

## Выводы

1. Для быстрейшего выявления месторождений углеводородного сырья в слабоизученных районах Западной Сибири необходим динамический прогноз их размещения.

2. Исходя из концепции об открытых флюидонасыщенных системах, приуроченных к трещинно-разломным или флюидопроницаемым зонам (ФПЗ), очаги (зоны) разгрузки подземных флюидов в долинах рек или в озерах на пересечении с разломами будут относиться к прогнозируемым нефтегазоносным участкам.

3. Дополнительный учет геолого-геофизического материала по намеченным перспективным участкам поможет уточнить порядок их освоения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов В. В. О формировании трещинных коллекторов в гранитоидных породах фундамента // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 6. — С. 2—6.
2. Надвиговая природа дизъюнктивных валов Нижне-Камского нефтеносного района Татарши по геофизическим и буровым данным / М. А. Камалетдинов, В. П. Степанов, С. Ю. Ненароков и др. // Шарьирование и геологические процессы. — Уфа: Уф НЦ РАН, 1992. — С. 11—18.
3. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области / М. И. Зайдельсон, А. И. Чистовский, Е. А. Барс и др. — М.: Недра, 1973. — 233 с.
4. Клопов А. Л. Космографические разрывные структуры Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность северных районов Западной Сибири. — Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1986. — С. 162—169.
5. Шахновский И. М. Современные представления о генезисе нефтяных и газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 7. — С. 17—22.
6. Гаеврилов В. П. Феноменальные структуры Земли. — М.: Недра, 1978. — 144с.
7. Термобарические и геохимические закономерности поведения углеводородных систем на различных глубинах осадочной толщи / Т. П. Сафронова, З. В. Якубсон и др. // Нефтегазоносность недр России. — М., 1995. — Ч. 1. — С. 12—27.
8. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Динамика флюидонасыщенных систем фанерозоя юга Западной Сибири, их связь с нефтегазоносностью // Изв. вузов. Нефть и газ. — Тюмень, 2001. — № 3. — С. 10—17.
9. Ресурсы пресных и маломинерализованных подземных вод южной части Западно-Сибирского бассейна / И. М. Земскова, Ю. К. Смоленцев, М. П. Полканов и др. — М.: Недра, 1991. — 280 с.
10. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Типизация месторождений углеводородов по гидродинамическим факторам в центральной части Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 10. — С. 10—13.
11. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Гидродинамические типы месторождений углеводородов Васюганской гряды Западно-Сибирского бассейна (западная часть Томской области) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 3. — С. 27—32.
12. Запивалов Н.П., Богатырева О.А. Сравнительная характеристика гидродинамических типов месторождений углеводородов Западно-Сибирского артезианского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 10. — С. 13—17.

УДК 553.98.061.3

## НЕКОТОРЫЕ ДИСКУССИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

И.М. Шахновский  
(ИПНГ РАН)

Отстаивается вывод о молодом поздне-третичном возрасте и глубинном абиогенном генезисе всех видов скоплений УВ, включающих месторождения нефти, газа, битумов и горючих сланцев. Приводятся данные, позволяющие предположить, что уголь так же, как и нефть, имеет глубинное гидротермальное происхождение.

The conclusion about neanic, late tertiary, age and bathygenic, abiogenic, genesis of all types of HC accumulations, including oil, gas, bitumen and combustible shale fields is defended. Data, allowing to suppose that coal as far as oil has bathygenic hydrothermal origin, are adducted.

## 1. Происхождение месторождений нефти и газа

Общеизвестно, что в нефтяной геологии на протяжении большей части XX в. отмечалось противостояние двух альтернативных концепций нефтеобразования. 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 микронепфти. Предполагается, что в процессе первичной миграции происходит движение этих микрочастиц из нефтематеринских пород в коллекторы, в процессе вторичной миграции — концентрация и аккумуляция углеводородов (УВ) в залежи. Точка зрения о неорганическом, или абиогенном, генезисе УВ основана на представлении о том, что их образование происходит в глубинных мантийных очагах вследствие неорганического синтеза, без участия нефтематеринских пород, и не связана с процессами генерации РОВ. Казалось бы, что в столетнем научном споре окончательно победила органическая теория происхождения нефтяных

углеводородов. В настоящее время именно эта теория является официально признанной, освещается в огромном количестве научных публикаций, докладов и диссертаций, а также преподается в качестве практически безальтернативной концепции студентам нефтяных университетов и институтов.

