

## ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И. М. Шахновский  
(ИПНГ РАН)

Анализируется проблема векового противостояния двух альтернативных теорий нефтеобразования. Рассмотрение накопленных геологических материалов позволяет утверждать, что осадочно-миграционная концепция представляет собой цепь бездоказательных предположений. К ним относится, прежде всего, краеугольное положение этой концепции о возможности генерации углеводородов из рассеянного в породах органического вещества, а также о процессах латеральной миграции углеводородов из гипотетических нефтематеринских свит в залежи. Отстаивается вывод о глубинном, абиогенном, генезисе всех видов скоплений УВ, включающих месторождения нефти, газа, битумов, горючих сланцев и газогидратов.

The problem of age-long opposition of two alternative theories of oil genesis is analysed. Inspection of accumulated geological materials allows to contend that sedimentary migration conception is the chain of unproved assumptions. First of all it is the main assumption of this conception about possibility of hydrocarbons generation from organic substances dissipated in rocks and about the process of lateral HC migration from hypothetical oilmatrix suits into oil beds. The opinion about deep abiogenic genesis of all kinds of HC accumulation, including fields of oil, gas, bitumens, oil shales and gas hydrates is persisted.

Общеизвестно, что значительное количество предложенных моделей нефтегазообразования в целом объединяются в виде двух альтернативных концепций.

Органическая, или осадочно-миграционная, теория базируется на представлении о том, что рассеянное в горных породах органическое вещество (РОВ) на определенных глубинах и при определенных температурах генерирует частицы рассеянной микронепти. Предполагается, что в процессе первичной миграции происходит движение микрочастиц нефти и газа из нефтематеринских пород в коллекторы, в процессе вторичной миграции — концентрация и аккумуляция углеводородов (УВ) в залежи.

Современная концепция о глубинном, абиогенном происхождении нефти и газа базируется на представлении о том, что они образуются в мантийных очагах вследствие неорганического синтеза, без участия рассеянного в породах ОВ. Нефтегазоносность рассматривается как одно из проявлений природного процесса дегазации Земли, создавшего на ранних этапах ее гидросферу, атмосферу и биосферу. Среди верхнемантийных газов преобладают водород, пары воды, углекислота и хлориды металлов. В результате реакций между этими летучими компонентами могут образовываться первичные УВ. Так возникает и развивается глубинный очаг нефтеобразования, в котором вначале растет давление, затем наступает разрыв сплошности вышележащих пород и глубинный источник разряжается по зонам разломов снизу вверх, заполняя коллекторы фундамента и осадочного разреза.

Многолетним лидером и идеологом сторонников органической теории нефтегазообразования является Б.А. Соколов. В последних публикациях им со-

вместно с рядом известных геологов и геохимиков России высказывается мысль о том, что осадочные бассейны представляют собой своеобразные заводы, в которых происходят накопление РОВ и дальнейшая его самопроизвольная переработка в углеводороды. Между тем, этот основополагающий постулат органической теории нефтеобразования о возможности преобразования РОВ в углеводороды является абсолютно бездоказательным, а сама теория базируется на длинной цепочке априорных предположений и домыслов.

Критический анализ накопленных геологических материалов начнем с представления о существовании нефтематеринских свит.

Напомню, что к нефтематеринским свитам принято относить толщи пород, РОВ которых может преобразовываться в углеводороды.

Понятие "нефтегазоматеринская (НГМ) свита" было введено в нефтяную геологию А.Д. Архангельским и И.М. Губкиным в конце 20-х — начале 30-х гг. XX в. С тех пор положение о существовании подобных свит составляет основу органической теории нефтегазообразования. Именно на этой идее базируются краеугольные представления органиков о генерационном потенциале нефтегазоматеринских пород, наличии главных фаз нефте- и газообразования и в целом о механизме формирования скоплений нефти и газа. К подобным свитам в настоящее время относят толщи пород любого возраста, генезиса и литологического состава, содержание  $C_{орг}$  в которых составляет не менее 0,1 % от их массы.

В то же время многочисленные лабораторные эксперименты, в которых образцы горных пород типа аргиллита, алевролита, песчаника или известняка, насыщенные рассеянной органикой, подвергались воздействию разнообразных давлений и температур, дали отрицательные результаты. Никаких макро- и микрочастиц нефти и газа при этих опытах из обычных осадочных пород не получено. Столь очевидное противоречие между теоретическими представлениями и фактическими результатами лабораторных экспериментов требовало своего объяснения. И оно было сделано сторонниками органической теории достаточно капитально. Всем студентам нефтяных университетов и институтов с первого курса обучения постоянно прививается представление о том, что для преобразования РОВ в углеводороды, помимо повышенных давлений и температур, требуется длительное геологическое время, изме-

ряемое многими миллионами лет. Поскольку фактор геологического времени нельзя воспроизвести в лабораторных условиях, казалось, что предполагаемый процесс преобразования рассеянной органики в углеводороды навсегда будет застрахованным от какой-либо критики. Однако это далеко не так.

К началу XXI в. в мире пробурены сотни тысяч скважин, вскрывших предполагаемые нефтематеринские породы в самых разнообразных термобарических условиях, в том числе и в зонах, соответствующих главным фазам нефтегазообразования. Однако в керне этих скважин за пределами нефтяных залежей нигде не обнаружены частицы капельножидкой нефти, которые могли бы подтвердить саму возможность ее генерации из РОВ. Не обнаружены признаки нефтеобразования и при детальном петрографических исследованиях образцов нефтематеринских пород.

