

Геодинамика и генезис нефти и газа

А.А. Абилов

(Доклад на Республиканской научно-практической конференции профессорско-преподавательского состава, ТашГТУ, 3-4 июня, 2003 г.)

Конец прошлого и начало нынешнего столетия ознаменовались внедрением в нефтегазовую геологию нового геодинамического подхода к прогнозированию нефтегазоносности недр. Он характеризуется более точным и всесторонним рассмотрением генезиса региональных структурных элементов, контролирующих нефтегазоносность земной коры, и базируется на большом объеме геологических, геофизических и геохимических данных, охватывающих интервал глубин от земной поверхности до низов верхней мантии.

Значительные достижения в области применения геодинамического подхода на практике позволили некоторым исследователям предпринять попытку заменить им традиционный "классический" подход к прогнозированию нефтегазоносности отдельных провинций и областей. Полученные результаты наглядно свидетельствуют об односторонности избранного пути и несостоятельности подобной замены в качестве универсального решения проблемы прогнозирования нефтегазоносности. В этом плане более перспективной является концепция о том, что геодинамический подход логически дополняет "классический". Естественно, что в таком аспекте первоначальному анализу подлежат процессы нефтегазообразования, которые должны теперь рассматриваться с позиции микстгенетического синтеза углеводородов (УВ).

Согласно микстгенетическому синтезу, ключевая роль в генерации УВ из рассеянного органического вещества (РОВ) осадочных толщ отводится особому типу региональных геодинамических структур – каналам глубинного тепломассопереноса (ГТПП), представляющим собой сквозящие процищаемые зоны в точках пересечения глубинных разломов. Поднимаясь по ним, ювенильные флюи-

ды водорода, метана, окиси углерода и др. соединений достигают верхних этажей земной коры, где активно взаимодействуют с РОВ осадочных толщ, существенно повышая их нефтегазогенерирующий потенциал. Понимание этих механизмов позволяет по-новому оценить перспективы всех существующих нефтегазоносных провинций и областей мира.

Методологический подход

Современный методологический подход к прогнозированию нефтегазоносности недр основан на двух взаимодополняющих подходах:

- геодинамическом – к исследованию генезиса региональных геоструктурных элементов, контролирующих нефтегазоносность недр;

- "классическом" – к нефтегазогеологическому районированию литосферных плит Земли.

При таком подходе геодинамика, тектоника и литогенез составляют триаду единого геологического процесса, определяющего развитие и нефтегазоносность земной коры [1]. Тектонический и литологический факторы детально исследованы в XX в. и положены в основу многих прогнозных построений. Геодинамический начал практически применяться лишь в конце прошлого века и имеет ряд особенностей, связанных с его использованием в системе прогноза нефтегазоносности континентальных регионов, остаются нераскрытыми. Углубленное изучение их позволит выявить и уточнить новые механизмы нефтегазообразования и накопления, а также установить ранее неизвестные особенности размещения крупных скоплений углеводородов, что обусловит повышение степени достоверности прогноза нефтегазоносности недр.

На основе триады была составлена новая классификация нефтегазоносных провин-

Геодинамическая обстановка формирования региональных структурных элементов			Нефтегазовые провинции						
тип	вид	тип	перипротерозойско-палеозойские	палеозойские	палеозойско-мезозойские	мезозойские	мезозойско-кайнозойские	кайнозойские	палеозойско-мезокайнозойские
Региональные	Рифтоидные						Русско-Нельская	Тингитидская	
	Протокайнозойский								Красноярская
	Альпидно-эпифантоидный								
Среднеинтегральная	Пассивно-эпифантоидная					Гиперборея, Баренцево-Карская	Приатлантическая ЕАЛП, Приатлантическая САЛП, Приатлантическая ЮАЛП, Приатлантическая АФЛП, Приатлантическая СЛП, Мезамобильная, Бенгальская, Аравийская, Зап. Антарктическая, Вост. Антарктическая, Сев. Антарктическая		
Эпипротерозойская	Альпидно-эпифантоидная								Североморская
	Империентальная		Волго-Уральская, Лепель-Тулузская, Мидленд-Нинская, Центрально-Австралийская	Балтийская, Амурская, Мариновская, Парикская, Центрально-Африканская, Тимано-Печорская, Персико-Бенгальская	Прикаспийская, Устюртская, Писовская, Канадско-Гренландская, Западно-Канадская, Северо-Кавказская, Янцзинская, Восточно-Австралийская	Парижско-Германская, Туринская, Западно-Сибирская	Принасикская, Шаньсийская, Бохайнская, Северо-Аравийская, Мезийско-Синьская		Восточно-Аравийская, Сахаро-Восточно-Средиземноморская
	Обдукционный								
	Остроздущий							Марианский о-в., Курильский о-в., Сомалийский о-в., Алеутский о-в.	
Эпипротерозойская	Субдукционная	Активно-эпифантоидная	Активный					Сардиния-Синдильская, Синайская, Андийский пояс НГП, Сев. Предандийская, Южно-Предандийская, Ново-Гвинейская	Ионико-Сакральская, Суматра-Сирамская, Калимантан-Сулавийская, Северо-Запад Новой Зеландии, Восточно-Индонезийская, Филиппинская
						Иберия-Пиринейская			Верхнеамурско-Центрально-Предандийская
	Коллизионная (комплексная)	Активно-эпифантоидная	Коллизионный				Предгорно-Дальневосточная		Скалистых гор
	Коллизионная (комплексная)	Активно-эпифантоидная	Коллизионный					Тянь-Шань-Кунь-Лунская, Дунагурская, Байкало-Амурская, Предпиринейско-Монгольская, Альпийско-Гиндийский пояс НГП	Таримско-Цайдамская
								Предкавказско-Предволгодатская	Северо-Предкавказско-Балканская, Месопотамская

Литосферные плиты: ЕАЛП-Евразийская, САЛП-Северо-Американская, ЮАЛП-Южно-Американская, АФЛП-Африканская, СЛП-Сомалийская.



