

ГЕОХИМИЯ НЕФТИ

УДК 553.98:51

К ВОПРОСУ О НЕЛИНЕЙНОСТИ ПРОЦЕССОВ НАФТИДОГЕНЕЗА\*

Л.М. Бурштейн

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Коптюга, 3, Россия*

На основе нелокальной динамической модели нафтидогенеза исследуются возможные причины и следствия нелинейного поведения крупных нефтегазоносных систем. Показано, что вследствие нелинейности процессов нафтидогенеза, процессы миграции и аккумуляции в системе не протекают до накопления в коллекторах некоторой критической массы углеводородов. Существенные различия в величине начальных ресурсов углеводородов макроскопически подобных нефтегазоносных систем могут быть связаны с малыми неконтролируемыми вариациями начальных условий и параметров.

*Нафтидогенез, седиментационные бассейны, углеводородные скопления, миграция, аккумуляция, диссипация, нефтегазоносные системы.*

ON NONLINEARITY OF PETROLEUM FORMATION

L.M. Burshtein

A nonlocal dynamic model of petroleum formation is used to explore possible causes and consequences of the nonlinear behavior of large petroleum systems. As a result of this nonlinearity, migration and accumulation of oil starts only after hydrocarbons in a reservoir reach a threshold amount. Significant differences in the amount of in-place resources in macroscopically similar petroleum systems may be associated with minor random changes in initial conditions.

*Petroleum formation, sedimentary basin, accumulation, migration, and dissipation of hydrocarbons, petroleum system*

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа (ОМТ) характеризуется достаточно высоким уровнем развития. Значительный вклад в создание и развитие концептуальных основ ОМТ внесли отечественные и зарубежные ученые: А.М. Акрамходжаев, А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.Б. Васоевич, Д. Вельте, В.С. Вышемирский, Э.М. Галимов, А.А. Геодекян, И.С. Граммберг, Ф.Г. Гурари, М.Ф. Двали, Дж. Демейсон, Б. Дюранд, Н.А. Еременко, Дж. Коннан, А.Э. Конторович, А. Леворсен, Дж. Молдован, М.С. Моделевский, С.Г. Неручев, К. Петерс, П. Смит, Б.А. Соколов, В.А. Соколов, Б. Тиссо, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, Г. Филиппи, Дж. Хант, М. Хелбути, В.И. Шпильман и многие другие.

Анализ некоторых стадий формирования углеводородных скоплений проводится в современной литературе на чрезвычайно глубоком теоретическом и методическом уровне (например, исследование созревания рассеянного органического вещества, первичной миграции, углеводородов-биомаркеров и т. д.). Физико-химические модели основных стадий нафтидогенеза (генерации, первичной и вторичной миграции, аккумуляции и разрушения скоплений УВ) и сопряженных процессов (седиментация, уплотнение осадков, массо- и теплоперенос в осадочном чехле) в достаточной, хотя и далеко не равной, мере развиты. В большей части их уровень может быть охарактеризован как феноменологический и полужемпирический.

Среди подходов, используемых при построении общей теории нафтидогенеза и прогнозе перспектив нефтегазоносности, весьма существенную роль играет математическое моделирование. Математические модели процессов, протекающих при нафтидогенезе, развивались в работах Р. Брауна, А. Бурхама, Д. Вельте, Ю.И. Галушкина, А.Э. Конторовича, А.Р. Курчикова, В.Р. Лившица, Н.В. Лопатина, В.Н. Меленевского, В.И. Москвина, Дж. Совиньи, Б. Тиссо, В.И. Шпильмана [Лопатин, 1971; Москвин, 1981; Шпильман, 1982; Меленевский, 1983; Tissot, Welte, 1984; Burnham, Sweeney, 1989; Sweeney, 1990; Braun, Burnham, 1990; Конторович, Лившиц, 2002; Галушкин, 2007].

\* Статья планировалась к публикации в спецномере, посвященном 75-летию академика А.Э. Конторовича.

Одним из направлений внедрения математических моделей в геологию нефти и газа, по необходимости ориентированным на прогноз перспектив нефтегазоносности, являлась разработка так называемых объемно- и историко-генетических методов. Эту группу методов прогноза в англоязычной литературе принято называть «бассейновым моделированием». Математические модели, используемые в рамках бассейнового моделирования, локальны в том смысле, что описывают процессы в каждой точке геологического пространства (осадочного чехла). Правда, при численной реализации размеры «точки» (ячейки сеточной модели) могут достигать сотен метров по вертикали и нескольких километров по горизонтали.

Во многих случаях процессы нафтидогенеза целесообразно моделировать для крупных нефтегазовых систем в целом. Модели этого класса не являются локальными, так как не описывают в явном виде процессы переноса, происходящие в нефтегазовой системе. Как правило, их применяют при решении ряда теоретических вопросов, создания прогностических моделей глобального, регионального и субрегионального уровней.

Например, В. И. Шпильман использовал динамические нелокальные модели нафтидогенеза для объектов ранга «зона нефтегазосбора» при выводе уравнений прогноза величины их начальных геологических ресурсов (НГР) [Шпильман, 1982]. В работах [Бурштейн, 1988, 2004, 2006] на примере нелокальной математической модели формирования и разрушения скоплений нефти и газа в крупной самостоятельной нефтегазовой системе была проанализирована взаимосвязь основных факторов, влияющих на величину ее начальных геологических ресурсов углеводородов и их распределения по скоплениям различной крупности. Примером нелокализованного подхода является цикл работ А. Э. Конторовича и В. Р. Лившица, посвященных исследованию детерминированной и стохастической составляющих процессов нафтидогенеза в отдельных седиментационных бассейнах и стратисферы в целом [Конторович, Лившиц, 2002, 2007; Лившиц, 2000, 2003, 2004а,б]. Видимо, первой или одной из первых нелокальных моделей, описывающих процессы нафтидогенеза на уровне крупного нефтегазового комплекса, была модель, предложенная А.Э. Конторовичем [Конторович, 1978]. В этой работе динамическая нелокальная модель процессов нафтидогенеза использовалась для анализа характера зависимости количества УВ в залежах от истории осадконакопления. В основе данной геолого-математической модели лежит представление о скоплениях УВ как результате действия двух противоположно направленных процессов — аккумуляции УВ в ловушки и их диссипации. В общем виде эта идея была сформулирована И.М. Губкиным [Губкин, 1932, с. 9] и в дальнейшем развивалась многими исследователями — А.А. Бакировым, И.О. Бродом, Н.Б. Вассоевичем, М.К. Калинин, В.Д. Наливкиным, С.Г. Неручевым, А.А. Трофимук, В.Е. Хаиным и другими.

Сделав некоторые упрощающие предположения о строении нефтегазового комплекса и характере процессов нафтидогенеза, А.Э. Конторович получил дифференциальное уравнение, описывающее динамику количества УВ в залежах. С точностью до используемых обозначений, оно имеет следующий вид:

$$\frac{dQ}{dt} = \varphi(t) \cdot v(t) - \alpha \cdot Q. \quad (1)$$

Здесь  $Q$  — количество УВ в залежах,  $\varphi(t)$  — функция, описывающая скорость аккумуляции и пропорциональная интенсивности эмиграции,  $v(t)$  — объемная скорость осадконакопления,  $\alpha$  — коэффициент, влияющий на скорость диссипации УВ из залежей. Величина  $\alpha$  зависит от литологии экранов (и других параметров, характеризующих их качество), гидрогеологического режима, тектонической активности бассейна, знака его тектонических движений и т.д.

На основе модели Конторовича в упоминавшейся выше работе [Бурштейн, 1988] был выполнен анализ основных факторов, влияющих на величину НГР УВ в крупной нефтегазовой системе. Из полученных результатов очевидно, что в рамках детерминированного описания затруднительно объяснить наблюдаемый разброс величин НГР УВ для седиментационных бассейнов с близкими макроскопическими характеристиками.

