

УДК 556.3

**ЕЩЕ РАЗ О ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПОСЫЛКАХ
И НАПРАВЛЕНИЯХ ПОИСКОВ НЕТРАДИЦИОННЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ Ф.С.РАБКИНА**

Канд.геол-мин.наук М.М.Бураков

Критически анализируются теоретические предпосылки и направления поисков нетрадиционных залежей углеводородов в Западном Казахстане, предложенные Ф.С.Рабкиным. Показана их полная несостоятельность, причиной которой является игнорирование фундаментальных положений теоретической гидродинамики.

Важнейшее место в современной экономике Казахстана занимает экспорт углеводородного сырья, в последнее время наметилось существенное расширение сырьевой базы страны за счет перспективных на нефть и газ площадей на шельфовой части Каспийского моря. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений обуславливает острую проблему геозкологии нефтедобывающих регионов и всей республики.

Необходимость решение проблем эффективных поисков и разведки новых месторождений, их экологически безопасной разработки постоянно требует совершенствования методологической и методической базы нефтяной гидрогеологии и геозкологии. Часто оказывается, что специалисты, занимающиеся узкими разделами указанных проблем (или, наоборот, очень широко подходящие к этим проблемам), "вынуждены" заново решать многие методические и теоретические задачи, давно проработанные в смежных областях знаний. При этом стало модным применение весьма "нетрадиционных" подходов, использование которых авторы оправдывают обещаниями одним махом решить вообще все теоретические и методические проблемы той или иной отрасли науки.

В таких условиях весьма актуальной задачей становится анализ подобных подходов на предмет соответствия их общенаучным принципам, анализ достоверности и правдоподобности получаемых на основе их использования моделей. В настоящей статье продолжена дискуссия

по поводу так называемых теоретических предпосылок и направлений поисков нетрадиционных залежей углеводородов, выдвинутых Ф.С. Рабкиным и рядом его последователей.

Во втором номере журнала "Геология Казахстана" за 1994 г. опубликовано краткое сообщение А.Ш. Камаровой [10], в котором на основе "теоретических предпосылок" Ф.С. Рабкина рассмотрены "особенности гидродинамического режима подсолевых отложений Темирского поднятия". Эта статья явилась продолжением ответа Ф.С. Рабкина на наши с В.И. Порядиным замечания по поводу его "теоретических предпосылок и направлений поисков нетрадиционных залежей углеводородов в нефтегазоносных бассейнах Казахстана" [26]. Сдав свою статью [22] с критикой этих "теоретических предпосылок" в редакцию, мы полагали вопрос исчерпанным и не собирались втягиваться в дискуссию относительно их корректности. Однако недоумение вызвала публикация в том же номере "Известий АН РК", в котором была напечатана наша статья, ответа на нее Ф.С. Рабкина [28]. В последнем, не возразив по существу ни одному из замечаний, он вновь занялся рекламированием своих "революционных" представлений. Позже я натолкнулся на более компактное изложение "теоретических предпосылок" в "Докладах АН РК" [27]. Это неизбежно привело к выводу о том, что необходимо еще раз показать несостоятельность этих самых "теоретических предпосылок", изложенных помимо упомянутых статей еще и в [23-25, 29].

Итак, вернемся к предмету дискуссии. Коротко сформулируем его следующим образом: какова вероятная величина скоростного напора в водоносных и нефтяных пластах? и можно на его счет списывать аномалии пластового давления, как это предлагает Ф.С. Рабкин в своих "теоретических предпосылках"? Все предельно ясно, и представляются неуместными туманные пассажи Ф.С. Рабкина о каких-то искажениях его позиций [28, с.82].

Попытаемся ответить на эти вопросы. В огромном количестве монографий, справочников, учебников по гидродинамике (в том числе, в книге Н.М. Константинова и др. [12]), приводится иллюстрация соотношения гидростатического и скоростного напоров в потоке жидкости. Там же показано и инструментальное обеспечение оценок величины скоростного напора. Впервые экспериментально это соотношение установил француз Пито – современник Вольтера; кстати сказать, г-н Аруэ весьма пренебрежительно и игриво упоминал в своих произведениях о работах Пито.

Ясно, что трубку Пито для измерения полного напора (или давления в жидкости) установить в водоносном или нефтяном пласте принципиально невозможно. Тем более, что поперечное сечение ее в соответствии с феноменологической фильтрационной моделью должно быть достаточно велико – по крайней мере, не меньше характерного размера элементарного объема проводящей среды, для которого справедливы осредненные характеристики фильтрационного потока (об

этом мы подробно писали в [22]). Положение усугубляется еще и невозможностью аргюги, т.е. до опробования пласта, угадать этот характерный размер.

В скважинах же (с их помощью только и может быть измерен напор или давление в жидкости) должен фиксироваться гидростатический напор. либо, если этот напор (или давление в жидкости) отличается от гидростатического в ту или иную сторону, аномально высокое (АВПД) или аномально низкое (АНПД) пластовые давления (давления в жидкости), но всегда не содержащее динамическую составляющую давления (скоростной напор). Тут-то как раз и возникает соблазн отождествления АВПД и АНПД с этим скоростным напором.

Что в этой связи мы видим у Ф.С. Рабкина? Приведем уравнение из [23-26, 28], трактуемое им как уравнение Бернулли, устанавливающее на основе закона сохранения механической энергии для случаев движущейся в потенциальном силовом поле жидкости строгие количественные соотношения между удельной потенциальной энергией жидкой точки (мельчайшей частицы воды, которая в объеме системы может быть представлена точкой), удельным потенциалом внешних сил, действующих на эту точку (U), и удельной кинетической энергией жидкой точки (T):

$$\frac{P}{\rho_B} = const - U - T, \quad (1)$$

где: P – пластовое давление; ρ_B – средняя плотность воды в водонапорной системе.

Положим, что уравнение (1) на самом деле уравнение Бернулли, но записанное в иных, нежели традиционные, терминах и имеющее соответственно иное обозначение членов, перепишем его в более привычном виде:

$$U + \frac{P}{\rho_B} + T = const. \quad (2)$$

Последнее, если обратиться к цитируемой Ф.С.Рабкиным в [28] книге Н.М. Константинова и др. [12, с.97], "... обычно применяется к элементарной струйке *невязкой* (выделено мной) жидкости...".

Становится совершенно непонятным, какую смысловую нагрузку несет, например, такое высказывание Ф.С. Рабкина [28, с.82]: "Отметим, что уравнение Бернулли пригодно не только для описания движения элементарной струйки идеальной жидкости, как это утверждают оппоненты (т.е. мы), но и для *потока вязкой* (выделено мной), т.е. реальной жидкости. Отсылаем оппонентов к соответствующему учебнику[12]". Видимо только ту, чтобы показать, что сам Ф.С. Рабкин этот

учебник не читал. Иначе он записал бы уравнение Бернулли (разумеется, в своих терминах и обозначениях) для двух любых сечений элементарной струйки *вязкой* жидкости в виде [12, с.102]:

$$U_1 + \frac{P_1}{\rho_B} + T_1 = U_2 + \frac{P_2}{\rho_B} + T_2 \pm \frac{P_e}{\rho_B} + \frac{P_f}{\rho_B}. \quad (3)$$

Здесь $\frac{P_e}{\rho_B}$ – изменение механической энергии за счет обмена ею по

нормали к направлению движения; $\frac{P_f}{\rho_B}$ – потеря механической энергии

при частичном переходе ее в тепловую за счет проявления касательных напряжений сдвига внутри элементарной струйки и на ее поверхности. Однако два последних члена в уравнении (3) в трактовке процесса фильтрации Ф.С.Рабкиным не имеют подходящей интерпретации и попросту опущены им.