Между тем огромный объем накопленных геологических материалов противоречит сложившимся представлениям о процессах нефтегазообразования. Обычно в качестве доказательств правомерности взглядов на альтернативную абиогенную природу нефтяных УВ приводятся широко известные данные о несомненной взаимосвязи месторождений нефти и газа с глубинными разломами, о наличии значительного количества этих месторождений в породах кристаллического фундамента, а также результаты гидротермальной деятельности недр, свидетельствующие об интенсивных разгрузках мантийных флюидов и газов на континентах и в акватории океанов. Автор настоящей работы предлагает обратить внимание на ряд дополнительных, очень простых и объективных данных, которые обычно не рассматриваются в геологической литературе. Так, настоящим научным парадоксом является тот факт, что основополагающий, краеугольный постулат органической теории о возможности преобразования рассеянного в породах органического вещества в углеводороды не подтвержден лабораторными исследованиями.

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 своеобразно. Всем студентам нефтяных университетов и институтов с первого курса обучения постоянно прививается представление о том, что для преобразования РОВ в УВ, помимо повышенных давлений и температур, требуется длительное геологическое время, измеряемое многими миллионами лет.

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 самых разнообразных термобарических условий, в кернах 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. повышенного давления, повышенной температуры и длительного геологического времени не приводит к реальным процессам генерации УВ. Этот важнейший вывод подтверждается полным отсутствием каких-либо геологических публикаций, отмечающих следы генерации УВ в природных разрезах исследуемых 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 одним из крупнейших литологов страны Т.Т. Клубовой в книге «Нефтеносность отложений баженовской свиты Салымского месторождения» [3]. Она также не нашла каких-либо 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. Таким образом, не только сама залежь нефти в баженовской свите (*in situ*), но и более молодые вышележащие нефтяные горизонты 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 и в том числе 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 **УВ**, а к углефикации и графитизации **ОВ**, фиксируемого в виде мелких включений в породах. Однако эти частицы преобразованного **ОВ** навсегда остаются связанными с матрицей пород и ни при каких давлениях и температурах эмигрировать из материнских отложений в виде каких-либо **УВ** образований не могут.

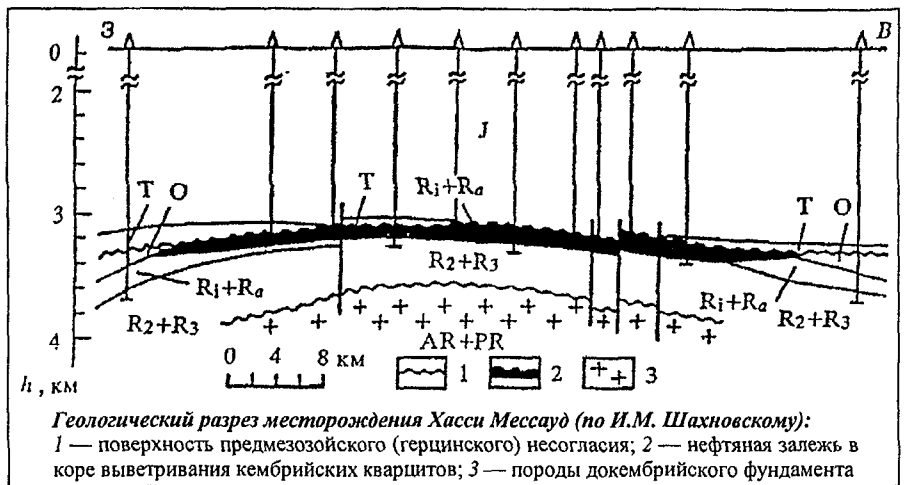
Одно из основных положений органической концепции нефтегазообразования связано с понятием о генерационном потенциале нефтематеринских толщ. Современные лидеры отечественной нефтяной геологии дают следующую формулировку этому термину: «Нефтематеринский потенциал — это количество нефти, которое может генерировать 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 тонну породы, принимается за генерационный потенциал исследуемых отложений. Правомерна ли такая методика? Конечно, нет. Процесс пиролиза совершенно не похож на природные условия преобразования **РОВ**. Ни раздробленных, порошкообразных пород, ни высоких температур, превышающих 150 °С, в осадочных толщах практически не существует, в связи с чем результаты лабораторных определений генерационного потенциала пород следует считать неправомерными. На самом деле в процессе пиролиза определяется только суммарное содержание **УВ** компонентов, входящих в состав **РОВ**. В естественных условиях, характерных для осадочных бассейнов, извлечение **УВ** компонентов из **РОВ** обычных горных пород невозможно.

