

УДК 553.98:(551.243.12:551.73)(575.1)

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ МИКСТОГЕНЕТИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРИРОДНОГО СИНТЕЗА УГЛЕВОДОРОДОВ

© 2004 г. А. А. Абидов, Ф. Г. Долгополов

Представлено академиком В.Е. Хаиным 19.09.2003 г.

Поступило 30.09.2003 г.

В результате широкого внедрения в геологию нефти и газа геодинамических представлений вновь оживилась традиционная дискуссия о первичном происхождении углеводородов (УВ). На сегодняшний день большинство исследователей склоняется к признанию роли глубинных факторов в формировании залежей нефти и газа [1–7]. Тем не менее количественная сторона такого воздействия остается до сих пор не выясненной.

Все существующие теории и гипотезы по генезису нефти и газа, не считая экзотических (космическая, радиоактивная и т.п.), можно свести к трем основным направлениям: органическому, неорганическому и микстогенетическому. Первые два направления активно разрабатывались с начала XX в. и широко известны по публикациям целого ряда крупных ученых: 1) Г. Потонье, И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, А.М. Акрамходжаев, М.К. Калинин, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Хант, В.Е. Хаин, В.П. Гаврилов, Б.А. Соколов, Э.А. Бакиров, О.Г. Сорохтин и др. 2) Д.И. Менделеев, Ю. Кост, Э. Штебер, П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудрявцев, В.Б. Порфирьев, Л.Н. Еланский, И.В. Гринберг, П. Макс, Э.Б. Чекалюк и др.

Микстогенетическое направление разрабатывается авторами в течение последних лет и имеет подтверждение на обширном фактическом материале, полученном в процессе проведения геодинамических исследований нефтегазоносных регионов мира ([8] и др.).

Принцип действия микстогенетической схемы базируется на взаимодействии двух реально существующих компонентов – рассеянного органического вещества (РОВ) осадочных толщ и ювенильных высокотемпературных флюидов, поднимающихся по каналам глубинного тепломассопереноса (каналам ГТМП). Последние представляют собой раздробленные проницаемые зоны в точках пересечения глубинных разломов. По ним высокотемператур-

ные ювенильные флюиды водорода, метана, оксида углерода, воды и других соединений поднимаются к поверхности из древних магматических очагов, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ. При этом расположенные над каналами аномальные термобарические зоны обладают повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляют практический интерес для поисков крупных скоплений нефти и газа.

Ключевым вопросом разработки микстогенетической схемы УВ является картирование каналов ГТМП. Для этого были составлены новые более детальные карты плотности теплового потока нефтегазоносных регионов Узбекистана. На них каналы ГТМП проявляются в виде интенсивных изометричных аномалий с амплитудами 90–120 мВт/м² при фоновых значениях не более 65 мВт/м². Имеющаяся система наблюдений плотности теплового потока позволила выделить свыше 20 таких аномалий, причем их наибольшее число установлено в пределах Бухаро-Хивинского региона, где густота сети максимальна. Для закартированных объектов наблюдается пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими полями, крупными скоплениями нефти и газа.

Внутреннее строение каналов ГТМП было изучено на основе сейсмических профилей ГСЗ и ОГТ, пересекающих некоторые аномалии плотности теплового потока. На сейсмических разрезах каналы ГТМП фиксируются в виде субвертикальных зон отсутствия отражений. Большинство из них берет свое начало на глубине границы Мохоровичича и затухает в нижней части мезо-кайнозойского чехла. Ширина каналов ГТМП в разрезе обычно составляет не более 5–7 км. В пределах Бухаро-Хивинского региона они приурочены к реликту мантийного диапира, связанного с погребенной палеорифтовой системой.