рис. 1. Сводная классификация нефтегазоносных провинций земной коры по А.А. Абидову: вероятность обнаружения таких типов НГП в литосферных плитах очень низка; 2- сравнительно выше

ной коры (рис. 1). Используемый подход волил автору перевести группу провинций палеозойским этажом нефтегазоносности в ряд позднепротерозойско-палеозойских за счет включения в него комплексов погребенных палеорифтовых систем позднепротерозойского возраста. В перспективе после детального изучения планируется также перевести группу провинций с мезозойским этажом нефтегазоносности в разряд палеозойско-мезозойских за счет включения в него осадочных комплексов погребенных палеорифтовых систем палеозойского периода.

Согласно данной классификации все известные нефтегазоносные провинции мира характеризуются определенными геодинамическими обстановками формирования региональных геоструктурных элементов, контролирующими процессы нефтегазоаккумуляции в земной коре. Наряду с этим внедрение геодинамических

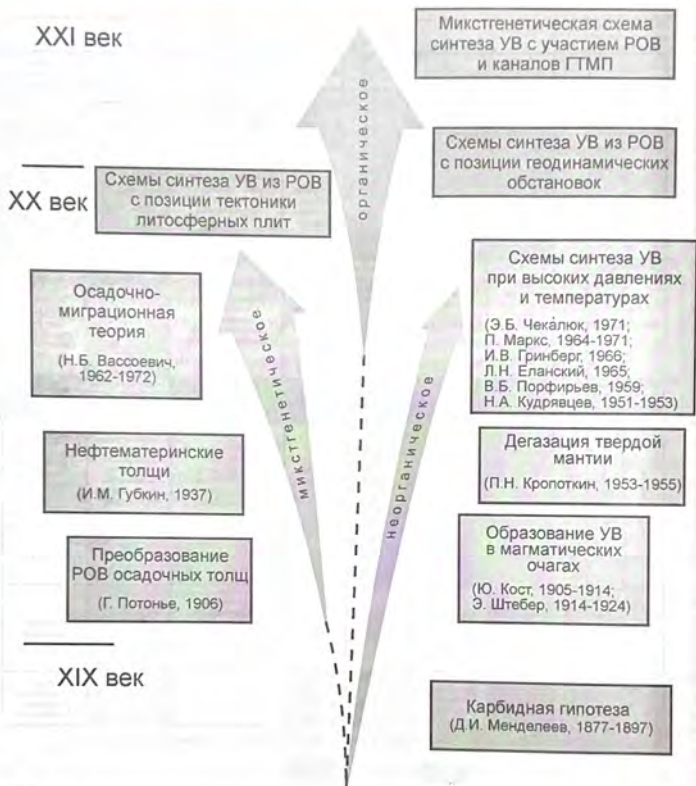


Рис.2. Три основных направления научных взглядов на генезис нефти и газа

принципов в нефтегазогеологическую науку обуславливает необходимость внесения отдельных уточнений в вопросы генезиса нефти и газа. Исходя из системного подхода к явлениям, происходящим не только в осадочной оболочке, но и в целом в земной коре и верхней мантии, целесообразно провести более широкий анализ эволюции взглядов на происхождение нефти и газа в зависимости от появления новых данных.

Обзор научных взглядов на генезис нефти и газа

Все существующие теории и гипотезы происхождения нефти и газа, не считая экзотических (космическая, радиоактивная и т.п.), можно свести к трем основным направлениям — органическому, неорганическому и микстгенетическому, которые возникли и развивались в процессе получения и осмысления новой информации (рис.2).

Первые два направления активно разрабатывались с начала XX века и широко известны по публикациям ряда крупных ученых, придерживающихся как органического (Г. Пономев, И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, А.М. Акмходжаев, М.К. Калинин, Б. Тиссо, Д. Велье, Дж. Хант, В.Е. Ханн, В.П. Гаврилов, Б.А. Яколов, А.А. Бакиров, О.Г. Сорохтин и др.), так и неорганического (Д.И. Менделеев, Ю. Лост, Э. Штебер, П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудявцев, В.Б. Порфирьев, Л.Н. Еланский, И.В. Ринберг, П. Макс, Э.Б. Чекалюк и др.) взглядов на происхождение нефти и газа.

Микстгенетическое направление разрабатывается в течение последних лет и подтверждается обширным фактическим материалом, полученным в процессе геодинамических исследований нефтегазоносных регионов Узбекистана [3-4].

Признание большинством ученых значения глубинных факторов в формировании залежей нефти и газа уже стало реальностью [5-12]. При этом ключевая роль отводится высокотемпературным потокам глубинных флюидов, которые в ряду с известными геологическими процессами и определяют нефтегазогенерирующий потенциал региональных геодинамических структур.

