

Д. В. Шевченко, О. В. Панченко

УЧЕТ В ЧИСЛЕННЫХ АЛГОРИТМАХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО УЛУЧШЕНИЯ СВОЙСТВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Ключевые слова: скин-фактор скважины, вычислительный алгоритм, призабойная зона пласта, компьютерное моделирование, методы ПНП.

В работе предложен метод модификации численных алгоритмов расчета гидродинамических показателей разработки нефтяных месторождений для учета значительного отрицательного скин-фактора скважин. Метод позволяет моделировать мероприятия повышения нефтеотдачи пласта, приводящие к заметным улучшениям проводимости призабойной зоны скважин.

Keywords: Skin factor of well, numerical algorithms, bottomhole zone, computer simulation, EOR methods.

In this paper a modification of a numerical algorithm for an computer simulation of the oil layer hydrodynamic indicators is presented. The modification is necessary to take into account a large negative skin factor of well. The method allows to simulate the enhanced oil recovery methods with significant improvement of well bottom zone conductivity.

В настоящее время одним из основных способов повышения нефтедобычи является применение мероприятий по изменению свойств призабойной зоны скважин локального (химические обработки, импульсно-ударное воздействие, прогрев и др.) или нелокального (гидроразрыв пласта, глубокая кислотная обработка, закачка больших объемов полимеров и др.) характера [1]. В некоторых случаях (с точки зрения математического моделирования) к методам изменения свойств призабойной зоны можно отнести и мероприятия по дострелу, перестрелу или изоляции перфорированных участков скважин. В данной статье предложен способ развития упрощенного подхода, основанного на понятии скин-фактора скважин, для компьютерного моделирования таких мероприятий в случае, если они приводят к значительному улучшению интегральной проводимости призабойной зоны.

Компьютерное моделирование гидродинамических процессов разработки нефтяных месторождений является важнейшим инструментом мониторинга, прогнозирования и подбора мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. Большой класс мероприятий имеет локальную, прискважинную область воздействия. Для оценки влияния таких мероприятий на разработку значительных участков месторождения допустимо использовать упрощенные модели, учитывающие влияние мероприятия через изменения свойств призабойной зоны скважины и, в частности, через скин-фактор скважины (по пласту или по отдельным слоям).

При численном моделировании гидродинамических процессов разработки нефтяного месторождения учет высоких градиентов и радиальности потоков в окрестности скважин традиционно осуществляется за счет численного аналога формулы Дюпюи [2]:

$$q = \frac{2\pi kH}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln(R_c/r_w)},$$

где q – дебит скважины, k – проницаемость пласта, H – его толщина, μ – вязкость жидкости, Δp – депрессия на скважине или разность давлений на

контуре питания и на скважине, R_c – радиус контура питания, r_w – радиус скважины.

Эта формула выведена аналитически для одиночной скважины в однородном пласте в двумерном случае. Для реальных месторождений применимость этой формулы имеет предпосылки лишь асимптотически в окрестности скважин. Тогда достаточно неопределенным параметром становится «радиус контура питания».

При реализации алгоритмов на конечно-элементных сетках или их аналогах Письменом была предложена и обоснована зависимость между R_c и характерным латеральным размером расчетной ячейки. Она позволяет на уровне точности общей численной схемы учесть особенности потока в окрестности скважинной области. Для анизотропного пласта и квадратной расчетной сетки с шагом h формула Писмена имеет вид [3]:

$$R_c = r_b = 0,2h,$$

где r_b – приведенный радиус сеточного блока.

Более общие зависимости для ячеек не квадратного размера в том числе с учетом анизотропии пласта можно найти, например в [2, 4]. Принципиальные соотношения, рассматриваемые в данной работе на примере квадратной сетки, во всех формулах сохраняются.

Для учета особенностей призабойной зоны могут быть применены прямые расчеты (см. например [5, 6] и др.). Однако при гидродинамическом моделировании больших месторождений гораздо удобнее моделировать их с помощью эффективного радиуса скважины r_f [7] или скин-фактора s [8]:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln(R_c/r_f)} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln(R_c/r_w) + s}.$$

Эти параметры однозначно связаны друг с другом:

$$r_f = r_w \cdot e^{-s}, \quad s = \ln\left(\frac{r_w}{r_f}\right). \quad (1)$$

При этом положительный s соответствует ухудшению проводимостных свойств призабойной зоны, а отрицательный – их улучшению.

Как видно из формулы, положительный коэффициент зависимости между дебитом и депрессией сохраняется при любом положительном скин-факторе, но минимальное отрицательное значение ограничено:

$$s \geq -\ln\left(\frac{R_c}{r_w}\right) \Rightarrow s \geq -\ln\left(\frac{0,2h}{r_w}\right). \quad (2)$$

Для характерных размеров ячеек порядка 50 метров и радиуса скважины порядка 10 см получаем достаточно жесткое ограничение скин-фактора:

$$s \geq -4,6.$$

При граничном скин-факторе полностью исчезает фильтрационное сопротивление между скважиной и расчетной ячейкой. Или, с использованием понятия эффективного радиуса скважины [7], получаем, что эффективный радиус скважины равен приведенному радиусу расчетного блока:

$$r_w^r = r_b.$$

Многие пакеты гидродинамического моделирования ограничивают отрицательные значения скин-факторов именно значением, недалеким от (2) с некоторым запасом. Локальные методы улучшения свойств призабойной зоны скважины (промывка, дострел перфорации, неглубокая кислотная обработка) приводят к уменьшению скин-фактора в пределах (2). Однако для ряда «глубоких» методов (кислотная обработка с большими объемами закачиваемого реагента, гидроразрыв пласта, кислотный гидроразрыв) необходимый для моделирования скин может быть значительно меньше полученного в (2). Например, для вертикальной трещины длиной a в однородном пласте имеем [7] $r_f = a/4$, откуда, с использованием (1) для трещины порядка 100 метров и радиуса скважины порядка 10 см получим:

$$s = \ln(0,1/25) \approx -5,52.$$

Аналогичные оценки скин-фактора при гидроразрыве получены и из других исследовательских работ (см. например [9]).

