

УДК 519.63: 532.546

ПОСТРОЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В НЕСООБЩАЮЩЕМСЯ СЛОИСТОМ ПЛАСТЕ ¹⁾

К.А. ПОТАШЕВ

Казанский (Приволжский) федеральный университет

E-mail KPotashev@mail.ru

DETERMINATION OF THE MODIFIED RELATIVE PERMEABILITY FUNCTIONS FOR A NON-COMMUNICATING STRATIFIED RESERVOIRS

K.A. POTASHEV

Kazan Federal University

Аннотация

Решается задача ремасштабирования (апскейлинга) функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для случая двухфазной фильтрации в пластах, состоящих из изолированных слоев с различными фильтрационными свойствами. Предлагается форма аналитической записи модифицированных функций ОФП и схема проведения вычислительного эксперимента для их построения. Данные функции позволяют понизить размерность задачи двухфазной фильтрации за счет осреднения характеристик по толщине пласта. Рассматривается возможность использования аппарата искусственных нейронных сетей для быстрого построения модифицированных функций фазовых проницаемостей для заданных параметров пласта и свойств флюидов.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, относительная фазовая проницаемость, апскейлинг, ремасштабирование, псевдофункции, слоистый пласт

Summary

In paper a method for constructing pseudorelative phase permeability functions for two-phase immiscible flow in a stratified oil reservoir with impermeable barriers between layers is considered. A method is based on a direct modeling of two-phase flow with neglect of capillary and gravity forces as well as of compressibility of the reservoir and its saturating fluids. An analytical form of the modified functions of relative phase permeability is proposed. Successful application of the proposed upscaling method is demonstrated at test problem of the oil reservoir development. The possibility of neural networks using for fast construction of the modified functions for a given reservoir parameters and fluid properties is considered.

Key words: two-phase flow in porous media, relative phase permeability, upscaling, pseudofunctions, stratified oil reservoir, neural networks.

Введение

Оптимизация разработки нефтяных месторождений требует проведения большого числа многовариантных расчетов задачи фильтрации. Снижение вычислительных затрат может быть достигнуто за счет укрупнения расчетной сетки. В работе [1] предложена методика суперэлементного моделирования разработки нефтяных пластов на расчетной сетке, плановые размеры ячеек которой сопоставимы со средним расстоянием между скважинами, а вертикальные совпадают с мощностью геологических пачек или всего нефтяного пласта. При этом для сохранения точности расчетов необходима процедура апскейлинга

¹⁾Работа выполнена при поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан (проекты 13-01-97044, 13-01-97031)

(ремасштабирования) фильтрационных свойств выделенного элемента. В настоящей работе рассматривается метод построения модифицированных псевдофункций относительных фазовых проницаемостей слоистого пласта в пренебрежении перетоками между слоями, а также капиллярными и гравитационными силами. Результаты применения апскейлинга при понижении размерности задачи фильтрации продемонстрированы на примерах тестовых расчетов. Рассмотрена возможность использования аппарата искусственных нейронных сетей для быстрого построения модифицированных функций фазовых проницаемостей для заданных параметров пласта и свойств флюидов. Обучение нейронных сетей выполняется на основе предварительно выполненной серии опорных расчетов.

1. Формулировка задачи апскейлинга

Процесс плоскопараллельной фильтрации в горизонтальном слоистом пласте описывается безразмерными уравнениями двухфазной фильтрации (1) с начальными и граничными условиями (2):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k \varphi(S) \frac{\partial p}{\partial x} \right) = 0, \quad m \frac{\partial S}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(k k_w(S) \frac{\partial p}{\partial x} \right) = 0, \quad x \in (0, 1), \quad y \in (0, 1) \quad (1)$$

$$t = 0 : S = 0; \quad x = 0 : p = 1, S = 1; \quad x = 1 : p = 0. \quad (2)$$

Здесь $x = X/L$ – горизонтальная координата, отсчитываемая от галереи нагнетательных скважин вдоль слоев пласта, нормированная на длину модельного участка L ; $y = Y/H$ – вертикальная координата, отсчитываемая вверх от подошвы пласта, нормированная на толщину пласта H ; $k = K(m(y))/k_0$ – безразмерная абсолютная проницаемость пласта, являющаяся заданной функцией пористости $m(y)$, зависящей лишь от вертикальной координаты; $t = T k_0 (p_0 - p_L) / \mu_w L^2$ – безразмерное время; $S = (s - s_*) / (s^* - s_*)$ – эффективная водонасыщенность; s_*, s^* – предельные величины водонасыщенности; $p = (P - P_L) / (P_0 - P_L)$ – приведенное давление в двухфазной смеси; P_0, P_L – давления на границах пласта. Функция суммарной подвижности $\varphi(S) = k_w(S) + K_\mu k_o(S)$ выражается через отношение $K_\mu = \mu_w / \mu_o$ величин динамической вязкости воды и нефти и функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) $k_w(S), k_o(S)$, принимаемых, без ограничения общности методики ремасштабирования, в виде квадратичных зависимостей $k_w(S) = S^a, k_o(S) = (1 - S)^b$.