Одной из возможных причин, приводящих к такому положению дел, может быть существенная нелинейность процессов нафтидогенеза на макроуровне. В зависимости от ее характера в системе могут «усиливаться» естественные случайные отклонения различных характеристик (начальных и граничных условий, параметров системы и др.) или даже возникать квазистохастические режимы — странные аттракторы [Неймарк, Ланда, 1987]. Допущение о том, что нефтегазовые системы содержат значимую нелинейную компоненту, выглядит вполне рациональным. Понятие о крупных саморегулирующихся нефтегазовых системах нефтегазовых бассейнов было сформулировано М.С. Моделевским [Моделевский, 1972]. На то, что нефтегазовые бассейны являются нелинейными самоорганизующимися системами, впервые указал А.Э. Конторович [Конторович и др., 1988, раздел 5.2]. Изучение возможных причин и следствий нелинейного поведения крупных нефтегазовых систем и является целью настоящей работы.

## ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ

Нелинейность, особенно в сочетании со стохастическими вариациями характеристик системы, может приводить к ее достаточно сложному поведению. Проиллюстрируем этот факт на примере максимальной упрощенной модели формирования скоплений углеводородов в крупной нефтегазоносной системе.

В рамках существующих представлений о физических и химических процессах, протекающих в ходе нефтидогенеза, наиболее очевидным претендентом на значимый вклад в их «нелинейность» является многофазная фильтрация. Основы полуэмпирической теории многофазной фильтрации были созданы в первой четверти прошлого века [Маскет, 1949, 1953] и развивались в основном применительно к моделированию разработки нефтяных и газовых месторождений огромного числа зарубежных и отечественных ученых [Маскет, 1949, 1953; Пирвердян, 1982; Баренблат и др., 1984; и др.]. Элементы моделирования многофазной фильтрации входят в некоторые, наиболее развитые системы бассейнового моделирования.

Обсуждение основных концепций и крайне интересных проблем, возникающих в рамках теории многофазной фильтрации, выходит далеко за пределы данного исследования. К рассматриваемому вопросу прямое отношение имеет, прежде всего, понятие фазовой проницаемости. Подробно его суть и способы оценки обсуждаются в специальной литературе [Баренблат и др., 1984]. На рациональном уровне это явление сводится к тому, что в многофазном потоке через пористую среду скорость каждой фазы зависит от ее содержания (насыщенности порового пространства данной фазой) и содержания других фаз в поровом пространстве. При прочих равных условиях она тем выше, чем выше концентрация фазы.

Вполне правдоподобным является предположение, что подобные эффекты существуют и для систем, превосходящих масштабами отдельную залежь. В этом случае средняя скорость миграции и, следовательно, скорость аккумуляции будут зависеть от осредненной насыщенности коллектора УВ флюидами. Рассмотрим эти вопросы несколько подробнее.

Миграция УВ в недрах, по современным представлениям, может протекать в различных формах — в виде самостоятельной фазы, эмульсий (грубодисперсных систем), коллоидных (мицелярных) растворов (тонкодисперсных систем), истинных растворов и др. [Вышемирский и др., 1971, Справочник..., 1984]. Рассматриваемый в литературе спектр возможных механизмов очень широк. Обычно выделяют две основные стадии миграции: первичную — из нефтематеринских толщ в коллектор и вторичную — в коллекторе. Не вызывает сомнения, что на определенных этапах (по крайней мере на завершающих этапах) вторичная миграция УВ протекает в виде самостоятельных фаз [Справочник..., 1984; Неручев, 2003; Неручев и др., 2006].

Скопления самостоятельной фазы УВ в коллекторах под покрывкой на путях миграции, до достижения ими ловушек и аккумуляции в них, называют первичными [Неручев, 2003; Неручев и др., 2006]. Эти скопления представляют собой макроскопические области, в пределах которых поровое пространство заполнено связанной углеводородной фазой с насыщенностью, достаточной для начала ее движения. Перемещение таких областей под воздействием различных факторов к ловушкам (т.е. зонам локальных минимумов потенциальной энергии УВ флюидов) может приводить к формированию (в том числе и промышленно значимых) залежей УВ. В настоящий момент возможность существования первичных скоплений не вызывает особых сомнений как у сторонников осадочно-миграционной теории, так и у большинства представителей альтернативных точек зрения.

Механизм возникновения в коллекторе областей повышенной насыщенности (предшествующих образованию первичных скоплений, по С.Г. Неручеву) до конца не изучены и могут быть достаточно многообразными. Например, для нефти в этом качестве можно упомянуть механизм так называемой диффузной перекоанденсации [Геодакян и др., 1984], для газов это может быть снижение растворимости в силу изменения термобарических условий [Вышемирский и др., 1971].

Очевидно, что в силу естественной неоднородности строения и состава нефтематеринских толщ и коллекторов возникающие в коллекторе первичные скопления будут иметь различные размеры и среднюю насыщенность УВ фазой. Как следствие и скорость движения УВ флюидов в породах совместно с пластовыми водами и (или) под воздействием имеющих гравитационную природу сил всплытия будет различной.

В рамках теории многофазной фильтрации наиболее простой и наглядной является модель двухфазной фильтрации несжимаемых несмешивающихся жидкостей — модель Баклея—Левретта. Ее достаточно детальный и доступный вывод и анализ можно найти в работах [Пирвердян, 1982; Баренблат и др., 1984; и др.]

В модели Баклея—Левретта изменение насыщенности коллектора описывается в одномерном случае уравнением, подобным уравнению простой волны:

$$\partial s / \partial t + U(s) \cdot \partial s / \partial x = 0, \quad (2)$$

здесь  $s$  — насыщенность порового пространства коллектора,  $t$  — время,  $x$  — координата, а  $U(s)$  — скорость переноса рассматриваемой фазы. Данное уравнение получается в пренебрежении капиллярными

эффектами, что позволяет опустить вторые производные по пространственной переменной и перейти к анализу насыщенности одной фазой. Далее для определенности будем говорить о жидкой УВ фазе.

Уравнение (2), естественно, дополняется начальными и граничными условиями, зависящими от постановки задачи. Функция  $U(s)$  зависит от пористости коллектора, общей скорости потока в коллекторе, соотношения вязкостей фаз, фазовых проницаемостей смачивающей и несмачивающей фаз и, в случае учета гравитационных эффектов, от тангенциальной составляющей силы тяжести, действующей на рассматриваемую фазу.

В модели двухфазной фильтрации Баклея—Лаверетта движения любой из фаз не происходит до достижения некоторого критического значения насыщенности. Соответствующая функция фазовой проницаемости до этого значения равна нулю, а далее (при росте насыщения фазой) ограниченно возрастает. Возрастает и скорость фильтрации фазы.

Фазовые проницаемости и вязкости входят в выражение для  $U(s)$  в виде производной по насыщенности от так называемой функции Баклея—Лаверетта. При виде функций фазовых проницаемостей, характерных для пластов нефтяных месторождений, функция Баклея—Лаверетта имеет перегиб при некотором промежуточном значении насыщенности, а содержащая ее производная функция  $U(s)$  — максимум. Наличие максимума у  $U(s)$  приводит к формальной неоднозначности в решении (2), которая проявляется в том, что, начиная с некоторых моментов времени, в решении появляется область с тремя значениями насыщенности. Известный способ регуляризации решения (2) сводится к замене функции скорости  $U(s)$  на монотонную функцию [Баренблат и др., 1984].