Определенный юмор ситуации заключается в том, что мы в [22] ни словом не обмолвились о применимости или неприменимости уравнения Бернулли к описанию движения реальной вязкой жидкости (читатель это может без труда установить); нас больше интересует проблема возможности вообще описания уравнением Бернулли фильтрационного течения. Но раз Ф.С.Рабкин в [28] поднял этот вопрос (имея целью, по-видимому, увести дискуссию от ее настоящего предмета), то и я здесь вынужден был также обратиться к нему, а точнее, ответить на обвинение, предъявленное нам в последней цитате.

Вообще же попытка использования уравнения Бернулли для описания движения жидкостей через пористые среды и предлагаемая физическая интерпретация членов уравнения (1) показывают полное непонимание Ф.С.Рабкиным процесса фильтрации, явное отсутствие у него какого-либо представления о пористой (или в более широком смысле – проницаемой или проводящей) среде. Попытаемся восполнить этот пробел.

Предлагаю проделать следующий простой, но очень наглядный опыт. Засыплем в цилиндрический сосуд доверху песок, так чтобы он занял весь внутренний объем сосуда V . Если теперь мы попробуем добавить в этот сосуд воду, то обнаружим, что ее туда вошло примерно 15-20 % от V . Где разместилась эта вода? Оказывается частички (зерна) песка в силу их разных размеров и обычно неправильной формы укладываются таким образом, что между ними образуются пустоты. Эти-то пустоты, называемые порами, и заполнила вода.

С порами связана важнейшая характеристика проницаемой среды – пористость, определяемая как отношение объема пор в назначенной пробе песка к объему пробы (в нашем опыте – к объему сосуда V). В

классических трудах по динамике подземных вод (например, в [2, 18]) обсуждается также зависимость пористости от плотности упаковки зерен правильной формы и одинакового размера (шаров), что указывает на принципиальную возможность образования пористой среды зернами любой формы (даже кубиками одинакового размера при наиболее плотной упаковке – за счет неровностей граней кубиков). Пористость изменяется в широких пределах, причем в песке из нашего опыта есть тупиковые поры, хотя большая часть пор связана между собой: отношение объема этих взаимосвязанных пор в пробе песка к объему пробы называется динамической (активной) пористостью. Ею целиком определяется способность горных пород пропускать через себя (фильтровать) воду и другие жидкости и газы. Все сказанное о песке полностью относится ко всем другим горным породам (также и к трещиноватым породам, в которых роль пор играют трещины).

Главное же, на что необходимо обратить внимание в этих рассуждениях о пористой среде – это взаимосвязанность проводящих пор, их разветвленность (фотографию слепка пор можно увидеть в [2]). Именно эта особенность пористой среды не позволяет моделировать ее, например, пучком цилиндрических или плоских капилляров и использовать для описания течения жидкостей в них уравнение Бернулли. Как это широко известно, важнейшим свойством элементарной трубки тока, для которой справедливо такое уравнение, является полное отсутствие потока жидкости через боковые поверхности трубки тока. Кстати сказать, это условие и поясняющий рисунок изображены на обложке, а подробнее оно расписано на с. 89 учебника Н.М. Константинова и др. [12], процитированного Ф.С.Рабкиным в [28]; очень жаль, что Ф.С.Рабкин не обратил внимания на это чрезвычайно важное условие (заложенное также в само понятие трубки тока), полностью превратившее в абсурд все его "теоретические предпосылки", однако отмеченное – его проблема: нужно было читать учебник более внимательно. Названное условие в [12] представлено в виде $\frac{\partial Q}{\partial l} = 0$, где Q – расход

потока жидкости в трубке тока, а l – расстояние между двумя назначенными поперечными сечениями трубки тока.

Как мы уже отмечали в [22], неветвящийся отрезок трубы может рассматриваться как некоторый аналог трубки тока (трубы обычно не пропускают воду через свои стенки, обеспечивая только продольное движение жидкостей). Однако уже и для такой трубы уравнение Бернулли является определенной математической абстракцией. Дело в том, что следствием проявления вязкости (касательных напряжений сдвига) жидкости на внутренних поверхностях труб становится условие прилипания, так что местная скорость жидкости у поверхности трубы равна нулю, а по оси трубы достигает максимума. Поэтому, в выражении скоростного напора для такой трубы входит средняя массовая скорость

течения жидкости, оцениваемая как отношение массы жидкости, прошедшей за определенный отрезок времени через выделенное сечение трубы, к площади этого сечения, а сам скоростной напор корректируется с помощью коэффициента Кориолиса α . Соответственно уравнение Бернулли для потока вязкой жидкости (в терминах Ф.С.Рабкина) приобретает вид [12, с.104]:

$$U_1 + \frac{p_1}{\rho_B} + \alpha_1 T_1 = U_2 + \frac{p_2}{\rho_B} + \alpha_2 T_2 + \frac{P_f}{\rho_B}. \quad (4)$$

Итак, в пористой среде выделить и обособить отдельную пору на всем протяжении водоносного или нефтяного пласта и исследовать в ней движение жидкости на основе уравнения Бернулли принципиально невозможно: для пористой среды необходимое условие применимости этого уравнения $\frac{\partial Q}{\partial l} = 0$ не выполняется. Соответственно всякие рас-

суждения о какой-то жидкой точке в пористой среде – нонсенс. Насыщенная пористая среда должна рассматриваться как некоторая гетерогенная среда (твердый скелет пористой среды – жидкость), каждая составляющая которой также может быть гетерогенной. Именно это мы подробно на двух страницах расписывали в [22, с.79-80], говоря о феноменологическом подходе к обоснованию фильтрационной модели.

Очень жаль, что Ф.С.Рабкин не увидел в [22] ничего, кроме сознательного искажения его позиции [28, с.82]. А между тем, игнорирование им основополагающих позиций теории фильтрации подземных вод привело еще к целому ряду абсурдных заявлений и утверждений. Так, в [22] на стр. 80 мы во вполне ясной форме, исключаящей какое-либо иное толкование, и вполне сознательно, отметили следующее: "... в соответствии с идеей Н.Е. Жуковского силы сопротивления каркаса проводящей среды и внутреннего трения движущейся жидкости заменяются объемными силами трения; для их количественного выражения в понятийную базу модели вводятся понятия "скорость" и "коэффициент фильтрации". Отослю читателя (разумеется, и Ф.С.Рабкина) к классическим трудам по теории фильтрации жидкостей и газов [2, 8, 18], а также к учебникам с ВУЗовскими курсами общей гидрогеологии и динамики подземных вод [11, 14], где эти понятия рассматриваются детально. Далее, используя понятие, обозначенное термином "коэффициент фильтрации", и задавая его численные значения, мы выполнили простые оценки величин скоростного напора; последние оказались неощутимо малыми. Что в этой связи кроме абсурда представляет следующее заявление Ф.С.Рабкина [28, с.84]: "Методический просчет моих оппонентов (т.е. нас) при оценке ими кинетической составляющей уравнения движения заключается в том, что они учитывали лишь соб-

ственно скоростной напор, игнорируя трение. Иными словами, сознательно или бессознательно они наделяют реальную жидкость свойствами идеальной – отсутствие трения при движении – и исходя из этой ложной посылки делают вывод, что кинетической составляющей можно пренебречь. Но реальное движение во всех случаях сопровождается трением. И в природных водонапорных системах основные затраты энергии при движении флюида идут на преодоление трения, чем и обусловлены весьма низкие скорости движения подземных вод. Поэтому при описании уравнением Бернулли движения реальной жидкости удельные потери энергии на преодоление трения учитываются. И поскольку для реальной жидкости нет движения без трения, эти потери должны включаться в кинетический член уравнения”.

