

Александр Сергеевич ЖУРАВЛЕВ¹
Евгений Сергеевич ЖУРАВЛЕВ²

УДК 519.6, 532.546

**ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ
НА ПРОЦЕССЫ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ
УГЛЕВОДОРОДОВ В ЕСТЕСТВЕННЫХ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

¹ доцент кафедры механики многофазных систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
a.s.zhuravlev@utmn.ru

² системный администратор,
Тюменский лесотехнический техникум
tesseract.tmn@gmail.com

Аннотация

В работе проводится численное исследование влияния неоднородности фильтрационно-емкостных параметров на процессы миграции и аккумуляции нефти. Авторами анализируется влияние неоднородности пористости, абсолютной проницаемости, относительных фазовых проницаемостей и разности давления в фазах, а также используется двумерный модельный геологический объект; в каждом расчете неоднородным является только один параметр. Инструментом исследования является разработанный авторами программный комплекс, также приводятся результаты расчетов и их анализ. В результате было установлено, что неоднородность разности давления в фазах может приводить к наклонному «экономическому» водонефтяному контакту.

Цитирование: Журавлев А. С. Влияние неоднородностей фильтрационно-емкостных параметров на процессы миграции и аккумуляции углеводородов в естественных геологических системах / А. С. Журавлев, Е. С. Журавлев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Т. 2. № 1. С. 101-109.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-101-109

Ключевые слова

Моделирование пластовых систем, аккумуляция углеводородов, миграция углеводородов.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-101-109

Введение

Формирование залежей нефти и газа происходит при участии многих различных процессов, среди которых основными являются фильтрационные, термодинамические и деформационные [7]. Перечисленные процессы при аккумуляции углеводородов действуют одновременно, но обладают различными характерными временами, что предоставляет возможность моделировать эти процессы раздельно, поскольку при одновременном учете хотя бы двух из них трудно исследовать влияние каждого из факторов в отдельности на итоговое состояние системы [9]. Используя такой подход, в данной работе мы рассматриваем задачу об изотермической капиллярно-гравитационной сегрегации двухфазной несжимаемой жидкости в неоднородном анизотропном несжимаемом пласте [3; 11]. Пластовым флюидом является двухфазная не смешивающаяся жидкость (нефть и вода), коллектор принимается гидрофильным. Такая формулировка задачи соответствует процессам природной миграции и аккумуляции углеводородов при нахождении их в пласте-коллекторе [1; 2; 3; 9].

Физико-математическая модель

Физико-математическая модель, описывающая процесс фильтрации двухфазной несжимаемой жидкости при наличии гравитационной и капиллярных сил, основана на дифференциальном нелинейном уравнении параболического типа (1) [12] относительно насыщенности одной из фаз:

$$\frac{\partial S}{\partial t} + \frac{1}{m} \frac{\partial(\psi k_{ij} M_j)}{\partial x_j} = 0, \quad (1)$$

где

$$\psi = \frac{\frac{f^{(1)}}{\mu^{(1)}} \frac{f^{(2)}}{\mu^{(2)}}}{\frac{f^{(1)}}{\mu^{(1)}} + \frac{f^{(2)}}{\mu^{(2)}}}, \quad (2)$$

$$M_j = -\frac{\partial}{\partial x_j} \left(L - (\rho^{(1)} - \rho^{(2)}) g_k x_k \right); \quad (3)$$

индекс, заключенный в круглые скобки, обозначает фазу; $S(x_1, x_2, x_3, t)$ — насыщенность одной из фаз; $m(x_1, x_2, x_3)$ — пористость; $k(x_1, x_2, x_3)$ — тензор абсолютной проницаемости; $f^{(n)}(S, m)$ — относительная фазовая проницаемость; $\mu^{(n)}$ — динамическая вязкость; $P^{(n)}(x_1, x_2, x_3, t)$ — давление; $\rho^{(n)}$ — плотность; g_k — вектор, описывающий объемные силы; $L(S, m)$ — разность давлений в фазах, обусловленная наличием капиллярных сил.

Обоснование справедливости приведенной математической модели, ее замыкание и использованные методы и алгоритмы решения уравнения (1) приведены в работах [4; 8; 10; 12]. Приведенные ниже результаты расчетов выполнены с помощью программного комплекса “Saturation” [5], созданного авторами работы.

