию Восточной Сибири [33].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Багдасарова, М. В.** Особенности флюидных систем зон нефтегазоаккумуляции и геодинамические типы месторождений нефти и газа [Текст] / М. В. Багдасарова // Матер. IV Междунар.

конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 2000. – С. 22–25.

2. **Белова, Е. В.** Геолого-геофизические модели нефтегазовых скоплений в палеозойских отложениях Западной Сибири [Текст] / Е. В. Белова, С. В. Рыжова // Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С. 25–32.

3. **Гаврилов, В. П.** Нефтегазоносность гранитов [Текст] / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2000. – № 6. – С. 44–49.

4. **Главатский, С. Ф.** Находка шунгита в продуктах эксгаляций Большого трещинного Толбачинского извержения (Камчатка) [Текст] / С. Ф. Главатский, Н. В. Трубкин // Докл. РАН. – 2000. – Т. 371, № 5. – С. 655–658.

5. **Готтих, Р. П.** Отражение процессов глубоинной флюидизации в геофизических полях [Текст] / Р. П. Готтих, Б. И. Писоцкий // Матер. IV Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 2000. – С. 73–75.

6. **Зорин, Ю. А.** Модель нестационарного температурного поля земной коры Байкальской рифтовой зоны [Текст] / Ю. А. Зорин, С. В. Осокина // Физика Земли. – 1981. – № 7. – С. 3–14.

7. **Климушина, Л. П.** Новое о геологическом строении Салымского месторождения (по палеонтологическим данным) [Текст] / Л. П. Климушина, А. М. Медведева // Матер. IV Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 2000. – С. 121–124.

8. **Коробов, Ю. И.** Особенности строения поверхности геохимических полей над залежами углеводородов [Текст] / Ю. И. Коробов, Л. Д. Малюшко // Матер. IV Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 2000. – С. 134–136.

9. **Королев, Ю. М.** Новые аспекты происхождения нефтяных углеводородов [Текст] / Ю. М. Королев // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41, № 1. – С. 258–263.

10. **Красный, Л. И.** Новейшая тектоника и проблемы «возобновляемой минерагении» [Текст] / Л. И. Красный // Эволюция тектонических процессов в истории Земли : Матер. 37-го Тектон. совещ. Т. 1). – Новосибирск, 2004. – С. 269–270.

11. **Краюшкин, В. А.** Абиогенно-мантийный генезис нефти [Текст] / В. А. Краюшкин. – Киев : Наукова думка, 1984. – 176 с.

12. **Краюшкин, В. А.** Углеводородная дегазация подводных недр Мирового океана [Текст] / В. А. Краюшкин // Геолог Азербайджана. – 1997. – № 1. – С. 11–26.

13. **Краюшкин, В. А.** Вулканизм, нефть и природный газ [Текст] / В. А. Краюшкин // 1-я Междунар. науч. конф. «Вулканизм и биосфера» : Тез. докл. – Туапсе, 1998. – С. 12–13.

14. **Кропачев, Н. М.** Методика и результаты прогноза коллекторов продуктивного пласта ЮВ₁¹⁻² на Западно-Варьеганской площади [Текст] / Н. М. Кропачев // Матер. IV Междунар.



конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 2000. – С. 159–162.

15. **Кураколова, У. А.** Необычайный состав УВ в осадках Южного Байкала [Текст] / У. А. Кураколова, В. Н. Буркова, Н. С. Воробьева // Матер. IV Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 2000. – С. 170–172.

16. **Наумов, В. Б.** Магматические летучие и их участие в формировании рудообразующих флюидов [Текст] / В. Б. Наумов, В. И. Коваленко, В. А. Дорофеева // Геология рудных месторождений. – 1997. – Т. 39, № 6. – С. 520–529.

17. **Новые** данные о возможности каталитического абиогенного синтеза углеводородов в земной коре [Текст] / К. Г. Ионе, В. М. Мысов, В. Г. Степанов [и др.] // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41, № 3. – С. 178–184.

18. **Перчук, Л. Л.** Флюиды в нижней коре и верхней мантии Земли [Текст] / Л. Л. Перчук // Вестн. МГУ. Сер. 4. – 2000. – № 4. – С. 25–29.

19. **Пиковский, Ю. И.** Концепция нефтегазообразования и локальный прогноз углеводородных скоплений [Текст] / Ю. И. Пиковский // Матер. 2-й Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 1998. – С. 160–162.

20. **Рябчиков, И. Д.** Флюидный режим мантии Земли [Текст] / И. Д. Рябчиков // Вестн. ОГГГН РАН. – 1999. – Т. 1, № 3. – С. 142–152.

21. **Свистунов, Е. П.** Новые данные о нефтегазоносности глинисто-кремнистых отложений зоцена западной Камчатки [Текст] / Е. П. Свистунов // Геологическое изучение и использование недр. – М. : Геоинформмарк, 1999. – С. 3–10.

