

УДК 622.276

**МЕТОД ГРАЧЕВА - ХАЙРУЛЛИНА ДЛЯ АППРОКСИМАЦИИ
ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ**

**METHOD GRACHEVA - KHAIRULLINA TO APPROXIMATE
THE RELATIVE PERMEABILITIES**

Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин Аз.А.
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
г. Тюмень, Российская Федерация

S.I. Grachev, A.A. Khayrullin, Az.A. Khayrullin
FSBEI of NPE Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: grachevsi@mail.ru, khayrullin.azat@mail.ru.

Аннотация. Одним из путей изучения механизма вытеснения остается метод физического моделирования, как в силу трудностей аналитического и численного исследования, так и из-за отсутствия достаточных сведений об эмпирических функциях относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и функции Леверетта $J(s)$, определяющих процесс двухфазной фильтрации. В гидродинамических расчетах используют эмпирические зависимости значений ОФП от насыщенности, полученные из экспериментальных данных. Породы проницаемых прослоев месторождения имеют свою характеристику кривых фазовых проницаемостей. Необходимо рассмотреть и оценить влияние форм кривых фазовых проницаемостей при различном содержании связанной воды, остаточной нефтенасыщенности и любых соотношений вязкостей на величину функции Бакли-Леверетта.

Имеются модифицированные уравнения для вытесняющей и вытесняемой фаз, но, аппроксимируемые кубическими полиномами, они являются вогнутыми и имеют значительные погрешности при определении крайних точек. Предложенная методика обработки ОФП позволяет не только интерполировать, но и экстраполировать экспериментальные данные ОФП. Эти уравнения удовлетворяют граничным условиям, что особенно важно при моделировании и теоретических исследованиях, связанных с воздействием на продуктивные пласты. Использование аппроксимаций, рассмотренных в работе, позволит точнее оценить эффективность непоршневого вытеснения нефти водой.

Abstract. One of the ways to study displacement mechanism is a physical modeling technique, both because of the difficulties of analytical and numerical research, and because of lack of sufficient information about the empirical functions of the relative permeability and Leverett J-function that define the process of two-phase

filtration. In the hydrodynamic calculations, the empirical relative permeability, saturation functions are used gathered from experimental data. The permeable rocks have their own relative permeability curves characteristic. It is essential to observe and estimate the influence of the relative permeability curves shapes with different water content, residual water saturation and any viscosity, Buckley-Leverett ratios.

There are modified equations for displacing and displaced phases, but, approximated by the cubical polygons, they are appeared to be concave and have significant errors when defining extreme points. The proposed relative permeability curve processing procedure lets us not only interpolate relative permeability experimental data, but extrapolate them as well. These equations satisfy the bound conditions, which is vital when conducting the theoretical researches associated with the influence on the oil bed. The usage of the approximations observed in the work will let us more precisely estimate the efficiency of the non-piston displacement of oil by surfactants in the process of water displacement.

Ключевые слова: относительная фазовая проницаемость, модель Бакли–Левверетта, поверхностно активные вещества, фильтрация, аппроксимация.

Key words: relative permeability model Buckley-Leverett, surface active agents, filtering, approximation.

В настоящее время большинство крупных месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти и ростом обводненности продукции. Одновременно с этим начинает разрабатываться большое число более мелких месторождений, характеризующихся многообразием геолого-физических свойств. В этих условиях все большее значение приобретает гидродинамическое моделирование процесса разработки с целью определения структуры извлекаемых и остаточных запасов нефти, прогнозирования показателей разработки и т.д.

Одними из важнейших исходных данных для создания гидродинамических моделей являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от насыщенности флюидами. Именно видом функций фазовых проницаемостей определяется конкретная картина двухфазного течения (в частности, процесса вытеснения нефти водой) [1].

Рассмотрим функцию $f(s)$, называемую функцией распределения потоков фаз или функцией Бакли-Левверетта (или обводненность, фракционирование потока). При этом:

$$f(s) = \frac{v_e}{v_e + v_n} = \frac{k_e(s)}{k_e(s) + \frac{\mu_e}{\mu_n} k_n(s)} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_e}{\mu_n} \frac{k_n(s)}{k_e(s)}} = \frac{1}{1 + M}, \quad (1)$$

где $\frac{\mu_e / k_e(s)}{\mu_n / k_n(s)} = M$ – коэффициент подвижности; s – водонасыщенность;

v_e, v_n – скорость фильтрации воды и нефти; k_e, k_n – относительные фазовые проницаемости по воде и нефти; μ_e, μ_n – вязкость воды и нефти.