Несмотря на то, что эти отложения многие миллионы лет находились в погребенном состоянии и подвергались воздействию разнообразных термобарических условий, в керне и шлифах предполагаемых нефтематеринских пород каких-либо следов генерации УВ из РОВ не обнаружено. Таким образом, практические результаты поисково-разведочных работ показывают, что совместное воздействие на горные породы трех факторов, предусмотренных органической теорией нефтегазообразования, т. е. повышенных давления, температуры и длительного геологического времени, не приводит к реальным процессам генерации УВ. Этот важнейший вывод подтверждается отсутствием геологических публикаций, отмечающих следы генерации УВ в природных разрезах осадочных бассейнов.

Большинство исследователей Западной Сибири полагают, что основным источником нефти для крупнейших месторождений Среднего Приобья являются нефтематеринские породы баженовской свиты. Напомню, что они залегают в кровле юрских отложений и представлены толщей черных битуминозных окремнелых глин, отличающихся повышенным содержанием органического вещества (до 23 %). Результаты многолетнего изучения этих пород изложены Т.Т. Клубовой [4]. Один из крупнейших литологов России, она также не нашла следов генерации нефти в баженовских глинах. Для определения возможных путей миграции нефти Т.Т. Клубовой были использованы результаты изучения спорово-пыльцевых остатков в образцах нефти из этого месторождения. Полученные данные показали, что исследованная залежь сформировалась в результате вертикальной миграции нефти из доюрских отложений, о чем свидетельствуют палеозойские "миграционные" споры в нефтях баженовской свиты [8]. Таким образом, не только сама залежь нефти в баженовской свите (*in situ*), но и более молодые вышележащие нефтяные горизонты неоккома не могли быть сформированы за счет предполагаемого генерационного потенциала пород баженовской свиты.

Не найдено следов нефтеобразования и в таких наиболее типичных нефтематеринских толщах, как юрские отложения Туранской плиты, доманикоиды Волго-Уральской области и майкопские глины Предкавказья.

Продуктивные менилитовые сланцы Предкарпатского прогиба залегают в интервале глубин до 6000 м от земной поверхности. Казалось бы, нижняя часть этой толщи прошла все стадии катагенеза, в том числе и главные фазы нефтегазообразования. Однако содержание ОВ в менилитах с глубиной не меняется, и, таким образом, признаков расхода ОВ на нефтеобразование не установлено.

**Все эти данные убедительно свидетельствуют о том, что РОВ пород в процесс нефтегазообразования не вовлекается.**

Катагенез и метаморфизм ОВ горных пород приводят не к образованию углеводородов, а к углефикации и графитизации органического вещества, фиксируемого в виде углестых и графитовых включений в породах. Однако эти углеводородные образования навсегда остаются связанными с матрицей пород и ни при каких давлениях и температурах эмигрировать из материнских отложений не могут.

Предполагаемые процессы первичной и вторичной миграции УВ — наиболее слабые разделы органической теории нефтеобразования. Большинство нефтематеринских толщ сложено плотными глинистыми и карбонатными породами. Даже если представить, что в них действительно происходит генерация микрочастиц нефти и газа из РОВ, то остается неясным — каким образом и за счет какой энергии осуществляется их дальнейшее движение через многокилометровые толщи слабопроницаемых отложений.

Известный американский геолог Леворсен считал, что слияние рассеянной нефти в непрерывную фазу и ее латеральное перемещение в пористой среде под влиянием сил плавучести возможны только при наличии непрерывного слоя нефти толщиной 68 см по вертикали. Однако следы подобной струйной миграции нефти в детально изученных бурением бассейнах за пределами месторождений не фиксируются и макро- и микроисследованиями керна скважин не установлены.

Процессы миграции нефти и формирования ее залежей лучше всего изучать на примере крупных и крупнейших месторождений. Рассмотрим эти проблемы на основании геологических материалов по гигантскому нефтяному месторождению Алжира — Хасси Мессауд, начальные извлекаемые запасы которого составляли около 5 млрд т. Здесь продуктивная залежь приурочена к высокоамплитудному куполовидному поднятию, на вершине которого палеозойские отложения размыты в предмезозойское время до верхних горизонтов кембрия. С кровельной эродированной частью этих отложений и связана гигантская нефтяная залежь в трещиноватых и кавернозных кварцитах кембрия. Диаметр залежи состав-

ляет около 50 км, а нефтенасыщенная толща пород — примерно 80 м. Покрышкой залежи является мощная глинисто-соленосная толща триаса и юры, залегающая выше поверхности герцинского несогласия, разделяющего палеозойские и мезозойские образования.

Американскими и французскими исследователями еще в 60-х гг. прошлого века была предложена довольно сложная схема формирования месторождения Хасси Мессауд, которая безоговорочно принимается алжирскими геологами до настоящего времени. Суть этой схемы заключается в следующем. Предполагаемые нефтематеринские свиты ордовика, силура и девона генерируют нефть, которая вначале поступает в головные части пластов, срезаемых поверхностью герцинского несогласия, а затем вдоль этой поверхности поднимается к вершине купола и заполняет кембрийский резервуар в его кровельной части.

Расчеты, выполненные с учетом фактической мощности, площади распространения и количественной оценки генерационного потенциала предполагаемых нефтематеринских толщ, показывают, что для формирования столь гигантского месторождения необходимо полностью превратить в углеводороды все органическое вещество, рассеянное в погруженных палеозойских горизонтах ордовика, силура и девона на расстоянии до 150...200 км от его центра. Иными словами, формирование подобного месторождения невозможно без дальней миграции УВ из окружающих купол депрессий в направлении к его вершине.