22. **Сейфуль-Мулюков, Р. Б.** Нефть – углеводородные последовательности; анализ моделей генезиса и эволюции [Текст] / Р. Б. Сейфуль-Мулюков. – М., 2010. – 176 с.

23. **Соколов, Б. А.** Типы флюидодинамических систем, формирующих месторождения полезных ископаемых [Текст] / Б. А. Соколов, В. И. Старостин // Вестн. МГУ. Сер. 4. – 2000. – № 4. – С. 40–45.

24. **Солопова, А. Е.** Термоядерные реакции в геологическом прошлом Земли [Текст] / А. Е. Солопова // Отеч. геология. – 2000. – № 4. – С. 62–66.

25. **Сурков, В. С.** К проблеме минерагенических исследований мегакомплексов складчатых областей [Текст] / В. С. Сурков, Г. Н. Черкасов, Б. Г. Краевский // Отеч. геология. – 2001. – № 1. – С. 31–34.

26. **Тараненко, Е. И.** Закономерности нефте- и газообразования по данным геофлюидодинамического моделирования [Текст] / Е. И. Тараненко, В. И. Ермолкин // Матер. 2-й Междунар. конф. к 60-летию геол. факультета МГУ «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М. : МГУ, 1998. – С. 200–201.

27. **Токсические** вещества в минералах пегматитовых месторождений [Текст] / А. Г. Бушев, Д. Н. Хитаров, Н. А. Черкашина [и др.] // Тез. докл.

8-го совещ. «Термобарогеохимия геологических процессов». – М., 1992. – С. 170–171.

28. **Углеводороды** газовой-жидких включений в минералах гранитоидов фундамента нефтегазоносных областей [Текст] / В. П. Гаврилов, А. Д. Дзюбло, В. В. Поспелов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1997. – № 2. – С. 41–44.

29. **Черкасов, Г. Н.** Геодинамика бокситообразования на примере месторождений Аравии и Сибири [Текст] / Г. Н. Черкасов // Проблемы геологии, рудогенеза и минерагении Сибири. – Новосибирск : СНИИГТИМС, 2000. – С. 29–38.

30. **Черкасов, Г. Н.** Гидрохимическая зональность и состав подземных вод юга Сибири [Текст] / Г. Н. Черкасов // Гидрогеология и карстование. – Пермь, 2000. – Вып. 13. – С. 67–73.

31. **Черкасов, Г. Н.** Принципиальная геолого-генетическая модель нафтидогенеза и его современные проявления по югу Сибири [Текст] / Г. Н. Черкасов // Вулканизм, биосфера и экологические проблемы : Матер. V Междунар. науч. конф. – Майкоп ; Туапсе : АГУ, 2009. – С. 74–75.

32. **Черкасов, Г. Н.** Проблема происхождения нефти, эпохи формирования нефтяных месторождений и возможности их регенерации после отработки [Текст] / Г. Н. Черкасов // Новые идеи в науках о Земле : Тез. докл. V Междунар. конф. Т. 1, секц. III. – М., 2001. – С. 305.

33. **Черкасов, Г. Н.** Современный Центрально-Азиатский суперплюм и его нафтидо-рудогенез [Текст] / Г. Н. Черкасов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы : Матер. Всерос. конф. – М. : Гео, 2008. – С. 512–515.

34. **Черкасов, Г. Н.** Эволюция основных тектонических структур литосферы и идеология их алмазоносности [Текст] / Г. Н. Черкасов // Матер. IV Междунар. науч. конф. «Вулканизм, биосфера и экологические проблемы». – Туапсе, 2006. – С. 24–27.

35. **Черкасов, Г. Н.** Эпохи и геодинамика формирования нефтегазовых месторождений в Сибири и критерии их поисков [Текст] / Г. Н. Черкасов // Проблемы прогнозирования, поисков и изучения месторождений полезных ископаемых на пороге XXI века. – Воронеж : ВГУ, 2003. – С. 697–701.

36. **Черкасов, Г. Н.** Эпохи формирования нефти и газа в Сибири и новое направление их поисков [Текст] / Г. Н. Черкасов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа : Матер. V Междунар. конф. – М. : МГУ, 2001. – С. 484–487.

37. **Gassimova, F. I.** Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) in diamonds and other minerals from the kimberlite pipes of Mir and Udachnaya-Vostochnaya [Text] / F. I. Gassimova, F. P. Melnikov // PACROFI Y11 : Pan-Amer. Conf. Res. Fluid Inclusion. : Abstr. – Las Vegas (Nev.), 1998. – P. 33.

38. **Ibe, A. C.** In situ formation of petroleum in oolites-II; a case study of the Arab Formation oolite reservoirs [Text] / A. C. Ibe // J. Petrol. Geol. – 1985. – Vol. 8, № 3. – P. 331–341.



