

УДК 532.546

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА ПАРАМЕТРЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*А.И. Шангараева, Д.В. Шевченко*

### Аннотация

Статья посвящена исследованию эффекта от локального изменения параметров относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в нефтяных пластах. Проведено компьютерное гидродинамическое моделирование разработки нефтяного месторождения на примере однородного модельного месторождения с двумя скважинами – добывающей и нагнетательной. Исследованы процессы изменения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, масштабов кривых ОФП воды и нефти. Рассмотрены эффекты от изменения в локализованных областях в окрестностях нагнетательной и добывающей скважин, а также в межскважинном пространстве. Проанализированы эффекты от изменения глобально неоднородных параметров ОФП. Получены карты нефтенасыщенности, исследованы графики забойных давлений на нагнетательной и добывающей скважинах. На основе численных экспериментов установлено, что влияние неоднородных параметров на интегральные показатели мало, а на динамические – существенно. Показано, что в ряде случаев для моделирования разработки нет необходимости учитывать неоднородность ОФП, а достаточно использовать лишь скорректированную проницаемость или скин-фактор.

**Ключевые слова:** моделирование нефтяных месторождений, относительные фазовые проницаемости, неоднородные параметры.

### Введение

Понятие функции относительной фазовой проницаемости (ОФП) является основным в современной подземной гидромеханике при моделировании двухфазных фильтрационных течений [1, 2]. Без определения функций ОФП невозможно осуществить проектирование месторождений углеводородного сырья, нахождение коэффициента извлечения нефти, подсчет запасов и т. д. В процессе разработки параметры ОФП могут претерпевать значительные изменения как под воздействием направленных факторов (например, изменение температуры, закачка специальных реагентов и т. п.), так и в результате воздействия на другие параметры (например, гидроразрыв пласта, кислотная обработка призабойной зоны и т. п.), а также за счет накопления с течением времени эффектов процесса разработки (например, размыв пород, оседание тяжелых фракций в призабойной зоне и т. п.).

Актуальность рассматриваемой проблемы еще больше возрастает на современном этапе развития нефтяной и газовой промышленности многих стран, в том числе России. В последние годы в нефтегазовом комплексе открываются или вводятся в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Поэтому возникают новые технологические и теоретические задачи, решение которых позволит совершенствовать методы разработки месторождений углеводородного сырья с целью повышения степени извлечения углеводородов из недр. Создание новых методов

разработки месторождений углеводородного сырья, очевидно, должно быть основано на более адекватном описании процессов, происходящих в пласте.

Учет изменения параметров ОФП является важным этапом корректировки модели [3]. Вместе с тем проведение на реальных месторождениях натуральных экспериментов, позволяющих определять параметры ОФП с течением времени, – дорогостоящий процесс. Следует отметить, что идентификация параметров ОФП по гидродинамическим исследованиям скважин, в отличие от идентификации абсолютной проницаемости и скин-фактора, является некорректной обратной краевой задачей.

### 1. Математическая модель

**Постановка задачи.** Решается задача двухфазной фильтрации с учетом неоднородности связанных нефти и воды по месторождению [4]. Данная задача описывается с помощью следующих уравнений. Это уравнение для определения приведенного пластового давления  $P(x, y, z, t)$ :

$$\operatorname{div}(\sigma \operatorname{grad} P) - \beta^* \frac{\partial P}{\partial t} = 0, \quad (1)$$

где  $\sigma(x, y, z, t)$  – гидропроводность пласта,  $\beta^* = m(s\beta_1 + (1-s)\beta_2) + \beta_c$  – упругоёмкость пласта и жидкостей (1 – вода, 2 – нефть),  $m$  – пористость.

В качестве второго уравнения используется уравнение для нахождения водонасыщенности  $s = s_1(x, y, z, t)$ :

$$\operatorname{div}(f\sigma \operatorname{grad} P) - \beta_1^* \frac{\partial P}{\partial t} - m \frac{\partial s}{\partial t} = 0, \quad (2)$$

где  $f(s) = \frac{k_1^*/\mu_1}{k_1^*/\mu_1 s + k_2^*/\mu_2}$  – функция Баклея–Левверетта,  $k_1^*$ ,  $k_2^*$ ,  $\mu_1$ ,  $\mu_2$  – относительные фазовые проницаемости и вязкости воды и нефти соответственно,  $\beta_1^* = s(m\beta_1 + \beta_c)$  – упругоёмкость пласта и воды. Заметим, что в данной постановке функция Баклея–Левверетта совпадает с объемной долей воды в общем фильтрационном потоке.

