

ПРОЦЕССЫ ПОЛИГЕННОГО НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

А.А. Озол

(ЦНИИГеонеруд),

Ф.М. Хайретдинов

(ОАО "РИТЭК"),

А.К. Назипов, И.Н. Плотникова

(Министерство экологии и природных ресурсов РТ)

Ни одно из полезных ископаемых не имеет такого значения для человечества и вместе с тем не является столь загадочным по своему происхождению, как нефть. Уже более двух столетий вопрос о генезисе нефти — предмет острой дискуссии, и в наши дни он все еще далек от окончательного разрешения.

В настоящее время известны две альтернативные точки зрения на происхождение нефти.

В 1763 г. М.В. Ломоносов высказал идею об органическом происхождении нефти за счет болотного торфа при его обугливания. Гипотеза М.В. Ломоносова получила развитие в работах Г. Потонье и Н.И. Андрусова, обосновавших представление об образовании нефти из рассеянного в глинистых сланцах органического вещества сапропелевой природы, несколько позже — в трудах А.Д. Архангельского, выявившего основные особенности нефтематеринских отложений, и в работе И.М. Губкина «Учение о нефти». Исследованиями Н.Д. Зелинского была доказана возможность получения в лабораторных условиях синтетическим путем нефтеподобного вещества из органического материала растительного происхождения. Н.Б. Вассоевич создал основы осадочно-миграционной теории нефтеобразования.

В 1877 г. Д.И. Менделеев обосновал положение о неорганическом происхождении нефти как продукта взаимодействия воды с карбидом железа. Гипотеза Д.И. Менделеева нашла поддержку в работах Н.А. Кудрявцева и П.Н. Кропоткина, показавших наличие генетической связи нефти с глубинными магматическими очагами и процессами глубинной дегазации, В.Б. Порфильева, рассмотревшего геологические условия глубинного нефтегазообразования и его связь с эпохой великих альпийских разломов, Д.Ф. Кенпеу, получившего из мрамора, вюстита и воды углеводороды, характеризующие природную нефть.

Гипотеза органического происхождения нефти, основанная на ее генерации из рассеянного органического вещества с последующей латеральной миграцией углеводородов в ловушки, долгие годы была доминирующей. И это не случайно, так как существуют веские доказательства органического происхождения нефти, одним из которых является

Необходимость выявления разуплотненных проницаемых зон, с которыми связаны процессы нефтегазообразования, как и аномалий, выраженных в геофизических и геохимических полях, позволяет акцентировать внимание на целесообразности более широкого применения таких направлений поиска залежей нефти и газа, как сейсморазведка и термометрия в комплексе с геохимическим опробованием. Построена электронная геохимическая карта Татарстана, на которой выделены перспективные площади, в дальнейшем уточненные по результатам опробования почвенного покрова.

Distinguishing of decompaction zones associating with oil and gas generation processes on geophysical and geochemical data is very important and necessity of complex seismic, temperature and geochemical exploration is evident. A digital geochemical map of Tatarstan is compiled, perspective zones are delineated and verified upon soils chemical analysis information.

присутствие в ней таких заведомо биогенных соединений, как порфирины и изопреноиды, представляющие собой биологические реликты, образующиеся из зерен хлорофилла.

Однако в последнее время появились новые факты, свидетельствующие в пользу гипотезы неорганического происхождения нефти. В частности, было доказано наличие геофизических и геохимических аномалий, фиксирующих зоны глубинных разломов практически под всеми крупными и гигантскими месторождениям нефти или вблизи них. Разломы служили путями восходящей миграции флюидов, содержащих углеводороды [4]. Общая масса углеводородов, вынесенных из верхней мантии по глубинным разломам в течение геологической истории, согласно расчетам различных авторов [6, 12], проведенным ими независимо друг от друга, составляет величину (около 10^{16} т), сопоставимую с общей массой органики, содержащейся в осадочной толще Земли.

Дискуссия по проблеме происхождения нефти, проявившаяся в форме острой и бескомпромиссной борьбы мнений, хотя и не привела к ее окончательному решению, но по мере появления новых фактов все более сближала позиции сторонников альтернативных точек зрения. Ширилось признание возможности совместного проявления обоих механизмов нефтеобразования — экзогенного и эндогенного, предполагающего полигенную природу углеводородов в их промышленных месторождениях. Преобразование рассеянного в осадочных породах органического вещества в нефть и газ происходило не только при косвенном, но и при прямом влиянии восходящих тепловых и флюидных потоков, которые, действуя протеканию процесса нефтегазообразования в осадочных толщах, вместе с тем обеспечивали

подпитку залежей нефти дополнительными порциями углеводородов.

