

## БАСЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В АЗЕРБАЙДЖАНЕ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

М.Ф.Тагиев

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

С начала публикаций первых работ по бассейновому моделированию в Южно-Каспийском осадочном бассейне прошло более 20 лет. За этот период рассмотрен широкий спектр динамических процессов, протекающих в осадочной толще, начиная от оценки физических параметров литосферной плиты, образования и миграции нефти и газа в осадочном слое до эволюции геометрии грязевых диапиров. Получены важные результаты по оценке масштабов генерации и миграции углеводородов, глубинных и временных границ нефтегазообразования, распределению аномально высоких поровых давлений и др. Отмечается необходимость укрепления и расширения сотрудничества с учеными и специалистами отечественных организаций и западных компаний с целью построения моделей, отвечающих самым высоким требованиям в этой области. Усовершенствование моделей применительно к неравновесным бассейнам, в частности к Южно-Каспийскому бассейну, предполагает внедрение алгоритмов 2-х и 3-х мерного численного описания изменения геометрии слоев и глинистых тел, динамики массообмена и фазовых переходов в осадочном чехле, формирования специфических механизмов и каналов субвертикальной миграции УВ флюидов. Отмечены преимущества применения аппаратно-программных средств моделирования в подготовке молодых исследователей и обучении студентов. Ввиду стремительного развития нефтегазодобывающей промышленности и транспортной системы в Азербайджане, дальнейшие исследования по прогнозу нефтегазоносности региона с использованием таких современных научных технологий, как бассейновое моделирование является приоритетным направлением наук о Земле.

В последние годы бассейновое моделирование заняло твердое место в ряду инструментов и средств, используемых при изучении процессов образования нефти и газа, их миграции в осадочных бассейнах и аккумуляции в месторождениях. Присутствие времени наряду с пространственными координатами в применяемых вычислительных схемах делает возможным проследивание геологических процессов в ходе эволюции бассейна. Искусство моделирования состоит в формулировке гипотез и сценариев и их последовательном осуществлении путем изменения входных параметров. Таким способом можно тестировать систему на чувствительность к вариации того или иного параметра или явления. Поскольку описание процессов строится на законах физики и химии, а решение осуществляется на строгой математической основе, геологические гипотезы подвергаются научному испытанию. Гипотеза, не поддающаяся описанию средствами моделирования, считается недостоаточно обоснованной.

В число основных процессов, моделируемых программными пакетами по бассейновому моделированию, входят уплотнение пород, стационарный и нестационарный перенос тепла, образование УВ путем термического разложения исходного ОВ и крекинга жидких УВ (Yukler, Kokesh, 1984). Кроме того, моделируются процессы первичной и вторичной миграции жидких и газовых УВ. В число задач, решаемых с помощью моделирования, входит также прогнозирование аномально высоких поровых давлений, образующихся вследствие неравновесного уплотнения низкопроницаемых пород.

Первый опыт применения методов бассейнового моделирования для Южно-Каспийской впадины был осуществлен в 1987-1992 гг. в Институте Геологии (Тагиев, 1989). В рамках этих исследований была разработана методика оценки УВ потенциала глубокопогруженных осадочных отложений и создано программное обеспечение для ее реализации на ЭВМ. С использованием этих средств была

дана количественная оценка реализации нефтяного и газового потенциала и построены карты плотности (на единицу площади) генерированных УВ для различных стратиграфических комплексов ЮКВ. Суммарные масштабы генерации нефти и газа в различных осадочных комплексах были выражены в конкретных числах (Тагиев, 1994; 1999). Кроме того, путем интегрирования кинетической модели генерации УВ (Tissot, Welte, 1984) и модели восходящей миграции газа (Абрамсон и др., 1971; Антоненко, Гулиев, 1985) были прогнозированы интервалы глубин в разрезе ЮКВ с наибольшей концентрацией метана (Тагиев, 1994).

Еще на этапе становления бассейнового моделирования в качестве новой области в науках о Земле, основываясь на наблюдениях в региональном масштабе, согласно которым поровые давления в глинах значительно превышают их значения в песчаниках, Bredehoeft и др. (1988) отмечали превосходство латеральной миграции флюидов в бассейне Южного Каспия. Путем математического моделирования было установлено, что для поддержания потока флюидов в масштабе бассейна требуется регионально выдержанная система, состоящая из пластов-проводников, гидравлически изолированных слабопроницаемыми слоями.

Для реконструкции процессов генерации и миграции УВ и прогнозирования их скоплений в ЮКВ в последние годы академическими, учебными и отраслевыми научными организациями Азербайджана в сотрудничестве с зарубежными компаниями и научными центрами был выполнен ряд проектов по бассейновому моделированию.