39. **McCullom, T. M.** Hydrous pyrolysis of polycyclic aromatic-hydrocarbons and implications for the origin of PAH in hydrothermal petroleum [Text] / T. M. McCullom, B. R. Simoneit, E. L. Shock // Energy and Fuels : J. An Amer. Chemical Soc. – 1999. – Vol. 13, N 2. – P. 401–410.

40. **Tazieff, H.** Mechanisms of the Nyos carbon dioxide disaster and of so-called phreatic stream eruptions [Text] / H. Tazieff // J. Volcanol. and Geotherm. Res. – 1989. – Vol. 39, N 2–3. – P. 109–116.

41. **The gas** composition and temperature of fluids related to diamond bearing carbonatites, Western

Uzbekistan [Text] / F. K. Divaev, V. S. Polickovsky, N. A. Ivanova [et al.] // PACROFI Y11 : Pan-Amer. Conf. Res. Fluid Inclus. : Program and Abstr. – Las Vegas (Nev.), 1998. – P. 24.

42. **The gas** composition of inclusions in accessory minerals of barofavourit and heavy level types of magmatic complexes of rocks of Thein Shan [Text] / R. G. Yusupov, V. S. Polickovsky, I. A. Savarddinov [et al.] / PACROFI, Y11 : Pan-Amer. Conf. Res. Fluid Inclus. : Program and Abstr. – Las Vegas (Nev.), 1998. – P. 72.

© Г. Н. Черкасов, 2011

В 2011 г. в ФГУП «СНИИГГиМС» (Новосибирск) вышла монография
В. Л. Хомичева

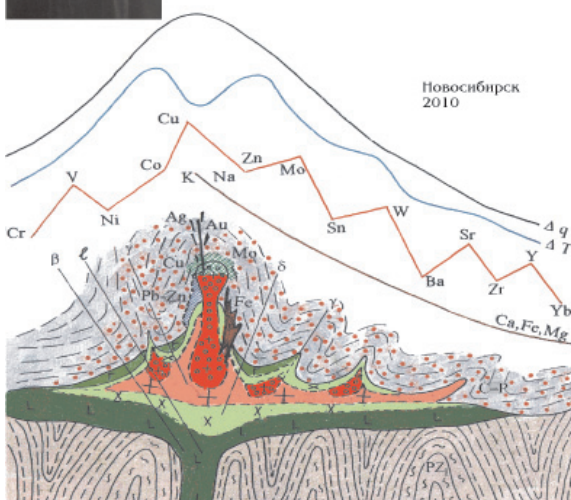
«Плутоны – дайки – оруденение»

Министерство природных ресурсов и экологии РФ
Федеральное агентство по недропользованию
СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ



В. Л. Хомичев

ПЛУТОНЫ – ДАЙКИ – ОРУДЕНЕНИЕ



Дайки широко распространены на всех континентах, особенно в рудных районах и месторождениях разных типов. В складчатых областях они тесно ассоциируют во времени и пространстве с гранитоидными плутонами. Среди множества их видов повсеместно выделяются три вещественные группы: кислые, средне-основные и лампрофировые дайки. Первые, несомненно, – отщепления плутонов, а генезис вторых и третьих (дайки II этапа, по В. С. Коптеву-Дворникову) до сих пор не определен. С одной стороны, дайки средне-основного состава и лампрофиры не просто ассоциируют с гранитоидами, их кислыми отщеплениями и оруденением, а вплетаются в рудно-магматический процесс, разделяют разновременные его фазы и стадии и являются неотъемлемой частью единой системы. С другой стороны, невозможно объяснить появление диабазов и лампрофиров, имеющих несомненно базальтоидную природу, в самом конце гранитоидного процесса, когда он достиг низкотемпературного минимума. Не решены и такие петрологические противоречия: 1) почему среди плутонических пород преобладают гранитоиды (90 %), а среди вулканических – базальты и андезиты; 2) почему гранитоиды считаются внедрениями первичной кислой магмы, а аналогичные им кислые вулканы лав не дают и считаются, по общему мнению, экструзивными внутрикамерными производными базальтовой лавы?

На основе многолетнего изучения гранитоидного магматизма автор пришел к нетрадиционному выводу о том, что «море» малоглубинных гранитоидов создает лишь видимость самостоятельного масштабного палингенного процесса. В действительности они, как и риодациты среди вулкаников, представляют собой продукт внутрикамерной дифференциации (расслоение, эманационно-кристаллизационная гранитизация – дебазификация) исходной базитовой магмы. Затвердевание таких тел приводит к сосуществованию и одновременному функционированию в камере остаточных очагов кислого расплава в верхней и основного в нижней (большей) частях. Первые были источником гранитных даек и оруденения, вторые – диабазов и лампрофиров.