

В.В. Овчаров

МОДИФИКАЦИЯ ФУНКЦИЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ УКРУПНЕНИИ ЧИСЛЕННЫХ БЛОКОВ ГЕОЛОГО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

В работе рассматриваются проблемы гидродинамического моделирования залежей нефти, описывается комплексная методика модификации проницаемости при переходе от геологической модели к гидродинамической, позволяющая учитывать неоднородность параметров пористой среды в динамике многофазных потоков, приводятся результаты тестирования применения процедуры.

Автор работы рекомендует при высокой неоднородности проводить процедуру модификации функций относительных фазовых проницаемостей для устранения недостатков стандартного осреднения параметров.

Модификация, тензор проницаемости, относительные фазовые проницаемости, гидродинамическое моделирование.

Фазовые проницаемости являются важнейшими характеристиками фильтрации пластовых флюидов в пористой среде, они определяют процесс вытеснения в породах-коллекторах нефти и газа.

Значения функций относительной фазовой проницаемости (ОФП) можно получить из эксперимента по вытеснению нефти водой либо газом. При отсутствии таких данных используют аналоги или рассчитывают функции по косвенной информации (результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и/или промысловые, геофизические, статистические данные, аналитические зависимости) [1].

Полученные тем или иным способом кривые ОФП далее используются для гидродинамического моделирования. При этом возникает проблема переноса исходных ОФП на модель: в эксперименте и при аналитических расчетах функции фазовых проницаемостей отвечают за движение флюидов в непрерывной пористой среде из одной точки в другую, в то время как в гидродинамической модели эти функции отвечают за движение флюидов между дискретными блоками модели. Грубая дискретизация на крупных сетках приводит к тому, что в численных моделях усиливается процесс «искусственной» диффузии, и это дает нередко недостоверные результаты, поэтому обычно допускается применение модификации исходных функций [2, 3].

Суть модификации ОФП заключается в следующем: одна или несколько фазовых диаграмм изменяются таким образом, чтобы результаты расчетов на дискретной модели совпадали с фактическими показателями разработки месторождения. В результате большинство ошибок настройки исправляются с помощью корректировки ОФП, в то время как эти данные однозначно определяются по результатам экспериментов и имеют хорошую точность по сравнению с другими данными, которые порой недостоверны.

Тот факт, что гидродинамическая модель представляет собой сложную конечно-разностную схему, оказывает существенное влияние на вид ОФП. Поэтому при моделировании необходимо использовать ОФП, полученные путем модификации исходных данных с учетом фильтрационно-емкостных свойств пород и физико-химических свойств флюидов [4, 5, 6].

В процессе создания гидродинамической модели происходит укрупнение масштаба сеточных блоков для реализации расчетов. При этом необходимо выполнять осреднение не только статических параметров (песчаность, пористость, проницаемость), но и функций, отвечающих за взаимовлияние фаз и компонент системы в процессе движения, чтобы сохранить распределение потоков во времени как в исходной модели. Поэтому модификацию проницаемости необходимо производить многофазным потоком, т.е. выполнять двухфазное ремасштабирование ОФП (в случае системы «нефть — вода») (такая формулировка используется во множестве работ, посвященных этой теме, в т.ч. в [7]).

Следует также отметить, что методы ремасштабирования (под ремасштабированием подразумевается изменение размеров блоков с одновременным осреднением параметров), геометрии и статических параметров не дают возможности полного учета влияния пространственной неоднородности свойств, в результате чего происходит искажение фильтрационных характеристик, которое, в частности, заключается в изменении скорости продвижения фронта обводнения. Эта проблема в первую очередь связана с тем, что параметр (проницаемость), отвечающий за движение фаз и компонент системы, используемый в процессе моделирования, в стандартном случае пересчитывается через потоки однокомпонентной жидкости и поэтому не учитывает динамическую взаимосвязь объемной концентрации флюидов и неизотропного характера фильтрации с неоднородностью свойств. Уменьшить негативное влияние стандартного ремасштабирования свойств пористой среды можно путем масштабирования функций относительных фазовых проницаемостей.

Методы масштабирования проницаемости делятся на две группы: *статические и динамические* [1].