Считается, что эти флюидные потоки представляют собой продукты дегазации вещества верхней мантии и состоят из паров воды, углекислого газа, водорода, гелия, метана и других соединений. Масштабы дегазации стали особенно очевидны после обнаружения в рифтовых зонах Мирового океана крупных выходов горячих струй воды (350°C), несущих водород, углекислый газ, серу, сульфиды и гидроокислы металлов. В пределах континентальных окраин – главных нефтегазоносных зон Земли вертикально направленные флюидные потоки могут выступать как элементы глубинного теплопереноса, являясь мощным средством извлечения "зрелых" углеводородов из нефтематеринских пород и перемещения их в коллекторские горизонты и ловушки [5]. Кроме того, согласно микстгенетической схеме природного синтеза углеводородов непосредственно участвуют в преобразовании РОВ в углеводородные флюиды на равне химических реакций.

Подобное воздействие глубинного теплопереноса на нефтематеринские толщи

внутриконтинентальных осадочных бассейнов подтверждается приуроченностью скоплений УВ к глубинным разломам, наблюдаемыми там эманациями водорода, гелия, метана, окиси углерода, углекислого газа и других соединений глубинного происхождения, проявлениями метана ниже зон нефтегазогенерации в скважинах, наличием интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, зон АВПД, гидрогеологических и геохимических аномалий, а также повышенным содержанием в залежах углеводородов углекислого газа, сероводорода и других вулканогенных продуктов.

Таким образом, имеются многочисленные данные о воздействии глубинных факторов на РОВ осадочных толщ в процессе образования залежей нефти и газа. На этом этапе развития микстгенетического направления актуальной проблемой становится количественная сторона воздействия процесса глубинного теплопереноса на преобразование РОВ.

Цель и объекты исследований

Разработка микстгенетической схемы природного синтеза УВ ставит своей целью выработать унифицированный подход к изучению вопроса нефтегазообразования в условиях различных геодинамических обстановок на основе точных физических и химических законов.

Принцип действия микстгенетической схемы базируется на взаимодействии двух реально существующих компонентов – рассеянного органического вещества осадочных толщ и ювенильных высокотемпературных флюидов, поднимающихся по каналам глубинного теплопереноса. Последние представляют собой раздробленные проницаемые зоны в точках пересечения глубинных разломов. По ним высокотемпературные ювенильные флюиды водорода, метана, окиси углерода, воды и других соединений поднимаются к поверхности из древних магматических очагов, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ.

Принципиальная модель микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов (рис. 3) отображает цикл причинно-следственных связей главных ее элементов: 1) каналы ГТМП; 2) поднимающиеся по ним глубинные флюиды CO_2 , N_2 , H_2 , H_2O , CO , CH_4 , He , Ar и др.; 3) аномальные термобари-

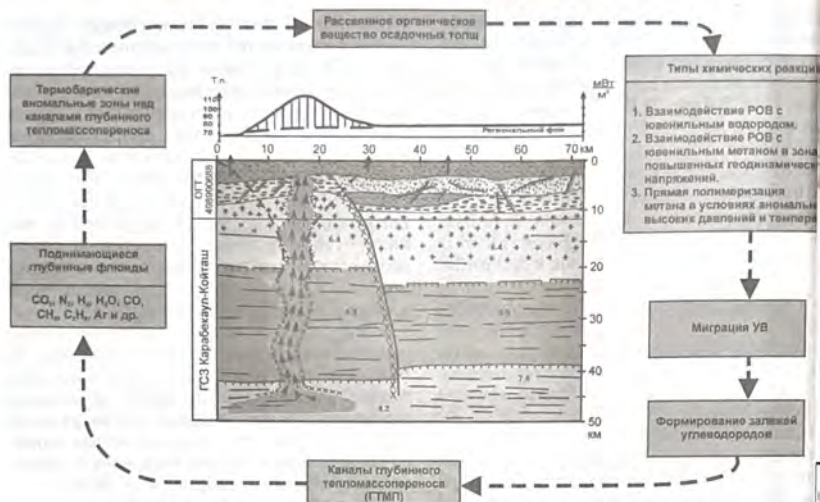


Рис. 3. Принципиальная модель миксгенетической схемы природного синтеза углеводородов

ческие зоны над каналами ГТМП; 4) РОВ осадочных толщ; 5) типы химических реакций, отражающих взаимодействие РОВ с ювенильным водородом и метаном, прямую полимеризацию его и прочих УВ; 6) миграцию синтезированных УВ; 7) формирование залежей нефти и газа. Эта цепочка между образованием залежей УВ и каналами ГТМП показывает пространственно-генетическую связь последних с известными зонами крупных скоплений нефти и газа. При этом расположенные над каналами аномальные термобарические зоны обладают повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляют практический интерес для поисков крупных скоплений нефти и газа.

Согласно предложенной миксгенетической схеме основными объектами целенаправленных нефтегазогеологических исследований являются многочисленные каналы ГТМП, расположенные в различных нефтегазоносных провинциях мира. В перспективе по мере их детального изучения, сопоставления и систематизации должна быть создана миксгенетическая теория образования УВ.

Методика исследований

Начальный этап разработки миксгенетической схемы заключался в картировании группы реально существующих каналов ГТМП, расположенных на территории пяти нефтегазоносных регионов Узбекистана, и изучении их внутреннего строения, определении состава поднимающихся по ним глубинных флюидов и оценке возможных химических реакций синтеза УВ при взаимодействии РОВ осадочных толщ. Для этого были использованы все имеющиеся геолого-геофизические данные.

Картирование каналов ГТМП осуществлялось по интенсивным изометричным аномалиям плотности теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м² при фоновых значениях геотермического поля не более 65. Для этих целей были составлены новые более детальные карты плотности теплового потока Устюртско-Бухаро-Хивинского, Ферганского, Юго-Западно-Гиссарского и Сурхандарьинского нефтегазоносных регионов Узбекистана, на которых выделено около 20 аномалий, соответствующих вышеуказанным признакам.

