УДК 553.061

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕВУАРОВ

М.З. Рачинский

Американский научный центр РАЕН

Критически анализируются существующие канонические инфильтрационное и элизионное представления о флюидодинамике нефтегазоносности природных резервуаров. Как категорический императив формирования углеводородных (УВ) скоплений презентуется пульсационно-переточно-инъекционная парадигма – принцип «без эмиграции сингенетичных подземных вод из резервуаров и создания свободных порово-трещинных пространств в ловушках нет последующих синхронных миграции и аккумуляции углеводородов».

Ключевые слова: *гидродинамические системы, миграция флюидов, аккумуляция углеводородов, резервуары-ловушки, формирование и размещение залежей и месторождений.*

FLUID-DINAMIC ALGORITHM OF OIL AND GAS CONTENT OF NATURALE RESERVOIRS

M.Z. Rachinsky

The existing classical infiltration and elision concepts of natural reservoirs' fluid-dynamics are critically analyzed. The pulsation-overflow-injection paradigm is presented as the imperative in the formation of hydrocarbon accumulations – «there are no subsequent synchronous hydrocarbon migration and accumulation without the emigration of singenetic underground water and creation of empty pore-fracture volumes».

Keywords: *hydrodynamic systems, migration of fluids, hydrocarbon accumulation, reservoirs-taps, formation of placement and deposits fields.*

В большинстве современных теорий, схем и моделей нефтегазонакопления «a priori» принимается, что аллохтонные углеводороды (УВ), мигрируюшие тем или иными путями и способами из зон и очагов своей генерации с высокими градиентами приведенных давлений, практически без кардинальных геологических ограничений достаточно медленно аккумулируются (иногда в весьма значительных объемах) в автохтонных природных резервуарах с меньшими уровнями пластовой энергетики. Подобный некритический (механистический) подход, принимаемый в большинстве исследований в качестве догмата, по существу игнорирует основную проблему подземной гидродинамики – архимедов принцип всплывания разнофазных мигрантов (флюидомассообмена) в мелкодисперсной неоднородной пористо-трещинной среде, обеспечивающий соответствующее вертикальное распределение по плотности исходных компонентов в гидравлически замкнутом пространстве ловушек. Сложившаяся ситуация очевидно требует прояснений и послужит внесению некоторой ясности в основные теоретические положения нефтегазогеологической науки.

В реальной геологической обстановке процесс формирования месторождений и залежей осуществляется весьма сложно и облигатно требует соблюдения императивного комплекса необходимых и достаточных условий его реализации, в числе которых обязательным и практически основным является фактор наличия (создания) в резервуарах (ловушках), освобожденных от сингенетичных подземных вод и рассолов, свободных энергоемких поровотрещинных циркуляционных пространств (объемов), способных перемещать и аккумулировать миграционно поступающие высоконапорные УВ [11–15].

Гидродинамический дренаж резервуаров при наличии соответствующе ориентированных природных гидравлических уклонов гипотетически вероятен только пятью механизмами:

– горизонтально направленным вниз по падению складчатости инфильтрационным (артезианским) потоком – от гипсометрически повышенной зоны питания к ниже- расположенной зоне разгрузки;
– региональным элизизионным (экспеляционным, отжимным) водотоком вверх по восстанию общей

maket_vestnik_2016_05.indd 16
22.11.2016 19:14:33

складчатости – от центральных частей бассейнов к их периферийным обрамлениям;
– за счет эффекта всестороннего тектоно-стрессового сжатия подземных вод вследствие подвижек геоблоков;
– гидравлического «подпора», ориентированного вертикально снизу в верх воздействия ниже генерированных мигрантов непосредственно в гидродинамически замкнутых ловушках с оттеснением (отжатием) их сингенетичных седиментогенных вод поступающими высоконапорными флюидами в погруженные периферийные части складок;
– вертикально направленным снизу вверх (иногда до разгрузки на дневной поверхности) бато(лакко)-литоморфным переточно-инъекционным .

Исследование возможностей реализации указанных механизмов и их соотношений является контентом предлагаемой флюидодинамической концепции нефтегазонакопления.