Статические методы применяются для систем, где наблюдается установившийся режим, т.е. насыщенность системы не изменяется и доля воды в общем потоке постоянна. Выделяют следующие статические методы: метод для установившегося капиллярного давления, метод для установившегося вертикального равновесия, метод для установившегося режима при доминировании вязкостной силы [1].

Динамические методы (численные) основаны на моделировании вытеснения нефти водой на мелкой сетке. Выделяют две группы методов:

— Методы средневзвешенного давления. В их основе лежит определение суммарного потока каждой фазы/компонента, расчет среднего градиента давления и применение закона Дарси для вычисления эффективных проницаемостей. Различаются методы данной группы способами усреднения давления.

— Методы общей подвижности. Основная особенность методов группы заключается в ремасштабировании общей подвижности фаз. Затем для расчета псевдоОФП используется среднее значение доли воды в общем потоке.

Из всех методов наиболее точными и методически верными являются те, которые основаны на методике Кайта и Берри, они относятся к группе динамических методов средневзвешенного давления [7].

Автором статьи разработана комплексная методика ремасштабирования функций ОФП при переходе от геологической модели к гидродинамической, позволяющая учитывать неоднородность параметров пористой среды в динамике многофазных потоков. Основу методики представляет численное моделирование процесса вытеснения нефти водой (методика Кайта и Берри). В отличие от вышеназванной авторская методика способна за счет модификации ОФП «исправить» проводимость в уже существующей крупномасштабной

модели и полностью заменить процесс ремасштабирования абсолютной проницаемости. Применение предлагаемой методики позволит выполнять расчеты без ощутимой потери точности на сильно грубых моделях, так же, как если бы они выполнялись на мелкочастистых моделях.

В качестве исходных данных рассматриваются: мелкочастистая (геологическая) и соответствующая ей крупночастистая (фильтрационная) модели; функции относительных фазовых проницаемостей, находящиеся в соответствии с мелкочастистой моделью (какими они должны быть – это предмет обсуждения последующих работ). Требуется пересчитать функции ОФП для блоков фильтрационной модели таким образом, чтобы сохранить динамику процесса вытеснения нефти водой, характерную для модели с малыми сеточными блоками.

Общая задача делится: на *внешнюю* — подготовка и сортировка данных, определение объединенных блоков и организация перехода между блоками двух геометрий, запуск расчета для каждого блока; *внутреннюю* — проведение процедуры ремасштабирования функций для блока фильтрационной модели в выбранном направлении; *оптимизационную* — организация и группировка результатов (сортировка таблиц данных).

Задача *оптимизации* состоит в объединении и сортировке результатов ремасштабирования не для отдельных блоков фильтрационной модели, а для определенных по выбранному критерию групп. Решение этой задачи позволяет уменьшить общее число таблиц и ускорить расчет крупномасштабной модели.

Внутренняя задача, в сущности, является основной, и результат ее решения — это универсальная локальная процедура расчета ОФП для блока модели в обобщенных координатах. Далее описан алгоритм ее решения.

Область определения задачи — два соседних блока фильтрационной модели (ФМ), изображенные на рис. 1.

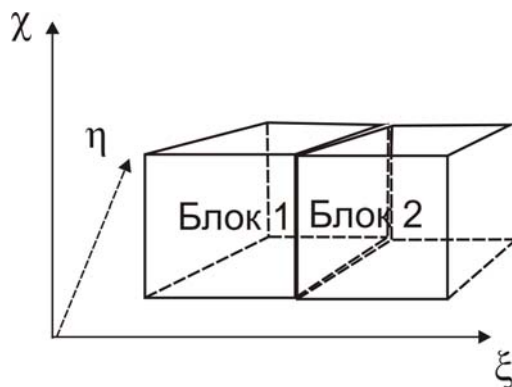


Рис. 1. Область определения задачи (два блока ФМ) и обобщенная система координат

Для того чтобы решение задачи было универсально для различных направлений фильтрации (x , x -, y , y -, z , z -), задача сформулирована в ортогональной системе обобщенных координат (рис. 1), где направление ξ — выбранное направление фильтрации. Смысл такой формулировки состоит в следующем: если производится ремасштабирование ОФП в направлении x ($\xi = x$), то $\eta = y$, $\chi = z$, если в направлении y ($\xi = y$), то $\eta = x$ -, $\chi = z$, далее – по правилу правого винта. Таким образом, решая задачу в обобщен-

ных координатах, получаем решение для 3-х направлений одновременно. Такая постановка позволяет учесть нереверсивные решения, т.е. случаи, когда ОФП в положительном направлении ξ не совпадают с ОФП в отрицательном направлении (шесть функций для одного блока).