Уравнения рассматриваются в многосвязной области  $\Omega$  (пласте) с границей  $\partial\Omega = \Gamma \cup \Gamma_n \cup \left(\bigcup_{k=1}^N \Gamma_k\right)$ , где  $\Gamma$  – внешняя граница (цилиндрическая поверхность) области фильтрации,  $\Gamma_n$  – подошва и кровля пласта,  $\Gamma_k$ ,  $k = 1, \dots, N$ , – граница (цилиндрическая поверхность)  $k$ -й скважины,  $N$  – общее число добывающих и нагнетательных скважин.

**Начальные и граничные условия.** Первоначально пласт находится в равновесном состоянии. Движение флюидов в нем начинается с момента его вскрытия скважинами. В начальный момент времени  $t = 0$  известны распределения давления и насыщенности:

$$P = \varphi_0(x, y, z), \quad (x, y, z) \in \Omega, \quad (3)$$

$$s = s_0(x, y, z), \quad (x, y, z) \in \Omega. \quad (4)$$

Для скважин задан либо суммарный дебит

$$\int_{z_n}^{z_n} \oint_{\Gamma_k} \sigma \frac{\partial P}{\partial n} d\gamma dz = q_k, \quad k = 1, \dots, N_q, \quad (5)$$

либо забойное давление на перфорированных интервалах:

$$P = c_k(t), \quad k = N_q + 1, \dots, N \quad (6)$$

где  $N_q$  – число скважин с заданным дебитом.

На внешней границе пласта считается заданным распределение давления:

$$P = \varphi(x, y, z), \quad (x, y, z) \in \Gamma, \quad (7)$$

или задано условие непротекания:

$$\frac{\partial P}{\partial n} = 0, \quad (x, y, z) \in \Gamma. \quad (8)$$

Подошва и кровля пласта считаются непроницаемыми:

$$\frac{\partial P}{\partial n} = 0, \quad (x, y, z) \in \Gamma_n. \quad (9)$$

Кроме того, уравнение (2) требует задания значений функции  $f$  на участках границы, где имеется втекание флюидов в область: на участках втекания внешнего контура и нагнетательных скважинах.

На части внешнего контура  $\gamma(t)$ , на котором выполнено условие  $\frac{\partial P}{\partial n} > 0$ , где  $\mathbf{n}$  – внешняя нормаль к  $\Gamma$ :

$$f = f_{\text{ext}} = f(s_{\text{ext}}) \quad \text{при} \quad (x, y, z) \in \gamma(t) \in \Gamma, \quad (10)$$

где  $s_{\text{ext}} = s_{\text{ext}}(x, y, z)$  – распределение водонасыщенности вдоль внешнего контура. Большинство пластов окружено водой, в этом случае  $f_{\text{ext}} = 1$ .

На нагнетательных скважинах в пласт втекает только вода и для них:

$$f = 1 \quad \text{при} \quad (x, y, z) \in \Gamma_k, \quad k = 1, \dots, N_1, \quad (11)$$

где  $N_1$  – число нагнетательных скважин.

С помощью математической модели определялись функции  $P(x, y, z, t)$  и  $s(x, y, z, t)$ ,  $(x, y, z) \in \Omega$ ,  $t \in [0, T]$ , удовлетворяющие уравнениям (1), (2), начальным условиям (3), (4), и граничным условиям (5)–(11). В расчетах варьировались значения коэффициентов  $k_1^*(s)$ ,  $k^*(s)$  из определения функции Баклея – Леверетта и сами кривые ОФП.

Система уравнений в частных производных решалась численно. Давление рассчитывалось по неявной схеме с использованием многосеточного алгебраического метода [5]. Для расчета насыщенности использовалась явная схема с применением алгоритма ускорения [6].

## 2. Результаты численного моделирования

В качестве объекта исследования было выбрано однородное плоское модельное месторождение, покрытое сеткой размером  $50 \times 50$  ячеек (размер каждой ячейки  $10 \times 10$  м), с двумя скважинами – добывающей и нагнетательной. Режим работы скважин – заданный дебит (5), закачка равна отбору.