Исходя из полигенной природы углеводородов в их промышленных месторождениях, при оценке нефтегазоносности регионов учитывались как присутствие отложений, богатых органическим веществом, к которым относятся, например, доманиковые отложения в Волго-Уральской провинции или баженовская свита Западно-Сибирской провинции, так и благоприятная структурно-тектоническая обстановка — наличие зон спрединга (авлакогенов, рифтов), узлов их пересечения или сопряжения с ортогональными или диагональными системами планетарных разломов.

Развитие конкурирующих гипотез происхождения месторождений нефти и газа, как и использование представлений о полигенной природе углеводородов в их крупных месторождениях, давшие толчок к развитию теории и практики нефтегазопоисковых работ, способствовали повышению их результативности. Однако усложнение условий залегания месторождений в уже известных нефтегазоносных регионах не могло не обусловить снижение эффективности геолого-поисковых работ, в связи с чем возникла необходимость в разработке новых генетических моделей месторождений с целью обоснования новых направлений их поисков.

Большая часть месторождений нефти и газа сосредоточена, как известно, на активных окраинах континентов, преимущественно в предгорных прогибах, и на пассивных окраинах континентов, преимущественно в шельфовых зонах. Значительная их часть находится во внутриплатформенных областях, часто в связи с авлакогенами. Незазведанных бассейнов осталось мало. В течение длительного времени основными объектами поисковых работ на нефть и газ были предгорные прогибы и прилегающие к ним части платформ, в которых было открыто большинство гигантских и сверхгигантских месторождений (Персидский залив, Прикаспийская впадина, Предуралье, Зауралье и т. д.). Однако в настоящее время вероятность открытия подобных месторождений очень мала. Вместе с тем нельзя отрицать возможность выявления небольших по запасам месторождений как в предгорных прогибах, так и во внутриплатформенных областях. В этом отношении наиболее перспективными во внутриплатформенных областях, в частности на территории Татарстана, представляются площади, тяготеющие к рифейским и девонским авлакогенам, возможно, поднадвиговые зоны, а в их пределах — ловушки неструктурного типа.

Традиционный подход к прогнозу месторождений нефти и газа во внутриплатформенных областях, основанный на гипотезе их органического происхождения, в настоящее время во многом себя исчерпал. Сокращение фонда месторождений углеводородного сырья, залегающих в антиклинальных структурах, при возрастающей роли месторождений, приуроченных к неантиклинальным ловушкам

(аллювиально-делювиальным, баровым и др.), расположенным, в частности, на склонах крупных сводовых поднятий, под тектоническими экранами, в местах пересечения линейных и дуговых разломов, их изгибах, не могло не обусловить снижение эффективности геолого-поисковых работ на нефть и газ. Это потребовало нового подхода к поискам залежей углеводородного сырья, который стал возможен благодаря широкому применению на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции геофизических, геохимических и термометрических исследований в сочетании с бурением глубоких и сверхглубоких скважин. Их результаты позволили существенно изменить сложившиеся представления о фундаменте Русской платформы и наметить новые пути решения проблемы происхождения нефти и газа. Как подчеркивает Р.Х. Муслимов [13], «...познание фундамента — ключ к поиску нефти в осадочном чехле». Исходя из новых представлений о строении фундамента, была разработана геодинамическая модель глубинного нефтегазообразования в платформенных условиях, демонстрирующая важную (хотя нередко завуалированную и труднораспознаваемую) роль глубинных процессов, возникающих в ходе развития Земли и обуславливающих движение энергии и вещества от ее внутренних частей к внешним. С геодинамической тесно связана геохимическая модель, раскрывающая закономерности миграции, рассеяния и концентрации флюидов, содержащих углеводороды, источники и пути их поступления, вплоть до образования в местах аккумуляции промышленных месторождений нефти, газа с сопутствующими им ореолами рассеянных рудных элементов. Геодинамическая и геохимическая модели месторождений нефти и газа являются базовыми при создании генетической модели, направленной на выявление функциональной зависимости между причиной (нефтегазогенерирующими процессами) и следствием (самим месторождением и его признаками). Разработка функциональной модели процессов нефтегазообразования, которая, составляя в сочетании со структурной моделью осадочно-породного бассейна и техногенной моделью геолого-разведочного процесса единое целое [14], позволяет вплотную подойти с позиции системного анализа к созданию адекватных моделей весьма сложных нефтегазоносных систем, а с их помощью — к принятию оптимальных решений по направлению нефтегазопоисковых работ.