применительно к закартированным объектам для выполнения пространственной корреляции с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями нефти и газа.

Для изучения внутреннего строения канала ГТМП отбирались объекты, где области интенсивных изометричных аномалий пере-
сечены профилями сейсмических наблюде-

ний методами ГСЗ и глубинного ОГТ. К ним относятся каналы, расположенные в районах месторождений Уртабулак, Тегермен, Газли, площади Гаджак-Боянгора, Мурунтау, а также в пределах погребенной палеорифтовой системы Бухаро-Хивинского региона (рис. 4, 5, 6). Указанные каналы отражаются на сейсмических разрезах в виде субвертикальных зон отсутствия отражений в земной коре. Уста-

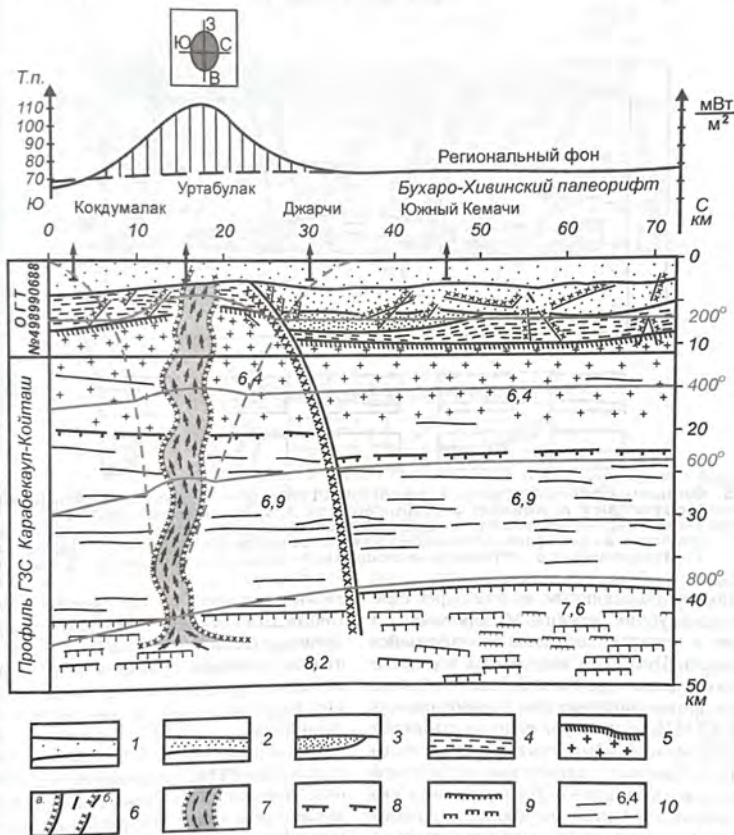


Рис.4. Физико-геологический разрез канала ГТМП в районе месторождения Уртабулак (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 2001 г.):

1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс; 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – разрывные нарушения; а) сквозькоровые, б) верхнекоровые; 7 – канал ГТМП; 8 – граница Конрада; 9 – Мохоровичича; 10 – отражающие площадки и скорости упругих волн

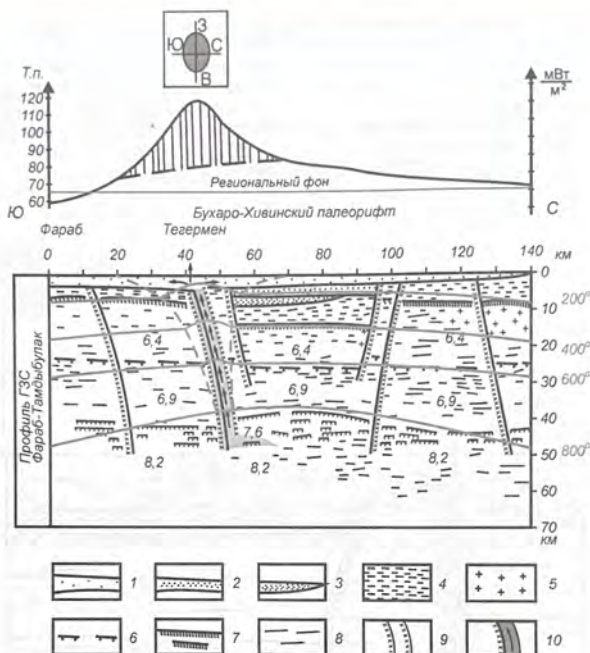


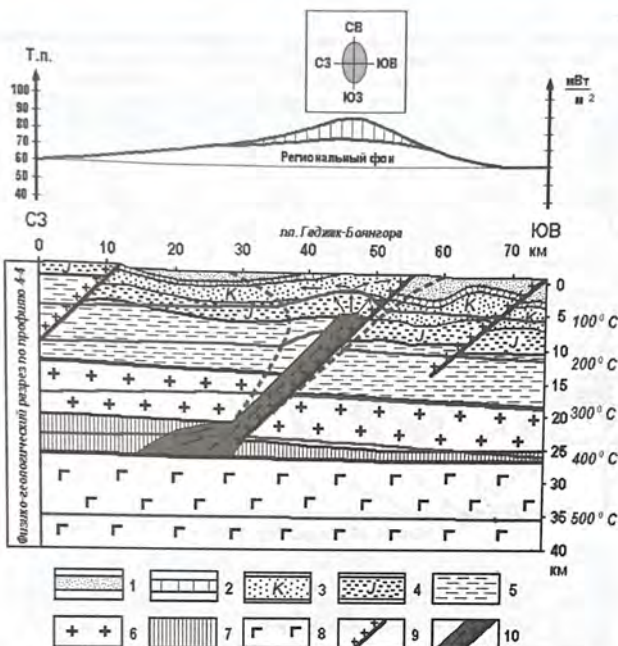
Рис.5. Физико-геологический разрез канала ГТМП в районе месторождения Тегермен (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 2001 г.):
 1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс; 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – граница Конрада; 7 – Мохоровичича; 8 – отражающие площадки; 9 – разрывные нарушения, 10 – канал ГТМП

новлено, что большинство из них берет свое начало на глубине границы Мохоровичича и затухает в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. При этом ширина их в разрезе обычно составляет не более 5-7 км.

