

Александр Владимирович ИВАНОВ¹
Сергей Викторович СТЕПАНОВ²

УДК 519.633

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
НЕСТАЦИОНАРНОЙ РАБОТЫ
НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ
НЕРАВНОВЕСНОСТИ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ**

- ¹ аспирант кафедры механики многофазных сред,
Тюменский государственный университет;
главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
ПАО «НК «Роснефть»
avivanov8@tnc.rosneft.ru
- ² доктор технических наук, кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры механики многофазных сред,
Тюменский государственный университет;
старший эксперт Экспертного совета,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»
SVStepanov@tnc.rosneft.ru

Аннотация

Как следует из фактических данных по работе скважин, динамика их технологических показателей очень часто характеризуется резко выраженной немонотонностью. Проблема изучения физических и/или технологических факторов, обуславливающих подобную немонотонную динамику показателей работы скважины, на сегодняшний день до конца не изучена, что во многом связано со сложностью детального математического моделирования работы скважин. Так, опыт математического моделирования работы отдельных скважин даже с использованием секторных моделей, как правило, демонстрирует невозможность коммерческих гидродинамических симуляторов с

Цитирование: Иванов А. В. Математическое моделирование нестационарной работы нефтяной скважины с учетом неравновесности фазовой проницаемости / А. В. Иванов, С. В. Степанов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 3. С. 70-82.
DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-70-82

достаточной степенью детальности имитировать сложную немонотонную динамику технологических показателей. В связи с этим необходимо использовать специализированное программное обеспечение.

На сегодняшний день имеются специализированные программные продукты, позволяющие имитировать работу отдельных скважин, однако сложность многофазной фильтрации вблизи скважин, которая часто не может быть объяснена с позиции традиционных физико-математических моделей, обуславливает необходимость разработки собственного оригинального программного обеспечения. В частности, это касается учета влияния нелинейных эффектов и неравновесности на относительные фазовые проницаемости (ОФП). При этом фактор неравновесности является значительно менее изученным.

В работе рассматриваются результаты применения разработанной компьютерной программы для численного исследования работы нефтяной скважины на пласте БВ8¹⁻³ Самотлорского месторождения. Компьютерная программа создана на основе физико-математической модели, описывающей фильтрацию нефти и воды в пласте, в т. ч. и с учетом неравновесных ОФП по модели Г. И. Баренблатта.

Модель неравновесной фильтрации Баренблатта предполагает использование времени релаксации. Поскольку относительно величины времени релаксации нет однозначной оценки, в данной работе сделан анализ чувствительности с различными временами релаксации. Установлено, что для рассмотренной системы «пласт — флюиды» время релаксации составляет ориентировочно 100 сут.

В работе показаны результаты исследования динамики обводненности скважины в зависимости от специфики ее режима эксплуатации и особенностей строения пласта. Во всех случаях неравновесность ОФП приводит к наличию выраженных пульсаций обводненности.

Ключевые слова

Модель одиночной скважины, неравновесная фильтрация, неравновесные фазовые проницаемости, математическое моделирование работы скважины, гидродинамическое моделирование, физика пласта, дискретизация расчетной сетки.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-70-82

Введение

На сегодняшний день, как правило, при моделировании многофазной фильтрации в подавляющем большинстве случаев принимается, что функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) зависят только от насыщенности. В значительно меньшей степени учитывается влияние капиллярного числа на ОФП и практически не учитывается влияние неравновесности распределения фаз в порах [2]. Очевидно, что учет или неучет тех или иных физических факторов влияет на физическую состоятельность математических моделей многофазной фильтрации. Как известно, математическое моделирование гидродинамических процессов (гидродинамическое моделирование) сейчас является основным инструментом для принятия решений по разработке месторождений углеводородов

[4]. Поэтому от физической состоятельности моделей во многом зависит и практическая состоятельность принимаемых решений. Следовательно, необходимо развивать математическое моделирование, например, с целью объяснения каких-либо особенностей в работе скважин [6, 7]. В настоящей работе исходя из учета в модели неравновесности ОФП сделана попытка объяснить сложную немонотонную динамику обводнения нефтяных скважин, которая встречается практически повсеместно.