В рамках настоящей статьи будем пользоваться понятием «локальной области скважины», под которым понимаем призабойную зону скважины, малую относительно всей области (9, 21, 37, 89, 177 ячеек сетки в окрестности скважин). В результате доля неоднородности в локальных областях относительно всей области имела значения 0.36%, 0.84%, 1.48%, 3.56% и 7.08%.

При проведении численных экспериментов были выбраны следующие зависимости для относительных фазовых проницаемостей:

$$k_1^*(s) = \begin{cases} 0, & s \leq C_{\text{wat}}, \\ K_{\text{wat}} \cdot \left( \frac{s - C_{\text{wat}}}{1 - C_{\text{oil}} - C_{\text{wat}}} \right)^3, & C_{\text{wat}} < s < 1 - C_{\text{oil}}, \\ K_{\text{wat}}, & s \geq 1 - C_{\text{oil}}, \end{cases}$$

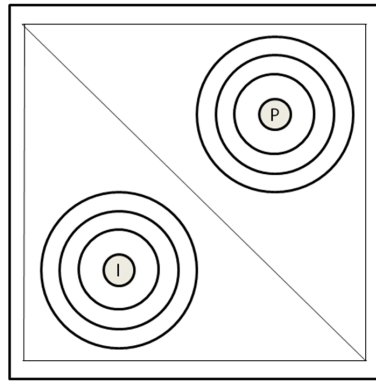


Рис. 1. Описание эксперимента

$$k_2^*(s) = \begin{cases} K_{oil}, & s \leq C_{wat}, \\ K_{oil} \cdot \left( \frac{s - C_{oil}}{1 - C_{oil} - C_{wat}} \right)^3, & C_{wat} < s < 1 - C_{oil}, \\ 0, & s \geq 1 - C_{oil}, \end{cases}$$

При проведении численных экспериментов изменялись остаточная водонасыщенность  $C_{wat}$ , остаточная нефтенасыщенность  $C_{oil}$ , масштабные множители кривых ОФП воды  $K_{wat}$  и нефти  $K_{oil}$ . Исследовались изменения в локализованных областях (рис. 1) в окрестности нагнетательной скважины, добывающей скважины и в межскважинном пространстве. Была также проведена серия расчетов с разными размерами этих областей неоднородности (от 0 до 7% размера расчетной области) и расчеты для глобально неоднородных параметров ОФП (50% размера всей расчетной области).

На рис. 2 приведены карты нефтенасыщенности (через 20 лет разработки) для случая с локально измененными значениями связанной воды в окрестности добывающей скважины. Размер локального изменения составляет 3.88% относительно всей области. Карты насыщенности для случая локального изменения связанной воды и связанной нефти в других областях аналогичны.

На основе проведенных расчетов построены графики забойных давлений, представленные на рис. 3 (слева для добывающей скважины, справа для нагнетательной). Как видно, давление изменяется только на добывающей скважине (рис. 3, слева), что объясняется локальными изменениями параметров связанной воды. При этом на нагнетательной скважине давление совпадает во всех вариантах расчетов.

Получены также результаты для случая локального изменения проницаемости воды в окрестности добывающей скважины (рис. 4). На рисунке приведены карты насыщенности при уменьшении и увеличении значений проницаемости в 2 раза слева и справа соответственно. Средняя карта описывает неизменный случай, то есть без изменений тех или иных параметров. Размер локального изменения, как и в предыдущем случае, равен 3.88% относительно всей области.

Графики на рис. 5 характеризуют забойное давление на добывающей скважине в случае локального изменения воды (слева) и нефти (справа). Согласно приведенным данным при уменьшении в 2 раза проницаемости как воды, так и нефти давление снижается, а при увеличении этих же параметров в 2 раза повышается. На нагнетательной скважине давление не меняется.