Полученные физические параметры каналов ГТМП позволили выполнить необходимые термодинамические расчеты и определить наиболее вероятные источники глубинных флюидов. Установлено, что максимальное увеличение аномальной температуры наблюдается непосредственно над каналами на уровне подошвы осадочного чехла, где она на 30-55°C превышает нормальные значения и опускается до них по мере удаления от осей каналов на рас-

стояние порядка 30 км. В этом случае точниками глубинных флюидов могут быть древние магматические очаги, расположенные на глубине границы Мохоровичича, которые хорошо выделяются на сейсмических разрезах в виде реликтов мантийных диапиров.

Для определения состава поднимающихся по каналам ГТМП из древних магматических очагов глубинных флюидов использовались данные полевых и лабораторных исследований. Комплексные полевые наблюдения, включающие температурную и эманиметрическую съемки, проводились силами Кызыл-Аральской экспедиции на одном из выходящих на дневную поверхность каналов в рай-



ис. 6. Физико-геологический разрез канала ГТМП в районе площади Гаджак - Боянгора (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 1999 г.): 1 – неоген-четвертичные отложения; 2 – палеогеновые, 3 – меловые; 4 – юрские; 5 – палеозойский комплекс; 6 – кристаллический фундамент; 7 – слой дилатансии; 8 – нижняя кора; 9 – наклонные разрывные нарушения; 10 – канал ГТМП

грунтау (Центральные Кызылкумы). В результате на площади 16 км² экспериментально установлены глубинные проявления водорода, гелия и метана. Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составляют 0 и 0,035 мл/кг при фоновом значении для иона менее 0,005.

Лабораторные исследования газифлюидных почений в аксессуарных минералах пород матических комплексов Срединного Тянья проводились Р.Г. Юсуповым и Я.М. Раковым [13]. По своему петрологическому таву они могут служить аналогами древних матических очагов на глубине границы Моюичича. На основе полученных данных усенный состав глубинных флюидов следующий: углекислый газ, азот, водород, вода,

окись углерода, метан и др. (табл. 1). Наиболее вероятно, что эти соединения образуются в ходе реакций в восходящих водородных флюидных потоках Земли (табл. 2).

Оценка возможных химических реакций микстгенетического синтеза УВ проводилась на основе анализа имеющихся литературных источников и новых фактических данных о химическом составе глубинных флюидов и термобарических параметрах каналов ГТМП. Рассмотрены три типа химических реакций микстгенетического синтеза УВ:

- взаимодействие РОВ с ювенильным водородом;
- взаимодействие РОВ с ювенильным металлом в зонах повышенных геодинамических напряжений;

Состав газофлюидных включений в аксессуарных баротугоплавких минералах порфироидных магматических комплексов Срединного Тянь-Шаня, % к объему (по данным Р.Г. Юсупова, Я.М. Рафикова с изменениями)

Номер образца	CO ₂	N ₂	H ₂	H ₂ O	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	O ₂	Ar
K-2	10,3	50,3	20,1	9,8	4,4	4,2	0,5	—	0,3
Xmb	21	47	—	—	—	1,5	30	—	0,8
K-1	91	0,1	8,1	—	—	0,1	—	—	—
K-4	63,3	0,1	28,8	5,8	—	—	—	1,7	—
3*	51,7	2,3	35	9,1	0,1	1,7	—	—	—
Ф-224	28,8	40,9	2,1	27,9	0,1	0,3	—	—	—
Тк-3	9,2	72	1,4	7,4	4,1	0,1	—	5,2	—
K-3	19,4	30,3	23,7	20	1,8	2	10,5	—	0,1
K-69	15,3	41,8	16,4	8,8	2,1	1,8	12,7	1,3	0,1
Среднее значение	34,4	31,6	15,1	9,9	1,4	1,3	6	0,9	0,1

Табл

Реакции в восходящих водородных флюидных потоках Земли (по А.А. Маракушеву, 1999 г.)

Реакция	Термодинамические характеристики, кДж		
	ΔH_{289}	ΔG_{289}	ΔG_{1200}
$H_2 + CO = C + H_2O$	- 131,3	- 91,4	+ 36,4
$3H_2 + CO = CH_4 + H_2O$	- 206,1	- 142,1	+ 78,0
$2H_2 + 2CO = CH_4 + CO_2$	- 247,3	- 170,7	+ 81,2
$H_2 + 3CO = 2C + CO_2 + H_2O$	- 303,7	- 211,4	+ 75,9
$5H_2 + 3CO = 2CH_4 + CO_2 + H_2O$	- 453,4	- 312,8	+ 159,2

Термодинамические характеристики отражают смещение реакций вправо при охлаждении.

- прямая полимеризация метана и прочих УВ в условиях аномально высоких давлений и температур.