Целью исследований процессов залежеобразования в случае прямой задачи является нахождение распределения насыщенности нефтью геологического объекта, а в случае обратной задачи — выявление фильтрационно-емкостных параметров. И в первом, и во втором случае важно учитывать влияние неоднородности этих параметров на решение.

Начальные и граничные условия для расчетов. В приведенных ниже иллюстрациях показаны результаты моделирования капиллярно-гравитационной сегрегации пластовых флюидов в модельном двумерном геологическом горизонте. Латеральную абсолютную проницаемость и пористость характеризует рис. 2. Относительные фазовые проницаемости и функция разности давлений в фазах заданы обобщенными экспериментальными зависимостями, полученными на керновом материале (см. рис. 1).

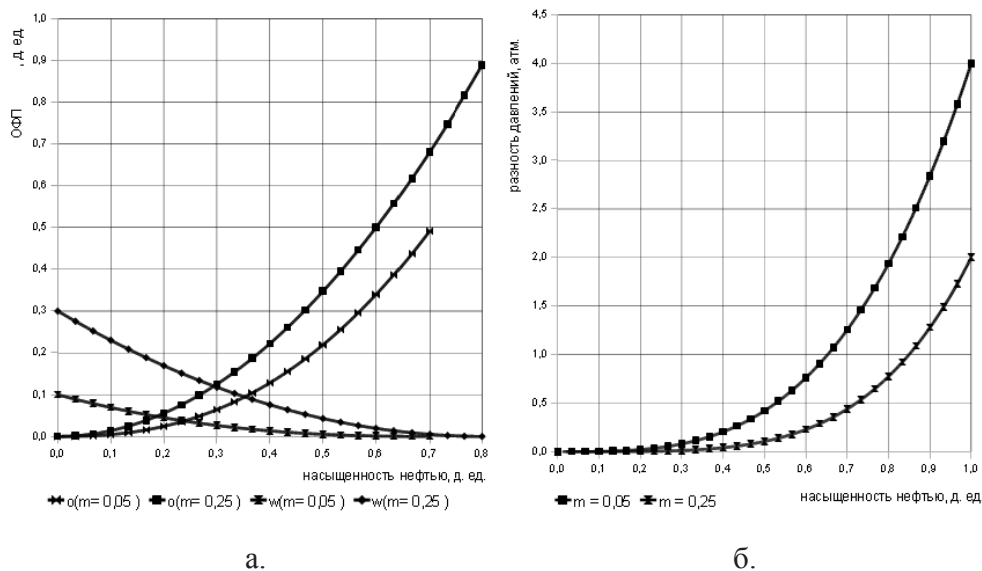


Рис. 1. а. — функции относительных фазовых проницаемостей;
б. — функция разницы давлений в фазах

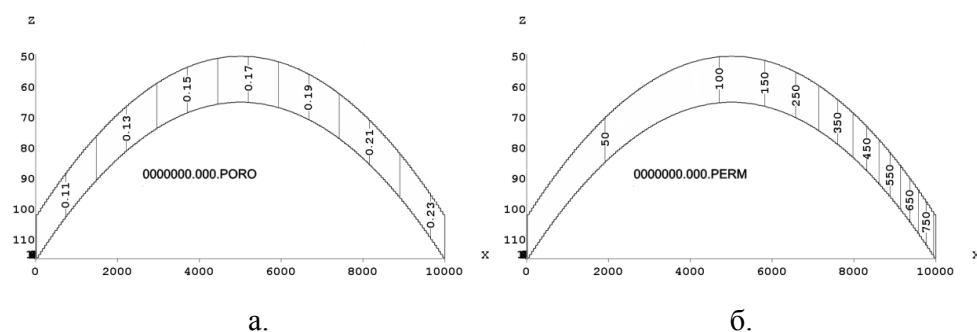


Рис. 2. а. – пористость;
б. – латеральная абсолютная проницаемость

Анизотропия абсолютной проницаемости задана равной 10%, т. е. вертикальная абсолютная проницаемость в десять раз меньше латеральной абсолютной проницаемости. Границы модели приняты непроницаемыми. В блоках, примыкающих к левой границе модели, задавался источник нефти. Мощность источника, приводимая в результатах, представляет собой объем нефти, генерируемый в год и измеряемый поровыми объемами области, в которой задается источник.