При создании геодинамической и геохимической моделей глубинного нефтегазообразования была использована мобилистская концепция тектоники плит, в основу которой положено представление о первичной расслоенности верхней мантии, обеспечивающей возможность проявления в ней конвективных течений, обуславливающих мобильность вещества, слагающего литосферу. Движущей силой, вызывающей перемещение и взаимодействие литосферных плит и внутрилитосферных пластин, является подстилающая их мантия, представляющая

собой сложную конвективную систему, в которой восходящие и нисходящие конвективные течения взаимно компенсируют друг друга.

На раздвигаемых окраинах литосферных плит и внутрилитосферных пластин с восходящим конвективным потоком поднимается мантийное вещество, формирующее океаническую кору. Доминирующее положение в ее строении занимают серпентинизированные гипербазиты. При функционировании конвективных течений в мантии под океанами серпентинизированные гипербазиты вместе с перекрывающими их океаническими базальтами, перемещаясь в горизонтальном направлении в обе стороны от срединно-океанических хребтов, постепенно покрываются океаническими осадками. По мере удаления от оси спрединга толщина осадков все более возрастает. Судя по скорости прохождения сейсмических волн, равной 6,7 км/с, серпентинизацией охвачено около 70 % объема горных пород, слагающих в составе океанической коры ее гипербазитовый слой, при содержании воды в серпентинитах около 25 % по объему. По мнению Г. Хесса [20], вода, расходуемая на серпентинизацию гипербазитов, поступала в восходящем флюидном потоке мантийной конвективной системы в количестве, составляющем $0,4 \cdot 10^9$ м³/год.

На поглощаемых окраинах литосферных плит и внутрилитосферных пластин в нисходящем конвективном потоке серпентинизированные гипербазиты испытывают дегидратацию. В конечном счете океаническая кора на активных окраинах континентов и в областях их столкновения «прираивается» к континентам. Содержащаяся в серпентинизированных гипербазитах вода высвобождается, пополняя ее запасы в океанах и морях, идет на формирование гидротермальных систем, расходуется при метасоматических изменениях горных пород, участвует в процессах гидротермального рудообразования и т. д. Органическое вещество, содержащееся в осадках, в термодинамических условиях зоны Заварицкого—Беньофа преобразуется в углеводороды, идущие на формирование их залежей, как это имело место в странах Персидского залива или на юге Прикаспийской впадины.

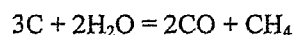
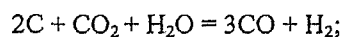
Серпентинизацией в той или иной мере охвачены все породы ультрамафитового слоя верхней части мантии и нижней части не только океанической, но и континентальной коры, особенно при ее тектоническом утонении [17]. Серпентинизация перидотитов, происходящая на глубинах с температурой, не превышающей 500...550 °С, сопровождается изменением физических свойств пород. Уменьшаются их плотность (с 3,2 до 2,6 г/см³) и скорость прохождения сейсмических волн, но увеличивается пластичность пород. Последнее обстоятельство способствует — даже при небольших напряжениях — возникновению тектонических течений, приводивших, как уже отмечалось, к срыву и перемещению внутрилитосферных пластин. Одновременно с изменением физических свойств перидотитов при их серпентинизации, проявляющейся, прежде всего, в

гидратации высокомагнезиальных силикатов (оливина, пироксена), меняется макро- и микроэлементный состав породы. В частности, понижаются отношение Mg/SiO₂, содержание в перидотитах H₂ и CH₄, но повышается содержание CO₂.

В связи с большими масштабами серпентинизации и ее важной ролью в геологических процессах с особой остротой встает вопрос о механизме гидратации высокомагнезиальных силикатов, слагающих гипербазиты, который, несмотря на его кажущуюся очевидность, долгое время оставался предметом широкой дискуссии. В качестве основного фактора, вызывающего серпентинизацию, как само собой разумеющееся, чаще всего рассматривались газогидротермальные растворы, формирующиеся при дегазации мантии. Однако представление о высвобождении в процессе дегазации мантии большого количества воды, идущей на серпентинизацию гипербазитов, находится в противоречии с выводами А.Н. Заварицкого [5] и других исследователей о сильно восстановительной обстановке нахождения газогидротермальных растворов верхней мантии.