Проблема изучения физических и/или технологических факторов, обуславливающих немонотонную, часто с выраженными пульсациями, динамику показателей работы скважины, на сегодняшний день до конца не изучена, но имеется ряд работ, посвященных данному направлению. Так, в работе С. В. Степанова [9] сложный характер обводнения скважин объясняется с позиции комплексного влияния нескольких факторов: конусообразования, притока воды с контура питания скважины, а также протекающих на их фоне упруго-деформационных процессов. С точки зрения геологического строения и тектонических процессов данное явление рассматривает О. Н. Пичугин с соавторами [5]: «...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 [10, с. 185] отмечается, что «колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем», при этом авторы делают акцент на неравновесности пластовых процессов. Проведенные нами исследования подтверждают данное предположение.

Для численного исследования влияния неравновесности на многофазную фильтрацию при разработке месторождений необходимо использовать специализированное программное обеспечение. Отметим, что это связано не только с тем, что в существующих (коммерческих) гидродинамических симуляторах отсутствует учет неравновесности ОФП, но и с тем, что существующие симуляторы демонстрируют слабую приспособленность для детального моделирования работы отдельных скважин. В частности, это связано с используемыми схемами расчета притока к скважине, используемыми методами решений систем уравнений и возможностей для настройки этих методов [8]. Поэтому одной из задач проведенных исследований было изучение влияния на результат различных типов расчетных сеток.

Для моделирования неравновесности ОФП по использованной в работе модели Г. И. Баренблатта необходимо знать время релаксации. Согласно [10, с. 54], «в настоящее время остается открытой проблема определения характерного времени релаксации». В связи с этим второй задачей исследований было определение длительности времени релаксации.

Третья задача исследований заключалась в изучении влияния фактора неравновесности исходя из различных режимов работы скважины и строения пласта.

Прежде чем перейти к решению каждой из перечисленных задач, рассмотрим использованную в расчетах физико-математическую модель.

Физико-математическая модель

Рассмотрим задачу изотермической неравновесной двухфазной (нефть — вода) фильтрации в горизонтально ориентированном пласте постоянной мощности. Скважину считаем вертикальной, в общем случае несовершенной по степени вскрытия пласта. Также примем допущение, что течение флюидов может быть описано в системе координат r - z . С учетом сделанных допущений система уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_w \frac{\partial p_w}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w, \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_o \frac{\partial p_o}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) + q_o, \\ S_w + S_o = 1, \\ \gamma_w = \rho_w g, \quad \gamma_o = \rho_o g, \\ p_o - p_w = p_c(S_w), \end{cases} \quad (1)$$

где $R_w = \frac{k_h f_w}{\mu_w B_w}$, $R_o = \frac{k_h f_o}{\mu_o B_o}$, $Z_w = \frac{k_v f_w}{\mu_w B_w}$, $Z_o = \frac{k_v f_o}{\mu_o B_o}$ — горизонтальные и вертикальные проводимости нефтяной и водной фаз; k_h , k_v — абсолютная проницаемость в горизонтальном и в вертикальном направлении; f_w , f_o — ОФП воды и нефти; μ_w , μ_o — динамическая вязкость воды и нефти; B_w , B_o — объемный коэффициент воды и нефти; ρ_w , ρ_o — истинная плотность воды и нефти; p_w , p_o — давление воды и нефти; ϕ — пористость; q_w , q_o — источниковые члены для воды и нефти; S_w , S_o — насыщенность воды и нефти; $p_c(S_w)$ — функция капиллярного давления от водонасыщенности.

Система дифференциальных уравнений (1) решается методом IMPES [4, с. 130-132], причем в конечно-разностные уравнения входят неявные коэффициенты, в результате чего для решения требуются итерации. Тестирование созданной программы показало хорошее соответствие с точным решением задачи Баклея — Леверетта [3, с. 262-263] и решением задачи плоскорадиального потока однородной упругой жидкости. Помимо этого также оценивалось влияние капиллярного давления на структуру фронта вытеснения, в итоге чего установлено, что у численного решения имеется правильная тенденция в поведении стабилизированной зоны в сравнении с решением задачи Раппорта — Лиса [3, с. 278-281].

