



**М.З. Рачинский**  
д-р геол.-мин. наук  
профессор  
академик РАН  
*Environmental Solutions International*<sup>1</sup>  
главный консультант  
rachinskymz@gmail.com

# Некоторые аспекты симуляции бассейнов и нефтегазоносных систем

<sup>1</sup>США, Мэриленд, Тоусон, а/я 27637.

*Критически анализируются современные методы компьютерного моделирования осадочно-породных бассейнов и нефтегазоносных систем. Утверждается их субъективность и достаточно частая неадекватность реальностям геологической среды. Предлагается принципиально новый геолого-математический (вероятностно-статистический) способ симуляции перспективных территорий и их УВ насыщения*

**Ключевые слова:** бассейн; углеводороды; резервуар; миграция; аккумуляция; диссипация; флюидодинамика; дренаж; компьютерное моделирование; геолого-математическая (вероятностно-статистическая) симуляция; метод группового учета аргументов

**О**пыт и результаты поисковых и разведочных работ в большинстве нефтегазоносных бассейнов мира показывают, что к настоящему времени углеводородный потенциал диапозона гипсометрических и стратиграфических глубин до 5–7 км (глубина температурного порога органического «нефтяного окна» до 200 °С) в достаточной степени уже изучен. По мнению ряда специалистов, это позволяет различными пакетами программного обеспечения компьютерно графически моделировать осадочно-породные бассейны и их нефтегазоносные систе-

мы (*petroleum systems*). Очевидно, что подобная симуляция, по определению, в значительной степени носит субъективный характер, поскольку отражает лишь совокупность личных геологических представлений и предпочтений авторов моделирования и не всегда в полной мере соответствует объективно необходимому набору критериев подобия природным процессам.

В настоящее время среди большинства геологического сообщества наиболее распространена почти 280-летней давности (М.В. Ломоносов) биогенно-термокатагенетическая парадигма происхождения УВ, на базе которой созданы

и с разной степенью релевантности применяются пакетные продукты визуальной (графической) симуляции как нефтегазоносных геосистем (бассейнов, регионов), так и отдельных природных резервуаров-ловушек (*IES, Petro-Mod, Temis, Roxar, Genesis* и др). Идеологическую основу указанной теории составляет презумпция обязательной последовательной крекинг-каталитической термобарометаморфизации рассеянного органического вещества (РОВ) нефтегазогенерирующих пород в ходе геологической истории территорий и тектогенеза и преимущественно латеральное маловероятное [7, 8, 16, 17] элизионное (экспеляционное, отжимное) перемещение генерированных флюидов от наиболее погруженных центральных областей бассейнов к их повышенным бортовым обрамлениям. Как правило, базой современных модельных построений служат текущие в настоящее время цифровые выражения единичных параметров геологической среды и насыщающих ее флюидов. При этом не учитывается, что в ходе геологической истории бассейнов отдельные их «материнские» комплексы испытывали многократные иммерсионные и инверсионные этапы, сопровождавшиеся разнонаправленными по знаку трансформациями палеотемператур, качества и состава фоссилизированных ОВ и продуктов их преобразований в УВ.

Особо подчеркнем, что все названные симуляции игнорируют достоверно установленные к настоящему времени многочисленные факты глубинно-мантийной (неорганической) генерации (присутствия) УВ в глубоководных (8–12 км) стратиграфически древних и древнейших базисных объектах стратисферы и субстрата [1, 3, 4, 14, 19]; постоянное углеводородо-метано-водородо-гелиево-сернистое «дыхание» (дегазация) Земли; периодические локальные прорывы в них парогазовых магматических вулканогенных струйных бато-(лакко)-литных эманаций; океаническую и морскую газогидратную генерацию; подводный магматический и газогрязевой вулканизм; субмаринные проявления глубинных флюидов (газовые струи-факелы – «черные курильщики», «*gas chimney*»); независимая от тектонотипов территорий (бассейнов) и стратиграфии их породно-вещественного выполнения повсеместная (планетарная) фиксация (пятна, натеки, примазки, включения, выходы, просачивания, локальная битумизация отдельных пунктов) различных по фазовому состоянию и геохимическому облику УВ; пространственная ассоциация промышленной нефтегазоносности с локальными положительными возмущениями региональных изотопных, радиологических, микроэлементных полей; различие по геохими-

ческому облику и фазовому состоянию флюидов в различных блоках и полях отдельных месторождений и др.

Учет этих феноменов существенно расширяет диапазон глубинности и географической пространственности промышленной нефтегазоносности литосферы и прилегающих трещиновато-кавернозных емкостноспособных массивов субстрата. Постоянство во времени этих проявлений в сочетании с документированной регенерацией старых выработанных залежей верхних этажей литосферы позволяет высказать соображение о перманентном в масштабе планеты генезисе УВ флюидов и непрерывном восполнении их запасов и ресурсов за счет глубинно-мантийного внутреннего потенциала.

Отметим также, что анализ большинства сконструированных моделей геосистем различных регионов обычно с наибольшей достоверностью характеризует лишь детально изученные прямыми методами участки бассейнов с установленной нефтегазоносностью, тогда как при последовательной экстраполяции симуляции в их слабоизученные периферические зоны адекватность моделирования постепенно минимизируется и они, как правило, представляются существенно теряющими свою объективную информативность (репрезентативность).