В составе глубинных пород, в частности перидотитов, углерод в условиях восстановительного режима присутствует в самородном состоянии в виде графита или алмаза. В условиях окислительного режима он переходит в угарный или углекислый газы.

Дальнейшее взаимодействие углерода с флюидами протекает с образованием H₂ или CH₄:



При этом водный компонент флюидов вытесняется водородом или метаном [11].

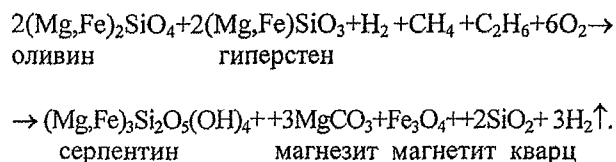
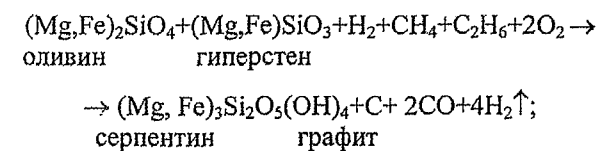
В условиях высокой температуры и низкого давления в составе флюидов доминирующее положение занимают CO, H₂, CH₄. Такие условия обычно реализуются в зонах спрединга в процессе рифтогенеза, при котором высокие температуры мантийной магмы сочетаются с падением давления, возникающим при раздвигании континентальных блоков, как правило, при проявлении гипербазитового магматизма.

Поскольку гипербазитовый магматизм, связанный с верхней мантией, имеет глубинный подкоровый характер, есть все основания полагать, что сопровождающие его первично восстановленные флюиды отличаются очень низким содержанием H₂O [11]. О составе газогидротермальных растворов верхней мантии можно судить по составу газов, закупоренных в закрытых порах пород и минералов. Содержание водорода, «замурованного» в гранатовых перидотитах из кимберлитовых трубок, являющихся мантийными образованиями, формирующимися на больших глубинах, составляет, по данным Б.Г. Лутца и др. [9], 0,42 см³/кг, достигая в их катаклазированных порфиридных разностях 4,6 см³/кг, метана — 0,0078 см³/кг, в порфиридных разностях — 0,45 см³/кг, C₂H₆ — от 0,00005 до 0,0009 см³/кг, C₃H₈ — до 0,0001 см³/кг. В альпийских гипербазитах Камчатско-Курильской гря-

ды, формирующихся на меньших глубинах, содержание водорода примерно такое же, но содержание метана значительно выше — более $1 \text{ см}^3/\text{кг}$. Отсюда видно, что газиво-флюидные растворы верхней мантии на больших глубинах (свыше 70 км) имеют существенно водородный состав с небольшой примесью метана, но вверх по разрезу, по мере приближения к границе Мохоровичича, их состав меняется до водородно-метанового. В отличие от водорода и метана вода, присутствующая в гипербазитах в количестве $0,02 \dots 1,02 \text{ см}^3/\text{кг}$, не отражает ее реального содержания в верхней мантии, так как она связана с более поздними водосодержащими минералами.

По данным Л.В. Агафонова и др. [1], содержание водорода в гипербазитах достигает $0,01 \dots 8,32 \text{ см}^3/\text{кг}$, метана — $3,85 \dots 7,90 \text{ см}^3/\text{кг}$. Особый интерес вызывают сведения о составе газов, «замурованных» в массивах агаитовых щелочных пород, также представляющих собой мантийные образования. В составе газов, присутствующих в них в количестве до $200 \text{ см}^3/\text{кг}$ в ассоциации с битумоидами, преобладающим компонентом является CH_4 , на долю которого приходится от 70 до 90 %, в меньшем количестве присутствуют H_2 , He , а также C_2H_6 , C_3H_8 и другие углеводороды [18].