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 **УВ** и последующей их латеральной миграции в залежь [9].

Изучение процессов миграции нефти и формирования ее залежей лучше всего осуществлять на примере крупных и крупнейших месторождений. Рассмотрим эти проблемы на основании геологических материалов по гигантскому нефтяному месторождению Алжира — Хасси Мессауд, начальные геологические запасы которого составляли более 10 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, подвергнутой процессам эрозии частью этих отложений и связана гигантская нефтяная залежь в трещиноватых и кавернозных кварцитах кембрия. Диаметр залежи составляет около 50 км, а нефтенасыщенная толщина пород — примерно 80 м. Покрышкой залежи является мощная глинисто-соленосная толща триаса и юры, залегающая выше поверхности герцинского несогласия, разделяющего палеозойские и мезозойские образования (рисунок).

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 толщины, площади распространения и количественной оценки генерационного потенциала предполагаемых нефтематеринских толщ, показывают, что для формирования столь гигантского месторождения необходимо полностью превратить в **УВ** все **ОВ**, рассеянное в погребенных палеозойских горизонтах ордовика, силура и девона на расстоянии до 150...200 км от его центра. Иными словами, формирование подобного месторождения невозможно без



процессов дальней миграции УВ из окружающих купол депрессий в направлении к его вершине.

С позиций органической теории эти процессы, 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 купола Хасси Мессауд. Вначале это движение осуществлялось 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: должны ли существовать следы подобной гигантской миграции нефти в осадочном разрезе? Конечно, да. 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 гигантский объем нефтяных битумов должен был бы сохраниться в палеозойских толщах окружающих купол впадин и депрессий. Согласно принятой модели нефтеобразования, большая часть этих битумов должна была бы 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 описаниях керна скважин, расположенных за пределами месторождения, не фиксируется. Автором статьи не обнаружены подобные прослои битумов и при личном описании кернов из ряда 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, в более широком плане, 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 изучения возраста возможных нефтематеринских свит. При изучении микрофосси-

лий в этих пробах обнаружены только акритархи кембрийского возраста. Отсутствие микрофоссилий ордовикского, силурийского и девонского возрастов не подтвердило имеющихся представлений о формировании кембрийской залежи за счет латеральной миграции УВ из более молодых по возрасту 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.

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 УВ. Однако это представление является глубоко ошибочным. Напомню, 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 извлекаются гуминовые кислоты. Далее породу обрабатывают одним из таких органических растворителей, как хлороформ, бензол, петролейный эфир, ацетон, спиртобензол, и извлекают битумоидные компоненты ОВ. Нерастворимая в водных растворах щелочей и органических растворителей часть ОВ называется керогеном, который, по мнению современных геохимиков, и представляет основную часть ОВ, способную преобразовываться в нефтяные УВ. Его извлечение из породы осуществляется путем ее многократной обработки соляной и плавиковой кислотами до полного исчезновения минеральной части. Полученный черный порошок и представляет собой кероген, подвергаемый различным исследованиям [1].

Приведенные данные показывают, что получение экстрактов и отдельных УВ компонентов ОВ возможно только при сложных химических реакциях в лабораторных условиях. Совершенно очевидно, что ни дробленных пород, ни органических растворителей и, тем более, соляной и плавиковой кислот в осадочных толщах не существует. Таким образом, геохимические эксперименты выполняются в условиях, совершенно не адекватных природным, и их результаты не могут служить доказательством естественных процессов преобразования РОВ пород в углеводороды.

Далее следует остановиться на чрезвычайно важной проблеме, связанной с генезисом самого РОВ. Принято считать, что все РОВ является продуктом биосферы, т. е. органическими останками растительного и животного мира, захороненными в осадочных толщах при их литификации.

