

УДК 532.546

## ЗАДАЧА ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА ПАРАМЕТРЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*А.И. Шангараева*

### Аннотация

В данной работе рассматривается эффект от локального изменения параметров относительных фазовых проницаемостей. Проведены эксперименты в окрестности нагнетательной скважины, добывающей скважины и в межскважинном пространстве. Проанализированы расчеты и для глобально неоднородных параметров относительных фазовых проницаемостей.

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

### 1. Введение

Вопросы и проблемы математического моделирования в подземной гидромеханике, несмотря на усиленное развитие вычислительной техники, до сих пор требуют значительного внимания. В работе изучается влияние изменения ряда факторов относительных фазовых проницаемостей на технологические показатели разработки. Понятие функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) является основным в современной подземной гидромеханике при моделировании двухфазных фильтрационных течений. Без определения функций ОФП невозможно проектирование месторождений углеводородного сырья, определения коэффициента извлечения нефти, подсчета запасов и т.д. В процессе разработки параметры ОФП могут претерпевать значительные изменения как под воздействием направленных факторов (закачка специальных реагентов, изменение температуры и т.п.), так и в результате воздействия на другие параметры (гидроразрыв пласта, кислотная обработка призабойной зоны и т.п.), а также за счет накапливания с течением времени эффектов процесса разработки (размыв пород, оседание тяжелых фракций в призабойной зоне и т.п.) [1].

Учет изменения параметров ОФП является важным этапом корректировки модели. Вместе с тем, проведение экспериментов на реальных месторождениях, позволяющих определять параметры ОФП с течением времени, – дорогостоящий процесс. Сложна и неоднозначна идентификация параметров ОФП по гидродинамическим исследованиям скважин, в отличие от идентификации абсолютной проницаемости и скин-фактора, теория для которых хорошо разработана.

Итак, показано, что в ряде случаев для моделирования разработки нет необходимости учитывать неоднородность ОФП, а достаточно лишь использовать скорректированную проницаемость или скин-фактор [2].

## 2. Математическая модель

Решается задача двухфазной фильтрации с учетом неоднородности связанных нефти и воды по месторождению. Первое уравнение для определения приведенного пластового давления  $P(x, y, z, t)$  :

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

где  $\sigma(x, y, z, t)$  – гидропроводность пласта,  $\beta^* = m(s\beta_1 + (1-s)\beta_2) + \beta_c$  – упругоёмкость пласта и жидкостей,  $m$  – пористость. Это уравнение будем называть уравнением пьезопроводности. В качестве второго уравнения используется уравнение для нахождения водонасыщенности  $s = s_1(x, y, z, t)$  :

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

где  $f(s) = k_1^*(s) / (\mu_1 k^*(s))$  – функция Баклея-Левретта,  $\beta_1^* = s(m\beta_1 + \beta_c)$  – упругоёмкость пласта и воды. Уравнения справедливы в многосвязной области  $\Omega$  (пласте), с границей  $\Gamma + \Gamma_H + \sum_{k=1}^N \Gamma_k$ , ( $k = 1..N$ ), где  $\Gamma$  – внешняя граница (цилиндрическая поверхность) области фильтрации,  $\Gamma_H$  – подошва и кровля пласта,  $\Gamma_k$  – граница (цилиндрическая поверхность)  $k$ -ой 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

$$\begin{aligned} P &= \varphi_0(x, y, z) \\ s &= s_0(x, y, z) \end{aligned}$$

при  $(x, y, z) \in \Omega$

Для скважин задан либо суммарный дебит

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

либо забойное давление на перфорированных интервалах

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

где  $N_q$  – число скважин с заданным дебитом.

На внешней границе пласта считается заданным распределение давления:

$$P = \varphi(x, y, z) \text{ при } (x, y, z) \in \Gamma$$

или задано условие непротекания:

$$\frac{\partial P}{\partial n} = 0 \text{ при } (x, y, z) \in \Gamma$$

подошва и кровля пласта непроницаемы:

$$\frac{\partial P}{\partial n} = 0 \text{ при } (x, y, z) \in \Gamma_H.$$

Кроме того, известна насыщенность в нагнетательных скважинах (на источниках):

$$s = s^* \text{ при } (x, y, z) \in \Gamma_k, (k = 1, \dots, N_1),$$

где  $s^*$  – предельная водонасыщенность,  $N_1$  - число нагнетательных скважин, на части внешнего контура  $\gamma(t)$ , на котором выполнено условие  $\frac{\partial P}{\partial n} < 0$ :

$$s = s_{ext}(x, y, z) \text{ при } (x, y, z) \in \gamma(t) \in \Gamma,$$

где  $\vec{n}$  – внешняя нормаль к  $\Gamma$ ,  $s_{ext}$  – распределение водонасыщенности вдоль внешнего контура.