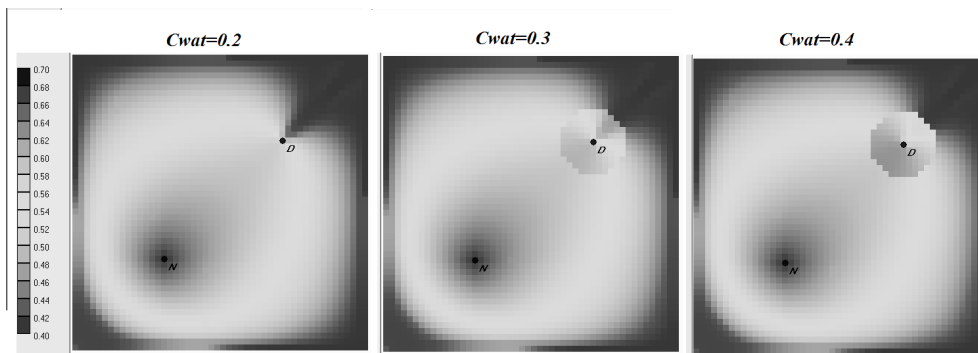


Рис. 2. Поле нефтенасыщенности при различных значениях связанной воды в окрестности добывающей скважины

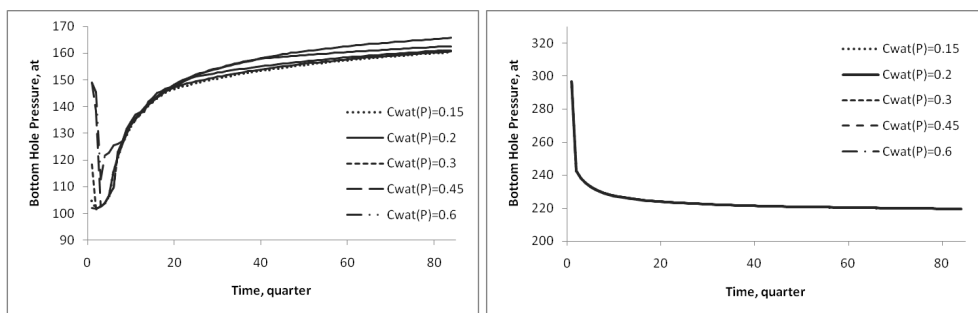


Рис. 3. Графики забойного давления на добывающей (слева) и на нагнетательной (справа) скважинах при локальном изменении значений связанной воды в области добывающей скважины

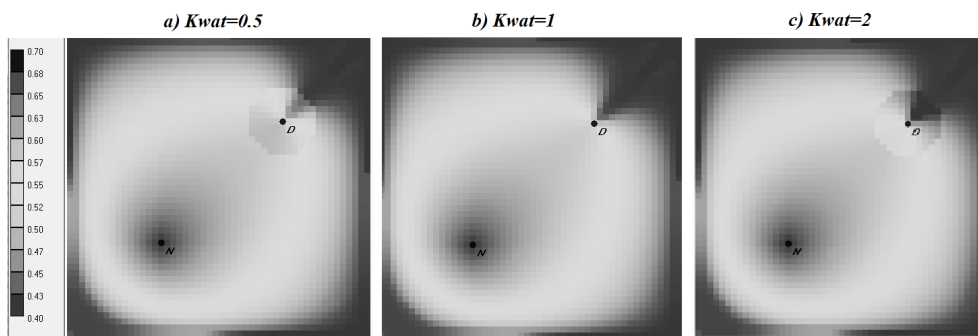


Рис. 4. Поле нефтенасыщенности, когда проницаемость воды в окрестности добывающей скважины: (a) снижается; (b) постоянна; (c) увеличивается

Изучено поведение забойного давления на нагнетательной скважине (рис. 6). Графики слева иллюстрируют случай изменения проницаемости воды в окрестности (3.88% от всей области) нагнетательной скважины, а справа – нефти. Очевидно, что изменения происходят лишь при уменьшении/увеличении проницаемости воды, в то время как при изменении проницаемости нефти графики почти совпадают.