Для того чтобы ремасштабировать функции ОФП для блока, необходимо знать объемные расходы воды и нефти между блоками в произвольный момент времени при заданной депрессии на границах. Объемный расход определяется через поля давления и насыщенности.

Поля насыщенности, давления и скоростей фильтрации внутри блоков ФМ определяются путем решения классической задачи двухфазной изотермической фильтрации несжимаемых несмешивающихся жидкостей на мелких ячейках, входящих в крупные.

После определения потоков жидкостей и градиента давления между крупными блоками на основе закона Дарси производится ремасштабирование ОФП.

В момент времени $t = 0$ предполагается, что давление во всех блоках равно начальному пластовому $p = p_0$. Для получения всего диапазона значений насыщенности задается начальная насыщенность в блоках, равная минимальной по исходной таблице ОФП ($s = s_{\min}$).

Граничные условия (рис. 2) задаются таким образом, чтобы фильтрация происходила только в направлении ξ (кроме потоков внутри блока). Для этого на гранях крупных блоков по направлению фильтрации ξ задается перепад давлений: $p(0, \eta, \chi) = p_1$, $p(\xi_2, \eta, \chi) = p_0$, причем $p_1 > p_0$; по направлениям η, χ на гранях – отсутствие потока $v_o = 0, v_w = 0$; на левой грани блока 1 – насыщенность: $S(0, \eta, \chi) = s_{\max}$, ($0 \leq \eta \leq \eta_1, 0 \leq \chi \leq \chi_1$).

Перед решением задача была обезразмерена. Затем был составлен алгоритм численного решения, основанный на методе контрольных объемов, по схеме IMPES (неявное давление, явное насыщение).

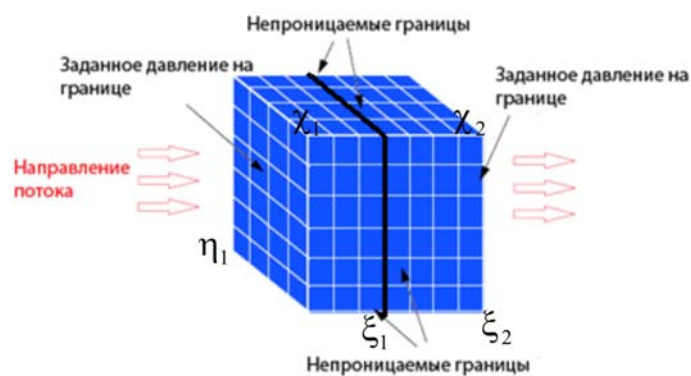


Рис. 2. Граничные условия

Составленное численное решение задачи учитывает сложную геометрию сеточных блоков (геометрия угловой точки), коэффициент песчаности, ак-

тивность ячеек и возможные нулевые значения проницаемостей блоков. Система линейных алгебраических уравнений, получаемая при расчете давлений, решается методом Гаусса, так как в данном случае число переменных мало, и задача требует высокой точности. Алгоритм решения был составлен для трехмерного случая, но впоследствии адаптирован для двумерных и одномерных случаев.

После дискретизации в сквозной локальной нумерации мелких блоков объемные расходы нефти и воды между крупными блоками в определенный момент (на n -ом шаге) времени вычисляются по формулам:

$$q_o^n = \sum_{j=0}^{K2K3-1} q_{o,e,jK1+N1}^n A_{jK1+N1}, \quad q_w^n = \sum_{j=0}^{K2K3-1} q_{w,e,jK1+N1}^n A_{jK1+N1}, \quad (1)$$

где q_o^n и q_w^n — объемные расходы нефти и воды между крупными блоками (блок 1 и блок 2) на временном шаге n в направлении ξ ; $q_{o,e,jK1+N1}^n$, $q_{w,e,jK1+N1}^n$ — объемные расходы нефти и воды через грань e (e -east, грань в положительном направлении оси ξ) мелкого блока с номером $jK1+N1$; $K1$, $K2$, $K3$ — количество мелких блоков внутри крупных по осям ξ , η , χ соответственно; A — признак активности блока; $N1$ — количество мелких блоков внутри крупного, для которого рассчитываются ОФП (блок 1), по оси ξ .