Очевидно, что достоверность графического моделирования по мере прохождения всех этапов и стадий геологоразведочного процесса должна была бы последовательно возрастать, и в идеале сконструированная модель бассейна и его нефтегазоносности обязана была бы оказаться абсолютно адекватной и тождественной реальности, что на самом деле практически почти никогда не имеет места. Причины этого кроются в наличии совокупности не всегда преодолимых обязательных системных факторов (сложностей), в особенности для регионов со сложными геологической историей и строением, не позволяющих достаточно по времени и пространству учитывать в процессе симуляции следующие факторы:

- происхождение, количество и качество фоссилизированного (сингенетического) ОВ пород, их окислительный и восстановительный потенциалы и соотношение;
- вариации современных и палеотемпературных режимов различных интервалов стратиграфического разреза;
- абсолютное время пребывания нефтегазопроизводящего комплекса в той или иной стадии и/или градации катагенеза;
- временные соотношения между иммерсионными и инверсионными стадиями и этапами геологической истории регионов – продолжи-

тельность перерывов в осадконакоплении и толщин эродированных (размытых) интервалов разрезов;

- динамику и гипсометрический уровень установления стационарного геотемпературного поля в условиях территорий лавинной седиментации;

- длительность и величины импульсов высокотемпературных магматических проявлений;

- изменчивость во времени и пространстве термобарообстановок разрезов;

- «пружинный» (инжекторный, рессорный) эффект пластических деформаций коллекторских интервалов разрезов;

- характер и темп гео(лито)статической и тектоно-стрессовой консолидации проницаемых и непроницаемых интервалов разрезов;

- временную динамику соотношений фазовых проницаемостей флюидов;

- неньютоновское поведение жидкой фазы в мелкодисперсной пористой среде – неподчинение линейному закону Дарси;

- компетентность применяемого при моделировании принципа относительной константности во времени и пространстве видов геолого-геофизических интер- и экстраполяций на сотни и десятки миллионов лет и значительные (десятки и сотни километров) расстояния и площади;

- перманентность эволюции во времени всей параметристики геологической среды.

Практическая невозможность в рамках графических построений однозначного количественного учета всех определяющих и влияющих факторов и механизмов придает сконструированным моделям в значительной степени качественный характер, ориентирующий не столько на их объективность и адекватность реальности, сколько на качественное познание общей направленности геологических процессов, формирующих промышленную нефтегазонасность. При этом всегда обязательно следует иметь в виду, что по своей идеологии современное графическое бассейновое моделирование отражает не реально протекающий процесс с получением объективного количественного конечного результата – параметров формул объемных модификаций метода подсчета запасов, а иллюстрирует лишь возможную (или вероятную) предельно схематизированную (генерализованную) качественную тенденцию нефтегеологического развития бассейна в предлагаемых той или иной выбранной моделью геологических обстоятельствах. Т.е. бассейновое моделирование в большинстве случаев прямо не отвечает на вопрос – есть ли, где конкретно и в каких объемах залегают скопления УВ в том или ином бассейне, а указывает главным об-

разом на возможные наличие или отсутствие в регионе комплекса геологических факторов, потенциально способствующих генерации, миграции и аккумуляции УВ. Иными словами, все применяемые названные методы моделирования бассейнов и нефтегазонасных геосистем создают ситуацию когнитивного диссонанса.

Следует также учитывать, что в рамках бассейнового моделирования связи функции нефтегазонасыщения с различными наборами ее аргументов чаще всего представлены не в явно прямой или обратной форме, а посредством математически случайного многокритериального мультиперебора динамики процедур всех задействованных переменных (аргументов), что затрудняет дифференцированный выход на прямые и/или обратные парные корреляции, непосредственно регламентирующие характер связей сопоставляемых компонент. Иными словами, обеспечение функции нефтегазонасности бассейновой геосистемы является не результатом детерминированного доминирующего воздействия какого-либо одного или группы влияния основных факторов, а их сложного многовариантного взаимосочетания, что определяет достаточно большие сложности процессов идентификации миграционных, аккумуляционных и диссипационных обстановок.

Необходимо также обязательно понимать, что конечный продукт графической симуляции бассейнов – региональная модель – по природе своей неоднозначна и, по существу, является не более чем возможным (или вероятным) трендом – генерализованной формой синтеза нескольких более или менее очевидных наборов широковариативных геологических параметров, далеко не всегда охватывающего в полной и необходимой мере ряда весьма важных частных моментов геологической истории бассейнов и их нефтегазонасности. Внесение в общую принципиальную геологическую матрицу регионов даже каких-либо внешне относительно незначительных коррективов (поправок, коэффициентов) всегда способно привести к неожиданным серьезным качественным изменениям общей геологической ситуации симулируемых бассейнов. Поэтому к материалам графического моделирования нефтегазонасных геосистем особенно в широком региональном аспекте на современном уровне корректности программного и геологического обеспечения всегда следует относиться с достаточной степенью осторожности и критичности.

Следует особо подчеркнуть, что большинство применяемых в настоящее время методов и способов визуального моделирования нефтегазонасных геосистем дают более или менее

удовлетворительные результаты при оценке регионов относительно несложных тектонического строения и истории геологического развития и с уже установленным (даже спорадическим) наличием залежей и месторождений природных УВ. При переходе к работам на неразведанных сложнопостроенных землях эффективность моделирования резко снижается, и уровень необходимой достоверности прогнозирования чаще всего оказывается явно недостижимым. В основе такого положения лежит своего рода «конфликт интересов» между обычно **объективными** детерминированными материалами сейсмоки, ГИС, лабораторных определений кернов, скважинных данных и всегда **субъективными**, достаточно условными, часто неадекватными реальностями, концептуальными личными представлениями (предпочтениями) авторов моделирования о генерации УВ, динамике и эволюции теплового и барического режимов недр в течение весьма длительного (десятки и сотни миллионов лет) геологического времени, проводимости тектонических нарушений, априорно принимаемых за пути перемещения УВ, механизмах, формах, видах, направлениях миграции природных флюидов в данном конкретном регионе. Последнее обстоятельство нередко приводит к тому, что использование различных пакетов программ бассейнового моделирования приводит к резко различающимся конечным результатам – по одним моделям отдельные регионы (районы) представляются высокоперспективными в отношении нефтегазоносности, по другим те же территории оказываются не представляющими серьезного промышленного интереса. В результате геологические тела, представляющиеся в рамках сконструированных моделей заполненными УВ, часто оказываются «пустыми», визуальная локализация пунктов давления «прорыва» региональных гидродинамических экранов (природного «гидроразрыва») с образованием каналов миграции и созданием нефтегазонасыщенных полостей совершенно неточной и т.д., что, естественно, в известной степени компрометирует саму идеологию компьютерного бассейнового моделирования и придает ему в значительной мере субъективный характер.