Оценим возможности функционирования водной среды бассейнов подвижных поясов по моделям классических представлений инфильтрационной (артезианской) и элизионной (экспеляционной, отжимной) флюидодинамики. В первом случае основным агентом водного баланса является внешний компонент – опресненные метеогенные воды поверхностного происхождения, так или иначе проникающие вниз по региональному падению проницаемых пластов от горной (предгорной) областей питания и создания напоров к зоне разгрузки на пониженных гипсометрических отметках. Во втором – водное питание осуществляется за счет внутренних ресурсов самого водонапорного комплекса в ходе консолидации содержащихся в его составе смектитовых глинистых серий, выделяющих при уплотнении под лито(гео)статической нагрузкой вышезалегающих толщ различной степени минерализации сингенетичные поровые растворы, движущиеся латерально от центриклиналей бассейнов – наиболее погруженных частей впадин и прогибов – область питания – вверх по региональному восстанию складчатости.

Особенности гидродинамических обстановок бассейнов подвижных поясов, выражающиеся в:
– ступенчато-блоковой архитектуре, обеспечивающей контакт по разобщающим их линеаментам литофациально неоднородных разновозрастных, разнопроницаемых и (соответственно, разнопроводящих) интервалов разреза;
– сильной эрозионной расчлененности рельефа и развитии речной сети, характеризующихся интенсивным денудационным врезом и по этой причине дренированием значительной части разрезов примыкающих к горным сооружениям участков;
– широком развитии в предгорных зонах крупнодебитных восходящих источников, продуцирузующихся высокотермальными водами глубокого происхождения;
– отсечении центральных частей бассейнов от предгорных зон региональными высокоамплитудными продольными сбросами;
– ступенчато-блоковым по разломам погружением коллекторских интервалов в направлении от бортовых зон впадин и прогибов к их погруженным частям;
– контактах по дизъюнктивам коллекторов и водоупоров;
– проявлении пресных метеогенных вод лишь в самых верхних – приповерхностных частях разреза зон регионального обнажения коллекторои на весьма ограниченных по площади участках денудированных локальных структур;
– постоянном среднегодовом дефиците баланса атмосферной влаги в бассейнах засушливых районов;
– дебитах подземных вод порядка 5–20 тыс.м^3/сут. в скважинах, расположенных в приразломных зонах (тектоноблендерах), и аномально высоких пластовых давлениях (АВПД), создающих избыточный напор на их устьях, превышающий 15–20 МПа, не обеспеченный гипсометрически высотным положением обнаженных участков опробованных интервалов, не позволяют допустить достаточно широкое современное функционирование в них традиционных гидродинамических систем в их классическом артезианском варианте вследствие разгрузки основного объема инфильтрогенных вод непосредственно в предгорных районах и наличия существенных тектоно-литологических препятствий их продвижению далеко вниз (несколько десятков/сотен км) по региональному падению пластов.

Для элизионного флюидомассообмена также существует ряд серьезных геологических ограничений, ставящих под сомнение возможность его реализации в объективной геологической среде, как-то:
– максимальное в единицу времени отжатие поровой воды из погружающихся глин происходит в интервале до 1,5–1,8 км, т.е. наиболее интенсивный расход имеет место на самой ранней стадии формирования гидрогеодинамического комплекса (системы) – в ходе дальнейшего погружения компетентных пачек объемы выделяемых вод становятся настолько незначительными, что оказываются не в состоянии поддерживать непрерывный латеральный ток седиментогенных вод в направлении от глубокопогруженных центральных частей впадин и прогибов к их бортам [11, 18];
– практически во всех бассейнах частая смена по вектору и знаку региональных тектонических движений и их, как правило, мозаичная ступенчато-блоково-глыбовая архитектура;
– контакт по разобщающим изолированные тектоноступени и блоки протяженным высокоампли-

maket_vestnik_2016_05.indd 17 22.11.2016 19:14:33

тудным региональным глубинным линеаментам различных стратиграфических комплексов, интервалов и литологических фаций;
– наличие мощных перерывов в осадконакоплении крупных стратоподразделений, сокращение и последовательное выклинивание составляющих разрезов от центральных частей бассейнов к их периферийным обрамлениям и образование по этой причине тупиковых гидродинамических участков;
– резкая литофациальная и фильтрационно-емкостная неоднородность разрезов, рост их глинистости в направлении регионального погружения складчатости – от бортов к центральным частям бассейнов;
– сопряженным с возрастанием глинистости ухудшением коллекторских свойств проницаемых разностей разреза – увеличением степени дисперсности терригенного материала; ростом содержания в гранулометрическом составе пород алевролитовой и пелитовой фракций; уменьшением просветности и ростом извилистости поровых каналов; уменьшением трещиноватости карбонатных интервалов по погружению общей складчатости;
– неньютоновское поведение подземных вод в мелкодисперсных малопроницаемых участках разрезов, характеризующихся весьма незначительными региональными гидравлическими уклонами [2, 5, 11];
– резкое возрастание горизонтальных гидравлических сопротивлений по пути латерального водотока по мере приращения расстояния от зоны питания и параллельное уменьшение в том же направлении вертикальных сопротивлений, определяющие обязательную трансформацию боковой миграции в вертикальную [2, 7].