Стоит также отметить численный эксперимент, в котором изменялись объемы связанной воды и нефти, проницаемости воды и нефти в зоне, составляющей

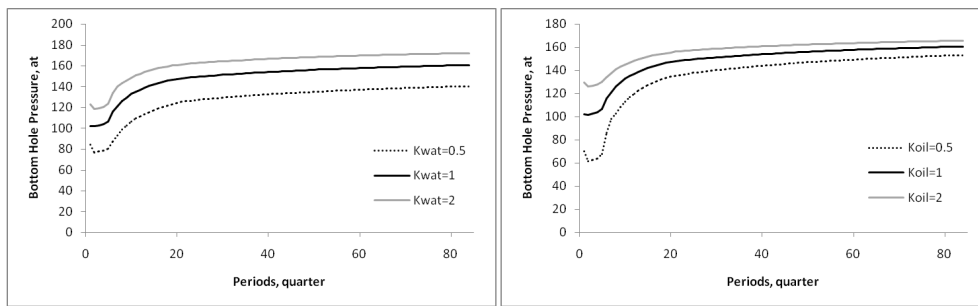


Рис. 5. Графики забойного давления на добывающей скважине при изменении проницаемости воды (слева) и нефти (справа) в окрестности добывающей скважины

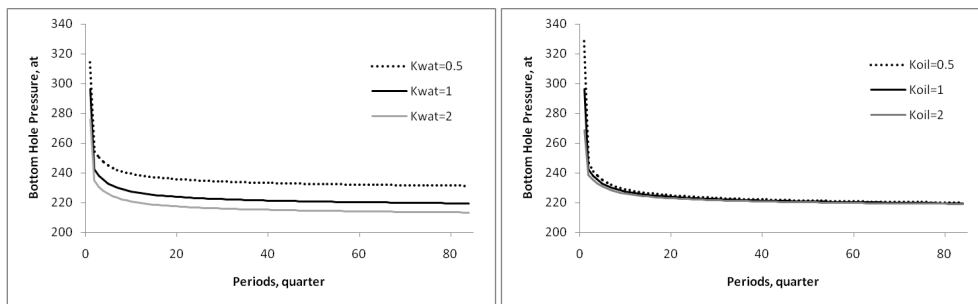


Рис. 6. Графики забойного давления на нагнетательной скважине при изменении проницаемости воды (слева) и нефти (справа) в окрестности нагнетательной скважины

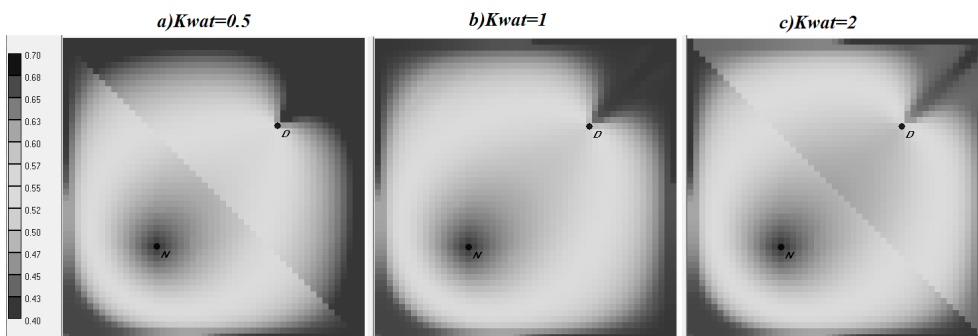


Рис. 7. Поле нефтенасыщенности, когда проводимость воды для северо-восточной половины пласта: (a) снижается; (b) постоянна; (c) увеличивается

50% от всей области (рис. 7) скважин. Анализ результатов позволяет сделать вывод о том, что объемы добытой нефти существенно отличаются при увеличении/уменьшении указанных параметров. Но на практике нецелесообразно проводить обработки крупных зон вокруг скважин ввиду высокой стоимости подобных процедур. Вследствие этого большего внимания требует моделирование локальных изменений.

Проведено также исследование влияния размера неоднородности на забойное давление и интегральные характеристики. Для добывающей (рис. 8) и нагнетательной (рис. 9) скважин приведены графики забойного давления при разных размерах (3 варианта) локальных изменений в окрестности скважины. Приведены результаты трех вариантов локальной неоднородности (0.36%, 1.48% и 7.08%). Анализ