В наиболее контрастной форме все описанные затруднения графического моделирования проявляются при проведении ГРП в «молодых» композиционно сложных нефтегазоносных «неравновесных» (активных, «возбужденных») бассейнах альпийской и современной складчатости, в большинстве случаев характеризующихся существенными сложностями количественной оценки параметров геологической среды [12, 14]:

- максимально высокими толщинами осадочного чехла;
- мозаичной ступенчато-блоково-глыбовой архитектурой;
- большими глубинами (до 8–12 км) залегания потенциально продуктивных объектов;
- несовпадением тектонических планов разновозрастных структурно-формационных этажей;
- геологически часто сменяемыми по вектору и знаку региональными тектоническими движениями;
- контактом по разобщающим изолированные тектоноступени и блоки протяженным высокоамплитудным региональным глубинным разломам и разрывам различных стратиграфических комплексов, интервалов и литофациальных;
- наличием мощных перерывов в осадконакоплении различных стратоподразделений;
- резкой литофациальной и фильтрационно-емкостной неоднородностью разрезов, наращенных в отдельных (в основном кайнозойских) интервалах в обстановке неравновесной (некомпенсированной лавинной седиментации);
- ритмичностью разрезов, выражающейся в периодическом замещении в вертикальном направлении глинистых разностей песчаными;
- линзоформирующим 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 тектоникой с распространением меланжеобразного «закрученного» напластования («перемятых») глин, изоклинальных и «опрокинутых» складчатых форм;
- автономным структуро- и дизъюнктивно-образованием «возрожденными» флюидами, генерированными в очагах фазовых переходов «возбужденных» геологических объемов [2, 6, 10, 11, 13, 14, 18];
- инверсией в некоторых районах плотностной характеристики осадочных разрезов, сопровождающейся распространением в отдельных кайнозойских интервалах мощных (до 3–5 км) серий неконсолидированных (недоуплотненных, нередко в консистенции квазиожигения) высокопористых влагонасыщенных вязкопластичных (в основном монтмориллонитовых) глин с огромным ресурсом кумулятивной упругой энергии сжатых флюидов с аномально высокими внутрипоровыми давлениями (иногда геостатического уровня), периодическая релаксация – «разрядка» которой приводит к дефор-

мациям пород и насыщающих их поровых флюидов;

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

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

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

– самостоятельной дезинтеграцией на составляющие газогидратов в соответствующих термобарообстановках;

– чрезвычайно широким развитием зон тектонической трещиноватости и гидроразрывов сплошности пород;

– интенсивным в отдельных бассейнах грязевым вулканизмом и диапиризмом, синхронными с неотектоническими пароксизмами;

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

– распространением весьма значительных сверхгидростатических пластовых давлений в коллекторах;

– крупномасштабным сквозным субвертикальным межэтажным, межформационным 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 площади (зон, участков, тектонических блоков-ступеней) каналов миграции флюидов от глубокопогруженных очагов их генерации до зон аккумуляции УВ. Такими каналами, очевидно, являются зоны повышенной кавернотрещиноватости, 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 динамика – миграция флюидов сама формирует в осадочном чехле разноформенные субвертикальные каналы (тела) гидравлической связи, заполненные разуплотненным (иногда даже квазиоживленным) пластичным кластическим материалом, способным в благоприятных условиях обеспечить мощный глубинный природный гидроразрыв. В зависимости от интенсивности, направленности и продолжительности тектонострессов, импульсов миграции, степень разуплотнения и консистенции осадочного материала могут меняться. Эти особенности отражаются на сейсмопрофилях их различным «имиджем», что в определенной степени позволяет выявлять и даже картировать каналы миграции («*gas chimney*» – «газовые дымоходы, океанические «черные курильщики») [1, 14].

Очевидно, что точный учет в цифровой форме всех перечисленных геологических особенностей подобных бассейнов, по определению, не представляется возможным в принципе и результаты графического моделирования носят в этом случае в основном качественный (трендовый) характер, особенно в условиях ограниченной количественной геолого-геофизической информации – параметристики слабо изученных новых территорий.

Существенно значение при бассейновой симуляции имеют опыт и геологическая интуиция программистов-операторов моделей – в одном случае можно получить вполне приближенное к реальности почти черно-белое контрастное достаточно четкое, почти фотографическое, изображение региона (резервуара) ремесленного качества и содержания, в другом – живописное произведение, сохраняющее все нюансы и скрытые оттенки подлинника. Очевидно, что в первом случае рамки модели ограничены чисто визуальным воспроизведением деталей, во втором – это уже произведение геологического искусства, оставляющее простор для творчества.