Как видно из (1), функция $f(s)$ полностью определяется относительными фазовыми проницаемостями k_e и k_n . Введенная функция насыщенности $f(s)$ имеет простой физический смысл, а так же представляющая отношение скорости фильтрации (или расхода) вытесняющей фазы (воды) и суммарной скорости v (или расхода Q), равна объемной доле воды в суммарном потоке двух фаз [2].

Функция $f(s)$ играет важную роль при гидродинамических расчетах двухфазных потоков, определяет полноту вытеснения и характер распределения насыщенности по пласту, как и $J(s)$. Задача повышения нефте- и газоконденсатоотдачи в значительной степени сводится к применению таких воздействий на пласт, которые в конечном счете изменяют вид $f(s)$ в направлении увеличения полноты вытеснения [3].

Представление эмпирических зависимостей значений относительной фазовой проницаемости от насыщенности (рисунок 1) в виде аналитических функций, аппроксимируемых квадратичной параболой, часто используются в практических расчетах. Но такая функция является только вогнутой и не учитывает выпуклости в верхних частях кривых относительных проницаемостей.

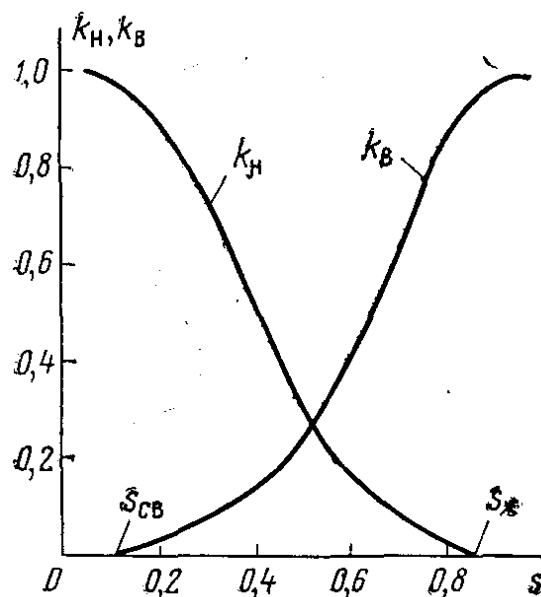


Рисунок 1. Графики зависимости k_n и k_e от s

Для учета таких особенностей поведения k_e и k_n (рисунок 1) используем дифференциальное уравнение второго порядка в виде:

$$\frac{d^2 k_g(s)}{ds^2} = \alpha_g (s_{kg} - s) \quad (2)$$

$$\frac{d^2 k_n(s)}{ds^2} = -\alpha_n (s_{kn} - s) \quad (3)$$

где α_g и α_n — коэффициенты, s_{kg} и s_{kn} — критические значения водонасыщенности для k_g и k_n соответственно.

Так как уравнения (2) и (3) отличаются только знаками, то рассмотрим решение уравнения (2), а второе получается аналогично.

При $s < s_{kg}$ вторая производная положительна и функция $k_g(s)$ будет вогнутой, а при $s > s_{kg}$ вторая производная отрицательна и $k_g(s)$ — выпуклая. При $s = s_{kg}$ вторая производная в (2) равна нулю и в точке $(s_{kg}; k_{kg})$ наблюдается перегиб, где $k_{kg} = k_g(s_{kg})$ [4].

В результате интегрирования получаем:

$$k_g(s) = \alpha_g \left(\frac{s_{kg}}{2} s^2 - \frac{1}{6} s^3 \right) + c_1 \cdot s + c_2 \quad (4)$$

где c_1 и c_2 — постоянные интегрирования.

Для упрощения записи решение (4) перепишем как:

$$k_g(s) = A + B \cdot s + C \cdot s^2 - D \cdot s^3 \quad (5)$$

где $A = c_2$, $B = c_1$, $C = (\alpha_g \cdot s_{kg})/2$ и $D = \alpha_g/6$. Это кубическая парабола содержит четыре неизвестных — A , B , C и D .