Введение средних по толщине показателей для гомогенизированного пласта

$$\begin{aligned} \bar{m} &= \int_0^1 m(y) dy, \quad \bar{S}(t, x) = \frac{\int_0^1 m(y) S(t, x, y) dy}{\int_0^1 m(y) dy}, \quad \bar{k} = \int_0^1 k(y) dy, \\ \bar{p}(t, x) &= \frac{1}{\bar{k}} \int_0^1 k(y) p(t, x, y) dy, \quad \bar{\varphi}(t, x) = \frac{\int_0^1 k(y) \varphi(S) \nabla_x p(t, x, y) dy}{\bar{k} \nabla_x \bar{p}}, \\ \bar{k}_l(t, x) &= \frac{\int_0^1 k(y) k_l(S) \nabla_x p(t, x, y) dy}{\bar{k} \nabla_x \bar{p}}, \quad (l = w, o) \end{aligned} \quad (3)$$

позволяет из (1), (2) получить осредненные по толщине уравнения фильтрации в однородном пласте

$$\begin{aligned} \nabla_x (\bar{k} \bar{\varphi}(t, x) \nabla_x \bar{p}(t, x)) &= 0, \quad \bar{m} \frac{\partial \bar{S}(t, x)}{\partial t} - \nabla_x (\bar{k} \bar{k}_w(t, x) \nabla_x \bar{p}(t, x)) = 0 \\ t = 0 : S &= 0; \quad x = 0 : p = 1, S = 1; \quad x = 1 : p = 0 \end{aligned} \quad (4)$$

Табл. 1: Параметры законов распределения пористости и толщины слоёв в эталонном пласте

Параметр	Мат. ожидание	Дисперсия	Минимум	Максимум
m	0.2	0.005	0.01	0.5
h	0.5	0.025	0.01	1

Средние значения ОФП (3) являются переменными во времени и пространстве, то есть являются так называемыми динамическими фазовыми проницаемостями [2, 3]. Для того чтобы при решении задачи фильтрации в гомогенизированном пласте использовать ОФП в виде функций только средней насыщенности, сформулируем способ построения модифицированных функций ОФП (МОФП) $K_w(\bar{S})$ и $K_o(\bar{S})$.

Для аналитического представления МОФП предлагается использовать степенные зависимости с показателями степеней, зависящими от средней водонасыщенности:

$$K_w(\bar{S}) = \bar{S}^{A_1} \bar{S}^{2+A_2} \bar{S}^{A_3}, \quad K_o(\bar{S}) = (1 - \bar{S})^{B_1} \bar{S}^{2+B_2} \bar{S}^{B_3}. \quad (5)$$

Коэффициенты A_i , B_i определяются из условия наименьшего среднеквадратического отклонения при аппроксимации зависимостями (5) табличных значений ОФП (ТОФП), полученных согласно (3) при решении задачи (1) - (2), а построенные функции (5) используются при записи уравнений (4) в гомогенизированном пласте.

2. Численная реализация

Численное решение задачи (1) - (2) строилось методом конечных разностей по схеме IMPES (неявной по давлению, явной по насыщенности) на равномерной сетке. Система линейных уравнений для расчета давления решалась методом прогонки. Уравнение для насыщенности аппроксимировалось по низкодиссипативной схеме TVD [4] с ограничителем `<umist>` [5]. Расчет суммарной подвижности двухфазной смеси и доли воды в потоке выполнялся по схеме `<upwind>`.

3. Тестирование

Для типовых расчетов пористость и толщина слоев задавались нормальным законом распределения (1). Проницаемость слоев рассчитывалась по формуле Козени, записанной в терминах пористости [6]: $K = k_0 m^3 / (1 - m)^2$. Отношение вязкостей задавалось равным $K_\mu = 0.1$.

Расчеты выполнялись для двух различных пластов: 1) пласта из 10 слоев с использованием табличных значений ТОФП K_w , K_o и 2) пласта из 100 слоев с построением псевдофункций МОФП (3).