Ремасштабированные ОФП определяются по формулам через закон Дарси:

$$f_w^n = C \frac{q_w^n \cdot \mu_w}{P_1^n - P_2^n}, \quad f_o^n = C \frac{q_o^n \cdot \mu_o}{P_1^n - P_2^n}, \quad C = \frac{K_1^{FM} \delta_{\xi_{w,2}}^{FM} + K_2^{FM} \delta_{\xi_{e,1}}^{FM}}{S^{FM} K_1^{FM} K_2^{FM}}, \quad (2)$$

где f_w^n , f_o^n — ремасштабированные относительные фазовые проницаемости воды и нефти на n -ом временном шаге; P_1^n , P_2^n — давления в центрах блоков 1 и 2 соответственно, определенные в расчете по мелким ячейкам; S^{FM} — площадь проекции правой грани расчетного блока (блок 1) на плоскость, перпендикулярную направлению ξ ; K_1^{FM} , K_2^{FM} — проницаемости из крупномасштабной модели первого и второго крупного блока по направлению ξ ; μ_w , μ_o — вязкости воды и нефти.

Таким образом, новые значения фазовых проницаемостей учитывают геометрию и абсолютную проницаемость уже существующей крупноячейистой модели независимо от способов ремасштабирования геометрии и проницаемости.

Значения ОФП соответствуют средней водонасыщенности (S^n) блока 1:

$$S^n = S_0 + \frac{Q_o^n}{m^{FM} \vartheta^{FM}}, \quad S_0 = \frac{\sum_{j=1}^{N1} \sum_{i=0}^{K2K3-1} m_{i \cdot K1+j} \vartheta_{i \cdot K1+j} A_{i \cdot K1+j}}{m^{FM} \vartheta^{FM}} S_{\min} \quad (3)$$

$$Q_o^n = \sum_n q_o^n \cdot dT^n, \quad dT^n = \frac{\sum_{j=1}^{N1K2K3-1} \sum_{i=0} m_{i.K1+j} v_{i.K1+j} A_{i.K1+j}}{\left(\frac{dF}{dS}\right)_{\max} (q_o^n + q_w^n) \lambda}, \quad (4)$$

где Q_o^n — суммарная добыча нефти из расчетного блока в текущий момент времени (на n -ом шаге); m^{FM} , v^{FM} , $m_{i.K1+j}$, $v_{i.K1+j}$ — пористость и геометрический объем расчетного блока и мелкого блока с номером $iK1+j$ соответственно; S_0 — нормированная начальная водонасыщенность крупного блока; S_{\min} — минимальная водонасыщенность в исходной таблице ОФП; dT^n — шаг по времени; $\left(\frac{dF}{dS}\right)_{\max}$ — максимум производной исходной функции Баклея-Левретта; λ — поправочный коэффициент, регулирующий точность расчета.

Средняя насыщенность учитывает возможные изменения порового объема и также не зависит от метода ремасштабирования пористости.

Весь расчет по времени продолжается до тех пор, пока $|f_o^n - e| \leq 0$, где e — ошибка определения минимальной ОФП по нефти, в расчете принята $e = 0.0001$.

Для тестирования и анализа результатов алгоритм был реализован в виде программы, в которой использовалась равномерная регулярная сетка, капиллярное давление не учитывалось, предполагалось, что укрупнение происходит равномерно.

После ремасштабирования функций для каждого блока модели с крупноячейстой сеткой решается оптимизационная задача, которая заключается в уменьшении количества таблиц ОФП и объединении их по регионам ячеек. Для решения данной задачи была написана отдельная программа, которая определяет схожие таблицы по признаку минимальной суммарной дисперсии табличных функций. Причем при проведении тестирования выяснилось, что такой подход практически не оказывает влияния на точность расчетов, а скорость счета результирующих моделей вырастает кратно.