Результаты исследований

Наиболее полная и наглядная картина действия микстгенетической схемы природного синтеза УВ получена для территории Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. Это связано с тем, что здесь накоплен наибольший объем разносторонней геолого-геофизической информации.

На основе карты плотности теплового потока в регионе было закартировано 10 интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с активно дей-

ствующими каналами ГТПП (рис. 7). Они расположены в точках пересечения бинных разломов палеозойского возраста, приуроченных к погребенной палеорифтовой системе. Указанные объекты активировались около 20 млн. лет назад в продолжения орогенного геодинамического жима, обусловленного столкновением Индийской, Индо-Австралийской и Евразийской плит. Для закартированных каналов ГТПП четко прослеживается пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеохимическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями УВ.

Более детальное изучение внутрен-

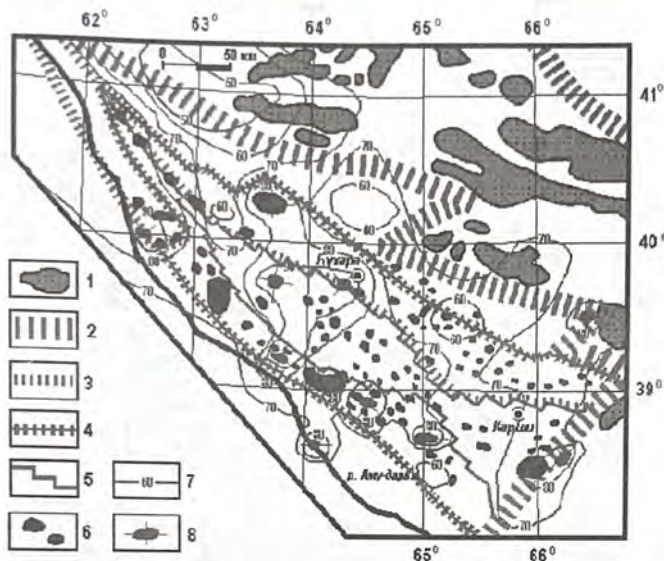


рис. 7. Схема взаимосвязи размещения крупных скоплений углеводородов и аномалий плотности теплового потока в пределах Бухаро-Хивинского региона (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 2002 г.):

1 – выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 – границы литосферных блоков; 3 – тектонических ступеней; 4 – контуры погребенной палеорифтовой системы; 5 – границы центрального грабена; 6 – скопления углеводородов, 7 – изолинии плотности теплового потока, мВт/м²; 8 – интенсивные изометричные аномалии над каналами ГТМП

роения каналов ГТМП в районах месторождений Уртабулак, Тегермен, Газли, Денгизль и др. показало, что в разрезе им соответствуют субвертикальные проницаемые зоны шириной 5-7 км. Они берут свое начало на юбине границы Мохоровичича и затухают в южной части мезозой-кайнозойского чехла. Источниками глубинных флюидов являются утратившие своей активности области древних магматических очагов, связанных с погребенным Бухаро-Хивинским палеорифмом позднепалеозойского возраста.

В этом случае полный химический состав поднимающихся из магматических очагов глубинных флюидов должен быть близок к магматическим газам. Как правило, они состоят из водяного пара, углекислого газа, метана, углерода, окиси серы, сероводорода, азота, водорода, аммиака и других элемен-

тов, которые активно реагируют друг с другом при подъеме по мере смещения химического равновесия в канале, которое напрямую зависит от его термобарических параметров. В его начале на уровне магматического очага значения температуры и давления достигают 800-850°C и 10-12 кбар соответственно. В нижней части мезозой-кайнозойского чехла, где канал заканчивается, они уменьшаются до 200-250°C и 1-2 кбар.

Поднимающиеся по каналам ГТМП глубинные флюиды встречают на своем пути различные осадочные толщи, обогащенные РОВ. К ним относятся нижнепалеозойский дорифтовый комплекс пассивной континентальной окраины (S-D), верхнепалеозойские комплексы асимметричной и симметричной рифтовых долин (C₂-C₃) и покрывающие их юрские и меловые отложения мезозой-кай-



Рис. 8. Иерархическое дерево геодинамических систем литосферы Средней Азии

нозойского чехла. Они залегают в интервале глубин от 10 до 1 км и в совокупности представляют собой значительный региональный источник РОВ, сосредоточенный в верхней части земной коры.

На основе сопоставления термобарических параметров каналов ГТМП, состава поднимающихся по ним глубинных флюидов и глубин залегания осадочных толщ, обогащенных РОВ, можно выделить три главных последовательных типа химических реакций, которые будут протекать в условиях ано-

мальных термобарических зон, расположенных вокруг каналов:

1) прямая полимеризация ювенильного тана и прочих УВ в нижней части аномальных термобарических зон при температуре 600°C и давлении 5-15 кбар;

2) взаимодействие РОВ с ювенильным таном средней части этих зон при 200-400°C и 2-5 кбар;

3) взаимодействие РОВ с ювенильным дорогом в пределах верхней части зон 100-250°C и 0,5-2,5 кбар.

