

С. П. Плохотников, О. И. Богомолова, Д. С. Плохотников,
В. А. Богомолов, Е. Н. Белова, М. В. Харина, Д. Д. Низаев

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В МОДЕЛЯХ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В СЛОИСТЫХ ПЛАСТАХ

Ключевые слова: фильтрация, фазовые проницаемости.

В работе построены модели относительных фазовых проницаемостей по лабораторным относительным фазовым проницаемостям. Создана методика модификации относительных фазовых проницаемостей с учетом струйного течения. С помощью вычислительного эксперимента исследованы возможности применимости осредненных моделей, в том числе с модифицированными относительными фазовыми проницаемостями, исследованных ранее при двухфазной фильтрации.

Keywords: filtration, phase permeability.

Models of relative phase permeability have constructed using laboratory relative phase permeabilities. The technique of modification of relative phase permeability taking into account a jet current has created. By means of computing experiment possibilities of applicability of averaged models are investigated.

Введение

Нефтяные месторождения обладают, как правило, явно выраженной слоистой неоднородностью. Это значительно усложняет многовариантные гидродинамические трехмерные вычисления. Задача значительно усложняется, если учитывать трехфазность (газ, нефть, вода) потока. В этом случае для расчетов требуется детальная геологическая информации о пласте и существенные затраты машинного времени. Поэтому на практике применяются осредненные по толщине пласта модели, позволяющие понизить размерность исходной задачи на тех или иных участках слоистого месторождения и тем самым значительно упростить численные расчеты [1,2,3].

Цель работы

Цель работы – построить модели относительных фазовых проницаемостей по лабораторным относительным фазовым проницаемостям. Создать методику модификации относительных фазовых проницаемостей с учетом струйного течения. С помощью вычислительного эксперимента (ВЭ) исследовать возможности применимости осредненных моделей, в том числе с модифицированными относительными фазовыми проницаемостями, исследованных ранее при двухфазной фильтрации [1-2].

Алгоритм экспериментального определения относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода

Для определения экспериментальных относительных фазовых проницаемостей методом нестационарного вытеснения (Unsteady-State Displacement) проделявают следующие операции [6] (в системе нефть-вода):

1. Из керна изготавливается образец.
2. В этом образце создают начальную нефтеводонасыщенность. Насыщают образец моделью пластовой воды, отгоняют подвижную воду с помощью центрифуги.

Потом донасыщают образец керосином. Затем в установке прокачивают нефть, замещая керосин.

3. Проводят вытеснение нефти водой. Через этот нефтенасыщенный образец прокачивают воду. Во время эксперимента записывают количество закачанной воды, количество вытесненной нефти и перепад давления на образце.
4. После обработки данных получают относительные фазовые проницаемости.

Аналогично проводится исследование керна для системы нефть-газ. Для моделирования трехфазной фильтрации были получены эмпирические формулы для карбонатных пород, по относительным фазовым проницаемостям полученным в лаборатории. На рис.1 показаны графики лабораторных относительных фазовых проницаемостей для различных кернов и для сравнения графики полученных по формулам относительных фазовых проницаемостей[6]:

$$\begin{aligned} k_{rw}(S_w) &= k_{rw}^0 [(S_w - S_{wc}) / (1 - S_{wc} - S_{or} - S_{gc})]^\alpha, \\ k_{ro}(S) &= k_{ro}^0 [(S_o - S_{or}) / ((1 - S_{wc} - S_{or} - S_{gc}))]^\beta, \\ k_{rg}(S_g) &= k_{rg}^0 [(S_g - S_{gc}) / ((1 - S_{wc} - S_{or} - S_{gc}))]^\alpha, \\ k_{ro}(S_g) &= k_{ro}^0 [(S_o - S_{or}) / ((1 - S_{wc} - S_{or} - S_{gc}))]^\beta; \end{aligned} \quad (1)$$

где $\alpha = \beta = 1, 2, 3$,

k_{ro}^0 – максимальная относительные фазовые проницаемости нефти;
 k_{rw}^0 – максимальная относительные фазовые проницаемости воды;
 k_{rg}^0 – максимальная относительная фазовая проницаемость газа;
 S_{or} – остаточная нефтенасыщенность;
 S_{wc} – насыщенность связанной воды;
 S_w, S_o – водо- и нефтенасыщенности,
 $S_{wc} \leq S_w \leq 1 - S_{or}, S_o = 1 - S_{wc} - S_{gc}$.

Чтобы получить эмпирические формулы, необходимо подобрать следующие коэффициенты k_{ro}^0 , k_{rw}^0 , k_{rg}^0 , S_{wc} , S_{gc} , α , β , так, чтобы графики были максимально приближены к лабораторным.

