

Александр Владимирович ИВАНОВ¹
Сергей Викторович СТЕПАНОВ²

УДК 519.633

МАТЕМАТИЧЕСКИЙ МЕТОД МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ОТДЕЛЬНЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ НЕРАВНОВЕСНОСТИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

¹ аспирант кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр
avivanov8@tnc.rosneft.ru

² доктор технических наук, профессор
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
svsmart@yandex.ru

Аннотация

Известно, что измельчение ячеек в гидродинамических моделях для более точного моделирования работы скважин приводит к существенному увеличению времени расчетов. Поэтому актуальна разработка математических методов, позволяющих повышать адекватность моделирования без повышения детальности расчетной сетки. В статье развивается идея использования корректирующей функции (КФ) скважины, которая представляет собой согласованное поведение обводненности в расчетной ячейке и обводненности скважины.

Особенностью предложенной КФ является то, что она определяется по структуре насыщения в расчетной ячейке, учитывающей неравновесность функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). При этом неравновесность ОФП реализована по модели Баренблатта. Метод реализован в виде компьютерной программы, с помощью

Цитирование: Иванов А. В. Математический метод моделирования работы отдельных скважин с учетом неравновесности относительных фазовых проницаемостей / А. В. Иванов, С. В. Степанов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 208-217. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-208-217

которой было установлено, что при росте времени релаксации обводненность в ячейке стремится к обводненности в скважине. Такое поведение согласуется с профилем насыщенности, учитывающей зависимость ширины стабилизированной зоны от скорости вытеснения. На примере четырех скважин, работающих на пласт АВ1(3) Самотлорского месторождения, протестирован подбор КФ. Ретроспективный анализ показал, что метод можно использовать для повышения точности моделирования скважин.

Ключевые слова

Неравновесные фазовые проницаемости, время релаксации, математическое моделирование работы скважины, гидродинамическое моделирование.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-208-217

Введение

Одной из важных задач гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений является правильное моделирование работы отдельных скважин. Заметим, что существует несколько гипотез, объясняющих немонотонный характер динамики технологических показателей работ скважин, в частности динамики обводненности. В работе [6] немонотонность связывают с взаимодействием конусообразования, притоком воды с контура питания и упруго-деформационными процессами, в [4] — с зависимостью ОФП от скорости фильтрации и учетом капиллярно-гравитационной переходной зоны. С точки зрения геологического строения и тектонических процессов данное явление рассматривает О. Н. Пичугин с соавторами [3]: «...такое поведение динамических показателей работы скважины может быть объяснено с позиции разломно-блокового строения, в соответствии с которым пульсационные характеристики режимов работы скважины объясняются соответствующими колебательными движениями блоков». В монографии М. М. Хасанова, Г. Т. Булгаковой [7] отмечается, что «...колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем...», при этом авторы делают акцент на неравновесности пластовых процессов.

Для точного моделирования скважин, как правило, используется локальное измельчение расчетной сетки в призабойной зоне скважины. Такой подход не всегда возможен ввиду ограниченности ресурсов оперативной памяти ЭВМ и затрат времени на вычисление. Альтернативой является метод псевдофазовых проницаемостей [1] или корректирующей функции (КФ) обводненности, связывающей обводненность в ячейке скважины и обводненность скважины [5].

Прискважинная окрестность характеризуется тем, что в ней происходит существенное изменение скорости фильтрации, а значит, велика роль неравновесности, выражающаяся в зависимости ширины стабилизированной зоны от скорости фильтрации. В этой связи целью проведенных исследований была разработка метода КФ, учитывающего неравновесность фильтрации в прискважинной окрестности посредством модели неравновесных ОФП Баренблатта.

Первая задача исследования состояла в разработке алгоритма расчета КФ. Для этого создано специализированное программное обеспечение, которое на основе численного решения модели неравновесной фильтрации Баренблатта строит кривые КФ в зависимости от времени релаксации. Вторая задача заключалась в разработке алгоритма подбора для динамики работы скважины соответствующих КФ. Для тестирования метода использовались данные по работе скважин пласта АВ1(3) Самотлорского месторождения.