Таким образом, в составе газов, содержащихся в ультрамафитах, главную роль играют водород и углеводороды, суммарная концентрация которых достигает $10 \text{ см}^3/\text{кг}$ и более, а в ультраосновных щелочных породах — $200 \text{ см}^3/\text{кг}$. От перидотитов к серпентинитам их содержание уменьшается на порядок. Одновременно с уменьшением концентрации водорода до $0,14 \text{ см}^3/\text{кг}$, метана до $0,70 \text{ см}^3/\text{кг}$, C_2H_6 и C_3H_8 до нуля увеличивается содержание CO_2 с $0,02$ до $0,08 \text{ см}^3/\text{кг}$. В связи с изложенным серпентинизация перидотитов, слагающих нижний слой коры, может рассматриваться, по В.В. Велинскому [3], как процесс окисления в породе, сложенной оливином и гиперстеном, водорода и углеводородов, идущий с образованием в составе серпентина гидроксильных групп по реакциям типа:



При участии в процессе серпентинизации CH_4 и C_2H_6 в условиях дефицита кислорода образуется самородный углерод в виде графита, в условиях избытка кислорода — магнезит.

По оценкам В.В. Велинского [3], основанным на данных Г. Макдональда о содержании газов в ба-

зальтовых лавах (около 1 %, или 10 г на 1 кг расплава) и В.А. Соколова о содержании водорода в магматических газах (от 1,5 до 90 %, в среднем предположительно 10 % от общего объема газов, или 1 г на 1 кг породы), с учетом соотношения его содержания в базальтах ($0,4 \text{ см}^3/\text{кг}$) и гипербазитах на уровне их формирования (около $8 \text{ см}^3/\text{кг}$), количество водорода, первоначально содержащегося в составе последних, превышает 10 г на 1 кг породы. Из рассчитанного количества водорода в окислительной обстановке может образоваться около 90 г воды на 1 кг породы. Согласно геологической модели общего круговорота воды в природе, при серпентинизации перидотитов затрачивается около 9 г воды на 1 кг породы. Следовательно, количества водорода, содержащегося в гипербазитах (не считая углеводородов, которые присутствуют в сопоставимых количествах), вполне достаточно, чтобы при его окислении могла произойти частичная или полная серпентинизация породы.

Итак, приведенные факты и аргументы, которые подтверждаются данными Р.М. Юрковой и др. [21], дают все основания вслед за В.В. Велинским утверждать, что глобальный процесс серпентинизации перидотитов является результатом окисления газовой водородно-углеводородной фазы пород, реализуемого в том или ином масштабе в зависимости от содержания и соотношения газовых компонентов и от окислительно-восстановительного потенциала среды.

Важная роль глубинных флюидов водородно-углеводородного состава не исключает участия в процессе серпентинизации гипербазитов, перемещенных в верхние слои коры в результате тектонических или магматических процессов, морской воды или поровых вод, захороненных в осадках и высвобождаемых из них при метаморфизме вмещающих гипербазиты отложений. Но в этом случае серпентинизация гипербазитов не будет иметь глобальный характер и окажется не столь равномерной и однообразной по составу.

Уже отмечалось, что количество воды, ежегодно высвобождаемой из верхней мантии, составляет, по расчетам Г. Хесса [20], $0,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Однако, как было показано выше, при раздвигании литосферных плит и внутрилитосферных пластин в составе глубинных флюидов поступает не вода, а преимущественно водород и углеводороды, количество которых, эквивалентное $0,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ воды, составляет около 500 млрд м^3 водорода, а при совместном присутствии в составе глубинных флюидов водорода и углеводородов — до 100 млрд м^3 CH_4 с примесью C_2H_6 и C_3H_8 . Следовательно, количество углеводородов, которое в течение фанерозоя (за 570 млн лет) могло высвободиться из мантии, оценивается приблизительно в $60 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$, или около $n \cdot 10^{16} \text{ т}$, из которых часть ушла на серпентинизацию гипербазитов, часть — на иные процессы. Одним из таких процессов, протекающих в зонах спрединга, по-видимому, является восходящая миграция глубинных флюидов, содержащих углеводороды. Значительное их количество в

благоприятной обстановке, при наличии вблизи от зон спрединга коллекторов и покрышек, могло пойти, претерпев соответствующие преобразования, на формирование и подпитку залежей нефти и газа.

