

К ПРОБЛЕМЕ ЭНДОГЕННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

На основе современного теоретического, экспериментального и полевого материала рассматривается неорганическая концепция происхождения нефти.

Образно говоря, нефть считают «кровью цивилизации». Ее добыча год от года растет, а запасы, по утверждению экспертов, уменьшаются. Международная ассоциация по изучению конъюнктуры нефтяного спроса (ASPO) провела расчеты, согласно которым через 10 лет в мире начнется планетарный кризис из-за того, что потребность в нефти наконец превысит ее добычу [1. С. 10]. Консультант правительства США и крупных нефтяных корпораций доктор Кэмпбелл считает [1. С. 10], что экономическое процветание в двадцатом веке было связано прежде всего с добычей дешевой легкодобываемой нефти. Он утверждает, что суммарные запасы нефти на планете составляют 1 800 гигабаррелей, из которых человек на 2004 г. добыл 822 гигабарреля. При этом необходимо учитывать, что человечество потребляет в год 22 гигабарреля, а разведывает всего 6 гигабаррелей. Данный эксперт считает, что пик добычи пал на 2005 г., после чего истощение мировых запасов нефти будет составлять примерно 2% в год.

Другой эксперт, М.К. Хубберт [1. С. 10], является специалистом по оценке нефтересурсов, их разведки и истощения. Он еще в 1949 г. дал свои прогнозы, которые сейчас сбываются. В частности, еще в 1956 г. М.К. Хубберт сформулировал правило, называемое сейчас «Законом Хубберта». Оно гласит: «Нефть используется как источник энергии до тех пор, пока добывать ее дешевле, чем получать ее с помощью электроэнергии. После этого добыча нефти прекратится независимо от того, какова будет ее денежно-кредитная цена».

М.К. Хубберт считает, что за период с 1965 г. по 2023 г. человечество использует 80% мировых запасов нефти. Это и есть период наивысшего пика человеческой цивилизации (по Хубберту).

Профессор Айвенго, консультант правительства США и крупных нефтяных компаний по оценке нефтяных запасов основных бассейнов, ситуацию оценивает по-иному [1. С. 10]. Он утверждает, что «критической датой будет та, когда глобальный спрос превысит мировую добычу». Это произойдет в период между 2000–2010 гг. После этого темпы добычи начнут снижаться. Подобное событие произойдет в пределах жизни большинства людей, живущих сейчас на Земле.

Перечисленные прогнозы, сделанные наиболее авторитетными в мире специалистами, хотя и по-разному, но в целом однозначно, утверждают о исчерпаемости известных запасов нефти на нашей планете. В связи с этим актуальнейшей задачей является разработка новых подходов и поисковых критериев к изучению территорий, перспективных на углеводородное сырье. Важную роль в этом направлении играют подходы геологов к проблеме генезиса нефти и газа. Безусловно, сложность в решении данной проблемы определяется тем, что нефть встречается только во вторичном залегании. Подобное ее нахождение показывает,

что она всегда встречается на значительном расстоянии от первичных источников возникновения.

Известно, что в настоящее время общепринятой точкой зрения является органическая концепция происхождения нефти. В этом случае предполагается существование определенных литологических толщ, богатых органическим веществом, преобразование которого дает начало нефтеобразующим углеводородам. Однако анализ фактического материала по геологическим разрезам нефтегазоносных районов различных стран мира не позволяет согласиться с этим утверждением. В частности, этому противоречит и тот факт, что нефтемещающими являются комплексы пород разных формаций (песчанистые, глинистые, карбонатные и другие) либо без органического вещества, либо с незначительным количеством его присутствия. В связи с этим, любая попытка ограничить генезис и локализацию нефти с распространением пород какой-либо формации не подтверждается фактическим материалом. Это становится очевидным при рассмотрении нефтегазоносности нижних или базальных свит осадочного чехла платформ. В данном случае имеются в виду свиты, залегающие непосредственно на докембрийском кристаллическом фундаменте или немного выше поверхности докембрия. В подавляющем большинстве случаев нефть и газ здесь не могли поступать в эти свиты сверху. Следовательно, источник углеводородов должен был находиться либо в самих базальных свитах, либо еще глубже – в докембрийском фундаменте и ниже.

