

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© Д.А.Гусейнов, 2012

**ОЧАГИ ФЛЮИДОГЕНЕРАЦИИ В ЮЖНО-КАСПИЙСКОМ БАССЕЙНЕ:
КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗОТОПНО-
ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ТРЕХМЕРНОГО
БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ****Д.А.Гусейнов***Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье рассматриваются вопросы стратиграфической и глубинной приуроченности очагов флюидогенерации в Южно-Каспийском бассейне, изученные с применением комплексных пиролитических, изотопных, биомаркерных исследований керогена и флюидов. Показана автономность очагов нефтегазообразования. Эволюционирование очагов флюидогенерации в пространстве и времени, степень реализации нефтегазопроизводящего потенциала осадочных комплексов рассматриваются с применением трехмерного бассейнового моделирования. На основании комплексного анализа делается вывод о том, что мезозойский комплекс генерирует главным образом зрелый газ и метаморфогенный водный флюид, а палеоген-миоценовый – весь спектр флюидов: нефть-газ-дегидратационная вода-метаморфогенный флюид.

Высокая зрелость углеводородных газов месторождений и грязевых вулканов является следствием смещения газов главной зоны нефтегазообразования палеоген-миоценовых очагов с высокозрелыми газами, генерированными юрско-меловыми очагами.

Одной из уникальных особенностей Южно-Каспийского бассейна является высокая мощность его осадочного выполнения, достигающая по последним данным глубинного сейсмического зондирования 30-32 км (Knapp et al., 2004). Геохимическими исследованиями органического вещества в 50-70-х гг. прошлого столетия в разрезе мезокайнозойских отложений бассейна и сопредельных территорий исследователями было выделено несколько нефтегазогенерирующих интервалов (Али-заде, 1960; Али-заде и др., 1964; 1975; Мехтиев, 1956; Мехтиев, Алиев, 1963а, б, в; 1965; Мехтиев и др., 1954; 1958; Ахмедов и др., 1954; Алиев, 1963; Алиев и др., 1968). Геохимические исследования обширного материала из кернов скважин, обнажений и выбросов грязевых вулканов с применением новейших аналитических технологий (пиролитические, изотопные, биомаркерные) подтвердили существование в разрезе мезокайнозойских отложений нескольких флюидогенерирующих (нефтегазоматеринских) комплек-

сов, а также позволили выявить новые и установить генетическую принадлежность содержащегося в нефтематеринских отложениях органического вещества (ОВ) (Guliyev et al., 2001a,б; Huseynov, 2003; Feyzullayev et al., 2004 и т.д.). В общей сложности в мезокайнозойском разрезе Южно-Каспийского бассейна выделяются 5 флюидогенерирующих интервала: аален-байосский (средняя юра), валанжинский (нижний мел), палеоген-нижнемиоценовый (главным образом олигоцен-нижнемиоценовый или майкопский), диатомовый (средний-верхний миоцен) и галинский (низы нижнего плиоцена или продуктивной толщи, ПТ). Выявлено, что ОВ среднеюрского и нижнемелового комплексов относится к III типу, что указывает на преимущественно газогенерирующие свойства этих отложений. ОВ палеоген-нижнемиоценовых отложений, диатомовой и галинской свит соответствует II и отчасти III типу, т.е. эти отложения проявляют в основном нефтепродукцирующие свойства.

Одной из важных задач изучения флюидогенерационных процессов в осадочных бассейнах является реконструкция эволюционирования их очагов.

Наиболее полно эволюционирование очагов флюидогенерации в пространстве и времени, степень реализации нефтегазопроизводящего потенциала осадочных комплексов иллюстрируют результаты трехмерного бассейнового моделирования в северной части Южно-Каспийской впадины. Из моделирования следует, что в среднеюрском комплексе нефтегазогенерация началась в конце нижнемелового времени 96 млн. лет назад в локальных очагах на востоке Абшеронского прогиба (рис.1, е). К концу верхнего мела, 66,9 млн. лет назад, ареалы очага несколько расширяются, а в составе генерируемых флюидов возрастает доля конденсата и газобразных углеводородов (рис.1, д). Пик нефтегазогенерации приходится на олигоценное время со смещением очагов флюидогенерации в западную часть прогиба и центральную часть Абшеронского полуострова (рис.1, г). К концу миоцена юрский комплекс практически полностью реализовал свой нефтегенерационный потенциал и практически целиком находился в зоне газогенерации (рис.1, в). В нижнеплиоценовое время полностью реализуется нефтегенерационный потенциал юрских отложений (рис.1, б).

ОВ нижнемеловых (валанжинские) газогенерирующих отложений большей частью высокзрелые со значениями отражательной способности витринита (R_o) 2,4-2,6%. В локальных прогибах R_o намного выше – 2,9-3,0%. Наблюдается четко выраженный тренд уменьшения степени катагенеза этих отложений в северо-восточном направлении, в котором R_o снижается до 1,0-1,4% (рис.2, а). Моделирование показывает, что эти отложения достигли пика газогенерации к концу миоцена (рис.2, б).

Таким образом, согласно бассейновому моделированию, участие среднеюрско-нижнемеловых отложений в насыщении резервуаров ПТ нефтью в плиоцен-постплиоценовое время было крайне ограниченным.