Следует, однако, иметь в виду, что вода может частично отжиматься в более проницаемые прослои и в горизонтальном направлении, но необходимыми условиями для этого являются превышение в несколько раз горизонтальной проницаемости над вертикальной и параллельность плоскостей напластования коллекторов и замещающих их слабопроницаемых пород. При несоблюдении этих условий в региональном плане, что характерно для большинства бассейнов, латеральная отдача воды из консолидируемых глинистых пород может происходить в относительно малых масштабах и только из ограниченной зоны их непосредственного контакта с коллекторами. Вполне понятно, что в этом случае количество отжатых вод из единицы объема породы в единицу времени вряд ли окажется способным обеспечить и поддерживать их непрерывный широкий элизионный ток.

Из изложенного следует, что при наличии локальной особо благоприятной гидродинамической обстановки инфильтрационная и элизионная гидродинамические системы могут более или менее эффективно функционировать лишь в диапазоне гипсометрических глубин до 1500–1800 м. Ниже по разрезу в силу приведенных выше геологических ограничений флюидомассоперенос реализуется принципиально иными механизмами: пленочным, капиллярным, мембранно-осмотическим, пульсационно-инъекционным. Очевидно, что первые два механизма вряд ли способны обеспечить постоянный во времени масштабный региональный водоток [12, 18].

Реализация третьего и четвертого механизмов также вызывает обоснованные сомнения.

Образование свободных поровых и трещинных аккумулирущих УВ емкостей гипотетически было бы вероятно за счет эффекта сжимаемости сингенетичных резервуарам минерализованных газонасыщенных подземных вод по мере поступления разноплотностных латерально мигрирующих УВ флюидов в последовательно-ступенчато расположенные вверх по региональному восстанию складчатости ловушки (широко известная схема «дифференциального улавливания» («селективного траппирования» Гассоу- Савченко-Максимов). Однако в рамках этой концепции «a priori» предполагается, что поступающие в них углеводороды, обладающие меньшими объемными весами, чем сингенетичные воды и рассолы резервуаров, будут аккумулироваться в них в соответствии с плотностным распределением флюидов, вытесняя из ловушек ранее заполнявшую их *in situ* водную фазу. Существенным ограничением корректности подобного подхода является абсолютная неясность куда и каким путем удаляется из ловушки замещаемый прибывающими УВ объем ранее заполнявшей ее воды.

Если учесть, что коэффициент сжимаемости подземных вод с учетом их минерализации и газонасыщенности имеет пределами всего лишь $(2{,}7\text{-}5)\times10^{-4}$ МПа$^{-1}$ [15], то становится очевидной явная несопоставимость объемов порового пространства практически любой залежи углеводородов (млн. м^3) с уменьшением объема водонасыщенной части ловушки только за счет сжимаемости ее подземных вод. Указанная схема не учитывает того обстоятельства, что уже ближайшая к очагу генерации УВ ловушка, приняв за счет эффекта сжимаемости своих сингенетичных вод их некоторый объем, сразу становится своего рода гидравлическим «замком» (тупиком) и дальнейшее латеральное продвижение флюидов в верх по восстанию складчатости становится практически мало возможным. Продолжающееся в этом случае последовательное нарастание горизонтальных гидравлических сопротивлений обязательно приведет к возникновению вертикально направленных векторов сил с последующим обязательным природным гидроразрывом и трансформацией направления движения флюидов вверх по возникшим нарушениям сплошности пород. Те же соображения лимитируют реальность четвертого механизма.

maket_vestnik_2016_05.indd 18
22.11.2016 19:14:33

В то же время анализ фактических закономерностей площадного распространения и вертикального по стратиграфическим интервалам и гипсометрическим срезам распределения нефтегазоносности выявляет в большинстве бассейнов самых различных тектонотипов облигатное пространственно-временное соответствие геологических позиций и времени формирования УВ скоплений ареалам, областям, зонам, локальным участкам (очагам) и периодам палео- и современной разгрузки – поверхностной и глубинной, открытой – по тектоническим и литологическим несогласиям и скрытой (распыленной – через водоупоры) – региональных (зональных, локальных) геофлюидодинамических систем.