Для генерации случайных величин, удовлетворяющих заданному закону распределения, использовалась свободно распространяемая библиотека Troschuetz.Random версии 1.4.0.0 (с Stefan Troschuetz, 2007).

Сопоставление проводилось для трех вариантов расчетов:

- 1) решение задачи (1)–(2) в исходном слоистом пласте (<схема I>);
- 2) решение задачи (4) для осредненного пласта с исходными ОФП (<схема II>);
- 3) решение задачи (4) для однородного пласта с применением процедуры апскейлинга к ОФП (<схема III>).

На (рис. 1) приведены исходные функции ОФП, результат их ремасштабирования для пластов из 10 и из 100 слоев, а также результаты расчета распределения средней по толщине водонасыщенности в момент времени расчета $t = 10$ и накопленного отбора нефти для каждого пласта по всем трем схемам.

4. Применение аппарата нейронных сетей

Построение крупноблочной фильтрационной модели нефтяного месторождения предполагает определение большого числа модифицированных функций ОФП - апскейлинг фазовых проницаемостей должен

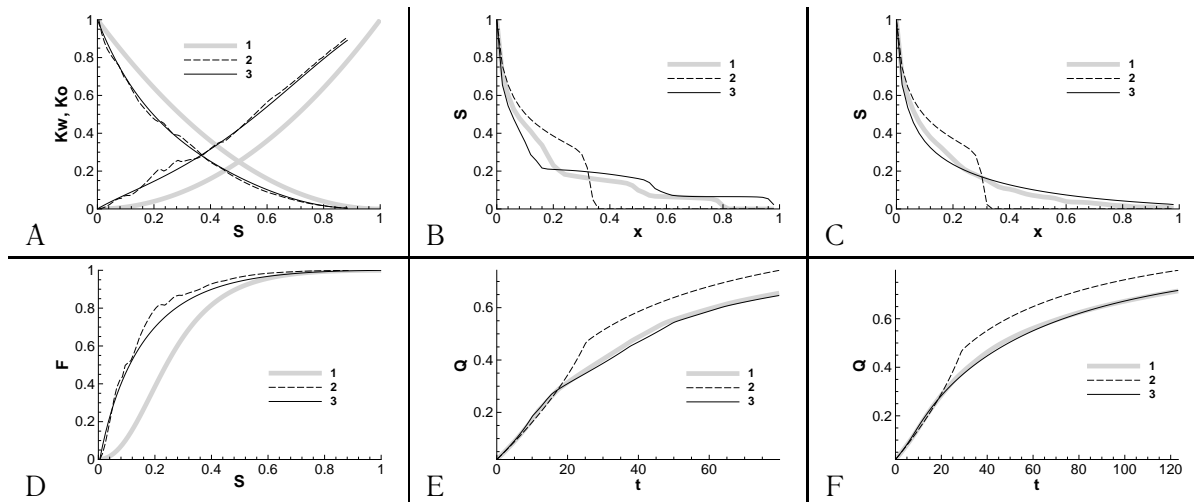


Рис. 1: Результаты апскейлинга и тестовые расчеты: (А) — относительные проницаемости: исходные (1) и ремасштабированные для 10 (2) и 100 (3) слоев; (В, С) — распределение насыщенности при $t = 10$ для 10 (В) и 100 (С) слоев по трем (1, 2, 3) схемам расчета; (D) — доля воды в потоке: исходная (1) и ремасштабированная для 10 (2) и 100 (3) слоев; (E, F) — динамика накопленного отбора нефти для 10 (E) и 100 (F) слоев по трем (1, 2, 3) схемам расчета

проводиться либо зонально в зависимости от выделенных геологических тел и зон различного литофациального типа, либо для каждого крупного элемента расчетной сетки. Использование процедуры прямого численного моделирования может оказаться нерациональным в связи с большими вычислительными затратами.

Отыскание общих функциональных взаимосвязей между физическими свойствами многофазной системы и коэффициентами МОФП позволило бы исключить необходимость численного моделирования, однако в виду большого числа параметров практически нереализуемо.

Принципиально ускорить процесс определения локальных МОФП представляется возможным за счет применения аппарата нейронных сетей (НС). Обучение НС производится на наборе опорных значений входных и выходных параметров. Входными параметрами являются фильтрационно-емкостные свойства пропластков, вязкости насыщающих фаз и показатели степеней исходных функций ОФП. Выходными параметрами для НС будут шесть коэффициентов A_i , B_i для построения МОФП. Обученная таким образом НС будет в дальнейшем вычислять коэффициенты функций МОФП для любого необходимого набора значений физических параметров системы.