До настоящего времени, несмотря на значительный объем научно-исследовательских работ, серьезных результатов и успехов в рамках проблематики бассейнового моделирования нефтегазоносных систем пока не достигнуто главным образом вследствие отсутствия достаточно надежного интеллектуально корректного программного обеспечения. Эта ситуация приводит к тому, что поисково-разведочный процесс в сложнопостроенных бассейнах и на больших глубинах стал все более рискованным, технологически трудным, высокозатратным и, соответственно, недостаточно эффективным.

Учет рассмотренных выше неопределенностей графической симуляции бассейнов и их

нефтегазовых систем приводит к необходимости разработки более надежных, инновационных эффективных альтернативных методов и способов их моделирования. Таковыми на уровне современного познания представляется использование геолого-математического (вероятностно-статистического) аппарата, основанного на флюидодинамической концепции миграции и аккумуляции УВ в природных резервуарах [7–18].

Базисом указанной парадигмы является выявление 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 литофациальным несогласиям и скрытой (распыленной через водоупоры) – региональных (зональных, локальных) геофлюидодинамических систем.

Указанная пространственная нефтегазоносность устанавливается повсеместной, постоянной и обязательной площадной ассоциацией промышленного УВ насыщения с энергетически «возбужденными» наиболее тектонически дислоцированными территориями, участками и площадями; региональными зонами и отдельными пунктами развития грязевого вулканизма, проявлениями глининого экзо- и криптодиапризма, соляно-купольной тектоники, трещиноватости; минерализованными озерами глубинного питания; восходящими напорными термальными источниками; поверхностными и субмаринными выходами УВ, концентрированными подземных вод и рассолов; гидрохимическими, пьезометрическими, геотемпературными, палинологическими, 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 современной речной сети.

Особенно контрастно эта связь проявляется в Южно-Каспийском бассейне (рис. 1) [12], где ни одно УВ-скопление не обнаружено на глубинах залегания поверхности нижнего плиоцена (продуктивная серия) ниже 1700–1750 м, а месторождения, где кровля продуктивной-красноцветной толщи (ПТ-КТ) залегает на больших глубинах, или расположены непосредственно

на высокоамплитудных региональных разломах (Шахдениз – 1875 м) или на поднятиях значительного развития грязевого вулканизма. С целью выявления влияния факторов гипсометрического положения поверхности ПТ ( $H_{\text{ПТ(КТ)}} - m$ ) и степени ее эрозии (размыва) – ( $h_{\text{ПТ(КТ)}} + m$ ) на нефтегазоносность была проведена корреляция этих параметров с плотностью начальных геологических запасов УВ категории  $A+B+C_1$  ( $Q_1$ , млн т/км<sup>2</sup>) на отдельных поднятиях по всем районам бассейна, показавшая, с одной стороны, что с ростом глубин залегания кровли комплекса плотность запасов последовательно уменьшается через интервал относительного снижения их коммерческой эффективности (например, пл. Умид – 1700 м, Булла-море-2 – 1750 м, Бабек – 1800 м) до нулевых значений с параллельной сменой нефтегазовых и газонефтяных скоплений залежами газа и конденсата; с другой – оптимизацию условий аккумуляции УВ в относительно слабо эродированных и неглубоко погруженных по ПТ (КТ) структурах, где плотность запасов во всех районах максимальна. Геологический смысл этой корреляции заключается в следующем – минимальные значения  $Q_1$  на наиболее эродированных складках отражают обстановку диссипации залежей, на наиболее погруженных – крайне затрудненного флюидомассообмена; соответственно, максимальные величины этого показателя характеризуют оптимальные условия формирования залежей и месторождений. Указанные связи опосредственно устанавливают причинно-следственную сопряженность УВ-насыщения локальных структур с условиями и обстановкой дренажа (разгрузки) их гидродинамических систем, в ареалах которых реализуется, как правило, нефтегазоаккумуляция [6, 18].

В реальной геологической обстановке процесс аккумуляции УВ в ловушках осуществляется весьма сложно и облигатно требует соблюдения императивного комплекса необходимых и достаточных условий его реализации, в числе которых практически основным является фактор наличия (создания) в резервуарах, дренажно освобожденных от их сингенетичных минерализованных подземных вод и рассолов, свободных энергоемких порово-кавернозно-трещинных циркуляционных пространств, способных перемещать и концентрировать миграционно поступающие высоконапорные УВ [7, 13].

Региональная и локальная промышленная нефтегазоносность во всех геологических обстановках является сложной функцией взаимодействия относительно всегда константных статических (вмещающая среда – природные резервуары-ловушки) факторов и разномасштабных многовекторных динамических (флюидодина-