Задача 1. Влияние расчетной сетки на результат численного моделирования

Как известно, точность численного решения во многом зависит от дискретизации расчетной сетки. Очевидно, что для получения более точного решения необходимо использовать расчетные сетки с малыми пространственными шагами, однако использование таких сеток приводит к увеличению продолжительности расчета

и необходимого объема оперативной памяти ЭВМ. Количество узлов расчетных сеток можно уменьшить, учитывая специфику пространственного изменения физических параметров и связанную с этим точность аппроксимации производных конечными разностями. Так, в известной монографии Х. Азиза, Э. Сеттари [1, с. 86] для случая плоскорадиальной фильтрации однофазной жидкости в однородном пласте исходя из логарифмического вида эпюры давления обосновывается расположение узлов неравномерной расчетной сетки по геометрической прогрессии:

$$\frac{r_{i+1}}{r_i} = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{1/(N-1)}, \quad (2)$$

где N — кол-во узлов расчетной сетки; r_w — радиус ствола скважины; r_e — радиус контура питания. При таком расположении узлов сетки обеспечивается одинаковый перепад давления между соседними узлами, что дает одинаковую погрешность расчета давления на всех узлах модели. Для двухфазной фильтрации для получения точного решения по насыщенности, очевидно, следует измельчать сетку в области фронта вытеснения, из-за чего неравномерная сетка, сгущенная к центру скважины, имеет меньшую точность по сравнению с равномерной сеткой (рис. 1). Различия расчетных динамик обводненности при разном расположении узлов сетки по радиальной координате можно видеть по показателям работы добывавшей скважины (рис. 2).

Задача 2. Определение времени релаксации

В численных расчетах использовалась модель неравновесной фильтрации Баренблатта [3, с. 54-57], которая заключается в разделении насыщенности на

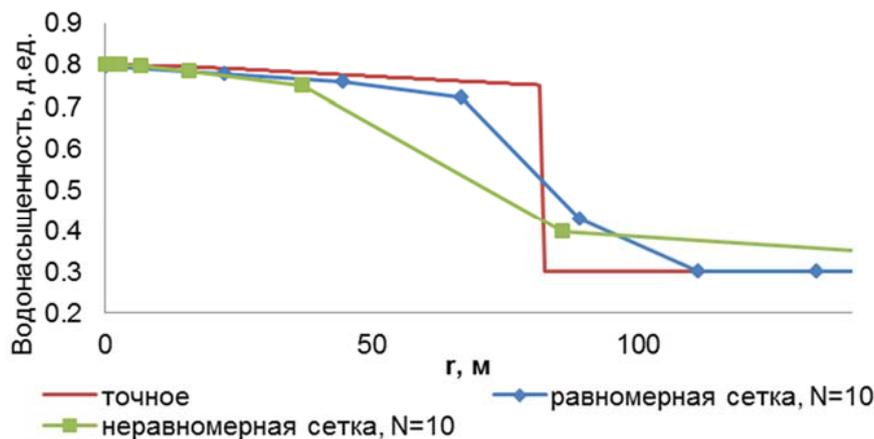


Рис. 1. Эпюры водонасыщенности, рассчитанные на равномерной и неравномерной сетках для плоскорадиального вытеснения модели Баклея — Леверетта

Fig. 1. Plots of water saturation, calculated on uniform and non-uniform grids for radial displacement Bakley-Leverett's model

активную \tilde{s} и пассивную s , связанные уравнением $\tilde{s} = s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}$, где s — время релаксации. Неравновесные ОФП при мгновенной насыщенности s равны соответствующим равновесным ОФП при эффективной насыщенности \tilde{s} , т. е. $\tilde{f}_l(s) = f_l(\tilde{s}) = f_l\left(s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}\right)$, где \tilde{f}_l — неравновесные ОФП, $l = w, o$. Вид кривых ОФП, используемых в расчетах, представлен на рис. 3. Исходя из средних скоростей фильтрации в пласте, характерное время релаксации составляет порядка года, тем не менее относительно величины времени релаксации нет однозначной оценки. Известно, что неравновесность приводит к размазыванию переходной стабилизированной зоны, длина которой зависит от величины времени релаксации, что наблюдается при численных расчетах (рис. 4). В работе [3, с. 63] утверждается, что влияние неравновесности проявляется уже при времени релаксации, равном 6 сут.