Известно, что при увеличении скорости и амплитуды раздвигания литосферных плит и внутрилитосферных пластин и соответствующем снижении давления интенсивность дегазации вещества мантии, сопровождаемая вертикальной и радиальной миграцией углеводородов в зонах повышенной проницаемости пород, резко возрастает. В таких условиях серпентинизация гипербазитов приобретает не сплошной, а петельчатый характер и лишь частично охватывает породу [3]. Вот почему наиболее благоприятные условия как для генерации, так и для прорыва глубинных флюидов, содержащих углеводороды, на платформах должны создаваться в зонах спрединга, при достаточно интенсивном его проявлении, особенно в узлах сочленения или пересечения тектонических структур.

Серпентинизация гипербазитов, связанная с окислением флюидов, наиболее полно проявляется в офиолитовых поясах, где гипербазитовый магматизм развивается в зонах восходящей фильтрации флюидов, вызывающих широкий метаморфизм окружающих пород. Вне офиолитовых и связанных с ними метаморфических поясов в более жестком и консолидированном (по сравнению с офиолитовыми поясами) фундаменте платформ гипербазитовый магматизм, нередко представленный ультрамафитщелочными интрузиями, развивается при раскалывании и раздвигании блоков континентальной коры. В такой обстановке отделение флюидов от гипербазитовых расплавов происходит в стадии высокотемпературной кристаллизации перидотитов, и серпентинизация в обстановке резкого падения давления проявляется слабо или не проявляется вообще. Вследствие этого глубинные флюиды, содержащие углеводороды, не израсходованные при серпентинизации, устремляются по глубинным разломам в вышележащие структурные этажи платформы со всеми вытекающими отсюда последствиями. Этим объясняется существование прямой связи между глубинными структурами земной коры и зонами нефтегазоаккумуляции в палеозойских коллекторах Волго-Уральской области. С особой четкостью такая связь проявляется в зонах тройного сочленения тектонических структур [10].

Миграция флюидов, содержащих углеводороды, происходит как в процессе их фильтрации по зонам глубинных разломов через раздробленные и трещиноватые породы, так и с их интрателлурическими потоками, обусловленными дифференциацией вещества мантии, в процессе диффузии [7]. Миграция интрателлурических флюидов путем диффузии их включений осуществляется не только по зонам глубинных разломов, в пределах которых вещество мантии подвержено интенсивным деформациям и многократной перекристаллизации, способствующим протеканию диффузионных процессов, но и

вне их, оказывая линейное и площадное воздействие на вышележащие отложения. Наиболее благоприятные условия для миграции интрателлурических флюидов создаются на границах внутрилитосферных пластин и крупных блоков земной коры, имеющих различный тип ее строения и различную историю геологического развития, в частности, на границе блоков с корой океанического и континентального типов. С особой интенсивностью диффузия включений флюидов происходит на границе блоков, сложенных породами фундамента и чехла, в условиях резких изменений термодинамических (t, p) показателей и высоких градиентов гравитационных, магнитных и электрических полей [8].

Итак, источником глубинных флюидов, содержащих углеводороды, была верхняя мантия. В составе восходящих конвективных течений, охватывающих астеносферу, флюиды поступали в отложения платформенного чехла по глубинным разломам, ограничивающим крупные блоки земной коры, отличающиеся по плотности слагающих их пород, скорости прохождения сейсмических волн, магнитным и электрическим свойствам и т. д. К таким глубинным разломам субвертикального заложения, отделяющим, в частности, Татарский свод от Серноводско-Абдуллинского и Камско-Бельского авлакогенов или Токмовский свод от Казанско-Кировского прогиба, и/или к сопряженным с ними разломам субгоризонтального заложения приурочены зоны деструкции и разуплотнения фундамента, характеризующиеся повышенной проницаемостью пород, обусловленной их трещиноватостью, катаклизмом и милонитизацией, часто со следами метасоматической переработки, местами с битумоидами.

Согласно осадочно-миграционной теории нефтегазообразования [2], в осадочных толщах изначально отлагается потенциально нефтематеринский осадок, и лишь затем генерируются нефть и газ. Нефтегазообразование — длительный процесс, протекающий многие миллионы лет в течение нескольких этапов, первый из которых, охватывающий стадии седиментогенеза, диагенеза и начального катагенеза, знаменует накопление осадков, богатых органическим веществом, возникновением и созреванием микронепти. На следующем этапе, в стадии катагенеза, благодаря повышению температуры до 60...150 °С, происходит битуминизация осадков с одновременным образованием новых порций микронепти. При этом может происходить или не происходить эмиграция (эвакуация) нефти из нефтематеринских отложений. Осадочный бассейн становится нефтеносным. При дальнейшем погружении нефтеносных отложений на глубине от 1,5...2,0 до 5...6 км. в зоне с повышенной температурой (до 150...200 °С) происходит генерация метана и других углеводородных газов. В целом нефтегазообразование является не каким-то особым, требующим специальных условий, а обычным, достаточно распространенным в природе процессом, органически связанным с литогенезом.