Мне представляется, что здесь все ясно. Позволю себе только один небольшой комментарий к приведенной цитате. Мы с В.И.Порядиным абсолютно и полностью согласны с Ф.С.Рабкиным в том, что трением “... обусловлены весьма низкие скорости движения подземных вод”. Именно вследствие “весьма низких скоростей движения” скоростной напор оказывается пренебрежимо малым, как это показано в [22].

Полагая, что за удельную полную энергию жидкой точки (const) можно принять запас энергии, который сообщается ей максимальным для данной системы литостатическим давлением $\frac{P_0}{\rho_B}$ (где P_0 – литостатическое давление в наиболее погруженной зоне водоносного пласта), в произвольной точке системы потенциал (U) внешних сил, действующих на жидкую точку, может быть определен как разность потенциалов литостатического (P) и противодействующего гидростатического (G) давлений $\frac{(P - G)}{\rho_B}$, и принимая во внимание, что в природной водонапорной системе вода по коллектору перемещается под воздействием сил потенциального поля, где главным свойством движения, независимо от пути перемещения, является строгое соответствие количества кинетической энергии частиц разности потенциалов действующих на них сил в исходной и рассматриваемой точках, так что для условий элизионного режима $T = \frac{(P_0 - P)}{\rho_B}$, Ф.С.Рабкин уравнение (1) записывает в виде [28]:

$$\frac{p}{\rho_B} = \frac{P_0}{\rho_B} - \frac{(P - G)}{\rho_B} - \frac{(P_0 - P)}{\rho_B}, \quad (5)$$

откуда следует $p = G$.

Как уже говорилось выше (а также в [22]), уравнение (5) не следует из уравнения Бернулли и не является им. Общее в нем с уравнением Бернулли — это принцип сохранения энергии и количества движения.

Из рассуждений Ф.С.Рабкина о полных литостатических нагрузках, приходящихся на жидкости [28, с.83], самого предлагаемого им уравнения (5), в котором напрочь отсутствует потенциал эффективных напряжений в скелете пористой среды, ясно просматривается представление Ф.С.Рабкина о водоносном или нефтяном пласте как о некоей сплошной полости, называемой открытым пористым пространством. И если бы это было так, то уравнение (5) действительно выражало бы в барометрической форме потенциал элементарного объема жидкости (жидкой точки). Однако становится непонятным, почему на стр. 83 Ф.С.Рабкин пишет о полных литостатических нагрузках, а на стр. 84 из уравнения, аналогичного (5), у него тождественно следует, что давление в жидкости (пластовое давление) равно гидростатическому, т.е. давлению столба жидкости, расположенной гипсометрически выше расчетного сечения? Причем здесь тогда элизионный режим, который Ф.С.Рабкин во всех своих публикациях постоянно упоминает? Ведь в его модели сжимаемая пористая среда отсутствует, а по определению элизионным называется фильтрационное течение жидкости в данной области, вызванное только изменением либо объема пор, либо объема поровой жидкости, либо того и другого одновременно [8].

Кстати сказать, в [22] мы предупреждали Ф.С.Рабкина о возможных недоразумениях, могущих возникнуть при обосновании его революционных "теоретических предпосылок" с привлечением понятийной базы и терминологии традиционной гидрогеологии. Однако у Ф.С.Рабкина такое предупреждение вызвало интересную реакцию: он заявил в [28], что если бы он изобретал вечный двигатель, вот тогда бы он занимался новыми понятийной базой и терминологией. А между тем, именно в [28] это, как мы видим на примере элизионного режима, привело к явно абсурдным результатам; вечный двигатель (теперь уже по Ф.С.Рабкину) опять не состоялся.

Продолжим наш модельный эксперимент. На поверхность сухого (ненасыщенного) песка в сосуде поместим поршень и зададим на нем давление P . Абсолютно очевидно, что песок после некоторого уплотнения будет держать поршень, и что в полном соответствии с третьим законом Ньютона в твердом скелете пробы песка возникнет напряжение σ , равное давлению P .

При возрастании сжимающих напряжений, действующих на проводящую среду, ее пористость уменьшается, главным образом вследствие более плотной упаковки зерен, образующих эту среду. причем с ростом напряжений уменьшение пористости снижается, т.е. имеет место своеобразное упрочение. Такого рода процессы переупаковки зерен в значительной мере носят необратимый характер. Подобное изменение

пористости для ряда пород, слагающих водоносные или нефтяные пласты, выяснено опытами; обзор некоторых из этих опытов можно найти в работах К.Терцаги, Н.М.Герсеванова, Г.В.Исакова, В.Н.Щелкачева, Г.И.Баренблатта, Ю.П.Желтова, У.Х.Фертля, К.Магара и др.

Пористость m среды, находящейся под постоянным давлением выше лежащей толщи горных пород, зависит от давления содержащейся в ней жидкости двояко. С одной стороны, пористость изменяется вследствие изменения объема зерен пористой среды, благодаря их сжатию. Эту часть изменения m (в целом мало существенную) обычно считают полностью обратимой. С другой стороны, пористость зависит от давления через напряжения, поскольку при изменении давления жидкости изменяется тензор напряжений в скелете пористой среды (так как суммарная нагрузка, воспринимаемая системой жидкость – пористая среда, постоянна, а часть нагрузки, воспринимаемая жидкостью, изменяется), а при изменении тензора напряжений меняется и пористость. Это изменение m частично обратимо – за счет упругих деформаций частиц среды, но в большей степени необратимо – за счет необратимых изменений структуры пористой среды.

Многие исследователи обращают внимание на то, что в опытах зависимость пористости определяется не от истинных напряжений, а от некоторой их части, называемой одними фиктивными, другими эффективными (но в обоих случаях кажущимися) напряжениями. Для иллюстрации этого обстоятельства в [2] предлагается следующий простой модельный эксперимент. Пусть, как и в предыдущем случае, в цилиндрическом сосуде с площадью поперечного сечения, равной единице, находится некоторый объем пористой среды, в котором содержится жидкость под давлением p . На поверхности пористой среды лежит поршень: на нем поддерживается то же давление p , так что система находится в равновесии. Положим, что к поршню прикладывается дополнительная нагрузка q , моделирующая превышение давления вышележащей толщи горных пород (горного давления) над гидростатическим. Составим уравнение равновесия некоторой части рассматриваемого объема пористой среды. В пренебрежении силами трения о сосуд и собственным весом скелета пористой среды и жидкости получаем:

$$\sigma + m p = q + p,$$

где $\sigma = \sigma_{ист} (1 - m)$ – объемное напряжение в скелете пористой среды. Изменение пористости в зависимости от давления при фиксированной нагрузке (в целом мало существенное, а в пренебрежении сжимаемостью зерен пористой среды пористость при фиксированной нагрузке от давления вообще не зависит) учитывается отдельно.

Таким образом, рассмотренный опыт дает зависимость пористости от нагрузки q , составляющей лишь часть истинного напряжения в скелете пористой среды, а именно:

$$q = \sigma_f = \sigma - p(1 - m). \quad (6)$$

Здесь σ_f — как раз и есть то самое фиктивное напряжение.

