

Исследование влияния параметров кривых фазовых проницаемостей при фильтрационном моделировании

В работе исследуется влияние параметров функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и тензора абсолютной проницаемости на показатели добычи нефти и обводненности продукции. На основании математической модели двухфазной фильтрации жидкостей в пористой среде предложена методика построения корреляционных зависимостей расчетных показателей разработки от параметров функций ОФП и тензора абсолютной проницаемости. Выявление данных закономерностей дает возможность ускорить и оптимизировать процесс адаптации гидродинамических моделей реальных объектов по истории разработки.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, адаптация модели, относительные фазовые проницаемости, тензор абсолютной проницаемости.

Введение

Гидродинамическое моделирование процессов, происходящих в нефтяных пластах при их заводнении, – один из важнейших этапов при проектировании и разработке месторождения. Как правило, наиболее трудоемким этапом при моделировании является адаптация модели по истории разработки, т.е. проведение многовариантных расчетов с целью получения результатов, совпадающих с проведенными наблюдениями. Другими словами, в результате адаптации модель должна с достаточной степенью точности отражать реальные явления, происходящие в объекте, который она описывает (Муслимов, 2009; 2010; 2011).

С математической точки зрения адаптация модели (или ее настройка) – это некорректная обратная задача, не имеющая единственного решения. Целевые параметры адаптации – это показатели, которые имеют регулярные наблюдения по истории разработки. По данным показателям производится сравнение расчетов с целью оценки качества и адекватности модели.

При гидродинамических расчетах в качестве заданных величин обычно используются показатели добычи жидкости (реже добычи нефти) по скважинам при предельных значениях забойных давлений, а контролируемые величинами выступают добыча нефти (или обводненность добываемой продукции) и забойные давления.

Адаптация производится путем подбора входных параметров (модификаторов), которые имеют высокую неопределенность, т.е. имеют большую погрешность измерения или являются некоторыми комплексными параметрами, не поддающимися определению во всем объеме залежей. Одними из основных параметров при адаптации являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

В данной работе исследуется влияние параметров функций ОФП на динамику добычи нефти и обводненности продукции для двухфазной модели нефтяного пласта. Такой подход позволяет установить корреляционные зависимости расчетных показателей разработки от параметров функций ОФП, что ускоряет процесс настройки модели.

Другим геологическим параметром пористой среды,

имеющим большую неопределенность в гидродинамической модели, является тензор абсолютной проницаемости. Если при латеральной фильтрации (в плоскости XY) в большинстве случаев справедливо можно считать, что $K_x = K_y$, то связь K_z с x и y компонентами тензора, как правило, задается исследователем произвольно. Для оценки влияния тензора проницаемости на накопленную добычу нефти проведены численные эксперименты.

1. Математическая постановка задачи.

Основные уравнения

Рассматривается двухфазная изотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей в неоднородном недеформируемом пористом пласте. Без учета капиллярных и гравитационных сил законы фильтрации для двух фаз можно записать в виде уравнений неразрывности для нефти и воды (Баренблатт и др., 1984):

$$m \frac{\partial S_i}{\partial t} + \text{div}(\mathbf{U}_i) = 0, \quad (i=o, w); \quad (1)$$

уравнений движения для нефти и воды в виде закона Дарси:

$$\mathbf{U}_i = -K_i \text{grad}(P_i), \quad (i=o, w). \quad (2)$$

В приведенных выше уравнениях m – пористость; $K_i = kf/\mu_i$, где k – тензор абсолютной проницаемости, f_i – функция относительной фазовой проницаемости, μ_i – динамическая вязкость; P_i – давление в фазах, \mathbf{U}_i – скорость фильтрации i -ой фазы; S_i – насыщенность пористого тела i -ой фазой ($S_o + S_w = 1$). Индексами « o » и « w » помечены величины, характеризующие нефть и воду.

После несложных преобразований получена следующая система из двух уравнений для определения полей давления и насыщенности в коллекторе:

$$\text{div}(K \text{grad}(P_i)) = 0, \quad (3)$$

$$m \frac{\partial S_w}{\partial t} + \text{div}(FK \text{grad}(P_i)) = 0, \quad (4)$$

где $K = K_o + K_w$, $F = K_w/K$ – функция Баклея-Левретта.