При этом очень важным фактом является то, что сами нефтеносные базальные свиты, как например кембрийские отложения в основании свиты Арбукуль в Северной Америке, часто оказываются песчаными толщами, очень бедными биогенным органическим веществом [2. С. 104–125]. В некоторых случаях они его не содержали вообще. Иногда нефтеносными являются аркозовые гравийники и дресва, образовавшиеся за счет перемыва гранитов и гнейсов докембрия. В некоторых районах, например в штате Канзас [2. С. 104–125], промышленно нефтеносными оказываются даже разрушенные трещиноватые породы верхней части докембрийского кристаллического фундамента. Приведенные примеры показывают, что утверждать о карбонатных, глинистых, песчаных и о каких-либо других нефтематеринских свитах не представляется возможным.

При решении проблемы генезиса нефти необходимо учитывать и другие факторы и огромный фактический материал по месторождениям разных стран мира [2. С. 104–125; 3. С. 792–795; 4. С. 44–49; 5. С. 33–42; 6. С. 32–37; 7. С. 51–55]. В частности, изучение тектонических закономерностей размещений нефти и газа в платформенных и складчатых системах показывает, что геодинамика внутренних (глубинных) частей Земли обуславливает изначальный источник углеводородов, а

тектонические и геохимические процессы земной коры способствуют их преобразованию в нефтеобразующие с последующим перераспределением и концентрацией в конкретных структурах чехла. Именно тектонические деформации и геохимические процессы земной коры, а не распространение по вертикали и по площади осадочных толщ, богатых органическим веществом, контролируют размещение нефтеносных провинций, районов, месторождений. При этом диапазон распространения нефти в этих регионах в вертикальном разрезе прежде всего определяется горизонтами пород благоприятной пористости, вплоть до основания неметаморфизованного осадочного чехла. В том случае, когда породы складчатого фундамента достаточно раздроблены, они могут служить коллекторами и здесь могут концентрироваться промышленные скопления нефти. Примером являются трещиноватые граниты зоны Амарильо в северо-западном Техасе, а также месторождения Эдисон и другие в Калифорнии. Анализ нефтеносных провинций Северо-Американской платформы (Мид-Континента, Аппалачи и так называемого пермского бассейна Западного Техаса) показывает, что нефть в большом количестве извлекалась из свит силура и кембрия нижней части осадочного чехла. Значительные запасы нефти были известны в базальных породах кембрия штата Уайоминга [2. С. 104–125].

Таким образом, приведенные примеры и многие другие данные (Скалистые горы, Восточная Канада, Египет, Волго-Уральская область и т.д.) показывают, что нефте- и газопроявления широко известны в нижних свитах осадочного чехла и в породах фундамента [2. С. 104–125; 4. С. 44–49; 6. С. 32–37]. При этом следует отметить, что во многих нефтеносных провинциях нефтепроявления отмечаются в значительном вертикальном диапазоне. Они охватывают не только свиты чехла, нижние базальные свиты, докембрийские граниты фундамента, прослеживаясь на некоторую глубину. Примером являются месторождения Египта, приуроченные к обоим бортам грабена Суэцкого залива и Красного моря. Здесь нефтеносны, главным образом, нижние базальные свиты, залегающие на докембрии и сложенные песчаниками (карбон, мел) или рифовыми известняками (палеоген). В месторождениях Хургада, Гемзах, Джебель Цейт нефтеносны не только аркозы, перекрывающие кристаллический фундамент, но и ниже лежащие граниты докембрия, в которых нефтепроявления прослеживаются на некоторую глубину. Здесь нет никаких свит, богатых органическим веществом. Такая же ситуация вырисовывается в нефтеносных грабенах оз. Альберта и оз. Тантганьика на продолжении этой зоны разломов [2. С. 104–125].