Описание метода

Модель неравновесной двухфазной фильтрации Баренблатта позволяет в простом виде учесть неравновесность фильтрации путем введения эффективной насыщенности $\tilde{s} = s + \tau(\partial s/\partial t)$, от которой зависят относительные фазовые проницаемости фаз воды и нефти $f_w(\tilde{s}) = f_w\left(s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}\right)$, $f_o(\tilde{s}) = f_o\left(s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}\right)$, где s — истинная водонасыщенность, τ — время релаксации. В [5] рассмотрено решение уравнения на насыщенность в конечно-разностной постановке при неравновесной фильтрации двух несмешивающихся жидкостей:

$$\frac{\partial s}{\partial \theta} + \frac{\partial F(s)}{\partial \xi} + \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\bar{\tau} \frac{\partial s}{\partial t} \frac{\partial F}{\partial s}(s) \right) = 0, \quad (1)$$

где $\theta = (v_0 t)/\phi l$ — безразмерное время, $\xi = x/l$ — безразмерная координата, $\bar{\tau} = (\tau v_0)/\phi l$ — безразмерный параметр неравновесности, $F(s) = f_w(s)/f_w(s) + \mu f_o(s)$ — функция Баклея — Леверетта, $\mu = \mu_w/\mu_o$, где μ_w и μ_o — соответственно отношение вязкости воды и нефти, динамическая вязкость воды и нефти. В [2] показано, что аналогичная по постановке задача Баклея — Леверетта приводится к такому же виду, как и уравнение (1) при введении безразмерных переменных в цилиндрической системе координат: $\xi = r^2/(2R_k^2)$, $\bar{\tau} = qt/(mR_k^2)$.

Будем рассматривать процесс вытеснения нефти водой в плоскорадиальной постановке с добывающей скважиной, расположенной в центре, и процесс внедрения законтурной воды с постоянным расходом флюида на контуре питания $r = R_k$. Для этого решаем уравнение (1) на участке $\xi = (0; 0,5)$ с нестационарным граничным условием $\tilde{s}(\theta, \xi = 0,5) = s_k$, начальным условием $s(\theta = 0, \xi) = s_0$, где s_k и s_0 — начальная и конечная насыщенности. Нестационарность граничного условия связана с тем, что задается эффективная насыщенность $\tilde{s} = s + \tau(\partial s/\partial t)$ на контуре питания, и это обеспечивает особенности переходных процессов неравновесной двухфазной фильтрации.

На рис. 1 показано распределение насыщенности на один момент времени при разных значениях времени релаксации. Видно, что увеличение времени релаксации τ приводит к всё большему размазыванию профиля насыщенности. Такое поведение обусловлено тем, что увеличение параметра τ также увеличивает определяющую распределение насыщенности функцию Баклея — Леверетта $F(s + \tau(\partial s/\partial t))$ в области малых насыщенностей, что приводит к уменьшению фронтовой насыщенности [7].