Первый такой проект был выполнен в 1994 г. сотрудниками Института Геологии НАНА совместно с сотрудниками Научного Центра Мармара (Турция) под руководством проф. Н.Ялчин (Inan и др., 1997). Моделированием процесса нефтегазообразования в осадочной толще Нижнекуруинской впадины было установлено, что нефтяное окно в разрезе Нижнекуруинской впадины охватывает палеогеновый стратиграфический интервал. Согласно этой модели, генерация нефти началась в конце плиоцена и продолжается в на-

стоящее время на глубинах 6-12 км.

В 1995-1996 гг. сотрудники Института Геологии НАНА выполнили серию научных проектов в Университете Южной Каролины (США) под руководством признанного специалиста в области бассейнового моделирования проф. И.Лерча (Lerche и др., 1997). Путем построения одномерных моделей по ряду площадей (Tagiyev et al., 1997; а также Geohistory..., 1997) была численно воссоздана картина образования нефти и газа и эволюции аномально высоких поровых давлений в осадочной толще северо-западной части Южно-Каспийского бассейна. В качестве входных параметров были использованы литофации пород, возраст и мощность составляющих разрез толщ, пористость, проницаемость, поровые давления, температура, количество и тип ОВ, отражательная способность витринита и другие параметры. Спектр возможных глубинных и временных границ генерации нефти определялся путем моделирования двух экстремальных сценариев эволюции теплового поля: при тепловом потоке, составляющем соответственно половину и двукратную величину от современного значения с линейным изменением во времени до достижения современных значений. Было установлено, что наиболее интенсивная генерация нефти и газа происходила в течение последних 5,2 млн. лет в растянутом до 3 км нефтяном окне, причем последнее ограничивалось глубинами 5-11 км (рис. 1).

Как правило, нефтяное окно охватывает отложения, залегающие ниже подошвы нижнего плиоцена. Недоуплотнение, вызванное большими скоростями накопления преимущественно глинистых пород, приводит к смещению контуров равных давлений вверх по разрезу, начиная с раннего плиоцена (рис. 2а). Кроме того, наблюдается латеральный тренд уменьшения избыточных давлений в направлении от центральных и западных частей области к северо-востоку (рис. 2б), что в сочетании с увеличением песчаности в том же направлении позволяет сделать предположение о преимущественной миграции УВ в указанном направлении и их последующей аккумуляции в резервуарах.





основе уравнений кондуктивного и конвективного переноса тепла. Для решения уравнений, описывающих процессы миграции флюидов и переноса тепла в двумерных осадочных разрезах, используется метод конечных разностей.

В модуле генерации вычисляется созревание ОВ и, как результат, образование нефти и газа. Модель считается достоверной, если она калибруется данными по отражательной способности витринита и изомеризации стеранов. Термальное разложение ОВ описывается параллельными и последовательными реакциями, что математически формулируется в виде системы кинетических уравнений 1-го порядка.

В модуль миграции входит моделирование вытеснения флюидов из материнских пород, их вторичной миграции и аккумуляции в резервуарах с учетом растворения флюидов в термобарических условиях осадочного бассейна. Расчет движения флюидов в осадочной среде базируется на законе Дарси с учетом относительной проницаемости для различных фаз. Поскольку движение флюидов в слабопроницаемых породах обладает своими, отличающимися от такового в пластах-проводниках особенностями, то для этой категории пород применяется специальная формулировка относительной фазовой проницаемости. Максимальная растворимость газа в нефти является функцией давления и температуры и дифференцируется в зависимости от типа нефти и газа. В условиях, когда достигается предел растворимости, избыточный газ может мигрировать в виде свободной фазы. Герметичность покрышки определяется характеристиками капиллярного давления для данной литологии.

На каждом шаге расчетов и для каждой элементарной ячейки разреза одновременно решаются четыре балансовых уравнения. В это число входят уравнения сохранения массы соответственно воды, нефти и газа, а также уравнение сохранения энергии (тепла). Свойства пород и флюидов задаются в качестве входных параметров. Характеристики пород, имеющие отношение к потоку флюидов, такие как проницаемость, относительная проницаемость и капиллярное давление вычисляются как функции пористости на заданной глубине. Свойства, связанные с тепловым потоком, такие как теплопроводность и теплоемкость задаются в виде функций пористости,

температуры и давления.

Геологическое строение, интерпретированное по сейсмическим разрезам, пересекающим глубоководную часть ЮКВ, легло в основу двумерного моделирования по программе SIGMA-2D. Построение модели потребовало ввода широкого спектра геологических, геотермических и геохимических данных. Например, результаты во многом зависят от литологического описания горизонтов, слагающих моделируемые разрезы (рис. 3а). Более проницаемые горизонты способствуют латеральной миграции флюидов и в благоприятных структурных условиях могут служить вместилищем УВ (рис. 3б).