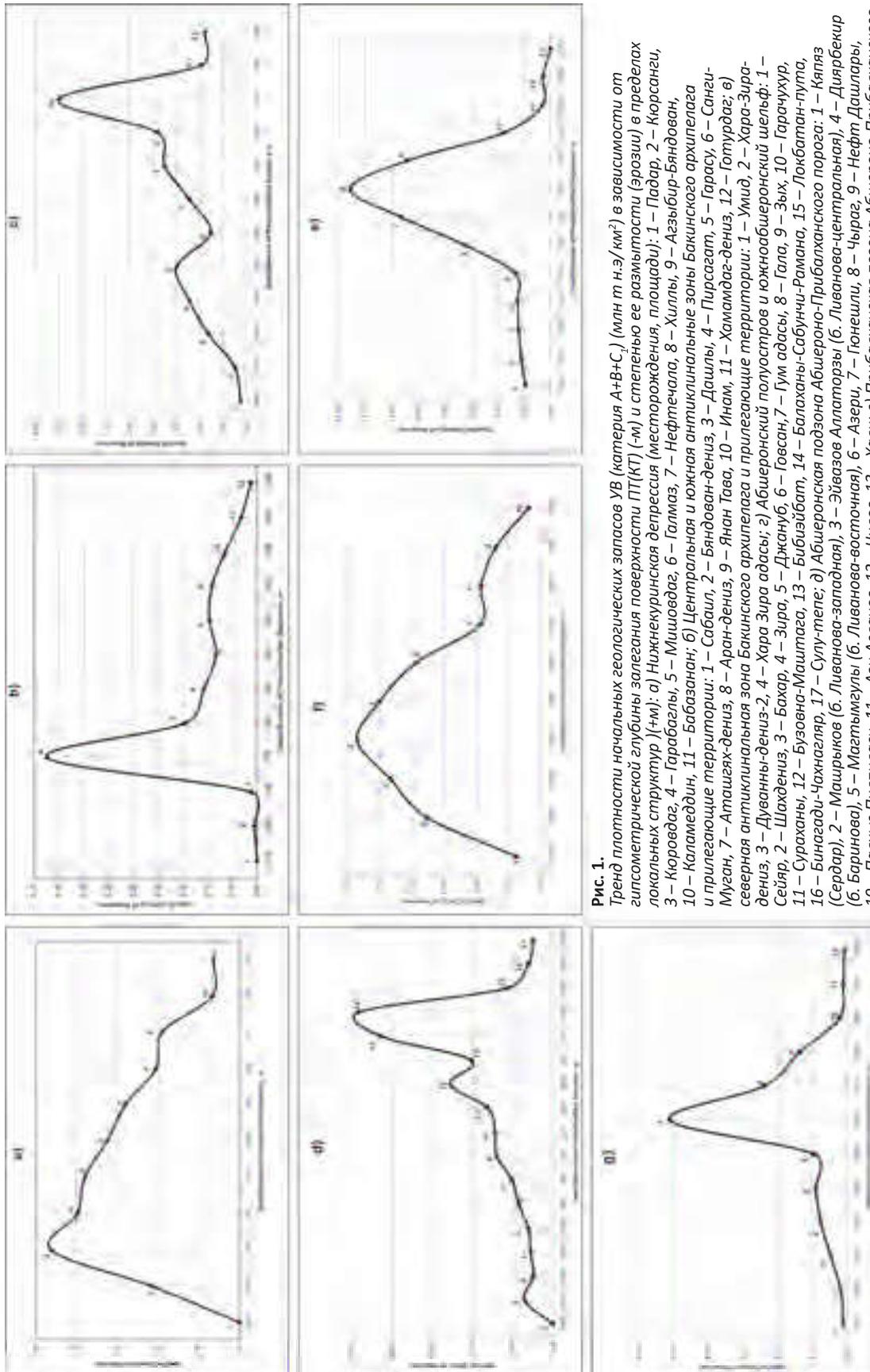


Рис. 1.

Тренд плотности начальных геологических запасов УВ (категория А+В+С, (млн т н.э./км<sup>2</sup>)) в зависимости от гипсометрической глубины залегания поверхности депрессия (месторождения, площади): 1 – Падар, 2 – Кюрсанги, 3 – Кюровадаг, 4 – Гарабаглы, 5 – Мишоадаг, 6 – Галмаз, 7 – Нефтьчала, 8 – Хиллы, 9 – Азгыбир-Бяндован, 10 – Каламеддин, 11 – Бабозанан; б) Центральная и южная антиклинальные зоны Бакинского архипелага и прилегающие территории: 1 – Сабали, 2 – Бяндован-дениз, 3 – Дашлы, 4 – Пирсагат, 5 – Гарасу, 6 – Санги-Муган, 7 – Аташгях-дениз, 8 – Аран-дениз, 9 – Янан Тава, 10 – Инам, 11 – Хаммадаг-дениз, 12 – Готурдаг; в) северная антиклинальная зона Бакинского архипелага и прилегающие территории: 1 – Умид, 2 – Хара-Зира-дениз, 3 – Дуванны-дениз-2, 4 – Хара Зира адасы; г) Абшеронский полуостров и южноабшеронский шельф: 1 – Сейяр, 2 – Шахдениз, 3 – Бахар, 4 – Зира, 5 – Джануб, 6 – Говсан, 7 – Гум адасы, 8 – Гапа, 9 – Зых, 10 – Гарачухур, 11 – Сураханы, 12 – Бузована-Маштага, 13 – Бибизьбат, 14 – Балаханы-Сабунчи-Рамана, 15 – Локбатан-пута, 16 – Бинагади-Чангагляр, 17 – Сулу-тепе; д) Абшеронская подзона Абшероно-Прибалханского порога: 1 – Кяляз (Сердар), 2 – Машрыков (б. Ливанова-западная), 3 – Эввазов Аллаторзы (б. Ливанова-центральная), 4 – Диярбекир (б. Барилнова), 5 – Маастымгулы (б. Ливанова-восточная), 6 – Азери, 7 – Гюнешли, 8 – Чыраг, 9 – Нефть Дашларары, 10 – Палчыг Пилтиласы, 11 – Ази Асланов, 12 – Чиллов, 13 – Хали; е) Прибалханская подзона Абшероно-Прибалханского порога: 1 – Овал-Товал (Комсомольское), 2 – Бурун, 3 – Барсагелмез, 4 – Готуртепе, 5 – Небитдаг, 6 – Джейтун (б. ЛАМ), 7 – Челекнянгуммез (Причелекский купол), 8 – Джизалыбег (б. Жданова), 9 – Гарагал-дениз (б. Губкина), 10 – Челекен; ж) Гогерендаг-Чекичлерская зона поднятий: 1 – Чекичлер, 2 – Экизак, 3 – Ордекли, 4 – Гамышлджа-восточная, 5 – Бугдайли, 6 – Бугдайли-южный, 7 – Корпедже, 8 – Гамышлджа-южная, 9 – Кеймир, 10 – Гогерендаг, 11 – Окарем, 12 – Гамышлджа

мических) механизмов и процессов. Составляющие единую генетическую последовательность и реализованные в рамках геосистемы «потенциально нефтегазопроизводящие породы – коллектор – резервуар – природные флюиды – экран» генерация УВ, их первичная и вторичная миграция, формирование и пространственное размещение залежей и месторождений, консервация и диссипация скоплений нефти и газа со всей очевидностью являются интегральным эффектом взаимовлияния вышеназванных геостатических и геофлюидодинамических процессов.