Заметим, что конкретный вид функции зависимости скорости от насыщенности, вообще говоря, не является существенным. Важен сам факт существования зависимости скорости фильтрации от насыщенности коллектора УВ фазой. В соответствии со сказанным выше можно предположить, что первичные скопления с более высокой насыщенностью и, вообще говоря, больших размеров, будут двигаться быстрее, достигая более медленные (более мелкие и менее насыщенные) скопления. При этом УВ фазы этих скоплений будут сливаться, а их размер возрастать, т.е. более высокие насыщенности первичных скоплений будут вести к их ускоренному росту. Приведенную концептуальную модель можно проиллюстрировать с помощью небольшого вычислительного эксперимента.

Рассмотрим нефтегазовый резервуар постоянного сечения, в котором протекает миграция УВ в самостоятельной фазе совместно с пластовыми водами и (или) под воздействием гравитационных сил. В силу предположения о постоянстве сечения резервуара уравнение (2) можно заменить следующими:

$$\frac{\partial m}{\partial t} + W(m) \cdot \frac{\partial m}{\partial x} = 0,$$

$$W(m) = U(m/A \cdot \rho), \quad m = A \cdot \rho \cdot s, \quad (3)$$

где  $m$  — масса УВ фазы в сечении пласта единичной длины,  $\rho$  — средняя пористость,  $A$  — площадь сечения резервуара.

Переход к уравнению для размерной массовой переменной выполнен для того, чтобы не нужно было следить за ее нормировкой при численных оценках. В данном случае это допустимо, так как нас интересует качественная картина процесса. Формальное решение уравнения из системы (3) легко получить в виде неявной функции [Пирвердян, 1982; Баренблат и др., 1984]. Но для наших целей более наглядными являются численные оценки. Заменим непрерывное описание резервуара дискретным. Для простоты шаги по временной и пространственной переменным примем равными единице. Уравнение (3) в этом случае можно аппроксимировать простейшей разностной схемой первого порядка:

$$m(i, j) = (1 - W(m(i-1, j-1))) \cdot m(i, j-1) + W(m(i, j-1)) \cdot m(i-1, j-1), \quad (4)$$

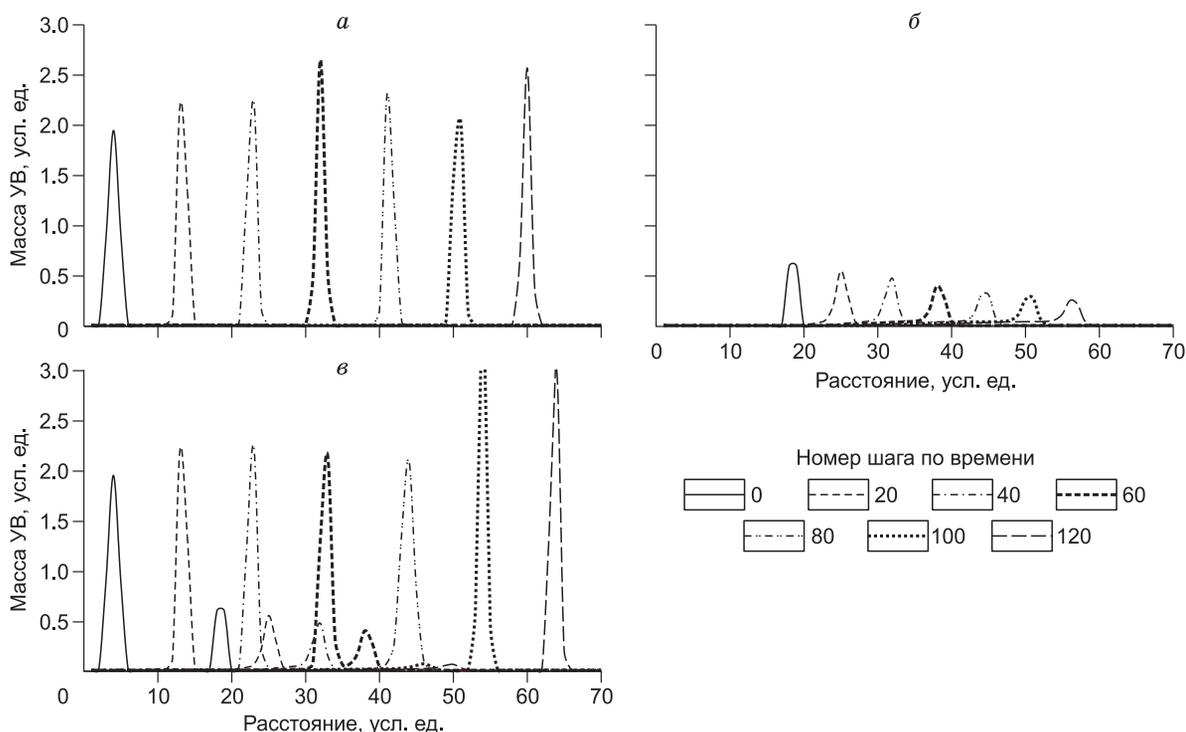
где  $i, j$  — номера узлов сетки по времени и расстоянию.

Скорость  $W(m)$  представим в виде монотонной степенной функции:

$$W(m) = a \cdot m^b.$$

При достаточно больших временах такой выбор формы зависимости скорости от удельной массы УВ может приводить к физически неоправданным значениям величины  $m$  и, следовательно, насыщенности. Но на коротких интервалах времени вполне можно получить качественно верную картину.

Вычисления выполнялись на сетке размером 80 шагов по пространственной переменной и на глубину 120 шагов по временной переменной. Исходя из всего вышесказанного, параметр  $b$  должен быть неотрицательным. Параметры  $a$  и  $b$  ( $a = 0.575$ ,  $b = 0.4$ ) подбирались таким образом, чтобы разностная схема сходилась и все интересующие нас процессы укладывались в принятые пространственно-временные рамки.



**Рис. 1. Динамика движения скоплений УВ в коллекторе при различных начальных условиях:**

(а) большое единичное скопление; (б) малое единичное скопление; (в) два взаимодействующие скопления.

Рассмотрим несколько вариантов начального распределения массы УВ фазы по длине резервуара и их эволюцию во времени.

На рис. 1, а представлено распространение скопления УВ фазы массой 3.75 усл. ед., первоначально сосредоточенного в 3—5-м узлах сетки. В остальных узлах сетки масса УВ принималась равной 0.01 усл. ед. Здесь и далее показаны положения скопления на моменты времени с шагом в 20 единиц (0, 20, 40, 60, 80, 100, 120). Видно, что в принятых предположениях скопление будет перемещаться с почти постоянной скоростью. Некоторые периодические колебания массы в узлах связаны с неоптимальностью аппроксимирующей схемы и достаточно грубым заданием начальных условий (всего 3 узла).

На рис. 1, б представлено распространение скопления УВ фазы массой 1.2 усл. ед., первоначально сосредоточенного в 18-м и 19-м узлах сетки. В остальных узлах сетки масса УВ принималась равной 0.01 усл. ед. Из рисунка видно, что, как и следовало ожидать, скорость перемещения скопления ниже, чем в первом случае.

Полученная картина изменения распределения массы УВ в узлах отражает ситуацию, которую мы должны наблюдать в природе. В узлах с меньшей массой насыщенность меньше и скорость движения УВ фазы будет ниже. Это должно приводить к отставанию менее насыщенных зон и частичному «размыванию» мелких недонасыщенных скоплений по коллектору.

На рис. 1, в представлено распространение скопления УВ фазы при комбинированных начальных условиях. До 40-го шага по времени движение скоплений происходит независимо и выглядит так же, как в первых двух примерах. На 60-м шаге большее скопление нагоняет меньшее и на 80-м шаге полностью поглощает его. Далее объединенное скопление, практически включающее массу двух первоначальных, продолжает двигаться самостоятельно.