На Русской платформе нефть уже давно добывают из метаморфических пород фундамента на Тимане [8. С. 24–29]. Здесь газообразные углеводороды поступают с таких глубин (сотни метров от поверхности фундамента), на которых вряд ли они могли быть транспортированы с водой путем латеральной миграции. Жидкая нефть в трещиноватых докембрийских породах обнаружена в скважинах Татарии. По пунктам нахождения нефти в нижних свитах осадочного чехла Русской платформы (средний девон – Саратовское Поволжье, Самарская Лука, Западная Башкирия, Татария,

Тиман) и в метаморфизованных породах фундамента (Тиман, Поволжье) можно установить общие контуры Волго-Уральской нефтеносной провинции. Между тем ни эти свиты осадочного чехла, ни породы фундамента по своей литологии не могут рассматриваться как «нефтематеринские» свиты [2. С. 104–125].

Таким образом, на примере хорошо изученных нефтегазоносных провинций (Аппалачской совместно с Восточной Канадской, Мид-Континента, Скалистых Гор, Волго-Уральской области, Египта и др.) можно проследить нефть и газ в породах фундамента, в базальных свитах и верхних толщах осадочного чехла платформ. При этом выясняется, что контуры нефтегазоносных провинций обусловлены крупными деформациями, а не распространением отдельных свит. Очевидно, что литология вышележащих (от уровня фундамента) свит осадочного чехла не имеет никакого отношения к генезису нефти и газа. Они, благодаря различной пористости и наличию благоприятных тектонических структур и действия других факторов, только локализируют частные скопления углеводородов, поступающих с глубинных частей Земли.

К тому же, например, базальные свиты (песчаники кембрия и толща силура медайна или светлые известняки и доломиты ордовика в Аппалачах, или кремнистые доломиты кембрия–ордовика Мид-Континента, Канзаса, Оклахомы; песчаники и песчано-глинистые породы среднего девона Волго-Уральской области и т.д.) обычно настолько бедны органическим веществом и формировались в такой геохимической обстановке, что их нельзя считать нефтематеринскими свитами. Учитывая это, в свое время П.Н. Кропоткин [2. С. 104–125] сделал вывод, что в пределах Северо-Американской платформы и в других частях мира размещение месторождений нефти и газа обусловлено подъемом углеводородов с глубины из фундамента через все горизонты стратиграфического разреза. В частности, доказательством вертикальной миграции углеводородов являются жилы асфальтов и пиробитумов, встречающиеся не только в породах осадочного чехла, но и в докембрийском кристаллическом фундаменте (Центральный массив Франции, Канадский и Балтийские щиты [2. С. 104–125]. Кроме этого следует отметить, что в последние годы был открыт ряд крупных нефтяных месторождений в гранитоидах фундамента платформенных областей. Из числа этих месторождений особенно привлекают внимание Ла-Пас в Венесуэле, Белый Тигр, Дракон и другие на шельфе юга Вьетнама, Сибири (Иркутская область) [4. С. 44–49; 6. С. 32–37; 9. С. 46–54; 10. С. 66–68].

Приведенные данные опровергают утверждение об органическом генезисе нефти и газа в условиях осадочного чехла платформ. Например, еще П.Н. Кропоткин [2. С. 104–125] отмечал, что в тех условиях, которые характерны для осадочного чехла платформ, нефть возникнуть из органического вещества не может. Ничтожная примесь углеводородов, накапливающихся в свежем осадке при захоронении растительного и животного материала, по-видимому, в дальнейшем разделяет судьбу всей массы органики, подвергаясь карбонатизации. Обратный процесс обогащения органики водородом невозможен (в породах осадочного чехла).

Метан, отделяющийся при карбонатизации ограники, вряд ли можно считать исходным материалом нефти. В угольных шахтах, например, изобилует метан такого происхождения, но нет никаких признаков образования нефти в угольных месторождениях.