Моделирование показывает, что на значительной площади восточной части Южно-Абшеронского прогиба палеоген-нижнемиоценовый комплекс более чем на 90% реализовал свой нефтегенерирующий потенциал и эти отложения находятся в стадии генерации

газа (рис.3, а). В западной и северной частях прогиба комплекс пребывает в основном на стадии генерации зрелых нефтей и конденсата. В пределах Абшеронского полуострова и одноименного архипелага комплекс низко-среднезрелый и реализовал нефтяной потенциал от 20 до 50%. В этой части бассейна в майкопских отложениях обособляются как минимум три очага генерации УВ флюидов.

Диатомовый комплекс в ограниченном объеме вовлечен в нефтяное окно и большей частью находится в начальной и значительно меньше – в средней стадии нефтегенерации (рис.3, б). Очаги нефтегенерации в диатомовых отложениях проецируются на очаги газогенерации в палеоген-нижнемиоценовом комплексе.

Изотопно-геохимическое изучение битумоидов керогена палеоген-нижнемиоценовых (майкопских) и диатомовых отложений выявило их четкое различие. Битумоиды палеоген-нижнемиоценовых отложений характеризуются легким изотопным составом углерода ($\delta^{13}C$ -28,5 ÷ -27,5‰), тогда как для диатомовых типично явное обогащение тяжелым изотопом углерода ($\delta^{13}C$ -24,0 ÷ -24,5‰). Как следствие, нефти генерируемые этими отложениями, наследуют и проявляют такие же характеристики. Это обстоятельство позволило оценить вклад палеоген-нижнемиоценового и диатомового комплексов в насыщение резервуаров продуктивной толщи (ПТ) плиоценового возраста (Гулиев и др., 1999 а,б; 2001; Guliyev et al., 2001a). В региональном плане изотопный состав углерода нефтей ПТ утяжеляется в сторону моря, что свидетельствует об увеличении в этом направлении роли очагов нефтегенерации в диатомовых отложениях. Это хорошо согласуется с геологическими, сейсмическими, температурными данными и результатами бассейнового моделирования.

Зрелость нефтей ЮКБ, рассчитанная по степени изомеризации нормального стерана $\{\alpha\alpha C_{29} (20S/S+R)\}$ и ароматизации моноароматического стерана $\{C_{28}tri arom.sterane / C_{28}tri arom.+C_{29}mono arom.sterane\}$, варьирует в очень широких пределах от $R_o=0,55\%$ до $R_o=0,75\%$. Для плиоценового резервуара наблюдается отчетливое увеличение зрелости нефтей в сторону центральной части впадины в направлении регионального погружения