Значения этих неизвестных можно найти из системы четырех уравнений с постоянными коэффициентами по экспериментальным данным зависимости фазовых проницаемостей от водонасыщенности. Решив ее получим:

$$A = \frac{(3 - s_{cg}) \cdot s_{cg}^2}{2} \cdot D; \quad B = 3 \cdot D - 2 \cdot C; \quad C = \frac{3 \cdot (1 + s_{cg})}{2} \cdot D; \quad D = \frac{2 \cdot K_2}{(1 - s_{cg})^3} \quad (6)$$

Варьируя параметрами k_2 и s_{cg} , можем подобрать (методом наименьшего квадратичного отклонения) функцию (5) наиболее подходящую для описания экспериментальных данных [5].

Характерная полная расчетная кривая относительной проницаемости по воде в диапазоне $s \in [0; 1]$ изображена на рисунке 2. Положительная ветвь в интервале от 0 до s_{cg} является дополнительным решением, не имеющим физического смысла и полагается равным нулю.

Аналогичные выкладки можно провести для относительной проницаемости по нефти (3). Тогда, интегрируя, получим:

$$k_n(s) = \alpha_n \left(\frac{1}{6} s^3 - \frac{s_{kn}}{2} s^2 \right) + c_1 \cdot s + c_2 \quad (7)$$

Перепишем последнее уравнение в виде:

$$k_n(s) \equiv A_1 + B_1 \cdot s + C_1 \cdot s^2 - D_1 \cdot s^3 = 0 \quad (8)$$

где $A_1 = c_2$, $B_1 = c_1$, $C_1 = (\alpha_n \cdot s_{kn})/2$ и $D_1 = \alpha_n/6$.

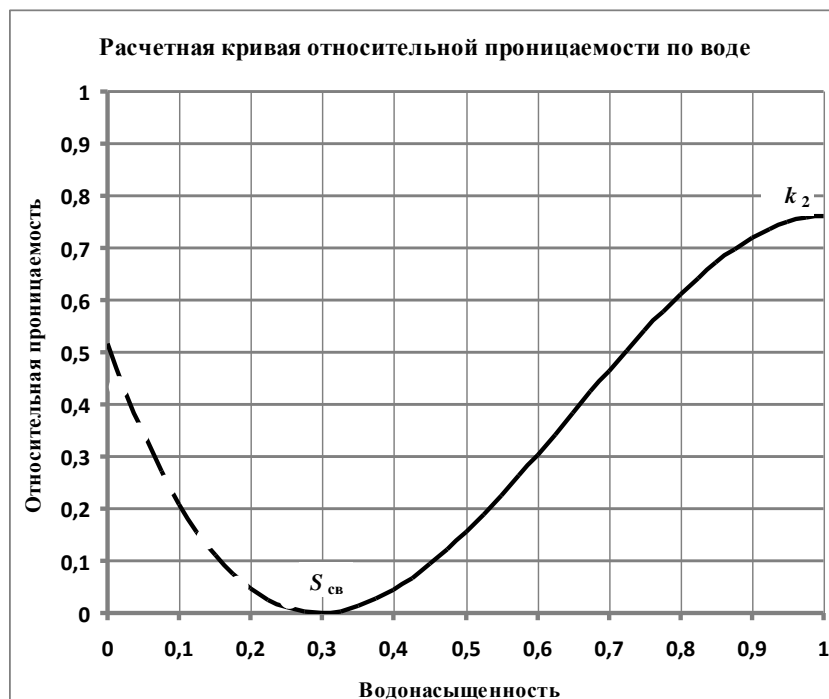


Рисунок 2. Расчетная зависимость относительной проницаемости по воде

Используя соответствующие граничные условия, решив систему уравнений, получим коэффициенты:

$$\begin{aligned}
 A_1 &= B_1 \cdot s_{он} + C_1 \cdot s_{он} - D_1 \cdot s_{он}^3; & B_1 &= 2 \cdot C_1 \cdot s_1 - 3 \cdot D_1 \cdot s_1^2 \\
 C_1 &= 3/2 \cdot (s_1 + s_{он}) \cdot D_1; & D_1 &= \frac{2 \cdot K_1}{(s_{он} - s_1)^3}
 \end{aligned} \quad (9)$$

При выборе значений относительных фазовых проницаемостей учитывалось то, что $k_в$ и $k_н$ меньше единицы и их максимальные значения k_2 и k_1 , т.е. фазовые проницаемости меньше абсолютной проницаемости [6].

