

ОТ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НЕДР К ТЕХНОЛОГИИ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ – НЕ ОПРАВДАВШАЯ СЕБЯ ИЛЛЮЗИЯ

Нефть рождается дважды: в недрах Земли и в голове Геолога ...

Введение. Слишком часто мы некритично принимаем на веру результаты исследований, полученные на основе сомнительных или заведомо ложных теорий, посылов, допущений и аналогий. Некритическое отношение массового читателя формирует в научной среде атмосферу легкости обращения с научными фактами, возможности бездоказательной аргументации и пассивного соглашательства с основанными на такой методологической основе псевдонаучными результатами исследований. Выводы подобных исследований кочуют из одних работ в другие, они становятся порой научными догмами, основой принятия технологических решений и, как следствие, огромных потерь по результатам их практической утилизации.

Рассмотрим проблему методологии познания на примере бурно развивающейся технологии бассейнового моделирования, которой придается сегодня революционная роль в решении теоретических вопросов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, практических вопросов прогнозирования нефтегазоносности недр и поисков нефти и газа. Анализ построим по следующей схеме: 1) приведем выдержку из работы автора, 2) проведем логический разбор смысловой нагрузки и содержательной ценности выводов исходя из теоретических посылов и/или фактографии цитируемого автора и, наконец, 3) оценим достоверность аргументации и выводов на основе существующей понятийной базы данной области исследований.

Предмет исследований. Бассейновое моделирование (БМ) – бурно развивающееся на Западе направление компьютерной реализации процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления для практических задач прогнозирования нефтегазоносности недр и поисков нефти и газа. Сегодня в угоду моде (на самом деле, требованиям аудиторских компаний) и демонстрации технологической продвинутости российские нефтяные компании (НК) активно внедряют технологии БМ на основе западных программных пакетов BasinMode, TemisPack, GeoPet, PetroMod 3D и др. Реализованные на основе гипотезы осадочно-миграционного происхождения (ОМП) нефти, компьютерные технологии БМ на новом уровне инструментальной базы повторяют системную ошибку дискредитировавшего себя ложного научного базиса нефтяной геологии.

Огромный массив исходной информации: *объем источника образования УВ, обогащенность источника ОВ, тип керогена и уровень его преобразованности, время генерации УВ, размеры ловушек, толщины резервуаров, качество резервуаров и покрышек, пути миграции образовавшихся флюидов, условия сохранности УВ скоплений и пр.*¹ [1], необходимой для построения моделей УВ систем, информации заведомо незначимой для процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, информации изначально отсутствующей при БМ, определяет низкую вероятность и прогностическую силу результатов моделирования.

Как известно, *результаты моделирования полностью определяются полнотой и качеством исходной информации...*, но, к сожалению, очень часто такая информация отсутствует, поэтому в модель закладываются литературные данные и материалы по другим бассейнам [5], что снижают не только ценность, но и достоверность результирующих построений. Пример легкости обращения с фактическими данными и искажения логических конструкций можно найти там же [5]: «...для выявления потенциальных нефтематеринских пород вместо исследования кернового материала целесообразнее начать с геохимических исследований нефтей и газов уже открытых месторождений...». Дальнейшая логика

¹ Курсивом приводится авторский текст.

просто обескураживает [5]: «...в нефтях уже заложен большой объем информации о типе (типах) и степени зрелости генерирующих их нефтематеринских пород». При такой логике рассуждений и методологии исследований рептилии смело можно отнести к классу пернатых: яйца несут не только куры, но и крокодилы!

Приведем некоторые примеры реализации проектов БМ, обнаруживающие очевидную псевдонаучность теоретических основ и практическую никчемность полученных результатов моделирования.

Примеры реализации БМ. Результаты БМ приведем на примере Северного Каспия [8], шельфа Сахалина [9] и Черноморского НГБ [2].

1. *«Результаты БМ (на основе пакета TemisPack) показали, что основные процессы генерации, эмиграции и аккумуляции УВ имели место в северном блоке Северного Каспия, где бурением открыты месторождения Кашаган, Тенгиз и др. Основная часть генерации всех нефтематеринских толщ закончилась к концу триасового периода, соответственно структуры, образовавшиеся раньше этого момента обладают значительной перспективой УВ»* [8].