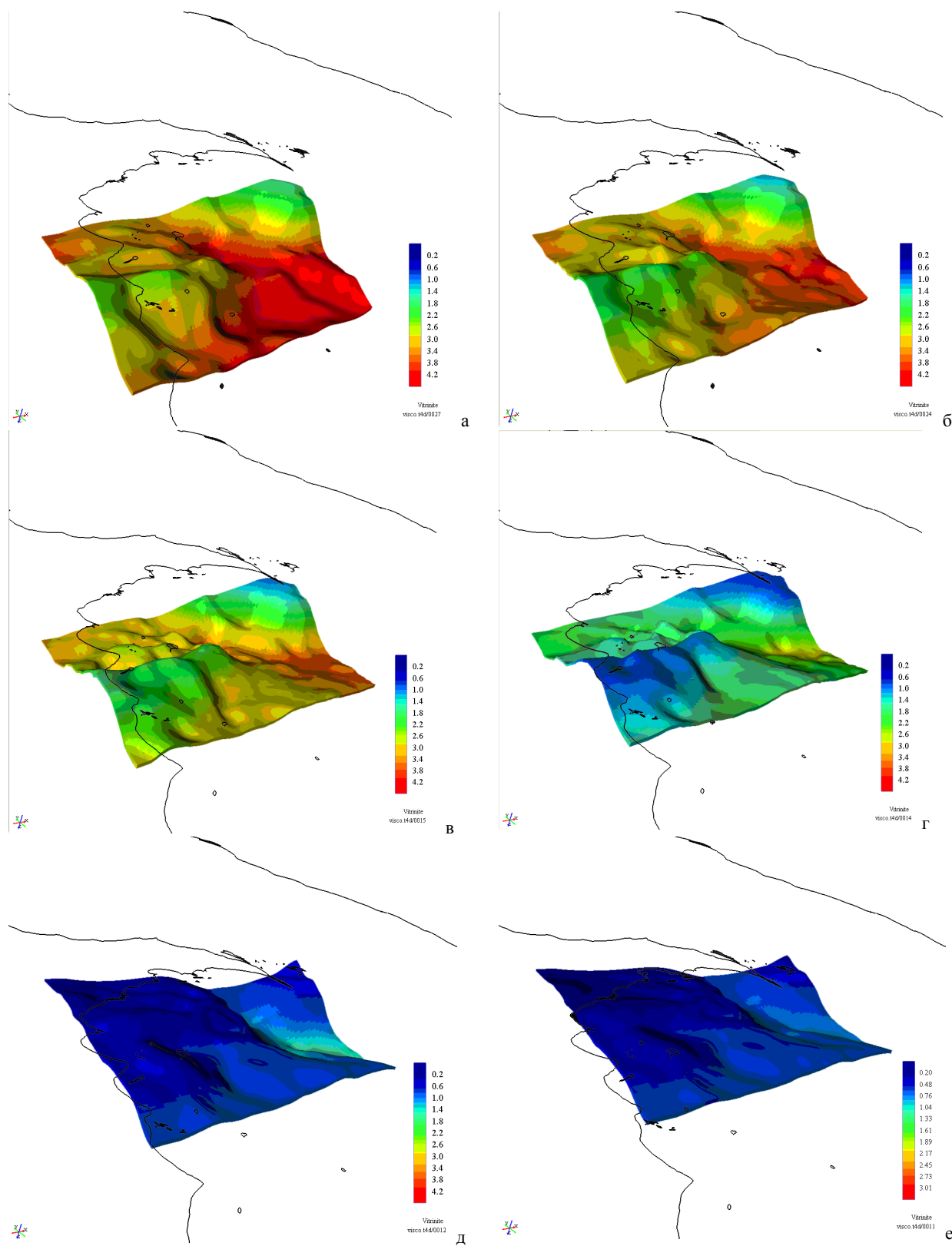


Рис. 1. Положение очагов флюидогенерации и степень зрелости среднеюрских флюидогенерирующих комплексов: (а) – в настоящее время; (б) – в конце нижнего плиоцена; (в) – к концу миоцена; (г) – к концу олигоцена; (д) – к концу верхнего мела; (е) – к концу нижнего мела.

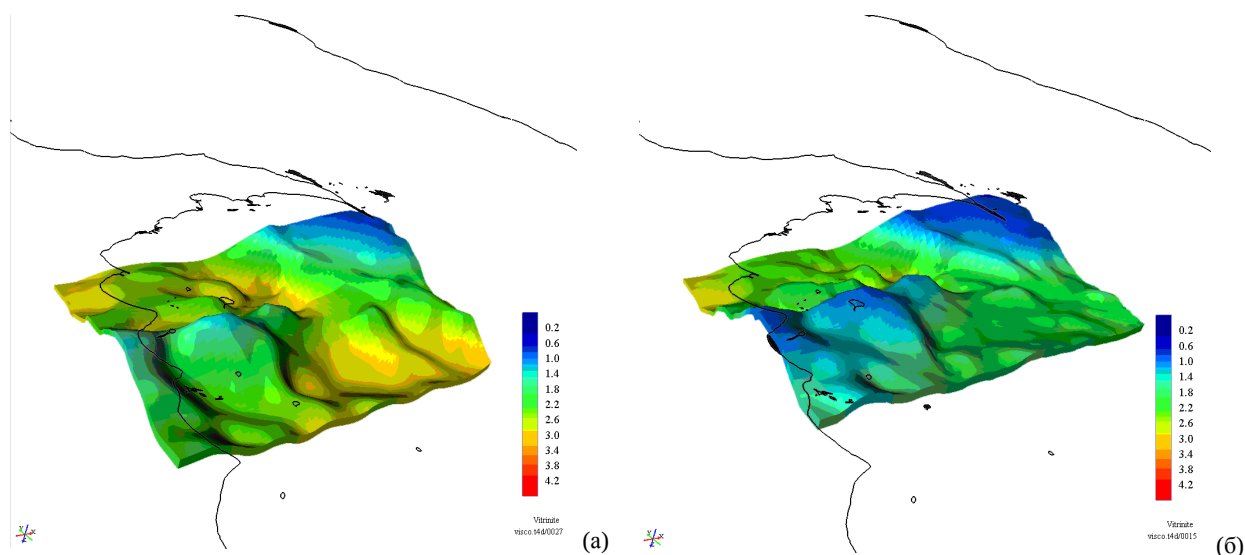


Рис. 2. Степень зрелости нижнемеловых флюидогенерирующих комплексов: (а) – в настоящее время; (б) – к концу миоцена.

слоев, т.е. проявляется пространственная корреляция термального (увеличения зрелости) и генетического (утяжеления изотопного состава углерода нефтей) показателей.

Результаты моделирования находятся в соответствии с закономерностью распределения в пространстве нефтей по изотопному составу углерода и степени зрелости, что подтверждает наши выводы о вкладе отдельных комплексов в насыщение резервуара ПТ нефтью.

Оценки зрелости углеводородных газов по данным изотопного состава углерода (ИСУ) этана газов месторождений ЮКВ выявляют весьма интересные закономерности. В частности, согласно кривой и эмпирической зависимости $\delta^{13}\text{C}_2\text{H}_6 - \text{Ro}(\%)$ зрелость УВ газов месторождений Бакинского архипелага (Сангачалдениз, Алят-дениз, Була-дениз, Дуванный-дениз и Сабаил) находится в интервале $\text{Ro}=1,1-1,75$, что соответствует ряду поздняя стадия нефтеобразования – стадия конденсата/жирных газов – стадия генерации метана.

Согласно результатам замеров Ro в ЮКВ до глубин 6100 км, где она меняется от 0,33 до 0,61, и экстраполяции ее значений на большие глубины, следует, что глубина формирования этана в месторождениях Бакинского архипелага находится в интервале глубин от 9-10 до 13 км.

Крайне важным и интересным представляется наименьшая зрелость этана в наиболее глубоко погруженном резервуаре структуры

Сабаил (5972-5975 м), являющейся самой глубокой и крайней на востоке разбуренной структурой Бакинского архипелага. Наибольшей степенью превращенности этана характеризуются УВ газы самой крайней на северо-западе из исследуемых структур – структуры Сангачалдениз (5017-5042 м). В юг-юго-восточном направлении наблюдается уменьшение глубины генерации этана и участие в нем, согласно 12 секундному сейсмическому профилю и региональным структурным картам, относительно более молодых отложений миоцен-палеогенового комплекса, в то время как в северо-западной части архипелага газогенерация происходит в мезозойских отложениях.