Ничего путанного в этих рассуждениях, несмотря на заявление Ф.С.Рабкина, нет, все логично и непротиворечиво. Причем разработанность подобного представления отвечает уровню теории, в которой увязываются не только содержательные элементы концептуальной модели, но и их формальные выражения. Концепция же Ф.С.Рабкина о передаче литостатического давления на жидкость "... в полном объеме" [28, с.83] приводит (вернее, возвращает) к еще одному неприятному для него противоречию, установленному и устраненному уже в 1946г. В.Н.Щелкачевым [31], — к так называемому "эффекту сверхсжимаемости воды".

Разумеется, и представленная теория имеет свои ограничения. В частности, в ней предполагается, что в выбранной точке пористой среды с возрастанием горного давления мгновенно (по времени) происходит соответствующее возрастание давления в жидкости и эффективного напряжения в скелете пористой среды и наоборот. Однако в реальных условиях наблюдается некоторое отставание по времени изменения напряжений σ_f и давления p . Это послужило основанием для создания теории релаксационной фильтрации [4, 15], в которой уравнение равновесия представляется следующим образом:

$$q + p = (1 - m) \left(p - \tau_1 \frac{\partial p}{\partial t} \right) + \sigma_f + \tau_2 \frac{\partial \sigma_f}{\partial t}.$$

где: τ_1 и τ_2 — постоянные времени релаксации соответственно давления в жидкости и эффективных напряжений в скелете пористой среды; t — время.

Вместе с тем, имеющиеся экспериментальные данные обеспечивают оценки τ_1 и τ_2 ; последние по порядку величин составляют соответственно 10^2 и 10^7 с [5]. Поэтому если взять реальные скорости осадконакопления и учесть, что 10^7 с \cong 1 год, то станет ясно: уравнение (6) с высокой точностью аппроксимирует реальное соотношение p и σ_f .

Таким образом, игнорирование напряжения в твердом скелете пористой среды при анализе равновесия выбранного элементарного

объема насыщенной среды – это полнейший абсурд. Последнее подтверждается и цитатой одного из авторитетов, на который Ф.С. Рабкин в [28] почему-то ссылается в подтверждение своих рассуждений о мгновенной и полной передаче литостатического давления на флюиды: "По мере того, как каждый слой осадка подвергается захоронению под отложенными в последующие отрезки времени слоями глинистого ила и песка, происходит постепенное уплотнение. Если скорость седиментации низка, уплотняющийся осадок будет постепенно приспособляться к дополнительной нагрузке за счет выше лежащих осадков, и по мере того, как минеральные зерна прижимаются друг к другу под давлением, поровые флюиды выжимаются.

Поскольку глинистые слои имеют высокую пористость и относительно более проницаемые в своем первоначальном состоянии... выжатые флюиды будут двигаться в направлении наименьшего сопротивления, обычно вверх и в пористые песчаные слои. До тех пор пока флюид может выходить из осадка при нормальных условиях нагрузки и существует сообщение внутри порового пространства, будут встречаться гидростатические давления. Если степень гравитационной нагрузки за счет глинистых и песчаных слоев высока, проницаемость глинистых илов быстро уменьшается, и в результате поровые флюиды будут *немогут* (выделено мной) выдерживать увеличивающийся вес вышележащих осадков, и дальнейшее уплотнение пласта замедляется или прекращается" [30, с.75]. Как говорится, ни прибавить и ни убавить.

Итак, к чему же мы пришли? Очевидно, что если учесть эффективные напряжения в скелете пористой среды, то член $\frac{(P_0 - P)}{\rho_B}$ в урав-

нении (5) кроме кинетической составляющей включает в себя еще и потенциал этого эффективного напряжения. Тогда, в силу отсутствия возможности прямого опытного определения каждого из них, Ф.С. Рабкин неизбежно пришел бы к необходимости тестовых оценок вероятных величин того и другого составляющего, а так как неизмеримо проще оперировать имеющимися экспериментальными данными, оценить кинетическую составляющую – к расчетам, подобным тем, что мы проделали в [22].

В классической (традиционной) гидрогеологии исследователи, в отличие от Ф.С.Рабкина, именно так и поступили, проделав тестовые оценки вероятных величин средней действительной скорости движения жидкостей через пористые среды u и соответственно скоростного напора. В основу подобных тестовых оценок положено огромное количество экспериментальных определений u , для чего были разработаны серьезная методическая база и приборное обеспечение, получившие дальнейшее развитие при выдвигении на первый план задач изучения массо- и теплопереноса подземными водами в процессе их загрязнения, истощения и т.д. (многие методы измерений средней действительной

скорости движения жидкости защищены авторскими свидетельствами и патентами). Эти экспериментальные исследования однозначно показали чрезвычайно малые значения u , так что оказалось возможным абсолютно безболезненно пренебречь скоростным напором и не учитывать его в последующих гидродинамических построениях. Укажу здесь на то, что полученные в нашем тесте в [22] величины средней действительной скорости движения воды ($u \cong 10^{-3} - 10^{-1}$ м/с) заведомо завышены; такие скорости не достигаются даже при водоотборе скважинами. Для элизионного же течения жидкости через пористые среды в Прикаспии характерным значением является 10^{-11} м/с [21]. Если мы для Ф.С.Рабкина не авторитет, то отошлем его к более весомому источнику: величинами такого же порядка оперирует К.Магара [13].

Опять же, кстати сказать, о подъемной силе крыла самолета в [22] мы упоминали лишь стремясь показать, что при малых скоростях движения самолета относительно воздуха он мало чем отличается от автомобиля, так как разность давлений на верхней и нижней поверхностях крыла не обеспечивает требуемую подъемную силу. Положение не спасет и вечный двигатель.

Полагая в (5), что для произвольной точки аномальной зоны, как и для контура последней, $T = \frac{(P_0 - P_K)}{\rho_B}$, где P_K — литостатическое давление на контуре зоны или, иначе, давление, характеризующее замыкающую литоизобару, Ф.С.Рабкин приходит к уравнению, нами уже проанализированному в [22]:

$$p = G + (P_K - P). \quad (7)$$

Последнее выражение трактуется Ф.С.Рабкиным как барометрическое уравнение пластовых давлений в произвольной точке зоны гидродинамических аномалий второго рода.

В горячке саморекламы Ф.С.Рабкин дописался до полнейшего абсурда в противоречии самому себе, а выход нашел в обвинении нас в непонимании и извращении его представлений. Это относится в первую очередь к анализу на основе уравнения (7) гидродинамических аномалий пластовых давлений второго рода, выполненному нами в [22]. Цитируем Ф.С.Рабкина: "Различают два рода... аномалий: вызываемые неоднородностями коллектора и неоднородностями силового поля, действующего на водонапорную систему. Последние могут быть связаны *только с элизионным режимом* (выделено мной), поскольку он обусловлен действием поля литостатических давлений и только этому полю присущи значимые для решения гидродинамических задач неоднородности" [28, с.84]. И еще, гидродинамические аномалии пластовых давлений второго рода "... возникают при *элизионном*

режиме (выделено мной) на участках водонапорной системы, находящихся под действием замкнутых неоднородностей поля литостатических давлений" [28, с.86].