Комментарий. Было бы неожиданно, если основные процессы генерации, эмиграции и аккумуляции УВ не имели бы место в северном блоке Северного Каспия, где бурением открыты месторождения-гиганты Кашаган, Тенгиз и др. Известно, что большинство структур подсолевого комплекса Прикаспийской впадины образовались раньше триасового периода, но не все они *обладают значительной перспективой УВ* [8]. К сожалению, многие из них непродуктивны и, как для большинства НГБ, Прикаспийская синеклиза характеризуется среднестатистическим коэффициентом успешности поисков ($K_y \sim 0,3$), определяемом не возрастом структур, а соотношением генетических критериев нефтегазоносности.

2. *«По результатам БМ были сделаны следующие выводы: 1. Заполнение ловушек УВ в пределах Кайганско-Васюканского блока началось в конце позднего миоцена на юге и на границе плиоцена-плейстоцена – на севере участка. 2. ...Основной объем УВ ... поступал в течение позднего плиоцена. 3. Миграционные и аккумуляционные процессы привели к образованию залежей УВ в структурах южного блока (месторождения Пела Лейч, Удачное, Южно-Васюканское)»* [9].

Комментарий. Было бы неожиданно, если для резервуаров миоцен-плиоценового возраста заполнение ловушек происходило бы не с конца миоцена, а скажем, с раннего девона! Или, что миграционные и аккумуляционные процессы привели к образованию залежей УВ в структурах южного блока Кайганско-Васюканского ЛУ, а не скажем, п-ова Ямал в Западной Сибири. Модель строилась на основе двух сейсмических профилей, протяженностью 40 км!

3. Пример от О.К.Баженовой [2]. «Из-за *отсутствия бурения* в морской части бассейна (Черноморский НГБ) и прилегающих к нему Туапсинского прогиба и Восточно-Черноморской впадины использовалась система бассейнового моделирования ГАЛО. Эта система, *используя геолого-геофизическую базу данных о строении и развитии бассейна*, позволяет численно восстановить историю погружения осадочного бассейна, рассчитать изменение температуры, степени катагенеза ОБ и реализации углеводородного генерационного потенциала материнских толщ при их погружении в бассейн. Программа ГАЛО *рассматривает НМ и прилегающие к ним осадочные толщи в качестве закрытой системы*, т.е. предполагается, что в результате крекинга (термолиза) ОБ образуются только УВ продукты и что генерированные УВ (жидкие и газообразные) не покидают материнскую толщу». С учетом коэффициентов аккумуляции и консервации (наиболее гипотетичный коэффициент) количество УВ флюидов (в расчете на нефть), приходящихся на одну структуру, могут составлять от 17 до 56 млн. тн, причем наиболее эффективным оказывается очаг, расположенный в Восточно-Черноморской впадине по сравнению с Туапсинским прогибом [2].

Комментарий. Основываясь на многочисленных допущениях, признавая гипотетичность коэффициентов аккумуляции и консервации, не имея данных бурения в пределах анализируемых ОБ, при отсутствии базы данных, на основе принципа «трех П» (с

пальца, потолка и пола – крылатое выражение П.П.Забаринского), осуществляется сравнительная оценка эффективности гипотетических очагов генерации и более того, рассчитываются локализованные ресурсы УВ. Верх научной прозорливости. Цифрам можно верить и не верить одинаково. *Рассматривать НМ и прилегающие к ним осадочные толщи в качестве закрытой системы, в которой в результате крекинга (термолиза) ОБ образуются только УВ продукты и что генерированные УВ (жидкие и газообразные) не покидают материнскую толщу*, недопустимая вольность, ставящая изначально любые результаты моделирования в программном пакете ГАЛО (GALO) в разряд некондиционных.

4. В качестве наглядного примера легкости обращения с научными фактами и сомнительной аргументации выводов приведем фрагмент из работы [10], обосновывающей плитотектонический контроль нефтегазоносности Северной Евразии. *«...В раннекембрийское время при перемещении из южного полушария в северное Сибирская плита оказалась в приэкваториальных широтах. В ее пределах накопились мощные толщи солей. Эти соли в дальнейшем послужили крышкой для залежей нефти и газа, образованных в подстилающих рифей-нижнекембрийских отложениях. Отсутствие этой крышки в пределах Восточно-Европейской плиты, которая в это время находилась южнее в более высоких широтах, объясняет отсутствие там значительных скоплений в не менее мощных докембрийских толщах».*