Для обучения тестовых НС была выполнена серия расчетов (более 2000) с вариацией значений основных параметров задачи (2). Тестирование проводилось в трех вариантах: прогноз МОФП для новых значений 1) показателей степени исходных функций ОФП ($a = 3$, $b = 2$); 2) отношения вязкостей насыщающих фаз ($K_\mu = 0.4$); 3) дисперсии в законе распределения пористости по пропласткам ($\sigma_m = 0.02$). Для каждого варианта строилась отдельная нейронная сеть по обучающему набору данных, составленному из проведенной серии расчетов с исключением результатов, полученных при указанных в каждом варианте тестирования значений параметров. Таким образом обеспечивалось условие прогноза по нейронным сетям в неизученной для них области. Прогноз коэффициентов МОФП выполнялся для исключенных из обучающей выборки значений входных параметров. Для построения двухслойных нейронных сетей с пятью нейронами в каждом слое использовалась свободно распространяемая библиотека "NeuralBaseNet".

На (рис. 2, 3, 4) приведены примеры сопоставления кривых МОФП, построенных путем численного моделирования и по прогнозам нейронной сети в каждом из трех указанных вариантов её обучения.

Для построения НС, обеспечивающих более надежное получение достоверного результата необходимо проведение дальнейших исследований и, возможно, серии уточняющих расчетов. Тем не менее, полу-

Табл. 2: Значения исходных параметров в обучающей серии расчетов

Параметр	Варианты значений	Параметр	Варианты значений
a	1, 2, 3, 4	σ_m	0.0001, 0.001, 0.01, 0.02, 0.1
b	1, 2, 3, 4	σ_h	0.001, 0.01, 0.1
K_μ	0.1, 0.4, 0.7, 1, 2, 4, 6, 8, 10		

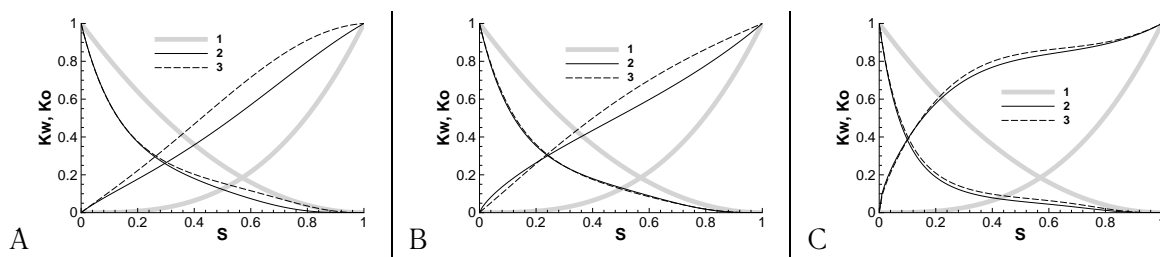


Рис. 2: Кривые ОФП (1), МОФП по результатам численного моделирования (2) и по результатам прогноза по НС (3) для новых значений параметров ($a = 3$, $b = 2$) (вариант-1): (А) – $K_\mu = 0.1$; (В) – $K_\mu = 0.4$; (С) – $K_\mu = 4$

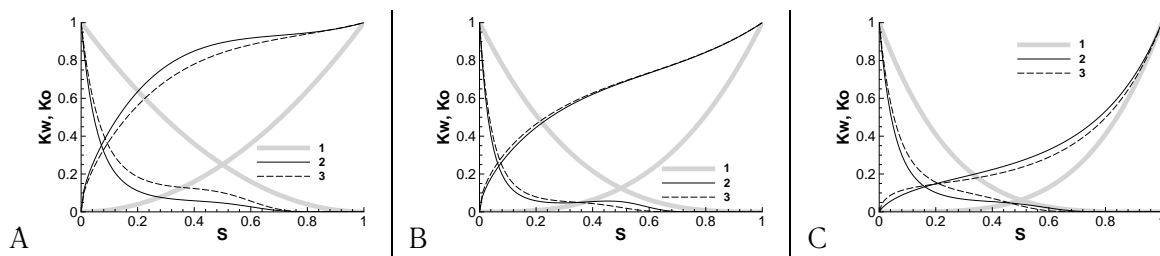


Рис. 3: Кривые ОФП (1), МОФП по результатам численного моделирования (2) и по результатам прогноза по НС (3) для новых значений параметра $K_\mu = 0.4$ (вариант-2): (А) – $a = b = 2$; (В) – $a = b = 3$; (С) – $a = b = 4$