Окончательно задача формулируется следующим образом: требуется найти функции  $P(x, y, z, t)$  и  $s(x, y, z, t)$ ,  $(x, y, z) \in \Omega$ ,  $t \in [0, T]$ , удовлетворяющие вышеизложенным уравнениям и дополнительным условиям.

Система уравнений в частных производных, к решению которых свелась задача, является параболической относительно функции давления  $P$ . Однако, поскольку коэффициент перед временной производной мал, можно заключить, что уравнение больше носит свойства уравнений эллиптического типа. При известном поле давления уравнение для определения функции насыщенности  $s$  фактически является уравнением переноса. Система является нелинейной. Аналитическое решение её известно лишь для частных случаев, поэтому для решения системы используют численные методы.

### 3. Описание и результаты численного эксперимента

В качестве объекта исследования было выбрано однородное модельное месторождение с парой скважин – добывающей и нагнетательной. Режим работы скважин – заданный дебит, закачка равна отбору.

В исследовании изменялись (рис. 1): остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, масштабы кривых ОФП воды и нефти. Исследовались изменения в локализованной области в окрестности нагнетательной скважины, добывающей скважины и в межскважинном пространстве. Были проведены расчеты и для глобально неоднородных параметров ОФП.

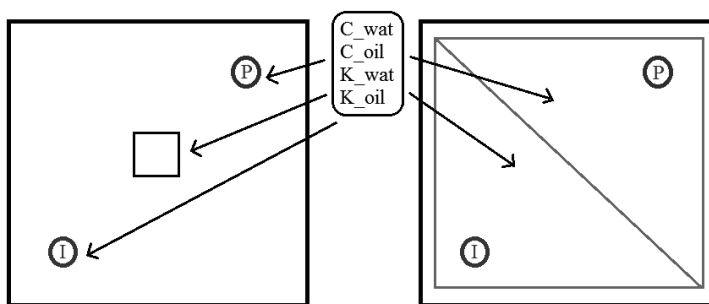


Рис. 1. Описание численного эксперимента

Результаты расчетов представлены на рис. 2-5. Заметим, что размеры «локальной» области в расчетах были достаточно велики – ее радиус составлял около 200 метров. Уменьшение размеров приводит к еще большему совпадению результатов по нефтедобыче с неизменным случаем. Далее приведены некоторые поля нефтенасыщенности через 20 лет разработки:

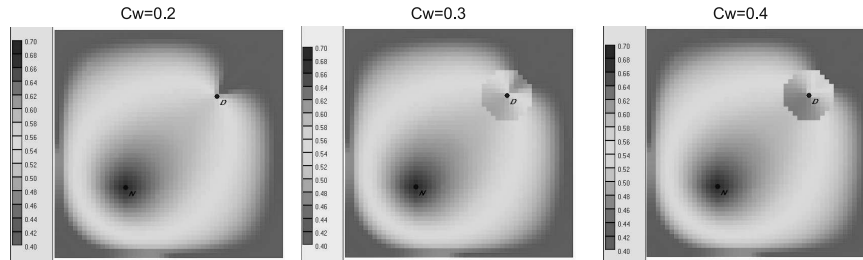


Рис. 2. Поле нефтенасыщенности при различных значениях связанной воды в окрестности добывающей скважины

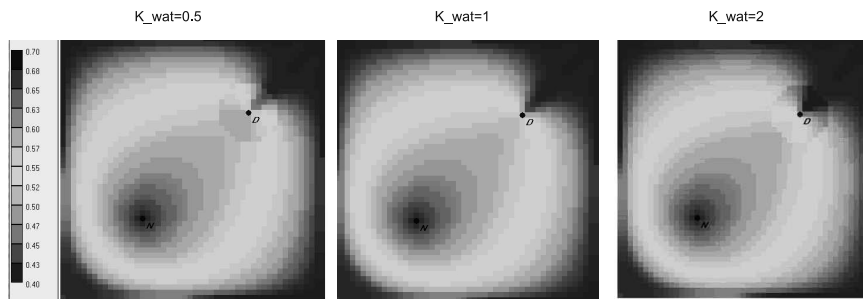


Рис. 3. Поле нефтенасыщенности при снижении (слева), неизменности (посередине) и увеличении (справа) проводимости воды в окрестности добывающей скважины