Тестирование процедуры ремасштабирования свелось к анализу моделей, укрупненных по слоям (по вертикали).

Ниже, в качестве примера, приведены «кубы» абсолютной проницаемости, результаты сравнения характеристик вытеснения и вид ремасштабированных ОФП по одной тестовой модели в случае зональной неоднородности со включениями неколлектора. Укрупнение проводилось по оси Z , слои укрупнялись в 2 раза с размерности $36 \times 36 \times 10$ до $36 \times 36 \times 5$. Начальная насыщенность нефтью в моделях определялась как максимальная по исходным таблицам ОФП (что обеспечивает расчет при каждом значении насыщенности).

По данным рис. 3 видно, что начальная неоднородность, характеризующаяся коэффициентом вариации 67,3 %, уменьшилась на 20,7 %, что отразилось на характеристиках вытеснения (рис. 6).

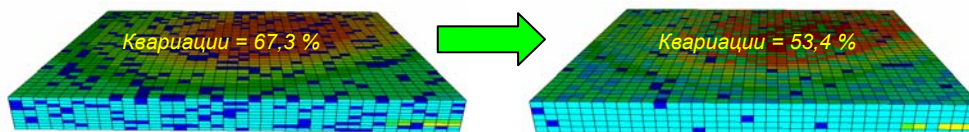


Рис. 3. Кубы проницаемости для моделей с зональной неоднородностью со случайными включениями неколлектора (справа укрупненный, слева исходный)

Включения неколлектора оказывают сильное влияние на динамику процесса. На рис. 3 наглядно изображено, как после ремасштабирования по тензору проницаемости коэффициент охвата в модели увеличился, и возросли извлекаемые запасы (рис. 6а, модель 2). После проведения процедуры ремасштабирования ОФП данные проблемы были решены (рис. 6а, модель 3). Их устранение проводилось с помощью программы путем проверки групп мелких ячеек. Ниже представлены особые случаи, когда расчетный блок в направлении фильтрации считается проницаемым и непроницаемым (рис. 4, 5). Приводятся примеры, когда в соседних блоках могут иметься непроницаемые «барьеры». Цветом обозначены непроницаемые ячейки геологической модели.

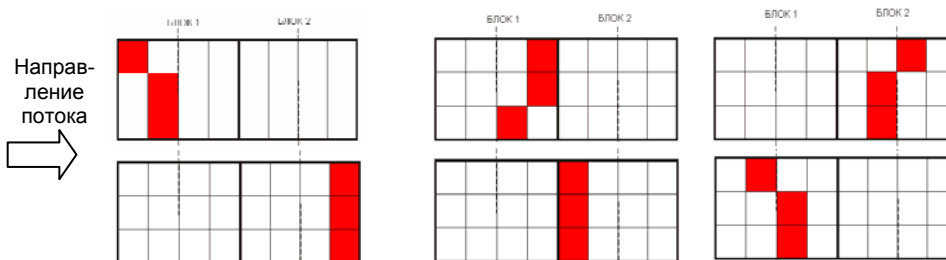


Рис. 4. Проницаемые для вытекания блоки

Рис. 5. Непроницаемые для вытекания блоки

На рис. 6б изображены исходные ОФП и результирующие функции как итог ремасштабирования для каждой ячейки модели в трех направлениях. Значения относительных проницаемостей разбросаны в широком диапазоне, как по насыщенности, так и по абсолютной величине. Вид зависимостей ОФП (кубический, степенной и т.п.) сохраняется, кривые масштабируются по горизонтали и вертикали, меняют углы наклона. Выполненные преобразования приводят к изменению функции Баклея-Левретта, а следовательно, и динамики процесса в модели.

Анализ результатов показал, что в некоторых случаях функция Баклея-Левретта сдвигается вправо и становится более резкой вследствие проявления численной диффузии. Диапазон, который заполняют кривые ОФП, характеризуется изменением абсолютной проницаемости.

