

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© А.А.Фейзуллаев, 2011

МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

А.А.Фейзуллаев

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

В статье рассматриваются особенности миграции углеводородов (первичной, вторичной и третичной) в геологических условиях Южно-Каспийского бассейна. Исходя из неравномерного характера промышленного нефтегазонасыщения, закономерностей изменения в пространстве литофациальной характеристики пород и развития аномально-высоких флюидных давлений делается вывод о различной эффективности вытеснения УВ из материнской породы в различных частях ЮКБ. Учитывая, что пласты, генерирующие и аккумулирующие углеводороды, смещены в осадочном разрезе относительно друг друга, а также молодой возраст залежей, обосновывается их формирование в ЮКБ преимущественно за счет вертикальной вторичной миграции по разломам, системам трещин, плоскостям сбросов и каналам грязевых вулканов. Проявлениями процесса перестроения и разрушения углеводородных скоплений в Южно-Каспийском бассейне являются: установленная промышленная нефтегазоносность в абшеронской (четвертичные отложения) и акчагыльской (верхний плиоцен) свитах на ряде площадей Нижнекуринского и Абшеронского НГР; повсеместные макро- и микропроявления углеводородов на поверхности.

Введение

Как известно, углеводороды (УВ) образуются в значительном количестве только в результате геотермического воздействия на высокомолекулярный кероген, обычно встречающийся в большом количестве только в тонкозернистых осадочных породах. Залежи же нефти и газа обычно встречаются в грубозернистых пористых и проницаемых породах-коллекторах, которые не содержат совсем или содержат мало органического вещества. Следовательно, места образования нефти и газа, как правило, не совпадают с местами их промышленных скоплений, что предполагает миграцию нефти и газа из мест их образования в современные места их скопления. Этот миграционный процесс состоит из двух стадий. На первой стадии происходит выделение нефтеподобных веществ и газа из твердых органических частиц (керогена) в материнских породах и их перенос через капилляры и узкие поры в тонкозернистых материнских породах в контактирующие пористые породы-проводники. Эту стадию миграции УВ называют *первичной миграцией*.

УВ, попадая в высокопористые и проницаемые породы-проводники, обладающие приблизительно такой же пористостью и проницаемостью, как у пластов-коллекторов, за счет перепада давления и сил гравитационного всплывания начинают перемещаться внутри этих пород (внутриформационная миграция) в направлении от погруженных в сторону приподнятых бортовых частей бассейна. При наличии на пути этой миграции ловушек (антиклинальных, неантиклинальных или комбинированных) УВ могут скапливаться, образуя месторождения нефти, газа или газоконденсата. Эта стадия миграции УВ, заключающаяся в движении нефти и газа после выделения из материнских пород по более крупным порам проницаемых и пористых пластов-проводников и коллекторов, называют *вторичной миграцией*.

Вторичная миграция заканчивается образованием залежей углеводородов, однако тектонические явления, такие как складкообразование, разломообразование или вертикальные движения, могут послужить причи-

ной перераспределения нефти и газа в скоплениях. В этих условиях УВ по системе нарушений мигрируют вверх по разрезу из нижней ранее сформировавшейся залежи в выше лежащую ловушку или даже достигают поверхности земли. В первом случае происходит переформирование залежи, а во втором происходит процесс ее механического разрушения. Этот вид миграции называют *ремиграцией* или *третичной миграцией*.

Миграция УВ является одним из важнейших звеньев в онтогенезе нефти и газа. Поэтому вопрос о путях и способах миграции нефти в связи с формированием их залежей, несмотря на многолетние исследования, продолжает оставаться актуальной задачей и в то же время одной из наиболее сложных проблем нефтегазовой геологии. Относительно более просто она представляется лишь для сингенетично нефтегазоносных толщ, таких, например, как нефтематеринские отложения майкопской серии и диатомовой свиты Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ), где в формировании углеводородных скоплений основную роль играет внутриформационная миграция.

Сложность данной проблемы проявляется в полной мере в отношении формирования залежей нефти в продуктивной толще (ПТ), в особенности если придерживаться доминирующей точки зрения их образования за счет миграции из подстилающих материнских отложений олигоцен-миоцена. В этом случае требуется детальное исследование преобладающей формы, направление и дальность миграции нефти. В геологических условиях ЮКБ особенно дискуссионна первичная миграция нефти в связи с тем, что нефтематеринские олигоцен-миоценовые породы представляют собой массивные глинистые толщи. Не в полной мере оценена роль тектонических нарушений и грязевых вулканов в миграции и формировании месторождений нефти в ПТ.

Практически до сих пор не выполнен обобщающий анализ изменения в пространстве особенностей и степени заполнения структур ЮКБ, который мог бы пролить свет на направление и масштабы региональной миграции нефти.

Как известно, история развития ЮКБ характеризуется сменой нескольких фаз тектонической активизации недр Земли, которые,

несомненно, определяли и фазы миграции УВ. Изучение тектонического контроля миграции УВ в этой связи также представляет большой научно-прикладной интерес.

Идеи и представления о миграции УВ в осадочных бассейнах, и в том числе в ЮКБ, развивались по мере расширения знаний об их эволюции и современном строении, усовершенствования изотопно-геохимических методов исследования органического вещества пород, нефти и газа.

Отдельные аспекты рассматриваемой проблемы затрагивались в отдельных работах, однако специальных, целенаправленных, обобщающих исследований по данной проблеме до сих пор не проводилось.