Следует отметить, что в соответствии со значениями ИСУ этана, как следствия термальной зрелости УВ газов, находится и их состав. Газы месторождений северо-западной части Бакинского архипелага состоят на 91,6-99,8% из метана (сухого газа). На долю тяжелых УВ газов (жирных газов) приходится от 0,11 до 8,31%. Для площади Сабаил характерен существенно жирный состав газов, в которых тяжелые углеводороды составляют 23%, а метан – 77%. Таким образом, в направлении от суши к центральной части Южно-Каспийской впадины наблюдаются четкая тенденция уменьшения термokatалитической превращенности УВ газов, а, следовательно, глубинно-стратиграфического положения очага их формирования и приуроченность их к стадии формирования жирных газов.

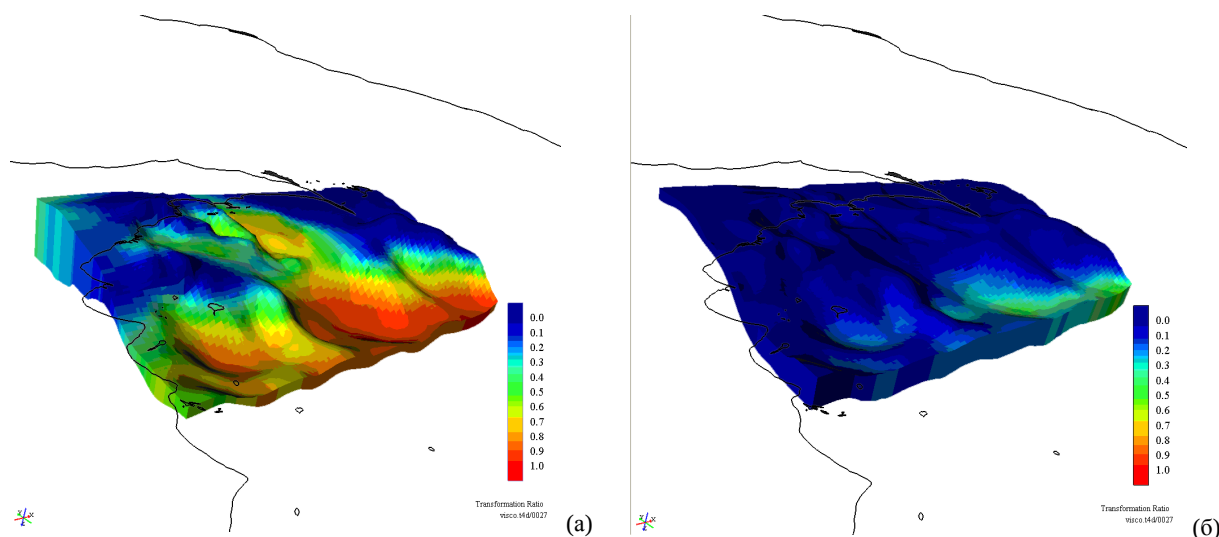


Рис. 3. Трехмерная модель расположения очагов нефтегазогенерации и степени преобразованности ОВ майкопских (а) и диатомовых (б) отложений.

Изучение зрелости нефтей Бакинского архипелага показало невысокий уровень их превращенности, а точнее преобразованности продуцирующего их органического вещества, в редких случаях достигающей $R_o=0,65-0,7$. Принимая во внимание, что пик генерации нефти расположен в интервале $R_o=0,8-0,9$, можно утверждать, что нефтепроизводящие очаги Бакинского архипелага еще не полностью реализовали свой нефтегенерационный потенциал.

Это согласуется и с характером изменения с глубиной современных температур на площадях Хара-Зиря, Булла-дениз и Умид, где температурный интервал начала нефтегенерации ($T^{\circ}C \sim 97^{\circ}$) приходится на глубину примерно 6 км, соответствующую в разрезе положению миоценовых отложений.

Пиролитические исследования пород выбросов грязевых вулканов Бакинского архипелага (Гил адасы, Хамамдаг-дениз, Сабаил) также показывают, что в зоне пика генерации нефти находятся миоценовые отложения. Это прекрасно коррелируется с результатами наших исследований изотопного состава углерода нефтей Южно-Каспийской впадины, согласно которым ведущую роль в формировании плиоценовых месторождений Каспийского моря играли миоценовые отложения, на долю которых приходится около 2/3 нефтей, генерированных в кайнозойском комплексе (Гулиев и др., 1999а,б; 2001; Guliyev et al., 2001a).

Реконструкция палеотемператур Бакин-

ского архипелага в миоцен-палеогеновое время по данным отражательной способности витринита и их экстраполяция на большие глубины показывает, что “нефтяное окно” охватывает глубины 6-11 км. Согласно 12 секундному профилю, отражающему разрез юго-западной части площади Сабаил до глубин около 20 км, зона “нефтяного окна” приурочивается к низам ПТ – палеогену. С учетом погружения пород в прилегающую синклинальную зону, “нефтяное окно” стратиграфически будет охватывать более молодые отложения, преимущественно миоцен-плиоценовые, что хорошо согласуется с вышеотмеченными оценками, осуществленными по другим показателям.

Наличие в пределах месторождений ЮКВ, в частности в северо-западной части Бакинского архипелага, нефтей и газов с существенно различной степенью зрелости (максимально зрелые нефти с $R_o=0,7-0,75$ и минимально зрелые УВ газы с $R_o=1,1$) (рис.4), а также присутствие здесь двух групп УВ газов, отличающихся по уровню их термокаталитической превращенности, свидетельствуют, во-первых, об участии в углеводородообразовании как минимум двух стратиграфических комплексов, а именно, преимущественно газогенерирующего мезозойского и нефтегазогенерирующего палеоген-миоценового (возможно, низов плиоценового) и, во-вторых, о чрезвычайно растянутом глубинно-временном интервале флюидогенерации.