В свою очередь, в пределах нефтегазоносных провинций происходит выход подземных (глубинных) газов. Среди них отмечают: водород, азот, инертные газы, которые являются спутниками метана и других газообразных углеводородов. В отдельных случаях с этими газами поступает чистый водород, что указывает на восстановительные условия в участках зарождения газовых струй. В связи с этим В.И. Вернадский [11. С. 209–376] отмечал, что все выходы газовых струй на поверхность Земли обусловлены «дыханием Земли». В частности, он подчеркивал, что все крупные месторождения гелия приурочены к выходам «... тектонических газовых струй (азотных, азотно-метановых)». Так, например, гелиеносная зона Восточного Канзаса (месторождение Декстер и др.) протягивается вдоль разлома, ограничивающего с востока подземным выступом докембрийского фундамента (поднятие Немаха). Крупное гелиевое месторождение находится вблизи поверхности докембрия на структурном поднятии, которое осложняет южный склон крупного выступа гор Амарильо. Оно контролируется глубинным разломом. Часто содержание гелия в азотно-метановых струях в тысячи раз превышает его содержание в атмосфере. Это касается азота и других элементов. Несомненно, источником газов в рассматриваемых месторождениях являются глубинные части Земли (ниже фундамента платформ).

Безусловно, формирование и локализация в недрах Земли нефтяных и газовых месторождений для существования и развития человеческого общества имеют колоссальное значение. Однако с точки зрения эволюции Земли образование подобных месторождений – это всего второстепенный побочный эффект в общем грандиозном процессе эндогенной активности нашей планеты [12]. При этом тектоника, с одной стороны, и геохимия углеродно-водородных флюидных глубинных потоков, с другой – позволяют с позиций неорганической (эндогенной) концепции рассмотреть генезис нефти и газа [9. С. 46–54; 10. С. 66–68]. Подобное утверждение вытекает из анализа результатов полевых, лабораторных и теоретических исследований, выполненных в последние десятилетия [3. С. 792–795; 5. С. 16–27; 7. С. 51–55; 13. С. 11–114; 14. С. 30–33; 12; 15 и др.]. Согласно данным работам формирование месторождений нефти и газа возможно в конкретных геодинамических обстановках в связи с эндогенной деятельностью внутренних частей Земли. Последняя, в свою очередь, обусловлена деятельностью водородно-углеродных флюидов (с примесью разнообразных летучих инертных газов, N, Cl, F и т.д.), отделяющихся с поверхности внешнего ядра Земли. Последнее сохранило «магматическое» состояние с момента перехода Земли в планетарный период развития и обеспечивает общий циклический процесс дегазации Земли [12; 16. С. 16–24; 18. С. 16–27]. Энергетическая емкость рассматриваемого флюида настолько велика, что он играл ведущую роль во всех геологических процессах как в условиях глубинной геодинамики, так и в пределах

земной коры, являясь главным вещественным (и энергетическим) компонентом, обуславливающим зарождение и эволюцию природных систем.

В результате бурной дегазации внешнего ядра Земли, флюидное давление в нем понизилось (до величины порядка 140 ГПа), уравнившись с давлением, создаваемым верхними силикатными оболочками. В результате Земля превратилась в саморазвивающуюся систему, движущей силой которой стала кристаллизация (и наращивание) твердого Fe–Ni (внутреннего) субъядра за счет процессов, протекающих во внешней жидкой (флюидной) оболочке. Механизм действия данного процесса сводится к следующему. Эволюция флюидного (внешнего) ядра приводит к тому, что образующиеся при этом тугоплавкие и тяжелые компоненты идут на строительство внутреннего ядра, а более легкие примесные производные (H, углеводороды N и другие) накапливаются на фронте кристаллизации. Они образуют конвективные (восходящие) потоки проводящей жидкости. Последние приводят в действие гидромагнитное динамо земной системы. При этом продолжающаяся кристаллизация жидкого (флюидного) внешнего ядра Земли и накопление на его поверхности легколетучих компонентов сопровождаются возрастанием их давления. Это реализуется периодически образованием восходящих флюидных потоков вдоль ослабленных (тектонических) зон.