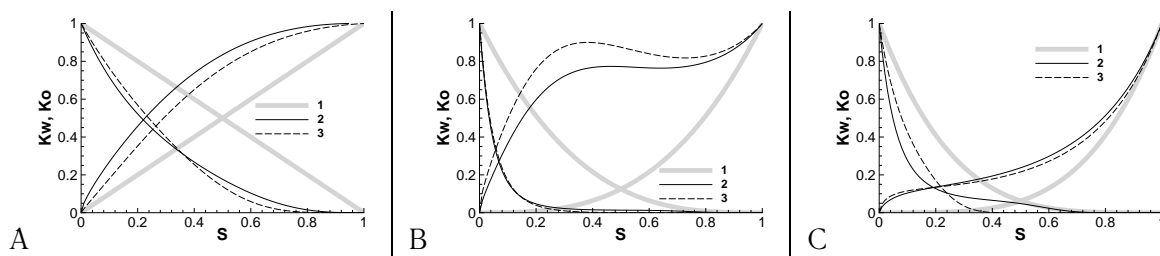


Рис. 4: Кривые ОФП (1), МОФП по результатам численного моделирования (2) и по результатам прогноза по НС (3) для новых значений параметра $\sigma_m = 0.02$ (вариант-3): (А) – $a = 1$, $b = 1$, $K_\mu = 0.1$; (В) – $a = 3$, $b = 3$, $K_\mu = 10$; (С) – $a = 4$, $b = 4$, $K_\mu = 0.4$

ченные результаты подтверждают возможность использования аппарата НС для выполнения практически <мгновенного> апскейлинга функций ОФП для большого числа крупных блоков расчетной сетки и целесообразность соответствующих исследований.

4. Заключение

Сопоставление результатов расчетов на модельных задачах и на примере реальных нефтяных коллек-

торов приводит к выводу, что использование модифицированных функций ОФП действительно позволяет понизить размерность задачи о заводнении слоистого пласта без существенной потери точности при вычислении суммарных по толщине пласта фазовых потоков и средней по его толщине насыщенности. Аналитическая форма МОФП делает возможным их построение по значениям фильтрационно-емкостных параметров слоистого пласта с помощью, например, методов дискриминантного анализа, таких как искусственные нейронные сети, без выполнения численного моделирования задач двухфазной фильтрации, что могло бы принципиально ускорить процесс апскейлинга при большом числе блоков расчетной сетки.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Мазо А.Б., Поташев К.А., Калинин Е.И., Булыгин Д.В.** Моделирование разработки нефтяных месторождений методом суперэлементов // Математическое моделирование. — 2013. — Т. 25, № 8. — С. 51–64.
2. **Kyte J.R., Berry D.W.** New pseudofunctions to control numerical dispersion // SPE Journal. — 1975. — V. 15, № 3. — P. 269–276.
3. **Stone H.L.** Rigorous black-oil pseudofunctions. — Paper SPE. — 1991, 21207.
4. **Harten A.** High resolution schemes for hyperbolic conservation laws // J. Comput. Phys. — 1983. — № 49. — P. 357–393.
5. **Lien F.S., Leschziner M.A.** Upstream monotonic interpolation for scalar transport with application to complex turbulent flows // Int. J. Num. Meth. Fluids. — 1994. — V. 6, № 19. — P. 527–548.
6. **Daigle H., Dugan B.** Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments // Marine and Petroleum Geology. — 2009. — V. 26. — P. 1419–1427.

REFERENCES

1. **Mazo A.B., Potashev K.A., Kalinin E.I., Bulygin D.V.** Oil reservoir simulation with the superelement method [Modelirovanie razrabotki nefjtjanykh mestorozhdenii metodom superelementov] // Matememeticheskoe Modelirovanie. — 2013. — V. 25, № 8. — P. 51–64 (in Russian).
2. **Kyte J.R., Berry D.W.** New pseudofunctions to control numerical dispersion // SPE Journal. — 1975. — V. 15, № 3. — P. 269–276.
3. **Stone H.L.** Rigorous black-oil pseudofunctions. Paper SPE. — 1991, 21207.
4. **Harten A.** High resolution schemes for hyperbolic conservation laws // J. Comput. Phys. — 1983. — № 49. — P. 357–393.
5. **Lien F.S., Leschziner M.A.** Upstream monotonic interpolation for scalar transport with application to complex turbulent flows // Int. J. Num. Meth. Fluids. — 1994. — V. 6, № 19. — P. 527–548.
6. **Daigle H., Dugan B.** Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments // Marine and Petroleum Geology. — 2009. — V. 26. — P. 1419–1427.