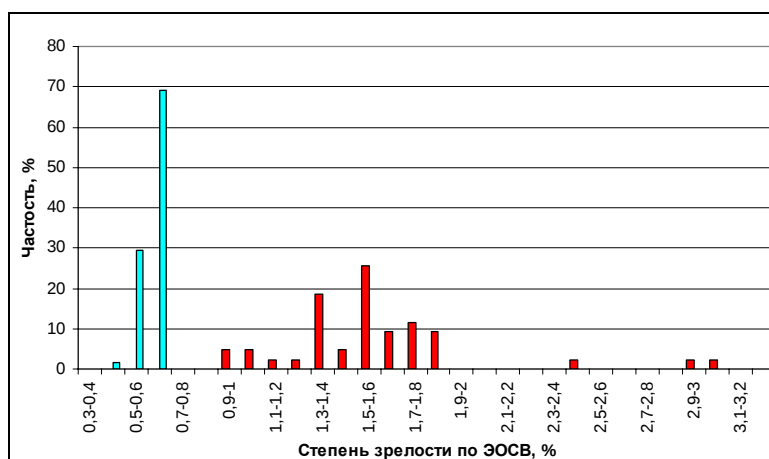


Рис. 4. Степень зрелости нефтей и газов в резервуарах продуктивной толщи ЮКВ по эквиваленту отражательной способности витринита (ЭОСВ, %).

Следует отметить, что на грязевых вулканах также наблюдается резкое различие в зрелостях нефтей и газов. Отсутствие в ЮКВ нефтей, формирующихся в пике нефтегенерации со значениями зрелости $R_o = 0,8-0,9$, а также низkozрелых газов переходной зоны (рис.4) даже в составе флюидов газоконденсатных месторождений противоречит зональности углеводородообразования. В этой связи необходимо особо подчеркнуть то, что на ряде нефтяных месторождений, в частности банка Абшеронская, Нефтчала и др., выявлены газы аномально высокой зрелости с R_o от 2,4 до 3,09. Ранее газы с такой зрелостью были обнаружены в юрской черносланцевой толще южного склона Большого Кавказа. В действительности анализ сейсмогеологических материалов показывает, что в пределах аномальных нефтеносных структур мезозойский комплекс залегает на небольшой глубине, а мощность кайнозойских отложений довольно сильно сокращена. В сторону центральной части ЮКВ мощность палеоген-миоценовых отложений существенно возрастает и изменяется фациальный состав мезозойских, т.е. происходит именно постепенное замещение в разрезе газогенерирующей осадочной юры вулканогенно-островодужной. Это находит закономерное отражение в изотопно-геохимическом составе газов и уменьшении их зрелости.

Таким образом, изотопно-геохимические исследования нефтей и газов грязевых вулканов, газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений в комплексе с геолого-

геофизическими данными доказывают существование автономных очагов генерации УВ флюидов в ЮКВ.

Важную информацию об флюидогенерационных процессах ЮКВ несут данные по изотопному составу вод. Воды абсолютно всех грязевых вулканов по изотопному составу водорода и кислорода существенно отличаются от пластовых вод нефтегазовых месторождений и характеризуются обогащенностью дейтерием (δD) и $\delta^{18}O$ до +3‰ и +11,2‰ соответственно. Анализ закономерностей распределения показывает, что большая часть значений лежит для $\delta^{18}O$ в интервале 4‰ ... 10‰, а для δD – 30‰ ... 0‰.

По изотопным характеристикам воды грязевых вулканов соотносятся с дегидратационно-метаморфогенным и конденсатным генетическими типами (Селецкий, 1978; Тейлор, 1977). Воды практически всех исследованных вулканов западного борта ЮКВ маломинерализованные и относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Аналогичные характеристики проявляются в водах вулканов на восточном борту (Зап. Турмении).

Гидрокарбонатно-натриевые воды нефтяных месторождений значительно изотопно утяжелены относительно более минерализованных хлор-кальциевых вод. Это свидетельствует о существенной роли вод зоны катагенеза в формировании химического состава и изотопного облика гидрокарбонатно-натриевых вод нефтегазовых месторождений и их родстве с водами грязевых вулканов и подтверждает идею

Ш.Ф.Мехтиева об их внедрении в резервуар ПТ из подстилающих отложений.

Детальным изучением свойств пород кайнозойских отложений Южно-Каспийского бассейна установлено, что для относительно молодых нижнеплиоценовых отложений Бакинского архипелага и Нижнекуринской впадины характерно отсутствие заметных катагенетических преобразований глинистых минералов, несмотря на большие глубины залегания. В них без заметного катагенетического изменения на глубинах, превышающих 6000 м, сохраняется высокодисперсный набухающий минерал – монтмориллонит (Хеиров, 1987). Глинистые породы прошли лишь стадию протогенеза и местами подстадию МК₁ и МК₂ мезокатагенеза. Из этого следует, что глинистая толща еще не реализовала и сохраняет потенциал генерации дегидратационных вод. Известно, что интенсивная дегидратация глин, связанная с высвобождением межслоевой воды, происходит при переходе монтмориллонита в гидрослюда. Эта трансформация происходит при температуре 120-150°C, которая при нормальном геотермическом градиенте (3°C/100 м) соответствует условиям глубин 4-5 км (Блох, 1977; Холодов, 1983; Powers, 1959; 1967; Burst, 1969). В указанных условиях набухающие компоненты глинистых пород преобразуются в ненабухающие, что приводит к высвобождению объема воды, составляющего 10-15% общего объема уплотняющихся осадков. Удаление межплоскостной воды, сопровождающееся инверсией ее плотности и тем самым скачкообразным возрастанием ее объема, может вызывать увеличение в них флюидного давления. Данный эффект многократно усиливается тем, что к этому температурному интервалу приурочивается главная зона нефтегазообразования, также характеризующаяся увеличением объема новообразованных продуктов термолитиза ОВ.