За последние два десятилетия выполнен большой объем фундаментальных исследований пород, нефтей и газов ЮКБ, что явилось хорошей основой для рассмотрения проблемы миграции УВ в этом бассейне на новом современном уровне.

Первичная миграция УВ

Проблема вытеснения нефти и газа, образовавшихся в материнских породах, была проблемой дебатов среди ученых в течение долгого времени. Эти дебаты касаются нескольких аспектов: механизма, фазового состояния УВ флюидов, движущей силы и путей миграции.

История геологического развития и особенности геологического строения ЮКБ определяют специфику миграции и особенно первичной миграции УВ. Эта специфика определяется:

- лавинной скоростью осадконакопления, благодаря чему скорость отжатия седиментационных вод значительно уступает скорости прогибания и уплотнения осадков. Если уплотнение и отжатие основной массы первичной поровой воды в обычных бассейнах происходит до глубин 2 км, то в ЮКБ этот процесс растянут до глубин 4 км. Наряду с этим в условиях аномально-низкого температурного режима «нефтяное окно» смещено на большие глубины (5-9 км в центральной части бассейна). В связи с тем, что процессы интенсивного отжатия воды и массовой генерации нефти в разрезе смещены относительно друг друга, перенос нефти в виде молекулярного раствора в поро-

вых/седиментационных водах в ЮКБ не может рассматриваться как потенциальный механизм первичной миграции нефти (рис. 1).

- формированием массивной олигоцен-миоценовой материнской толщи значительной мощности, превышающей в центральной части бассейна 3000 м.

- абсолютное преобладание (80-90%) тонкопелитовой фракции в материнской породе без видимых прослоев песчано-алевритовых пород в большей части разреза (по данным каротажа скважин).

В связи с вышеизложенным, классическая схема первичной миграции нефти (рис.2), заключающаяся в отжати ее из материнской породы в контактирующие сверху и снизу проницаемые пласты, приемлемая для относительно маломощных глинистых слоев, переслаивающихся с песчано-алевритовыми породами (разрез типа «сэндвича»), не применима для геологических условий ЮКБ.

Экспериментальными исследованиями установлено, что в случае большой мощности нефтематеринских глинистых пород нефти, образовавшиеся в ее центральной части в результате крекинга керогена УВ, являются практически запертыми и не могут быть вытеснены в резервуары. Это проявляется аномально-высокими поровыми давлениями (АВПоД), провоцирующими явления диапирзма и грязевого вулканизма.

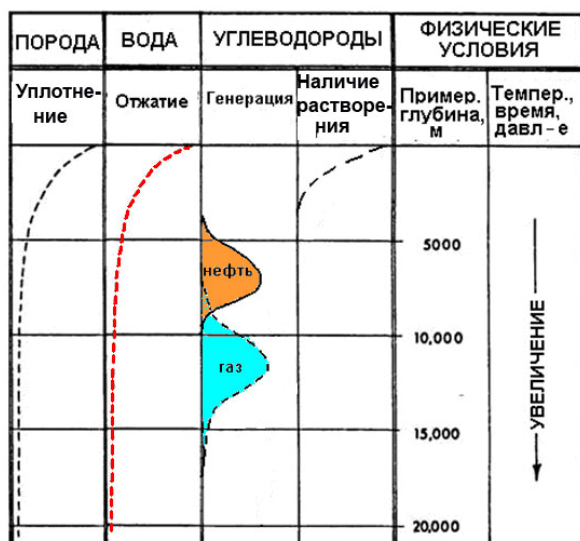


Рис. 1. Соотношение в разрезе ЮКБ пика отжатия седиментационной воды и генерации нефти и газа

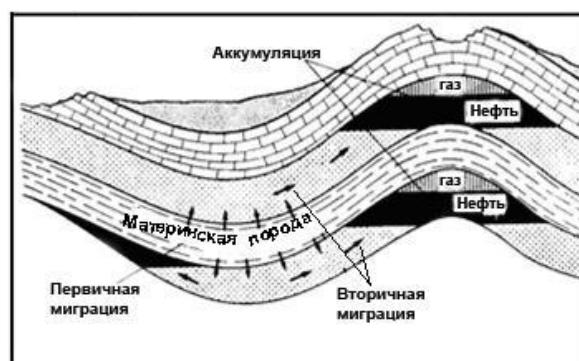


Рис. 2. Классическая схема первичной и вторичной миграции УВ (по Tissot and Welte, 1978)

Исходя из неравномерного характера промышленного нефтегазонасыщения ЮКБ и сосредоточения основных ресурсов УВ в Абшеронском районе (суша и море), закономерностей изменения в пространстве литофациальной характеристики пород и развития аномально-высоких флюидных давлений, предполагается различная эффективность вытеснения УВ из материнской породы в резервуары в различных частях бассейна.

Так, высокий уровень развития АВПоД в Бакинском архипелаге является явным признаком затрудненной разгрузки образовавшихся в материнской породе УВ. Возможно, с этим связана проблема промышленного насыщения имеющихся здесь структур и относительно низкая эффективность выявления промышленных скоплений УВ.