Согласно результатам моделирования, жидкие УВ, образовавшиеся в олигоцен-миоценовых отложениях и эмигрировавшие из них в позднемиоцен-раннеплиоценовый период, мигрировали в северном направлении и были накоплены в структурах Абшерон-Прибалханского порога. Структуры Шах-Дениз, Булла-Дениз, Бахар и др., расположенные в глубоководной части бассейна, в этот период еще не были сформированы. Позже, к моменту, когда эти структуры начали образовываться, материнские отложения находились в зоне конденсато- и газообразования. Соответственно, в них уже поступали продукты поздней генерации, преимущественно газообразные УВ. Реализация ключевых элементов углеводородной системы (*petroleum systems*) Южного Каспия в ходе геологической истории бассейна иллюстрируется с помощью специальной аннотированной диаграммы на примере двух площадей (рис. 4).

С использованием программы GEMMOD Mudford и др. (1997) построили двумерную модель термального поля, преобразования ОВ и потока флюидов по разрезу, протягивающемуся от месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы до структуры Шах-Дениз. Согласно их исследованиям, значительное различие в распределении давлений по разрезу в месторождениях Абшеронского полуострова и глубоководных структурах обусловлено глубинным разломом, проходящим между структурами Гум-Дениз и Бахар-Дениз. Указанный разлом экранирует поток флюидов, поступающих из центральной глубоководной части бассейна.