Указанная пространственная нефтегазоносность устанавливается повсеместной, постоянной и обязательной площадной ассоциацией промышленного углеводородного насыщения с наиболее тектонически дислоцированными территориями, участками и площадями; региональными зонами и отдельными пунктами развития грязевого вулканизма, проявлениями глининного экзо- и криптодиапиризма, соляно-купольной тектоники, трещиноватости; заполнением трещин отдельности вторичными минералообразованиями, гидротермальной доломитизацией известняков, достаточно частой сопряженностью скоплений УВ со свинцово-цинковым оруденением, минерализованными озерами глубинного питания; восходящими напорными термальными источниками; поверхностными и субмаринными выходами УВ, концентрированных подземных вод и рассолов; гидрохимическими, пьезометрическими, геотемпературными, палинологиическими, изотопными и другими аномалиями переточно-инъекционного генезиса; зонами распространения гидротермальных образований (травертинов, содоносных формаций, вторичных кварцитов и др.); скоплениями твердых битумов (столбообразными некками); нефтяными, озокеритовыми, асфальтовыми, кировыми покровами, мэнджековыми жилами и дайками; пониженными формами рельефа, эрозионными врезами, долинами палео- и современных рек [4, 5, 7, 9, 11, 19, 20 и др.].

В наиболее контрастной форме все указанные ассоциации проявляются в «молодых» композиционно сложных нефтегазоносных «неравновесных» (активных,«возбужденных») бассейнах альпийской и современной складчатости, в большинстве случаев находящихся на инверсионных стадиях регионального тектогенеза и характеризующихся:

– ступенчато-блоко-глыбовой архитектурой;

– значительными мощностями осадочного чехла (до 26–32 км – Южно-Каспийская впадина);

– большими глубинами (до 7–12 км) залегания потенциально продуктивных объектов;

– несовпадением тектонических планов разновозрастных структурно-формационных этажей, наращенных в отдельных (в основном кайнозойских) интервалах в обстановке некомпенсированной лавинной седиментации;

– ритмичностью разрезов, выражающейся в периодическом замещении в вертикальном направлении глинистых разностей песчаными;

– линзоформирущим в региональном плане последовательным выклиниванием отдельных интервалов разрезов как в направлении восстания, так и падения общей складчатости;

– активным проявлением стрессовых палео- и неотектонических механизмов;

– мощной дизъюнктивной, диапировой, трещинной, покровно-шарьяжной, дисгармоничной, дилатантной тектоникой с распространением меланжеобразного «закрученного» напластования («перемятых») глин, изоклинальных и «опрокинутых» складчатых форм [6, 9, 18];

– автономным структуро- и дизъюнктивообразованием «возрожденными» флюидами, генерированными в очагах фазовых переходов «возбужденных» геологических объемов [4];

– инверсией в некоторых районах плотностной характеристики осадочных разрезов (скоростей сейсмических волн), сопровождающейся распространением в отдельных кайнозойских интервалах мощных (до 3–5 км) серий неконсолидированных (недоуплотненных, нередко в консистенции квазиожижения) с низкой прочностью на сдвиг, высокопористых влагонасыщенных вязкопластичных (в основном монтмориллонитовых) глин с огромным ресурсом кумулятивной упругой энергии сжатых флюидов с аномально высокими внутрипоровыми давлениями (иногда геостатического уровня), периодическая динамическая релаксация – «разрядка» которой приводит к скважности синхронно образующихся дизъюнктивов (трещин), пластическим деформациям пород и насыщающих их поровых флюидов [6, 9, 11, 12, 14, 18, 20];

– наличием на сейсмических профилях в отдельных районах зон инверсии скоростей сейсмических волн с хаотическим расположением в них отражающих площадок, сопровождающихся устойчивыми отрицательными гравитационными, магнитными, электрически ми и акустическими аномалиями, трассирующими мощные субвертикальные автомодельные каналы миграции флюидов;

– формированием в отдельных зонах осадочных разрезов больших по мощности высокопроницаемых (флюидопроводящих) локальных объемов «турбулентности» различных геолого-геофизических полей – очагов и зон самопроизвольных дискретных геовибраций различной интенсивности;