Между тем значительная часть ОВ пород представлена различными битумоидами и имеет эндогенный генезис. Этот тип ОВ сформирован процессами дегазации мантии и является продуктом распа-

да глубинных многокомпонентных смесей. За 3...4-миллиардный период существования земной коры в нее по зонам разломов постоянно внедрялось огромное количество глубинных флюидов, и многочисленные следы этих внедрений в виде углеродсодержащих битумоидов буквально пронизывают породы любого генезиса, возраста и литологического состава на многих участках нашей планеты. Об этом свидетельствует, прежде всего, широкое развитие битумоидов не только в осадочных толщах, но и в магматических породах кристаллического фундамента, претерпевших температуры плавления более 1000 °С. Совершенно очевидно, что в этих породах не могло сохраниться никакое первичное ОВ, а все обнаруженные в них битумоиды имеют вторичный характер и проникли в них вместе с глубинными эманациями немного позже полного остывания магматических расплавов. На территории Татарии в породах докембрийского фундамента, вскрытых скважинами на несколько километров, с глубиной отмечается увеличение содержания битумоидов и УВ-газов (Муслимов Р.Х., 1999). Кроме того, исследования Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого [2] показали, что в нижних горизонтах осадочного чехла начальная температура битумоидов составляла 300...320 °С, что намного превышает температуру вмещающих пород и также свидетельствует об их эндогенной природе.

Различие в генезисе углеродсодержащего ОВ пород иногда можно определить даже при их макроскопическом описании. Биогенные остатки в виде точечных темных включений обычно довольно равномерно распределены в матрице пород и являются ее первичными неотъемлемыми компонентами.

Вторичные битумоиды распределены в породе неравномерно. Они образуют налеты по плоскостям напластования, а также выполняют ее каверны и трещины. В целом же большинство осадочных пород содержит смесь ОВ биогенной и абиогенной природы. В то же время метаморфические и особенно магматические породы содержат абиогенные битумоиды.

Между тем совершенно очевидный факт наличия в горных породах двух типов ОВ практически не учитывается при геологических исследованиях. Все ОВ пород традиционно считалось и продолжает считаться продуктом биосферы, что и способствовало формированию ошибочных представлений о процессе нефтеобразования. Сходство химического состава РОВ, битумоидов и нефтей, казалось бы, также подтверждало органическую природу нефтяных УВ. Однако это общее сходство углеводородных образований, видимо, объясняется тем, что атомы углерода и водорода всегда соединяются в близкие по химическому составу молекулярные цепочки, независимо от условий их формирования — как при преобразовании органических останков биосферы, так и при неорганическом синтезе битуминозных флюидов в глубинных недрах Земли.

При геохимических анализах обычно используются раздробленные порошкообразные образцы пород, которые зачастую содержат смесь углеродсодержащих компонентов биогенного и абиогенного происхождения. Это не принимаемое во внимание обстоятельство предопределяет бессмысленность многочисленных исследований, связанных с идентификацией химического состава РОВ и нефтей. Наличие глубинных битумоидов, входящих в состав РОВ, искажает результаты эксперимента и приводит к неверным выводам о якобы существующем сходстве нефти, унаследованном от РОВ.

На самом деле состав глубинных битумоидов и нефти отличается от состава ОВ биогенной природы рядом тонких, но достаточно постоянных признаков. К ним относится, прежде всего, повышенное содержание благородных металлов, редкоземельных и радиоактивных элементов. Известный химик А.С. Эйгенсон (1998) писал, что нефти и битумы обычно не содержат обязательных для ОВ магния и железа, но в то же время содержат никель и ванадий, которые в живом веществе отсутствуют.

Современная геохимия позволяет определять долевое участие в составе ОВ пород гумусовой и сапропелевой составляющих. Видимо, при целенаправленных исследованиях можно было бы добиться результатов, позволяющих определять и отдельное содержание в породах ОВ биогенной и абиогенной природы. Однако подобные исследования не имеют практического смысла, поскольку захороненное в породах РОВ как поверхностного биогенного, так и глубинного абиогенного генезиса в равной мере не принимает участия в формировании промышленных скоплений УВ.

Интереснейшее открытие последних лет связано с установлением факта образования в вулканическом процессе сложных органических соединений, содержащихся в пепле и шлаках, выпадающих на склонах и у подножья 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 [6]. 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 могут. 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 процессы деструкции нефти при типичных для мантийных недр термобарических условиях.