В этих условиях первичная миграция, в отличие от ее классической концепции, вероятнее всего, будет носить импульсно-взрывной характер. Формирующиеся здесь из-за затрудненной разгрузки УВ АВПоД при достижении критического уровня, превышающего порог прочности породы, будут импульсно выбрасывать УВ по раскрывшейся системе горизонтальных и вертикальных трещин в пласты-проводники или выжимать флюидизированную глинистую массу по нарушению вверх до резервуаров в форме диапира. Этот процесс будет носить непрерывно-прерывистый характер, определяя инъекционный (эксплозивный) характер первичной миграции УВ преимущественно в газовой/газоконденсатной фазе. При такой форме первичной миграции указанный процесс должен повторяться в материнской породе много раз за геологическое время, что-

бы обеспечить перемещение значительных объемов УВ, достаточных для образования их промышленных скоплений. Однако необходимо учитывать тот факт, что процесс миграции УВ в ЮКБ имеет малую продолжительность, поскольку полагается, что эффективная первично-вторичная миграция нефти здесь началась с позднего плиоцена.

В Абшеронском НГР (суша и море), где сосредоточены основные ресурсы УВ и где, вероятно, существуют более благоприятные литофациальные условия, характеризующиеся частым чередованием глинистых и песчано-алевритовых пород, первичная миграция УВ, по всей видимости, характеризуется достаточно высокой эффективностью. Этому могла бы благоприятствовать субгоризонтальная миграция УВ в материнской породе по тонким микрослоям (миллиметровой и сантиметровой толщины), не фиксируемым каротажем скважин, но просматриваемым на естественных обнажениях (рис.3), межслоевым пространствам (установлен слоистый характер миоценовых глин Абшерона – рис.4) и горизонтальным микротрещинам до очага вертикальной разгрузки УВ (тектонического нарушения).

Поскольку давление на погружившиеся слои пород будет уменьшаться от центральной части седиментационного бассейна к его краям, то и движение флюидов не только в резервуарах, но и в массивных нефтематеринских толщах будет в основном направлено к краям бассейна до достижения высокопроницаемых субвертикальных трещин, нарушений. Этому благоприятствует тот факт, что на больших глубинах, как правило, эффективное давление по горизонтали меньше, чем по вертикали (рис.5).



Рис. 3. Фрагмент разреза естественного обнажения пород майкопской серии в Юго-Восточном Гобустане

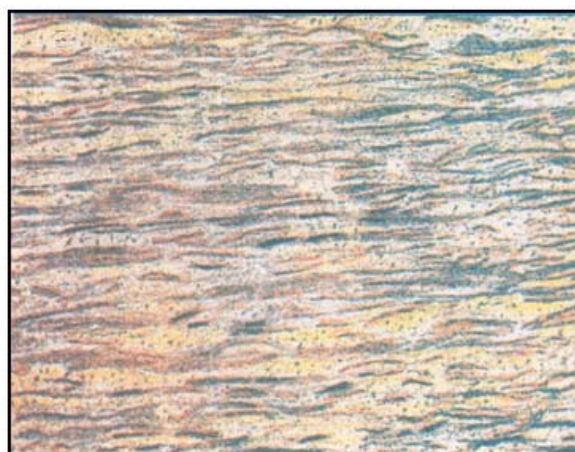


Рис. 4. Микрофотография шлифа (x90), отражающая характерную слоистую текстуру миоценовых глин площади Масазыр (скв.132, интервал 239-248 м) на Абшеронском п-ове

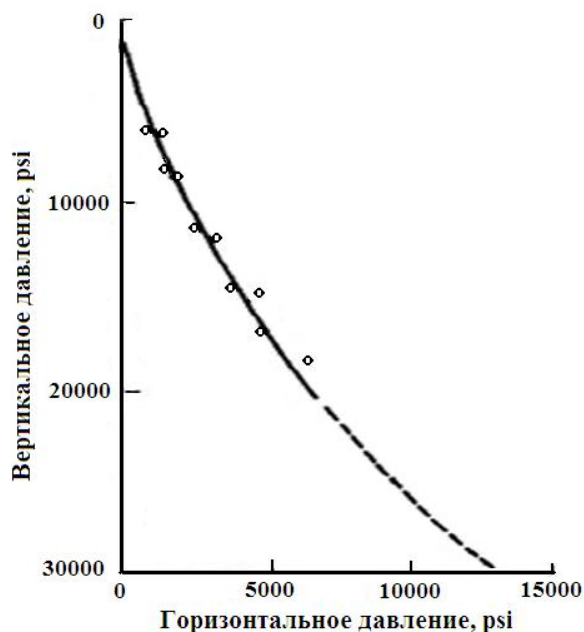


Рис. 5. Зависимость между вертикальным и горизонтальным давлениями в осадочном разрезе (по Price, 1979)

Вторичная миграция

В отличие от первичной миграции, которая протекает в плотных плохо проницаемых материнских породах, вторичная миграция имеет место в более проницаемых и пористых пластах-проводниках и коллекторах.

Эпигенетичность основной доли ресурсов нефти в продуктивной толще (ПТ – нижний плиоцен) Южно-Каспийского бассейна является в настоящее время господ-

ствующей точкой зрения (Bailey et al., 1996; Abrams, Narimanov, 1997; Katz et al., 2000; Feyzullayev et al., 2001; Guliyev et al., 1996, 2001; Gurgey, 2003 и др.), которая базируется на результатах выполненного в последние 15 лет большого объема изотопно-геохимических исследований органического вещества нефтей и газов, корреляции их параметров и бассейнового моделирования.

Оценка глубин генерации нефти (по биомаркерному показателю) и газа (по изотопному составу углерода этана) показала, что их очаги смещены относительно друг друга (рис.6).

Сравнение глубин аккумуляции и генерации в ЮКБ (Фейзуллаев, Тагиев, 2008) соответственно нефтей и газов (рис. 7), показало, что между ними отсутствует корреляция.