Зафиксирую внимание читателя на двух вполне очевидных выводах, следующих из этих цитат. Во-первых, аномалии пластовых давлений второго рода по Ф.С.Рабкину возникают только при элизионном режиме, и, во-вторых, в приведенных пояснениях Ф.С.Рабкин не дает определения термину "элизионный режим", а, следовательно, я вправе воспользоваться понятием и термином, его обозначающим, из традиционной гидрогеологии; определение термину приведено выше.

Как мы уже к полному и истинному удовлетворению Ф.С.Рабкина показали в [22], уравнение (7) можно преобразовать в следующее:

$$\pm (p - G) = \pm (P_K - P) \text{ или } \pm \Delta p = \pm \Delta P_{\text{лит}}, \quad - \quad (8)$$

выражающее соотношение превышения пластового давления над нормальным гидростатическим (плюс для АВПД, минус для АНПД) и литостатического давления на контуре и в произвольной точке аномальной зоны.

Выше я получил условие (6) механического равновесия элементарного объема двухфазной среды, которое перепису (в записи переменных по Ф.С. Рабкину) следующим образом [22]:

$$\sigma_f = P - p. \quad (9)$$

Напомню, что σ_f – как и прежде, эффективное напряжение в твердом скелете пористой среды или разность фазовых напряжений, определяющая деформацию порового пространства, т.е. элизионный режим.

Записав уравнение (9) для контура и произвольной точки аномальной зоны и вычтя одно из другого, имеем:

$$\sigma_{JK} - \sigma_f = \Delta P_{\text{лит}} - \Delta p,$$

откуда с учетом (8) следует, что эффективные напряжения в скелете пористой среды на контуре и в произвольной точке аномальной зоны равны между собой – $\sigma_{JK} = \sigma_f$. А так как на контуре аномальной зоны пластовое давление по Ф.С.Рабкину равно гидростатическому, т.е. режим течения жидкости гравитационный, то в соответствии с (6) $\sigma_f = 0$; равенство нулю эффективных напряжений означает отсутствие деформации пористой среды (в этом, собственно, и состоял смысл подробного рассмотрения мною ранее эффективных напряжений), а раз так, то и отсутствие элизионного режима фильтрации жидкости (см. выше определение элизионного течения). Если же нет элизионного ре-

жима, соответственно нет и гидродинамических аномалий второго рода Ф.С.Рабкина. Последнее четко и недвусмысленно следует из намеренно приведенных выше цитат.

Как же следует понимать такое высказывание Ф.С.Рабкина, полностью исключаящее саму его идею аномалий второго рода: "Автор испытал истинное удовлетворение, получив убедительное подтверждение этого вывода со стороны оппонентов (т.е. нас), которые другим способом, показав равенство эффективных давлений на контуре и в произвольных точках аномальной зоны, пришли к аналогичному заключению, а именно, что элизионные процессы в подобных зонах отсутствуют (каково?). Но далее мои оппоненты, приписав автору несурезицу, что аномалии второго рода – это элизионный режим, сами уверовали в это и пришли к полному абсурду, начав отрицать элизионный режим как таковой" [28, с.88]. Ф.С.Рабкин опускается здесь до явного передергивания фактов, приписывая нам собственное отрицание элизионного режима "как такового". И как же все-таки быть с аномалиями второго рода, которые, повторяю, "... могут быть связаны только с элизионным режимом" [28, с.84]?

Вообще следует заметить следующее. Строго говоря, совершенно безразлично, какого рода аномалии выделяет Ф.С.Рабкин, какие соответственно режимы фильтрации в пористой среде существуют. В нашем тестовом расчете в [22], как и во всех подобных тестах, движущая термодинамическая сила выражена градиентом давления (напора), а способность пористой среды фильтровать жидкости – коэффициентом фильтрации, комплексно характеризующим (и без всяких методических просчетов) геометрию порового пространства и объемные силы трения вязкой жидкости. Так что результаты теста справедливы для широчайшего круга схем фильтрации жидкостей через пористые среды.

Остановлюсь кратко на аналогии механизмов формирования гидродинамических аномалий по Ф.С.Рабкину с депрессиями при опробовании и эксплуатации нефтегазовых и водоносных пластов, хотя она не имеет никакого отношения к предмету дискуссии и в [28] явно неуместна и введена исключительно с целью увода дискуссии от ее предмета. В самом деле, положим, что движение подземных вод подчиняется закону Дарси (как в этой части [28] допускает Ф.С. Рабкин). Тогда решение задачи о постоянном притоке к скважине при нестационарном режиме фильтрации в неограниченном в плане пласте имеет вид [2, 14, 18]:

$$S = \frac{Q}{4\pi T} \left[-E_1 \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right],$$

где: S – понижение пьезометрического уровня на расстоянии r от оси возмущающей скважины в момент времени t от начала откачки

или выпуска; Q – дебит возмущения; T и χ – соответственно водопроницаемость и пьезопроводность водоносного пласта; $E_1(-x)$ – интегральный экспоненциал.

Записав последнее уравнение для двух скважин, пройденных в разных водоносных пластах, причем по Ф.С.Рабкину $r_1 = r_2$, $\chi_1 = \chi_2$, $Q_1 = Q_2$ и $t_1 = t_2$, но $T_1 \neq T_2$, и взяв их отношение, получаем, как и писал в [28] Ф.С.Рабкин:

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{T_2}{T_1}.$$

Дает это выражение основание для аналогии депрессий с проявлением скоростного напора? Если обратиться к реальным условиям проведения опытов (откачек или выпусков), когда понижение уровня измеряется либо в наблюдательных, либо в возмущающих скважинах, то становится ясным – S_1 и S_2 отражают изменение *только* гидростатического напора (скважина – не трубка Пито). Спрашивается, какое отношение это имеет к "теоретическим предпосылкам" Ф.С.Рабкина?

Возможен и другой подход к этой проблеме. Дело в том, что при больших градиентах напора (или давления) в потоках вблизи опытных и эксплуатационных скважин (и соответственно относительно больших скоростях течения) проявляется инерционная составляющая сопротивления движению жидкости, которая формально связана с квадратом скорости фильтрации и учитывается в двучленном законе фильтрации Форхгеймера [2, 3]:

$$\text{grad } H = -\frac{1}{K} \bar{v} - \frac{\nu}{c} \bar{v}, \quad (10)$$

где первое слагаемое учитывает потери напора H от действия сил сопротивления каркаса проводящей среды и внутреннего трения движущейся жидкости, второе – потери напора от действия сил инерции; ν – модуль скорости фильтрации; K и c – постоянные соответственно линейного (коэффициент фильтрации) и степенного законов фильтрации.

Предпринимались попытки теоретически увязать второе слагаемое в уравнении (10) со скоростным напором в уравнении Бернулли. Однако парадокс состоит в том, что в скважинах эта составляющая фиксируется дополнительным, в сравнении с фильтрацией при законе Дарси, потерями *гидростатического* напора (еще раз повторю, скважина – не трубка Пито); обзор экспериментальных и теоретических исследований на эту тему можно найти, например, в [3, 9].

Двучленный закон фильтрации часто связывается также с турбулизацией течения. Вместе с тем, в полном соответствии с представлениями Н.Е. Жуковского о фильтрации жидкостей через пористые среды как о потенциальном течении – это лишь феноменологическое выражение иного (в сравнении с законом Дарси) механизма обмена количеством движения. Последнее подтверждено экспериментально – флуктуации скорости фильтрации в потоке отсутствуют. Тестовые же расчеты показывают – и при принудительном отборе жидкостей из пластов через скважины скорости движения этих жидкостей остаются настолько малыми, что кинетической составляющей и в этом случае можно пренебречь.