На рисунке 3 представлены результаты экспериментальных и расчетных кривых без учета дополнительных значений, т.е. при $s > s_{он}$ полагаем $k_н = 0$.

Численные значения коэффициентов равны $A_1 = 0,813$; $B_1 = 0$; $C_1 = 3,5065$ и $D_1 = 2,803$, из которых следует что $\alpha = 16,818$; $s_{кн} = 0,417$ и $k_н = 0,4065$.

Данные об относительных проницаемостях обычно получают при лабораторных исследованиях кернов. Однако конкретные данные могут отсутствовать, и в этом случае используют различные приближенные формулы, зависящие от процессов, происходящих в пласте [7]. Одни формулы используются для пропитки, другие для дренирования. Имеются также модифицированные уравнения для вытесняющей и вытесняемой фаз, но, несмотря на то, что имеются аппроксимации кубическими полиномами, они являются только вогнутыми.

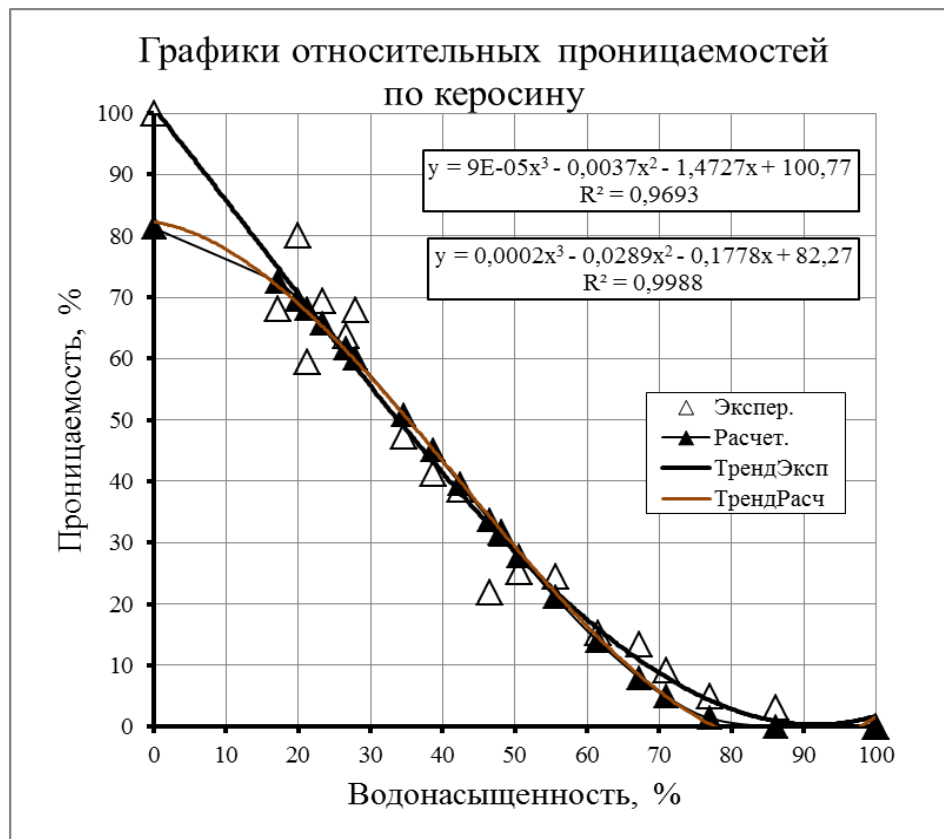


Рисунок 3. Сопоставление экспериментальных и расчетных данных ОФП по керосину

Выводы

Методика Хайруллина-Грачева имеет преимущества перед другими методами тем, что она универсальна и имеет физически обоснованное построение. Универсальность функции заключается в том что, что она:

- аппроксимирует как лабораторные данные по исследованию керна, так и промысловые данные по определению относительной фазовой проницаемости;
- не только интерполирует полученные данные в пределах минимального и максимального значений полученных данных, но и экстраполирует за пределами лабораторных данных;
- учитывает влияние на показатели фильтрации вязкостно-фазных явлений, капиллярных сил, структуры порового пространства;
- строит зависимость ОФП для любого объема модели;
- сокращает количество необходимых исследований для построения кривой ОФП без потери качества информации.

