

УДК 532.546

© 1992 г. В. М. ЕНТОВ

МИКРОМЕХАНИКА ТЕЧЕНИЙ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ¹

Дается краткий обзор современного развития микромеханики течений (прежде всего двухфазных) в пористых средах: обсуждаются цели, подходы, достигнутые результаты и перспективные направления исследований.

Микромеханика, направление механики сплошных сред, стремящееся вывести определяющие (замыкающие) соотношения среды из анализа ее микроструктурной модели, становится модной со всеми вытекающими отсюда преимуществами и недостатками. Огромный поток работ, вовлечение в исследования широкого круга специалистов из смежных областей, атмосфера соревновательности — все это способствует появлению и быстрому распространению новых идей, методов и результатов, но в возникающей картине не просто разобраться и специалисту, тем более новичку, или представителю смежной отрасли знания.

Все это в полной мере относится к микромеханике пористых сред, где научные вопросы тесно переплетаются с проблемой более полного и эффективного извлечения углеводородов из недр, имеющей определяющее значение для всей мировой экономики.

Цель данного обзора, не претендующего на полноту, попытаться определить перспективные и значимые для приложений направления развития микромеханики пористых сред. Из-за ограничений объема цитируется лишь малая часть литературы, в основном работы общего или обзорного характера, содержащие дальнейшие ссылки.

1. Геометрия. Пористая среда характерна наличием системы сообщающихся пустот, образующих поровое пространство, в котором может содержаться и двигаться жидкость или смесь жидкостей. Важнейшими свойствами порового пространства природных сред являются его нерегулярность и сложная топология, многократное ветвление и слияние «поровых каналов». Это оказывает решающее влияние на двухфазное течение.

Традиционно пористая среда описывается двумя основными геометрическими характеристиками — пористостью m и характерным размером микроструктуры d , в качестве которого может быть взят некоторый средний размер зерен (например, по данным ситового анализа), пор (скажем, по анализу шлифов [1—7]) или гидродинамический «внутренний масштаб» пористой среды, например $(k/m)^{1/2}$, где k — проницаемость среды. Конечно, эти три определения дают различные значения характерного размера, хотя для геометрически подобных сред все три размера пропорциональны друг другу. Так, используя формулу Козени — Кармана для проницаемости k слоя сферических частиц диаметра D , имеем (при $m = 0,3$) $k \approx 3 \cdot 10^{-4} D^2$ и $D \approx 0,6 \cdot 10^2 k^{1/2}$.

Обе основные характеристики порового пространства никак не характеризуют нерегулярность его геометрии. Поэтому традиционно в рассмотрение вводятся распределения пор по размерам $f(r)$, так что $f(r)dr$ есть доля пор с размерами от r до $r + dr$ в общем числе пор. При этом следует помнить, что реально до последнего времени указанные распределения определялись либо на основе статистической обработки измерений на плоских шлифах, либо косвенно, пересчетом данных ртутной порометрии на основе капиллярной модели пористой среды.

¹ По материалам доклада, прочитанного на секции механики жидкости и газа VII съезда по теоретической и прикладной механике, Москва, август 1991 г.

Поэтому значительная часть опубликованных данных сама по себе искажена способом обработки. Одним из важных успехов является разработка современных методов анализа и описания структуры порового пространства. В частности, используется техника последовательного автоматического анализа серий близко отстоящих шлифов образца для восстановления трехмерной структуры порового пространства: результаты используются затем для построения моделей порового пространства; учитывающих реальные различия размеров пор и перешейков (горловин) между ними, а также характер связности порового пространства [6, 8—12].

Техника обработки шлифов включает в ее современной форме автоматическую «оцифровку» шлифа образца, предварительно пропитанного контрастным веществом (например, эпоксидной смолой или легкоплавким металлическим сплавом). Для оцифровки используется электронно-оптический преобразователь в сочетании с компьютером; данные хранятся в виде двумерных массивов из нулей и единиц, где, скажем, нуль характеризует след твердой матрицы, а единица — след поры. Этим определяется характеристическая функция порового пространства $Z(x)$. Таким образом может быть снят и запасен огромный объем информации; важная задача теории состоит в ее рациональном использовании.

Для статистически-однородной и изотропной пористой среды достаточно большой (по площади) плоский шлиф содержит полную информацию о трехмерной структуре порового пространства. Поэтому можно ставить вопрос о восстановлении «образца» трехмерного порового пространства, обладающего в каждом сечении статистическими характеристиками реального плоского шлифа [6, 8]. По шлифу определяются две основные статистические характеристики среды — пористость и автокорреляционная функция

$$m = \langle Z(x) \rangle, \quad R(u) = \langle (Z(x) - m)(Z(x+u) - m) \rangle$$

Затем генерируется искусственная (фиктивная) среда, обладающая теми же статистическими характеристиками, после чего для такой «реконструированной» среды решаются те или иные гидродинамические задачи. Иные геометрические конструкции порового пространства развиваются в [7, 9—12].

Другое новое направление в геометрическом описании пористых сред связано с введением более детального описания поверхности пор. Традиционно рассматривались поры с гладкой или во всяком случае регулярной поверхностью; сейчас все большее внимание обращается на нерегулярность строения поверхности пор.

Детальное рассмотрение с высоким разрешением, даваемое, например, сканирующим электронным микроскопом, обнаруживает у природных пористых сред — коллекторов наличие весьма развитой нерегулярной поверхности, образование которой обусловлено прежде всего сложными процессами выщелачивания или кристаллизации. Характерные фотографии приведены в [8] и [13], хотя они во множестве встречаются и в других работах. Наличие в спектре размеров, если не сколь угодно малых, то во всяком случае весьма малых сравнительно со средним размером пор, привело ряд исследователей к представлению о фрактальной геометрии пористой среды, по крайней мере в определенном диапазоне размеров (см. [6, 8, 14—16]); предложена геометрическая конструкция фрактальной шероховатости поверхности пор (вопрос о том, какое влияние эта шероховатость может оказывать на двухфазное течение, обсуждается ниже); рассмотрен [6, 8] ряд «регулярных» моделей пористых сред фрактального строения, получающихся из некоторой исходной ячейки с помощью итерационного процесса, аналогичного используемому при построении «классических» фрактальных объектов — кривой Коха или ковра Серпинского [15].