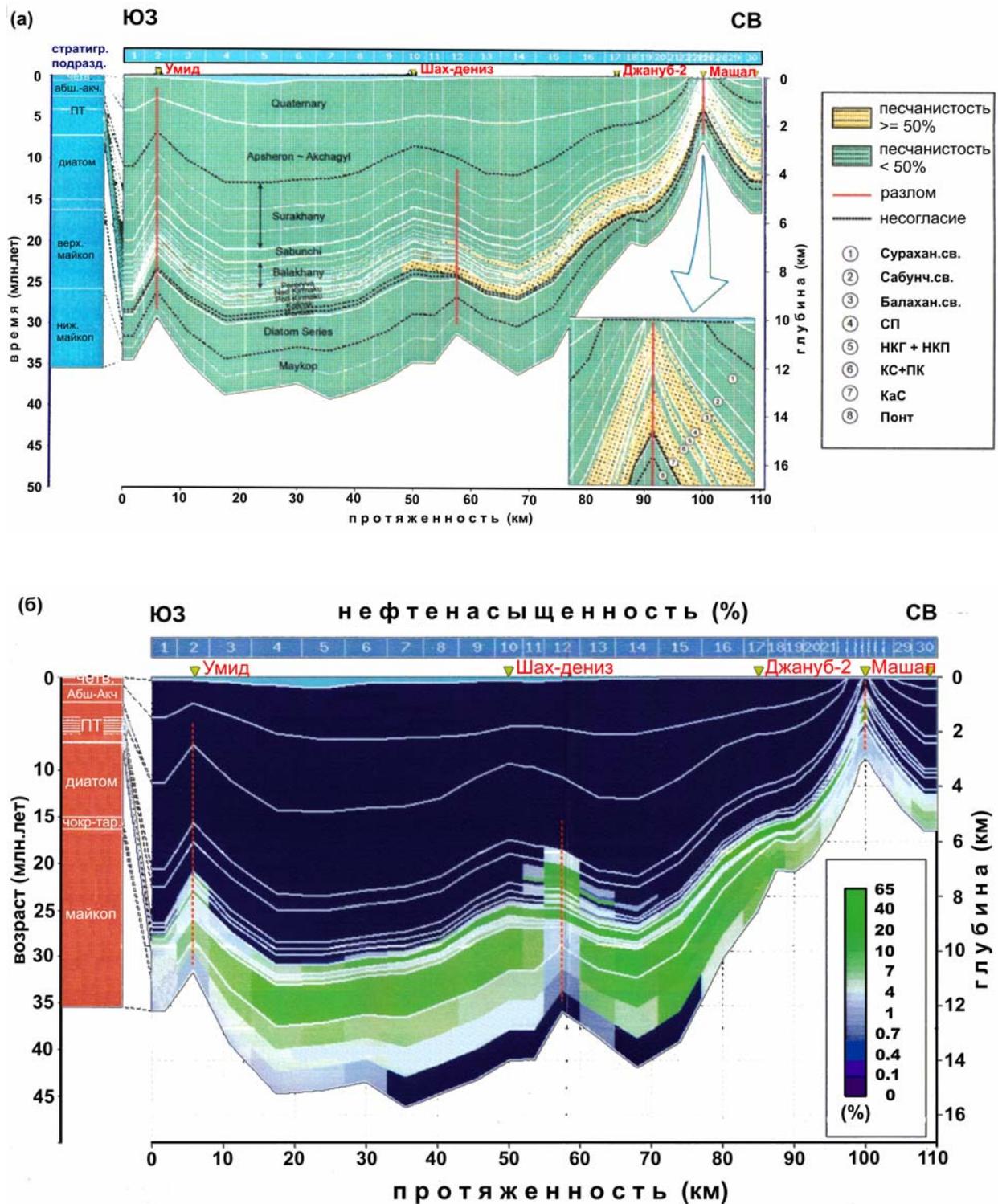


Рис. 3. В Южно-Каспийской впадине наличие, расположение и протяженность проницаемых горизонтов в разрезе (а) являются определяющими факторами для миграции и накопления УВ (б).

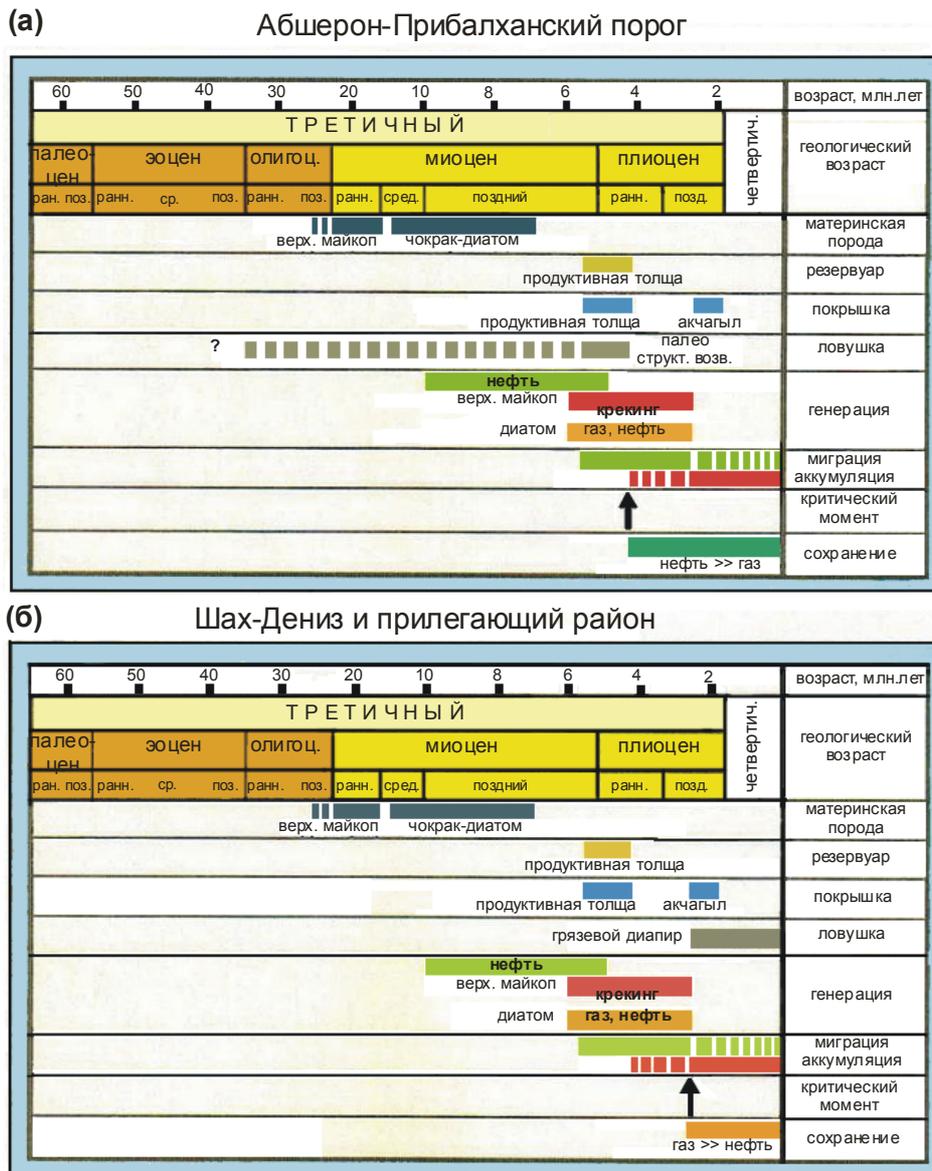
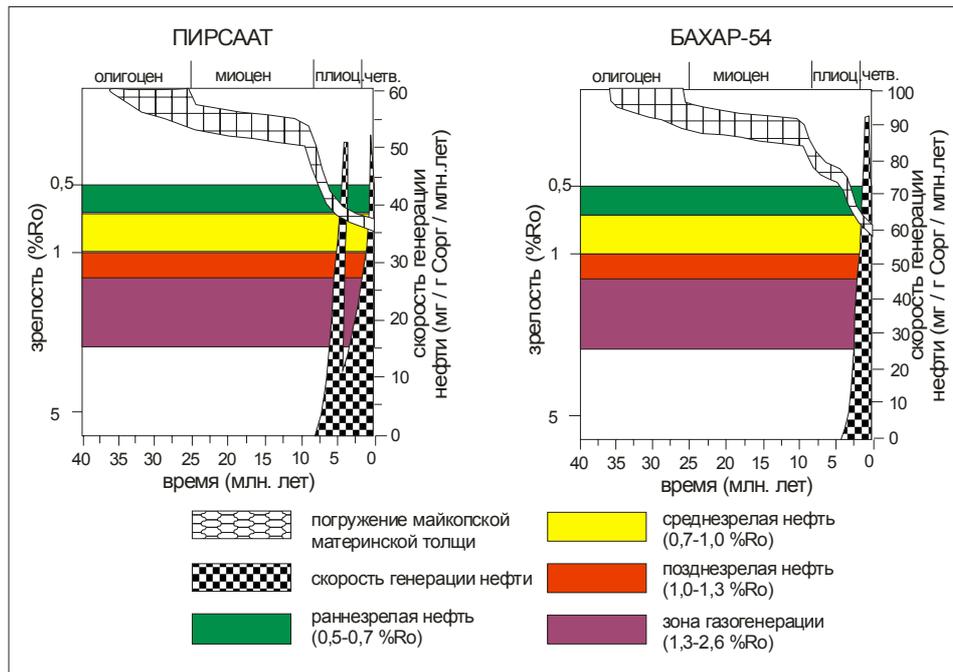