Комментарий. Что, в таком представлении авторов на генезис солей, мешало их накоплению в пределах Восточно-Европейской плиты, находящейся на одних широтах с Сибирской плитой? Видимо не хватило солнца для выпаривания палеоокеанов! А Прикаспийской впадине и всем другим солеродным бассейнам хватило? Разве при своем дрейфе на север (при изначальной гипотетичности) Восточно-Европейская плита не прошла экватор, как и Сибирская? Высокая «научность» пазлтектонических реконструкции (точность построений ± 100 км) и основанных на них заключений исключает необходимость детального палеотектонического анализа, вероятностно-статистического моделирования, литофациальных и др. исследований из арсенала традиционных методов оценки перспектив нефтегазоносности. Это пример отношения к читателю как к всеядному, некритично думающему потребителю псевдонаучной информации.

Приведенные результаты при их научной и практической незначимости могли быть получены стандартными методами палеотектонических реконструкций и не требуют привлечения дорогостоящих программных средств БМ. Ну а российским НК, основным потребителям этой «высокотехнологичной» продукции, остается посочувствовать. При таком научном обеспечении их геологоразведки, ожидания новых открытий растянутся на необозримое будущее.

Западные компании свое некритическое отношение к теории нефтегазообразования покрывают многомиллиардными инвестициями на развитие технологий сейсморазведки (3Д, 4Д), бурение (интеллектуальные скважины), компьютерные технологии (3Д-моделирование). Посадив нефтяные компании на «технологическую иглу» транснациональные сервисные компании, как идеологи внедрения научных разработок, вытеснили и затормозили развитие альтернативных, менее затратных интеллектуальных методов обеспечения нефтепоисков. Отдавая должное техническому прогрессу, заметим, что технологии являются лишь инструментом в руках «всевидающего» геолога. Прямых технических методов поисков нефти в настоящее время не существует. Крайне низкий коэффициент подтверждаемости аномалий прямых методов поисков свидетельствует о невозможности на данном уровне развития прямого технического решения задачи и необходимости подхода к прогнозированию нефтегазоносности недр на генетической основе. Сейсморазведка – основной метод подготовки объектов под поисковое бурение, даже в трехмерном исполнении и с максимально высоким разрешением, не позволяет выявлять залежи нефти. Она лишь с большей степенью достоверности и детальностью картирует ловушки, которые при благоприятных условиях могут содержать нефть, а могут и не содержать. Подтвердить эту неопределенность может только долото. Вопрос лишь, какой ценой?...

Рассмотрим, имеют ли технологии БМ физическую основу с точки зрения реализации механизма дальней латеральной миграции УВ.

Время и скорость миграции УВ. Возраст (время формирования) залежей через известную формулу $t = s/v$, связан (обратно пропорционально) со скоростью миграции (фильтрации) УВ и расстоянием (нефтеборной площадью), преодолеваемым УВ при их концентрации в промышленные скопления. Известны случаи, когда для объяснения уникальной концентрации УВ Саудовской Аравии, исследователи вынуждены прибегать к гипотетическим схемам сбора УВ на площади более 1000 кв. миль (Walter H. Pierce, 1993). Для гиганта Гхавар, например, ими допускается нефтеборная площадь, превышающая площадь штата Массачусетс (27 360 км²). Для обеспечения разведанных запасов УВ месторождений Саудовской Аравии и Персидского залива требуются нефтеборные площади, превышающие границы контролируемых их НГБ. Учитывая отсутствие до настоящего времени физически обоснованного механизма дальней миграции УВ, давно появились работы (А.А.Трофимук, В.С.Вышемирский, 1976), ограничивающие латеральную миграцию УВ 150 км. Очевидно, что преодоление таких расстояний предполагает длительное геологическое время латеральной миграции либо огромные скорости нефтебора, не говоря уже о необходимости физического обоснования процесса.

Принятый в вариантах гипотезы ОМП нефти механизм вторичной миграции (дальней латеральной миграции под действием сил гравитации и гидравлического напора) предполагает многие десятки и сотни миллионов лет для концентрации УВ в многомиллиардные скопления с нефтеборных площадей в десятки тысяч км². В то же время примеры месторождений-гигантов в плиоценовых и плейстоценовых отложениях (Минас, Индонезия; Боливар, Венесуэла; месторождения Апшерона, Челекена, Калифорнии и др.), сформированные за последние 1÷10 млн. лет, требуют признания исключительно высоких скоростей миграции УВ, что невозможно объяснить геологическими условиями залегания УВ в этих месторождениях и физическими законами пластовой гидродинамики. И хотя сторонники гипотезы ОМП нефти признают молодой возраст многих месторождений УВ (Б.А.Соколов, 1989 признает возможность мгновенного в геологическом масштабе времени формирования залежей УВ; по К.Н.Кравченко, 2002 «представление о молодости, преимущественно новейшем возрасте Нд месторождений разделяется сторонниками обеих принципиально различных концепций»), физически обоснованная модель дальней (вторичной) латеральной миграции УВ не создана.