Полученное в (2) ограничение становится еще более жестким для мелких расчетных сеток.

Покажем, как можно учесть в расчетах более отрицательные значения скин-фактора скважин, чем получено в (2). Для этого воспользуемся связью (1) между s и r_f и одним из классических примеров обоснования понятия эффективного радиуса – рассмотрением случая изменения проницаемости в некотором радиусе скважины [7]:

$$\frac{r_f}{r_w} = \left(\frac{r_0}{r_w}\right)^{1-k/k_0} \Rightarrow s = \left(\frac{k}{k_0} - 1\right) \ln\left(\frac{r_0}{r_w}\right). \quad (3)$$

где r_0 – радиус изменения проницаемости, k_0 – измененная проницаемость.

Используем вариант формулы (3) «наоборот» – для задания необходимого скин-фактора через изменение проницаемости. То есть (3) является связью, позволяющей сопоставить требуемому s множеству пар k_0, r_0 измененной проницаемости и радиуса изменения, приводящих к такому же гидродинамическому эффекту. Очевидно, например, что

предельному скин-фактору из (2) соответствует $k_0 = \infty$ и $r_0 = r_b$.

Таким образом, основная идея работы заключается в том, чтобы заменить сильно отрицательные необходимо скины на изменение поля проницаемости в круговой окрестности скважины.

При численной реализации проницаемости задаются как средние по расчетным ячейкам или как коэффициенты проводимости между ячейками. Изменение проницаемости в круговой области непосредственно невозможно. Однако, можно показать, что изменение проницаемости в квадратной ячейке скважины практически эквивалентно изменению проницаемости в окрестности равной площади, то есть радиуса $r_0 = h/\sqrt{\pi}$. В этом случае из (3) требуемая новая проницаемость будет определяться по формуле:

$$k_0 = k \cdot \left(\frac{s}{\ln(h/r_w \sqrt{\pi})} + 1 \right)^{-1}. \quad (4)$$

Такой подход оказывается тоже ограниченным. Из ограниченности проницаемости (4) получаем условие:

$$s \geq -\ln\left(\frac{h}{r_w \sqrt{\pi}}\right), \quad (5)$$

которое дает возможность использовать несколько более отрицательный скин. «Выигрыш», очевидно, составляет:

$$\ln(0,2\sqrt{\pi}) \approx -1,037.$$

Возможен комбинированный подход. Часть скин-фактора учитывать через изменение проницаемости, а часть оставить как скин-фактор:

$$s = s_1 + s_2.$$

где s_1 будем моделировать как обычно и получим ограничение вида (2), а s_2 будем моделировать через увеличение проницаемости и для него получим ограничение вида (5).

В итоге получим гораздо менее строгое, чем (2) ограничение:

$$s \geq -\ln\left(\frac{0,2h}{r_w}\right) - \ln\left(\frac{h}{r_w \sqrt{\pi}}\right)$$

или

$$s \geq -\ln\left(\frac{0,2h^2}{\sqrt{\pi}r_w^2}\right)$$

Для приведенных выше характерных размеров получаем примерно:

$$s \geq -10.$$

Этому ограничению удовлетворяют практически все модели методов по повышению нефтеотдачи за счет изменения свойств призабойной зоны.

За счет задействования большего количества ячеек можно «внести» в расчет еще более отрицательные скин-факторы скважин. При этом, однако, необходимо, чтобы выполнялось условие принадлежности изменяемой области к окрестности рассматриваемой скважины: количество ячеек до ос-

тальных скважин должно заметно превосходить сеточный радиус модифицируемой области.

Приведенный подход может быть легко распространен на неквадратные сетки. При этом необходимо учитывать численную анизотропию.

Литература

1. Муслимов, Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы/ Р.Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство – 2011. – № 5. – С.72-76.
2. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов./ Р.Д. Каневская – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002, – 140 с.
3. Peaceman, D.W. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. Soc. Pet. Engr. J., June 1978, pp. 183-194.
4. VIP-EXECUTIVE technical reference guide – режим доступа <http://esd.halliburton.com/support/>
5. LSM/ResMgmt/NexusVIPDT/Nexus/5000/5000_4/Help/Techref.pdf.
6. Бадертдинова, Е.Р., Харлампиди, Х.Э., Салимьянов, И.Т. Определение фильтрационно-емкостных параметров пласта и трещины гидравлического разрыва, полученной на основе технологии с использованием пропанта с полимерным покрытием/ Е.Р. Бадертдинова, Х.Э. Харлампиди, И.Т. Салимьянов // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 2. – С. 91–97.
7. Баренблатт, Г.И., Ентов, В.М., Рыжик, В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах./ Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. М: Недра, 1982. – 208 с.
8. Азиз, Х., Сеттари, Э. Математическое моделирование пластовых систем./ Х. Азиз, Э. Сеттари. М., Недра, 1982. – 407 с.
9. Саранча А.В. Оценка скин-эффектов до и после ГРП по КВУ/ Х. Азиз, Э. Сеттари // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири (Том 2): Сб. научн. Тр. - Тюмень: 2007. – С.179-181.

© Д. В. Шевченко – канд. физ.-мат. наук, зав. каф. высшей математики ИЭУП, Shevchenko@ieml.ru; О. В. Панченко – канд. техн. наук, доц. кафедры ИСУИР КНИТУ, ov_panchenko@mail.ru.