Рис. 4. Аннотированные диаграммы реализации элементов углеводородной системы Южного Каспия в ходе геологической истории бассейна для (а) Абшерон-Прибалханского порога и (б) площади Шах-Дениз.

Abrams и Narimanov (1997) применили пакет бассейнового моделирования BasinMod с целью оценки уровня зрелости ОБ и температуры в олигоценовых отложениях ЮКВ, залегающих на глубинах, не вскрытых бурением. Так, максимальная степень преобразованности ОБ в отложениях верхнего олигоцена на участке Пирсаат, выраженная в эквиваленте отражательной способности витринита, равна 0.75% (рис. 5а). Для ОБ морского происхождения (тип 2) это соответствует начальному этапу генерации нефти. На диаграмме, построенной для данного участка, выделяют-

ся две основные фазы УВ генерации, начавшиеся – первая 6 млн. лет и следующая примерно 2 млн. лет тому назад. Эти два импульса генерации являются следствием погружения отложений, последующего воздымания и повторного погружения. На участке Бахар отмечается только одна фаза генерации УВ. Здесь верхнеолигоценовые отложения по эквиваленту отражательной способности витринита находятся на том же уровне созревания ОБ, что было прогнозировано для участка Пирсаат (рис. 5б).



**Рис. 5.** Скорость генерации углеводородов (в ед. мг нефти/г ОВ/млн. лет) в олигоценовых отложениях по площадям: **(а)** Пирсаат и **(б)** Бахар (слева по вертикали указана шкала зрелости по отражательной способности витринита - %Ro)

По данным моделирования, выполненного Klosterman и др. (1997), интенсивная генерация нефти в Евлах-Агджабедином прогибе охватывала глубины 4-6 км и началась 3 млн. лет тому назад. Только малая часть потенциально материнских пород была погружена до глубин, необходимых для термальной зрелости, в результате чего в осадочной толще были генерированы небольшие объемы нефти.