Для определения химического состава поднимающихся глубинных флюидов были использованы данные полевых наблюдений и лабораторных исследований. Полевые наблюдения проводились на одном из выходящих на дневную поверхность каналов ГТМП в районе Мурунтау

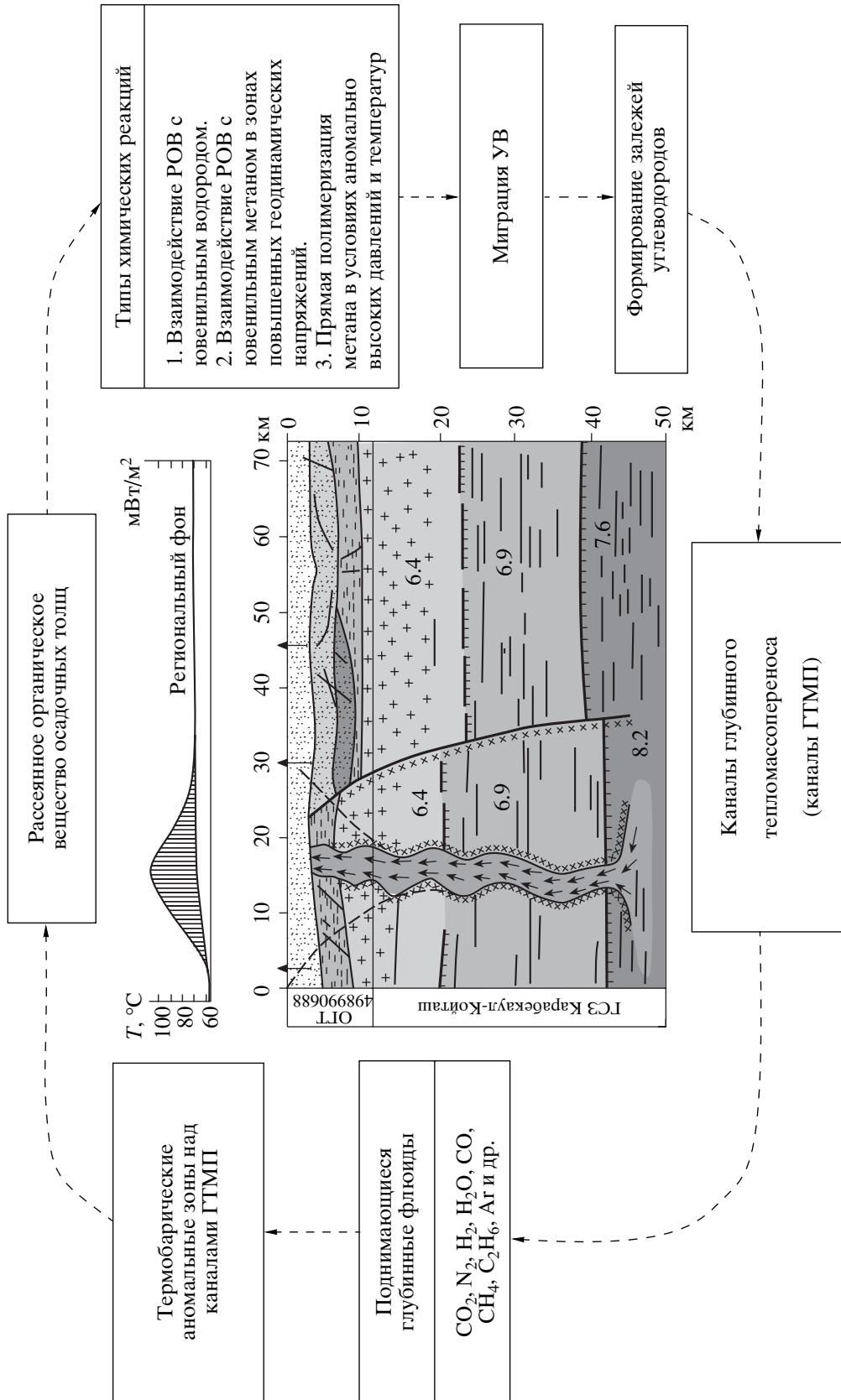


Рис. 1. Принципиальная модель микстогенетической схемы природного синтеза углеводородов.

(Центральные Кызылкумы). Здесь в пределах аномалии плотности теплового потока были экспериментально установлены глубинные проявления водорода, гелия и метана на площади 16 км². Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составляют 10.0 и 0.035 мл/кг при фоновом значении для региона менее 0.005 мл/кг.

Лабораторные исследования осуществлялись с целью изучения состава газо-флюидных включений в акцессорных минералах пород магматических комплексов Среднего Тянь-Шаня. Они позволили определить возможный усредненный состав глубинных флюидов, поднимающихся из древних магматических очагов. В порядке убывания к ним относятся углекислый газ, азот, водород, вода, оксид углерода, метан и другие соединения.