Расчеты показывают (И.В.Высоцкий, 1982), что для образования скоплений УВ объемом, например, в 25 млн.м³ при максимальной растворимости УВ в десятки граммов в 1 м³ требуется полная смена в ловушке нескольких десятков тысяч объемов воды, насыщенной УВ. Такой процесс сложно представить не только с позиции требующегося огромного количества воды, но и с позиций геологического времени, обеспечивающего этот процесс. Для образования миллиардных запасов миоцен-плиоценовых залежей месторождения Боливар в бассейне Маракайбо (до 4,5 млрд. тн) необходимо допустить полную смену в ловушках нескольких миллионов объемов воды (циклов водообмена $4,5 \times 10^6$). При периодичности один цикл в год скорость миграции УВ с пластовыми водами должна составить: 500 м/сут при плейстоценовом времени формирования (2 млн. лет), 100 м/сут при плиоценовом времени формирования (10 млн. лет) и 40 м/сут при миоценовом времени формирования (25 млн. лет) залежей. Если увеличить расчетный миграционный путь (принят 80 км по размеру месторождения) за счет дальней миграции с нефтеборной площади до 150 км, как допускают А.А.Трофимук и В.С.Вышемирский (1976), эти скорости нужно увеличить почти вдвое: 925 м/сут, 185 м/сут, 75 м/сут соответственно.

Чтобы оценить эти цифры, проведем их сравнение с другими цифрами, сославшись на классический университетский учебник [3]. По расчетам С.Г.Неручева в зависимости от наклона и проницаемости, скорости в платформенных областях составляют от 0,34 до 490 км в 1 млн. лет (наклоны в первые градусы), а в складчатых областях (наклоны более 10°) – от 0,7 до 2750 км в 1 млн. лет. В размерности м/сут скорости, рассчитанные С.Г.Неручевым,

приобретают значения $9,31 \times 10^{-10} \div 1,3 \times 10^{-6}$ м/сут (для платформенных областей) и $1,9 \times 10^{-9} \div 7,5 \times 10^{-6}$ м/сут (для складчатых областей).

Эти цифры в $10^6 \div 10^9$ (для платформенных областей) и в $10^5 \div 0,5 \times 10^9$ (для складчатых областей) раз меньше требуемых скоростей миграции для формирования этих залежей (в интервале миоцен-плейстоцен), даже при невероятном допущении многомиллионных циклов водообмена в пластовых резервуарах. Поскольку скорость миграции является функцией проницаемости, которая характеризует фильтрационное сопротивление пород, ее высокие значения (даже при допущении латеральной миграции УВ на 150 км) может обеспечить только проницаемость пород, превышающая на $10^5 \div 10^9$ порядков типичные ее значения для платформенных и складчатых областей! Понятно, что такую проницаемость и скорость формирования могут обеспечить только разломы, питающие залежи нефтью по механизму вертикальной струйной фильтрации.

На основе неверного теоретического базиса ОМП нефти не может быть создана правильная надстройка теории нефтегазовой геологии и практики нефтепоисков, даже в реализации 3-х мерных компьютерных технологий БМ. Как справедливо признает В.П.Гаврилов [4], *«к концу XX века классическая осадочно-миграционная теория практически изжила себя, полностью реализовав свой потенциал, и стала своеобразным тормозом в дальнейшем развитии теории и практики нефтяной и газовой геологии»*, и *«...предстоит переосмыслить теоретические основы традиционной геологии нефти и газа, сместить вектор поискового процесса, выработать новые методы и методики поиска, разведки и освоения месторождений УВ-сырья»*. Понятно, что на основе нового базиса нефтегазовой геологии, один из вариантов которого развивается в наших работах [11-22].