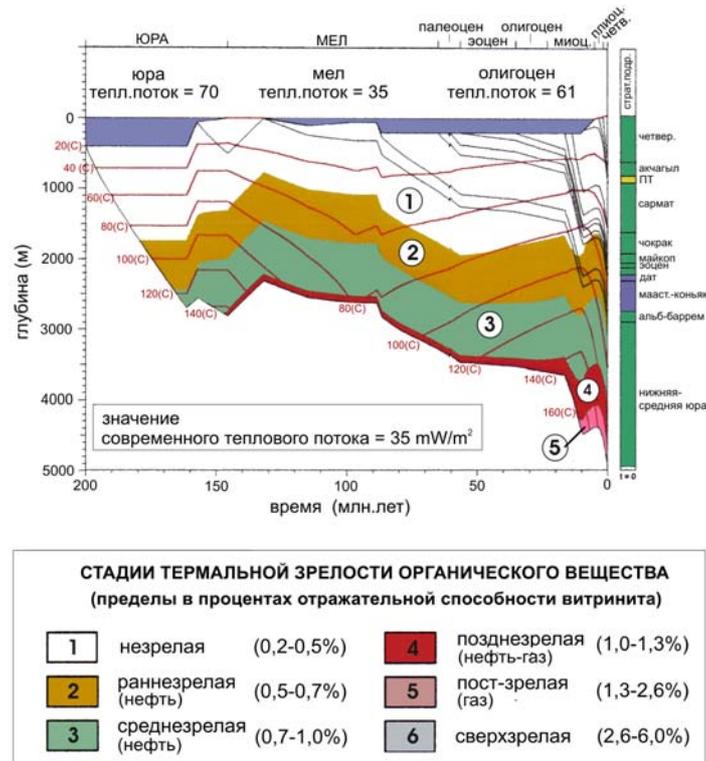
Для количественного описания современного и палеотемпературного режима и связанных с этим особенностей нефтегазообразования в Прикаспийско-Губинском районе было проведено моделирование по отдельным площадям (Hydrocarbon prospectivity..., 1998). Эти модели основывались на постоянном и изменяющемся во времени тепловом потоке, рассчитанном по температурным данным из скважин и с учетом геотермических свойств пород. Построенные термальные модели сопоставлялись с данными по отражательной способности витринита (Ro) – показателя, фиксирующего максимальное температурное воздействие, испытанное вмещающими породами. Таким образом, было установлено, что в Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном районе процессы нефтегазообразования охва-

тывают стратиграфический интервал от юры до раннего плиоцена включительно.

На рис. 6 в качестве примера приводится динамика преобразования ОВ, наложенная на историю погружения отложений для участка Ялама.

При современном температурном градиенте (около 2,0°С/100 м), тепловой поток для юрского времени был задан на уровне 70 мВт/м<sup>2</sup> с последующим падением до 35 мВт/м<sup>2</sup> в мелу. В олигоцене он опять повысился (61 мВт/м<sup>2</sup>). Согласно результатам расчетов уже на рубеже юры и мела генерация нефти в нижнеюрских отложениях достигла своего пика (%R<sub>o</sub> ~ 0.7-1.0%). Низы мела входят в зону нефтяного окна только в миоцене.

Анализируя результаты бассейнового моделирования в Азербайджане, можно заключить, что процессы нефтеобразования охватывают здесь широкий стратиграфический интервал (от юры до раннего плиоцена включительно) и характеризуются изменчивостью в пространстве. Основными факторами, определяющими особенности нефтегазообразования, являются история развития и особенности геологического строения бассейна, его температурный режим и т.д.



**Рис. 6.** Термальное преобразование ОВ по мере погружения осадочных отложений на участке Ялама Прикаспийско-Губинского района

Так, например, согласно результатам моделирования в ЮКВ, которая испытала интенсивное прогибание и процесс лавинного осадконакопления с формированием мощной толщи плиоцен-четвертичного комплекса отложений и погружением мезозойских пород на значительные глубины (до 25-30 км), пик нефтеобразования, имея растянутый характер, охватывает молодые палеоген-неогеновые отложения.

В то же время в Прикаспийско-Губинском краевом прогибе, где эти процессы в кайнозойское время были существенно ослабленными, имея наложенный характер, и где мезозойские породы имеют неглубокое залегание или даже обнажаются на поверхности (на северных отрогах восточного окончания Б.Кавказа), интервал интенсивной генерации нефти, как правило, приходится на меловые и юрские породы. Кроме того, большие перемены в осадконакоплении в северной части этого прогиба (площади Ялама, Хачмаз) находят свое отражение в формировании большого стратиграфического диапазона (особенно на площади Хачмаз) между началом и пиком генерации нефти. На площади Шурабад, в

отличие от других рассмотренных площадей, начало генерации нефти приходится на относительно более древние нижне-меловые отложения, что связано с длительным воздыманием и интенсивным размывом вышележащих отложений.