Таким образом, из изложенного должно быть ясно, что попытки отождествления аномалий пластового давления с кинетической составляющей движения жидкостей вне зависимости от существующего режима фильтрации (гравитационного или элизионного) абсолютно абсурдны. Огромный опыт гидрогеологических исследований однозначно свидетельствует о пренебрежимо малых величинах скоростного напора в водоносных и нефтяных пластах во всем диапазоне реальных скоростей движения жидкостей через пористые среды. В этой части "теоретические предпосылки" Ф.С. Рабкина явно несостоятельны.

Обсудим здесь еще одну важную в этих "теоретических предпосылках" проблему структурной синхронизации АВПД и АНПД (АВПД – на положительных структурах, АНПД – на отрицательных). Эта проблема заявлена Ф.С.Рабкиным с соавторами, во-первых, как "... неизвестное ранее явление обращенного по отношению к гидростатическому распределению пластовых давлений по структурной поверхности... зон (речь идет о зонах АВПД подсольевых отложений Прикаспийской впадины) в пределах замкнутых структурных осложнений" [29, с.9]. Во-вторых, она рассматривается ими "... в качестве явления достаточно универсального" [29, с.10], т.е. имеющего региональный характер, позволяющий на основе этого явления строить какие-то достаточно общие методы поисков углеводородов. В-третьих, для теоретической интерпретации явления Ф.С.Рабкиным как раз и предусмотрены те самые "теоретические предпосылки", о которых говорилось выше.

Обсуждение можно было бы начать с замечаний по поводу вольностей в терминологии, допускаемых Ф.С.Рабкиным с соавторами и последователями и приводящих к абсурдным заявлениям (о чем мы уже писали в [22]). Например, "инверсия пластового давления" – это что означает? Перемену знака пластового давления на какой-то границе структурной поверхности? Так что давление становится всасывающим? А гравитационное поле, обуславливающее пластовое давление, на этой границе тоже меняет знак? Вместе с тем, примем во внимание определение в [29, с.9] и будем говорить об инверсии не пластовых давлений, а *приращений* пластовых давлений Δp .

Начнем с того, что, как я надеюсь, мне удалось показать полную несостоятельность предлагаемой Ф.С.Рабкиным теоретической интерпретации явлению структурной инверсии Δp . Однако явление может существовать вне зависимости от того, есть удовлетворительная теоретическая модель его или нет. Обратимся к опубликованным источникам [8, 13, 30] и проанализируем материалы о природе аномальных давлений (будем рассматривать, как и в [10, 29], преимущественно АВПД). Читатель вместе со мной без труда обнаружит здесь концептуальные модели и формальное выражение структурной инверсии Δp .

Для реализаций таких инверсий необходимы по Ф.С.Рабкину структуры (ловушки) антиклинального типа с практически непроницаемой крышкой (в замковой части подобных структур и должны быть АВПД). Одним из перспективных и уже давно известных вариантов этих ловушек является массивное накопление каменной соли [13, 30]. Соль полностью непроницаема для флюидов, поэтому последние из подстилающих отложений не удаляются, и отложения, таким образом, остаются неконсолидированными, в них развиваются АВПД. Знакомая по [10, 26, 29] картина, не правда ли?

Механизм, обуславливающий АВПД в таких ловушках, различен. Это могут быть землетрясения, тектонические движения [13, 30] и т.п. Наконец, самое главное, — аномальные давления, связанные со скоплением углеводородов. Давно известно, что избыточное давление в какой-либо точке сводовой части структуры увеличивается по мере возрастания разности плотностей углеводородов и воды, а также по мере увеличения высоты залежи углеводородов [13]:

$$\Delta p = (\rho_B - \rho_{yB})gh \text{ или } \Delta p = \text{grad}(\Delta p) \cdot h. \quad (11)$$

А что (11), как не то же выражение $\Delta p = f(h)$, где за h принимается амплитуда складок, на основе которого в работах [10, 26, 29] доказывались структурные инверсии приращений пластовых давлений. И нас не должно смущать, что в (11) $\text{grad}(\Delta p) \cong 0,4-0,7$ МПа/100 м, т.е. меньше тех 2,5 МПа/100 м из [10, 29]. Ведь и в названных работах указывается: "... несмотря на большое число опосредованных на подсоловой палеозой локальных структур, нельзя было подобрать ни одного профиля, который удовлетворял бы указанному требованию (наличие профиля скважин вкрест простираения структуры), так как структуры изучены либо одиночными скважинами, либо многими скважинами, но заложенными в близких структурных условиях (на сводах структур)" [29, с.12]. Иными словами, значения пластовых давлений, относительно которых рассматривается Δp в заданной точке, в [10, 29] выбираются

условно, а возможность аномальных давлений на контуре структур даже не обсуждается.

Разумеется, непроницаемые покрывки антиклинальных структур могут быть образованы не только солью; об этом подробнее см. [13, 30].

На такую природу АВПД в структурах антиклинального типа прямо указывается в [17], на которую Ф.С.Рабкин с соавторами [29] ссылаются как на работу, подтверждающую или, по крайней мере, наводящую на мысль о возможности структурной синхронизации АВПД. В подтверждение сказанного приведем следующую цитату: "В результате анализа материала, полученного по данным бурения и эксплуатации скважин, установлено, что на площадях Сангачалы-Дуванный-море аномально высокие пластовые давления возникли из-за большой высоты залежи (2000 м), небольшого удельного веса нефти (0,7-0,75)..." и геолого-тектонических особенностей структур, затрудняющих связь флюидов с областями разгрузки [17, с.3]. Точно с таких же позиций трактуется структурная синхронизация АВПД и в другой статье ([16]), упомянутой в [29]. Более того, в публикациях самого Ф.С.Рабкина с соавторами [29] и А.Ш.Камаровой [10] мы находим прямое указание на залежи углеводородов как на причину АВПД в сводовых частях антиклинальных структур: "В анализе наряду с данными замеров пластовых давлений глубинными манометрами в скважинах площадей Тортай, Равнинная, Каратон, Пустынная использованы значения начальных пластовых давлений по газоконденсатной залежи... Астраханского и нефтяной залежи... Кенкиякского месторождений" [29, с.13].

Необходимо назвать и третью статью, на которую в [29] Ф.С.Рабкин с соавторами ссылаются для подтверждения своих соображений о структурной синхронизации АВПД – статью С.Н.Алехина [1]. И что же мы в ней находим? Невероятно, но видимо авторы [29] читали эту работу справа налево, ибо разве может наводить на мысль о структурной синхронизации по Ф.С.Рабкину следующее высказывание С.Н.Алехина: "Наибольшие значения КАПД, отождествляемые с высоким энергетическим уровнем, тяготеют к *погруженным* (выделено мной) областям гидрогеологического бассейна, областям газогенерации. Значения КАПД постепенно уменьшаются к бортовым зонам бассейна – зонам газонакопления. В этом же направлении происходит миграция пластового флюида. Нарушение зонального распределения КАПД фиксируется на участках гидродинамической связи водонапорных комплексов, обуславливающей либо дополнительный приток пластовой энергии, либо ее разгрузку" [1, с.10]. Здесь КАПД – коэффициент аномальности пластового давления, показывающий отношение наблюдаемого пластового давления к условному гидростатическому.