2. Однофазное течение. Микромеханическое описание однофазного течения имеет длительную историю, если в него включать многочисленные работы по вычислению проницаемости пористых сред с заданной геометрией порового пространства или выводу закона Дарси путем осреднения уравнений Навье — Стокса [1—7].

При этом использовались разнообразные модели пористой среды, начиная с регулярной укладки шаров и набора параллельных цилиндрических капилляров (классические модели «фиктивного» и «идеального» грунтов), разнообразные сеточные модели (в которых поровое пространство представляется совокупностью капилляров, играющих роль гидравлических сопротивлений, соединенных в узлах, моделирующих поры) [5—8], и кончая развитыми в последние годы подходами, в которых для вычисления проницаемости численно решаются уравнения гидродинамики (уравнения ползущего течения Стокса) [6] или эквивалентные им уравнения динамики решеточного газа [17—19]. Последний подход вызывает большой интерес, так как алгоритмы теории решеточного газа, ориентированные на использование многопроцессорных компьютеров, удобны для решения задач в областях сложной геометрии и допускают обобщение на многофазные течения.

В рамках теории фильтрации однородной жидкости задача микромеханики представляется весьма ограниченной: вычислить две числовые константы среды — пористость и проницаемость — по заданной структуре среды. Такая задача вряд ли оправдывала бы потраченные на ее решения усилия, поскольку проще измерить эти константы непосредственно.

Однако и в этом направлении получены некоторые полезные результаты. Так, микромеханический анализ [6—8] позволил теоретически обосновать широко используемую в геофизике корреляцию между эффективной электропроводностью насыщенной раствором электролита пористой среды и ее проницаемостью для класса сред одной природы, скажем, песчаников. Истинное значение детального микромеханического анализа однофазных течений только начинает осознаваться. Поскольку такой анализ дает локальное (неосредненное) распределение скоростей в поровом пространстве, он открывает путь к теоретическому изучению процессов переноса примесей и реакций в пористой среде, на которые локальные неоднородности поля скоростей оказывают решающее влияние.

Это направление активно развивается в последнее время применительно к переносу примесей в трещиноватых породах (см. [20]) и пористых средах [6].

3. Двухфазное течение. Рассмотрим теперь двухфазное течение, когда поровое пространство заполнено двумя несмешивающимися фазами. Этот случай особо важен потому, что является основой различных процессов извлечения нефти из пластов-коллекторов.

Так, при естественном режиме разработки нефть вытесняется выделяющимся из нее при снижении давления растворенным газом, а при заводнении — специально закачиваемой в пласт водой. Для конкретности далее речь пойдет именно об этом случае движения водонефтяной смеси; обобщение на иные системы тривиально.

Независимо от деталей двухфазное течение характеризуется четырьмя основными величинами, а именно насыщенностями фаз s_i , равными объемным долям соответствующей фазы в общем объеме жидкости в элементе пласта и скоростями фильтрации фаз u_i , $i = 1, 2$, равными потокам соответствующих фаз через единичное сечение среды. Поскольку $s_1 + s_2 = 1$, рассматривается лишь одна водонасыщенность s , и уравнения неразрывности в предположении несжимаемости обеих фаз записываются в виде

$$\partial s / \partial t + \operatorname{div} u_1 = 0, \quad \operatorname{div} (u_1 + u_2) = 0 \quad (3.1)$$

Уравнения неразрывности универсальны. Специфика течения проявляется в уравнениях движения, определяющих фазовые потоки. В теории двухфазной фильтрации общепринято следующее обобщение закона Дарси:

$$u_i = - (k f_i (s) / \mu) \cdot \nabla p_i \quad (3.2)$$

Здесь p_i — фазовые давления, f_i — относительные фазовые проницаемости. Фазовые давления связаны между собой условием термодинамического равновесия

$$p_2 - p_1 = P_c (s) \quad (3.3)$$

Функция капиллярного давления $P_c(s)$ является наряду с фазовыми проницаемостями $f_i(s)$ основной материальной функцией модели. Эти функции полностью определяют модель и всю гидродинамику описываемого ею объекта. Одна из центральных трудностей приложения гидродинамической теории к конкретным проблемам разработки нефтяных месторождений состоит в оснащении модели функциями $P_c(s)$ и $f_i(s)$ или, точнее, полями этих функций во всей расчетной области для конкретного объекта. Ясно, что хотя для каждого образца горной породы соответствующие кривые могут быть в принципе определены экспериментально (что и делается фактически с помощью стандартных, хотя и трудоемких экспериментов), набрать нужный для расчетов реального объекта объем прямых экспериментальных данных невозможно и все такие расчеты неизбежно построены на определенных, достаточно условных правилах экстраполяции исходных данных за область прямых измерений. Любые соображения, позволяющие ограничить произвол в форме материальных функций модели двухфазной фильтрации и уменьшить объем прямого эксперимента, оказываются при этом весьма важными.

Проанализируем соотношения (3.2) и (3.3), исходя из представлений о структуре порового пространства и расположении фаз в нем. То, что единственным аргументом всех трех материальных функций модели является водонасыщенность s , означает, что ею вполне определяется распределение фаз в поровом пространстве. Физической причиной такого упорядочения распределений являются капиллярные силы, различная смачиваемость твердого скелета среды обеими фазами. Количественно капиллярные силы характеризуются межфазным натяжением σ и углом смачивания θ , определяющими равновесное положение межфазной поверхности на границе жидкостей со скелетом.