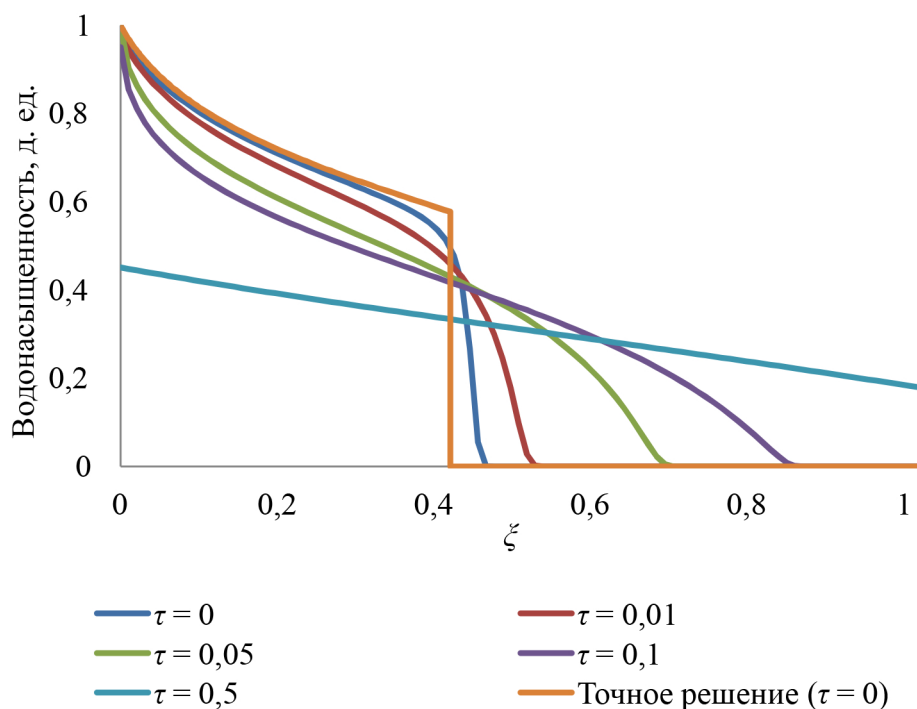


Рис. 1. Распределение насыщенности при различных временах релаксации

Fig. 1. Saturation distribution at different relaxation times

Таким образом, определение распределения насыщенности для плоскорадиальной неравновесной фильтрации в зависимости от времени релаксации состоит в решении уравнения (1) с описанными выше граничным и начальным условием. Данное решение можно использовать для построения корректирующей функции (КФ) по аналогии с тем, как это сделано в [5].

Для получения КФ с определенным временем релаксации необходимо:

- 1) численно получить распределения насыщенности в различные моменты времени (с маленьким шагом от начального момента до полного вытеснения), решив уравнение (1);
- 2) определить зависимость обводненности скважины от обводненности ячейки в табличном виде: для одного момента времени t обводненность ячейки $F(\sum_1^n s_{i,t} V_i / \sum_1^n V_i)$, обводненность скважины $F(s_{w,t})$, где $s_{i,t}$ — насыщенность i -узла расчетной сетки в момент времени t , $V_i = \pi((r_i + r_{i+1})/2)^2 - ((r_{i-1} + r_i)/2)^2$ — объем i -ячейки.

Для подбора КФ на реальных скважинах рассчитан набор кривых КФ с временем релаксации от 0 до 300 сут. с шагом 1 сут. (рис. 2). Такая зависимость КФ от времени релаксации обусловлена тем, что с увеличением времени релаксации фронт вытеснения становится более пологим, а значит, уменьшается различие между насыщенностью на стенке скважин и средней насыщенностью в расчетной ячейке.

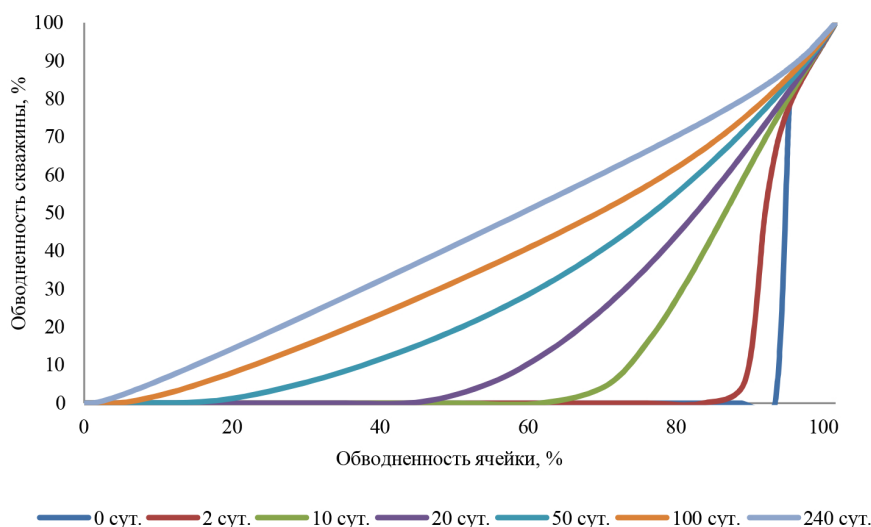


Рис. 2. Зависимость КФ от параметра времени релаксации

Fig. 2. Dependence of CF on the relaxation time parameter

Применительно к конкретным скважинам критерием подбора КФ из имеющегося набора было достижение минимума невязки между фактическими и расчетными данными по обводненности: $\min \sum_i (F_{i, \text{факт}} - F_{i, \text{расчет}})^2$.

Тестирование метода

Для тестирования разработанного математического метода рассмотрим скважины Самотлорского месторождения, работающие на пласт АВ1(3). Подбор КФ для скважины осуществлялся с использованием специально написанного программного обеспечения, позволяющего в автоматическом режиме выбирать подходящую КФ. Проверка работоспособности разработанного метода реализована по методу ретроспективного теста, для которого интервал настройки метода составляет $\frac{3}{4}$ от продолжительности времени работы скважины, а оставшаяся $\frac{1}{4}$ времени работы составляет прогнозный интервал.