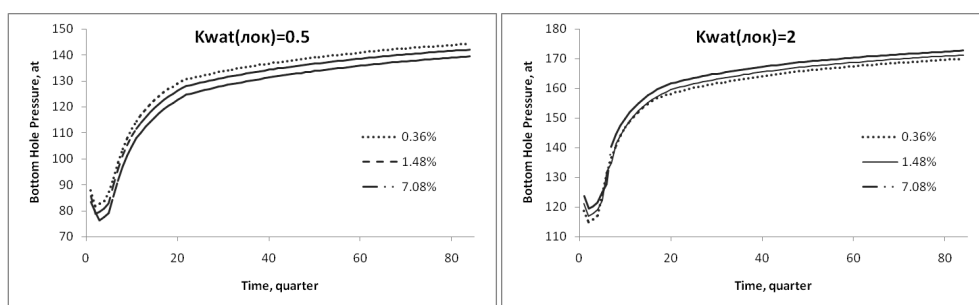


Рис. 8. Графики забойного давления на добывающей скважине при различных размерах локальных изменений проницаемости воды в окрестности добывающей скважины

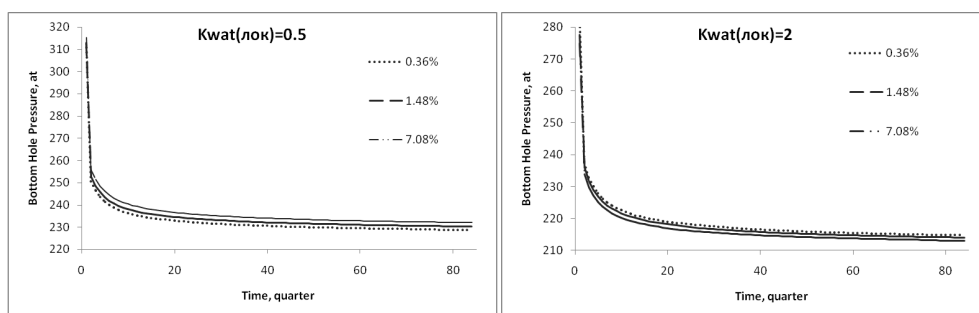


Рис. 9. Графики забойного давления на нагнетательной скважине при различных размерах локальных изменений проницаемости воды в окрестности нагнетательной скважины

графиков (рис. 8, слева) позволяет сделать вывод о том, что при уменьшенном значении проводимости воды ( $K_{\text{wat}} = 0.5$ ) в окрестности добывающей скважины забойное давление снижается равномерно с увеличением размера неоднородности, а при увеличенном значении ( $K_{\text{wat}} = 2$ ) (рис. 8, справа) равномерно повышается с увеличением размера неоднородности. Для нагнетательной скважины очевидно, что при уменьшенном значении проводимости воды ( $K_{\text{wat}} = 0.5$ ) давление растет линейно относительно размера неоднородности, а при увеличенном значении ( $K_{\text{wat}} = 2$ ) линейно снижается с увеличением размера неоднородности.

Большой интерес при разработке нефтяных месторождений представляет, несомненно, такой параметр, как коэффициент извлечения нефти (КИН). Проводились численные эксперименты при разных параметрах связанных воды и нефти, ОФП воды и нефти в районе обеих скважин. В качестве примера на рис. 10 представлена зависимость КИН от размера локальной неоднородности. Графики представлены для случая локального изменения проводимости воды в окрестности добывающей скважины. Видно, что с улучшением проводимости воды КИН уменьшается, а с ухудшением – увеличивается. Любые изменения КИН ведут себя линейно от размера области и остаются малыми (менее одного процента изменения КИН на процент приращения размера области). Следовательно, вносимые локальные изменения несущественно влияют на общий объем добываемой нефти.

### Заключение

Проведенные численные эксперименты позволяют сделать следующие выводы.

1. Локальные изменения слабо влияют на интегральные характеристики разработки (накопленная нефтеотдача, КИН, среднеинтегральное пластовое давление).

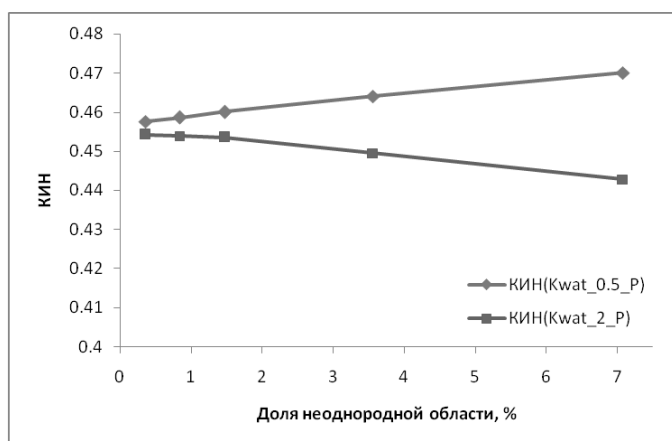


Рис. 10. Графики чувствительности КИН к размеру локальной неоднородности

Изменения обусловлены лишь перестройкой текущей водонасыщенности в зоне изменения параметров под основные потоки.