В условиях равновесия межфазная поверхность представляет собой поверхность постоянной полной кривизны κ , причем давление выше с вогнутой стороны и скачок давления дается формулой Лапласа $p_2 - p_1 = \sigma \kappa$, так что для круглого цилиндрического капилляра радиуса r имеем

$$p_2 - p_1 = 2\sigma \cos \theta / r \quad (3.4)$$

Применительно к расположению двух фаз в пористой среде формула (3.4) показывает, что межфазный скачок давления тем выше, чем в более тонких капиллярах располагается межфазная граница. Под действием капиллярных сил более смачивающая жидкость занимает более мелкие поры, с ростом водонасыщенности в гидрофильных, преимущественно смачиваемых водой породах межфазная граница перемещается в более крупные поры и капиллярный скачок давления уменьшается. Соотношение (3.4) задает и масштаб капиллярного давления; полагая $\sigma \cos \theta = 30$ дин · см, $r = 10$ мкм, найдем $p_c^\circ = 600$ Па. Это характерное значение капиллярного давления, отвечающее хорошо проницаемому песчанику, далее используется во всех оценках; для большинства пород-коллекторов характерные значения капиллярного давления отличаются от указанного не более чем на порядок. Для глинистых пород-покрышек поры весьма малы ($r \sim 10 \text{ \AA} \approx 10^{-9}$ м) и p_c° может достигать десятков МПа. В этом одна из причин экранирующей способности глин.

Численное значение характерного капиллярного давления p_c° в решающей мере определяет статус теории двухфазной фильтрации и роль капиллярных сил в процессах извлечения углеводородов. Действительно, помимо капиллярных сил на процесс разработки оказывают влияние сила тяжести и внешний перепад давления Δp (единицы МПа), действующий на расстоянии L (характерный размер элемента разработки — сотни метров). Они характеризуются соответственно градиентами давления

$$G_g = \Delta \rho g \sim 2000 \text{ Па} \cdot \text{м}^{-1}, \quad G_v = \Delta P / L \approx u \mu / k \sim 10^4 \text{ Па} \cdot \text{м}^{-1}$$

Здесь $\Delta \rho$ — разность плотностей нефти и воды, u — характерная скорость вытеснения, μ — вязкость воды, k — проницаемость пласта. Отношения

$p_c^\circ/G_g = l_g$ и $p_c^\circ/G_v = l_v$ определяют два характерных размера: «гравитационно-капиллярный» и «вязкокапиллярный». Оценки показывают, что эти размеры порядка долей метра. Существенно, что они значительно меньше расстояния между скважинами L и значительно больше характерных значений размеров пор d .

Первое обстоятельство определяет несущественность вклада капиллярных сил в движущий перепад давления; второе определяет малость локальных отклонений от капиллярного равновесия под действием внешних сил — силы тяжести и гидродинамического перепада давления.

Иными словами, как в равновесии, так и в ходе вытеснения распределение фаз в поровом пространстве определяется капиллярными силами; именно поэтому насыщенность s оказывается единственным аргументом определяющих функций модели двухфазной фильтрации.

Более того, локальное преобладание капиллярных сил настолько существенно, что движение одной фазы не оказывает существенного влияния на движение другой; скорость фильтрации каждой фазы зависит только от «собственного» градиента давления.

Таков внутренний смысл базовой модели двухфазной фильтрации. Ниже будет сказано о ее недостатках и пределах применимости, сейчас же, оставаясь в рамках модели, рассмотрим ее определяющие функции, кривые фазовых проницаемостей и капиллярного давления.

Наиболее примечательное их свойство заключается в том, что при некоторой, отличной от нуля, насыщенности данной фазы, $s_1 = s = s_*$ и $s_2 = 1 - s = 1 - s^*$, соответствующая фазовая проницаемость обращается в нуль; будем называть s_* нижней критической водонасыщенностью; а s^* — верхней критической водонасыщенностью; величина $s_2^\circ = 1 - s^*$ называется остаточной (неснижаемой) нефтенасыщенностью.

В зависимости от строения пористой среды значения s_* и s_2° могут колебаться в значительных пределах, скажем, от 0,2 до 0,4. Конечно, особенно важно количество остаточной, заведомо неизвлекаемой нефти. Важно понять, чем определяются критические значения насыщенностей и какими методами можно на них повлиять. Эта проблема исследовалась разнообразными методами, ей посвящен и ряд важных работ микромеханического направления [8, 21].

Второй существенный вопрос состоит в том, какими универсальными свойствами обладают кривые фазовых проницаемостей и каким минимальным набором параметров они могут быть охарактеризованы; наконец, можно попытаться связать между собой кривые капиллярного давления и фазовых проницаемостей; если это удастся сделать, весьма трудоемкое определение фазовых проницаемостей можно будет заменить снятием кривых капиллярного давления.

4. Модели. Для достижения упомянутых целей приходится использовать модель пористой среды. Все такие модели представляют собой компромисс между противоречивыми стремлениями к простоте и адекватности воспроизведения реальной пористой среды. В случае двухфазного потока дополнительные ограничения налагаются сложностью решения соответствующих задач гидродинамики при наличии межфазной поверхности. В иерархии моделей простейшей является модель пучка параллельных капилляров с известным распределением радиусов $f(r)$ — естественное развитие модели идеального грунта. Исходя из представления о последовательном заполнении капилляров смачивающей фазой (или последовательном вытеснении ее, начиная с крупных капилляров, при нагнетании несмачивающей фазы), эта модель позволяет легко вычислить фазовые проницаемости и капиллярное давление как функции насыщенности

$$f_1(s) = I_4(0, r_s)/I_4(0, \infty), \quad f_2(s) = I_4(r_s, \infty)/I_4(0, \infty) \quad (4.1)$$

$$s = \frac{I_2(0, r_s)}{I_2(0, \infty)}; P_c(s) = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_s}, I_k(a, b) = \int_a^b r^k f(r) T(r) dr$$

где $T(r)$ — извилистость, представляющая собой отношение средней длины капилляра радиуса r к длине образца; зависимость $T(r)$ часто принимается степенной.