Таким образом, можно сделать вывод, что в рамках рассматриваемой модели, относительно крупные первичные скопления, характеризующиеся более высокой средней насыщенностью УВ фазы, могут увеличивать свой размер за счет мелких, менее насыщенных и относительно менее подвижных скоплений. Причем скорость их роста в среднем будет зависеть от их размера, средней насыщенности, а также средней насыщенности коллектора, количества и общей массы более мелких скоплений, которые они потенциально могут поглотить.

Сделав эти предварительные выводы, перейдем теперь к рассмотрению некоторой крупной нефтегазонасной системы (резервуара, комплекса, бассейна) в целом. Исходя из общей схемы стадийности процессов нефтидогенеза, принятой в рамках ОМТ, ясно, что скорость поступления УВ в залежи прямо зависит от количества и суммарной массы мобильных первичных скоплений в коллекторе. Последние

должны иметь высокую среднюю насыщенность и достаточные размеры, чтобы быть способными двигаться с достаточной скоростью и достичь ловушек — мест возможной аккумуляции.

Условно выделим несколько форм, в которых УВ может находиться в системе. Во-первых, это УВ в ловушках — с высокими средними насыщенностями и сравнительно низкими (близкими к нулю) скоростями перемещения. Обозначим количество УВ в этой форме через  $Q_a$ . Во-вторых, это УВ первичных скоплений, находящиеся на путях миграции вне ловушек и с достаточно высокими средними насыщенностями и, как следствие, сравнительно высокими скоростями перемещения. Обозначим количество УВ в системе в этой форме через  $Q_m$ . И, наконец, третью группу образуют скопления с низкой средней насыщенностью и низкими скоростями перемещения, а также УВ, находящиеся в коллекторах, в свободной, но не связанной фазе. Общее количество УВ этой группы обозначим через  $Q_k$ .

УВ могут поступать в систему как из входящих в нее материнских толщ, так и извне. В этом смысле система может и не быть самостоятельной. Интенсивность поступления определяется внешними факторами и не зависит от состояния системы.

Изменение количества аккумулированных УВ ( $Q_a$ ) будет связано с потерями при разрушении скоплений (при этом часть УВ может вернуться в мигрантоспособную форму) и переходом из мигрантоспособной формы в аккумулированную.

Изменение количества мигрантоспособных УВ в системе ( $Q_m$ ), как уже обсуждалось выше, будет связано с поглощением высоконасыщенными первичными скоплениями УВ, рассредоточенных на путях миграции (в дисперсной фазе и в виде мелких скоплений), переходом в аккумулированную форму и потерями за счет окисления, выноса с элизионными водами и т.д.

Изменение массы последней, условно «немигрантоспособной», группы УВ ( $Q_k$ ) связано с поступлением УВ в коллекторы из нефтематеринских толщ или извне, их захватом более высоконасыщенными и подвижными первичными скоплениями второй группы и, естественно, потерями за счет перехода в полностью немобильную форму, окислением и т.д.

Дополнительно предположим, что емкость системы относительно аккумулированной формы УВ неограниченна, а объем системы постоянен. В первом приближении и с учетом предшествующего анализа можно принять, что количество УВ, перешедших в мигрантоспособную форму за единицу времени за счет захвата первичными скоплениями, пропорционально произведению  $Q_k$  и  $Q_m$ . Скорости изменения масс УВ за счет остальных процессов будем считать линейными. Следуя подходам, предложенным в работах [Конторович, 1978] и развитых в [Бурштейн, 1988], можно выписать систему уравнений, описывающих динамику изменения  $Q_a$ ,  $Q_m$  и  $Q_k$ :

$$\begin{aligned}dQ_a/dt &= -k_7 \cdot Q_a + k_6 \cdot Q_m, \\dQ_m/dt &= -k_1 \cdot Q_m + k_2 \cdot Q_m \cdot Q_k, \\dQ_k/dt &= -k_4 \cdot Q_k - k_2 \cdot Q_m \cdot Q_k + k_5 \cdot Q_m + f.\end{aligned}$$

Здесь  $k_1, k_2, k_4, k_5, k_6, k_7$  — коэффициенты пропорциональности, а  $f$  — количество УВ, эмигрировавших из нефтематеринских толщ или поступивших в систему извне за единицу времени. Коэффициентам  $k_i$  можно придать следующий смысл:

$k_1$  — относительная скорость потерь мигрантоспособных УВ на путях миграции;

$k_2$  — коэффициент пропорциональности, описывающий скорость, с которой мигрантоспособные УВ первичных скоплений абсорбируют УВ, дисперсно рассеянные в коллекторах, и УВ мелких мало подвижных скоплений;

$k_4$  — относительная скорость потерь немигрантоспособных УВ в коллекторах;

$k_5$  — относительная скорость перехода мигрантоспособных УВ в коллекторах в немигрантоспособные формы за счет создания остаточного насыщения и сопутствующих потерь массы;

$k_6$  — относительная скорость перехода мигрантоспособных УВ в коллекторах в аккумулированные формы;

$k_7$  — относительная скорость безвозвратных потерь аккумулированных УВ.

После стандартной замены переменных и переобозначения коэффициентов

$$w = k_7/k_4 \cdot Q_a, \quad u = \frac{k_2}{k_4} \cdot Q_m, \quad v = \frac{k_2}{k_1} \cdot Q_k, \quad \tau = k_4 \cdot t,$$

$$\alpha = k_4/k_1, \quad \beta = \frac{k_5}{k_1}, \quad \delta = \frac{k_6}{k_2}, \quad \beta = \frac{k_4}{k_7}, \quad \varphi = \frac{k_2 \cdot f}{k_1 \cdot k_4}$$

система (4) примет вид:

$$\gamma \cdot \frac{dw}{d\tau} = -w + \delta \cdot u,$$

$$\alpha \cdot \frac{du}{d\tau} = -u + v \cdot u, \quad (5)$$

$$\frac{dv}{d\tau} = -v - v \cdot u + \beta \cdot u + \varphi.$$

Проще всего проанализировать систему (5) в предположении ее автономности. Термин «автономность» неоднократно употреблялся применительно к нефтегазоносным системам. При этом подразумевалось отсутствие поступления вещества (в частности УВ) из внешних источников. В данном случае автономность понимается в несколько ином, более формальном смысле, как отсутствие явной зависимости от времени параметров системы уравнений (5) [Корн, Корн, 1984; Амелькин, 1987]. Это допущение является достаточно сильным, особенно в отношении параметра  $\varphi$ , отражающего скорость эмиграции УВ из нефтематеринских толщ или поступления из внешних источников в коллекторы нефтегазоносной системы, и может рассматриваться только как первое приближение, удобное для качественного анализа.

### РЕЗУЛЬТАТЫ И КРАТКОЕ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследование фазового портрета системы (5) стандартными методами [Корн, Корн, 1984; Амелькин, 1987; Арнольд, 2000] показывает, что она имеет два стационарных решения:

- 1)  $w_0 = \delta \cdot u_0 = 0$ ;  $v_0 = \varphi$ ;
- 2)  $w_0 = \delta \cdot u_0 = \delta \cdot (\varphi - 1) / (1 - \beta)$ ;  $v_0 = 1$ .