Итак, теоретическую основу контента флюидодинамической концепции нефтегазоносности составляют следующие основополагающие принципы: 1) основным условием, обеспечивающим формирование скопления нефти или газа в природном резервуаре, является обязательное предварительное освобождение его пустотного (порового или трещинного) пространства от ранее заполнявших сингенетичных седиментогенных подземных вод и создание таким образом свободных аккумулирующих объемов, способных к насыщению мигрирующими из зон и очагов генерации УВ – «без предварительной эмиграции сингенетичных подземных вод из ловушки нет последующей миграции и аккумуляции в ней углеводородных флюидов»; 2) в любой тектоно-структурной, стратиграфической, литофациальной обстановках геологические тела приобретают способность природных резервуаров (ловушек) УВ исключительно при условии реализации их гидродинамического дренажа; 3) формирование залежей УВ подлежит осуществлению только (преимущественно) в зонах (ареалах, участках, очагах) развития достаточно активного гидродинамического режима – дренирования природных резервуаров, и в гидравлически замкнутом геологическом пространстве аккумуляция нефти и газа существенно лимитирована; 4) нефтегазоносность локального поднятия (антиклинальной зоны, тектонического пояса, района, региона, бассейна – плотность начальных геологических категорийных  $(A+B+C_1)$  запасов УВ является многокритериальной интегральной функцией сложного сочетания многочисленных количественных аргументов, характеризующих структурно-тектонические условия природных ловушек, литофациальные и фильтрационно-емкостные особенности разрезов, гидродинамическую и гидрохимическую обстановку геологических тел, термобарорежимы осадочной толщи [18].

В этой связи **обязательно необходимым и категорически важным** является понимание того обстоятельства, что в поисково-разведочном процессе главными критериями нефтега-

зоносности являются не обязательный квартет общегеологических качественных показателей – потенциально нефтегазопроизводящие породы, коллекторы, ловушки, экраны, характеризующие лишь **гипотетическую возможность** присутствия промышленных углеводородов, а строгие, индивидуальные для каждого бассейна (региона, района, тектонической зоны) количественные взаимосоотношения тектоно-структурных, геотермобарических, литофациальных, фильтрационно-емкостных, гидродинамических и гидрогеохимических параметров природных резервуаров, определяющие **реальную вероятность** их заполнения нефтью и/или газом. Региональное нефтегазонасыщение каких-либо свит и горизонтов, наличие вполне хороших и удовлетворительных порово-трещинных емкостей – коллекторов, контрастных структурных ловушек, мощных глинистых или соляных покрышек, присутствие в разрезе генерирующих УВ толщ является сочетанием лишь **необходимых**, но отнюдь **не достаточных** факторов для формирования промышленной нефтегазоносности.

Указанная парадигма предполагает вероятность объективного существования парных и множественных количественных (МГУА – метод группового учета аргументов, *GROUP METHOD of DATA HANDING, GMDH*) корреляций между параметрами вмещающей УВ геологической среды (коллекторов, дизъюнктивов, ловушек, экранов, термобарии, динамики подземных вод) и природных флюидов (плотностью запасов нефти и газа, мощностью этажа углеводородного насыщения). Это обстоятельство определяет возможность выявления и в этом случае допустимость использования количественных связей и зависимостей показателей нефтегазоносности с параметризацией природных резервуаров и компонент общего гидродинамического поля бассейнов (регионов, районов, зон) – гидрохимией, динамикой водной среды, термобарическими режимами ловушек и др. в качестве достаточно корректных поисковых качественных критериев и количественных показателей УВ насыщения, обеспечивающих минимизацию рисков и повышение рентабельности и эффективности ГРП [18].

Поскольку основной целью предлагаемого геолого-математического (вероятностно-статистического) метода моделирования нефтегазоносности является выявление и оценка корреляционных связей между ней и параметрами вмещающей геологической среды, то, естественно, область его применения охватывает только поисково-оценочный и разведочно-эксплуатационный этапы последовательности ГРП и те их стадии, где выявленное УВ насыщение может

быть представлено в достаточно репрезентативно точном количественном выражении.

Реализация подобного подхода системой особых методологических приемов [6, 18] дает возможность вполне уверенно идентифицировать обстановки отсутствия или серьезного ограничения миграции, оптимальных условий формирования и сохранения фазоворазличных залежей и месторождений, разрушения УВ скоплений и позволяет уже на ранних стадиях ГРП вполне надежно дифференцировать весь выявленный фонд поднятий на продуктивные (нефте- или газонасыщенные) и «пустые» ловушки, и, соответственно, осуществлять высокоэффективные направленные по-

иски зон преимущественного нефте- и/или газонакопления, залежей и месторождений природных УВ. В свете всего изложенного по состоянию на настоящее время наиболее предпочтительной формой прогнозирования и моделирования нефтегазоносности глубоких недр является интегрирование результатов геолого-математического (вероятностно-статистического – концептуально-имитационного) обобщения фактических количественных геолого-промышленных и геофизических материалов с данными визуальной (графической) симуляции УВ содержащих геосистем (бассейнов, регионов) (Rachinsky, Chilingar, 2007; Рачинский, Керимов, 2008; Rachinsky, Kerimov, 2015). 