Американский физик Д. Кенни совершенно справедливо полагает, что при высоких давлениях и температурах достаточно распространенный глубинный газ метан становится неустойчивым и может превращаться в этан, бутан, гексан, октан и другие более тяжелые алканы. Свои теоретические расчеты и представления о процессах нефтеобразования Д. Кенни проверил в термодинамических условиях, близких к мантийным. В эксперименте использовались только абиогенные компоненты, состоящие из чистого мрамора —  $\text{CaCO}_3$ , оксида железа —  $\text{FeO}$  и трижды дистиллированной воды —  $\text{H}_2\text{O}$ . Смесь этих реагентов была подвергнута давлению до 50 кбар и температуре до 1500 К. В результате получен углеводородный раствор, характерный для природной нефти, т. е. еще раз доказана возможность ее синтеза из неорганического вещества. Методика эксперимента обеспечивала полную изоляцию реакционной смеси от воздушной среды на протяжении всего опыта Д. Кенни (1999).

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 существует 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 УВ компоненты могут быть извлечены из них 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 ОВ 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 осуществляются более мощные процессы формирования огромных объемов абиогенного 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.** В земных недрах имеется неисчерпаемое количество свободного водорода и летучих соединений углерода. Взаимодействие этих компонентов в жестких термобарических условиях мантийного очага и приводит к формированию различных абиогенных органических соединений, входящих в состав УВ флюидов.

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.

В настоящее время в разной степени опосредованно глубоким бурением все осадочные бассейны мира, и теоретические разногласия по поводу генезиса УВ на практику разведочных работ почти не влияют. 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 существование альтернативных взглядов на процессы нефтеобразования предопределяет различие представлений о методике и критериях поисков нефтегазовых месторождений.

Совершенно очевидно, что наличие в бассейне так называемых нефтематеринских толщ ни в коей мере не определяет реальные возможности формирования в нем промышленных скоплений нефти и газа. Нефтяные УВ формируются в мантийных очагах и являются продуктами дегазации Земли.

Пока накоплены лишь некоторые практические выводы, позволяющие оценивать перспективность территорий с позиций неорганической теории нефтеобразования. Среди геологов-нефтяников все более утверждаются представления о существовании под нефтегазовыми месторождениями нефтегазоподводящих разломов, являющихся питающими каналами. Именно по этим каналам идет приток нефтяных флюидов из глубинных мантийных очагов в благоприятные ловушки верхних горизонтов земной коры.

Наиболее объективным доказательством существования нефтеподводящих каналов является несомненная приуроченность многих известных залежей к зонам разрывных нарушений. Многопластовость месторождений, наличие в них тектонически экра-

нированных залежей, высокий этаж нефтегазоносности свидетельствуют о широко развитых процессах вертикальной миграции УВ по зонам разломов, уходящих корнями в мантию. Следы дегазации установлены на дне океанов, где мантия находится на небольшой глубине от поверхности дна, и, в частности, они зафиксированы в рифтовых зонах Карибского и Красного морей.

На многих старых эксплуатируемых месторождениях суммарный объем накопленной добычи нефти значительно превысил ее начальные извлекаемые запасы, что заставляет проводить их неоднократный пересчет. Этот достаточно известный факт, видимо, также объясняется процессами продолжающегося подтока в месторождение новых порций нефти по нефтеподводящим каналам.

В практике поисковых работ на нефть неоднократно отмечались значительные притоки нефти и газа уже в первой пробуренной на площади скважине. Однако в четырех последующих скважинах, расположенных по методу классического креста, никаких нефтегазопоявлений не фиксировалось. Подобные факты, видимо, обусловлены только тем, что именно первая продуктивная скважина оказалась расположенной вблизи питающего разлома.

Одна из первых попыток определения пространственного положения питающих каналов осуществлена В.А. Трофимовым и В.И. Корчагиным [8]. Они считают, что подобные подводящие разломы находятся обязательно в пределах самого месторождения и расположены вблизи скважин, характеризующихся повышенными дебитом и суммарной накопленной добычей, более легким и менее окисленным качеством нефти и, конечно, находящихся на узлах пересечения основного нефтеподводящего и второстепенного разломов.