При степенной аппроксимации фазовые проницаемости могут быть выражены непосредственно через капиллярное давление. Эта простейшая модель используется весьма часто, прежде всего для характеристики распределения пор по размерам на основании измерения капиллярного давления (ртутная порометрия). Рассчитанные таким образом распределения пор по размерам не дают адекватного представления о истинных распределениях [7]. Вместе с тем эта модель недостаточна еще по крайней мере в двух аспектах. Во-первых, она не описывает наличия критических (неснижаемых) насыщенных; во-вторых, из нее следует, что сумма двух относительных фазовых проницаемостей равна единице, что противоречит экспериментальным данным. Эти недостатки имеют общую и достаточно очевидную причину. Модель параллельных капилляров не отражает одно из важнейших свойств порового пространства, а именно его многосвязность и «перепутанность» путей движения. Поэтому она не допускает ни блокирования путей движения одной фазы другой, ни «запирания» отдельных капель данной фазы в порах или межпоровых перешейках.

От этих недостатков свободны сеточные модели, получившие к настоящему времени широкое распространение и повсеместно рассматриваемые как «более реалистичные». В них поровое пространство представляется двух- или реже трехмерной сеткой капилляров, соединенных в узлах; модель также может содержать в явном виде поры, расположенные в узлах сетки [3, 11, 12, 22—35]. Работы [22—24] были важнейшими для осознания потенциальной роли сеточных моделей для моделирования двухфазной фильтрации с типичным для нее преобладанием капиллярных сил. В них введены основные элементы развитых впоследствии моделей при всем их разнообразии.

Вместе с тем первоначально модель обладала двумя существенными недостатками. Во-первых, она была реализована с помощью аналогового моделирующего устройства в виде сетки резисторов, перестраиваемой по мере «заполнения» модели «вытесняющей фазой». Это накладывало ограничения на размеры сетки и возможное число итераций, так что его следствием является и второй недостаток — модель не предусматривала возможности блокирования (защемления) вытесняемой фазы, так что вытеснение ее предполагалось полным.

Проблема «отступающей» фазы может оказаться значительно сложнее, чем это трактуется в настоящее время. Дело в том, что при медленном вытеснении воды нефтью — первичное дренирование, иногда рассматриваемое как модель процесса аккумуляции нефти при формировании месторождений, — вода может отступать по связной системе «ложбинок» на нерегулярной поверхности пор, не теряя своей сплошности. Это должно вести к длительным процессам установления и сильной неравновесности. Пленочное течение смачивающей жидкости по шероховатой поверхности пор может явиться также важным элементом извлечения остаточной нефти из заводненных пластов при закачке газа [36].

Естественным развитием явилась реализация сеточного моделирования на цифровых ЭВМ [3, 11, 25, 26]. Алгоритмически существенно, что в них предусмотрена в отличие от работ Фэтга возможность защемления вытесняемой фазы. В отечественных работах основное внимание уделено моделированию новых физических эффектов, в том числе таких, как неньютоновское (пластическое) поведение вытесняющей фазы, электрокинетические эффекты, влияние неравновесности вытеснения, влияние смачиваемости (в том числе неоднородности по смачиваемости), полимерное заводнение с учетом недоступного порового объема и др.

Зарубежные работы по сеточным моделям течений в пористых средах, к настоящему времени уже весьма многочисленные [8—12, 27—34, 25, 35], в

основном рассматривают классические задачи — течение однородной жидкости и газа и двухфазное течение с учетом капиллярных сил. Диапазон этих работ весьма широк; сильной их стороной являются использование самых современных вычислительных средств и достаточно тесная связь с экспериментом. Так, в [9—12] генерируется сетка, составленная из узлов («пор») и капилляров («горловин»); при этом для экономии расчетов фактически генерируется последовательность размеров пор, а сами размеры потом могут быть предписаны независимо. Размеры горловин определяются размерами соединяемых ими пор на основе найденных ранее из структурных исследований пористых сред корреляций. Моделируется последовательность заполнения сетки вытесняющей фазой, и на каждом шаге заполнения вычисляются проводимости сетки по каждой из фаз. Особой ценностью указанного цикла работ является их сбалансированность, наличие необходимого исходного материала и экспериментальных данных.

Другое существенное продвижение связано с серией работ [33, 34]. В этих работах прежде всего введено усовершенствованное геометрическое описание формы пор с учетом соотношения между сужениями и расширениями. Далее, наряду с анализом асимптотически равновесных состояний, когда на каждом шаге заполнения устанавливается капиллярное равновесие, «на фоне» которого происходит независимое движение фаз, что соответствует преобладанию капиллярных сил над гидродинамическими (малые капиллярные числа), рассматриваются также ситуации, когда капиллярные и гидродинамические силы сопоставимы. В этой области обычная теория двухфазной фильтрации перестает работать, так как распределение фаз в поровом пространстве, а с ним и подвижность фаз оказываются зависящими не только от насыщенности. В то же время этот диапазон капиллярных чисел существен для течений в установках химических производств, а также для процессов довытеснения остаточной нефти или конденсата с помощью добавок, снижающих межфазное натяжение до весьма низких значений (мицеллярное заводнение, щелочное заводнение, вытеснение жирными газами и т. д.).

Центральным элементом механики двухфазного течения при высоких капиллярных числах является движение отдельных «островков» — «блобов» (blob) или ганглиев вытесняемой жидкости в потоке вытесняющей.