Вместе с тем неотъемлемым атрибутом нефтегазоносных отложений является, как это было показано выше, поступление в них по глубинным разломам флюидов, содержащих углеводороды. При этом восходящая миграция углеводородов может осуществляться либо в форме их постепенного просачивания, либо путем их массового вторжения.

Постепенное просачивание флюидов, содержащих углеводороды, по разуплотненным проницаемым зонам отмечалось в геологическом прошлом. Наблюдается оно и в настоящее время, например, в районе Апшеронского полуострова, где на дневную поверхность проникают несколько миллионов тонн нефти и 1 млрд м³ газа в год, обеспечивающие восстановление запасов и изменение состава нефти [19]. Подпитка углеводородами залежей нефти и газа, очевидно, может осуществляться лишь по активным в настоящее время зонам деструкции и разуплотнения фундамента, фиксируемым по термическим аномалиям. При подпитке залежей нефти и газа восходящим потоком углеводородов (в случае длительной их эксплуатации и высокого уровня годового оборота нефти) реализуется возможность их возобновляемой аккумуляции. Без подпитки залежей нефти и газа их сохранность в течение многих миллионов лет представляется маловероятной, так как покровная толща, как правило, разбита многочисленными трещинами, служащими путями вертикальной и радиальной миграции углеводородов.

Массовое вторжение флюидов, содержащих углеводороды, по разуплотненным проницаемым зонам происходит в периоды тектоно-магматической активизации, когда резкая интенсификация процесса их восходящей миграции приводит, согласно математической теории катастроф Тома-Арнольда, к скачкообразному, качественному изменению режима системы. При этом устойчивый установившийся режим нефтегазообразования неизбежно должен

был нарушиться, в результате чего становилось возможным «обвальное» нефтегазообразование.

На территории Волго-Уральской области известны зоны деструкции и разуплотнения фундамента с присущим им интенсивным тепловым потоком и характерным для них резким падением давления. Массовое вторжение глубинных флюидов, содержащих углеводороды, по таким зонам в отложения платформенного чехла могло приводить, при наличии коллекторов и покрышек, к образованию в ловушках залежей нефти и газа.

Вместе с тем при нахождении на глубине залежей углеводородного сырья в условиях повышенной температуры неизбежно присутствие в их составе значительного количества метана, который, будучи весьма подвижным, при наличии трещин в перекрывающих отложениях будет мигрировать вверх по разрезу. При температуре 200...400 °С метан, обладающий высокой химической активностью, будет расходоваться на восстановление химических элементов с переменной валентностью (Fe, Mn, Cu, V, Ni, Co, Cr, Mo и др.), входящих в состав минерального комплекса горных пород. В результате вокруг месторождений образуются аномалии, выраженные в геофизических и геохимических полях.

Необходимость выявления разуплотненных проницаемых зон, с которыми связаны процессы нефтегазообразования, как и аномалий, выраженных в геофизических и геохимических полях, позволяет акцентировать внимание на целесообразности более широкого применения таких направлений глубинного поиска залежей нефти и газа, как сейсморазведка и термометрия [15] в комплексе с геохимическим опробованием. Сейсморазведка МОГТ в сочетании с термометрией сделала возможным прогнозирование разуплотненных проницаемых зон, с которыми связаны процессы нефтегазообразования. Термометрия в сочетании с измерениями геоакустических шумов



Рис. 1. Геохимический профиль, пересекающий "пустые" площади, на которых отсутствуют залежи нефти (пр. 0-44), и нефтеносные площади, непосредственно расположенные над залежами нефти (пр. 45-210)



против проницаемых коллекторов показала возможность выделения разуплотненных проницаемых зон в разрезе скважин [16]. Геофизические методы целесообразно комплексировать с геохимическими, так как каждый новый метод, особенно если он независим от других методов, значительно увеличивает вероятность открытия месторождения. Среди геохимических методов в качестве достаточно эффективного представляется геохимическое опробование почвенного покрова с последующим применением дискриминантного анализа, позволяющего преобразовывать данные о содержании химических элементов в их линейные диагностические комбинации, которые показывают максимально возможное различие между нефтегазоносными и «пустыми» площадями (рис. 1). Такие комбинации (дискриминантные функции) были использованы в качестве геохимических показателей нефтегазоносности недр. С их помощью построена электронная геохимическая карта Татарстана [16], на которой выделены перспективные площади, в дальнейшем уточненные по результатам опробования почвенного покрова, проведенного по 12 профилям, пройденным преимущественно в центральной и западной частях республики, в частности на Чистопольской площади (рис. 2).