Проведено исследование влияния величины времени релаксации на динамику обводненности работающей скважины. При неравновесных ОФП появляются пульсации на динамике обводненности, с увеличением величины времени релаксации увеличивается их величина. Исходя из сравнения фактической и расчетной динамик обводненности (рис. 5), можно принять для рассматриваемой системы «пласт — флюид» время релаксации ориентировочно 100 сут. Приведенные ниже результаты расчетов при неравновесных ОФП проводились при данной величине времени релаксации.

Задача 3. Исследование влияния неравновесности на работу скважины в зависимости от строения пласта и режима работы скважины

Расчеты проводились для модели типовой скважины пласта БВ8¹⁻³ Самотлорского месторождения с разным строением пласта (однородным, слоисто-однородным,

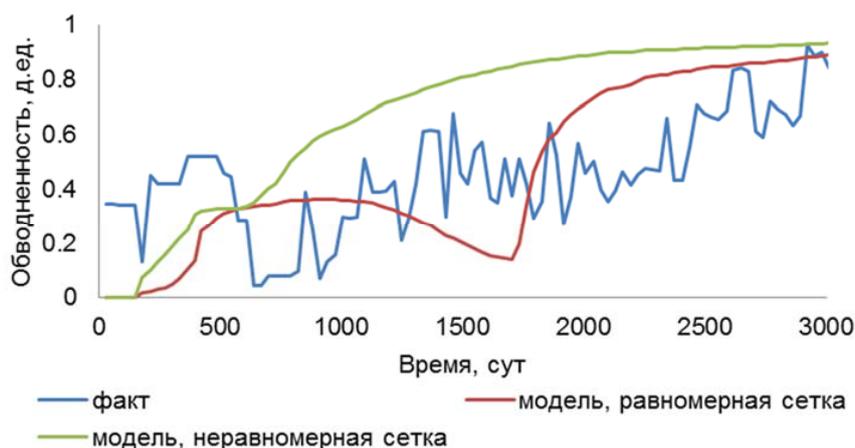


Рис. 2. Динамики обводненности скважины, рассчитанные на моделях с равномерной и неравномерной сетками

Fig. 2. The dynamics of well watercut, calculated for models with uniform and non-uniform grids

случайно-неоднородным) при разных режимах дебита жидкости: постоянный (режим 1), падающий (режим 2), растущий (режим 3) и фактический (режим 4) с учетом и без учета неравновесности ОФП. Типовой скважиной пласта БВ8¹⁻³ будем считать скважину, проницаемость призабойной зоны пласта которой в среднем 0,1 мкм², (диапазон изменения от 0,055 мкм² до 0,2 мкм²), радиус контура питания равен 200 м.