В результате для первого образца получены $k_{rw}^0 = 0.19$, $k_{ro}^0 = 1$, $k_{rg}^0 = 0.26$, $S_{wc} = 0.286$, $S_{gc} = 0$; $\alpha_w = 2.3$, $\beta_w = 1.3$, $\alpha_g = 1.3$, $\beta_g = 3$, для второго образца $k_{rw}^0 = 0.19$, $k_{ro}^0 = 1$, $k_{rg}^0 = 0.26$, $S_{wc} = 0.247$, $S_{gc} =$, $\alpha_w = 2.5$, $\beta_w = 2.8$, $\alpha_g = 1.3$, $\beta_g = 3$.

В основном полученные коэффициенты близки, кроме степеней. Степени изменяются от 1 до 3.

На рис.1 и рис.2 хорошо видно, что полученные теоретические графики фактически совпадают с лабораторными графиками. Из двухфазных относительных фазовых проницаемостей трехфазные относительные фазовые проницаемости получены по модели Стоуна II.

Вычислительный эксперимент

Задача была решена при заданном перепаде давлений между нагнетательной и добывающими скважинами, внешняя граница задавалась непроницаемой. В расчетах использовались сетки из блоков, показанные на рис.2: $11 \times 11 \times 10$ (x, y, z) для эталонного трехмерного случая; и $11 \times 11 \times 1$ для двумерного случая (ремасштабированная). В расчетах использовалась полностью не явная схема.

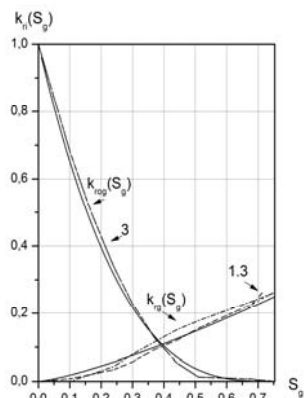


Рис. 1 – Лабораторные относительные фазовые проницаемости для карбонатных пород

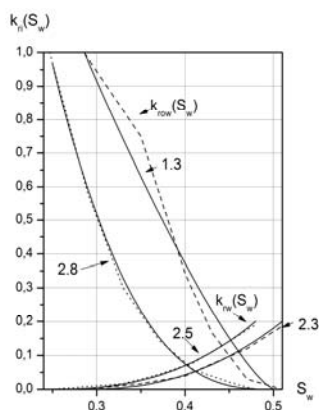


Рис. 2 – Математические модели относительных фазовых проницаемостей для карбонатных пород

Значения заданных в модели физических параметров:

- 128 – начальное пластовое давление, *атм*;
- 22 – температура пласта, *С*;
- 100 – температура закачиваемой воды, *С*;
- 55 – забойное давление на добывающей скважине, *атм*.;
- 170 – забойное давление на нагнетательной скважине, *атм*.;
- $k_{ro}^0 = 0.5$ – максимальная относительная фазовая проницаемость воды;
- $k_{rw}^0 = 0.7$ – максимальная относительная фазовая проницаемость нефти;
- $k_{rg}^0 = 0.8$ – максимальная относительная фазовая проницаемость газа;
- $S_{or} = 0.2$ – остаточная нефтенасыщенность;
- $S_{wc} = 0.2$ – насыщенность связанной воды;
- $S_{gc} = 0.1$ – насыщенность заземленного газа;
- S_w, S_o, S_g – водо-, нефте- и газонасыщенности, $S_{wc} \leq S_w \leq 1 - S_{or} - S_{gc}$.

Расчеты для пятиточечной и девятиточечной систем проводились для четырех моделей. При расчетах внутри пласта использовали сетку из блоков: $11 \times 11 \times 10$ (x, y, z) для трехмерного случая (рис. 3) и $11 \times 11 \times 1$ для двумерного случая.

Двумерные модели (осредненные):

1. *C* – осредненная модель с исходными относительными фазовыми проницаемостями.
2. *B* – осредненная модель, подробно описанная в работах [1-3], с модифицированными относительными фазовыми проницаемостями для β -распределения при $\gamma = 1$, $\eta = 2$.

Трехмерные модели (эталонные):

3. A_8 – эталонная трёхмерная модель с изолированными пропластками (отсутствуют перетоки);
4. A_7 – тоже, что и предыдущая модель, но с неизолированными пропластками.