Энергетический поток, идущий от внешнего ядра, разогревает вещество в самом глубоком слое мантии – «D». Это, с одной стороны, подавляет конвекцию в жидком (внешнем) субъядре и является причиной инверсии магнитного поля Земли, а с другой – происходит утолщение слоя «D». Он становится неустойчивым и выбрасывает восходящие струи в верхние слои мантии. При этом характер плавления мантийного субстрата должен изменяться в сторону перехода мантийного вещества в расплавленное состояние. Наиболее оптимальными условиями для флюидного плавления являются глубины 80–110 км. В дальнейшем восходящие струи флюидного мантийного вещества – плюмы поступают в различные геодинамические обстановки поверхностных частей Земли. Важную роль в их составе играли углеродно-водородные и многие другие газообразные компоненты [9. С. 46–54; 12; 18. С. 95–101; 14. С. 30–33; 19. С. 19–25 и др.].

Мантийный флюид имеет две ветви углеродно-водородного характера [20. С. 39–43 и др.]. В данном случае нас интересует первая из них, представленная тяжелыми углеводородами. При движении из глубинных частей Земли мантийных флюидов возможны два предельных варианта их подъема – равновесный и метастабильный. В случае последнего (квазиравновесного) подъема углеводородных флюидов тяжелые углеводороды разлагаются в основном на метан с его ближайшими гомологами и твердый углерод [20. С. 39–43]. В результате этого процесса возможно формирование крупных газовых месторождений в зонах глубинных разломов. Таким образом, рассмотренный динамомеханизм действия земной системы, зарождение всплывающих с поверхности жидкого внешнего ядра восходящих флюидных водородно-углеродных потоков являются основополагающим при объяснении генезиса

нефти и газа с позиций неорганической теории. Исходя из этого, используя данные многих исследователей [2. С. 104–125; 4. С. 44–49; 5. С. 33–42; 6. С. 32–37; 7. С. 51–55; 12; 13. С. 111–114; 14. С. 30–33; 15; 18. С. 95–101; 19. С. 19–25; 20. С. 39–43] – можно представить модель формирования месторождений нефти и газа.

В случае прохождения углеродно-неорганического флюида по холодной геобаротерме тяжелые углеводороды устойчивы, если их объемная энергетическая емкость не превышает 500 ккал [9. С. 46–54; 20. С. 39–43]. В результате происходит только частичное разложение тяжелых углеводородов с образованием нефти в зонах разломов.

Внутренняя энергия метастабильного поднимающегося по геотерме эйкозана ($C_{12}H_{42}$) – тяжелого алкана (выбранного в качестве аналога тяжелого углеводорода) изменяется таким образом, что на глубине 90–30 км отмечается энергетический барьер [20. С. 39–43]. При этом оказывается, что максимальные значения разности между внутренней энергией в метастабильном и равновесном состояниях эйкозана на глубине 62 км сопоставимы с энергией взрывчатых веществ [20. С. 39–43]. Расчеты показали, что детонация шаровых скоплений тяжелых углеводородов радиусом до нескольких десятков метров способна инициировать крупные землетрясения [9. С. 46–54; 20. С. 39–43]. Связь месторождений нефти с мантийными процессами подтверждается корреляцией местоположения глубинных аномальных сейсмических зон и крупных скоплений нефти [3. С. 792–795], приуроченностью нефтегазовых обособлений и кольцевых разломов, образование которых связано с астенолитами в верхней мантии. Концентрации нефти и газа возможны в тыловой части островных дуг, где углеродно-неорганические флюиды, поднимаясь по разрывным нарушениям в мантийном клине, формируют месторождения.

Участие углеводородной ветви в составе мантийного флюида в обстановке островных дуг подтверждается присутствием тяжелых углеводородов в ксенолитах Sr лерцолитов из известково-щелочных базальтов и в ксенолитах дунита и пироксенита из щелочных базальтов Японии. В Байкальском рифте известны проявления нефти неорганического происхождения. При извержении вулканов Камчатки и в других районах отмечается выброс нефти и выход газов.