С позиций органической теории процессы миграции УВ, видимо, можно представить следующим образом. По мере погружения палеозойских осадков на глубины, соответствующие главным фазам нефтеобразования, происходила генерация микрочастиц нефти, которые начинали движение в сторону вершины купола Хасси Мессауд; вначале по тонким капиллярным каналам, а затем в виде тончайших струек, постепенно сливающихся в более крупные. Видимо, на близких подступах к резервуару эти струи должны превращаться в достаточно крупные ручьи, насыщающие нефтяную ловушку.

Возникает естественный вопрос: почему нет следов подобной гигантской миграции нефти в осадочном разрезе? Нефть обладает уникальным свойством. Если она попадает в любой природный резервуар, то извлечь всю нефть из него уже невозможно. Наиболее тяжелые и смолистые компоненты нефти навсегда "загрязняют" вмещающие породы нефтебитумами. Известно также, что коэффициент нефтеотдачи никогда не превышает 50 % геологических запасов месторождения.

Возвращаясь к проблеме формирования кембрийской залежи Хасси Мессауд, напомним, что в нее поступило более 10 млрд т геологических запасов нефти. Следовательно, примерно такой же объем нефтяных битумов должен был сохраниться в палеозойских толщах, окружающих купол впадин и депрессий. Согласно принятой модели нефтеобразо-

вания, большая часть этих битумов должна была накопиться вдоль поверхности регионального герцинского несогласия, рассматриваемой как своеобразный транзитный путь миграции нефти в ловушку на вершине купола. Между тем, никаких прослоев битумов, свидетельствующих об огромных палеомиграционных перетоках нефтяных УВ, в керне скважин за пределами месторождения не обнаружено. Автором статьи не обнаружены подобные прослои битумов и при личном описании кернов из этих скважин в кернохранилище месторождения Хасси Мессауд. Отмечу также, что в геологической литературе вообще отсутствуют публикации, отражающие широкое развитие прослоев нефтяных битумов в разрезе депрессионных зон, окружающих нефтенасыщенные структуры.

Приведенный материал противоречит не только принятой модели формирования исследуемого месторождения, но и отрицает саму возможность образования любых залежей за счет латеральной миграции УВ.

В то же время имеются косвенные доказательства вертикальной миграции глубинной нефти в залежь Хасси Мессауд. В двух скважинах, расположенных в западной и восточной периферийных частях месторождения, были специально отобраны пробы нефти для определения возраста возможных нефтематеринских свит. При изучении микрофоссилий в этих пробах обнаружены только акритархи кембрийского возраста. Отсутствие микрофоссилий ордовикского, силурийского и девонского возраста не подтвердило представлений о формировании кембрийской залежи за счет латеральной миграции УВ из более молодых нефтематеринских толщ палеозоя. Поскольку сами кембрийские отложения крайне бедны РОВ и залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте, формирование в них крупнейшей залежи нефти можно объяснить только результатом вертикальной миграции глубинных мантийных флюидов.

Далее рассмотрим проблему формирования гигантских скоплений тяжелой нефти плотностью около 1 г/см<sup>3</sup>, выявленных в долинах рек Атабаска в Канаде и Ориноко в Венесуэле. Запасы этих месторождений оценены соответственно в 140 и 450 млрд т, т. е. на один-два порядка превышают запасы самых крупных месторождений обычной нефти (Краушкин В.А., 1984).

На месторождении Атабаска гигантская залежь залегает на небольшой глубине и приурочена к подошве дельтовых отложений мелового возраста, несогласно перекрывающих маломощные палеозойские горизонты на склоне Канадского щита. Нефть обладает столь высокой вязкостью, что в приповерхностных условиях принимает пастообразный облик. Однако, несмотря на значительную плотность и вязкость, она является нормальным углеводородным флюидом и не несет признаков окисления и выветривания. Поэтому невозможно представить, что подобные залежи могли сформироваться в ре-

зультате латеральной миграции нефти, поскольку в низкотемпературных условиях пород осадочного чехла столь вязкая нефть мгновенно закупорила бы любые резервуары. Следовательно, образование скоплений тяжелой нефти может быть связано только с вертикальной миграцией высокотемпературных нефтяных флюидов, поступивших по зонам разломов из глубинных мантийных источников и пропитавших слабоконсолидированные породы в верхней части осадочного чехла. Видимо, таким же образом, за счет разгрузки глубинных флюидов и насыщения нефтяными трещиноватых, плитчатых и слабоконсолидированных осадков, формируются промышленные месторождения битумов и горючих сланцев.

Одной из основных форм дегазации Земли является гидротермальная деятельность ее недр, и именно с ней связаны потоки глубинных нефтяных флюидов. В результате исследований на специализированных научных судах, оснащенных обитаемыми подводными аппаратами, обнаружены следы интенсивной разгрузки газов и флюидов на рифогенных участках океанического дна. Прямые признаки газо- и нефтеносности установлены в разрезах многих глубоководных скважин. В Калифорнийском заливе выявлено множество «белых и черных курильщиков», извергающих с морского дна газодонефтяную эмульсию и имеющих облик работающих печных труб высотой более 220 м.

Однако наиболее сенсационные данные связаны с открытием в глубоководных океанических осадках чудовищных по запасам скоплений газогидратов (метаногидратов). Они формируются в придонных слоях морского дна и представляют собой скопления кристаллов льда, разрыхляющая решетка которых заполнена молекулами газа [2].

По данным В.А. Краюшкина [6], ссылающегося на оценки геологической службы США, суммарные геологические запасы газогидратов в пересчете на метан составляют  $1133 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ . Эта сверхгигантская масса газогидратов насыщает плейстоценовые отложения и более молодые илы на 95 % площади Мирового океана и делает бесспорным их глубинный, абиогенный, синтез. Мерзлотное состояние скоплений газогидратов объясняется следствием «дрессельного эффекта», обусловленного вертикальной разгрузкой и резким расширением высоконапорных глубинных потоков метана в рыхлых осадках океанического дна.