Данная система уравнений решается методом контрольных объемов на трехмерной сетке (Зенкевич, 1975; Li et al., 2003). Более подробно аппроксимация данных урав-

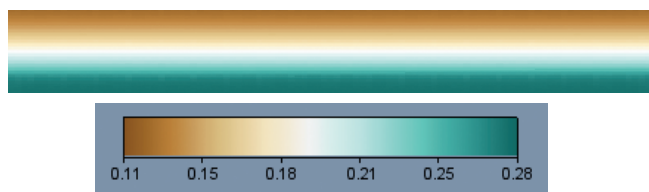


Рис. 1. Профиль проницаемости (в мкм²) в вертикальном сечении.

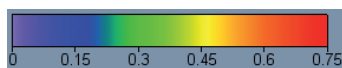
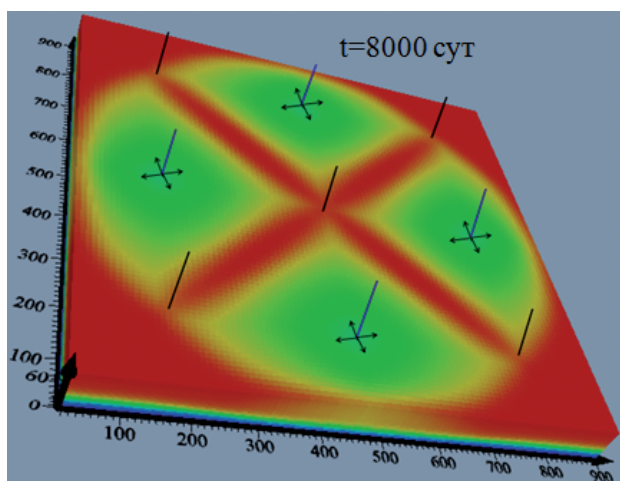
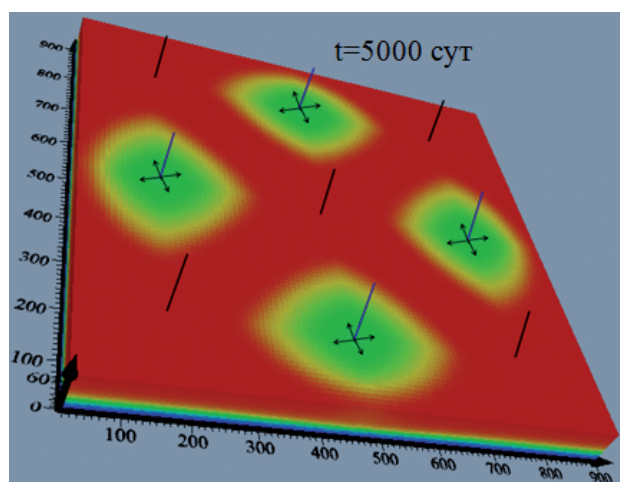
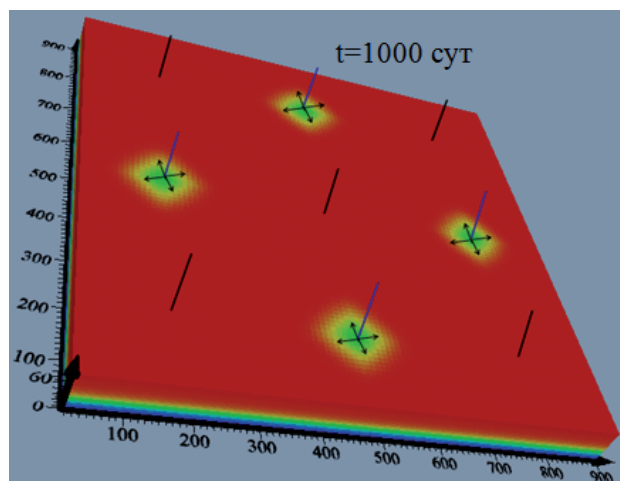


Рис. 2. Поле нефтенасыщенности на различные моменты времени.

нений описана в работах (Закиров, Никифоров, 2013). Программный код реализован при помощи языка Fortran.

Т.к. трехмерная область фильтрации содержит большое количество расчетных узлов сетки (50-100 тыс.), решение задачи сопровождается вычислительными трудностями. Чтобы ускорить расчет, было проведено распараллеливание алгоритма при помощи технологии OpenMP на компьютере с 8-ядерным процессором (Антонов, 2009).

2. Численные результаты.