А как же те аномалии пластового давления в залежах углеводородов, о которых я писал выше? Почему они не нашли отражения в КАПД? Оказывается, все просто, С.Н.Алехин ни в коем случае не отрицает такие аномалии: "На газовом месторождении на величину

КАПД может оказать влияние высота залежи. Этот эффект *исключается* (выделено мной) приведением расчетных значений КАПД на плоскость ГВК" [1, с.10]. Невольно возникает вопрос, а не являются ли попытки региональной структурной синхронизации АВПД следствием ошибок, обусловленных именно неучетом эффекта высоты залежи углеводородов? Тем более, что и в [29], и в [10] ничего не говорится о методике приведения пластовых давлений.

Несколько слов о попытке на основе "теоретических предпосылок" (или вернее, в подтверждение их) структурной синхронизации АВПД в кратком сообщении А.Ш.Камаровой [10]. Несколько слов потому, что писать в общем-то не о чем, достаточно сравнить установленные уравнения регрессии и рисунок, их иллюстрирующий в [10, с.52]. Принимая версию А.Ш.Камаровой, в отношении последних хочется повторить слова Козьмы Пруткова: "Не верь глазам своим", – так как это совершенно разные, несовместимые друг с другом вещи. Так уравнение, для которого коэффициент парной корреляции наибольший, $R \cong 0.6$, имеет вид:

$$\Delta p = 157,334 + 0,30695Z, \quad (12)$$

где: Δp – в авторской терминологии аномалии пластовых давлений; Z – глубина. В зависимости (12) угловой коэффициент прямой отчетливо положительный, на рисунке же показаны опытные точки и аппроксимирующие их прямые, для которых угловые коэффициенты явно отрицательны.

Как же можно, опираясь на подобную интерпретацию, делать далеко идущий вывод о том, что "... по падению структурной поверхности ... значения пластовых давлений уменьшаются" [10, с.52]? Мы уже не говорим о неочевидности в [10] надежности и значимости коэффициентов корреляции, рассчитанных всего по шести опытным точкам, тем более, что и наибольший коэффициент корреляции имеет практически граничное значение, только-только позволяющее считать выявленную связь удовлетворительной.

Таким образом, говорить об оригинальности предлагаемой Ф.С.Рабкиным с соавторами и последователями структурной синхронизации АВПД (а тем более, об открытии ими неизвестного ранее явления такой синхронизации) не приходится; в классической гидрогеологии оно не только давно известно, но ему уже также давно дана теоретическая интерпретация, позволяющая учитывать это явление в региональных построениях с целью оценки перспектив нефтегазоносности площадей. Такая структурная синхронизация Δp , относится только к залежам углеводородов, а сама идея ее предполагает задание поверхности (покрышки) антиклинальной структуры (на основе результатов хотя бы той же сейсморазведки, о которой говорит Ф.С.Рабкин, и гра-

виметрии – это ни что иное, как традиционные методы и пути поисков структурных ловушек углеводородов). И только после установления этой поверхности и измерения пластовых давлений в залежи и параметров залежи (уже открытой) можно рассуждать о структурной синхронизации Δp ; в региональном же потоке флюида эффект АВПД в залежи после его исключения никак не проявляется. Так что не может идти и речи о каких-то "теоретических предпосылках", критериях *поисков* залежей углеводородов. Проблема же АВПД в залежи в каждой конкретной структуре – как отметил К.Магара [13], проблема сугубо локальная.

В своем ответе на наше замечание о неоправданной (предполагаемой Ф.С. Рабкиным) легкости определения геологических и барометрических параметров водонапорной системы [28] Ф.С.Рабкин выявляет " .. с их (т.е. нашей) стороны отсутствие достаточных знаний о современных методах сейсморазведки, в том числе и о возможностях сейсмостратиграфической интерпретации" [28, с.88]. Оказывается, с помощью современных методов сейсморазведки решены практически все возникшие перед нефтяной гидрогеологией задачи, уж во всяком случае "... проблема определения средневзвешенной по разрезу плотности пород имеет вполне удовлетворительное решение" [28, с.88]. А мы-то до сих пор были уверены, что в опытные сейсмограммы необходимо вносить массу поправок. Например, содержание жидкостей в пористых средах, количество и состав растворенных в жидкостях газов существенно влияют на скорость прохождения сейсмических волн (о насыщенности пластовых вод газами, в частности, в Прикаспии можно прочесть в [19, 20]). А из [6] вообще следует – если газ находится в жидкости в виде пузырьков, то скорость упругих продольных волн целиком определяется этими пузырьками. Соответственно, по нашему мнению, кажущаяся однозначность интерпретации сейсмограмм не столь очевидна. Именно это мы и имели в виду, когда писали о взвешивании геологического разреза как о сложной и вполне самостоятельной проблеме [22].

Кроме того, в уравнениях (1), (2), (5), (7) Ф.С.Рабкин вводит и легко оперирует значениями плотности воды ρ_B . А из [7, 8] мы вместе с читателем узнаем – процедура приведения давления, связанная с вертикальной дифференциацией плотности воды, настолько сложная задача (в том числе математическая), что настоящей проблемой становится уже даже установление направления движения жидкости. Кстати, весьма существенна вертикальная плотностная дифференциация пластовых вод в Прикаспии [19, 20].

Таким образом, о легкости определения геологических и барометрических параметров водонапорной системы говорить сейчас по нашему глубокому убеждению пока явно преждевременно. В противном случае неизбежно возникают вопросы, чем, собственно, занимают-

ся сам Ф.С.Рабкин и все его соавторы и последователи, если все уже определено и известно? Какова цель его "теоретических предпосылок"? А бурение глубоких разведочных и поисковых скважин, исходя из концепции известности всего и вся, – это просто преступное закапывание денег в землю.

Итак, говорить о какой-то эффективности разработанной Ф.С.Рабкиным методики прогноза аномальных давлений – по меньшей мере вводить в заблуждение научную общественность и геологов-практиков. Нет "двух концепций моделирования природных водонапорных систем в нефтяной гидрогеологии", точнее, нет концепции такого моделирования, выдвинутой Ф.С.Рабкиным. Я надеюсь, мне удалось в очередной раз раскрыть несостоятельность его "теоретических" построений: они не выдерживают критики ни в одном своем положении, так как основой имеют игнорирование элементарных представлений современной гидродинамики, нефтяной гидрогеологии, общей физики. В принципе неудивительно – "теоретические предпосылки" возникли у исследователя, не приемлющего многообразие процессов, протекающих в водоносных и нефтяных пластах, разделяющих толщах, и видящего "гидродинамичность" задач не в правильной гидродинамической постановке их (обязательное задание и обоснование системы уравнений неразрывности, движения и состояния, а также краевых условий), а в решении вопроса, какое давление (напор) задается в систему определяющих уравнений, гидростатический или полный (учитывающий кинетическую составляющую). И если все имеющееся теоретическое и экспериментальное обоснование таких уравнений, позволяющее пренебречь этой кинетической составляющей, противоречит "теоретическим предпосылкам", то тем хуже для такого обоснования.

В заключение хочу обратить внимание на следующее. Сдавая эту статью в редколлегию журнала "Геология Казахстана" в 1994 г., я сделал приписку о том, что сложившаяся в журнале традиция дискуссий создает двусмысленную ситуацию; фактически разрешение на публикации критических материалов дает автор анализируемых в таких материалах работ. И если, например, Ф.С.Рабкин (или кто-нибудь из его соавторов) решит не давать ответ на замечания и критику (такой объективный и доказательный ответ или возражение, учитывая современную разработанность подземной гидродинамики и нефтяной гидрогеологии, я исключаю), то возникает вероятность того, что настоящая статья может и не выйти в свет¹. Сказанное не следует понимать как призыв введения цензуры на предмет научности публикуемых материалов, а тем

¹ Не говоря уже о том, что редколлегия берет на себя ответственность за сохранение авторских прав, приоритета автора (если он имеется) на публикуемый материал и неразглашение материала до его опубликования, а, следовательно, с этим материалом не может быть ознакомлен никто, кроме членов самой редколлегии и независимых рецензентов.