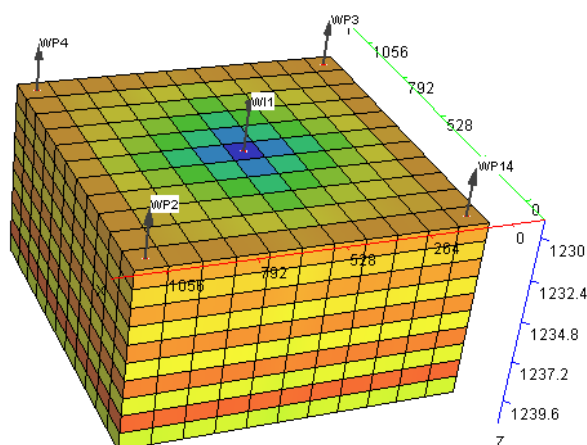


Рис. 3 – Сетка из блоков $11 \times 11 \times 10$ и $11 \times 11 \times 1$ для пятиточечной системы заводнения (трехмерный случай)

На рис. 4 хорошо видно, что осредненное решение *B* с модифицированными относительными фазовыми проницаемостями имеет меньшую

погрешность относительно эталонного решения a_8 , а решение c с исходными относительными фазовыми проницаемостями меньшую погрешность относительно эталонного решения A_7 . Такие же результаты получены для девятиточечной системы заводнения, и для других показателей разработки, как для газа, так и нефти. Решения B и C ограничивают все трехмерные эталонные решения A_i для которых проводились вычисления.

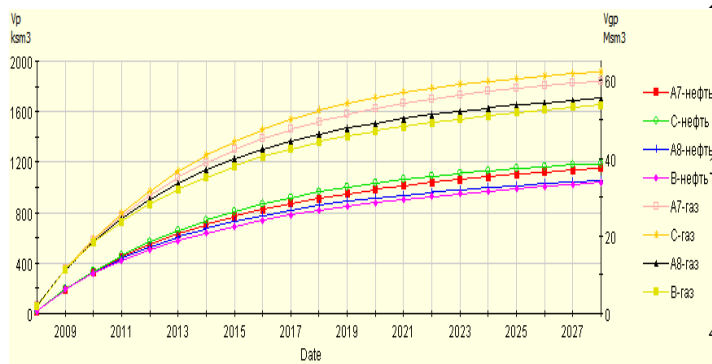


Рис. 4 – Зависимость суммарного объема добытых нефти и газа V_p от времени $Date$ для пятиточечной системы заводнения, и соответственно для решений – A_7, A_8, C, B

Выводы

Сравнительный анализ зависимости показателей разработки для различных трехфазных моделей, показал правильность построения осредненных модифицированных относительных проницаемостей в трехфазных моделях. Осредненные модифицированные относительные проницаемости в трехфазных моделях показали хорошие результаты, что говорит об

обоснованности применения этой методики осреднения и для трехфазных моделей фильтрации.

Литература

1. *Bogomolov V.A.* Mathematical simulation of three-phase filtration in stratified beds with account for the scheme of jets / V.A. Bogomolov, S.P. Plohotnikov, O.R. Bulgakova, D.S. Plohotnikov // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. – Springer. – 2011. Vol. 84. – No. 5. – pp.975-979.
2. *Плохотников С.П.* Осреднение трехмерной модели двухфазной фильтрации при закачке в пласт полимерно-дисперсных систем / Богомолов В.А., Белова Е.Н., Богомолова О.И. // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2012. – т. 15. – № 1. – с.63-67.
3. *Плохотников С.П.* Модифицированные офп в осредненных моделях фильтрации при закачке в пласт полимерных растворов различной концентрации / Богомолов В.А., Белова Е.Н., Богомолова О.И. // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2012. – т. 15. – № 1. – с.55-58.
4. *Плохотников С.П.* Осреднение моделей трехфазной фильтрации в неоднородных слоях, подчиняющихся равномерному распределению" Богомолов В.А., Белова Е.Н., Богомолова О.И., Плохотников Д.С., Булгакова О.Р. // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2012. – т. 15. – № 1. – с.63-67.
5. *Голубев Г.В.* Математическое моделирование фильтрации в неоднородных трещиновато – пористых средах // *Вестник Нижегородского университета им. Н.И.Лобачевского*. – 2011. – № 4. – ч. 3. – с.725 -727
6. *Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели)* // – М.: ВНИИОЭНГ. – 2003. – 228с.

© С. П. Плохотников – д-р техн. наук, проф. каф. ИПМ КНИТУ, plohotnikov@kstu.ru; О. И. Богомолова – асс. той же кафедры, olga@kfti.knc.ru; Д. С. Плохотников – асп. той же кафедры; В. А. Богомолов – канд. техн. наук, доц. той же кафедры, bogomolov@kfti.knc.ru; Е. Н. Белова – асп. той же кафедры; М. В. Харина – асс. той же кафедры; Д. Д. Низаев – к.т.н., зав. лаб. отдела разработки нефтяных месторождений, Институт "ТатНИПИнефть" ОАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина, nizaev@tatnipi.ru.