Открытие в породах многих структур земного шара флюидных включений свидетельствует о поступлении углеводородов из глубин к поверхности Земли [4. С. 44–49; 10. С. 66–68; 13. С. 11–114; 17; 19. С. 19–25; 21. С. 126–128]. Так, сверхглубокая Кольская скважина показала, что даже на глубине 7–10 км в «гранитном» слое земной коры имеются зоны разуплотнения, т.е. коллектора, насыщенные флюидом.

Широко известны включения неорганических газов в газово-жидких обособлениях (включениях) в минералах кимберлитов Якутии. Тяжелые алканы обнаружены недавно в мантийных ксенолитах из вулканических пород различных регионов мира [22].

Исследования газово-жидких флюидов, образующих включения в породах фундамента месторождений Белый Тигр и Дракон (Вьетнам), обнаружило преобладание в их составе водорода и метана. Суммарное со-

держание флюидов во включениях колеблется от 8 до 180 см³/кг породы. Эти флюиды капсулированы в капиллярах, каналах роста минералов, пустотах специфических минеральных структур, в виде обособленных включений. Процесс образования нефти происходит в фундаменте месторождений Белый Тигр (Вьетнам) и в настоящее время [4. С. 44–49]. Подобное подтверждается и тем, что в последние годы был открыт ряд крупных нефтяных месторождений в гранитоидных комплексах фундамента платформенных областей (Ла Пас в Венесуэле, Белый Тигр, Дракон, Вьетнам и др.). Кроме того, в пределах нефтегазоносных территорий очень часто происходит выход подземных (глубинных) газов. Среди них отмечают инертные газы, азот и многие другие, которые являются характерными геохимическими спутниками метана и иных газообразных углеводородов. В отдельных случаях вместе с этими газами поступает чистый водород, что может указывать на резко восстановительные условия в участках зарождения газовых струй.

Если нефть и газ появляются в каком-либо участке земной коры, образуя так называемые нефтегазоносные провинции, то они насыщают в той или иной концентрации весь стратиграфический разрез от пород фундамента до верхних частей данного профиля.

Осадочные породы по литологическому составу аналогичные нефтегазоносным, обычно не содержат заметных количеств нефти и газа за пределами нефтегазоносного района. Примером является средняя часть Северо-Американской платформы, Московская синеклиза и др. [2. С. 104–125].

Нижние свиты осадочного чехла платформ, содержащие нефть и газ, в большинстве случаев не содержат органические вещества, в таком количестве, которое могло бы обеспечить высокую концентрацию газообразных углеводородов, соответствующую упругости газа (в сотни атмосфер) в глубоких газовых горизонтах. Многие нефтегазоносные базальные свиты практически не содержат органического вещества. В других случаях они сформировались в окислительной обстановке, исключающей образование в них нефти и газа.

В составе потока углеводородов, наряду с метаном, входят более тяжелые, более сложные по своему составу предельные углеводороды. Вся эта масса привнесенного вещества задерживается в пористых породах осадочной оболочки, накапливаясь в форме своеобразной газовой смеси (типа конденсатных залежей) и в форме метановой нефти [2. С. 104–125].

Присутствие в золе нефтей и асфальтов Ni, V, S и других элементов, характерных для ультраосновных пород, может указывать на глубинное происхождение углеводородов.

По мнению П.Н. Кропоткина [2. С. 104–125], метановая нефть образуется при температуре 200–350°C (судя по данным С.Н. Обрядчикова и др. (1955)). Дальнейшее ее изменение в условиях, характерных для чехла осадочных пород, а именно дифференциация углеводородов с удалением фракций наиболее легких и наиболее богатых водородом, ведет к накоплению нафтенов, изопарафинов и т.д. Одновременно происходит некоторое окисление нефти (появление нафтеновых

кислот, оснований, смол) и растворение в ней тех, главным образом, растительных продуктов (порфирина, фитостерина и пр.), которые содержатся во вмещающих породах.