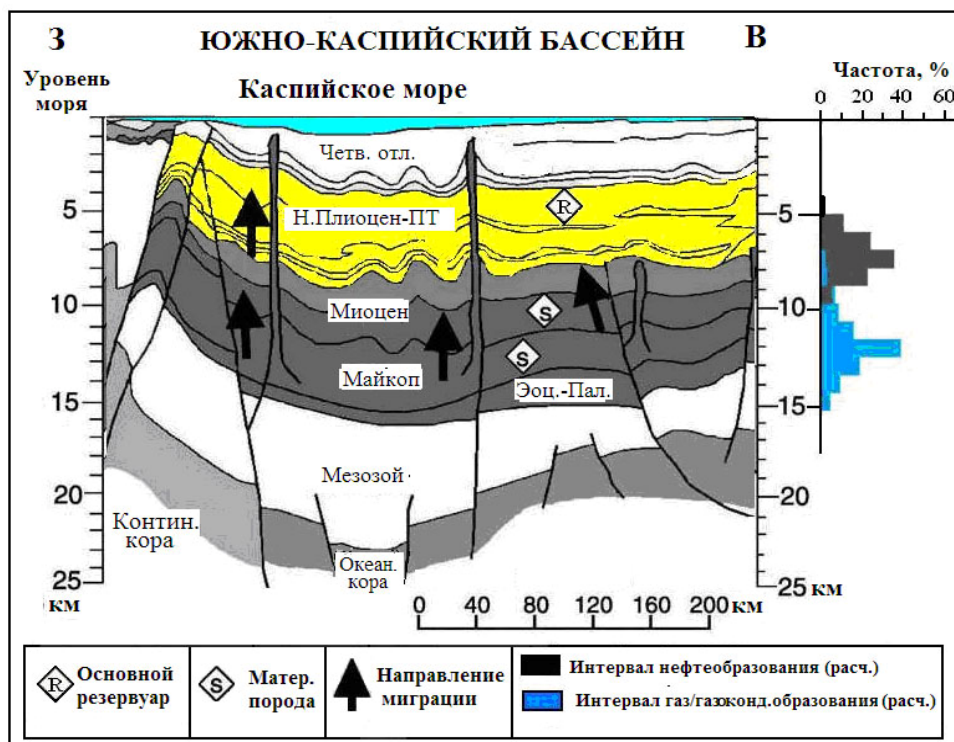


Рис. 6. Модель нефтегазовой системы в ЮКБ

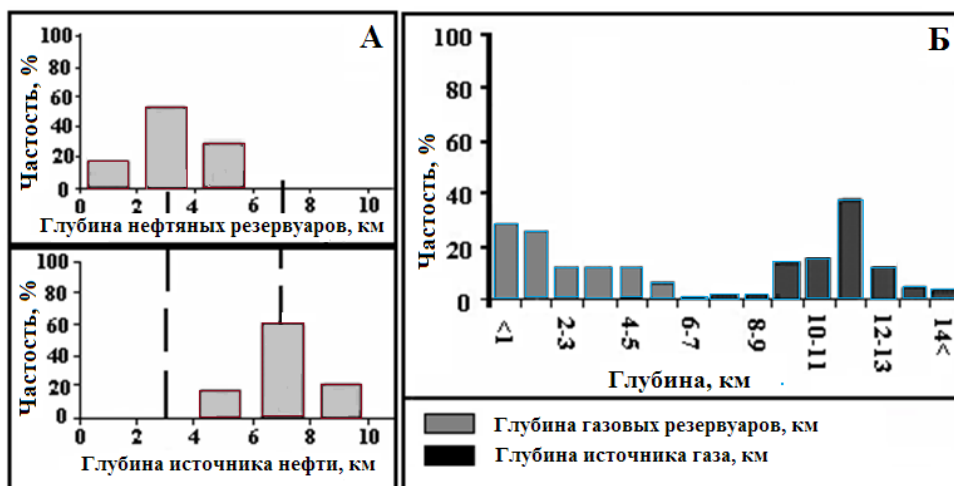


Рис. 7. Схемы сравнения глубин образования (расчетные) и накопления (в резервуарах) нефти и газа в ЮКБ

Наиболее реальным источником этих нефтей признаются олигоцен-миоценовые отложения. При доминирующей эпигенетичной концепции образования месторождений УВ в ПТ ЮКБ и молодом их возрасте (время их формирования не превышает 1 млн. лет) перенос основной массы УВ из очага генерации в резервуары, наиболее вероятно, происходил за счет фильтрационной формы массопереноса (субвертикальной миграции по глубинным разломам, тектоническим нарушениям, каналам грязевых вулканов). Дальность субвертикальной миграции основной массы нефти – предположительно, около 4 км, а УВ газов – около 9 км (см. рис.7).

В связи с вышеизложенным, логично предположить существование каналов питания структур продуктивной толщи углеводородами из подстилающих отложений, которые должны найти соответствующее отражение в характере распределения по площади термодинамических параметров (пластовых давлений и температур). Следует ожидать, что эти каналы (очаги) питания структур углеводородами с относительно больших глу-

бин, благодаря субвертикальной миграции, должны отразиться в физических, изотопно-геохимических, гидрохимических и др. полях. Проверка этого теоретического постулата была осуществлена на примере месторождения Гюнешли (неглубоководная часть), по которой имелась достаточно представительная, статистически значимая база данных.

Асимметричная структура Гюнешли с крутым ЮЗ и более пологим СВ крыльями, рассечена множеством нарушений, имея блоковое строение. Промышленные скопления УВ приурочены к ПТ и относятся к сводовому и тектонически-экранированному типам. В настоящее время основными эксплуатационными объектами являются Х горизонт балаханской свиты и свиты перерыва ПТ, разработка которых была начата в 1980 году.