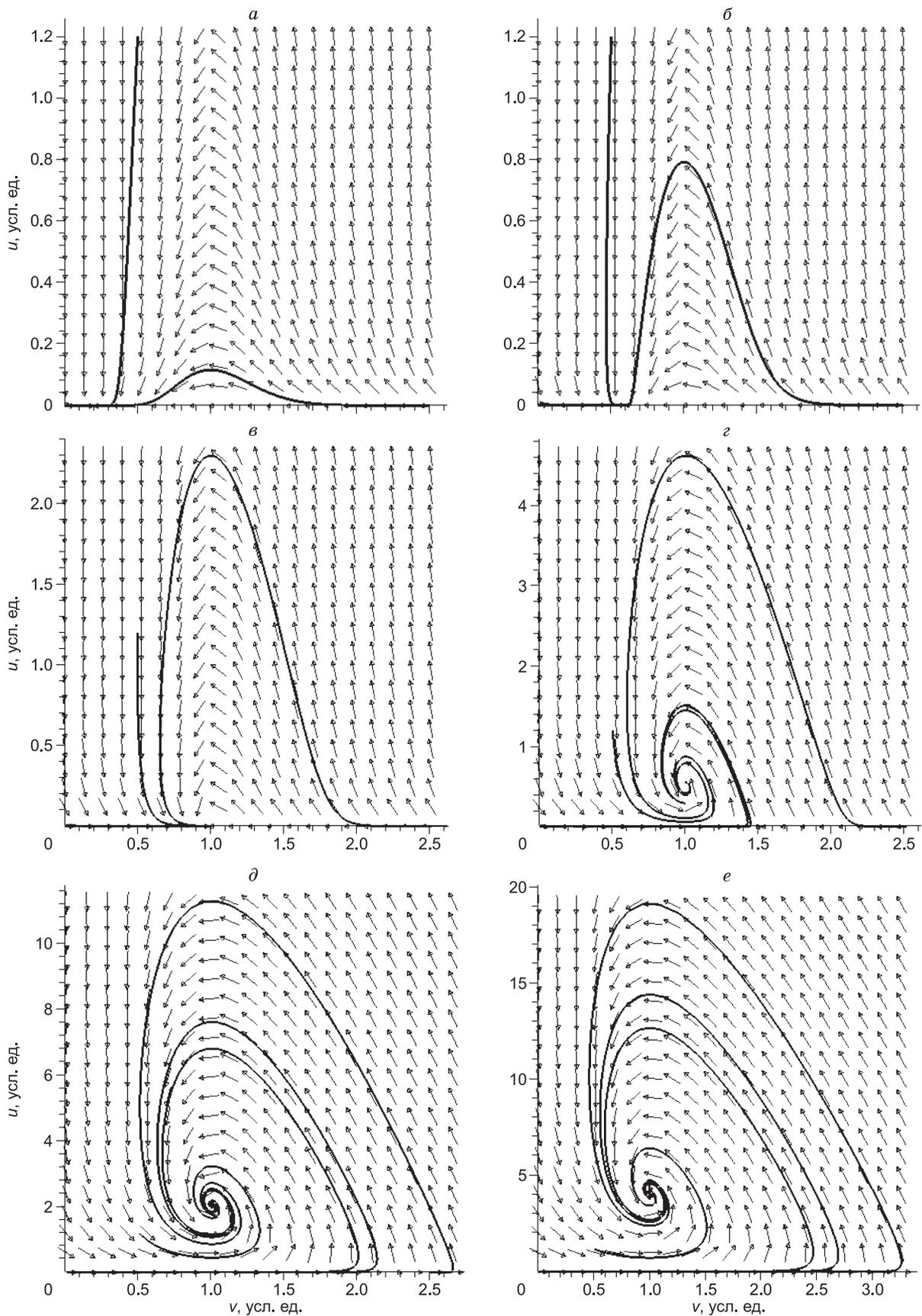
При значениях управляющего параметра  $\varphi < 1$  первый стационар (узел) устойчив, т.е. является аттрактором, и расположен на границе физической допустимых решений, второй стационар (седло) неустойчив и расположен в физически запрещенной части фазовой плоскости. Это означает, что если параметр  $\varphi$  имеет значение ниже критического  $\varphi = 1$ , система при любых начальных условиях будет стремиться к состоянию с фиксированной положительной массой «немигрантоспособных», рассеянных в коллекторах УВ и нулевой массой мигрантоспособных и аккумулированных УВ. При переходе через критическое значение физический смысл имеют уже оба стационара, но первый из них теряет устойчивость (превращается в седло), а второй приобретает (фокус) и становится аттрактором. Характер поведения системы меняется. Например, при начальном состоянии с суммарной массой УВ, близкой к нулю, в системе некоторое время будет происходить накопление немигрантоспособных УВ, а лишь затем, при достижении окрестности первого стационара начнутся интенсивные процессы вторичной миграции и аккумуляции, и величины  $w$  и  $u$  (и соответствующие им  $Q_a$  и  $Q_m$ ) станут возрастать. При этом величина  $v$  ( $Q_k$ ) будет уменьшаться до стационарного значения. Последовательное изменение двумерного фазового портрета\* системы в координатах  $u$  и  $v$  при разных значениях управляющего параметра  $\varphi$  представлено на рис. 2. Фазовые портреты системы представлены в координатах  $v$  и  $u$ . При построении фазовых портретов здесь и ниже параметры системы выбирались таким образом, чтобы получить максимально наглядную картину и облегчить качественный анализ. Переменная  $w$ , соответствующая массе аккумулированных углеводородов, однозначно выражается через  $u$  и свое значение в начальный момент времени  $w(0)$ :

$$w(t) = e^{-\frac{t}{\delta}} \cdot \left( w(0) + \frac{\gamma}{\delta} \cdot \int_0^t u(\tau') \cdot e^{\frac{\tau'}{\delta}} \cdot d\tau' \right).$$

Данное выражение структурно и по смыслу совпадает с решением уравнения Конторовича (1). В случае достижения системой состояния, близкого к стационарному, переменная  $w$  прямо пропорциональна  $u$ , что непосредственно следует из первого уравнения (5). Это позволяет при качественном анализе рассматривать только переменные  $v$  и  $u$ .