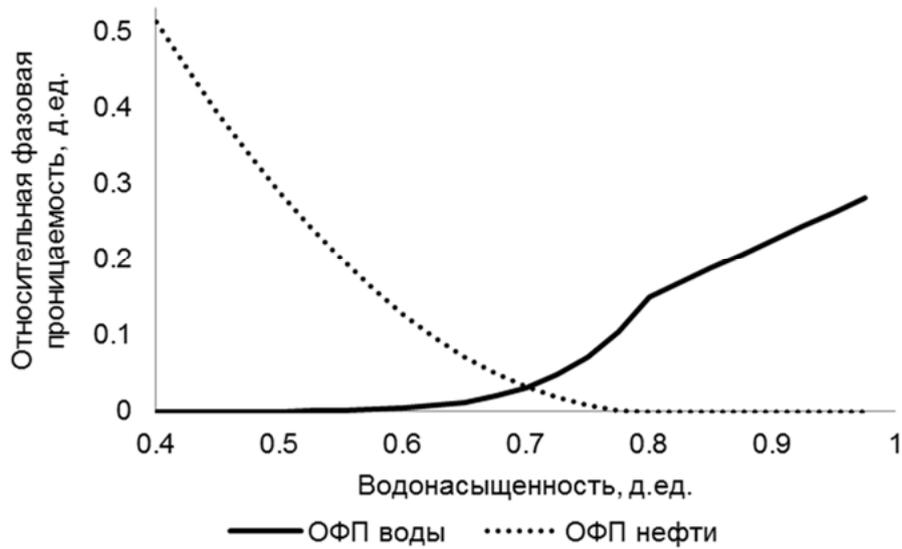


Рис. 3. ОФП нефти и воды

Fig. 3. Oil and water RPP

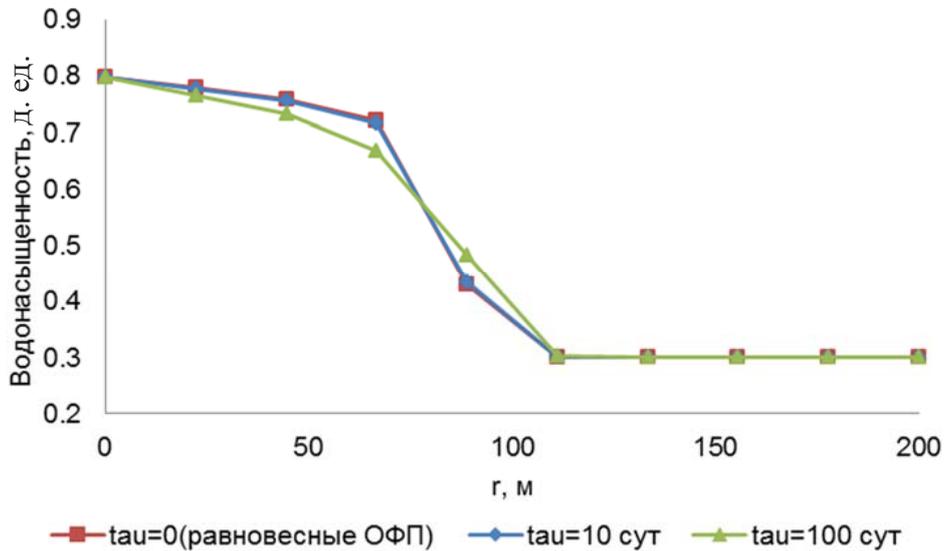


Рис. 4. Эпюры водонасыщенности при равновесных и неравновесных ОФП

Fig. 4. Plots of water saturation with equilibrium and nonequilibrium RPP

На рис. 6 приведены динамики обводненности в зависимости от строения пласта при постоянном дебите жидкости в условиях неравновесных ОФП. Обводненность имеет ярко выраженный немонотонный характер, и величина пульсаций обводненности одинакова для всех вариантов. Следует отметить, что немонотонный характер обводнения наблюдается и при условиях равновесных ОФП.