Одно из основных положений органической концепции нефтегазообразования связано с понятием о генерационном потенциале нефтематеринских толщ. Современные лидеры отечественной нефтяной геологии дают следующую формулировку этому термину: «Нефтематеринский потенциал — это количество нефти, которое может генерировать данная порода за всю геологическую историю» [1]. Количественная оценка генерационного потенциала материнских пород осуществляется в основном методом, разработанным Дж. Эспиталье и использующим специальное пиролитическое устройство Rock-Eval.

Суть метода заключается в следующем. Порошкообразный образец породы постепенно нагревается до 550 °С в инертной атмосфере. Суммарный объем улетучивающихся УВ, выраженный в килограммах на 1 т породы, принимается за генерационный потенциал исследуемых отложений. Правомерна ли такая методика? Конечно, нет. Процесс пироллиза совершенно не похож на природные условия преобразования РОВ. Ни раздробленных, порошкообразных пород, ни высоких температур, превышающих 150 °С, в осадочных толщах практически не существует, поэтому результаты лабораторных определений генерационного потенциала пород следует считать неправомерными. На самом деле в процессе пироллиза определяется только суммарное содержание углеводородных компонентов, входящих в состав РОВ. В естественных условиях, характерных для осадочных бассейнов, подобное извлечение УВ компонентов из РОВ обычных горных пород невозможно.

Однако, несмотря на отсутствие реальных доказательств возможности самой генерации УВ из рассеянного ОВ, а также обоснованной методики количественной оценки этого мифического процесса, известно огромное количество работ, в которых рассчитывается генерационный потенциал отдельных толщ либо осадочных бассейнов в целом. На основании этих достаточно произвольных расчетов до сих пор делаются самые фантастические предположения о перспективах бассейнов и регионов, а также о направлении миграционных потоков и фазовом состоянии предполагаемых залежей УВ.

Возвращаясь к вопросу обоснованности основного положения осадочно-миграционной теории нефтегазообразования о возможности генерации УВ из рассеянного в породах ОВ, следует еще раз отметить, что оно является полностью априорным и не подтверждается фактическими данными и лабораторными опытами. **В природе не существует нефтегазоматеринских свит, обладающих каким-либо генерационным потенциалом, а в осадочных бассейнах никогда не возникают условия, необходимые для преобразования РОВ в углеводороды и последующей их латеральной миграции в залежи.**

Далее кратко рассмотрим роль гидрогеологических факторов в процессе нефтегазообразования. В нефтяной гидрогеологии преобладают представления о том, что образование месторождений УВ — одно из частных проявлений процесса формирования водонапорных систем нефтегазоносных бассейнов. В связи с этим большинство моделей органической теории нефтегазообразования предполагают длительное и одновременное формирование водонапорных систем и залежей УВ. Согласно этим взглядам, пластовые воды растворяют ОВ и осуществляют его перенос из нефтематеринских пород в залежи.

Анализ фактических данных противоречит этим предположениям. Известно, что нефть и тем более РОВ почти не растворяются в воде. Количество растворенного в водах органического вещества ни-

чтожно мало по сравнению с количеством минерального и обычно не превышает 50 мг/л. В воде растворяются в основном кислородсодержащие органические компоненты, а содержание высокомолекулярных УВ в них крайне незначительно. Иными словами, растворенное в подземных водах органическое вещество не содержит полного спектра химических компонентов, необходимых для образования нефтяных УВ. Никаких лабораторных экспериментов и других фактических данных, подтверждающих возможность получения нефти из растворенного в пластовых водах органического вещества, не имеется, т. е. реальные доказательства участия подземных вод в формировании месторождений отсутствуют.

Инъекция глубоководных флюидов, привносящих в осадочный чехол нефтяные УВ, обычно происходит на поздних стадиях развития осадочных бассейнов с уже сформировавшейся водонапорной системой. Многократное увеличение минерализации и содержания растворенных газов в пластовых водах наблюдается только на контакте их с залежами нефти и газа. В процессе разработки многих газовых и газоконденсатных месторождений были выявлены своеобразные оторочки опресненных вод с пониженной минерализацией, расположенные между залежами УВ и пластовыми водами регионального фона. Происхождение этих вод, получивших название «конденсатоционных», никак нельзя связывать с медленной латеральной миграцией низкотемпературных водорастворенных УВ на далекие расстояния. В этом случае они были бы рассеяны вдоль путей миграции, и их нельзя было бы обнаружить. Формирование подобных опресненных оторочек вокруг залежей можно объяснить только конденсацией водяных паров, обусловленной резким снижением термобарических условий мигрирующей парогазовой смеси [5]. Естественно, что при дифференциации многокомпонентного глубоководного флюида по плотности ниже залежи УВ формируются подошвенные и приконтурные воды, изначально отличавшиеся повышенными минерализацией и содержанием  $C_{орг.}$  от обычных их значений в окружающих залежь водоносных комплексах. Поэтому не подземные воды питают и формируют залежи нефти и газа, а наоборот, более молодые по возрасту залежи обогащают приконтурные воды углеводородами и различными минеральными компонентами. **Что касается органического вещества пластовых вод, оно непосредственного участия в формировании промышленных скоплений УВ не принимает.** В то же время именно наличие окружающих залежь вод способствует сохранению в них повышенных пластовых давлений и предохраняет эти залежи от разрушения.