Неоднородность свойств, учтенная в модели, заключается в улучшении коллекторских свойств в положительном направлении оси абсцисс. Линейно меняется пористость от 0,105 до 0,235, логарифмически от пористости меняется и проницаемость от 10 мД до 1 Д. С увеличением пористости увеличивается амплитуда относительных фазовых проницаемостей и уменьшается амплитуда функции разницы давлений в фазах.

Однородность каких-либо фильтрационно-емкостных параметров, заявленная в приведенных ниже расчетах, означает использование этих параметров средневзвешенными по объему.

Влияние неоднородностей параметров на аккумуляцию нефти. В работе исследуется вторичная миграция, а первичная рассматривается гипотетически в форме задания источника (см. рис. 3-5). Приводятся результаты расчетов и их анализ, позволяющие оценить влияние неоднородностей фильтрационно-емкостных параметров естественных геологических ловушек на картину вторичной миграции нефти.

Для анализа влияния неоднородности на распределение насыщенности на рис. 3 а и 3 б приведены результаты расчетов аккумуляции нефти для полностью однородных параметров и полностью неоднородных соответственно.

Распределение насыщенности, изображенное на рис. 4 а, характеризует влияние неоднородности абсолютной проницаемости (см. рис. 2 б) на вторичную нефть. При сопоставлении с расчетом по однородной системе (см. рис. 3 а) видно, что учитываемая здесь неоднородность приводит к снижению динамики нефтенакопления в силу того, что абсолютная проницаемость в левой части залежи (где расположен источник) значительно меньше, чем в однородном случае.

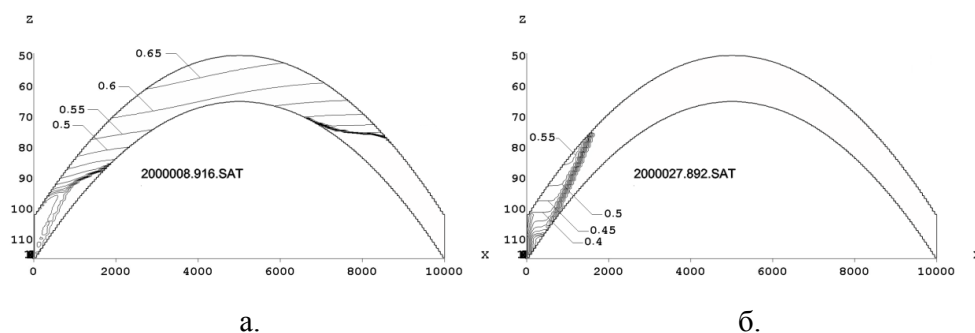


Рис. 3. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумулирование нефти.
 а. — все параметры однородны; б. — все параметры неоднородны.
 Интенсивность аккумуляции — $0,04 \cdot 10^{-3} V_{\text{пор}}/\text{год}$.
 Расчет на 2 000 тыс. лет

Неоднородность относительных фазовых проницаемостей, как это видно на рис. 4 б, подобно неоднородности абсолютной проницаемости приводит к замедлению динамики аккумуляции нефти.

Неоднородность разницы давлений в фазах (см. рис. 5 а), как и неоднородность пористости (см. рис. 5 б), в отличие от фильтрационных свойств не оказывают сильного влияния на динамику нефтенакпления, но на рис. 5 б изолинии в верхней части залежи на иллюстрациях наклонены вправо, что должно соответствовать равновесному состоянию при учете неоднородности функции разницы давлений. Таким образом, неоднородность функции разницы давлений в фазах может привести к образованию наклонного экономического водонефтяного контакта. В случае неоднородности пористости основные запасы углеводородного сырья будут расположены в правой части моделируемой залежи, где пористость больше (см. рис. 2 а).