Влияние параметров функций ОФП на показатели добычи нефти

Рассмотрим модель нефтяного слоисто неоднородного пласта в форме параллелепипеда размерами 900×900×60 м, ограниченного непроницаемыми поверхностями. Профиль проницаемости в одном из вертикальных сечений показан на рис. 1. Шаг равномерной по горизонтали сетки принят равным 25 м, по вертикали – 1 м. Трехмерная сетка содержит 77 тыс. узлов.

Скважины расположены по схеме, показанной на рис. 2 (четыре нагнетательные и пять добывающих). Добывающие скважины работают в режиме заданных дебитов жидкости. Объем закачиваемой воды компенсирует отбор жидкости добывающими скважинами.

Динамическая вязкость нефти и воды $\mu_o = 15$ мПа·с, $\mu_w = 1$ мПа·с соответственно.

Функции ОФП заданы в аналитическом виде следующими формулами:

$$f_w = A_w (S_w - S_{min})^{P_w} / (S_{max} - S_{min})^{P_w},$$

$$f_o = (S_{max} - S_w)^{P_o} / (S_{max} - S_{min})^{P_o}, \quad (5)$$

где f_w и f_o – функции относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти соответственно, S_w – значение водонасыщенности в рассматриваемом узле расчетной области, $S_{min} = 0.25$ – насыщенность пласта связанной водой, $1 - S_{max} = 0.2$ – насыщенность пласта остаточной нефтью. Параметры S_{min} и S_{max} в гидродинамической модели, как правило, фиксированные, т.к. эти величины определяются лабораторными методами непосредственно или через коэффициент вытеснения.

Проведена серия вычислительных экспериментов по заводнению коллектора через нагнетательные скважины, варьируя при этом параметры функции ОФП A_w , P_w , P_o . Поле нефтенасыщенности на различные моменты времени (при $A_w = 0.4$, $P_w = 2$, $P_o = 2$) показано на рис. 2.

Через 6000 сут после начала заводнения получено количество отобранной по модели нефти и вычислено среднее за весь период значение водонефтяного фактора (ВНФ) при различных параметрах кривых ОФП. Результаты приведены в табл. 1.

Как видно по приведенным в табл. 1 данным, параметр A_w является наиболее значимым для расчетных показателей добычи нефти и водонефтяного фактора. Для приведенного численного примера, за счет варьирования параметра A_w , возможно увеличить или уменьшить количество отобранной нефти до 5 раз. Параметры P_w и P_o также влияют на целевые показатели, однако чувствительность накопленной нефти к их изменению, судя по табл. 1, не так сильно выражена, как для параметра A_w .

На рисунке 3 построен график зависимости добычи нефти от параметра A_w .

Численные данные были аппроксимированы функцией $y = 86.6 + 511.9 \exp(-x/0.23)$, график которой также показан на рис. 3. Выбор функции такого вида обусловлен наименьшей ошибкой при аппроксимации, по сравнению с другими закономерностями.

Таким образом, проведя серию расчетов, удалось установить зависимость между добычей нефти и параметрами, которые могут варьироваться при адаптации. Проведя ограниченную серию модельных расчетов, пользуясь функцией $y = f(A_w)$, можно подобрать параметр A_w , чтобы модель наиболее точно соответствовала реальным показателям.

Еще одним параметром нефтяного пласта, имеющим неопределенность при гидродинамическом моделировании, является тензор абсолютной проницаемости. На основе построенной математической модели проведем оценку зависимости добычи нефти от тензора проницаемости. Будем считать, что $K_x = K_y$, а $K_z = \gamma K_x$, где γ принимает значения от 0.01 до 0.5. На рис. 4 построено семейство кривых зависимости накопленной нефти от параметра A_w (при $P_w = 2, P_o = 2$) при различных значениях γ .

На основе проведенных расчетов можно сделать вывод, что тензор проницаемости оказывает существенное

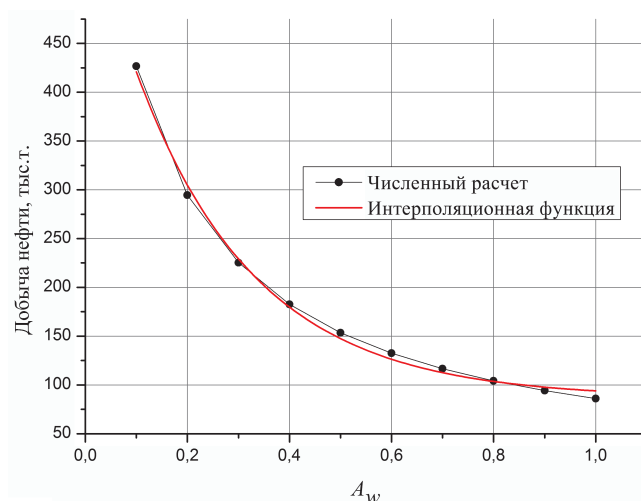


Рис. 3. Добыча нефти и интерполяционная функция при различных значениях A_w (при $P_w = 2, P_o = 2$).