В условиях ЮКБ, в частности в Нижнекуринской впадине и Бакинском архипелаге, из-за аномально низких значений геотермического градиента (1,3-1,7°C/100 м) данный процесс сильно замедлен. Здесь на глубине 6000 метров температура не превышает 100-110°C. Следовательно, при среднем градиенте 1,5°C/100м температурные условия для перехода монтмориллонита в гидрослюда и фор-

мирования изотопнотяжелых водных флюидов могут быть достигнуты на глубинах 9-10 км и более. Это согласуется с результатами геофизических исследований (корреляционный метод преломленных волн и глубинное сейсмическое зондирование), согласно которым в разрезе Южно-Каспийской впадины на глубине 8-12 км прослеживаются региональные зоны сильно разуплотненных глинистых пород (Гулиев и др., 1988). Надо полагать, что именно этим интервалам соответствуют области гидрослюдизации монтмориллонитовых компонентов глин, генерации углеводородов, образование аномальновысоких пластовых и поровых давлений и сопряженных с ними текстур палеоплывунов и гидроинъекций.

Формирование метаморфогенных водных растворов при таком термальном режиме недр Южно-Каспийской впадины следует предполагать в интервалах глубин 20 -25 км, где температура должна достигать 250°C.

В северо-западной и северной прибортовых частях бассейна в пределах Шамаха-Гобустанской и Абшеронской зон геотермический градиент несколько выше (2,0-2,2°C/100 м), поэтому очаги генерации дегидратационных и метаморфогенных водных флюидов здесь имеют несколько меньшую гипсометрическую приуроченность относительно осевой и глубокопогруженной частей впадины. Так, например, согласно трехмерному бассейновому моделированию 120°C изотерма на Абшеронском полуострове и в прилегающей акватории Бакинского и Абшеронского архипелагов распространяется на глубины залегания майкопского и диатомового комплексов (рис. 5). Как видно из приведенных на рисунках моделей, эта температурная зона приурочивается к средней части диатомового комплекса в южной акваториальной зоне, соответствует глубинам около 8000 м в западной части Южно-Абшеронского прогиба и погружается до 9000 м в восточной части прогиба. Майкопский комплекс на этих срезях вовлечен в зону прогрева на гораздо большей площади. В наиболее прогнутых частях западной части Южно-Абшеронского прогиба в кровле свиты на глубине около 9200 м температура доходит до 145-150°C, а в низах свиты на глубине около 11000м температуры достигают 170°C. В восточной части прогиба в

кровле майкопа на глубине 10500 м температура – около 160°C, а в подошве на глубине 12000 м – более 180°C.

Как следует из модельных построений, в прогнутых частях Южно-Абшеронского прогиба палеогеновый комплекс исчерпал дегидратационный запас воды и находится, как и подстилающие его отложения, в стадии генерации метаморфогенных вод. Температурная область 250°C приходится на глубинный интервал 18000-19000 м в юрском комплексе как в западной, так и в восточной частях Южно-Абшеронского прогиба.

Таким образом, изотопно-геохимические

и модельные построения свидетельствуют о существовании в ЮКБ нескольких стратиграфически, гипсометрически и латерально обособленных очагов образования флюидов в мезозойских, палеоген-нижнемиоценовых и диатомовых отложениях. Это значит, что в условиях ЮКБ с мощностью осадочного выполнения, достигающей 25-30 км, и низким геотермическим градиентом интервал флюидогенерации чрезвычайно растянут. Как показывают модельные построения для наиболее погруженной части Южно-Каспийской впадины, зона нефтегазообразования “растянута” на 8-10 км с верхней границей 10 км и нижней – 18-20 км.