– спонтанной генерацией фазово дифференцированных дополнительных объемов поровых флюидов в ходе дегидратационных процессов в решетках и межпакетных пространствах минералов смектитовой группы;

maket_vestnik_2016_05.indd 19 22.11.2016 19:14:34

– самостоятельной дезинтеграцией на составляющие газогидратов в соответствующих термобарообстановках;

– чрезвычайно широким развитием зон тектонической трещиноватости;

– интенсивным в отдельных бассейнах грязевым вулканизмом, синхронным с неотектоническими пароксизмами;

– высокими макро- и микросейсмичностью; специфическим («обращенным», инверсионным) гидрогеохимическим профилем;

– распространением весьма значительных сверхгидростатических пластовых давлений в коллекторах;

– крупномасштабным сквозным субвертикальным межэтажным, межформционным и межрезервуарным флюидомассопереносом.

Все приведенное выше свидетельствует об объективной безальтернативности переточно-инъекционного механизма флюидомассопереноса и обязательности учета присутствия или отсутствия в разрезах оцениваемых как перспективные площадей (зон, участков, тектоничесческих блоков-ступеней) каналов миграции флюидов от глубокопогруженных очагов их генерации до зон аккумуляции УВ. Такими каналами очевидно являются зоны повышенной трещиноватости, контактов диапировых внедрений, эруптивы грязевых вулканов, литофациальные несогласия («гидрогеологические окна»), зоны разуплотнения пород и другие нарушения сплошности геологической среды, которые могут фиксироваться в геофизических полях в виде явной турбулентности этих участков локальной и региональной складчатости.

В этом случае энергичная миграция высоконапорных флюидов сама формирует в осадочном чехле разноформенные субвертикальные каналы (тела) гидравлической связи, заполненные разуплотненным пластичным (иногда квазиожиженным) кластическим материалом [1, 20], способным в благоприятных условиях обеспечить мощный глубинный природный гидроразрыв. В зависимости от интенсивности, направленности и продолжительности тектонострессов, импульсов миграции, степень разуплотнения и консистенция осадочного материала меняются. Эти особенности отражаются на сейсмопрофилях их различным «имиджем», что в определеленной степени позволяет выявлять и даже картировать каналы миграции УВ (так называемые «gas chimney» – «газовые дымоходы»).

Классическими примерами на конкретном материале, подтверждающими объективный характер описанной генетической связи, могут служить исчерпывающе изученные нефтегазоносные бассейны альпийских мобильных поясов – межгорные впадины Калифорнии, Маракайбский, Оринокский, Ирравадийско-Андаманский, Венский, Паннонский, Южно-Каспийский, где формирование месторождений, по мнению большинства исследователей, происходило не ранее миоцен-четвертичного времени [11, 15, 19, 20].

Облигатная генетическая сопряженность региональных зон нефтегазонакопления и отдельных месторождений УВ с областями и участками разгрузки флюидодинамических систем находит подтверждение и в факте весьма незначительных объемов аккумуляции углеводородов в ряде бассейнов, хотя и обладающих достаточным нефтегазогенерационным (присутствие, содержание, степень превращения органики, геологическая история региона, температурный режим и пр.) и концентрационным (наличие коллекторов, ловушек, экранов и т.п.) потенциалом, но характеризующихся высокой степенью гидродинамической закрытости и практическим отсутствием (исключительно малыми масштабами сквозного до дневной (современной и палео-) поверхности вертикально-латерального современного и палеофлюидомассопереноса. К их числу можно отнести Англо-Парижский бассейн, Балтийскую и Московскую синеклизы, Преддобруджский прогиб, Внутренную зону Прикаспийской впадины, Сырдарьинскую депрессию и др. Роль и значение последнего обстоятельства в формировании промышленной нефтегазоносности особенно четко проявляются в Прикаспийской впадине, где большинство месторождений приурочено к ее весьма дислоцированным бортовым зонам (Астраханское, Волгоградское, Саратовское Поволжье, Оренбургский район, Бузачинский свод, Эмбенский, Каратон-Прорвинский, Жаркомысско-Енбекский районы) [11, 20].

Сопряженность промышленной нефтегазоносности с территориями, интервалами и этапами формирования пьезометрических минимумов, как следует из приведенных данных, объективно проявляется в большинстве реальных геологических обстановок, независимо от специфики их обще- и нефтегеологических показателей и параметров (платформенные регионы, геосинклинали, мобильные пояса, типы разрезов и виды коллекторов, условия залегания и морфология резервуаров, ловушек и месторождений) и определяет, таким образом, единый канон обязательного подчинения места и времени формрующих зоны и пояса нефтега-зонакопления углеводородоаккумуляционных процесссов пунктам и периодам функцио-нирования механизмов снижения энергетических ресурсов подземной флюидальной среды.