При застойном (в течение миллионов лет) сохранении нефти в одних и тех же осадочных породах встретить нефть без этих легко растворимых в ней примесей биогенного происхождения столь же невероятно, как встретить совершенно пресную (дождевую) воду среди глубоких застойных вод в осадочных свитах. Оптическая активность, обусловленная наличием этих примесей в нефтях, оказывается в среднем более значительной, по сравнению с метановыми, у нафтеновых и смолистых нефтей. Порфирины практически отсутствуют в некоторых светлых легких нефтях (например, галицийской, пенсильванской). Это хорошо объясняется меньшей степенью измененности молодых и метановых нефтей и большей степенью измененности нефтей нафтеновых и смолистых.

Длительное химическое взаимодействие нефти с осадочными породами и подземными водами и газами, а также деятельность бактерий и многие другие факторы приводят к тому, что нефть из различных стратиграфических и литологических горизонтов одного и того же месторождения отличается по составу.

Избегая сильно дислоцированные зоны и спокойные участки платформ, углеводороды сосредотачиваются в зонах «средней» степени тектонической проработки. Это могут быть межгорные (Калифорния, Венесуэла) и краевые прогибы, дислоцированные участки платформ (Поволжье), зоны крупных разломов по краям платформ (зона Балконес-Мексика Талько в Техасе). Часто это могут быть зоны перехода от крупных тектонических поднятий к прогибам или окраинные части прогибов и др. Наряду с этим отмечается связь нефтегазосности с окраинами грабенов. Например, египетские месторождения по краям грабена Суэцкого залива, в грабене Мертвого моря, в Рейнском грабене (месторождение Пешельбронн и др.), в грабене Лимань (в пределах Центрального массива Франции), по краям грабенов Байкала, оз. Альберта и оз. Танганьики, в грабене вблизи г. Сальвадор (Байяс), расположенном у края Бразильского кристаллического массива.

Связь нефтегазосных месторождений с дизъюнктивными и иными структурами (с разломами и иными дислокациями, например, Жигулевской флексурой на Русской платформе, поднятием Центрального Канзаса в США и др.) объясняется тем, что зоны повышенной проницаемости деформирования фундамента платформ выступают вертикальными каналами миграции углеводородов, поступающих с глубин. Однако в силу полойной горизонтальной миграции нефть и газ часто сосредотачиваются не в самих этих зонах, а поблизости в соседних куполах и сводах антиклиналий.

Модельное представление о формировании нефтяных провинций можно получить, исходя из анализа конкретных геологических ситуаций в пределах определенных территорий Земного шара. В частности, это можно осуществить на примере нефтегазосных районов южного шельфа Вьетнама [4. С. 44–49; 6. С. 32–37] (Кыулунгская впадина, месторождения Белый Тигр, Дракон). Первоначально (I этап юра, мел и первая половина палеогенового периода) здесь осуществляется накопительный период. В данный промежуток времени в породы фундамента поступали с глубины флюиды, содержащие нефтеобразующие углеродные соединения. Они поступали и насыщали породы фундамента, главным образом через дизъюнктивные системы. Последующий период (продолжающийся с олигоценного времени, и, вероятно, происходящий в настоящее время) рассматривается как миграционный. В этот период идет процесс формирования нефтяных залежей. Он тесно связан с оживлением тектоники в пределах южного шельфа Вьетнама.

Активизация тектонических движений была вызвана рифтогенезом, охватившем Зондский шельф в олигоцене. Это сопровождалось возобновлением подвижек блоков фундамента, его дроблением, образованием дополнительных систем трещин. Все это привело к тому, что нефтяные флюиды, рассеянные до этого по массиву гранитоидов фундамента и капсулированные макро и микропустотами, пришли в движение.