более – их ортодоксальности сложившимся или принятым современным теориям. Отнюдь нет, каждый волен писать обо всем, о чем ему заблагорассудится. Однако точно так же не должно быть цензуры (в лице критикуемого автора) и критических материалов.

Высказанное в приписке предположение полностью подтвердилось. Статья пролежала в редколлегии журнала "Геология Казахстана" без какого-либо движения около 6 лет (хотя актуальность материалов от этого ничуть не пострадала), и перспектив к ее опубликованию не было видно. Именно поэтому она предлагается вниманию читателя на страницах журнала "Гидрометеорология и экология".

Кроме того, как видно из предлагаемой статьи, в ней рассмотрен целый цикл работ Ф.С.Рабкина и его соавторов и последователей. Неудивителен поэтому значительный объем статьи; у автора есть намерение ею закрыть начинающуюся дискуссию, так как предмет для такой дискуссии по сути не существует.

Литература

1. Алехин С.Н. Гидродинамические особенности месторождений газа Восточной Туркмении // Геология нефти и газа. 1984. № 8. -С. 9-14.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
3. Бураков М.М. К обоснованию инерционной составляющей фильтрации при нестационарном режиме возмущения // Гидрогеологические и инженерно-геологические условия формирования подземных вод Казахстана. – Алма-Ата: КазПТИ, 1990. – С. 36-42.
4. Бураков М.М. К теории релаксационной фильтрации подземных вод // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 1994. -№ 3. - С. 83-88.
5. Бураков М.М. Об уравнении движения жидкости в теории релаксационной фильтрации // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 1994. -№ 6. -С. 83-88.
6. Гербачев Ю.П., Лопатников С.Л. Влияние свободного газа на распространение и затухание упругих продольных волн в насыщенной пористой среде // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 1985. -№9. -С. 81-84.
7. Гуревич А.Е. Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. – Л.: Недра, 1980. - 216 с.
8. Гуревич А.Е., Капченко Л.Н., Кругликов Н.М. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии. - Л.: Недра, 1972. - 272 с.
9. Жапарханов С.Ж., Бураков М.М. Определение коэффициента водоотдачи по результатам откачек из одиночных скважин // Известия АН КазССР. Серия геологическая. 1982. -№ 4. -С. 71-75.

10. Камарова А.Ш. Особенности гидродинамического режима подсолевых отложений Темирского поднятия // Геология Казахстана. 1994. - № 2. - С. 49-54.
11. Климентов П.П., Богданов Г.Я. Общая гидрогеология. – М.: Недра, 1977. - 358 с.
12. Константинов Н.М., Петров Н.А., Высоцкий Л.И. Гидравлика, гидрология, гидрометрия. – Ч.1. – Общие законы. – М.: Высшая школа, 1987. -304 с.
13. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. - М.: Недра, 1982. - 296 с.
14. Мироненко В.А. Динамика подземных вод. -М.: Недра, 1983. - 358с.
15. Молокович Ю.М. и др. Релаксационная фильтрация. -Казань: КГУ, 1980. -136 с.
16. Новосилецкий Р.М., Полутранько А.Ю. Влияние гидродинамических процессов на распространение углеводородных залежей в нефтегазоносных областях Украины // Советская геология. 1982. - №11. -С. 41-47.
17. Ованесов Г.Л., Дурмишьян А.Г., Юсуф-Заде Х.Б. Перспективы открытия месторождений нефти и газа в Бакинском архипелаге // Геология нефти и газа. 1973. - № 1.-С. 1-5.
18. Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. – М.: Наука, 1977. -664 с.
19. Порядин В.И. Термодинамические условия нефтегазоносности Западного Казахстана. - Алма-Ата: Наука, 1983. -162 с.
20. Порядин В.И. Аномально высокие пластовые давления в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. - Алма-Ата: Наука, 1984. -120 с.
21. Порядин В.И. Проблемы синергетики геосистем. Термодинамика ползучести в литосфере. Геофильтрация и галокинез // Самоорганизация природных и социальных систем. (Материалы семинара.). -Алма-Ата: Гылым, 1995. -С. 58.
22. Порядин В.И., Бураков М.М. О теоретических предпосылках и направлениях поисков нетрадиционных залежей углеводородов. (Замечания на статью Ф.С. Рабкина) // Известия НАН РК. Серия геологическая. 1993. - № 1. -С. 77-81.
23. Рабкин Ф.С. Формирование режимов гидросистем осадочных толщ в поле тяжести Земли // Вестник АН КазССР. 1978. № 4. -С. 20-30.
24. Рабкин Ф.С. Модель гидродинамики в прогнозе залежей нефти и газа. Статья I // Известия АН КазССР. Серия геологическая. 1980. - № 6. -С. 1-7.
25. Рабкин Ф.С. Модель гидродинамики в прогнозе залежей нефти и газа (гидродинамические критерии прогноза). Статья II // Там же. 1981. - № 1. -С. 16-25.
26. Рабкин Ф.С. Теоретические предпосылки и направления поисков нетрадиционных залежей углеводородов в нефтегазоносных бассейнах Казахстана // Там же. 1992. - № 1. -С. 3-10.

27. Рабкин Ф.С. Гидродинамические аномалии пластовых давлений в природных водонапорных системах // Доклады АН РК. 1992. -№1. -С. 39-43.
28. Рабкин Ф.С. О двух концепциях моделирования природных водонапорных систем в нефтяной гидрогеологии // Известия НАН РК. Серия геологическая. 1993. -№ 1. -С. 82-90.
29. Рабкин Ф.С., Абилгалиев М.Ж., Акаева Ф.Х., Конышева Т.А. О природе структурной инверсии полей пластовых давлений в подсольных отложениях Прикаспийской впадины // Известия АН КазССР. Серия геологическая. 1990. -№ 1. -С. 9-16.
30. Фертель У.Х. Аномальные пластовые давления. Их значение при поисках, разведке и разработке ресурсов нефти и газа. -М.: Недра, 1980. -399 с.
31. Щелкачев В.Н. Основные уравнения движения упругой жидкости в упругой пористой среде // Доклады АН СССР. 1946. -Т. LII. -№2. -С. 103-106.

Институт гидрогеологии и гидрофизики
им.У.М.Ахмедсафина МОН РК

**Ф.С.РАБКИННЫҢ КӨМІРСУТЕГІ ДӘСТҮРСІЗ КЕНІН
ІЗДЕНУ БАҒЫТТАРЫ ЖӘНЕ ТЕОРИЯЛЫҚ ШАРТТАРЫН
ҚАЙТА ҚАРАСТЫРУ**

Геол-мин.ғыл.канд М.М.Бураков

Батыс Қазақстандағы Ф.С.Рабкин ұсынған көмірсутегі дәстүрсіз кенін іздеу бағыттарын және теориялық шарттары сыналып талдау жасалынған. Гидродинамиканың теориялық ережелерінің негіздерін есепке алмау себептеріне байланысты, ол бағыттарды дәріменсіз деп көрсетілген