При малых капиллярных числах, обычных при заводнении, «блобы», объединяющие диспергированную нефть в нескольких соседних порах, неподвижны; при достаточно высоких капиллярных числах они начинают двигаться, причем, как правило, отставая от потока обтекающей их жидкости. Их движение может сопровождаться дроблением на более мелкие «блобы» и слиянием двух мелких «блобов» в один крупный. Таким образом, популяция «блобов» диспергированной фазы характеризуется распределением по размерам и это распределение удовлетворяет достаточно очевидному кинетическому уравнению, которое содержит подлежащие заданию вероятности объединения двух «блобов» или распада «блоба» на части. Именно в этом состоит основное препятствие на пути развития соответствующей теории. Поэтому модель [33, 34] использовалась прежде всего для исследования закономерностей движения, разрушения и слияния «блобов» и оценки коэффициентов кинетического уравнения. В этом интересном направлении, однако, сделаны лишь первые шаги. Другое направление работы той же группы связано с более детальным учетом тонких механизмов двухфазного течения в капиллярах, в том числе капиллярах с шероховатой стенкой, длинных и узких капиллярах, в которых возможно проявление капиллярной неустойчивости, и т. д. для последующей модернизации сеточных моделей [8].

В [8, 37, 38] также рассмотрены эффекты вязкокапиллярного двухфазного течения в капилляре некруглого сечения. Цель состоит в том, чтобы учесть влияние капиллярно-удерживаемой воды в клиновидных областях, примыкающих к углам сечения. После анализа нескольких строго формулируемых гидродинамических задач делается волевой переход к макроскопическим уравнениям двухфазного течения. Особенность этих уравнений состоит в том, что в обобщенном

законе Дарси для двухфазного течения вводятся дополнительные перекрестные члены [8, 37, 38]

$$u_1 = - (k/\mu_1) [f_1(s) \nabla p_1 + f_{12}(s) \nabla p_2] \quad (4.2)$$

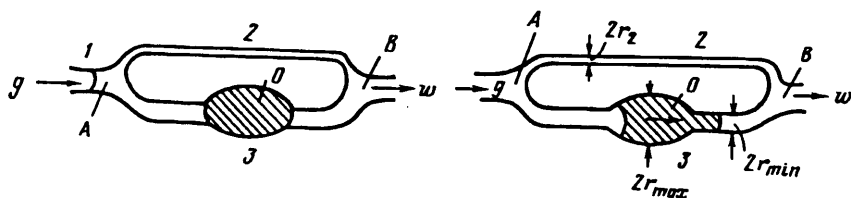
$$u_2 = - (k/\mu_2) [f_{21}(s) \nabla p_1 + f_2(s) \nabla p_2]$$

Здесь наряду с «обычными» фазовыми проницаемостями f_1 и f_2 введены «перекрестные», $f_{12} = f_{21}$. Развитие на основе такого подхода обобщение уравнений капиллярной пропитки позволило непротиворечиво объяснить наблюдаемое в эксперименте различие между данными по прямоточной и противоточной капиллярной пропитке и зависимость фазовых проницаемостей от отношения вязкостей. Некруглость, шероховатость пор играет при этом решающую роль.

Указанные исследования способствовали росту интереса к «микроскопическому» (т. е. детальному, на уровне пор) анализу вязкокапиллярного течения. В этом отношении особого внимания заслуживает обобщение идей решеточного газа на двух- и трехфазные системы [17—19]. Эти обобщения получили названия «несмешивающийся решеточный газ» и «больцмановско-решеточный газ». В основной модели решеточного газа одинаковые частицы единичной массы движутся с единичной скоростью от узла к узлу правильной треугольной решетки. Сталкиваясь в узлах решетки, частицы подчиняются простым правилам соударения, выражающим законы сохранения массы и импульса. Оказывается, что результирующее макроскопическое поведение весьма сходно с движением несжимаемой вязкой жидкости, описываемым уравнениями Навье — Стокса. Модель несмешивающихся решеточных газов отличается тем, что в ней вводятся два сорта частиц «красные» и «синие» и правила столкновения переформулируются так, что на них влияет наличие частиц того или иного «цвета» в соседних узлах. Модификация алгоритма обеспечивает дополнительные «антидиффузионные» потоки, способствующие разделению цветов, что эквивалентно появлению поверхностного натяжения. Наконец, в методе больцмановского газа важное отличие состоит в том, что отслеживаются не положения отдельных частиц, а среднее число частиц.

С помощью этих методов изучен наряду с прочими ряд задач движения несмешивающихся жидкостей в пористой среде. К ним относятся моделирование вытеснения в двух- и трехмерных конфигурациях, моделирование разделения фаз в пористой среде, моделирование относительных фазовых проницаемостей и влияние на них действующего перепада давления [17]. Последние результаты заслуживают особого комментария. Возможно, это первый чисто гидродинамический вывод нелинейного закона фильтрации для двухфазной системы типа тех, которые неоднократно наблюдались в исследованиях, проведенных под руководством А. Х. Мирзаджанзаде (см. [2, 4, 39]). Именно с частично обратимой перестройкой двухфазной системы в поровом пространстве в них связывалось появление начального (предельного) градиента давления при фильтрации газа в водонасыщенных глинизированных образцах. Дальнейшие исследования должны показать, насколько существенными могут быть указанные эффекты для реальных значений скоростей фильтрации. В случае их подтверждения эти результаты могут оказаться принципиальными для стратегии доработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. Для приложения к нефтегазовым проблемам необходимо разобрататься не только в «чистой» капиллярно-гидродинамической проблеме с классическим условием Лапласа на межфазной границе, но и в более сложной, когда имеются поверхностно-активные вещества, стабилизирующие границу.

Иное направление [29—32] связано с исследованием процесса вытеснения непосредственно в сеточных моделях пористой среды. Проводились как экспериментальные исследования на искусственных регулярных сетках капилляров или каналов со случайно распределенными характерными размерами сечения, так и компьютерное моделирование процесса. Отличим этого цикла работ



является исследование неравновесного вытеснения, когда существенна конкуренция между гидродинамическими (вязкими) и капиллярными силами; прослеживается переход от квазиравновесного вытеснения, когда структура заполненной части сетки определяется исключительно капиллярными силами, к чисто гидродинамическому, когда вытеснение полностью контролируется соотношением гидравлических радиусов отдельных каналов сетки и вязкостями фаз.