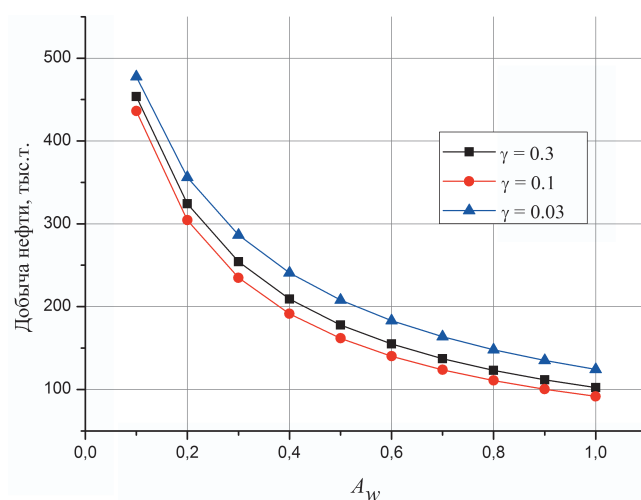


Рис. 4. Семейство кривых добычи нефти при различных параметрах γ .

влияние на целевые показатели разработки месторождения. Как видно по рис. 4, за счет подбора параметра γ , объем накопленной нефти возможно изменить на 10-20 %.

Описанная методика по оценке основных измеряемых показателей особенно актуальна в тех случаях, когда геологическая модель содержит огромное количество узлов сетки и один вариант расчета занимает большое количество времени. В таких случаях целесообразно проводить тестовую серию вычислений на более грубых сетках, варьируя при этом различные показатели. Такие расчеты позволят установить зависимости между накопленной нефтью и параметрами функции ОФП или тензора проницаемости, что заметно упростит и ускорит процесс адаптации.

Результаты и выводы

В работе исследовано влияние параметров кривых относительных фазовых проницаемостей A_w, P_w, P_o на количество накопленной нефти и водонефтяной фактор. На основании вычислительных экспериментов сделан вывод, что параметр A_w наиболее сильно влияет на целевые показатели разработки месторождения. Установлена корреляционная зависимость между накопленной нефтью и параметром A_w .

Исследовано влияние тензора абсолютной проницаемости на количество добытой нефти. Показано, что за счет

Параметры функций ОФП			Добыча нефти, тыс.т.	Водонефтяной фактор, ед.
A_w	P_w	P_o		
0.1	1.5	2.2	426.7	0.926
0.2			294.5	1.717
0.3			225.2	2.496
0.4			182.5	3.424
0.5			153.5	4.347
0.6			132.6	4.952
0.7			116.7	5.711
0.8			104.2	6.352
0.9			94.3	7.695
1.0			86.0	8.345
0.4	2.2	1.2	169.3	3.651
		1.4	178.5	3.38
		1.6	186.4	3.219
		1.8	193.4	3.081
		2.0	199.7	2.952
		2.2	205.3	2.846
		2.4	210.4	2.759
		2.6	215.0	2.676
		2.8	219.2	2.610
3.0	223.1	2.558		
0.4	1.5	1.2	215.4	2.649
		1.4	207.1	2.802
		1.6	199.8	2.937
		1.8	193.4	3.065
		2.0	187.7	3.201
		2.2	182.5	3.310
		2.4	177.8	3.424
		2.6	173.4	3.545
		2.8	169.3	3.651
3.0	165.5	3.761		

Табл.1. Добыча нефти и водонефтяной фактор при различных параметрах функций ОФП.

варьирования данного параметра, ее объем увеличивается (или уменьшается) до 20%.

Описанную в данной работе методику оценки добываемого количества нефти в зависимости от различных параметров возможно использовать для оптимизации процесса адаптации гидродинамической модели.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, за счет субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, а также гранта РФФИ № «14-01-31096 мол_а».