Закономерности распределения по площади пластовых давлений и температур на структуре Гюнешли, основанные на данных измерений в более чем 60 скважинах (глубины 2600-3800 м), пересчитанных на глубину 3 км, показаны на рисунке 8 б,с) (Фейзуллаев, Исмаилова, 2009).

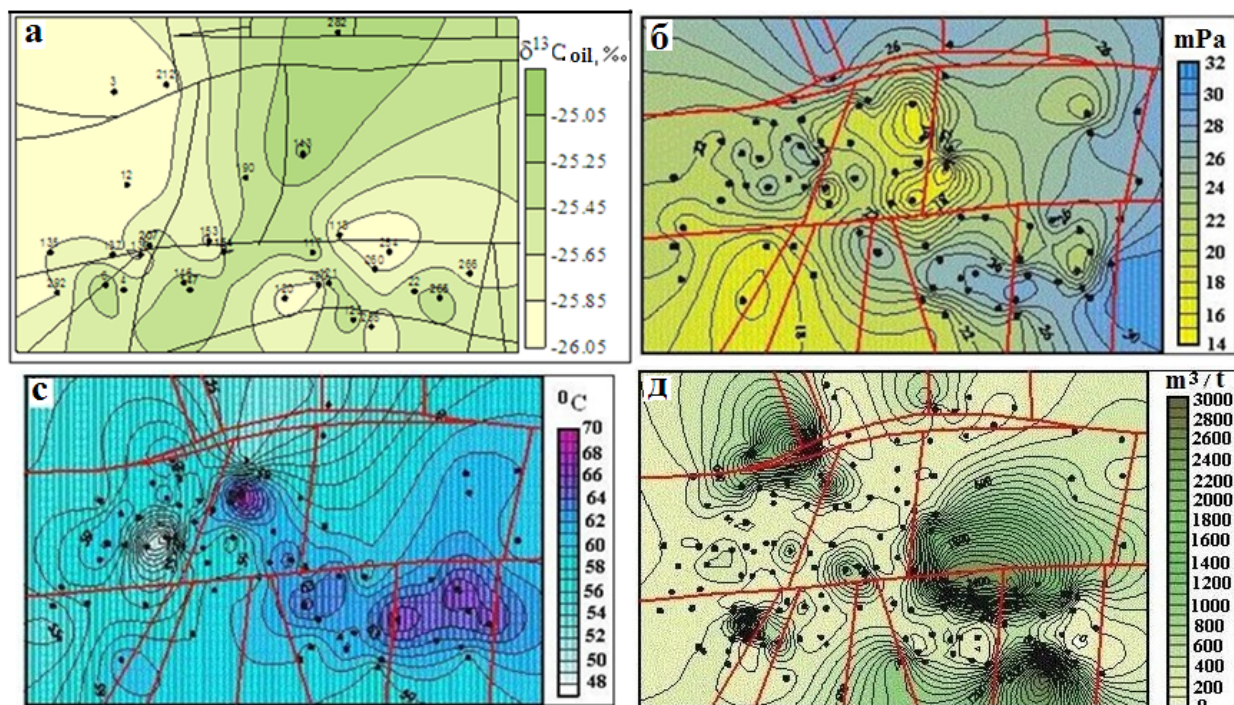


Рис. 8. Схемы распределения по площади изотопного состава углерода нефтей (а), пластовых давлений (б), температур (с) и газового фактора (д) в ПТ (на глубине около 3 км) на площади Гюнешли

Как видно из приведенных на рисунке 8 б, с схем, отмечается определенная схожесть в распределении обоих термодинамических параметров: на фоне относительно умеренных значений давлений и температур выделяются локальные участки с повышенными значениями. При этом расположение участков с повышенными значениями как пластовых давлений, так и пластовых температур очень хорошо согласуется друг с другом, отражая их единую природу. Наиболее значимая зона повышенных значений обоих параметров выделяется в ЮВ части структуры. Значительно меньшие локальные участки с повышенными значениями давлений и температур отмечаются на западе центральной части структуры.

Особый интерес представляют закономерности изменения в пределах структуры изотопного состава углерода (ИСУ) нефтей. Ранее проведенными исследованиями ИСУ керогена материнских пород и корреляции нефть-порода (Feyzullayev et al., 2001; Guliyev et al., 2001) было установлено, что этот генетический параметр очень четко отражает наличие двух генетических групп нефтей. Первая генетическая группа нефтей, характеризующаяся относительно легким ИСУ, является производной преимущественно керогена пород олигоцена – нижнего миоцена (майкопская серия), а вторая группа – производной керогена пород верхне-среднего миоцена (диатомовая свита). Нефти ПТ представляют смесь этих двух генетических групп, причем в сторону глубокопогруженной части ЮКБ увеличивается долевое участие второй группы нефтей (Feyzullayev, Aliyeva, 2003).

Согласно рисунку 8а можно отметить, что здесь выделяются локальные участки как с относительно легким, так и тяжелым ИСУ нефтей. Это указывает на наличие здесь благоприятных условий для субвертикальной миграции и поступления в структуру нефтей одновременно из различных генетических источников. Однако крупная аномалия в ЮВ части структуры, характеризующаяся нефтями с относительно более легким ИСУ, указывает на большую роль более глубокого ее источника.