Это направление лежит между микромеханическим исследованием и макроскопическим численным моделированием. Во всяком случае стохастические сетки оказались — вероятно, в силу своей наглядности и сравнительно несложным алгоритмам численного моделирования — излюбленным средством исследования в крупнейших нефтяных исследовательских центрах. Отметим сходство результатов моделирования на специальном образом сгенерированных мультифрактальных сетках с экспериментальными данными по вытеснению жидкости газом из природных анизотропных образцов [8].

5. Микровизуальные исследования. Микровизуальные исследования двух-, а иногда и трехфазного течения дают уникальную возможность заглянуть «внутрь» пористого образца и подметить те тонкие механизмы, которые не обнаруживаются в интегральных характеристиках потока и которые едва ли могут быть постулированы заранее. Особенно широкий размах приобрели эти исследования в последнее время в связи с появлением удобных средств фиксации и анализа изображений. Как правило, они проводятся на плоских однослойных моделях, чаще всего полученных методом травления, реже — на слоях сферических частиц. Отметим в числе первых работ этого направления отечественные работы, цитируемые в [25]. Из зарубежных исследований следует упомянуть прежде всего серию работ [8, 29—32] интересных достаточно полным сопоставлением эксперимента с численным моделированием, и работы [13, 40].

В работах этой группы исследованы двух- и трехфазные течения. Для исследования тонких механизмов вытеснения при сверхнизких межфазных натяжениях (ситуация, основная для многих методов повышения нефтеотдачи) остроумно использована система лютидин — вода, которую путем изменения температуры можно перевести из двухфазного состояния в однофазное, получив вблизи критической точки сколь угодно низкие межфазные натяжения. В области сверхнизких межфазных натяжений межфазные границы сравнительно легко деформируются под действием потока и вторичное дробление приводит к появлению эмульсионной фазы. В целом результаты моделирования весьма поучительны, хотя не все наблюдаемые явления легко описать. Особенно много нового обнаруживается при моделировании трехфазных течений.

В числе эффектов, могущих иметь важные технологические последствия, упомянем недавно обнаруженную способность фронта нагнетаемого газа вытеснять остаточную (дисперсную) нефть на третичной стадии разработки [36]. Этот факт, установленный экспериментально на микромодели, связывается прежде всего со способностью остаточной нефти растекаться по поверхности раздела между пленкой воды, смачивающей пористый скелет, и закачиваемым газом. Мыслим и иной механизм, иллюстрируемый фигурой. Рассмотрим модельную ситуацию — пору-дублет и допустим, что в расширении находится капля нефти (несмачивающей жидкости), а остальное пространство первоначально заполнено водой. Пусть сперва газ вытесняет воду из «подводящей трубки» (мениск находится

в положении 1) Тогда перепад давления между точками *A* и *B* определяется вязкими потерями в «байпасе» 2 и по порядку величины равен $uL\mu/k^*$ где u — скорость вытеснения, μ — вязкость воды, k^* — эффективная проницаемость среды по воде, L — длина «капли». Необходимый для вытеснения капли перепад давления имеет порядок

$$\Delta P^* = 2\sigma_{0w}^* (r_{\min}^{-1} - r_{\max}^{-1}); \quad \sigma_{0w}^* = \sigma_{0w} \cos \theta_{0w}$$

где σ_{0w} и θ_{0w} — межфазное натяжение и краевой угол для системы нефть—вода. Таким образом, отношение этих двух перепадов имеет порядок $\mu u L r_{\min} / k^* \sigma_{0w}^*$, т. е. лишь на один — два порядка превосходит капиллярное число $N_c = u / \sigma_{0w}$ для вытеснения нефти водой, обычно весьма малое ($N_c \approx 10^{-5}$). Поэтому указанное отношение перепадов много меньше единицы, и капля не может быть вытеснена. Допустим теперь, что газ «дошел» до неподвижной капли нефти, оттеснив воду, и остановился перед ней в поре 3, тогда как в байпасе 2 происходит медленное вытеснение воды. Тогда перепад давления на капле, т. е. между точками *A* и *B*, близок к $\Delta P_+ = 2\sigma_{gw}^* / r_2$. Здесь σ_{gw} и θ_{gw} — межфазное натяжение и краевой угол для системы газ — вода. Отношение

$$\Delta P_+ / \Delta P^* = (\sigma_{gw}^* / \sigma_{0w}^*) / (r_{\min}^{-1} - r_{\max}^{-1}) r_2$$

определяется исключительно капиллярными и геометрическими свойствами системы и может оказаться больше единицы, что качественно объясняет возможный механизм доизвлечения остаточной нефти фронтом газа.

Очевидно, если этот механизм «работает», он основан на кратковременном подскоке давления в период обхода капли газом, поэтому дальнейшие уточнения должны быть связаны с анализом протекания процесса во времени. Вытеснение окажется тем более эффективным, чем медленнее происходит продвижение фронта, что реализуется при закачке газа в верхнюю часть массивных залежей. Огромное потенциальное значение обнаруженного в [36] нового механизма доизвлечения нефти обусловило постановку его исследования в ряде научных центров Европы и Америки.

6. Микромеханика пен. Пены и пенообразующие системы привлекают все большее внимание исследователей во всех нефтедобывающих странах как эффективное средство ограничения прорывов вытесняющей фазы (газа) [41, 42]. Поэтому наряду с прикладными работами ведется большое число исследований фундаментального характера, направленных на выяснение закономерностей образования, продвижения и разрушения пены в пористой среде. Эта проблема, охватывающая в сложном взаимодействии гидродинамические и физико-химические явления, далека от своего решения и, несомненно, заслуживает отдельного обзора. Пока же отметим лишь некоторые предварительные выводы, основанные как на макронаблюдениях, так и на значительном числе исследований на микромоделях, прежде всего визуальных (см. обзоры [41, 42] и ссылки в них).

В пористой среде, по крайней мере малопроницаемой, весьма тонкопористой среде, пена не может двигаться как сплошная однородная жидкость, хотя бы и обладающая сложным реологическим поведением. Поэтому попытки описать фильтрацию пены уравнениями двухфазной фильтрации ньютоновских жидкостей представляются неадекватными.