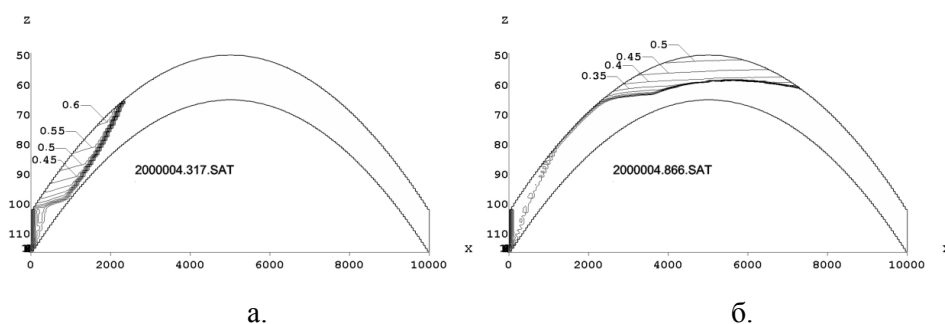


Рис. 4. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумулирование нефти.
 а. — неоднородна абсолютная проницаемость;
 б. — неоднородны относительные фазовые проницаемости.
 Интенсивность аккумуляции — $0,04 \cdot 10^{-3} V_{\text{пор}}/\text{год}$.
 Расчет на 2 000 тыс. лет

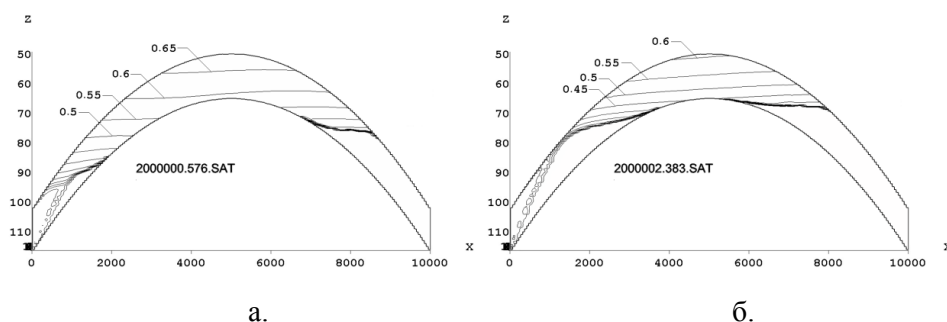


Рис. 5. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумуляция нефти.
 а. — неоднородна разнице давлений в фазах; б. — неоднородна пористость.
 Интенсивность аккумуляции — $0,04 \cdot 10^{-3} V_{\text{пор}}/\text{год}$.
 Расчет на 2 000 тыс. лет

Заключение

В результате проведенных в рамках работы расчетов было установлено, что неоднородность фильтрационных параметров геологических объектов абсолютной проницаемости и относительных фазовых проницаемостей может приводить как к значительному замедлению, так и к ускорению динамики аккумуляции нефти в рамках одной залежи. Была выявлена возможность образования наклонных водонефтяных контактов, причиной чего являлась неоднородность действующих капиллярных сил. Показано, что неоднородность пористости не оказывает существенного влияния на картину нефтенасыщенности, однако, приводит к неравномерному распределению запасов углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004.
2. Бакиров Э. А. Геология нефти и газа: Учебник для вузов / Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин. М.: Недра, 1990.
3. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993.
4. Журавлев А. С. Применение трехмерного уравнения Раппопорта-Лиса в задачах вторичной миграции углеводородов / А. С. Журавлев, Е. С. Журавлев, А. Б. Шабаров // Вычислительные методы и программирование. 2013. Т. 14.
5. Журавлев А. С. Программный комплекс "Saturation" / Журавлев А. С. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012617089. 2012.
6. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. М.: ИПЦ Маска. 2009.

7. Нестеров И. И. Теория нефтегазонакопления / И. И. Нестеров, В. И. Шпильман. М.: Недра, 1987.
8. Самарский А. А. Теория разностных схем / А. А. Самарский. М.: Наука, 1989.
9. Степанов С. В. Численное исследование влияния неоднородности пластов и свойств флюидов на миграцию нефти и конфигурацию ее залежей. Диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / С. В. Степанов. 2002.
10. Шабаров А. Б. Моделирование миграции и аккумуляции углеводородов в естественных геологических системах / А. Б. Шабаров, А. С. Журавлев, Е. С. Журавлев // Вестник Тюменского государственного университета. Физика. Математика. Информатика. 2011. № 7. С. 38-45.
11. Chen Z. Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media / Z. Chen, G. Huan, Y. Ma // Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics. 2006.
12. Rapoport L. Properties of Linear Waterflood / L. Rapoport, W. Leas // AIME Transactions. 1953. Vol. 198. Pp. 139-148.