Рассмотрим некоторые геохимические факторы. Современная геохимия в нефтяной геологии представляет собой самостоятельное, наиболее развитое и широко разветвленное научное направление. Изначально основная цель этих исследований заключалась в подтверждении органической природы

нефтяных УВ и возможности их генерации из РОВ. Уже к началу 1970-х гг. были проведены анализы и определено содержание ОВ и  $C_{орг.}$  во многих тысячах образцов современных и ископаемых осадков. Выяснилось, что среднее содержание ОВ в породах составляет 0,3...1,5 % и оно является обязательным компонентом всех отложений.

Детальный химический анализ РОВ позволил выделить в его составе все низко- и высокомолекулярные углеводородные компоненты, характерные для нефтей, и тем самым, казалось бы, подтвердил возможность преобразования РОВ в углеводороды. Однако это представление является глубоко ошибочным. Напомним, каким образом извлекаются различные углеводородные компоненты из РОВ пород. Образец породы сначала подвергается дроблению и в дальнейших химических опытах используется в порошкообразном виде. Затем на первом этапе из РОВ водным раствором щелочи извлекают гуминовые кислоты. Далее породу обрабатывают одним из таких органических растворителей, как хлороформ, бензол, петролейный эфир, ацетон, спиртбензол, и извлекают битумоидные компоненты ОВ. Нерастворимая в водных растворах щелочей и в органических растворителях часть ОВ называется керогеном, который, по мнению современных геохимиков, и представляет собой основную часть ОВ, способную преобразовываться в нефтяные углеводороды. Его извлекают из породы путем ее многократной обработки соляной и плавиковой кислотами до полного исчезновения минеральной части. Полученный черный порошок это и есть кероген, подвергаемый различным исследованиям.

Приведенные данные показывают, что получение экстрактов и отдельных углеводородных компонентов ОВ возможно только при сложных химических реакциях в лабораторных условиях. Совершенно очевидно, что ни порошкообразных пород, ни органических растворителей и, тем более, соляной и плавиковой кислот в горных породах нет и быть не может.

**Таким образом, геохимические эксперименты выполняются в условиях, совершенно не адекватных природным, а их результаты не могут служить доказательством существования естественных процессов преобразования РОВ пород в углеводороды.** Этот важный и очевидный вывод убедительно опровергает основное положение органической теории нефтеобразования о возможности фоссилизации рассеянной в породах органики в углеводороды. И хотя углеводородные компоненты РОВ и нефтей действительно являются близкими аналогами, это ни в коей мере не определяет их наследственное сходство.

\*\*\*

Наиболее объективным доказательством абиогенного происхождения нефти является приуроченность большинства известных залежей к линейным зонам разрывных нарушений. Огромное количество

продуктивных структур осадочного чехла наследует структуру поверхности фундамента и располагается над его приподнятыми, обрезанными разломами блоками. Многопластовость месторождений, наличие в них тектонически экранированных залежей, высокий этаж нефтегазоносности свидетельствуют о широко развитых процессах вертикальной миграции УВ. Проблема очевидной взаимосвязи месторождений УВ с разломами достаточно полно описана в геологической литературе, поэтому в настоящей работе не освещается.

По этой же причине кратко рассмотрим основные факты, подтверждающие нефтегазоносность пород фундамента. К настоящему времени из этого кристаллического комплекса получено более 400 промышленных притоков нефти и газа (Краюшкин В.А., 2000). Как известно, большинство из них приурочено к коре выветривания кровельной части пород фундамента. Залежи УВ подобного типа эксплуатируются в США, Венесуэле, Канаде, Украине, Ливии, Египте и ряде других стран.

Наибольший интерес вызывают скопления нефти, выявленные на значительной глубине от кровли кристаллического фундамента.

Сенсационны данные бурения скважин на Сальянской астроблеме, расположенной на Балтийском щите, в 240 км северо-западнее Стокгольма. Первая скважина (скв. 1 — Гривберг) пробурена в центре астроблемы целиком в докембрийских гранитах и долеритах. Из-за технических осложнений скважина остановлена на глубине 6710 м. При ее опробовании в открытом стволе удалось получить 15 м<sup>3</sup> нефти. Природа этой нефти вызвала споры, поскольку возникло предположение, что она могла быть закачана в скважину при бурении. Вторая скважина глубиной 2700 м на краю астроблемы была пробурена только на воде, что исключает попадание в нее любых техногенных примесей. При ее испытании наблюдался приток нефти и затем длительное время в устье скважины отмечался слабый перелив нефти с глубины около 2000 м.

Таким образом, на Сальянской астроблеме впервые получена нефть с большой глубины от поверхности фундамента кристаллического щита при отсутствии в этом районе осадочных образований. Эти данные, видимо, представляют собой одно из наиболее неопровержимых доказательств глубинного генезиса нефти и газа.

На Южно-Вьетнамском шельфе открыто крупнейшее в мире месторождение Белый Тигр в породах фундамента. Поверхность центрального, наиболее приподнятого и продуктивного блока прослеживается на глубине около 3000 м. Годовая добыча нефти на месторождении приближается к 15 млн т, дебит некоторых скважин достигает 2000 м<sup>3</sup>/сут, а одной из них фундамент пройден на глубину 1600 м, и весь вскрытый разрез оказался насыщен нефтью. Совершенно очевидно, что получение подобных притоков из трещинных резервуаров, залегающих на тысячи метров ниже поверхности фундамента, явля-

ется еще одним доказательством глубинного генезиса нефтяных залежей.

Между тем, сторонники органической теории нефтеобразования разработали несколько моделей формирования такого уникального месторождения, как Белый Тигр. Одна из наиболее распространенных точек зрения заключается в том, что это месторождение сформировалось вследствие миграции нефти из нефтематеринских пород осадочного чехла, прилегающих к поверхности погребенного выступа фундамента.