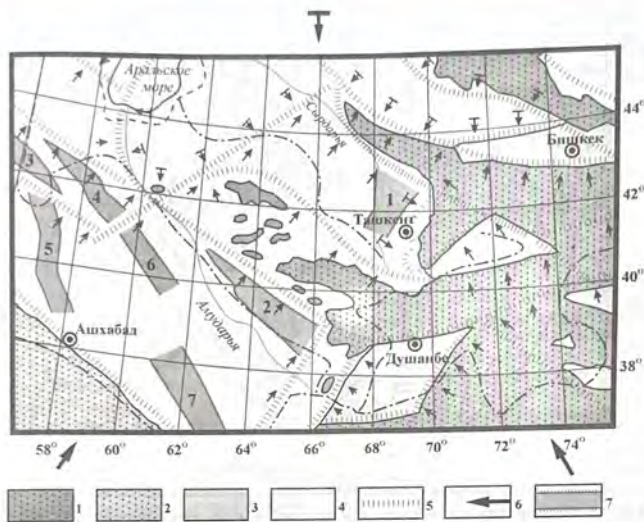


рис.9. Схема размещения палеорифтовых систем юго-востока Туранской платформы (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов; 2000 г.)

1 – выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 – то же дислоцированных; 3 – межгорные впадины; 4 – платформенные области; 5 – границы литосферных блоков; 6 – геодинамические силы; 7 – погребенные палеорифтовые системы (цифры на рис.): 1 – Средне-Сырдарьинская, 2 – Бухаро-Хивинская, 3 – Асаккеауданская, 4 – Дарьялык-Дауданская, 5 – Узбойская, 6 – Хивинская, 7 – Мургабская

Аналогичная картина действия микстгенетической схемы природного синтеза УВ характерна и для остальных нефтегазоносных регионов Узбекистана, хотя имеет там меньше фактологическое подтверждение.

Область применения

Разработанная микстгенетическая схема природного синтеза УВ позволяет по-новому оценить нефтегазоперспективность региональных геодинамических структур Узбекистана. В зависимости от масштабов рассматриваемых объектов и формирующих их механических сил существует иерархическая следовательность геодинамических систем различного уровня, которую можно отобразить в виде иерархического дерева (рис. 8). В основе его лежит "корневая система", представляющая собой сводную классификацию нефтегазоносных провинций земной коры, базирующуюся на геодинамических обстанов-

ках, связанных с движением литосферных плит Земли. В качестве возможных условий нефтегазообразования здесь выделяются активные и пассивные окраины континентов, рифтовые системы, горячие точки и надвигово-поддвиговые зоны.

"Стол" иерархического дерева олицетворяет собой геодинамику литосферы Средней Азии. В его основу положено геодинамическое взаимодействие литосферных блоков, обусловленное движением сопредельных литосферных плит. В качестве возможных условий нефтегазообразования здесь выделяются региональные структуры чехла, надвигово-поддвиговые зоны межгорных впадин, каналы ГТМП, погребенные палеорифтовые системы, надрифтовые осадочные бассейны, аккреционные палеопризмы и пассивные палеоокраины.

"Ветви" дерева отражают геодинамику Ус-туртского, Бухаро-Хивинского, Сурхандарь-



Рис.10. Схема распространения глобальных поясов нефтегазоносности в современной структуре Земли (В.Е.Хаин, Л.Э.Левин, 2001 г.):
глобальные пояса: 1 – современных пассивных окраин; 2 – активных; 3 – древних пассивных; 4 – внутри платформенных синеклиз; 5 – межгорных впадин орогенов; 6 – срединно-океанические хребты

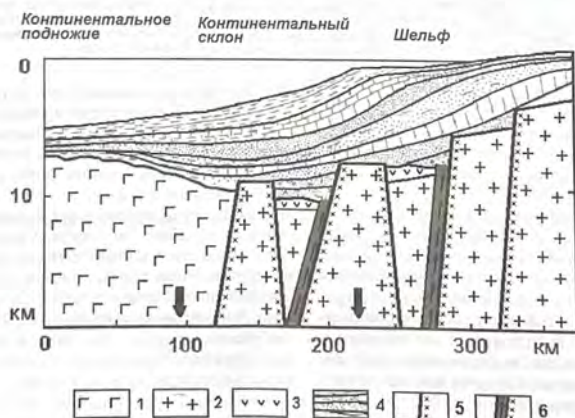


Рис.11. Принципиальная схема расположения каналов ГТП в эпигемирифтогенной структуре (с использованием данных Е.Зейболда, В.Бергера, 1984):
1 – океаническая кора; 2 – континентальная кора; 3 – вулканические образования; 4 – осадочная призма; 5 – глубинные разломы; 6 – каналы ГТП

ского, Юго-Западно-Гиссарского и Ферганского нефтегазоносных регионов Узбекистана, обусловленную взаимодействием отдельных литосферных блоков. В пределах нефтегазоносных регионов выделяются континентные нефтегазоперспективные геодинамические структуры регионального уровня. К ним относятся поднятия и прогибы чехла, валы глубинного тепломассопереноса, дивгово-поддвиговые зоны, погребенные палеорифтовые системы, надрифтовые осадочные бассейны, аккреционные палеопризалы, пассивные палеоокраины и другие возмозжные объекты.

К настоящему времени в мировой практике геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах континентальных платформ наиболее перспективными считаются погребенные палеорифтовые системы. В 1994 г. под научным руководством автора впервые были начаты целенаправленные геодинамические исследования палеорифтовых систем Туранской платформы с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. Они включали анализ передового зарубежного опыта, сбор и систематизацию фактических данных по конкретным структурам, комплексную интерпретацию имеющейся геолого-офизической информации, картирование и численное математическое моделирование процессов формирования рассматриваемых объектов. В результате составлена схема их размещения (рис. 9). Наибольший практический интерес здесь представляет палеорифтовая система Бухаро-Хивинского региона, в пределах которой начаты геолого-офизические исследования в рамках международного проекта "Палеорифт". Углубленное изучение ее позволило существенно уточнить главные элементы внутреннего строения. К ним относятся хорошо известные структуры двух бортов, центрального грабена, осевой дайки и реликта антиклинного диапира. Принципиально новый результат заключается в том, что в ее пределах установлены многочисленные действующие каналы глубинного тепломассопереноса, представляющие собой издробреленные проникаемые зоны в точках пересечения разломов. По ним глубинные высокотемпературные флюиды воды, метана, окиси углерода и других со-

единений поднимаются к поверхности, где взаимодействуют с РОВ осадочных толщ, существенно повышая их нефтегазогенерирующий потенциал.