Следует также отметить, что по результатам моделирования некоторые различия в процессах нефтеобразования наблюдаются даже в пределах одного бассейна. Так, если в центральной, наиболее погруженной морской части Южно-Каспийского бассейна, в процесс нефтеобразования вовлечены главным образом миоценовые отложения, то на суше, в пределах Нижнекуринской впадины (НКВ), преобладающую роль играют палеогеновые отложения. При этом важно отметить, что этот вывод, основанный на результатах бассейнового моделирования, очень хорошо подтверждается данными об изотопном составе углерода нефтей. Нефти НКВ отличаются относительно более легким изотопным составом углерода (ИСУ), характерным для пород древнее миоцена, в то время как нефти Абшеронского и Бакинского архипелагов ха-

рактируются тяжелым ИСУ, что характерно для неогеновых пород (Гулиев и др., 2000).

В заключение нужно отметить, что выявленные в результате моделирования особенности образования УВ и их миграции имеют важное значение при изучении механизма формирования их месторождений, оценке перспектив нефтегазоносности и планировании нефтегазопоисковых работ. Будущее развитие этого направления связано с переходом от одномерных и двумерных моделей к трехмерным, способным воспроизвести и визуализировать эволюцию процессов, протекающих в геологическом пространстве средствами современного компьютерного оборудования. По сравнению с двумерными трехмерные модели более сложные, к тому же непрерывно расширяется спектр моделируемых процессов. Следовательно, возникает необходимость в большем количестве разнохарактерных вводных данных, применении интерполяции и экстраполяции данных. Последнее особенно актуально для малоисследованных участков и глубокозалегающих горизонтов изучаемых бассейнов. В этой связи важное значение приобретают вероятностные оценки прогнозируемых параметров.

Западные нефтяные компании, используя находящиеся в их распоряжении современные базы геолого-геофизических данных, свои финансовые и экспертные возможности, и, конечно, в силу коммерческой необходимости находятся на передовых позициях применения новейших технологий в бассейновом моделировании. Следовательно, необходимо углублять сотрудничество с этими компаниями в области освоения технологий и знаний по моделированию и визуализации геологических процессов. Не менее важно усиление сотрудничества и отечественных специалистов в области геологии, геохимии и геофизики с целью создания наиболее адекватных моделей для исследования осадочных бассейнов.

Традиционные методы количественного анализа бассейнов основываются на классической «направленности» развития осадочных слоев изучаемого бассейна, когда флюиды перемещаются в стабильном осадочном каркасе согласно канонам теории фильтрации.

Формирование УВ систем в неравновесных бассейнах, наиболее ярким примером которых является ЮКБ, значительно отличается от традиционных представлений. В таких бассейнах процессы генерации, миграции и накопления УВ протекают в условиях всплывания / выжимания огромных масс разуплотненных, пластичных глинистых тел, деформации структуры осадочного чехла и образования субвертикальных разломов и зон дробления, импульсных перетоков вещества с огромными скоростями (Гулиев и др., 2004). С учетом вышесказанного становится ясным необходимость разработки теоретической, математико-алгоритмической и программной базы для моделирования комплекса сложных процессов: модификации геометрии слоев и тел, массообмена и фазовых переходов в осадочном чехле, формирования специфических механизмов и каналов субвертикальной миграции УВ флюидов.

Необходимо отметить одну замечательную технологическую особенность бассейнового моделирования. Построенные модели, базирующиеся на безбумажной, компьютерной основе, со всеми их исходными данными и отлаженными результатами доступны для использования и дальнейшей модификации со стороны различных исследователей, в том числе тех, кто решит заняться этой областью геонаук в последующие годы. Программные средства 3-х мерной визуализации предоставляют отличный иллюстративный геологический и геофизический материал, который может быть использован в целях обучения студентов и молодых специалистов.

Стремительное развитие нефтегазодобывающей промышленности и транспортной системы в Азербайджане в настоящее время выводит его на ключевую позицию в снабжении рынков Европы углеводородными ресурсами с Каспийского региона. В этой связи дальнейшие исследования по прогнозу нефтегазоносности этого региона, с использованием таких современных научных технологий, как бассейновое моделирование являются приоритетным направлением наук о Земле. Учитывая это, думается давно назрела необходимость создания регионального центра по бассейновому моделированию.