Гаврилов В.П. (2000) предложил совершенно иную модель, согласно которой продуктивные гранитоиды фундамента сформировались в результате гранитизации первично осадочных пород. Поэтому они сами содержат РОВ, а нефтяная залежь образовалась за счет собственного генерационного потенциала гранитоидов, т. е. *in situ*.

Соколов Б.А. (1999) относит месторождения типа Белый Тигр к подфундаментным залежам и считает, что они формируются в результате надвигания и перекрытия линз осадочных пород пластинами кристаллического фундамента. В подстилающих фундамент осадочных толщах якобы происходят обычные процессы генерации УВ, вертикальная миграция которых и обуславливает возможность формирования залежей в кровельной части кристаллической толщи.

Таким образом, по месторождению Белый Тигр представлено три взаимно исключаящих модели нефтеобразования, единых только в одном — нефтяная залежь сформировалась в результате генерации углеводородов из РОВ. В первом случае — это РОВ пород подошвенной части осадочного чехла, во втором — РОВ самих гранитоидов, в третьем — РОВ мифических линз осадочных образований, перекрытых породами кристаллического фундамента.

Рассмотрим еще несколько наиболее интересных моделей нефтеобразования, разработанных сторонниками органической теории и касающихся не только пород фундамента, но и отложений осадочного чехла.

Широкое распространение идей плитной тектоники привело в 1990-х гг. к значительной трансформации взглядов на образование месторождений УВ. Так, Б.А. Соколовым и В.Е. Хаиным предложена геофлюидодинамическая, а В.П. Гавриловым — геодинамическая модель нефтегазообразования [3, 9]. Суть этих близких по наименованию и содержанию моделей заключается в том, что основная масса углеводородных соединений формируется в геодинамически напряженных зонах на стыке литосферных плит (субдукции и обдукции). Именно здесь, в зонах поддвига одной плиты под другую, происходят накопление и погружение огромных масс осадочных пород и переработка рассеянной в них органики в углеводороды.

Один из интересных вариантов эмиграции генерируемых УВ из материнских толщ базируется на представлениях о процессах перестройки внутренней структуры глинистых минералов. При уплотне-

нии глинистых толщ монтмориллонит переходит в иллит и освобождается значительное количество связанной воды, которая выжимается в породы-коллекторы. Предполагается, что эта связанная вода в свободном состоянии обладает повышенной растворяющей способностью и может переносить мельчайшие пузырьки газа и пленки нефти.

Еще два наиболее экзотических варианта органической теории нефтеобразования предложены Ю.А. Пицухой в 1985 г. и И. М. Михайловым в 1999 г. Ю. А. Пицуха считает, что преобразование РОВ в углеводороды происходит не за счет тепловой энергии, а в результате воздействия на породы тектоногенно-механических процессов. Именно эти процессы якобы инициируют взаимодействие между минеральными и органическими частицами пород и вызывают генерацию УВ. И. М. Михайлов полагает, что ведущую роль в образовании скоплений нефти и газа играют колонии бактерий, перерабатывающих ОВ в углеводороды.

В последние годы произошло кажущееся сближение альтернативных взглядов на генезис УВ. Ряд идеологов органической теории нефтегазообразования уже не в состоянии игнорировать несомненную роль глубинных флюидных потоков в процессе формирования залежей нефти и газа. Тем самым они пришли, по сути, к признанию смешанного, органическо-неорганического, варианта происхождения нефтяных УВ. Напомню, что, согласно этим представлениям, продукты дегазации мантии (пары воды, водород, углекислота, хлориды металлов и пр.), проникая в осадочный чехол, прогревают его и преобразуют рассеянное органическое вещество в УВ и принимают частичное участие в процессе формирования углеводородных скоплений. Однако принципиальная разница между рассматриваемыми концепциями остается. «Органики» по-прежнему считают, что мантийные гидротермы лишь ускоряют процессы преобразования ОВ осадочного чехла пород в углеводороды. «Неорганики» полагают, что эти гидротермы в виде парогазовых растворов сами приносят в верхние горизонты земной коры всю массу глубинных нефтяных УВ и формируют залежи без участия рассеянного в породах ОВ.

Следует также отметить, что некоторые исследователи считают возможным формирование промышленных скоплений УВ в различных регионах разными способами, в том числе как путем неорганического мантийного синтеза, так и в результате преобразования РОВ в углеводороды.

В связи со столь значительным количеством представленных моделей нефтеобразования хотелось бы высказать следующую мысль.

Известно, что все нефти мира имеют достаточно близкие физические и химические свойства. Несмотря на некоторое отличие в плотности, вязкости, температуре застывания, фракционном составе, классе и типе нефтей, все они представляют собой сложный природный углеводородный раствор. Содержание главных компонентов нефти — углерода и во-

дорода меняется незначительно и составляет 83...87 % углерода и 11...14 % водорода. Столь близкие свойства нефтей позволяют предположить, что все они сформировались в близких природных условиях, а механизм их образования достаточно постоянен и един. Скопления УВ разных районов мира не могут формироваться разными способами. Наиболее реальный механизм их формирования связан с абиогенным синтезом УВ в мантийных очагах и дальнейшим их внедрением в верхние горизонты земной коры по зонам глубинных разломов.