Основной механизм блокирующего действия пены состоит в перекрытии каналов фильтрации газа ламеллами пены. Движение воды происходит примерно так же, как при обычной двухфазной фильтрации, причем относительная фазовая проницаемость для воды с достаточной точностью может рассматриваться как известная функция насыщенности; проницаемость по газу на порядки ниже обычной фазовой проницаемости.

Степень перекрытия каналов определяется балансом между рождением и гибелью ламелл, причем рождение происходит либо при дроблении газовых пузырей на сужениях пор, либо вследствие смыкания жидкого кольцевого слоя в его сужениях. «Гибель» ламелл происходит либо вследствие их утоньшения и разрыва, и в этом процессе важную роль играют стабилизирующие поверхностно-активные вещества, либо из-за разрыва (выталкивания) ламелл перепадом давления газа.

Таким образом, адекватное макроскопическое описание поведения пен должно включать уравнения динамики популяции ламелл и потому непосредственно упираться в анализ тонких механизмов первичной (на стадии начального формирования пены при вытеснении жидкости газом) генерации ламелл пены, их устойчивости и гибели.

7. Перколяционные модели. Теория перколяции (протекания) — раздел физики неупорядоченных систем, описывающий процессы переноса, исходя из установленных эмпирически (численный эксперимент) и частично обоснованных теоретически топологических и геометрических характеристик «путей протекания» — преимущественных путей переноса в системах с пороговым характером проводимости и случайным распределением отдельных проводящих элементов. Теория перколяции [43, 35] заимствовала свое название из теории фильтрации и вернулась в теорию фильтрации в конце 70—80-х годах, дав начало ряду новых подходов. В частности, в [44] развита простая перколяционная модель двухфазной фильтрации, позволяющая вычислить кривые капиллярного давления и фазовых проницаемостей сетки капилляров по заданным распределениям капилляров по радиусам на основе упорядочения путей проводимости по их вкладу в общую проводимость. Модель эта допускает многочисленные обобщения, в частности позволяет учесть эффекты гетерогенности смачивания [26].

Один из наиболее принципиальных вопросов, связанных с приложением теории перколяции к двухфазной фильтрации, заключается в следующем. Проводимость неупорядоченных систем вблизи порога перколяции определяется универсальным законом $\sigma = \text{const} (x - x_c)^t$. Здесь x — вероятность перколяции (доля проводящих связей), x_c — ее пороговое значение (порог перколяции), а t — универсальный критический показатель, по данным численного моделирования близкий в трехмерных решетках к 1,7. Это дает основание ожидать такого же асимптотического поведения относительных фазовых проницаемостей вблизи критических насыщенных. В явной форме такое предположение об универсальности относительных фазовых проницаемостей было сделано в [45] без особого обоснования. Между тем вопрос не тривиален, так как результаты теории перколяции относятся к сеткам однородных по проводимости элементов, а при двухфазной фильтрации проводимость каналов изменяется в широких пределах. Прямые расчеты подтверждают универсальность поведения фазовых проницаемостей вблизи критических насыщенных (см. [26]). В этих же работах обсуждается возможное практическое значение универсальности для сокращения объема экспериментов по определению фазовых проницаемостей. Не останавливаясь здесь на этом, упомянем лишь, что универсальность может быть непосредственно получена из использованной в [44] модели бесконечного проводящего кластера Шкловского — де Жена. Вблизи порога протекания скелет кластера представляет собой весьма редкую сеть проводящих цепочек, каждая из которых содержит весьма большое (стремящееся к бесконечности при приближении к порогу перколяции) число связей. Последнее обстоятельство означает, что все эти цепочки статистически одинаковы и проводимость должна следовать универсальному закону для однородных сеток.

В целом представляется, что сочетание реалистических сеточных моделей пористых сред, основанных на более адекватном представлении их геометрии основных физических механизмов, и подходов теории перколяции обладает значительными потенциальными возможностями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бан А., Богомолова А. Ф., Максимов В. А. и др. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. М.: Гостоптехиздат, 1962. 275 с.
2. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. И. Движение жидкостей и газов в пористых пластах. М.: Недра, 1984. 208 с.
3. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. М.: Недра, 1985. 240 с.
4. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. Theory of fluids flow through natural rocks. Dordrecht: Kluwer, 1990. P. 395.