Aleksander S. ZHURAVLEV¹
Evgeniy S. ZHURAVLEV²

**THE HETEROGENEITY EFFECT
OF RESERVOIR PROPERTIES ON MIGRATION
AND ACCUMULATION OF HYDROCARBONS
IN NATURAL GEOLOGICAL SYSTEMS**

¹ Assistant Professor, Department of Multiphase Systems Mechanics,
Institute of Physics and Technology,
Tyumen State University
a.s.zhuravlev@utmn.ru

² System Administrator,
Tyumen Forestry Engineering College
tesseract.tmn@gmail.com

Abstract

This paper presents a numerical study of the heterogeneity effect of reservoir properties on the processes of migration and accumulation of oil. We analyze the heterogeneity of porosity, absolute permeability, relative permeability, and pressure difference in phases. A two-dimensional geological model is used; in each calculation only one parameter is heterogenetic. The software package developed by the authors is the research tool. The results of calculations and the analysis are provided. It has been found that the heterogeneity of pressure difference in phases may lead to a tilted “economic” oil-water contact.

Keywords

Reservoir simulation, accumulation of hydrocarbons, migration of hydrocarbons.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-101-109

Citation: Zhuravlev A. S., Zhuravlev E. S. 2016. “The Heterogeneity Effect of Reservoir Properties on Migration and Accumulation of Hydrocarbons in Natural Geological Systems.” Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 1, pp. 101-109.
DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-101-109

REFERENCES

1. Aziz Kh., Settari E. 2004. Matematicheskoe modelirovanie plastovykh system [Mathematical Modeling of Reservoir Systems]. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy.
2. Bakirov E. A., Ermolkin V. I., Larin V. I. 1990. Geologiya nefti i gaza: Uchebnik dlya vuzov [Oil and Gas Geology: University Textbook]. Moscow: Nedra.
3. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 1993. Podzemnaya gidromekhanika [Subsurface Hydromechanics]. Moscow: Nedra.
4. Chen Z., Huan G., Ma Y. 2006. "Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media." Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics.
5. Nesterov I. I., Shpilman V. I. 1987. Teoriya neftegazonakopleniya [The Theory of Oil-and-Gas Accumulation]. Moscow: Nedra.
6. Rapoport L., Leas W. 1953. "Properties of Linear Waterflood." AIME Transactions, vol. 198, pp. 139-148.
7. Samarskii A. A. 1989. Teoriya raznostnykh skhem [The Theory of Difference Schemes]. Moscow: Nauka.
8. Shabarov A. B., Zhuravlev A. S., Zhuravlev E. S. 2011. "Modelirovanie migratsii i akumulirovaniya uglevodorodov v estestvennykh geologicheskikh sistemakh" [Simulation of Migration and Accumulation of Hydrocarbons in Natural Geological Systems]. Tyumen State University Herald. Physics. Mathematics, Informatics, no 7, pp. 38-45.
9. Stepanov S. V. 2002. "Chislennoe issledovanie vliyaniya neodnorodnosti plastov i svoystv flyuidov na migratsiyu nefti i konfiguratsiyu ee zalezhei" [Numerical Study of the Influence of the Inhomogeneity of Layers and Fluid Properties on the Oil Migration and Configuration of Its Deposits]. Cand. Sci. (Phys. and Math.) diss.
10. Zakrevskii K. E. 2009. Geologicheskoe 3D modelirovanie [Geological 3D modeling]. Moscow: IPTs Maska.
11. Zhuravlev A. S., Zhuravlev E. S., Shabarov A. B. 2013. "Primenenie trekhmernogo uravneniya Rappoport-Lisa v zadachakh vtorichnoi migratsii uglevodorodov" [Application of the Three-Dimensional Rapoport-Leas Equation to Problems of Hydrocarbon Secondary Migration]. Vychislitelnye metody i programmirovaniye, vol. 14, no 1, pp. 195-202.
12. Zhuravlev A. S. 2012. Programmnyi kompleks "Saturation" [The Program Complex "Saturation"]. Certificate of state registration of the computer program no 2012617089.