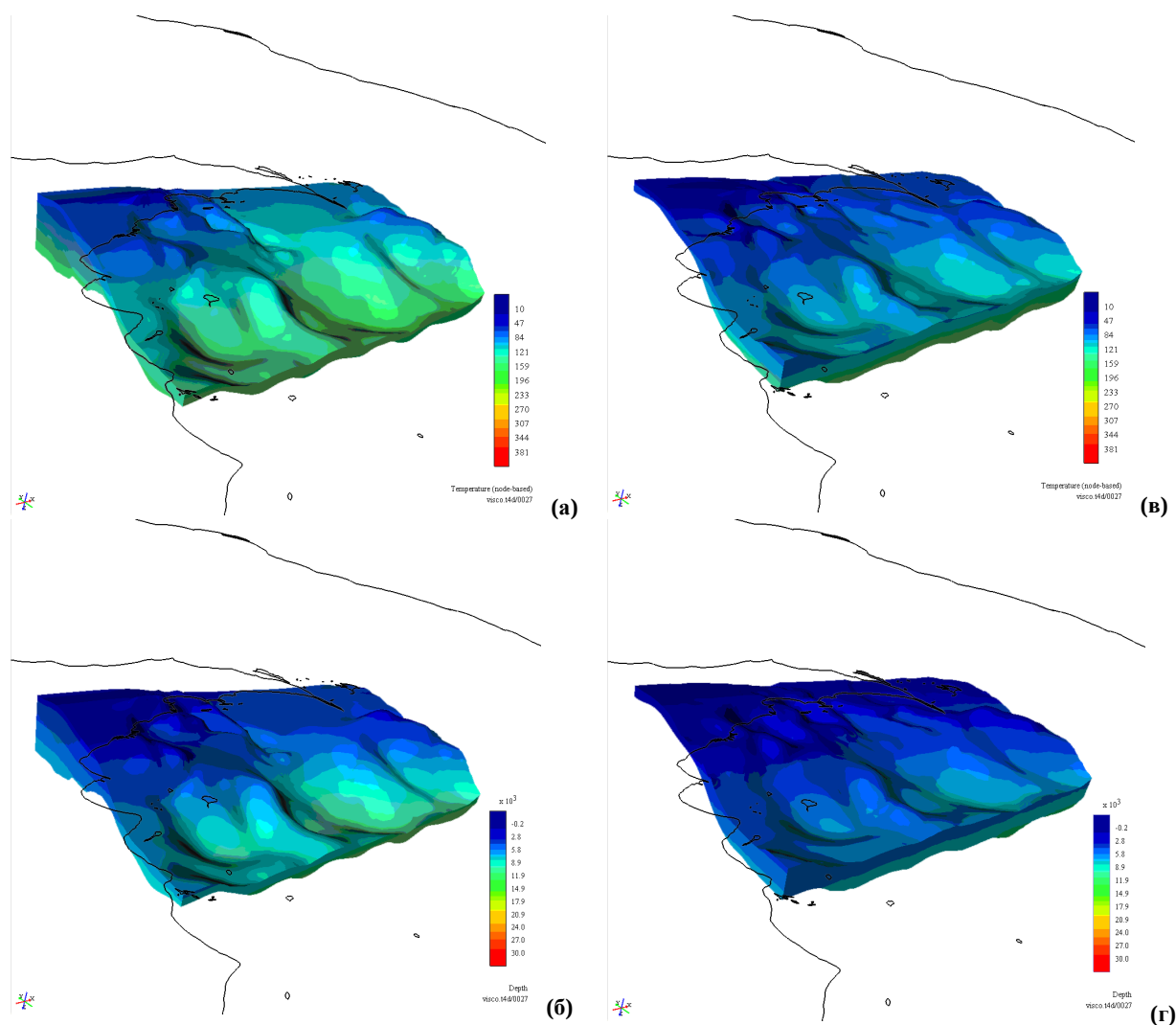


Рис. 5. Трехмерная модель распределения температур и глубины залегания майкопских и диатомовых отложений. Температуры: а – в майкопских отложениях, в – в диатомовых отложениях. Глубина залегания: б – майкопских отложений, г – диатомовых отложений.

Наличие столь мощной зоны “нефтяного” и “газового” окна в центральной части Южно-Каспийской впадины позволяет прогнозировать вовлечение в зону флюидогенерации целого комплекса отложений различного стратиграфического возраста – от мезозойских до низов плиоценовых. При этом мезозойский комплекс генерирует главным образом зрелый газ и метаморфогенный водный флюид, а палеоген-миоценовый – весь спектр флюидов: нефть-газ-дегидратационная вода-метаморфогенный флюид.

Высокая зрелость углеводородных газов месторождений и грязевых вулканов является следствием смешения газов главной зоны нефтегазообразования палеоген-миоценовых очагов с высокозрелыми газами, генерированными юрско-меловыми очагами.