Для оценки роли каналов ГТМП в формировании крупных скоплений углеводородов Земли рассмотрим один наиболее яркий пример. К настоящему времени установлено, что большая часть глобальных поясов нефтегазоносности Земного шара приурочена к пассивным окраинам континентов [14], образующим три планетарных пояса: Средиземноморско-Персидский, Индоокеанско-Атлантический, Циркумарктический (рис.10). Их древние аналоги несколько меньше распространены в современном геологическом пространстве и расположены вдоль склонов платформ, которые обращены к разновозрастным орогенам: Средиземноморскому, Андам, Кордильерам и др.

Согласно сводной классификации "по окраинам континентов, обращенных к срединно-океаническому хребту, выделяются нефтегазоносные провинции, имеющие либо одинаковый, либо сравнимый стратиграфический диапазон продуктивности" [1, с. 96]. В соответствии с данной закономерностью можно сделать вывод, которому до настоящего времени не придавалось должного значения. Он заключается в том, что в основании всех пассивных окраин, прошедших три подстадии геодинамического развития, должна находиться погребенная региональная геотектоническая структура, представляющая собой половину древней рифтовой системы.

Рассматриваемую геоструктуру было бы целесообразно определить термином "гемирифт", т.е. "полурифт" [15]. Аналогично рифтовым системам в их пределах существуют благоприятные геодинамические условия для формирования и деятельности многочисленных каналов ГТМП (рис. 11).

Таким образом, геодинамически пассивные современные континентальные окраины представляют собой достаточно активные эпигемирифтогенные структуры, которые характеризуются повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом, обусловленным деятельностью многочисленных каналов ГТМП. Их геодинамическая обстановка полностью соответствует микстгенетической схеме природного синтеза углеводородов.

Дальнейшие задачи

Исследования в области разработки микстгенетической схемы природного синтеза УВ необходимо сосредоточить на следующих направлениях:

1) картирование каналов ГТМП в пределах всех известных нефтегазоносных провинций Земного шара;

2) уточнение физических параметров каналов ГТМП;

3) экспериментальное моделирование микстгенетического синтеза УВ с помощью лабо-

раторных термобарических установок.

Разработка микстгенетической схемы природного синтеза УВ на основе имеющегося фактического материала по нефтегазоносным регионам Узбекистана показала, что применяемая методика без каких-либо ограничений может быть использована применительно к другим нефтегазоносным провинциям и областям мира. В практическом плане это ведет к переоценке их ресурсной базы и определению новых стратегических направлений геологических работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит. Ташкент: Фан, 1994. 128 с.
2. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы поисков и разведки скважин нефти и газа. М.: Высшая школа, 1987. 384 с.
3. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Микстгенетическая гипотеза происхождения нефти и газа: эклектика или синтез? // Узбекский журнал нефти и газа, 1998, №2. С. 4-6.
4. Абидов А.А. Классическая геология на современном этапе развития // Узбекский журнал нефти и газа, 2002, №4. С. 4-10.
5. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Окраины континентов - главные нефтегазоносные зоны Земли // Геология, 1997, №7. С. 49-60.
6. Дмитриевский А.Н., Сагалевиц А.М., Баланюк И.Е., Матвиенков В.В. Роль гидротермальной дегазации в процессах углеорообразования // Геология нефти и газа, 1996, №8. С. 4-13.
7. Клещев К.А., Матвиенков В.В., Баланюк И.Е., Седов А.П. Возможность образования углеводородов в океаническом дне // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1996, №7. С. 21-27.
8. Клещев К.А., Шейн В.С., Астафьев Д.А., Петров А.И. Плитотектонические критерии прогноза нефтегазоносности // Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России. М.: ВНИГНИ, 2001. С. 3-18.
9. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазоконденсатных месторождений // Геология промышленности, 1997. С. 6-10.
10. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа, 1998, №6. С. 2-12.
11. Иванников В.И. Конструктивный подход к проблеме нефтегазообразования // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2000, №2. С. 36-38.
12. Чебаненко И.И., Ключко В.П., Токовенко В.С., Евдошук Н.И. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа, 2000, №5. С. 50-52.
13. Юсупов Р.Г., Рафиков Я.М. Акцессорные минералы барофильно-тугоплавкого типа из пород магматических комплексов. Газовый состав флюидных включений (Срединный Тянь-Шань) // ДАН РУз, 2000, №2. С. 37-44.
14. Хаин В.Е., Левин Л.Э. Геодинамические типы глобальных поясов нефтегазоносности и их особенности. Геология и геофизика, 2001, т. 42, №11-12. С. 1724-1738.
15. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Об эпигемирифтогенной природе пассивных континентальных окраин // Узбекский журнал нефти и газа, 2003, №1. С. 4-10.

ANNOTATION

A working out of the mixgenetic scheme of hydrocarbons natural synthesis focuses on a unified approach to a decision of the oil and gas generation problem under different geodynamic conditions on the basis of exact physical and chemical laws.