Пространственное соответствие нефтегазоносности региональным и локальным пьезоминимумам является принципиальным генерализованным выражением существа формирования зон нефтегазонакопления, отдельных месторождений и залежей – положения, что аккумуляция УВ в ловушках предполагает в качестве важнейшего обязательного условия параллельное по времени с миграцией УВ освобождение порово-трещинного пространства коллекторов от ра-

maket_vestnik_2016_05.indd 20
22.11.2016 19:14:34

нее заполнявших их сингенетичных седиментогенных подземных вод, обеспечивающее образование в них свободных поровых и трещинных емкостей, подлежащих заполнению мигрирующими углеводородными флюидами.

При прочих равных условиях вероятность формирования залежей, месторождений и величин запасов нефти и газа находится в прямой зависимости от масштабов эмиграции подземных вод из ловушек и прогрессивно возрастает по мере оптимизации условий возникновения аккумулирующих поровых и трещинных пространств, регулируемых как физическими константами синрезервуарных подземных вод, так и скважностью флюидопроводящей дизъюнктивной тектоники, зон трещиноватости, гидрогеологических «окон», грязевого вулканизма, диапиризма и т.п., обеспечивающих осуществление масштабных межформационных и межпластовых вертикально-горизонтальных перетоков флюидов вплоть до их современного или палеоизлияния на дневную поверхность.

На фоне практического отсутствия инфильтрационного водообмена и существенно ограниченного (до глубин порядка 1500–1800 м) элизионного [11,18] установленные во всех бассейнах явления: мозаичной по площади и строго подчиняющейся закономерностям смешения вод ниже- и вышезалегающих интервалов вертикальной гидрохимической зональности; широкого распространения локально и зонально проявляющихся гидрогеохимических, пьезометрических, геотемпературных, изотопных, палинологических и пр. возмущений соответствующих региональных полей, приуроченных к тектонически нарушенным участкам, районам и площадям развития грязевого вулканизма и диапиризма; выполнения трещин отдельности гидротермальными образованиями; излияний на поверхность высоконапорных гидротерм и др. констатируют наличие и объективно свидетельствуют о крупномасштабной реализации в них мощных вертикальных снизу вверх межформационных перетоков флюидов по системе высокоамплитудных разрывов сплошности пород и утверждают доминирующее функционирование в них принципиально нового типа гидрогеодинамических систем – пульсационных переточно-инъекционных, охватывающих весьма большие стратиграфический и гипсометрический диапазоны осадочной толщи – нижний и верхний гидрогеологический этажи – и синхронных этапам и фазам регионального и локального палео- и неотектогенеза [8, 14, 18].

В свете вышеизложенного, теоретическую основу флюидодинамической концепции формирования и размещения нефтегазоносности составляют следующие имманентные принципы:

1) при прочих равных необходимых и достаточных геологических условиях основным фактором, обеспечивающим формирование скоплений УВ в природных резервуарах, является обязательное синхронное с миграцией флюидов освобождение их пустотного пространства (порового/трещинного) от ранее заполнявших сингенетичных седиментогенных подземных вод и создания, таким образом, свободных аккумулирующих объемов, способных к насыщению мигрирующими из зон и очагов генерации УВ – «без эмиграции подземных вод нет последующих миграции и аккумуляции углеводородов;

2) в любой тектоно-структурной, стратиграфической, литофациальной обстановках геологические тела приобретают способность природных резервуаров (ловушек) УВ исключительно при реализации их гидравлического дренажа.

В этой связи обязательно необходимым и категорически важным является понимание того обстоятельства, что в поисково-разведочном процессе основными критериями перспектив нефтегазонасыщения являются не только понятийный квартет общегеологических качественных показателей – «потенциально нефтегазопроизводящие породы – коллекторы – ловушки – экраны», характеризующие лишь гипотетическую вероятность присутствия промышленных УВ, но главным образом строгий, индивидуальный для каждого бассейна (региона, района, тектонической зоны) количественный баланс расхода подземных вод из резервуаров и прихода в ловушки агентов миграции глубинных флюидов, определяющий реальную по времени возможность их заполнения нефтью или газом. Первая совокупность признаков является сочетанием лишь необходимых, но отнюдь не достаточных факторов для формирования промышленной нефтегазоносности: первый из них определяет только вероятность события, второй – его возможность.