ЛИТЕРАТУРА

- АЛИЕВ, Г.-М.А. 1963. Фациально-геохимические особенности среднеюрских отложений южного Дагестана и северо-восточного Азербайджана. Автореф. дис. на соиск. канд. геол.-минер. наук. Баку. 20.
- АЛИЕВ, Г.-М.А., ГРИГОРЬЯНЦ, З.Г., КУРБАНОВА, Ф.М., ПАВЛОВА, В.А. 1968. Литолого-битуминологическая характеристика трещиноватых карбонатных пород меловых отложений юго-восточной части Большого Кавказа. В кн.: *Генезис и классификация осадочных пород*. Наука, Москва, 162-166.
- АЛИ-ЗАДЕ, А.А. 1960. О так называемых нефтематеринских свитах Азербайджана. *Труды АЗНИИ ДН*, 10, 5-18.
- АЛИ-ЗАДЕ, А.А., АХМЕДОВ, Г.А. 1964. Нефтегазовые свиты Азербайджана и некоторые вопросы формирования залежей нефти и газа. *Изв. АН Азерб. ССР, серия геол.-геофиз. наук*, 3, 17-29.
- АЛИ-ЗАДЕ, А.А., АХМЕДОВ, Г.А., АЛИЕВ, Г.-М.А. и др. 1975. Оценка нефтепроизводящих свойств мезо-кайнозойских отложений Азербайджана. *Элм. Баку*. 140.
- АХМЕДОВ, Г.А., ХАЦКЕВИЧ, Н.М. и др. 1954. К проблеме происхождения нефти и формирования нефтяных залежей мезокайнозойских отложений Азербайджана. Фонды АЗНИИ ДН.
- БЛОХ, А.М. 1977. Об универсальности модели обезживания осадочных толщ Паурса и Бэрста. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 6, 119-124.
- ГУЛИЕВ, И.С., ГУСЕЙНОВ, Д.А., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А. 2004. Геохимические особенности и источники флюидов грязевых вулканов Южно-Каспийского осадочного бассейна в свете новых данных по изотопии углерода, водорода и кислорода. *Геохимия*, 7, 792-800.
- ГУЛИЕВ, И.С., ПАВЛЕНКОВА, Н.И., РАДЖАБОВ, М.М. 1988. Зона регионального разуплотнения в осадочном чехле Южно-Каспийской впадины. *Литология и полезные ископаемые*, 5, 130-136.
- ГУЛИЕВ, И.С., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ГУСЕЙНОВ, Д.А. 1999а. Генетическая типизация нефтей разновозрастных резервуаров западной части Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна в свете новых изотопно-геохимических данных. В материалах третьей Международной конференции *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*, Изд. МГУ, Москва, 74-77.
- ГУЛИЕВ, И.С., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ГУСЕЙНОВ, Д.А. 1999б. Изотопный состав углерода нефтей Южно-Каспийской мегавпадины. *Азербайджанское нефтяное Хозяйство*, 6, 6-13.
- ГУЛИЕВ, И.С., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ГУСЕЙНОВ, Д.А. 2001. Изотопный состав углерода углеводородных флюидов Южно-Каспийской мегавпадины. *Геохимия*, 3, 271-278.
- МЕХТИЕВ, Ш.Р., ДИГУРОВА, Т.М. 1954. Материалы по битуминозности некоторых комплексов отложений Азербайджана. *Тр. ин-та геологии им. акад. И.М. Губкина*, XV, 73-134.
- МЕХТИЕВ, Ш.Р., ДИГУРОВА, Т.М., ПОТАПОВА, В. 1958. Органические компоненты осадочных пород Азербайджана. Изд. АН Азерб.ССР. Баку. 265.
- МЕХТИЕВ, Ш.Ф. 1956. Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана. Изд. АН Азерб.ССР. Баку. 320.
- МЕХТИЕВ, Ш.Ф., АЛИЕВ, А.А. 1963а. К геохимии органического вещества третичных отложений Прикаспийско-Кубинской области. *Уч. записки Азерб. Гос. Унив., серия геолого-географ. наук*, 3, 3-17.
- МЕХТИЕВ, Ш.Ф., АЛИЕВ, А.А. 1963б. Органическое вещество меловых и третичных отложений Прикаспийско-Кубинской области. Изд. АН Аз.ССР. Баку. 155.
- МЕХТИЕВ, Ш.Ф., АЛИЕВ, А.А. 1963в. Органическое вещество олигоцен-миоценовых отложений Прикаспийско-Кубинской области. *Геология нефти и газа*, 4, 40-47.
- МЕХТИЕВ, Ш.Ф., АЛИЕВ, А.А. 1965. Геолого-геохимическая характеристика верхнеплиоценовых отложений восточной части Куринской впадины. *Азернешр. Баку*. 146.
- СЕЛЕЦКИЙ, Ю.Б. 1978. Дегидратация глин как возможный фактор формирования изотопного состава глубоких подземных вод. *Водные ресурсы*, 3, 48-153.
- ТЕЙЛОР, Х.П. 1977. Применение изотопии кислорода и водорода к проблемам гидротермального изменения вмещающих пород и рудообразования. В кн.: *Стабильные изотопы и проблемы рудообразования*. Наука, Москва, 213-289.
- ХЕИРОВ, М.Б. 1987. Катагенез глинистых отложений и прогнозирование АпоВД и АПВД до бурения скважин. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 5-10.
- ХОЛОДОВ, В.Н. 1983. Формирование газодонных растворов в песчано-глинистых толщах элизионных бассейнов. В кн.: *Осадочные бассейны и их нефтегазоносность*. Наука, Москва, 28-44.
- BURST, J. 1969. Diagenesis of Gulf Coast clays sediments and its possible relation to petroleum migration. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 53, 1, 73-93.
- FEYZULLAYEV, A. A., HUSEYNOV, D.A. and TAGIYEV, M. A.F. 2004. Oil source rocks and geochemistry of hydrocarbons in South Caspian basin. In book: *South*

- Caspian basin: geology, geophysics and gas content.* Nafta-Press, Baku, 286-321.
- GULIYEV, I.S., FEYZULLAYEV, A.A. and HUSEYNOV, D.A. 2001. Isotope geochemistry of oils from fields and mud volcanoes in the South Caspian Basin. *Azerbaijan Petroleum Geoscience*, 7, 201-209.
- GULIYEV, I.S., FEYZULLAYEV, A.A., TAGIYEV, M.F. 2001. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 7, 4, 409-417.
- HUSEYNOV, D.A. 2003. New data on oil source-rocks in Pliocene sediments of the South Caspian petroleum system. In: *Proceedings of 1st North Africa/Mediterranean Petroleum and Geosciences Conference of European Association of petroleum geologists and engineers*. Tunis, 56-60.
- KNAPP, C., KNAPP, J., CONNOR, J. 2004. Crustal-scale structure of the South Caspian Basin revealed by deep seismic reflection profiling. *Marine and Petroleum Geology*, 21, 1073-1081.
- POWERS, M. 1967. Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. *Bull. AAPG*, 51, 7, 1240-1254.
- POWERS, M.C. 1959. Adjustment of clays minerals to chemical change and the concept of equivalence level. In: *Proc. Nat. Conf., Clays and clay minerals*, 3009-3026.

Рецензент: акад. НАН Азербайджана И.С.Гулиев