ЛИТЕРАТУРА

1. Агафонов Л.В., Банников О.Л., Андреева Т.А. Зависимость состава газовой фазы гипербазитов от их химизма и генезиса // *Материалы по генетической и экспериментальной минералогии*. — Новосибирск: Наука, 1976. — Т.10.
2. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. — М.: Наука, 1986.
3. Велинский В.В. Серпентинизация гипербазитов // *Геология и геофизика*. — 1978. — № 3.
4. Дунаева Л. П. и др. Использование комплекса геофизических методов в создании физико-геолого-генетической модели углеводородных месторождений — М.: ЗАО "Геонформмарк", 1998.
5. Зававицкий А.Н. Дунит Нижнетагильского массива на Урале с глубины 500 м // *Вестник Геолкома*. — 1925. — № 4.
6. Краюшкин В.А. Мировой нефтегазоносный потенциал с позиций его глубинного адиабатического происхождения

7. Кузнецов Ю.А., Изох Э.П. Геологические свидетельства интрателлурических потоков тепла и вещества как агентов метаморфизма и магмаобразования // *Проблемы петрологии и генетической минералогии*. — М.: Наука, 1969.
8. Кутолин В.А. Динамометрическая сегрегация магматических расплавов и рудных компонентов в верхней мантии // *Геология и геофизика*. — 1977. — № 8.
9. Луцц Б.Г., Петерсилье И.А., Коржасвин В.К. Состав газообразных веществ верхней мантии Земли // *Докл. АН СССР*. — 1976. — Т. 226, № 2.
10. Макушин А.А. О зонах глубинной нефтегенерации // *Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов*. — Казань, 1994.
11. Маракушев А.А. Петрогенезис и рудообразование (геохимические аспекты). — М.: Наука, 1979.
12. Мархинин Е.К. Вулканизм. — М.: Недра, 1985.
13. Муслимов Р.Х. Стратегия и тактика освоения нефтяных ресурсов на поздней стадии разведки и разработки // *Георесурсы*. — 2000. — № 3 (4).
14. Системный анализ при обосновании поисков месторождений нефти и газа / И. И. Нестеров, А. Н. Рыльков, В. И. Шпильман и др. // *Тез. докл. к 27-му Междунар. геол. конгрессу. Энергетические ресурсы мира*. М.: Наука, 1984. — Vol. IX.
15. Новые направления глубинного поиска залежей нефти и газа / А.А. Озол, И.Н. Плотникова, В.А. Трофимов, Ф.М. Хайретдинов // *Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений*. — Казань: Экоцентр, 2000. — Т. 1.
16. Оценка перспектив нефтегазоносности недр по геохимическим признакам / А.А. Озол, Е.А. Беговатов, И.Н. Плотникова, С.К. Тихонова // *Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений*. — Казань: Экоцентр, 2000. — Т. 1.
17. Пейве А.В. Геология раздела Мохоровичича // *Проблемы тектоники земной коры*. — М.: Наука, 1981.
18. Персилье И.А., Коржасвин В.К. Газ и органические соединения в магматическом процессе // *Тр. I Междунар. геохим. конгресса. Магматические процессы*. — М.: АН СССР, 1972. — Т. I.
19. Соколов Б.А. Нефтегазообразование как фундаментальная геологическая проблема // *Геохимия*. — 1997. — № 10.
20. Хесс Г. История океанических бассейнов // *Новая глобальная тектоника*. — М.: Мир, 1974.
21. Водород и метан в серпентинах различных генетических типов (на примере Сахалина и Корякского нагорья) / Р.Н. Юркова, М.В. Слоныцкая, Б.А. Дайняк, В.А. Дриц // *Докл. АН СССР*. — 1982. — Т. 263, № 2.