Литература

Li B., Chen Z., Huan G. Control volume function approximation methods and their applications to modeling porous media flow. *Advances in Water Resources*. 2003. Vol.26. Pp. 435-444.

Антонов А.С. Параллельное программирование с использованием технологии OpenMP. Учебное пособие. М.: Изд-во МГУ. 2009. 77 с.

Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра. 1984. 207 с.

Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Кислотное воздействие на многослойные нефтяные пласты. *Вычислительные методы и программирование*. 2013. Т. 14. С. 50-57.

Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Моделирование кислотного воздействия на прискважинную зону нефтяного пласта при заводнении. *Математическое моделирование*. 2013. Т. 25. №2. С. 54-63.

Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. М.: Мир. 1975. 543 с.

Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов. *Нефтяное хозяйство*. 2010. №1. С. 12-26.

Муслимов Р.Х. Опыт и проблемы совершенствования проектирования разработки нефтяных месторождений в республике Татарстан. *Нефтяное хозяйство*. 2009. №5. С. 46-51.

Муслимов Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*. №2. 2012. С. 8-12.

Сведения об авторе

Тимур Рустамович Закиров – к.физ.-мат.н., научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории «Рентгеновская и компьютерная томография» института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета; научный сотрудник лаборатории «Математического моделирования процессов фильтрации» Института механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук.

420008 Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

420111 Казань, ул. Лобачевского, д.2/31

E-mail: timurz0@mail.ru

Research on the Influence of Relative Permeability Curves Parameters Through Filtering Simulation Process

T.R. Zakirov

Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences (IME KazSC RAS), Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, e-mail: timurz0@mail.ru

Abstract. The study deals with the influence of relative permeability curves (RPC) parameters and absolute permeability tensor on oil production and water cutting. The method of constructing correlations between calculated indices of development of the RPC function parameters, based on the mathematical model of two-phase flow of fluids in porous media, is proposed. Identify data patterns allows to accelerate and optimize the adaptation of hydrodynamic models of real objects on the history of development.

Key words: hydrodynamic modeling, adaptation of the model, relative permeabilities, absolute permeability tensor.

References

Li B., Chen Z., Huan G. Control volume function approximation methods and their applications to modeling porous media flow. *Advances in Water Resources*. 2003. Vol.26. Pp. 435-444.

Antonov A.S. Parallel'noe programmirovaniye s ispol'zovaniem tekhnologii OpenMP [Parallel programming using with OpenMP]. *Uchebnoye posobie* [Textbook]. Moscow: «MGU» Publ. 2009. 77 p.

Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh [The movement of fluids and gases in natural formations]. Moscow: «Nedra» Publ. 1984. 207 p.

Zakirov T.R., Nikiforov A.I. Kislotnoye vozdeystvie na mnogoslounnye neftyanye plasty [Acid attack on multilayered oil reservoirs]. *Vychislitel'nye metody i programmirovaniye* [Numerical Methods and Programming]. 2013. Vol. 14. Pp. 50-57.

Zakirov T.R., Nikiforov A.I. Modelirovaniye kislotnogo vozdeystviya na priskvazhinnuyu zonu neftyanogo plasta pri zavodnenii [Simulation of acid treatment on the near-well zone of oil

formation by flooding]. *Matematicheskoe modelirovaniye* [Mathematical modeling]. 2013. Vol. 25. №2. Pp. 54-63.

Zenkevich O. Metod konechnykh elementov v tekhnike [The finite element method in the engineering]. Moscow: «Mir» Publ. 1975. 543 p.

Muslimov R.Kh. O standarte innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov s tsel'yu uvelicheniya izvlekaemykh zapasov [On the standard of innovative design development of hydrocarbon fields in order to increase recoverable reserves]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2010. №1. Pp. 12-26.

Muslimov R.Kh. Opyt i problemy sovershenstvovaniya proektirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v respublike Tatarstan [Experience and problems of improving the design of oil field development in the Republic of Tatarstan]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2009. №5. Pp. 46-51.

Muslimov R.Kh. Razvitiye innovatsionnykh tekhnologiy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v sovremennykh usloviyakh [Development of innovative technologies for the exploitation of oil fields in the modern world]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations]. №2. 2012. Pp. 8-12.

Information about author

Timur R. Zakirov – Cand. Sci. (Phys. and Math.), Scientific Researcher of the Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences and the Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga region) Federal University.

2/31, Lobachevsky str., Kazan 420111 Russia