На рис. 3-6 показаны графики фактической и расчетной динамики обводненности скважин с учетом и без учета КФ при найденных временах релаксации, которые составляют соответственно 26, 2, 21 и 16 сут. Как видно из рис. 3-6, для всех рассмотренных скважин при использовании разработанного метода получено удовлетворительное воспроизведение динамики обводнения. При этом обращает на себя внимание тот факт, что модельная динамика обводненности с учетом КФ имеет в разной степени выраженный немонотонный характер (рис. 4, 70-90 сут.). Это связано с тем, что чем меньше время релаксации, тем менее пологий вид имеет КФ. Соответственно, с уменьшением времени релаксации небольшое изменение обводненности приводит к резкому изменению обводненности скважины.

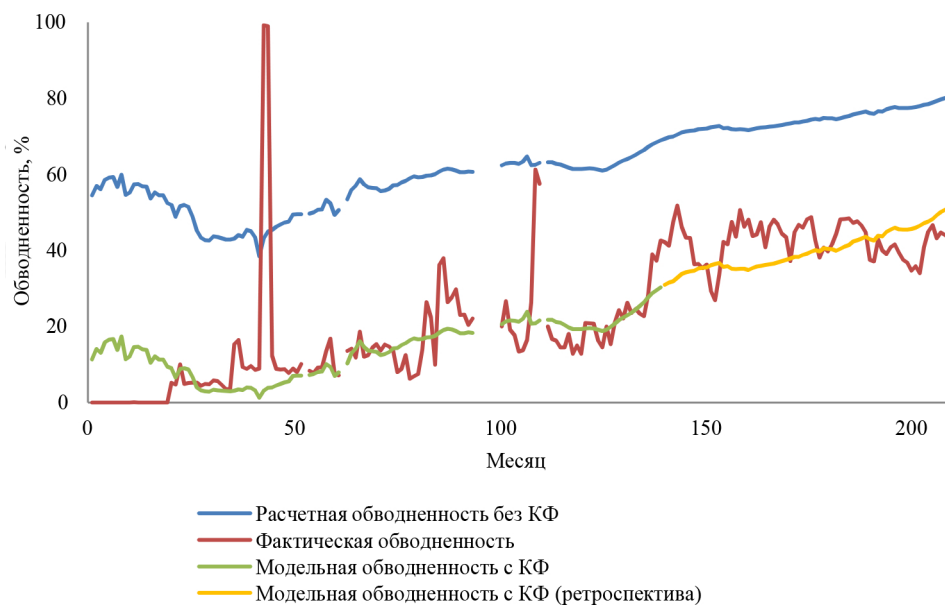


Рис. 3. Фактическая и модельная динамика обводненности скважины № 1 (время релаксации 26 сут.)

Fig. 3. Actual and calculated dynamics watercut of well no. 1 (redistribution time is 26 days)

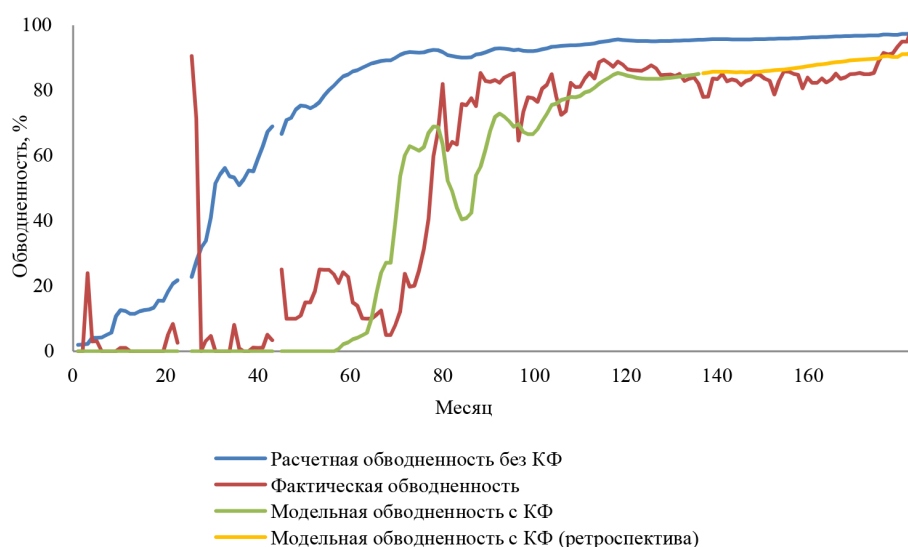


Рис. 4. Фактическая и модельная динамика обводненности скважины № 2 (время релаксации 2 сут.)