## ЛИТЕРАТУРА

- АБРАМСОН, Е.Ф., САВЧЕНКО, И.Ф., СТКЛЯНИН, Ю.И. 1971. Миграция газов с учетом накопления и размыва общей мощности осадочных пород. В сб.: *Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поиска нефти и газа*. Недра, Москва, 26-30.
- АНТОНЕНКО, Е.Ф., ГУЛИЕВ, И.С. 1985. Результаты моделирования газовых полей стратисферы в процессе геотектонического развития. В сб.: *Научно-методические основы и опыт использования геохимических методов поисков месторождений нефти и газа*. ВНИИЯГТ, Москва, 13-19.
- ГУЛИЕВ, И.С., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ГУСЕЙНОВ, Д.А. 2000. Зрелость нефтей разновозрастных резервуаров в Южно-Каспийской мега-депрессии. *Геология нефти и газа*, 3, 41-50.
- ГУЛИЕВ, И.С., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., КАДИРОВ, Ф.А. 2004. Углеводородные системы неравновесных бассейнов (на примере Южно-Каспийского бассейна). *Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 4, 3-13.
- ТАГИЕВ, М.Ф. 1989. К разработке математической модели разложения керогена. Тезисы I Всесоюзного совещания-семинара *Нефтегазоносность больших глубин и грязевой вулканизм*. Баку, 104-105.
- ТАГИЕВ, М.Ф. 1994. Геолого-математическое моделирование нефтегазообразования и методы оценки углеводородного потенциала глубокопогруженных осадочных комплексов (на примере Южного Каспия). Автореферат на соис.уч.степени канд.геол.-мин.наук. Баку.
- ТАГИЕВ, М.Ф. 1999. Геолого-математическое моделирование нефтегазообразования и оценка углеводородного потенциала глубокопогруженных осадочных комплексов (на примере Южного Каспия). *Известия АН Азербайджана. Науки о Земле*, 1, 3-13.
- ABRAMS, M.A., NARIMANOV, A.A. 1997. Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South Caspian depression, Republic of Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 14, 451-468.
- BREDEHOEFT, J.D., DJEVANSHIR, R.D., BELITZ, K.R. 1988. Lateral fluid flow in a compacting sand-shale sequence: South Caspian Basin. *AAPG Bulletin*, 72, 416-424.
- GEOHISTORY, thermal history and hydrocarbon generation history of the north-west South Caspian basin. 1997. In I.Lerche et al.: *Evolution of the South Caspian Basin: Geologic Risks and Probable Hazards*. Nafta Press, Baku, 50-103.
- GEOLOGICAL evaluation of the South Caspian Basin, using 2-D basin modeling software (SIGMA-2D). 2001. JNOC Study Report. October, Tokyo.
- HYDROCARBON prospectivity of Northeastern Azerbaijan. 1998. Report of joint study by GIA, Collinson Jones Consulting and First Exchange Co. October. Baku.
- INAN, S., YALCIN, N., GULIEV, I., KULIEV, K., FEIZULLAYEV, A. 1997. Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan: an organic, geochemical and basin modeling study. *Marine and Petroleum geology*, 14, 7/8, 731-762.
- KLOSTERMAN, M.J., ABRAMS, M.A., ALESKEROV, E.A., ABDULLAYEV, E.N., GUSEINOV, A.N., NARIMANOV, A.A. 1997. Hydrocarbon system of the Evlakh-Agdzhabedi depression. *Azərbaycan Qeoloqu*, 1, 89-118.
- LERCHE, I., BAGIROV, E., NADIROV, R., TAGIYEV, M., GULIYEV, I. 1997. Evolution of the South Caspian Basin: Geologic Risks and Probable Hazards. Nafta Press. Baku.
- MUDFORD, B.S., ALIYAROV, R.F., KONDRUSHKIN, Y.M., DJEVANSHIR, R.D., AKHMEDOV, A.J., EFENDIEV, C.M. 1997. Two dimensional modelling of fluid flow and maturity evolution in the South Caspian basin, using GEMMOD basin simulator. *Azərbaycan Qeoloqu*, 1, 67-88.
- NADIROV, R.S., BAGIROV, E.B., TAGIYEV, M.F., LERCHE, I. 1997. Flexural plate subsidence, sedimentation rates, and structural development of the super-deep South Caspian Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 14, 4, 383-400.
- PREDICTED hydrocarbon accumulations and pressure evolution for a 2-D section of the South Caspian Basin. 1997. In I.Lerche et al.: *Evolution of the South Caspian Basin: Geologic Risks and Probable Hazards*. Nafta Press, Baku, 104-229.
- QUANTITATIVE modeling of mud diapirism: evolution of the Vezirov mud diapir. 1997. In I.Lerche et al.: *Evolution of the South Caspian Basin: Geologic Risks and Probable Hazards*. Nafta Press, Baku, 531-580.
- TAGIYEV, M.F., NADIROV, R.S., BAGIROV, E.B., LERCHE I. 1997. Geohistory, thermal history and hydrocarbon generation history of the north-west South Caspian basin. *Marine and Petroleum Geology*, 14, 4, 363-382.
- TISSOT, B.P., WELTE, D.H. 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 699 p.
- YUKLER, M.A., KOKESH, F. 1984. A review of models used in petroleum resource estimation and organic geochemistry. In: *Advances in petroleum geochemistry*, V.1, Academic Press, London, 69-113.

**Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана А.А.Фейзуллаев**