Следует отметить, что все приведенные факторы являются достаточно косвенными показателями. Методики и способов более четкого определения пространственного положения питающих залежи разломов до настоящего времени не разработано. Решение этой фундаментальной проблемы, связанной с повышением разрешающей способности сейсмических методов, может кардинальным образом изменить методику и эффективность поисковых работ на нефть и газ.

## 2. Возраст нефтяных месторождений

Надежной методики установления возраста скоплений УВ до сих пор не разработано. Поскольку формирование залежей возможно только при наличии резервуара, ловушки и покрышки, в большинстве случаев скопления УВ имеют более молодой возраст, чем вмещающие их породы. Поясню этот очевидный вывод следующим примером.

Нефтяная залежь Хасси Мессауд (см. рисунок) приурочена к кембрийскому резервуару, покрышкой которого является трансгрессивная толща глинисто-соленосного триаса. Следовательно, эта залежь не

могла сформироваться до конца триасового времени. Помимо этого, палеоструктурный анализ истории развития поднятия показал, что замкнутая структура Хасси Мессауд появилась только в аптское время раннего мела. Таким образом, возраст нефтяной залежи здесь не может быть древнее аптского века. Более точное время заполнения любой ловушки нефтью остается неясным и определяется сторонниками альтернативных концепций нефтеобразования совершенно по-разному. «Органики» полагают, что нефтеобразование на Земле началось одновременно с появлением биосферы и протекает в осадочных бассейнах постоянно уже более 3,5 млрд лет за счет переработки погребенной органики в УВ. В связи с этим формирование залежей возможно в любую геологическую эпоху, сразу же после появления в осадках ловушки, запечатанной надежным экраном. «Неорганики» считают, что формирование мантийных очагов нефтегазообразования началось на Земле сравнительно недавно, в третичный период. В силу каких-то пока еще не ясных причин мантийное вещество «созрело» для производства нефтяных флюидов только к этому времени. Высказанное положение далеко не бесспорно и подтверждается косвенными данными.

По всей вероятности, скопления УВ относительно недолговечны и могут сохраняться в земных недрах не более первых десятков миллионов лет. Тектонические подвижки, землетрясения, размывы, подземные воды и другие природные факторы рано или поздно разрушают герметичность ловушки, и все легкие УВ компоненты залежи выходят на дневную поверхность. В то же время тяжелые смолистые соединения нефтей пропитывают коллектор, и его «загрязненность» нефтебитумом остается навсегда.

Подобные следы палеонефтяной залежи можно наблюдать на Ярегском месторождении Тимано-Печорской провинции. Эта девонская залежь расположена на небольшой глубине (около 150 м) и детально изучена в процессе шахтной разработки. Особенностью месторождения является наличие остаточной нефтенасыщенности пород, установленной ниже уровня ВНК, далеко за пределами современного контура нефтеносности. Этот факт объясняют тем, что в своде поднятия существовала крупная газонефтяная палеозалежь, размеры которой значительно превышали размеры современной Ярегской залежи. В ходе геологической истории была нарушена герметичность покрышки месторождения, и газ из газовой шапки удалился в атмосферу. В результате объем палеозалежи существенно уменьшился, произошел подъем уровня ВНК, и в своде ловушки сохранилась лишь небольшая залежь тяжелой нефти с плотностью 0,94 г/см<sup>3</sup>.

Выше уже отмечалось, что коэффициент нефтеотдачи на нефтяных месторождениях почти никогда не превышает 50 %. При любых техногенных воздействиях на нефтяной пласт в нем остается захороненной около половины первичных запасов нефти.

Можно уверенно предположить, что в естественных условиях на месте древних разрушенных залежей в современных разрезах нефтеносных бассейнов должны были бы сохраниться значительные объемы наиболее тяжелых и смолистых нефтяных компонентов, навсегда пропитавших вмещающие их резервуары. Асфальты и асфальтиты чрезвычайно устойчивы к процессам деструкции и окисления. Поэтому отсутствие следов остаточной нефтенасыщенности в палеозойских и мезозойских отложениях позволяет предположить более молодой возраст скоплений УВ на нашей планете. По мнению В.Б. Порфирьева, внедрение глубинных УВ в резервуары осадочного чехла и фундамент началось только с позднеэретического периода развития Земли, т. е. около 25 млн лет назад.

