

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 – 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) проводят 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]:

$$k_{rnf} = \frac{k_{fn}}{k_{fn} + k_{fn}^*} \left(\frac{k_{fn}}{k_{fn} + k_{fn}^*} \right)^{\alpha} \left(\frac{k_{fn}}{k_{fn} + k_{fn}^*} \right)^{\beta} \left(\frac{k_{fn}}{k_{fn} + k_{fn}^*} \right)^{\gamma} \left(\frac{k_{fn}}{k_{fn} + k_{fn}^*} \right)^{\delta} \left(\frac{k_{fn}}{k_{fn} + k_{fn}^*} \right)^{\epsilon}$$

где k_{fn} – максимальная относительные фазовые проницаемости нефти; k_{fn}^* – максимальная относительные фазовые проницаемости воды; k_{fg} – максимальная относительная фазовая проницаемость газа; S_{or} – остаточная нефтенасыщенность; S_{wc} – насыщенность связанной воды; S_w , S_o – водо- и нефтенасыщенности, $S_{wc} \leq S_w \leq 1 - S_{or}$, Чтобы получить эмпирические формулы, необходимо подобрать следующие коэффициенты α , β , γ , δ , ϵ , S_{wc} , S_{gc} , α , β , так, что бы графики были максимально приближены к лабораторным. В результате для

первого образца получены , , , $Swc=0,286$, $Sgc=0$; $\alpha_w=2.3$, $\beta_w=1.3$, $\alpha_g=1.3$, $\beta_g=3$, для второго образца , , , $Swc=0,247$, $Sgc=$, $\alpha_w=2.5$, $\beta_w=2.8$, $\alpha_g=1.3$, $\beta_g=3$. 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, C; 100 – температура закачиваемой воды, C; 55 – забойное давление на добывающей скважине, атм.; 170 – забойное давление на нагнетательной скважине, атм.; $\omega=0.5$ – максимальная относительная фазовая проницаемость воды; $\omega=0.7$ – максимальная относительная фазовая проницаемость нефти; $\omega=0.8$ – максимальная относительная фазовая проницаемость газа; $S_{or}=0.2$ – остаточная нефтенасыщенность; $Swc=0.2$ – насыщенность связанной воды; $Sgc=0.1$ – насыщенность заземленного газа; Sw, So, Sg – водо-, нефте- и газонасыщенности, $Swc \leq Sw \leq 1 - S_{or} - Sgc$. 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. С – осредненная модель с исходными относительными фазовыми проницаемостями. 2. В – 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. A8 – эталонная трёхмерная модель с изолированными пропластками (отсутствуют перетоки); 4. A7 – 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 В с модифицированными относительными фазовыми проницаемостями имеет меньшую погрешность относительно эталонного решения а8, а решение с с исходными относительными фазовыми проницаемостями меньшую погрешность относительно эталонного решения A7. Такие же результаты получены для девятиточечной системы заводнения, и для других показателей

разработки, как для газа, так и нефти. Решения В и С 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 – А7,А8,С,В

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.