Интереснейшим открытием последних лет является установление факта образования в вулканическом процессе сложных органических соединений, содержащихся в пепле и шлаках, выпадающих на склонах и у подножия вулканов. Анализ стерильно чистых проб пепла показал, что они состоят из многокомпонентной смеси сложных органических соединений, в том числе аминокислот и других образований, составляющих важнейшую часть живых организмов. В этих продуктах вулканических извержений имеются все шесть химических элементов (Н, С, О, N, P, S), различные комбинации которых составляют клетки растений и животных [7]. Тем самым совершенно однозначно доказано, что вулканическими процессами синтезируется абиогенное органическое вещество, практически не отличающееся по химическому составу от обычного органического вещества биогенной природы. Вулканы представляют собой гигантские природные реакторы, где в огромных масштабах воспроизводятся условия лабораторных экспериментов по синтезу абиогенного органического вещества. Всего в течение года на поверхность Земли и в морские акватории вулканы выносят многие миллиарды тонн различных абиогенных органических соединений, что свидетельствует об огромных масштабах их производства в мантийных очагах. Могут ли эти очаги синтезировать нефть? Могут ли нефтяные флюиды сохраняться при сверхвысоких давлениях и температурах? Лабораторные эксперименты доказывают, что это возможно. В установке по синтезу алмазов при давлении 70 кбар и температуре около 2000 К из смеси природных карбонатов и гидратов был получен почти полный спектр нефтяных УВ. Эти результаты не только доказывают саму возможность абиогенного синтеза УВ, но и отрицают возможность деструкции нефти при типичных для мантийных недр термобарических условиях.

Возможно, что если бы подобные сенсационные факты были известны до середины XX столетия, то они могли бы предотвратить возникновение органической теории нефтеобразования. Действительно, если на нашей планете существуют два источника образования ОВ, то какова их реальная роль в формировании промышленных скоплений УВ?

Органические остатки продуктов биосферы в рассеянном состоянии захороняются в огромной минеральной массе горных пород, а содержащиеся в них углеводородные компоненты могут быть извлечены

только в лабораторных условиях при воздействии на порошкообразные образцы этих пород высоких температур или сильных химических реактивов. Подобные условия в осадочных бассейнах отсутствуют, а следовательно, рассеянное в породах ОБ участие в процессах нефтеобразования не принимает и навсегда остается захороненным в виде углистых и графитовых включений (исключение составляют лишь непромышленные скопления болотного газа).

В то же время на мантийных глубинах идут более мощные процессы формирования огромных объемов abiогенного органического вещества того же химического состава, что и продукты биосферы. Эти продукты извержения сами выносятся на дневную поверхность и в верхние горизонты земной коры в результате естественных процессов дегазации земных недр.

**Сравнивая реальные возможности биосферного и мантийного источников как поставщиков исходного материала для образования скоплений нефти и газа, следует сделать совершенно однозначный выбор в пользу мантийного и тем самым признать глубинную природу всех нефтяных УВ.**

Существуют два возможных варианта дегазации земных недр. В раскаленных пеплогазовых струях, восходящих по жерлу вулканов, нефтяные УВ практически не сохраняются, окисляясь до  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Если же подъем мантийных парогазовых смесей по зонам глубинных разломов происходит через горные породы в замкнутом пространстве с более постепенным снижением давлений и температур, то создаются благоприятные условия для формирования скоплений нефти и газа. Высказанное предположение в полной мере согласуется с идеей, выдвинутой П.Н. Кропоткиным еще в 1955 г., о существовании двух ветвей глубинной дегазации Земли. Горячая углекислая ветвь дегазации связана с вулканическими процессами и поставляет на дневную поверхность огромное количество вулканогенного материала и различных, в основном углеводородных газов. Холодная амагматическая углеводородная дегазация ответственна за процессы нефтегазообразования, протекающие при вторжении мантийных углеводородов в верхние коллекторские горизонты земной коры.

\* \* \*

Завершая обзор рассмотренного материала, можно сделать вывод о том, что **краеугольное положение органической теории нефтегазообразования о возможной генерации УВ из РОВ является величайшей ошибкой науки о нефти XX в.** Следует только удивляться тому, что столь абстрактная и априорная идея в течение века господствует среди геологов-нефтяников.

Выше было отмечено, что никаких фактических данных, подтверждающих существование природных процессов фоссилизации ОБ пород, не получе-

но. Кроме того, в изученных осадочных бассейнах не выявлено каких-либо следов латеральной миграции УВ из предполагаемых нефтематеринских свит в залежи. В целом приведенный материал убедительно свидетельствует о том, что **все виды углеводородных скоплений, включающие залежи нефти, газа, битумов, горючих сланцев и газогидратов, сформировались за счет глубинных, abiогенных, флюидов.**

В верхних горизонтах земной коры задерживается и консервируется только незначительная часть этих поднимающихся флюидов. Основная их доля проходит через верхнюю оболочку нашей планеты и сбрасывается в атмосферу и гидросферу, в связи с чем формирование всех видов месторождений УВ представляет собой лишь побочное явление в общем процессе углеводородной дегазации Земли [2].

В настоящее время в разной степени опосредованно глубоким бурением все осадочные бассейны мира, и теоретические разногласия по поводу генезиса нефтяных УВ почти не влияют на практику разведочных работ. Перспективы поисковых объектов, независимо от точки зрения на природу скоплений нефти и газа, определяются, прежде всего, наличием резервуара, ловушки и покрышки. В то же время ошибочные представления о происхождении нефти привели к значительным негативным научным последствиям. В течение XX в. во многих странах были созданы десятки и сотни геохимических, гидрогеологических и других научных подразделений, изучающих рассеянное в породах и водорастворенное ОБ. Результаты этих исследований, базирующихся на представлении о возможной генерации углеводородов из РОВ, опубликованы в тысячах статей, материалах различных конференций, симпозиумов и конгрессов. Между тем, любые исследования, основанные на ошибочных фундаментальных положениях, сами непременно становятся неправомерными и тупиковыми.