### 3. Взаимосвязь угле- и нефтеобразования

Уголь представляет собой горючую горную породу, содержание углерода в которой меняется от 65 % в буром угле до 75 % в каменном и до 97 % в антраците. Прослои и линзы угля толщиной от нескольких сантиметров до 400 м достаточно часто встречаются в разрезе осадочных бассейнов, в связи с чем некоторые из них получили название угленосных. Особенно много угольных пластов установлено в отложениях карбона, в результате чего этот период геологической истории назван в геохронологической таблице каменноугольным.

В последние два десятилетия открыты новые месторождения нефти в континентальных угленосных толщах Китая, Австралии, юго-восточной Азии. Западная Сибирь представляет собой не только гигантскую нефтегазоносную провинцию, но и крупный угольный бассейн, содержащий прослои и линзы угля в отложениях позднепалеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Наличие нефти, вязких и твердых битумов установлено в таких угленосных бассейнах, как Кузнецкий, Донецкий, Карагандинский, Ленский, Таймырский, Печорский и др.

В начале XX в. источником углерода в углях считалась древесина захороненных деревьев тропических лесов далекого прошлого. Этот вывод казался совершенно однозначным, поскольку в углях обнаружилось множество отчетливых отпечатков листьев, ветвей и даже целых стволов деревьев. Однако изучение современных тропических лесов показало, что погибшие деревья довольно быстро подвергаются гниению, поедаются насекомыми и никогда не формируют каких-либо углеподобных образований. В связи с этим представления о возможности образования угля из древесины были подвергнуты сомнению.

Появилась новая концепция о возможности формирования угля из торфа в процессе его уплотнения при осадконакоплении. Как известно, торф содержит до 50 % углерода и является продуктом естественного отмирания и неполного распада болотных трав, мха и кустарника. Его толщина в современных болотах не превышает 5...6 м. Для получения пласта

антрацита толщиной 1 м необходим 10-метровый слой сухого торфа. Даже если в древних болотах накапливались более мощные толщи торфа, чем в современных, то все равно трудно представить возможность формирования 100-метровых пластов угля за счет уплотнения 1000-метровой толщи торфа. Совершенно очевидно, что накопление подобных гигантских толщ торфа в истории Земли не происходило, в связи с чем и сама концепция об образовании угля из торфа является несостоятельной. В целом обе рассмотренные точки зрения о формировании угля за счет природных растительных остатков остаются дискуссионными и не подтверждаются фактическими данными.

Между тем уголь и нефть являются наиболее близкими по составу и свойствам горючими ископаемыми. В шахтах известно значительное количество нефтепроявлений в разломных трещинах, пересекающих пласты каменного угля. Следы совместного угле- и нефтеобразования зафиксированы в глубоководной впадине Лау возле о-ва Фиджи, где дно слагают только вулканические породы. Здесь подводной лодкой «Эдвин» отобраны образцы жидкой гидротермальной нефти и гидротермального каменного угля [5].

Приведенные выше материалы обосновывают глубинную природу нефтяных УВ. Видимо, тот же генезис имеют и ископаемые угли, формирование которых также произошло в результате подъема мантийных битуминозных флюидов по зонам глубинных разломов. Вот каким образом представляют этот процесс некоторые исследователи. «Нефть или вязкие битумы попадают на поверхность, теряют там летучие компоненты, окисляются, полимеризуются, сокращаются в объеме и превращаются в твердые углеподобные породы, созревающие впоследствии до настоящих углей» [7]. В той же работе Е.Г. Песков, описывая Хасынское месторождение угля, отмечал, что здесь угольные включения в осадочную породу имеют жильную форму залегания. «Во фронтальной зоне углеродистого метасоматоза наблюдаются массивные матовые угли толщиной 8...30 см, далее в тыловой части инъекции прослеживаются отдельные языки угля, переходящие в нитевидные прожилки протяженностью несколько десятков сантиметров» [7].

«Химический и минеральный состав углей и горючих сланцев связан главным образом с их возрастом и термобарохимическими условиями образования. При высоких температурах (350...500 °С и выше) и давлениях из углеводородных расплавов формируются графит, кокс, антрацит. При средних и низких температурах и давлениях формируются в основном каменные угли. В приповерхностных (окислительных) условиях образуются разнотипные, преимущественно метасоматические, месторождения бурых углей и горючих сланцев» [4].