Fig. 4. Actual and calculated watercut dynamics of the well no. 2 (redistribution time is 2 days)

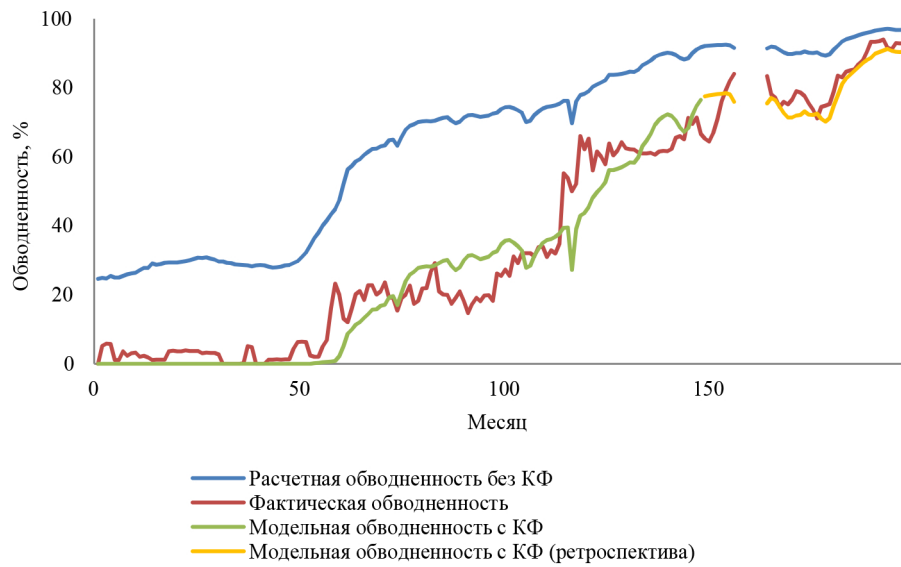


Рис. 5. Фактическая и модельная динамика обводненности скважины № 3 (время релаксации 21 сут.)

Fig. 5. Actual and calculated watercut dynamics of the well no. 3 (redistribution time is 21 days)

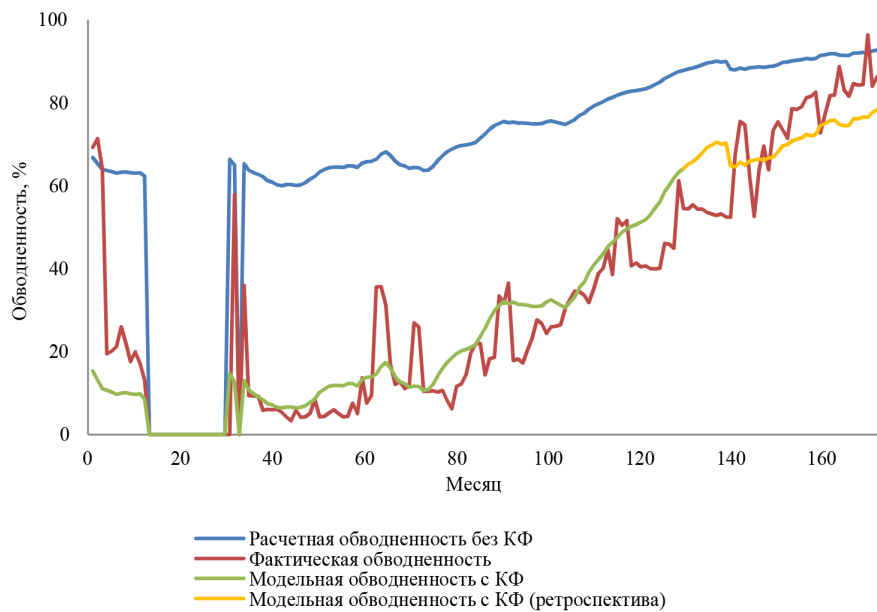


Рис. 6. Фактическая и модельная динамика обводненности скважины № 4 (время релаксации 16 сут.)

Fig. 6. Actual and calculated watercut dynamics of the well no. 4 (redistribution time is 16 days)

На интервале обучения и прогноза средняя абсолютная ошибка по скважине № 1 равна соответственно 7,5 и 6,8%, по скважине № 2 — 10,7 и 3,6%, по скважине № 3 — 5,7 и 3,8%, по скважине № 4 — 8,2 и 9%. На основе выбора КФ определено время релаксации для каждой рассмотренной скважины.