Таким образом, пространственное совпадение выявленных локальных аномалий пластовых давлений, температур и ИСУ нефтей, их определенное тяготение к тектоническим нарушениям позволяет предположить их

природу внедрением УВ снизу, из более глубоко залегающих пластов.

Судя по выявленному характеру изменения газового фактора нефтей по площади (рис. 8 д), можно предположить преобладание газовой фазы в составе внедряемого снизу УВ флюида, т.к. к участкам с повышенными значениями термодинамических параметров тяготеют повышенные значения газовых факторов нефтей.

Третичная миграция

Другим аспектом миграции в связи с образованием и сохранением скоплений УВ является процесс, называемый раздельной (третичной) миграцией. Он может начаться вследствие естественного нарушения целостности запечатывающего резервуар флюидоупора в результате образования разрывных нарушений или трещин и привести к переформированию и даже разрушению УВ скоплений. Этот процесс третичной миграции приводит к более значительным изменениям в количественном и качественном составе УВ, чем при обычной вторичной миграции.

Установленная промышленная нефтегазоносность в абшеронской (четвертичные отложения) и акчагыльской (в. плиоцен) свитах на ряде площадей Нижнекуринского (рис. 9 а) и Абшеронского НГР (рис. 9 б), которые не обладают необходимыми условиями для сингенетичной генерации УВ, является очевидным показателем их формирования за счет процессов переформирования скоплений УВ из нижезалегающей продуктивной толщи.

Эксплозивная первичная/вторичная миграция УВ в форме флюидизированной глинистой массы по нарушению вверх до резервуаров (в форме диапира) при достижении поверхности трансформируется в грязевой вулкан. С этого момента миграция характеризуется как третичная, поскольку УВ газы (иногда и нефть), непрерывно и эксплозивно разгружаясь в атмосферу (гидросферу), способствуют разрушению их скоплений в недрах (рис.10).

Участие микротоков УВ газов в процессе третичной миграции отражается в формировании их повышенного фона над регионально нефтегазоносной толщей, а также в газовых аномалиях над локальными промышленными скоплениями УВ (рис.11).

ский толчок способствует импульсной горизонтальной разгрузке флюидов. Средняя величина уменьшения статического стресса во время землетрясения – 3-6 МПа (Gudmundsson, 1999).

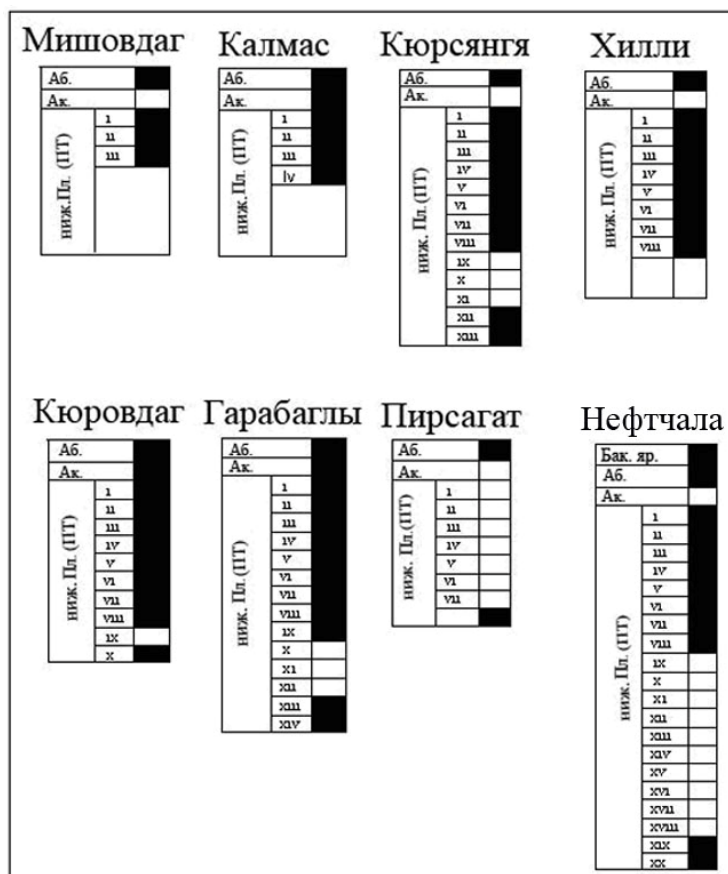


Рис. 9а. Нефтегазоносные объекты в абшеронских и акчагыльских отложениях Нижне-Куринской впадины



Рис. 9б. Нефтегазоносные объекты в абшеронских и акчагыльских отложениях Абшеронского полуострова



Рис. 10. Примеры разгрузки на поверхности газа и нефти по каналам грязевых вулканов