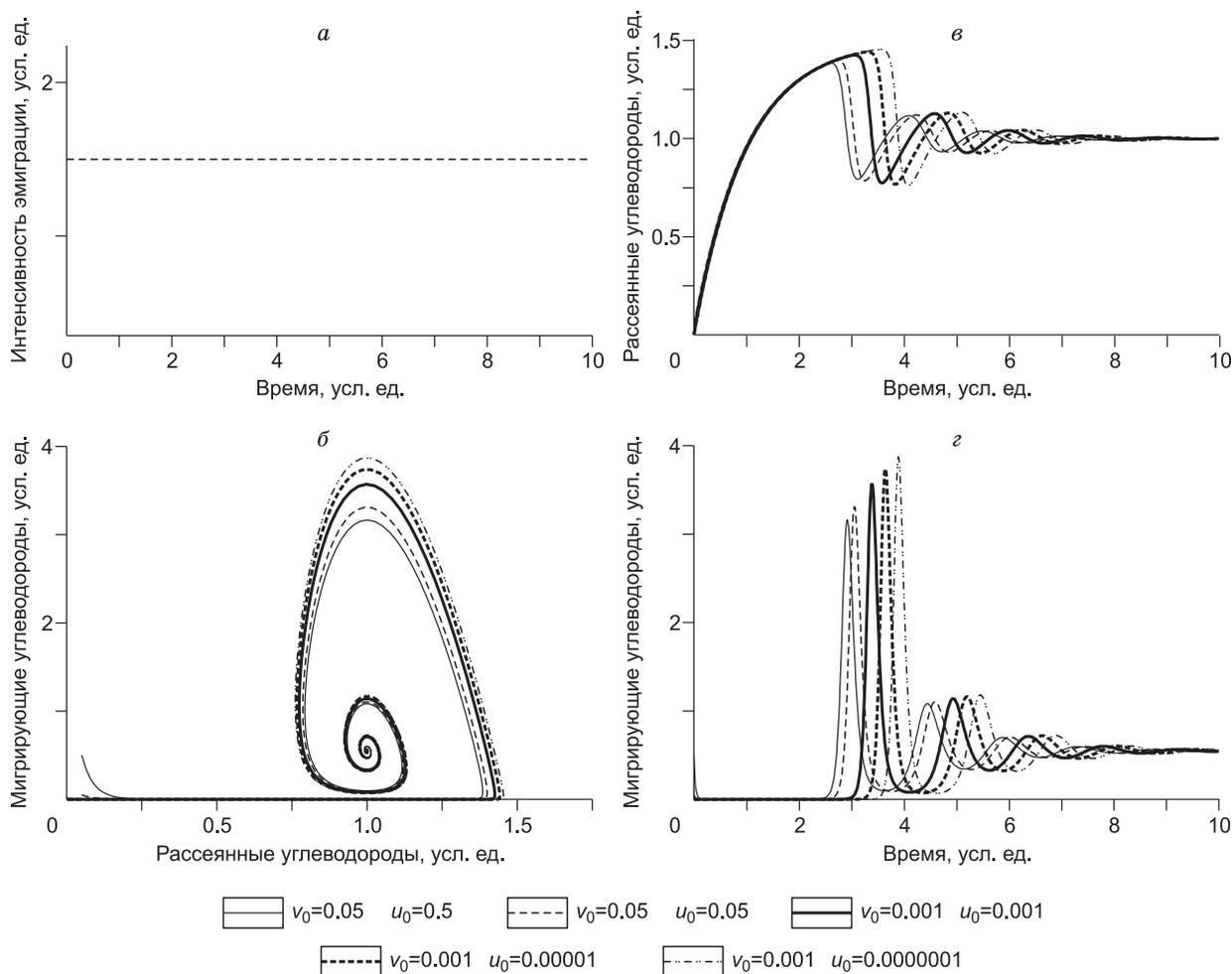
Заметим, что система (5) имеет нетривиальные, отличные от нулевых решения, только в том случае, если начальное значение переменной  $u$  отлично от нуля. Это связано с тем, что в модель не включен механизм возникновения первичных скоплений и соответствующий член в правой части второго уравнения системы опущен (4). Можно было бы дополнительно предположить, что скорость возникновения первичных скоплений УВ пропорциональна количеству УВ, рассеянных в коллекторах нефтегазоносной системы в немигрантоспособной форме, и включить соответствующий член во второе уравнение системы (4). Это внесло бы некоторые дополнительные технические сложности, не приведя к качественным изменениям в поведении системы. Поэтому будем считать, что какие-то небольшие количества УВ в связанной фазе (первичные скопления) возникают в нефтегазоносной системе спонтанно, одновременно с началом процессов эмиграции.

\* В данном случае фазовый портрет — устоявшееся словосочетание в литературе по математическому моделированию, связанное с термином «фазовая» переменная.



**Рис. 2. Фазовые портреты нефтегазоносной системы при различных значениях управляющего параметра:**

(*a*)  $\varphi = 0.2$ ; (*б*)  $\varphi = 0.6$ ; (*в*)  $\varphi = 0.99$ ; (*г*)  $\varphi = 1.5$ ; (*д*)  $\varphi = 3.0$ ; (*е*)  $\varphi = 5.0$ .

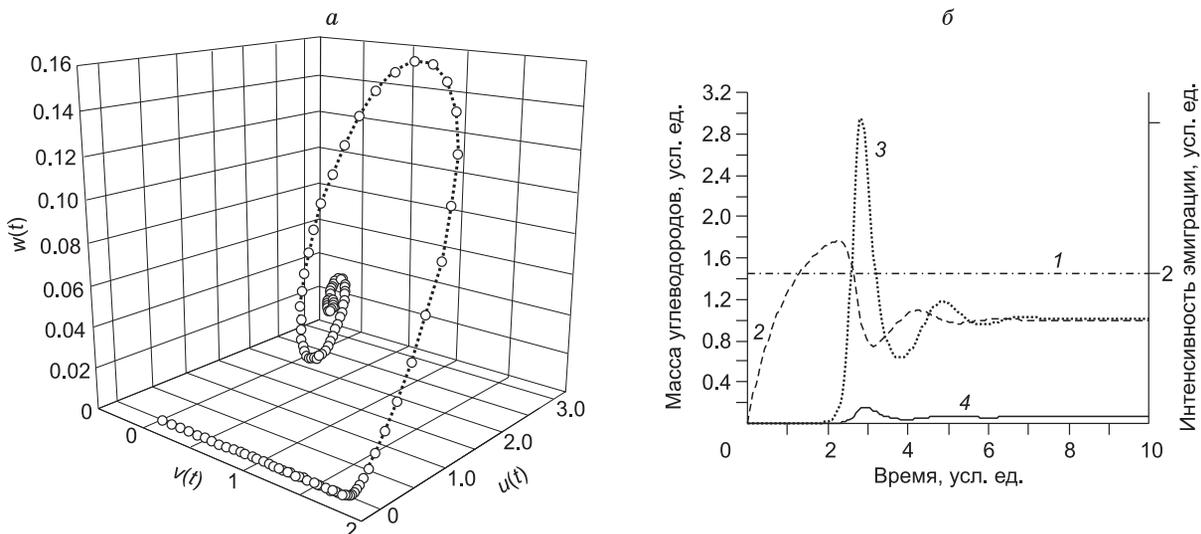


**Рис. 3.** Зависимости от времени фазовых переменных ( $v$ ,  $z$ ) и фазовый портрет ( $b$ ) нефтегазонасыщенной системы при постоянном значении управляющего параметра ( $a$ ) и различных начальных значениях  $v_0$ ,  $u_0$ .

На рис. 3 представлены фазовые портреты нефтегазонасыщенной системы и зависимости переменных  $v$  и  $u$  от времени при варьирующихся начальных условиях. Хотя абсолютные величины и вариации начальных значений  $v_0$  и  $u_0$  на порядки отличаются от достигаемых стационарных значений этих переменных и фазовые портреты достаточно близки, временные траектории существенно отличаются. Для абсолютно одинаковых систем малые случайные вариации начальных условий будут приводить к существенно разным состояниям на один и тот же момент в период активного протекания процессов миграции и аккумуляции. Итоговые стационарные состояния, естественно, будут тождественными.

Из графиков на рис. 2 и 3 хорошо видно, что при некоторых значениях параметров и начальных условий в системе появляются затухающие колебания масс УВ. Возникновение осцилляций связано с нелинейностью системы и характером второго, основного, стационара — устойчивого фокуса. Режимы с колебаниями существуют, несмотря на то, что во всех анализировавшихся случаях предполагалась автономность системы исходных дифференциальных уравнений и входной сигнал — интенсивность эмиграции — был постоянен. Естественно, в больших реальных системах это условие не выполняется, по крайней мере продолжительное время. В связи с этим интересно выяснить, в какой мере на поведении системы скажется отказ от условия стационарности.