В связи с изложенным представляется принципиально необходимым критически пересмотреть и откорректировать существующие понятия и толкование образа «ловушка для углеводородов» и расширить их с обязательным учетом возможности оттока из резервуара любой морфогенетической модификации ранее заполнявших его подземных вод. Отсюда следует, что ГРР в первую очередь нужно ориентировать на зоны, площади и участки активного палео- и современного флюидомассопереноса.

Установленный для подавляющего большинства бассейнов мира факт обязательной пространственной ассоциации зон нефтегазонакопления и отдельных продуктивных поднятий исключительно с ареалами и пунктами разгрузки (дренажа) субрегиональных гидро(флюидо)динамических систем, сопряженными с крупными линеаментами первого и второго порядков, эруптивами грязевых вулканов, диапиризмом и т.п., дает возможность системой особых методологических приемов вполне уверенно идентифицировать обстановки отсутствия или серьезного ограничения миграции, оптимальных условий формирования и

maket_vestnik_2016_05.indd 21 22.11.2016 19:14:34

сохранения фазово различных залежей и месторождений, диссипации УВ скоплений и позволяет уже на ранних стадиях ГРР вполне надежно дифференцирвать весь выявленный фонд поднятий на продуктивные (нефте- или газонасыщенные) и «пустые» ловушки, и, соответственно, осуществлять высокоэффективные направленные поиски зон преимущественного нефте- и/или газонакопления, залежей и месторождений природных УВ [8, 9, 13, 14, 16, 17].

Объективным подтверждением справедливости развиваемых представлений является фиксируемая во всех бассейнах мира приуроченность основных запасов УВ к диапазону глубин до 2–4 км [9, 10, 11] – порядка 85%, из которых 70% приурочено к стыковым зонам платформ и геосинклиналей, т.е. наиболее подвижным, мобильным участкам земной коры, характеризующимся активным водообменом, неотектогенезом, сочетанием оптимальных условий для разгрузки флюидодинамических систем. Специфичность подобного распределения определена связью изменяющегося по вертикальному разрезу характера флюидо-динамического режима недр, в частности, с резко отличными на различных глубинах мобильностью и условиями разгрузки подземных вод. Очевидно, что верхние интервалы осадочного разреза по сравнению с глубоко погруженными обладают более благоприятными условиями эмиграции сингенетичных вод из природных резервуаров. Последнее обстоятельство в общем случае ограничивает вероятность широкого распространения на больших глубинах (свыше 4 км) крупных скоплений УВ.

Открытие в последние годы крупнейших скоплений УВ на сверхбольших глубинах – например, месторождения Tiber с глубиной залегания продуктивных объектов 10,6–12 км и геологическими запасами 1,8 млрд т в (палеоцен-эоцен, Tahiti в резервуаре на глубине 7–8,5 км (нижний и средний миоцен) с извлекаемыми запасами до 80 млн т (Мексиканский залив) и многих других в рамках рассматриваемой концепции является свидетельством их формирования при синхронной палеоразгрузке их ловушек в период нахождения последних на глубинах не более 4–5 км, позволяющих реализацию относительно не сильно затрудненного дренажа, т.е. до этапов лавинного погружения (иммерсии) покрывающих отложений, в ходе которых уже заполненные УВ резервуары на значительно меньших гипсометрических уровнях транспортируются в зоны глубокого современного залегания на весьма большие глубины.

Развиваемые представления не вступают в противоречие и с возможным (вероятным) единомоментным формированием бато(лакко)литоморфной нефтегазоносности, охватывающей значительный стратиграфический объем коллекторской части осадочного разреза. Понятно, что при такой схеме его углеводородное насыщение будет иметь гораздо меньший объемный масштаб по причине его лимитированного распространения в горизонтальном направлении – в наиболее проницаемых разностях разреза сопутствующих тектоно-блендеров. Подобный механизм видимо не следует исключать и для упомянутых глубокозалегающих структур Мексиканского залива и бразильского континентального склона Атлантики, где значительное присутствие УВ зафиксировано в надсолевом этаже, практически полностью «пронизанным» солевыми крипто-и экзодиапирами (штоками, caprock), секущими почти весь осадочный разрез.