---

## Литература

1. Гаврилов В.П. Прогноз возможных трендов в развитии отечественного и мирового ТЭК // Геология нефти и газа. 2016. № 5.
2. Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press. 2009.
3. Дмитриевский А.Н. Прогноз нефти и газа // Доклады Академии наук РФ. Т. 419. 2008. № 3.
4. Карлов В.А. Некоторые замечания по проблеме нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Недропользование XXI век. 2017. № 4.
5. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамические факторы формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности // Советская геология. 1990. № 11.
6. Керимов И.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра. 2011.
7. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамическая концепция аккумуляции углеводородов в природных резервуарах // Доклады Академии наук РФ. Т. 471. 2016. № 2.
8. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. и др. Геофлюидодинамические критерии прогнозирования нефтегазоносности в регионах Альпийской складчатости // Доклады Академии наук РФ. Т. 476. 2017. № 2.
9. Рачинский М.З. Гидрогеологические основы формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности в мезокайнозойских отложениях Южно-Каспийской впадины (западный борт). Автореферат док. дис. Ленинград. 1975.
10. Рачинский М.З. Некоторые аспекты формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1982. № 3.
11. Рачинский М.З. Гидрогеологические закономерности формирования и прогноз нефтегазоносности в альпийских геосинклинальных регионах. Автореферат док. дис. Львов. 1991.
12. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V. et al. The South-Caspian Basin's Mineral Resource Base (1990-2005) Exploration Results find Future Potential). Energy Sources Journal. Part A, v.30, issue 1, 2008.
13. Рачинский М.З. Флюидодинамический императив нефтегазоносности природных резервуаров // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 2016. № 2.
14. Рачинский М.З. Флюидодинамический алгоритм нефтегазоносности природных резервуаров // Вестник РАН. 2016. № 5.
15. Рачинский М.З. К проблеме глубинной нефтегазоносности // Недропользование XXI век. 2017. № 6.
16. Рачинский М.З. К проблеме нефтегазоносности сверхглубоких объектов стратисферы // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 2018. № 1.
17. Рачинский М.З. Флюидодинамическая концепция нефтегазоносности // Недропользование XXI век. 2018. № 3.
18. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Publishing-Wiley, 2015.
19. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России // Недропользование XXI век. 2017. № 1.

---

UDC 552.578.2.061.3

**M.Z. Rachinsky**, Dr. Sc. (Geol.–Min.), Professor, Member of RANS, Principal Consultant of Environmental Solutions International<sup>1</sup>, rachinskymz@gmail.com

<sup>1</sup>P.O. Box 27637, Towson, Maryland, USA.

## Certain Aspects of Basin and Petroleum System Simulation

**Abstract.** The article critically reviews existing computer simulation models of petroleum basins and systems based on the paradigm of catalytic cracking barothermal metamorphism of dissolved organic matter (DOM) occurring in the course of a regions' geological history and tectogenesis. These simulation models are not in sync with current findings due to the failure to factor in the following: reliably established presence of inorganic hydrocarbons in the deep mantle (8–12 km); i.e., generation of the hydrocarbons in the ancient and the most ancient strata of lithosphere and substrate; degassing or “breathing” of the Earth; i.e., continuous emissions of primordial hydrocarbon gases, such as methane, hydrogen, helium, sulfur; periodic localized jet emissions of

the gas/vapor phases of magmatic volcanogenic fluid contained in batholithic and laccolithic structures; gas hydrate generation in deepsea sediments; submarine magmatic and mud volcanic activity; submarine manifestation of deep fluids (hydrothermal vents, “flaring torches”, “black smokers”, “gas chimneys”); global hydrocarbon fixation patterns (spots, sinters, patches, inclusions, percolations, isolated bituminous rock deposits, etc); tectonic types and stratigraphy of hydrocarbon basins do not correlate with fixation patterns; spatial association of commercialgrade petroleum deposits with fluctuations of isotopes, radiogenic fluids and trace elements in the region; differences in the geochemical composition and phase of the fluids observed various areas of the basin. Consideration of the above-listed facts significantly expands the range of depth and geographic distribution of commercial-grade hydrocarbon deposits in the lithosphere and adjacent substrate massifs. Globally, there are consistent observations of hydrocarbon distribution over time and documented “regeneration” of exhausted deposits located in the upper lithosphere. This pattern allows for the possibility of permanent generation of hydrocarbons. In other words, due to internal activity within the deep mantle, there is a continuous replenishment of hydrocarbon resources. Despite the substantial volume of scientific studies pertaining to the subject, there are no breakthrough successes regarding the modeling of petroleum basins and systems. The cause of this issue is the lack of reliable, sophisticated, and intelligent computer programs (AI). This deficiency negatively affects exploration of geologically complex basins and those located at significant depths. Exploration in these conditions is considered risky, technologically challenging and expensive. Therefore, the return on investment is deemed insufficient. Combining multiple variables in the graphical simulation of oil-gas basins and systems calls for the development of more reliable, novel, and effective modeling methodology. A geomathematical approach based on the fluiddynamic model of hydrocarbon migration and accumulation in natural reservoirs appears the most promising. Group Method of Data Handling (GDMH) suggests the presence of both multiple quantitative and pair correlations between the parameters of hydrocarbonbearing medium (collector type, faults, traps, thermobaric conditions, underground water dynamics) and the volume of natural fluids (oil and gas reserves density, the thickness of hydrocarbon saturation stage). Utilization of the quantitative correlations between the structural, hydrochemical, and hydrodynamic variables improves the reliability of hydrocarbon accumulation predictions and minimizes exploration risks.