Уравнения Грачева-Хайруллина (5) и (8) с соответствующими коэффициентами в виде (6) и (9) можем использовать при описании непоршневого вытеснения нефти водой, которые позволяют не только интерполировать, но и экстраполировать экспериментальные данные

относительных фазовых проницаемостей. Эти уравнения удовлетворяют граничным условиям, что особенно важно при моделировании и теоретических исследованиях, связанных с воздействием на продуктивные пласты. Использование аппроксимаций, предложенных в работе, позволит точнее построить гидродинамическую модель и оценить эффективность непоршневого вытеснения нефти и процессов заводнения. В результате повысится качество и достоверность прогнозирования показателей разработки месторождений и, соответственно, их проектная нефтеотдача.

Список используемых источников

1. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. С.211.
2. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. С. 237.
3. Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин Аз.А. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой // Изв. вузов Нефть и газ. 2012. №2. С. 37–43.
4. Котяхов Ф. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. С. 287.
5. Подземная гидромеханика / Басниев К.С. и др. М.: Институт компьютерных исследований, 2006. С. 488.
6. Минаев Ю.Н., Филимонова О.Ю. Методы и алгоритмы идентификации и прогнозирования в условиях неопределенности. М.: «Горячая линия-Телеком», 2003. С. 208.
7. Кори А.Т. Взаимосвязь между газом и нефтью относительных проницаемостей // Нефтяник. 1954. №3. С. 38-41.
8. Ломеланд Ф., Эбельтофта Е., и Хомерволд Т. Новое представление об универсальной корреляции относительных фазовых проницаемостей: тр. Международ. симпоз. SCA, (31 окт. – 2 ноябр.), Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты 2005. С.32.

References

1. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnyh plastah. M.: Nedra, 1984. S.211. [in russian].
2. Gorbunov A.T. Razrabotka anomal'nyh neftyanyh mestorozhdenii. M.: Nedra, 1981. S. 237. [in russian].
3. Grachev S.I., Hairullin A.A., Hairullin Az.A. Approksimaciya odnositel'nyh fazovyh pronicaemosti kubicheskoi paraboloi // Izv. vuzov Nef' i gaz. 2012. №2. S. 37-43. [in russian].

4. Kotyachov F. Fizika neftyanyh i gazovyh kollektorov. M.: Nedra, 1977. S.287. [in russian].
5. Podzemnaya gidromekhanika / Basniev K.S. i dr. M.: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2006. С. 488. [in russian].
6. Minaev Yu.N., Filimonova O.Yu. Metody i algoritmy identifikatsii i prognozirovaniya v usloviyah neopredelennosti. M.: «Goryachaya liniya-Telekom», 2003. С. 208. [in russian].
7. Kori A.T. Vzaimosvyaz' mezhdru gazom i nef'tyu otnositel'nyh pronicaemostei // Neftyanik. 1954. №3. С. 38-41. [in russian].
8. Lomeland F., Ebel'tofta E., i Homervold T. Novoe predstavlenie ob universal'noi korrelyatsii otnositel'nyh fazovyh pronicaemostei: tr. Mezhdunarod. simpoz. SCA, (31 okt. - 2 noyabr.), Abu-Dabi, Ob'edinennye Arabskie Emiraty 2005. S. 32.

Сведения об авторах

Information about authors

Грачев С.И. д-р техн. наук, проф., зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

S.I. Grachev, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Chair “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: grachevsi@mail.ru

Хайруллин А.А. канд. физ.-мат. наук, зав. учеб.-науч. лабораторией моделирования и исследования пластовых систем, кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

A.A. Khayrullin, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Head of Educational and Scientific Laboratory Studies and Modeling of Reservoir Systems, of the Chair “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

Хайруллин Аз.А. аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНГУ, г. Тюмень, Российская Федерация

Az.A. Khayrullin, Postgraduate of the Chair of “Development and Exploitation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOGU, Tyumen, the Russian Federation

e-mail: khayrullin.azat@mail.ru.