**Эти заблуждения привели к созданию и развитию таких псевдонаучных направлений, как учение о нефтематеринских свитах и главных фазах нефтегазообразования, изучение биометок, количественное определение генерационного потенциала пород, прогнозирование фазового состава УВ по типу РОВ и некоторые другие [10].**

В результате развития широкого спектра геохимических разработок, начиная с наиболее простого люминесцентно-битуминологического анализа и кончая компьютеризованными масс-спектрометрическими исследованиями, рассеянное в породах ОБ изучено с излишней детальностью. Разнообразные работы по идентификации состава нефтей и РОВ доказали их несомненное химическое сходство. В то же время этот бесспорный факт ни в коей мере не свидетельствует о наследственном сходстве нефтей и РОВ. Как уже отмечалось выше, нефтяные УВ образуются не из РОВ, а из близких по составу abiогенных органических компонентов, генерируемых в глубинных мантийных очагах.



Поскольку РОВ пород не принимает участия в формировании скоплений нефти и газа, все связанные с ним сверхсложные и действительно интересные научные разработки не имеют практического смысла и развиваются только сами для себя. Итоговые выводы этих работ по моделированию и прогнозированию процессов нефтегазообразования являются неправомерными и неприемлемыми.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и геохимия нефти и газа / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов и др. — М.: Изд-во МГУ, 2000. — 384 с.  
 2. Валяев Б.М. Тектонический контроль нефтегазоаккумуляции и углеводородной дегазации Земли // Теоретические и региональные проблемы геодинамики. — М.: Наука, 1999. — С. 222—241.  
 3. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. — 1998. — № 6. — С. 2—12.

4. Клубова Т.Т., Халимов Э.М. Нефтеносность отложенной баженовской свиты Салымского месторождения. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — 39 с.  
 5. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. — Киев.: Наукова думка, 1983. — 248 с.  
 6. Краюшкин В.А. Углеводородная дегазация подводных недр Мирового океана // Геолог Азербайджана. — 1997. — № 1. — С. 11—26.  
 7. Мархинин Е.М. Вулканизм. — М.: Мысль, 1985. — 288 с.  
 8. Медведева А.М., Аксенова Г.А. Экспериментальное изучение переноса спор и пыльцы нефтью через пористую среду // Фазовое равновесие и миграция УВ систем. — М.: Наука, 1986. — С.101—104.  
 9. Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах // Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. — М.: Наука, 1997. — С. 5—9.  
 10. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов. — М.: ГЕОС, 2001. — 71 с.

УДК 553.98:528.7(202)(571.14+470.53)

**ОСОБЕННОСТИ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ СИСТЕМ  
 В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ  
 (на примере Пермского Приуралья и юга Западной Сибири)**

Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева  
 (Институт геологии нефти и газа СО РАН)

Рассмотрены гидродинамические типы исследуемых бассейнов и особенности разгрузки подземных вод. Анализ ориентировки трещинно-разломных или флюидопроницаемых зон (ФПЗ), направлений движения подземных флюидов и размещения промышленных месторождений нефти и газа позволил выявить гидродинамические типы месторождений УВ, а также определить направления нефтегазоносных и пустых ФПЗ. Утверждается общность направлений европейских и азиатских нефтегазоносных ФПЗ и отрезков русел рек.

The hydrodynamic types of the studied basins and the peculiarities of underground water discharge have been considered. Analysis of orientation of fracture-fault or fluid-permeable zones (FPZ), the directions of underground fluid movement and location of commercial oil and gas fields allowed the identification of hydrodynamic types of HC fields as well as the directions of oil — and gas — bearing and barren FPZ. The common character between the directions of the European and Asian oil — and gas — bearing FPZ and segments of river channels is stated.

Пермское Приуралье и юг Западной Сибири относятся к Волго-Уральскому и Западно-Сибирскому гидрогеологическим бассейнам равнинного типа с внутренними зонами создания напоров и разгрузки подземных вод, совпадающей с долинами крупных рек [1, 2]. К зонам (очагам) разгрузки, образующим флюидодинамические системы, приурочено 55...80 % (по отельным бассейнам) промышленных месторождений углеводородов (УВ). Причем около половины (25...45 %) этих скоплений нефти и газа залегает в рифогенных массивах, расположенных под долинами рек.

Пермское Приуралье охватывает восточную окраину Русской плиты и Предуральский краевой прогиб. Толщина осадочного чехла в пределах этих

структур изменяется от 1,5 до 10 км (Сылвинская впадина), а на юге Западно-Сибирской плиты она достигает нескольких километров.

Геологический разрез палеозойского осадочного чехла Пермского Приуралья (рисунок), представленный чередованием терригенных и карбонатных толщ, осложняется залеганием погребенных и выходящих на земную поверхность рифогенных массивов, пронизывающих на разную высоту нижний, франско-турнейский, карбонатный комплекс (от нескольких сотен до 800 м) и верхнюю толщу верхнекаменноугольно-нижнепермских

отложений (от нескольких до 800 м). Они представляют собой линейные и кольцевые рифогенные системы и одиночные сооружения. Рифогенные массивы имеют повышенную флюидопроницаемость фациальных зон (ядер или предрифовых шлейфов или тех и других) [3].

Франско-турнейский карбонатный комплекс в центральных и восточных частях Пермского Приуралья сложен в основном неравномерно глинистыми и в отдельных горизонтах (главным образом, в доманике) битуминозными и кремневыми известняками и доломитами с прослоями аргиллитов и сланцев, т. е. слабопроницаемой толщей от 0 до 2200 м и более, поэтому разгрузка подземных