В рамках последнего варианта УВ насыщения представляется возможным допустить некоторое возможное участие в его формировании продуктов абиогенного синтеза УВ, имеющих мантийную генерацию, т.е. полигамный в них характер генезиса УВ. Последнее находит объективное подтверждение фактом открытия по всему миру к настоящему времени более 4000 тысяч месторождений в кристаллическом субстрате, фундаменте, коре выветривания, кальдерах магматических вулканов, высокотемпературных субмаринных проявлений «черных курильщиков» и «gas chimney» в недрах Мирового океана, продуцирующих мантийными глубинными флюидами.

Литература

1. **Алиева Е.** Модель углеводородной генерации и аккумуляции и ее применение в геологической рзведке в глубоководной части Каспия // Тез. докл. 65 конф. Европейской ассоциации геоинженеров (65 th. EAGE. Ставангер (Stavanger). 2003. P. 125–127.
2. **Всеволожский В.А., Дюнин В.И.** Анализ закономерностей гидродинамики глубоких пластовых систем // Вестник Моск. ун-та. Сер. геол. 1996. С. 61–72.
3. **Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В.** Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 2004. 342 с.
4. **Гулиев И.С.,Федоров Д.А., Кулаков С.И.** Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Изд-во «Nafta-Press», 2009. 409 с.
5. **Гуревич А.Е.** Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. Л.: Недра, 1985. 222 с.
6. **Дурмишьян А.Г., Рачинский М.З.**Аномально высокое поровое давление как фактор формирования пликативных и дизъюнктивных дислокаций //Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1982. №1. С. 21–28.
7. **Дюнин В.И., Корзун В.И.** Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир. 2005. 524 с.
8. **Керимов В.Ю., Рачинский М.З.** Геофлюидодинамические факторы формирования, размещения

maket_vestnik_2016_05.indd 22
22.11.2016 19:14:34

и прогноза нефтегазоносности // Сов. геол. 1990. №11. С. 31–38.

9. **Керимов В.Ю., Рачинский М.З.** Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. 598 с.
10. **Линдтроп Н.Т., Анфилатова Э.А., Дмитриева Е.А.** Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. Л.: Недра, 1970. 151 с.
11. **Рачинский М.З.** Некоторые вопросы формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1982. № 3. С. 12–18.
12. **Рачинский М.З.** Консолидационные процессы в глинистых образованиях, их роль, место и значение в формировании нефтегазоносности и гидродинамического режима глубоких недр // Геология горючих ископаемых. Львов. 1983. Вып. 59. С. 15–27.
13. **Рачинский М.З., Чилингар Дж.В.** Сырьевая база Южно-Каспийского бассейна: результаты геологоразведочных работ 1990–2005 гг., геологические аспекты перспектив и количественная оценка // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2007. № 1. С. 1–18.
14. **Рачинский М.З.** Южно-Каспийский бассейн: геологические оценки перспектив, оценка углеводородного потенциала, стратегия поисков месторождений нефти и газа // Геофизика XXI столетия. Сб. трудов Девятых геофизических чтений им. В.В. Федынского. Тверь: ООО Изд-во «Герс», 2008. С. 282–304.
15. **Dodson C.R., Standing M.B.** Pressure-volume-temperature and solubility relations for natural gas-water mixtures // Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute. 1944. P. 127–145.
16. **Rachinsky M.Z., Chilingar G.V.** Oil and Gas Potential of South-Caspian Basin // Energy Sources J., Part A. 2007. V. 29, N 15. P. 175–195.
17. **Rachinsky M.Z., Chilingar G.V.** The South-Caspian Basin's Mineral Resource Base // Energy Sources J., Part A. 2008. V. 30, N 1. P. 35–51.
18. **Rachinsky M.Z., Chilingar G.V.** Compaction of Clays as Factor in the Formation of Hydrodynamic Regime and Hydrocarbon Migration and Accumulation // Energy Sources J., Part A. 2008. V. 30, N 7. P. 33–45.
19. **Rachinsky M.Z., Chilingar G.V.** Evaluation of oil and gas fields in deeply-buried sediments of South Caspian Depression // Geosciences. 2013. № 3. P. 46–58.
20. **Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y.** Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Pubishing – Wiley, 2015. 600 p.

Рачинский Михаил Зиновьевич,
д.г.-м.н., профессор

3615 Fords Lane, apt.508, Baltimore, MD, 21215, USA
тел.: 410-764-6270

maket_vestnik_2016_05.indd 23 22.11.2016 19:14:35