На скорость эмиграции УВ в системе в первую очередь влияет интенсивность процессов генерации, которые, в свою очередь, зависят от температурного режима и динамики погружения нефтематеринских толщ [Конторович, 1978]. Характер кинетики химических реакций, протекающих при генерации УВ рассеянным органическим веществом, таков, что при прекращении погружения (и роста температуры) или тем более воздымании (уменьшение температуры) нефтематеринской толщи их скорость многократно уменьшается [Тиссо, Велте, 1981]. При этом первичная миграция ранее генерированных УВ может продолжаться. Рассмотрим несколько качественно различных картин изменения интенсивности



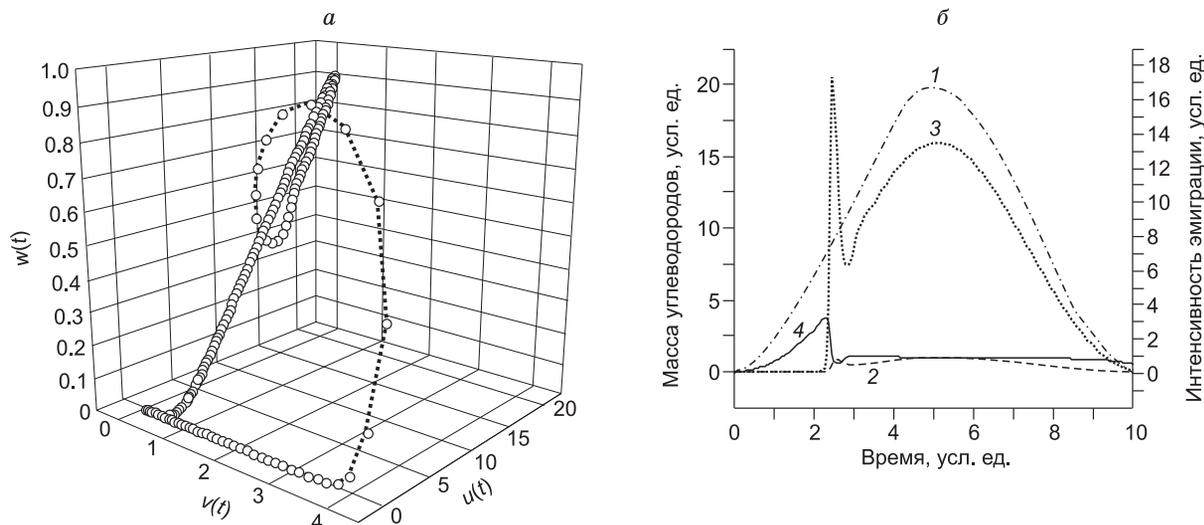
**Рис. 4. Фазовый портрет нефтегазонасыщенной системы (а) и временные зависимости фазовых переменных (б) при постоянном значении управляющего параметра.**

1 — интенсивность эмиграции УВ; 2 — рассеянные, 3 — мигрантоспособные, 4 — аккумулятивные.

эмиграции в системе при эквивалентности прочих ее характеристик. Временной отрезок, на котором выполнялось моделирование, принимался равным 10 усл. ед. Численное решение системы (4) выполнялось стандартными средствами пакета Maple V.

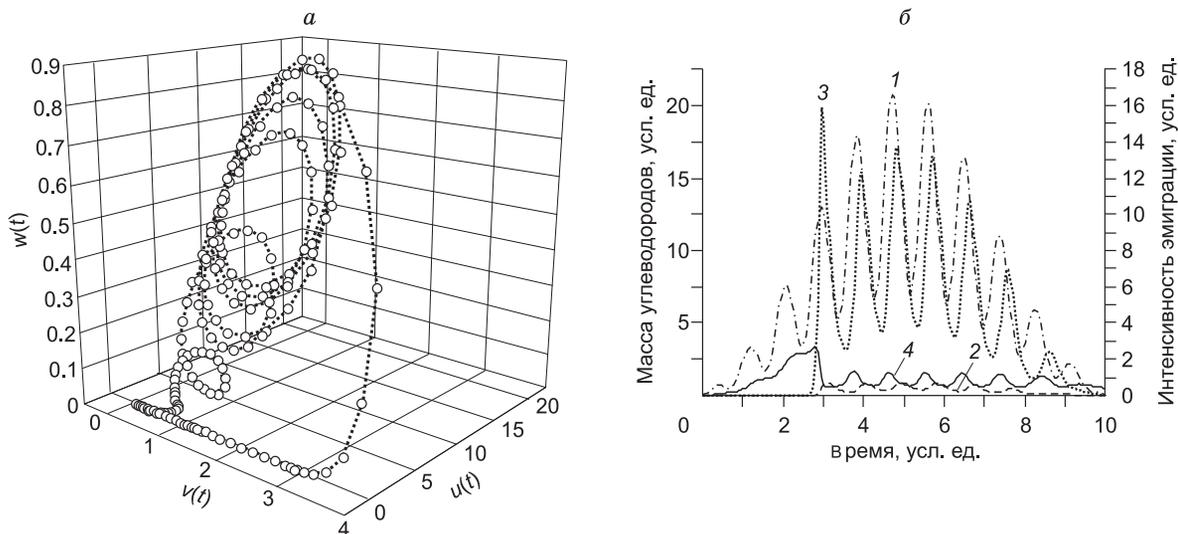
Ситуация, наиболее близкая к стационарной, может реализоваться, когда единственная нефтематеринская толща в различных частях нефтегазонасыщенной системы погружается равномерно, но с различными скоростями таким образом, чтобы в зонах интенсивного нефтегазообразования постоянно находились равные, но физически различные объемы генерирующих пород. Трехмерный фазовый портрет системы и временные зависимости переменных, соответствующих различным формам существования УВ, приведены на рис. 4. Естественно, они полностью подобны рассматривавшимся выше и сохраняют их основные качественные особенности — наличие колебаний массы УВ и отсутствие интенсивных процессов вторичной миграции и аккумуляции до момента ( $t \approx 2$  усл. ед.) накопления критической массы эмигрировавших УВ.

Более реалистичным выглядит сценарий, при котором интенсивность процессов эмиграции в системе сначала плавно возрастает, а затем уменьшается до нуля. Эта ситуация соответствует равномерному или затухающему погружению единственной нефтематеринской толщи. Трехмерный фазовый портрет



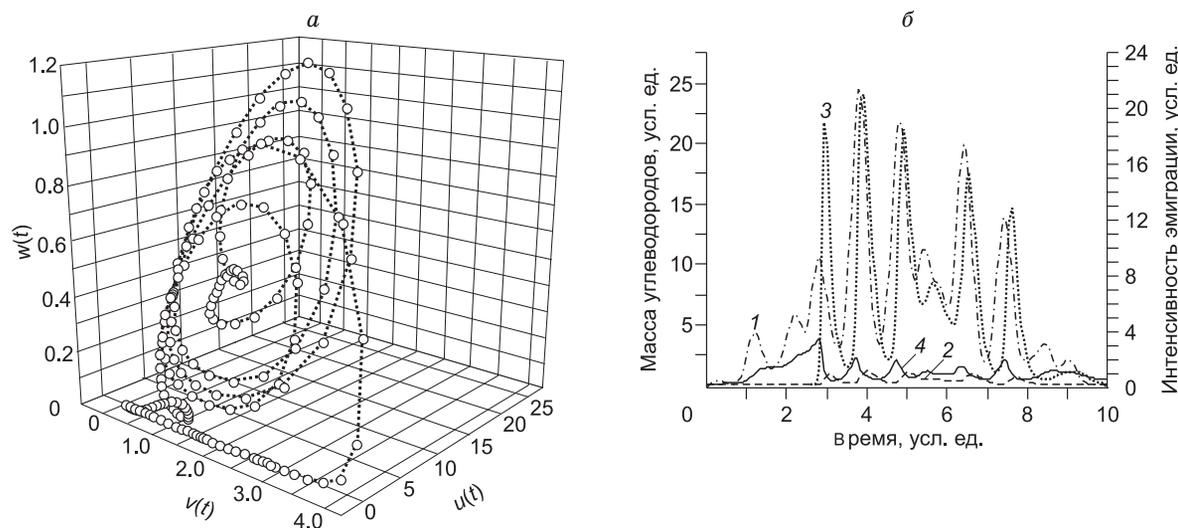
**Рис. 5. Фазовый портрет нефтегазонасыщенной системы (а) и временные зависимости фазовых переменных (б) при одномодальном изменении управляющего параметра.**

Усл. обозн. см. на рис. 4.



**Рис. 6. Фазовый портрет нефтегазонасыщенной системы (а) и временные зависимости фазовых переменных (б) при управляющем параметре, изменяющемся по смешанному закону (одномодалная зависимость с гармонической амплитудой).**

Усл. обозн. см. на рис. 4.