Вместо заключения. Полученные выводы по времени и скорости миграции УВ являются доказательством необоснованности декларируемого сторонниками гипотезы ОМП нефти тезиса о возможности мгновенного в геологическом масштабе времени формирования залежей. Латеральная миграция и геологически мгновенное формирование залежей УВ понятия несовместимые. Механизм концентрации залежей по схеме латеральной миграции УВ при известных скоростях, ограничиваемых геологическими условиями строения ОБ (уклоны палеоструктурных поверхностей и градиенты давлений, латеральная неоднородность и фациальная невыдержанность пород, низкая проницаемость, гидродинамические барьеры и др. ограничения), запрещает существование крупных и гигантских залежей УВ позднекайнозойского возраста. Возникает парадокс: с точки зрения физических законов латеральной миграцией невозможно объяснить нахождение нефти в породах кайнозойского возраста. Для формирования гигантских залежей в плиоценовых и плейстоценовых отложениях требуется, чтобы активная миграция УВ началась как минимум с мезозойского времени, когда не было ни ловушек, ни покрышек, ни даже генерирующих и вмещающих залежи пород. Это физическое ограничение является аргументом в пользу безальтернативного механизма формирования залежей по схеме вертикальной фильтрации УВ со скоростью трещинообразования при сейсмодислокациях (землетрясениях) и по времени, соизмеримом со временем разработки месторождений.

Таким образом, можно утверждать, что строго научно невозможно обосновать существование крупных и гигантских залежей нефти в неоген-четвертичных отложениях НГБ мира на основе механизма латеральной миграции УВ для реальных геологических условий строения ОБ. Эта невозможность делает несостоятельной гипотезу ОМП нефти со всей ее геохимической аргументацией. Отсутствует механизм транспорта УВ. В этой связи технология БМ в реализации гипотезы ОМП нефти превращается в дорогую игрушку для взрослых детей. Чем бы дитя ни тешилось, лишь бы не думало...

Как следствие примеры реализации проектов БМ представляют красиво упакованный, но не съедобный продукт. Модели миграционных процессов для различных ОБ (например технология 3D моделирования в PetroMod 3D) смотрятся красиво, но разница между этими виртуальными моделями и реальными условиями миграции нефти как между нейронными сетями и римскими трубопроводами. Рассчитано на людей не знающих и/или не думающих.

Нефть никогда не потечет по изящным *Flowpath* токам, учитывая целый ряд непреодолимых физических препятствий, создаваемых природой на пути реализации механизма латеральной миграции УВ. Хотя бы потому, что шлейфы миграции нефти никто не наблюдал, а фациальное районирование, используемое в качестве основы выделения фильтрационных токов (*Flowpath*), нельзя приравнивать к районированию по проницаемости пород. Еще М.Маскет учил: *«пористость есть отношение объема единичной поры к единичному объему образца. Поэтому она не зависит от радиуса R шаров, составляющих последний. Проницаемость образца зависит от фактических размеров поровых отверстий и пропорциональна R^2 . Таким образом, одна пористость агрегата не может дать точных указаний на его проницаемость. Отсутствие строгой пропорциональности между пористостью и проницаемостью даже в идеальном случае само по себе достаточно, чтобы устранить всякую возможность получения данных о проницаемости из размеров пористости»* [7]. Подробную физическую аргументацию несостоятельности механизма латеральной миграции УВ можно найти в работе А.Е.Гуревича [6] и в наших последних работах [19,20,22].

До тех пор пока геологическая общественность, а теперь уже и геологический менеджмент нефтяных компаний не поймут, что нефть (УВ в широком смысле) является продуктом глубинной дегазации Земли, поступает в осадочный чехол и фундамент ОБ по проницаемым разломам и на путях вертикальной фильтрации формирует залежи УВ на различного типа гидродинамических барьерах, прогресс предсказательной функции нефтегазовой геологии как науки невозможен. Никакие технологии, включая БМ, не в состоянии обеспечить прогресс в области поисков нефти на основе изначально неверного научного базиса, на котором построено все здание геологии нефти.

Признавая инерцию мышления и крайнюю редкость примеров отказа ученых от своих убеждений (пример В.Б.Порфирьева – это поступок Ученого с большой буквы), не стоит рассчитывать в ближайшее время на торжество идеи глубинного генезиса УВ и основанных на ней методов прогнозирования нефтегазоносности недр и технологий поисков нефти. Хотя есть надежда, что геологический менеджмент и руководство нефтяных компаний, тратя огромные деньги (собственные, а не государственные) на реализацию неэффективных проектов и затратных технологий в области прогноза и поисков нефти, поймут, наконец, что гипотеза ОМП нефти есть величайшее заблуждение Человечества и востребуют Истину. Не вопреки убеждениям, а по расчету: истинное Знание приносит прибыль и цена его ниже.