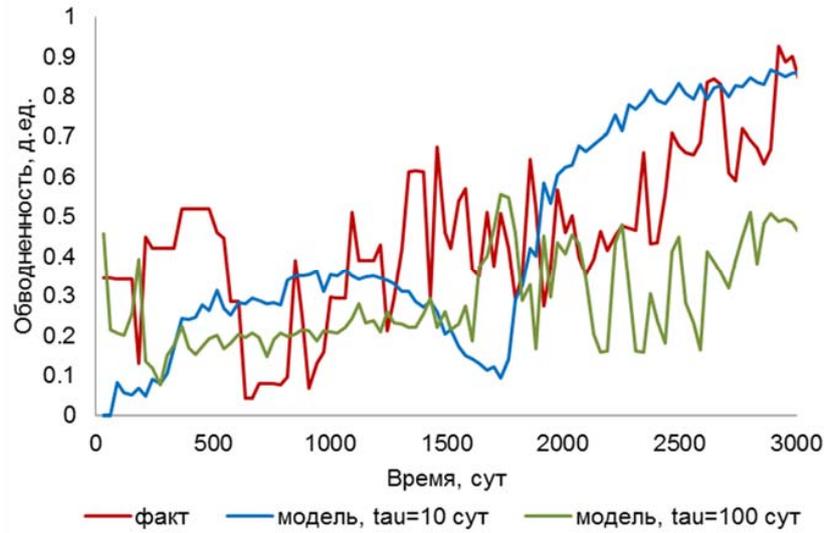


Рис. 5. Влияние неравновесности ОФП на динамику обводненности скважины

Fig. 5. The effect of the RPP disequilibrium on the dynamics of the watercut in the well

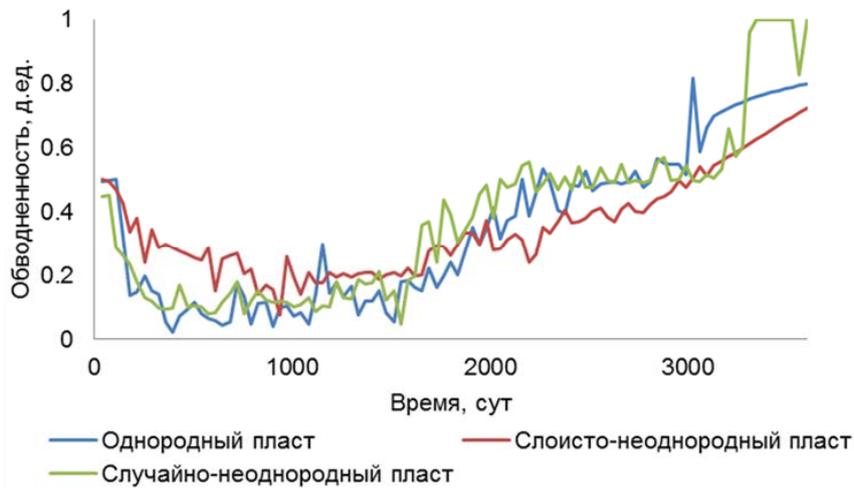


Рис. 6. Динамики обводненности при постоянном дебите жидкости в условиях неравновесных ОФП в зависимости от строения пласта

Fig. 6. Dynamics of watercut at constant liquid production in conditions of nonequilibrium RPP, depending on the structure of the reservoir

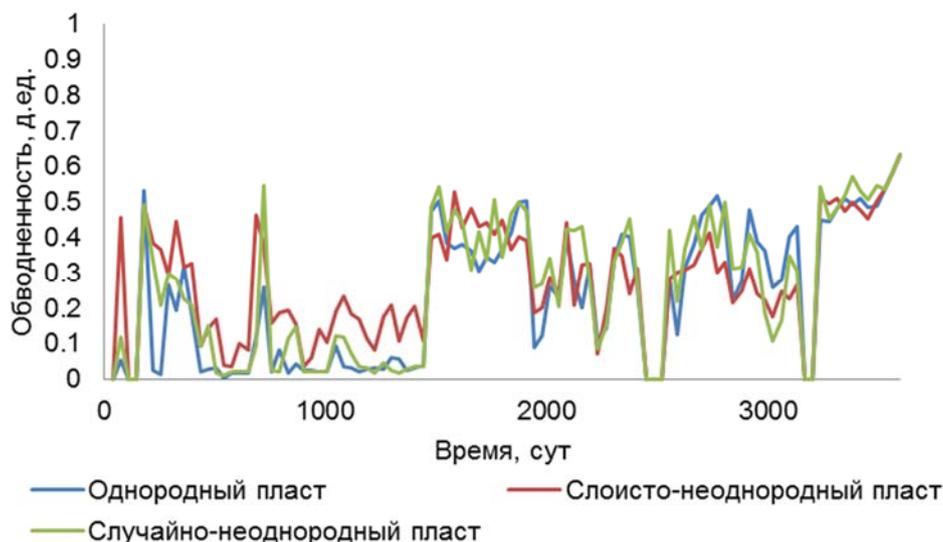


Рис. 7. Динамики обводненности при фактическом дебите жидкости в условиях неравновесных ОФП в зависимости от строения пласта