5. Шейдеггер А. Э. Физика течения жидкостей через пористые среды: Пер. с англ. М.: Гостоптехиздат. 1960. 249 с.
6. Adler P. M. Porous media. Geometry and Transport. 1992.
7. Dullien F. A. L. Porous media: Fluid transport and pore structure. N. Y.: Acad. Press, 1979. P. 396.
8. Fundamentals of fluid transport in porous media. Arles, France: Inst. Francais Petrol. 1990. Pt. 1. P. 150; Pt. 2. P. 122.
9. Chatzis I., Dullien F. A. L. Modelling pore structure by 2 — D and 3 — D networks with application to sandstones//J. Can. Pet. Tech. 1977. V. 16 № 1. P. 1—12.
10. Chatzis I., Dullien F. A. L. The modelling of mercury porosimetry and the relative permeability of mercury in sandstones using percolation theory//Int. Chem. Eng. 1985. V. 25. № 1. P. 47—66.
11. Kantzas A., Chatzis I. Network simulation of relative permeability curves using a bond correlated-size percolation model of pore structure//Chem. Eng. Comm. 1988. V. 69. P. 191—214.
12. Yanuka M., Dullien F. A. L., Elrick D. E. Percolation processes and porous media. 1. Geometrical and topological model of porous media using a three-dimensional joint pore size distribution//J. Colloid and Interface Sci. 1986. V. 112. № 1. P. 24—41.
13. Dawe R. A. Reservoir physics at the pore scale//75 Years of Progress in Oil Field Sci. & Technology. Rotterdam: Baalkema, 1990. P. 177—194.
14. Avnir D., Farin D., Pfeifer P. Surface geometric irregularity of particulate materials: The fractal approach//J. Colloid and Interface Sci. 1985. V. 103. № 1. P. 112—123.
15. Sahimi M., Yortsos Y. C. Applications of fractal geometry to porous media: a review. SPE Paper 20476 presented at 1990 Annual Fall Meeting of Soc. Petrol. Eng. New Orleans, 23—26.09.90. P. 25.
16. Wong P.-Z. The statistical physics of sedimentary rock//Phys. Today. 1988. V. 41. № 12. P. 24—32.
17. Rothman D. H. et al MIT porous flow project. Rep. № 4. Cambridge, Ma.: Massachusetts Inst. Technol. 1991. P. 134.
18. Rothman D. H. Macroscopic laws for immiscible two-phase flow in porous media: Results from numerical experiments//J. Geophys. Res. 1990. V. 95. № B6. P. 8663—8674.
19. Lattice gas methods for partial differential equations/Ed. G. D. Doolen et al. Addison-Wesley, 1990.
20. Tsang C.-F. A new approach to tracer transport analysis: from fracture systems to strongly heterogeneous porous media//Proc. Int. Workshop «Appropriate methodologies for development and management of groundwater resources in developing countries». Hyderabad, India, February 28—March 4, 1989.
21. Chatzis I., Morrow N. R., Lim H. T. Magnitude and detailed structure of residual oil saturation//Soc. Petrol. Eng. Journal. 1983. V. 23. № 2. P. 311—326.
22. Fatt I. The network model of porous media. 1. Capillary pressure characteristics//Trans. AIME. 1956. V. 207. № 7. P. 144—159.
23. Fatt I. The network model of porous media. 2. Dynamic properties of a single size tube network//Trans. AIME. 1956. V. 207. № 7. P. 60—163.
24. Fatt I. The network model of porous media. 3. Dynamic properties of networks with tube radius distribution//Trans. ASME. 1956. V. 207. P. 164—181.
25. Ентов В. М., Чен-син Э. Микромеханика двухфазного течения в пористых средах//Численные методы решения задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. Новосибирск, 1987. С. 120—129.
26. Entov V. M., Zak S. A., Chen-sin E., Yudin V. A. Micromechanics of two-phase flow through porous media//Fundamentals of fluid transport in porous media. Arles, France: IFP, 1990. Pt. 1. P. 87—90.
27. Koplik J., Lasseter T. J., Two-phase flow in random network models of porous media//Soc. Petrol. Eng. Journal. 1985. V. 25. № 1. P. 89—100.
28. Koplik J., Redner S., Wilkinson D. Transport and dispersion in random networks with percolation disorder//Phys. Rev. A. 1988. V. 37. P. 2619—2636.
29. Lenormand R. Differents mecanismes de deplacements viscuex et capillaires en milieu poreux: Diagramme de phase//C. R. Acad. Sci Paris. 1985. T. 301. P. 247—250.
30. Lenormand R. et al. Immiscible displacements in heterogeneous porous media: simulations with anisotropic multifractal networks and CT scanner experiments//Fundamentals of fluid transport in porous media. Arles, France: Inst. Franc. Petrol. 1990. Pt. 2. P. 101—104.
31. Lenormand R., Touboul E., Zarcone C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media//J. Fluid Mech. 1988. V. 189. P. 165—187.
32. Lenormand R., Zarcone C., Sarr A. Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts//J. Fluid Mech. 1983. V. 135. P. 337—353.
33. Payatakes A. C. Dynamics of oil ganglia during immiscible displacement in water-wet porous media//Ann. Rev. Fluid Dyn. 1982. V. 14. P. 365—393.
34. Constantinides G. N., Payatakes A. C. A theoretical model of collision and coalescence of ganglia in porous media//J. Coll. and Interface Sci. 1991. V. 141. № 2. P. 486—504.
35. Панфилов М. Б., Туваева И. В. Перколяционные модели процессов вытеснения жидкостей в случайно-неоднородных средах: Препринт № 12. М.: ИПНГ, 1991. 91 с.
36. Kantzas A., Chatzis I., Dullien F. A. L. Mechanism of capillary displacement of residual oil by gravity assisted inert gas injection. SPE Pap. № 17506. 1988.
37. Kalaydjian F., Bourbiaux B., Guerillot D. Viscous coupling between fluid phases for two-phase flow in porous media: Theory. Versus. Experiment//Proc. 5th Europ. Symp. on OIR, Budapest, 1989. P. 717—726.
38. Kalaydjian F. Origin and quantification of coupling between relative permeabilities for two-phase flows in porous media//Transport in Porous Media, 1990. V. 5. № 3. P. 215—229.

39. Проблемы теории фильтрации и механика процессов повышения нефтеотдачи. М.: Наука. 1987. 217 с.
40. *Dawe R. A. et al.* Physical modelling of transport phenomena in porous media — the pore scale//Adv. Transp. Phen. in Porous Media. Dordrecht: Martinus Nijhoff Publ., 1987. E 128. P. 48—76.
41. *Hanssen J. E.* Use of foams in gas flooding//Recent Advances in IOR methods for North Sea sandstone reservoirs, SPOR MONOGRAPH, Stavanger, 1991.
42. *Chambers K. T., Radke C. J.* Capillary phenomena in foam flow through porous media//Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery/Ed. N. R. Morrow. New York; Basel Marcel Dekker, 1990. P. 191—255.
43. *Киркпатрик С.* Перколяция и проводимость//Теория и свойства неупорядоченных материалов. М.: Мир, 1987. С. 240—292.
44. *Кадет В. В., Селяков В. И.* Перколяционная модель двухфазной фильтрации//Изв. АН СССР. МЖГ. 1987. № 1. С. 88—95.
45. *Gennes P. G., de.* Theory of slow biphasic flows in porous media//Phys. Chem. Hydrodynam. 1983. V. 4. № 2. P. 175—185.

Москва

Поступила в редакцию
17.III.1992