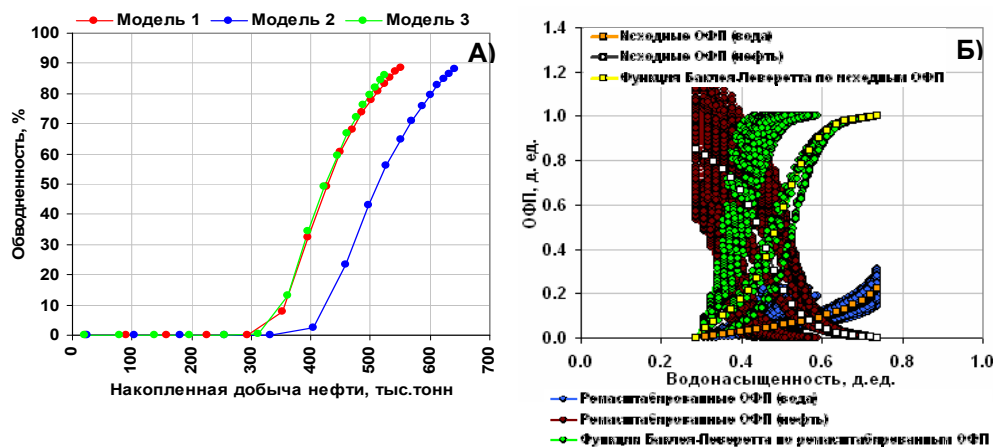


Рис. 6. Характеристики вытеснения (А) и функции ОФП (Б) при ремасштабировании модели со случайными включениями неколлектора
 1 — исходная опорная модель, 2 — модель с укрупненной геометрией и исходными функциями ОФП, 3 — модель с укрупненной геометрией и ремасштабированными функциями

По результатам работы автором сделаны следующие **выводы**:

- Разработанная процедура позволяет в неявном виде сохранить неоднородность проницаемости.
- Модифицированные ОФП являются тензорами для укрупненных ячеек модели неоднородного пласта, даже если исходные ОФП скаляры [4].
- Процедура помогает решить проблему завышения коэффициента охвата в укрупненных моделях.
- В фильтрационной модели залежей нефти функции ОФП должны быть заданы практически в каждой ячейке, при этом дифференцируясь по различным направлениям в соответствии с неоднородностью свойств, функции могут быть объединены в области и регионы.
- При укрупнении размеров сеточных блоков гидродинамической модели залежей нефти следует проводить процедуру ремасштабирования функций ОФП, которая учитывает неоднородность исходных свойств и параметров в модели.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бриллиант Л.С., Рыков А.И., Тимошенко А.А., Выдрина О.С. Методы расчета относительных фазовых характеристик при проектировании // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: сборник статей / кол. авторов; под общ. ред. Бриллианта Л. С. Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. С. 125–135.
2. Оленчиков Д. М., Муравьев А. Е. Модификация кривых относительных фазовых проницаемостей для компенсации погрешности влияния грубости гидродинамической сетки // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». С. 43–46.
3. Рублев А.Б., Шаламов М.А., Мартынов А.В. Оценка влияния укрупнения фильтрационной модели на величину нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство, 2007, № 10.
4. Родионов С.П. Расчет коэффициента охвата вытеснением на основе модифицированных относительных фазовых проницаемостей // Вестник Тюменского государственного университета, 2009, № 6.

5. Сафин С.Г. Моделирование изменения фазовых проницаемостей пластовых флюидов в коллекторах с неоднородным и пониженным нефтенасыщением // Нефтяное хозяйство, 2008. № 7.

6. Carlson, M.R. Practical reservoir simulation: using, assessing, and developing results/by M.R. (Mike) Carlson. Oklahoma USA: PennWell Corporation, 2003.

7. Kyte J.R. (Exxon Production Research Co.), Berry D.W. (Exxon Production Research Co.) New Pseudo Functions To Control Numerical Dispersion (SPE-5105-PA).

Ovcharov V.V.

Modification of permeability functions while upscaling numerical blocks of geological and reservoir simulation models

The paper reviews issues of oil deposits reservoir simulation. The integrated method of permeability modification while converting from geological model to reservoir simulation one is described. It allow considering heterogeneous parameters of porous media in multiphase flows. The method's testing results are presented in the paper.

In case of high heterogeneity, the author recommends modifying functions of relative permeability in order to eliminate the standard averaging of parameters.

Modification, permeability tensor, relative permeability, reservoir simulation.