Fig. 7. Dynamics of watercut at actual liquid production in conditions of nonequilibrium relative phase permeability, depending on the structure of the reservoir

На режиме 4, имитирующем фактическую промысловую динамику, обводненность может резко падать от 0,5 до 0,1 и возрастать обратно за один месяц (рис. 7). При постоянном дебите жидкости скачки обводненности равны ориентировочно 0,2 д. ед., а при фактическом — 0,5 д. ед. Таким образом, наибольшую роль в колебаниях обводненности играет режим работы скважины, а не строение пласта. Этот же вывод, по крайней мере, в рамках геологических, физических и технологических условий проведенного исследования, можно сделать исходя из сопоставления рис. 5, 6. Действительно, как при постоянной, так и при немонотонной динамике дебита жидкости изменение строения пласта не приводит к существенному различию в динамиках обводненности. При различных же динамиках дебита жидкости динамика обводненности заметно различается.

Результаты, полученные без учета неравновесности ОФП, характеризуются аналогичными тенденциями в зависимости динамики обводненности от специфики динамики дебита жидкости и строения пласта. Различие проявляется только в том, что при равновесных ОФП ярко выраженных пульсаций на кривых динамики обводненности не наблюдается.

Заключение

1. При численном моделировании двухфазного течения к вертикальной скважине использование равномерной по радиусу расчетной сетки дает более хорошие результаты по сравнению с неравномерной по геометрической прогрессии расчетной сеткой.

2. Анализ чувствительности с различными временами релаксации модели неравновесной фильтрации Баренблатта показал, что для рассмотренной системы «пласт — флюиды» время релаксации составляет ориентировочно 100 сут. Учет неравновесности ОФП позволил имитировать сложную немонотонную динамику обводненности реальной скважины.
3. Установлено, что наибольшую роль в специфике динамики обводненности играет режим работы скважины, а не строение пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; пер. с англ. М.: Недра, 1982. 407 с.
2. Баренблатт Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. М.: Недра, 1984. 211 с.
3. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 416 с.
4. Закиров Э. С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа / Э. С. Закиров. М.: Грааль, 2001. 303 с.
5. 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.
6. 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.
7. Степанов С. В. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 112-114.
8. Степанов С. В. Математическое моделирование скважины с учетом структуры насыщения расчетной ячейки / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 114-115.
9. Степанов С. В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2008. № 8. С. 72-74.
10. Хасанов М. М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М. М. Хасанов, Г. Т. Булгакова. Москва; Ижевск: ИКИ, 2003. 288 с.

Alexander V. IVANOV¹
Sergey V. STEPANOV²

**MATHEMATICAL MODELING OF OIL WELL
NONSTATIONARY WORK TAKING INTO ACCOUNT
THE PERMEABILITY NONEQUILIBRIUM PHASE**

¹ Postgraduate Student, Department of Mechanics
of Multiphase Media, University of Tyumen;
Chief Specialist, Tyumen Oil Research Center, Rosneft Oil Company
avivanov8@tnnc.rosneft.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Cand. Sci. (Phys.-Math.),
Associate Professor, Department of Mechanics
of Multiphase Media, University of Tyumen;
Chief Expert, Tyumen Oil Research Center, Rosneft Oil Company
SVStepanov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

As follows from the actual data of operating wells, the dynamics of their technological indicators are very often characterized by an expressed nonmonotonicity. Today the problem of physical and/or technological factors contributing to such nonmonotonic dynamics of well work has not been studied yet, largely due to the complexity of detailed mathematical modeling of wells. Thus, the experience of mathematical modeling of individual wells (even using sectoral models) typically demonstrates the impossibility of commercial hydrodynamic simulations with a sufficient degree of detail to simulate complex nonmonotonic dynamics of technological indicators. In this regard, it is necessary to use specialized software.