Литература

1. Анисимов Л.А., Степанов А.Н. Бассейновое моделирование: проблемы оценки ресурсной базы структур // Тезисы докладов научно-практической Южнороссийской конференции «Проблемы бассейнового и геолого-гидродинамического моделирования». Волгоград, 2006, с. 4-6.
2. Генерационный потенциал Восточно-Черноморского нефтегазоносного бассейна (по результатам моделирования) // О.К.Баженова, Ю.И.Галушкин, Н.П.Фадеева и др. - Тезисы докладов Всероссийской конференции «Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Теоретические и прикладные аспекты». М., ГЕОС, 2007, с.4-25.
3. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник // О.К.Баженова, Ю.К.Бурлин, Б.А.Соколов и др. М., МГУ, 2004, 415 с.
4. Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа, №2, 2007, 41-47.
5. Геохимические данные в бассейновом моделировании // И.В.Гончаров, Н.В.Обласов, В.В.Самойленко и др. // Тезисы докладов научно-практической Южнороссийской конференции «Проблемы бассейнового и геолого-гидродинамического моделирования». Волгоград, 2006, с. 15-16.

6. Гуревич А.Е. Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов. Л.: Недра, 1969. 112 с.
7. Маскет М. Течение однородной жидкости в пористой среде. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 640 с.
8. Мурзин Ш.М., Блинова В.Н. Моделирование истории формирования углеводородных систем Северного Каспия в программном пакете Temis // Доклады VIII международной конференции «Новые идеи в науках о Земле». М., РГГРУ, 2007, с.198-199.
9. Моделирование формирования углеводородных систем с помощью программного пакета Temis на примере осадочного бассейна Северо-восточного шельфа Сахалина // Н.А.Налимова, А.В.Харахинов, Т.И.Кравченко и др. - Доклады VIII международной конференции «Новые идеи в науках о Земле». М., РГГРУ, 2007, с.200-201.
10. Соборнов К.О., Якубчик А.С. Плитотектоническое развитие и формирование нефтегазоносных бассейнов Северной Евразии // Геология нефти и газа, №2, 2006, 10-18.
11. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации углеводородов в недрах Мангышлака. - Доклады АН СССР, т.309, №6, 1989, с.1438-1442.
11. Тимурзиев А.И. Методика количественной оценки нефтегазоносности локальных структур. - Геология нефти и газа, №4, 1993, с.17-21.
13. Тимурзиев А.И. Прогнозирование нефтегазоносности на основе связей физических полей с новейшими структурами земной коры. - Геология нефти и газа, 2004, №4 с.39-51.
14. Тимурзиев А.И. Модели распределения ресурсов УВ в осадочных бассейнах. - Тезисы докладов VIII международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов», посвященной 60-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. МГУ. М.: ГЕОС, 2005, с. 448-451.
15. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты. - Геология нефти и газа, №1, 2006, с.32-44.
16. Тимурзиев А.И. Модели распределения ресурсов УВ и новые подходы к принципам нефтегазогеологического районирования. - Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе ископаемых. Тезисы докладов международной конференции.- М.: ГЕОС, 2006, с.254-258.
17. Тимурзиев А.И. Актуальные проблемы прогнозирования, принципы классификации и районирования нефтегазоносных бассейнов. - Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика». СПб, Недра, 2006, с.373-388.
18. Тимурзиев А.И. Принципы бассейнового моделирования нефтегазоносных систем и нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов – проблемы и перспективы. Тезисы докладов научно-практической Южнороссийской конференции «Проблемы бассейнового и геолого-гидродинамического моделирования». Волгоград, 2006, с. 53-54.
19. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Геофизика, №4, 2007 с.49-60.
20. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ). - Доклады Международной научной конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии». СПб, ВНИГРИ, 2007.
21. Тимурзиев А.И. Подтверждаемость прогноза, основанного на неотектонических критериях и методике количественной оценки нефтегазоносности локальных структур (на примере Южного Мангышлака) – Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. ВНИИОЭНГ, 2007, №11, с.23-29.
22. Тимурзиев А.И. Время формирования залежей как критерий нефтегазоносности локальных структур (на примере Южного Мангышлака). - Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. ВНИИОЭНГ, 2008, №1, с.24-31.