**Рис. 7. Фазовый портрет нефтегазонасыщенной системы (а) и временные зависимости фазовых переменных (б) при управляющем параметре, изменяющемся по смешанному закону (одномодалная зависимость с бигармонической амплитудой).**

Усл. обозн. см. на рис. 4.

системы и временные зависимости переменных, соответствующих различным формам существования УВ, приведены на рис. 5. Как и следовало ожидать, и в этом случае поведение системы зависит от управляющего параметра — интенсивности эмиграции достаточно сложным образом. На рис. 5 видно наличие двух пиков в графиках переменных, соответствующих количеству разных форм УВ в системе. В действительности их амплитуды и полуширины могут достаточно сильно меняться в зависимости от амплитуды графика интенсивности эмиграции, но качественно картину это не меняет.

В следующих двух примерах к функции, описывающей интенсивность эмиграции, добавлены периодические компоненты. На рис. 6 представлены результаты моделирования для случая, когда интенсивность эмиграции изменяется по гармоническому закону с возрастающей и затем убывающей амплитудой. На рис. 7 представлены результаты моделирования для случая, когда в функции интенсивности эмиграции есть две гармонические компоненты с некрратными периодами. Из рисунков видно, что количество мигрирующих и аккумулированных УВ в системе изменяется практически синхронно и с некото-

рым сдвигом по фазе по отношению к интенсивности эмиграции и количеству рассеянных УВ. Квазициклический характер поведения системы, проявлявшийся для постоянной и одномодальной функций интенсивности эмиграции, практически нивелируется за счет влияния периодической компоненты в управляющем параметре. В то же время сохраняется основной эффект, связанный с учетом возможной нелинейности процессов нафтидогенеза — *процессы миграции и аккумуляции в системе практически не протекают, пока в ее коллекторах не будет достигнута некоторая критическая масса рассеянных УВ.*

Вторым существенным выводом из выполненного анализа является то, что *малые неконтролируемые вариации начальных условий могут приводить к существенным временным сдвигам в фазовом портрете тождественных в остальном систем.* Этим обстоятельством, наряду с другими обсуждавшимися ранее факторами, может объясняться значительный разброс в наблюдаемых плотностях ресурсов, близких по своим макроскопическим характеристикам седиментационных бассейнов. Что, в свою очередь, порождает неустранимую погрешность прогноза по упрощенным моделям, параметры которых определяются на основе эмпирических данных.

Очевидно, предложенная модель носит иллюстративный характер и мало пригодна для количественных оценок тех или иных стадий процессов нафтидогенеза. Ее дальнейшее развитие и практическая проверка возможны при уточнении количественных моделей вторичной миграции.

Данное исследование выполнено в рамках работ по программе «Геологическое, математическое и лабораторное моделирование эволюции осадочных бассейнов и процессов нафтидогенеза с целью количественной оценки перспектив их нефтегазоносности», проект СО РАН 7.1.3.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Амелькин В.В.** Дифференциальные уравнения в приложениях. М., Наука, 1987, 160 с.
- Арнольд В.И.** Обыкновенные дифференциальные уравнения. Ижевск, Ижевская республиканская типография. 2000, 368 с.
- Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.** Движение жидкостей и газов в природных пластах. М., Недра, 1984, 211 с.
- Бурштейн Л.М.** Важнейшие факторы, влияющие на величину начальных геологических ресурсов углеводородов // Геология и геофизика, 1988 (10), с. 57—64.
- Бурштейн Л.М.** Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 815—825.
- Бурштейн Л.М.** Статистические оценки параметров распределения скоплений нефти по величине в слабоизученных седиментационных бассейнах // Геология и геофизика, 2006, т. 47 (9), с. 1013—1023.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.** Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, Наука, 1971, 168 с.
- Галушкин Ю.И.** Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М., Научный мир, 2007, 456 с.
- Геодекян А.А., Егоров А.В., Лопатников С.Л.** Механизм направленной диффузной переконденсации и первичная миграция углеводородов // Докл. АН СССР, 1984, т. 274, № 3, с. 691—694.
- Губкин И. М.** Учение о нефти. М.; Л., ПНТИ, 1932, 443 с.
- Конторович А.Э.** Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М., Наука, 1978, с. 189—204.
- Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** Детерминированный характер процесса нефтеобразования в истории Земли и его количественные характеристики // Геология нефти и газа, 2002, № 1, с. 9—16.
- Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** О вероятностном распределении углеводородов по массе в дисперсно рассеянном состоянии // Докл. РАН, 2007, т. 415, № 4, с. 514—517
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С., Демин В.И., Моделевский М.С., Растегин А.А., Страхов И.А., Вымятнин А.А., Лившиц В.Р.** Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М., Недра, 1988, 223 с.
- Корн Г., Корн Т.** Справочник по математике для научных работников и инженеров. М., Наука, 1984, 831 с.
- Лопатин Н.В.** Температура и геологическое время как факторы углефикации // Изв. АН СССР, 1971, № 3, с. 95—106.
- Лившиц В.Р.** Оценка энтропии Колмогорова осадочной оболочки Земли как хаотической детерминированной нефтегенерирующей системы // Докл. РАН, 2000, т. 372, № 6, с. 801—803.
- Лившиц В.Р.** Оценка параметров распределения скоплений нефти и газа по крупности в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 2003, т. 44 (10), с. 1045—1059.
- Лившиц В.Р.** Вероятностные характеристики количества месторождений углеводородов в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 2004а, т. 45 (3), с. 363—375.

- Лившиц В.Р.** Прогноз величины запасов не выявленных месторождений нефти и газа в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 2004б, т. 45 (8), с. 1021—1032.
- Маскет М.** Течение однородных жидкостей в пористой среде. М., Гостоптехиздат, 1949, 622 с.
- Маскет М.** Физические основы технологии добычи нефти. М., Гостоптехиздат, 1953, 606 с.
- Меленевский В.Н.** Фактор времени и необходимость его учета при перенесении результатов лабораторного моделирования на процессы природного преобразования органического вещества в катагенезе // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1983, с. 102—108.
- Моделевский М.С.** Новое в прогнозировании нефтегазоносности. М., ВНИИОЭНГ, 1972, 89 с.
- Москвин В.И.** Катагенез органического вещества // Геология нефти и газа, 1981, № 2, с. 45—51.
- Неймарк Ю.И., Ланда П.С.** Стохастические и хаотические колебания. М., Наука, 1987, 424 с.
- Неручев С.Г.** Органическая теория образования нефти и газа и их месторождений // Генезис нефти и газа, М., ГЕОС, 2003, с. 214—216.
- Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И.** Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб., Недра, 2006, 364 с.
- Пирвердян А.М.** Физика и гидравлика нефтяного пласта. М., Недра, 1982, 192 с.
- Справочник по геологии нефти и газа /** Под ред. Н. А. Еременко. М., Недра, 1984, 480 с.
- Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 501 с.
- Шпильман В.И.** Количественный прогноз нефтегазоносности. М., Недра, 1982, 215 с.
- Braun R.L., Burnham A.K.** Mathematical model of oil generation, geogradation, and expulsion // Energy & Fuels, 1990, № 4, p. 132—146.
- Burnham A.K., Sweeney J.J.** A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance // Geochim. Cosmochim. Acta, 1989, v. 53, p. 2649—2657.
- Sweeney J.J.** Basinmat. Fortran program calculates oil and gas generation using a distribution of discrete activation energies // Geobyte., 1990, April, p. 37—43.
- Tissot B.P., Welte D.H.** Petroleum formation and occurrence. 2nd ed. Berlin, Springer-Verlag, 1984, 699 p.

*Рекомендована к печати 26 декабря 2008 г.  
В.А. Каширцевым*

*Поступила в редакцию  
25 сентября 2008 г.*