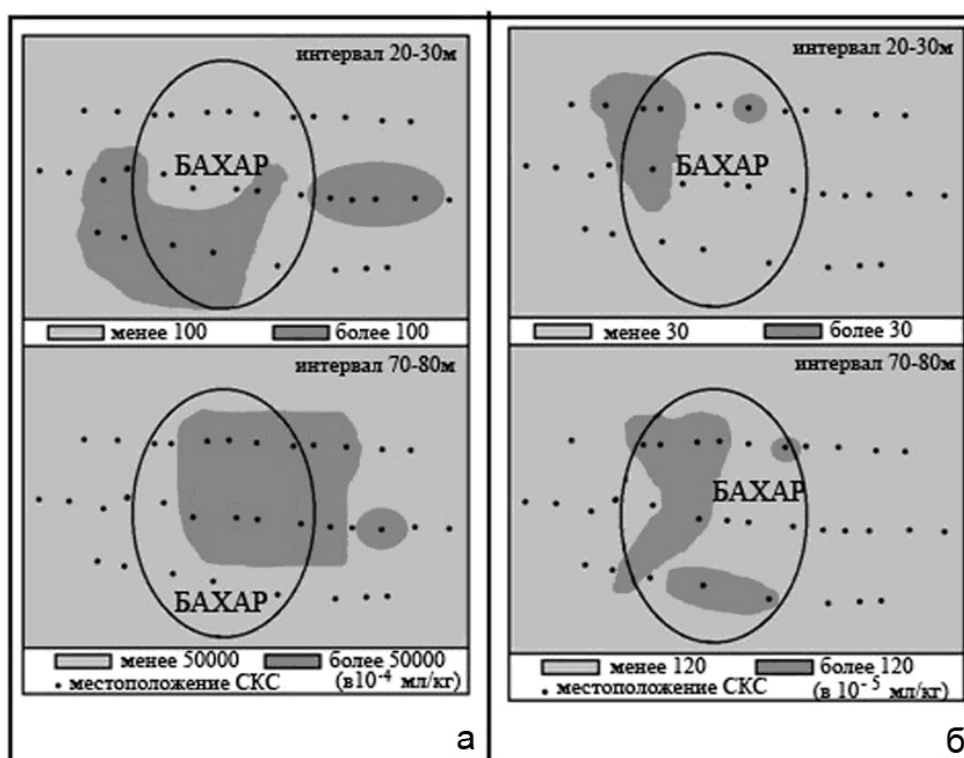


Рис. 11. Распределение метана (а) и суммы его гомологов (б) на различных глубинах на площади Бахар-2 (по данным керн неглубоких структурно-картировочных скважин)

Заклучение

В данной статье на основании сбора и обобщения большого объема результатов теоретических и экспериментальных исследований зарубежных ученых по данной проблеме, изучения литофациальной характеристики нефтематеринских олигоцен-миоценовых отложений как в разрезе скважин, так и на естественных обнажениях, особенностей макро- и

микротекстуры пород, термодинамических условий их залегания рассмотрены основные формы, фазы, направление и дальность миграции УВ применительно к геологическим условиям ЮКБ. Эти комплексные исследования позволили получить более полное представление об особенностях формирования залежей УВ в геологических условиях в ЮКБ и сделать следующие основные выводы:

Относительно первичной миграции:

- Перенос нефти в виде молекулярного раствора в поровых/седиментационных водах в ЮКБ не может рассматриваться как потенциальный механизм первичной миграции нефти, т.к. процессы интенсивного отжатия воды (примерно до глубин 3-4 км) и массовой генерации нефти (глубины 5-9 км) смещены относительно друг друга. Кроме того, общеизвестна низкая растворимость нефти (особенно ее высокомолекулярных фракций) в воде.

- Исходя из неравномерного характера промышленного нефтегазонасыщения ЮКБ и сосредоточения основных ресурсов УВ в Абшеронском районе (суша и море), закономерностей изменения в пространстве литофациальной характеристики пород и развития аномально-высоких флюидных давлений, предполагается различная эффективность вытеснения УВ из материнской породы в резервуары в различных частях бассейна.

Так, высокий уровень развития АВПоД в Бакинском архипелаге является явным признаком затрудненной разгрузки образовавшихся в материнской породе УВ. Возможно, с этим связана проблема промышленного насыщения имеющихся здесь структур и относительная низкая эффективность выявления промышленных скоплений УВ.

В этих условиях первичная миграция, в отличие от ее классической концепции, вероятнее всего, будет носить импульсно-взрывной характер. Формирующиеся здесь из-за затрудненной разгрузки УВ АВПоД при достижении критического уровня, превышающего порог прочности породы, будут импульсно выбрасывать УВ по раскрывшейся системе горизонтальных и вертикальных трещин в пласты-проводники или выжимать флюидизированную глинистую массу по нарушению вверх до резервуаров в форме диапира. Этот процесс будет носить непрерывно-прерывистый характер, определяя инжекционный (эксплозивный) характер первичной миграции УВ преимущественно в газовой/газоконденсатной фазе. При такой форме первичной миграции указанный процесс должен повторяться в материнской породе много раз за геологическое время, чтобы обеспечить перемещение значительных объемов УВ, достаточных для образования их промышленных скоплений. Однако необходимо учитывать тот факт, что

процесс миграции УВ в ЮКБ имеет малую продолжительность, поскольку полагается, что эффективная первично-вторичная миграция нефти здесь началась с позднего плиоцена.

- В Абшеронском НГР (суша и море), где сосредоточены основные ресурсы УВ и где, вероятно, существуют более благоприятные литофациальные условия, характеризующиеся частым чередованием глинистых и песчано-алевритовых пород, первичная миграция УВ, по всей видимости, характеризуется достаточно высокой эффективностью. Этому могла бы благоприятствовать субгоризонтальная миграция УВ в материнской породе по тонким микрослоям (миллимитровой и сантиметровой толщины), не фиксируемым карротажем скважин, но просматриваемым на естественных обнажениях, межслоевым пространствам (установлен слоистый характер миоценовых глин Абшерона) и горизонтальным микротрещинам до очага вертикальной разгрузки УВ (тектонического нарушения). Поскольку давление на погружившиеся слои пород будет уменьшаться от центральной части седиментационного бассейна к его краям, то и движение флюидов не только в резервуарах, но и в массивных нефтематеринских толщах, будет в основном направлено к краям бассейна до достижения высокопроницаемых субвертикальных трещин, нарушений. Этому благоприятствует тот факт, что на больших глубинах эффективное давление по горизонтали меньше, чем по вертикали.