Можно предположить, что глубинные флюиды, из которых образовались скопления нефти и угля,



изначально отличались друг от друга содержанием водорода и что угли являются более ранними образованиями, чем нефти. С силурийского времени в мантийных очагах стали формироваться битуминозные растворы с незначительным содержанием водорода, в результате подъема которых на поверхность Земли сформировались различные пласты и линзы угля. При попадании этих глубинных флюидов в зоны захоронения растительных остатков в образовании углей частичное участие принимали и биогенные компоненты органического вещества. Это обстоятельство позволяет ответить на вопрос о причинах наличия в ископаемых углях отпечатков растений. Видимо, агрессивные глубинные образования углерода растворяют и вытесняют из растительных остатков первичные органические соединения и, не меняя их текстуру, формируют по ним различные псевдоморфозы.

Одним из косвенных доказательств абиогенного происхождения угля является чрезвычайно высокое содержание в нем углерода, достигающее в антраците почти 100 %. Напомню, что в продуктах заведомо биогенного происхождения типа торфа содержание углерода не превышает 50 %. Эти данные позволяют сделать вывод о том, что столь высокая концентрация углерода в угле не может образоваться без поступления к месту накопления угля глубинного углерода.

С третичного периода в части битумных растворов увеличилась доля водорода. С этого времени на Земле происходило одновременное формирование скоплений угля и нефти. Глубинные битумы с меньшим содержанием водорода образовывали линзы и пласты угля, а более жидкие и водородсодержащие битумы, поднимаясь по разломам, заполняли коллекторы верхних горизонтов земной коры и формировали нефтяные скопления. В целом, формирование нефти и угля происходило в схожих, но и достаточно отличных условиях. Образование пластов и линз угля не зависит от наличия ловушки, покрышки и коллектора, что обуславливает их более широкое распространение в разрезе, а также большее разнообразие их форм и размеров по сравнению с нефтяными скоплениями.

В угольных шахтах издавна известны частые скопления метана, поэтому возможность генерации УВ газов из угля с позиций сторонников органической теории никогда не вызывала сомнений и, каза-

лось, не требовала доказательств. В целом именно ОВ угольных горизонтов рассматривается во многих бассейнах в качестве исходного материала для генерации основной массы газообразных и нефтяных УВ. Так, основным источником метана в гигантских газовых месторождениях Западной Сибири считается ОВ угленосных отложений мелового комплекса. Все эти представления, видимо, являются неправомерными. **Никакой нефти из угля, так же как и из любого другого захороненного ОВ, не генерируется.**

Точка зрения на общий глубинный генезис нефти и угля позволяет по-новому объяснить факт их совместного залегания в осадочном разрезе. Взрывоопасные скопления метана в шахтах, приводящие к авариям и человеческим жертвам, формируются не в результате длительной генерации газа из угля, а в итоге современного поступления новых порций глубинного газа по зонам разломов. Нефтепроявления в угольных шахтах повсеместно приурочены к зонам нарушений, что также может свидетельствовать о их более позднем внедрении в ранее сформированную толщу угля по зонам тех же разломов.

#### 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. Готтих Р.П., Лисоцкий Б.И. Битумогенез в нижних горизонтах осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов // Докл. РАН. — 1996. — Т. 348, № 4. — С. 520—523.
3. Клубова Т.Т., Халимов Э.М. Нефтеносность отложенной баженовской свиты Сальмского месторождения. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — 39 с.
4. Корытов Ф.Я. Минералогия абиогенных углей и горючих сланцев // Традиционные и новые направления в минералогических исследованиях. — М.: ИГЕМ, 2001. — С. 71—72.
5. Краюшкин В.А. Углеводородная дегазация подводных недр Мирового океана // Геолог Азербайджана. — 1997. — № 1. — С. 11—26.
6. Мархинин Е.М. Вулканизм. — М.: Мысль, 1985. — 288 с.
7. Песков Е.Г. Проявление углеродистого метасоматоза на Хасынском месторождении // Геология и геофизика. — 1990. — № 10. — С. 120—124.
8. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. — 2002. — № 1. — С. 18—23.
9. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов. — М.: ГЕОС, 2001. — 71 с.