**Keywords:** basin; hydrocarbons; reservoir; migration; accumulation; dissipation; fluid dynamics; drainage; computer-aided modelling; geological and mathematical (based on probabilities and statistics) simulation; Group Method of Data Handling

## References

1. Gavrilov V.P. *Prognoz vozmozhnykh trendov v razvitií otechestvennogo i mirovogo TEK* [Forecast of possible trends in the development of domestic and world fuel and energy]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2016, no. 5.
2. Guliev I.S., Fedorov D.L., Kulakov S.I. *Neftegazonosnost' Kaspijskogo regiona* [Oil and gas potential of the Caspian region]. Baku, Nafta-Press Publ., 2009.
3. Dmitrievskij A.N. *Prognoz nefti i gaza* [Oil and gas forecast]. *Doklady Akademii nauk RF* [Reports of Russian Academy of Sciences], vol. 419, 2008, no. 3.
4. Karpov V.A. *Nekotorye zamechaniya po probleme neftegazooobrazovaniya i neftegazonakopleniya* [Some remarks on the problem of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 4.
5. Kerimov V.Yu., Rachinskij M.Z. *Geoflyuidodinamicheskie faktory formirovaniya, razmeshcheniya i prognoza neftegazonosnosti* [Geoflyuidodinamicheskaya factors for the formation, distribution and forecasts of oil and gas]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1990, no. 11.
6. Kerimov I.Yu., Rachinskij M.Z. *Geoflyuidodinamika neftegazonosnosti podvzhihnykh pojasov* [Heiligeneich petroleum potential of moving belts]. Moscow, Nedra Publ., 2011.
7. Kerimov V.Yu., Rachinskij M.Z. *Geoflyuidodinamicheskaya koncepciya akkumulyatsii uglevodorodov v prirodnykh rezervuarah* [Geoflyuidodinamicheskaya the concept of accumulation of hydrocarbons in their natural reservoirs]. *Doklady Akademii nauk RF* [Reports of Russian Academy of Sciences], vol. 471, 2016, no. 2.
8. Kerimov V.Yu., Rachinskij M.Z. i dr. *Geoflyuidodinamicheskie kriterii prognozirovaniya neftegazonosnosti v regionah Al'pijskoj skladchatosti* [Geoflyuidodinamicheskaya criteria for predicting oil and gas potential in the regions of Alpine folding]. *Doklady Akademii nauk RF* [Reports of Russian Academy of Sciences], vol. 476, 2017, no. 2.
9. Rachinskij M.Z. *Gidrogeologicheskie osnovy formirovaniya, razmeshcheniya i prognoza neftegazonosnosti v mezokajnojskikh otlozheniyah Yuzhno-Kaspijskoj vpadiny (zapadnyj bort)* [Hydrogeological framework for the formation, distribution and prediction of hydrocarbon potential in the meso-Cenozoic sediments of the South Caspian basin (Western Board)]. Abstract doc. dis. Leningrad. Leningrad, 1975.
10. Rachinskij M.Z. *Nekotorye aspekty formirovaniya, razmeshcheniya i prognoza neftegazonosnosti* [Some aspects of formation, placement and forecast of oil and gas potential]. *Azerbajdzhanskoe neftyanoe hozyajstvo* [Azerbaijan oil industry], 1982, no. 3.
11. Rachinskij M.Z. *Gidrogeologicheskie zakonomernosti formirovaniya i prognoz neftegazonosnosti v al'pijskikh geosinklinal'nykh regionah* [Hydrogeological regularities of formation and forecast of oil and gas potential in Alpine geosynclinal regions]. Abstract doc. dis. Lvov, 1991.
12. Rachinsky M.Z., Chilingar G.V. et.al. The South-Caspian Basin's Mineral Resource Base (1990-2005) Exploration Results find Future Potential). *Energy Sources Journal*. Part A, v.30, issue 1, 2008.
13. Rachinskij M.Z. *Flyuidodinamicheskij imperativ neftegazonosnosti prirodnykh rezervuarov* [Fluid dynamic imperative of oil and gas potential of natural reservoirs]. *Izvestiya VUZov. Geologiya i razvedka* [News Universities. Geology and exploration], 2016, no. 2.
14. Rachinskij M.Z. *Flyuidodinamicheskij algoritm neftegazonosnosti prirodnykh rezervuarov* [Fluid-dynamic algorithm of oil and gas potential of natural reservoirs]. *Vestnik RAEN* [Bulletin of the Academy of natural Sciences], 2016, no. 5.
15. Rachinskij M.Z. *K probleme glubinnoy neftegazonosnosti* [On the problem of deep oil and gas potential]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 6.
16. Rachinskij M.Z. *K probleme neftegazonosnosti sverhglubokih ob'ektov stratisfery* [To the problem of ultra-deep oil and gas potential objects of the stratosphere]. *Izvestiya VUZov. Geologiya i razvedka* [News Universities. Geology and exploration], 2018, no. 1.
17. Rachinskij M.Z. *Flyuidodinamicheskaya koncepciya neftegazonosnosti* [Fluidodynamic concept of oil and gas]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2018, no. 3.
18. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. *Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs*. Scrivener Publishing-Wiley, 2015.
19. Timurziev A.I. «Oktyabr'skie tezisy», ili o nachale vtorogo etapa polgotovki nauchnoj revolyucii po smene paradigmy neftegazovoj geologii v Rossii» [“October Theses”, or the beginning of the second stage of the preparation of the scientific revolution to change the paradigm of oil and gas geology in Russia”]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 1.