Относительно вторичной миграции:

- При доминирующей эпигенетичной концепции образования месторождений УВ в ПТ Южно-Каспийского бассейна и молодом их возрасте (время их формирования не превышает 1 млн. лет) перенос основной массы УВ из очага генерации в резервуары, наиболее вероятно, происходил за счет фильтрационной формы массопереноса (субвертикальной миграции по глубинным разломам, тектоническим нарушениям и каналам грязевых вулканов).

На примере месторождения Гюнешли по комплексу термодинамических, физических, изотопно-геохимических и гидрохимических параметров, установлено наличие очагов питания структур углеводородами из подстилающих отложений.

- Одностороннее (на одном крыле) заполнение УВ структур некоторых антикли-

нальных зон (Кюровдаг-Нефтчала в НКВ и Сангачал-дениз – Булла-дениз в Бакинском архипелаге) указывает на формирование их путем ступенчатой субвертикально-латеральной миграции УВ из очага генерации.

- По выполненным расчетам дальность субвертикальной вторичной миграции основной массы нефти от очага генерации до резервуара – предположительно, около 4-х км, а УВ газов – около 9 км.

Относительно третичной миграции:

- Установленная промышленная нефтегазоносность в абшеронской (четвертичные отложения) и акчагыльской (в. плиоцен) свитах на ряде площадей Нижнекуринского и Абшеронского НГР, которые не обладают необходимыми условиями для сингенетичной генерации УВ, является очевидным показателем их формирования за счет процессов перестроения скоплений УВ из низезалегающей продуктивной толщи.

- Проявлениями процесса разрушения УВ скоплений в ЮКБ являются многочисленные макропроявления УВ на поверхности по высокопроницаемым зонам, нарушениям и каналам грязевых вулканов (пример Янардага, нефтяных озер на грязевых вулканах, нефтепроявления в Кирмаках из ПК-свиты, на Бабазане, на Дашгиле и др.). Максимальная дальность субвертикальной третичной миграции УВ (газа) наблюдается по жерлу грязевого вулкана (до 11-15км).

- Указанная выше взрывная первичная/вторичная миграция УВ в форме флюидизированной глинистой массы по нарушению вверх до резервуаров (в форме диапира) при достижении поверхности трансформируется в грязевой вулкан. С этого момента миграция характеризуется как третичная, поскольку УВ газы (иногда и нефть), непрерывно и взрывно разгружаясь в атмосферу (гидросферу), способствуют разрушению их скоплений в недрах.

- Участие микропотоков УВ газов в процессе третичной миграции отражается в формировании их повышенного фона над регионально нефтегазоносной толщей, а также в газовых аномалиях над локальными промышленными скоплениями УВ.

Сейсмичность способствует импульс-

ному усилению интенсивности миграции (в т.ч. и горизонтальной) флюидов.

Полученные данные могут быть использованы при рассмотрении перспектив выявления в ЮКБ новых залежей УВ.

ЛИТЕРАТУРА

- ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ИСМАЙЛОВА, Г.Г. 2009. Особенности распределения пластовых давлений и температур на месторождении Гюнешли. *Azərbaycanda Geofizika yenilikləri*, 1-2, 12-14.
- ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ТАГИЕВ, М.Ф. 2008. Формирование залежей нефти и газа в Продуктивной толще Южно-Каспийского бассейна: новые подходы и результаты. *Азерб. Нефтяное Хозяйство*, 3, 7-18.
- 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.
- BAILEY, N.J.L., GULIYEV, I.S., FEYZULLAYEV, A.A. 1996. Source rocks in the South Caspian. In Book of abstracts of AAPG/ASPG research symposium: *Oil and gas petroleum systems in rapidly-subsiding basins*, Baku, Azerbaijan.
- FEYZULLAYEV, A.A., GULIYEV, I.S., 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.
- FEYZULLAYEV, A.A., ALIYEVA, E.S.A. 2003. Estimation of the various source rocks contribution in oil pools formation. EAGE 65 Conference and Exhibition, Stavanger, The Norway. 2-5 June, 2003. *Extended Abstracts on CD*, P 026, 4.
- GUDMUNDSSON, A. 1999. Fluid overpressure and stress drop in fault zones. *Geophys. Res. Letter*, 26(1), 115-118.
- GULIYEV, I.S., FEYZULLAYEV, A.A. 1996. Natural hydrocarbon seepages in Azerbaijan. Near surface expression of hydrocarbon migration. AAPG Hedberg research conference. April 24-28, *Memoir*, Vancouver, British Columbia, Canada, 63-70.
- GULIYEV, I.S., FEYZULLAYEV, A.A., HUSEYNOV, D.A. 2001. Isotope geochemistry of oils from fields and mud volcanoes in the South Caspian Basin, Azerbaijan. *Petroleum Geoscience*, 7, 201-209.
- GURGEY, K. 2003. Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments. *Marine and Petroleum Geology*, 20 (10), 1119-1139.
- KATZ, K.J., RICHARDS, D., LONG D., LAWRENCE, W. 2000. A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 28, 161-182.
- PRICE, L.C. 1979. Primary petroleum migration from shales with oxygen-rich organic matter. *Journal Petrol. Geol.*, 12, 289-324.
- TISSOT, B.P., WELTE, D.H. 1978. Petroleum Formation and occurrence. Springer-Verlag. New York. 699.