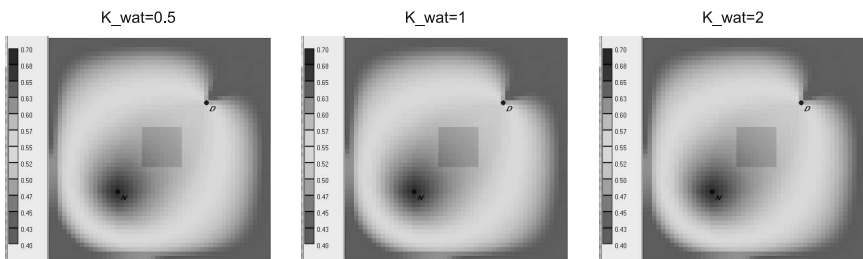


Рис. 4. Поле нефтенасыщенности при снижении (слева), неизменности (посередине) и увеличении (справа) проводимости воды в межскважинном пространстве

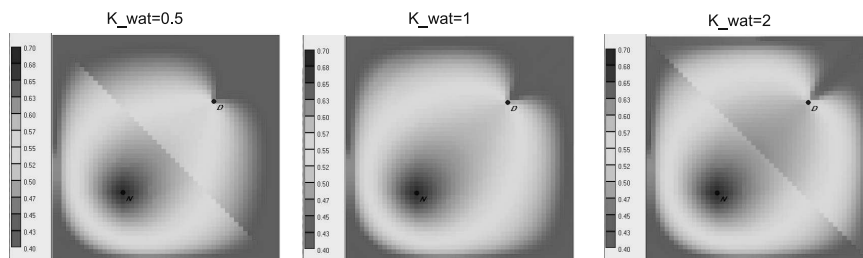


Рис. 5. Поле нефтенасыщенности при снижении (а), неизменности (б) и увеличении (в) проводимости воды для северо-восточной половины пласта

Заметим, что размеры «локальной» области в расчетах были достаточно велики – ее радиус составлял около 200 метров. Уменьшение размеров приводит к еще большему совпадению результатов по нефтедобыче с неизменным случаем.

#### 4. Заключение

Численные эксперименты позволяют сделать следующие выводы.

1. Локальные изменения слабо влияют на интегральные характеристики разработки (накопленную нефтеотдачу, среднеинтегральное пластовое давление). Изменения обусловлены лишь перестройкой текущей водонасыщенности в зоне изменения параметров под основные потоки. Возможно изменение локальной депрессии в окрестности скважин с измененными ОФП.

2. Учет нелокальной неоднородности приводит к заметной корректировке результатов.

Можно сделать общий вывод: величина изменения накопленной нефтеотдачи соотносима с размером области изменения параметров фазовых проницаемостей. Величина изменения депрессии определяется локальными характеристиками. Локальный эффект тем более нивелируется, чем выше обводненность добываемой продукции, т.е. 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 только 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.* Issue the influence of local relative phase permeability unhomogeneity on oilfield development parameters.

The effect of the local varying of relative phase permeability parameters is simulated in this paper. Results of some numerical experiments near wells and between them are discussed. There are also calculations which demonstrate global inhomogeneity of relative phase permeability parameters.

**Key words:** oilfield modelling, relative phase permeability.

#### Литература

1. *Сотников О.С., Мусин К.М.* Фазовые проницаемости для Ашальчинского месторождения высоковязких нефтей. Материалы Международной научно-практической конференции «Повышение нефтеотдачи пластов» – Казань: Изд-во Фэн, 2007, С. 547 – 551.
2. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002, С. 17 – 29.

---

Сведения о каждом из авторов статьи

**Шангараева Алина Ильгизаровна** – аспирант кафедры аэрогидромеханики ИММ им. Лобачевского, К(П)ФУ, E-mail: *ubkaholms@gmail.com*.