Рассматриваемая концепция эндогенного происхождения нефти требует пересмотра набора поисковых прогнозных критериев, позволяющих открывать новые месторождения. Особое внимание заслуживают геологические комплексы и структуры фундамента платформ (особенно молодых). Примером являются месторождения Вьетнама, Венесуэлы и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. Три сценария апокалипсиса // Аргументы и факты. 2004. № 40. С. 10.
2. Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти // Советская геология. 1955. № 47. С. 104–125.
3. Булин Н.К. и др. Новые сейсмические метки литосферы районов размещения крупных углеводородных скоплений // Докл. РАН. 1999. Т. 364, № 6. С. 792–795.
4. Гаврилов В.П. Нефтегазосность гранитов // Геология нефти и газа. 2000. № 6. С. 44–49.
5. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Бурмистенко Ю.Н. Восстановленные флюиды в разрезах нефтегазосных бассейнов // Сов. геология. 1988. № 3. С. 33–42.
6. Поспелов В.В., Шнип О.А. Геологическое строение и нефтегазосность Зондского шельфа // Геология нефти и газа. 1997. № 8. С. 32–37.
7. Смирнова М.Н. Нефтегазосные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 51–55.
8. Кремс А.Я. Замечания о генезисе нефти в условиях формирования ее залежей // Нефтяное хозяйство. 1947. № 1. С. 24–29.
9. Индукаев Ю.В. Связь магматизма и формирования рудных и нефтяных месторождений с глубинными углеродно-водородными флюидами // Рудные месторождения, минералогия, геохимия. Томск: Том. ун-т, 2003. Вып. 3. С. 46–54.
10. Индукаев Ю.В. Неорганическая (эндогенная) концепция генезиса нефтяных и газовых месторождений и необходимость расширения набора поисковых признаков, позволяющих прогнозировать новые нефтегазосные площади // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Матер. науч.-практ. конф. Новосибирск: СНИИГиМС, 2004. С. 66–68.
11. Вернадский В.И. История минералов земной коры. Л., 1927. Т. 1, вып. 2. С. 209–376.

12. *Маракушев А.А.* Происхождение Земли и природа ее эндогенной активности. М.: Наука, 1999. 255 с.
13. *Зубков В.С. и др.* Устойчивы ли тяжелые углеводороды в верхней мантии // Геодинамика и эволюция Земли: Матер. науч. конф. РФФИ. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1996. С. 111–114.
14. *Зубков В.С.* Углеродно-неорганический флюид в глубинной геодинамике и процессах в литосфере // Петрография на рубеже XXI века. Итоги и перспективы. Сыктывкар, 2000. Т. 3. С. 30–33.
15. *Чекалюк Э.Б.* Нефть в верхней мантии Земли. Киев: Наукова думка, 1967. 256 с.
16. *Блокхам Д., Габинна Д.* Эволюция магнитного поля Земли // В мире науки. 1990. № 2. С. 16–24.
17. *Джинлос Р.* Земное ядро // В мире науки. 1983. № 11. С. 16–27.
18. *Зубков В.С. и др.* Термодинамическая модель системы С–Н в условиях высоких температур и давлений // Геохимия. 1998. № 1. С. 95–101.
19. *Исидоров В.А., Зенкевич И.Г., Карпов Г.А.* Летучие органические соединения в парогазовых выходах некоторых вулканов и гидротермальных систем Камчатки // Вулканология и сейсмология. 1991. № 3. С. 19–25.
20. *Зубков В.С.* О двух ветвях мантийного флюида // Геология и металлогения докембрия юга Сибири. Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1999. С. 39–43.
21. *Индикаев Ю.В.* Источник вещества и геодинамические обстановки формирования месторождений нефти и газа эндогенного генезиса // Формационный анализ в геологических исследованиях. Томск, 2000. С. 126–128.
22. *Sugisaki R., Mimura K.* Mante hydrocarbons. Abiotic or biotic? // Geochim Cosmochim. Acta. 1994. Vol. 58. P. 2527–2542.

Статья представлена научной редакцией «Науки о Земле» 17 ноября 2007 г.