2. На динамические характеристики (забойное давление, депрессия) локальные изменения влияют существенно.

3. Учет неоднородности в больших зонах приводит к заметной корректировке результатов. Другими словами, величина изменения накопленной нефтеотдачи соотносима с размером области изменения параметров фазовых проницаемостей.

Величина изменения депрессии определяется локальными характеристиками. Локальный эффект тем больше нивелируется, чем выше обводненность добываемой продукции, на поздней стадии разработки.

Таким образом, при локальном изменении параметров ОФП (гидроразрыв, техногенное изменение свойств призабойной зоны и т. п.) достаточно определить эффективное влияние этих изменений на общую проницаемость или на скин-фактор (в зависимости от масштаба изменений). При больших масштабах неоднородности (вызванных обычно геологическими различиями в строении пласта или макро-различиями в технологиях разработки разных частей месторождения) необходимо определение функций ОФП для всех частей месторождения и учет их в модели.

### Summary

*A.I. Shangaraeva, D.V. Shevchenko.* Research on the Influence of Local Inhomogeneity of Phase Permeability on the Oilfield Development Parameters.

The article investigates the effect of a local change in the parameters of relative phase permeability (RPP) in oil reservoirs. A computer hydrodynamic simulation of oil field development was performed using the example of a homogeneous model reservoir with two wells – producer one and injection one. Changes in residual water and oil saturation as well as in the scales of RPP curves of water and oil were studied. The effects of variations in the localized areas near the producer and injection wells and in the interwell space are discussed. The effects of inhomogeneity of globally relative parameters of RPP were also analyzed. The maps of oil saturation were built, and the graphs of bottom hole pressure for the injection and producer wells were examined. As a result of the numerical calculations, it was established that the influence of inhomogeneous parameters on the integral characteristics is negligible and on the dynamic ones it is significant. Thus, in some cases RPP inhomogeneity can be neglected in reservoir simulation, and it is sufficient to use refined permeability or skin factor.

**Keywords:** reservoir simulation, relative permeability, inhomogeneity parameters.



**Литература**

1. *Сотников О.С., Мусин К.М.* Фазовые проницаемости для Ашальчинского месторождения высоковязких нефтей // *Материалы Междунар. науч.-практ. конф. «Повышение нефтеотдачи пластов»*. – Казань: ФЭн, 2007. – С. 547–551.
2. *Мусин К.М.* Влияние корректного определения фазовых проницаемостей на прогнозные показатели разработки и распределение остаточных запасов нефти // *Нефтяное хозяйство*. – 2007. – № 7. – С. 62–65.
3. *Сотников О.С.* Совершенствование методов определения относительных фазовых проницаемостей и их применения при гидродинамическом моделировании разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма, 2009. – 26 с.
4. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. – М: Недра, 1982. – 407 с.
5. *Demidov D.E., Shevchenko D.V.* Modification of algebraic multigrid for effective GPGPU-based solution of nonstationary hydrodynamics problems // *J. Comput. Science*. – 2012. – V. 3, No 6. – P. 460–462.
6. *Шангараева А.И.* Анализ алгоритма ускорения расчета нефтенасыщенности в одномерном случае // *Вестн. Казан. технол. ун-та*. – 2014. – Т. 7, № 14. – С. 460–462.

Поступила в редакцию  
02.09.14

---

**Шангараева Алина Ильгизаровна** – аспирант кафедры аэрогидромеханики, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия.

E-mail: [ubkaholms@gmail.com](mailto:ubkaholms@gmail.com)

**Шевченко Денис Вячеславович** – кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник кафедры аэрогидромеханики, Казанский (Приволжский) федеральный университет; заведующий кафедрой высшей математики, Институт экономики, управления и права, г. Казань, Россия.

E-mail: [dv@ieml.ru](mailto:dv@ieml.ru)