Today, there are specialized software to simulate the work of individual wells; however, the complexity of multiphase filtration near wells, which often cannot be explained from the standpoint of traditional physical and mathematical models, necessitates the development of original software. In particular, this concerns the effect of nonlinear effects and nonequilibrium on the relative phase permeability (RPP), while the non-equilibrium factor is much less studied.

Citation: Ivanov A. V., Stepanov S. V. 2017. "Mathematical Modeling of Oil Well Nonstationary Work Taking into Account the Permeability Nonequilibrium Phase". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 3, pp. 70-82.
DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-70-82

This paper observes the results of applying the developed software for numerical analysis of oil well's operation on the reservoir BV8¹⁻³ of Samotlor Field. The computer program is created on the basis of physical and mathematical model describing the filtration of oil and water in the reservoir, including the nonequilibrium RPP model of G. I. Barenblatt.

Barenblatt's nonequilibrium filtration model involves the use of relaxation time. Since relaxation time values do not have unambiguous evaluation, this work presents a sensitivity analysis with different relaxation times. The results show that the examined system reservoir-fluid relaxation time is approximately 100 days.

This work shows the research results of well water cut dynamics depending on its operation mode and the reservoir characteristics. In all cases the nonequilibrium RPP leads to expressed pulsations of water cut.

Keywords

Single well model, non-equilibrium filtration, non-equilibrium phase permeability, mathematical modeling of well's operation, hydrodynamic simulation, reservoir engineering, discretization of the computational grid.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-70-82

REFERENCES

1. Aziz K., Settari A. 1982. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh system* [Petroleum Reservoir Simulation]. Translated from English. Moscow: Nedra.
2. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. 1984. *Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh* [The Movement of Liquids and Gases in Reservoir]. Moscow: Nedra.
3. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 1993. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground hydromechanics]. Moscow: Nedra.
4. Zakirov E. S. 2001. *Trekhmernye mnogofaznye zadachi prognozirovaniya, analiza i regulirovaniya razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* [Three-Dimensional Multiphase Problem of Forecasting, Analysis and Regulation Reservoir Engineering of Oil and Gas Fields]. Moscow: Graal.
5. Pichugin O. N., Solyanoy P. N., Gavris A. S., Kosyakov V. P., Kosheverov G. G. 2015. "Sovershenstvovanie sistem razrabotki mestorozhdeniy na osnove kompleksnogo analiza informatsii o maloamplitudnykh tektonicheskikh narusheniyakh" [Updating of Fields Development Systems on the Basis of Complex Analysis of the Information about Low-Amplitude Tectonic Faults]. *Neftepromyslovoe delo*, pp. 5-15.
6. Stepanov S. V., Efimov P. A. 2006. "Vliyanie perekhodnoy zony i skorosti vytesneniya na dinamiku obvodneniya skvazhiny" [Effect of a Transition Zone and Speed of Displacement on Drowning Dynamics]. *Oil Industry*, no 7, pp 84-86.
7. Stepanov S.V. 2006. "Ispol'zovanie dannykh razrabotki mestorozhdeniy nefi dlya polucheniya krivykh fazovykh pronitsaemostey" [Use of oil Field Development Data for Phase Permeability Curves Obtaining]. *Oil Industry*, no 4, pp. 112-114.
8. Stepanov S. V. 2006. "Matematicheskoe modelirovanie skvazhiny s uchedom struktury nasyshcheniya raschetnoy yacheyki" [Mathematical Modelling of a Well in View of Structure of Saturation of a Computational Mesh]. *Oil Industry*, no 4, pp. 114-115.

9. Stepanov S. V. 2008. "Chislennoe issledovanie vliyaniya kapillyarnogo davleniya i szhimaemosti na dinamiku obvodnennosti skvazhiny" [Numerical Research of Capillary Pressure and Compressibility Effect on the Drowning Dynamics]. Oil Industry, no 8, pp. 72-74.
10. Khasanov M. M., Bulgakova G. T. 2003. Nelineynye i neravnovesnye efekty v reologicheski slozhnykh sredakh [Nonlinear and Nonequilibrium Effects in Rheologically Complex Environments]. Moscow-Izhevsk: IKI.