Заключение

1. Разработан метод моделирования скважин с использованием корректирующих функций, учитывающих неравновесность относительной фазовой проницаемости. Описан алгоритм построения корректирующей функции на основе модели неравновесной фильтрации Баренблатта.
2. Установлено, что при росте времени релаксации обводненность в ячейке стремится к обводненности в скважине.
3. Тестирование разработанного метода с помощью ретроспективного анализа на работе фактических скважин показало хорошую сходимость с фактическими данными. Установленное время релаксации для рассмотренных скважин находится в диапазоне от 2 до 26 суток.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем: пер. с англ. / Х. Азиз, Э. Сеттари. М.: Недра, 1982. 407 с.
2. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 416 с.
3. Пичугин О. Н. Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях / О. Н. Пичугин, П. Н. Соляной, А. С. Гавришь, В. П. Косяков, Г. Г. Кошеверов // Нефтепромысловое дело. 2015. № 11. С. 5-15.
4. Степанов С. В. Влияние переходной зоны и скорости вытеснения на динамику обводнения скважины / С. В. Степанов, П. А. Ефимов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 84-86.
5. Степанов С. В. Математическое моделирование скважины с учетом структуры насыщения расчетной ячейки / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 52-55.
6. Степанов С. В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2008. № 8. С. 72-74.
7. Хасанов М. М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М. М. Хасанов, Г. Т. Булгакова. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 288 с.

Alexander V. IVANOV¹
Sergey V. STEPANOV²

UDC 519.633

MATHEMATICAL MODELING OF A WELL PERFORMANCE IN VIEW OF NONEQUILIBRIUM RELATIVE PHASE PERMEABILITY

¹ Postgraduate Student,
Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen,
Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
avivanov8@tnc.rosneft.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen
Chief Expert, Tyumen Petroleum Research Center
svsmart@yandex.ru

Abstract

As it is well known, mesh refinement of hydrodynamic models to improve accuracy of well performance modeling results in a significant increase of the calculation time. That explains the relevance of developing mathematical methods that can increase the modeling adequacy without a detailed computation mesh. This article discusses using a well correcting function (CF) that presents the coordinated performance of a watercut in a calculated cell and a well. The distinctive feature of the introduced CF lies in it being defined by the saturation structure of the calculated cell which accounts for the disequilibrium of the relative phase permeability (RFP) function. At the same time, the RFP disequilibrium follows Barenblat's model. This method is presented as a computer program, which has helped to determine that the watercut in a cell gravitates towards the well watercut when the redistribution time rises. This behavior agrees with the saturation contour, which accounts for the relationship of the width of stabilized zone with the driving velocity. The selection of CF was tested on four wells working in horizons AV1(3) of the Samotlor Oil Field. The retrospective analysis shows, that this method can be used for increasing the accuracy of well modeling.

Citation: Ivanov A. V., Stepanov S. V. 2020. "Mathematical modeling of a well performance in view of nonequilibrium relative phase permeability". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 1 (21), pp. 208-217. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-208-217

Keywords

Non-equilibrium phase permeability, redistribution time, mathematical modeling of well operation, hydrodynamic modeling.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-208-217

REFERENCES

1. Aziz K., Settari, A. 1982. *Mathematical modeling of reservoir systems*. Translation from English. Moscow: Nedra, 407 pp. [In Russian]
2. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 1993. *Reservoir Hydromechanics*. Moscow: Nedra. 416 pp. [In Russian]
3. Pichugin O. N., Solyanoy P. N., Gavris A. S., Kosyakov V. P., Kosheverov G. G. 2015. "Updating of Fields Development systems on the Basis of Complex Analysis of the Information about Low-Amplitude Tectonic Faults". *Neftepromyslovoe delo*, no. 11, pp. 5-15. [In Russian]
4. Stepanov S. V., Efimov P. A. 2006. "Effect of a transition zone and speed of displacement on drowning dynamics". *Oil Industry*, no. 7. pp 84-86. [In Russian]
5. Stepanov S. V. 2006. "Mathematical modelling of a well in view of structure of saturation of a computational mesh". *Oil Industry*, no. 4, pp. 52-55. [In Russian]
6. Stepanov S. V. 2008. "Numerical research of capillary pressure and compressibility effect on the drowning dynamics". *Oil Industry*, no. 8, pp. 72-74. [In Russian]
7. Khasanov M. M., Bulgakova G. T. 2003. "Nonlinear and nonequilibrium effects in rheologically complex environments". Moscow; Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy. [In Russian]