Учитывая приуроченность большинства каналов ГТМП к погребенному Бухаро-Хивинскому палеорифту, можно предположить, что полный химический состав поднимающихся из магматических очагов глубинных флюидов должен быть близок вулканическим газам. Как правило, они состоят из водяного пара, углекислого газа, оксида углерода, оксида серы, сероводорода, метана, водорода, аммиака и других элементов, которые активно реагируют друг с другом при подъеме по мере смещения химического равновесия в канале.

Химическое равновесие напрямую зависит от термобарических параметров канала ГТМП. В начале канала, на уровне магматического очага, значения температуры и давления достигают соответственно 800–850°C и 10–12 кбар. В нижней части мезо-кайнозойского чехла, где канал заканчивается, их значения уменьшаются до 200–250°C и 1–2 кбар. Термодинамические расчеты показали, что максимальное увеличение аномальной температуры наблюдается непосредственно над каналами ГТМП на уровне подошвы осадочного чехла, где ее величина на 30–55°C превышает нормальные значения. По мере удаления от осей каналов она уменьшается до нормальных значений на расстоянии порядка 30 км.

На основе сопоставления термобарических параметров каналов ГТМП, состава поднимающихся по ним глубинных флюидов и глубин залегания осадочных толщ, обогащенных РОВ, можно выделить три основных типа химических реакций, которые будут протекать в условиях аномальных термобарических зон, расположенных вокруг каналов ГТМП:

1) взаимодействие РОВ с ювенильным водородом в пределах верхней части аномальных термобарических зон при температуре 100–250°C и давлении 0.5–2.5 кбар;

2) взаимодействие РОВ с ювенильным метаном средней части аномальных термобарических зон при температуре 200–400°C и давлении 2–5 кбар;

3) прямая полимеризация ювенильного метана и прочих УВ в нижней части аномальных термобарических зон при температуре 300–600°C и давлении 5–15 кбар.

Принципиальная модель микстогенетической схемы природного синтеза углеводородов (рис. 1) отображает цикл причинно-следственных связей главных ее элементов: 1) каналы ГТМП; 2) поднимающиеся по ним глубинные флюиды CO₂, N₂, H₂, H₂O, CO, CH₄, He, Ar и др.; 3) аномальные термобарические зоны над каналами ГТМП; 4) РОВ осадочных толщ; 5) типы химических реакций, отражающих взаимодействие РОВ с ювенильным водородом, ювенильным метаном и прямую полимеризацию ювенильного метана и прочих УВ; 6) миграцию синтезированных УВ; 7) формирование залежей нефти и газа. Последняя цепочка между формированием залежей УВ и каналами ГТМП отражает наблюдаемую пространственно-генетическую связь последних с известными зонами крупных скоплений нефти и газа.

В целом разработка микстогенетической схемы природного синтеза УВ на основе имеющегося фактического материала по пяти нефтегазоносным регионам Узбекистана показала, что применяемая методика может быть без каких-либо ограничений использована в других нефтегазоносных провинциях и регионах мира. В практическом плане это ведет к переоценке их ресурсной базы и определению новых стратегических направлений геологоразведочных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хаин В.Е., Соколов Б.А. // Сов. геология. 1984. № 7. С. 49–60.
2. Дмитриевский А.Н., Сагалиевич А.М., Баланюк И.Е., Матвиенков В.В. // Геология нефти и газа. 1996. № 8. С. 4–13.
3. Клецев К.А., Матвиенков В.В., Баланюк И.Е., Седов А.П. // Геология, геофизика и разработка нефт. месторождений. 1996. № 7. С. 21–27.
4. Валяев Б.М. // Газ. пром-сть. 1997. № 7. С. 6–10.
5. Гаврилов В.П. // Геология нефти и газа. 1998. № 6. С. 2–12.
6. Иванников В.И. // Геология, геофизика и разработка нефт. месторождений. 2000. № 2. С. 36–38.
7. Чебаненко И.И., Клочко В.П., Токовенко В.С., Евдошук Н.И. // Геология нефти и газа. 2000. № 5. С. 50–52.
8. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. // В сб.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Науч. мир, 2001. С. 260–264.
9. Юсупов Р.Г., Рафиков Я.М. // Докл. АН Респ. Узбекистан. 2000. № 2. С. 37–41.