

На правах рукописи

ФАТИХОВ Салих Загирович

**РЕМАСШТАБИРОВАНИЕ СЕТОЧНЫХ МОДЕЛЕЙ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ
МИКРОНЕОДНОРОДНОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ**

01.02.05 – Механика жидкости, газа и плазмы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Тюмень-2012

Работа выполнена в Тюменском филиале Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук.

Научный руководитель: кандидат физико-математических наук
Сыртланов Виль Ромэнович

Официальные оппоненты: доктор физико-математических наук,
профессор
Федоров Константин Михайлович
(НОУ "Академия инжиниринга нефтяных
и газовых месторождений", ректор)

доктор технических наук,
профессор **Ковалева Лиана Ароновна**
(Башкирский государственный
университет, заведующая кафедрой
прикладной физики)

Ведущая организация: ОАО "ВНИИнефть"

Защита состоится 23 мая 2012 года в 15⁰⁰ на заседании диссертационного совета ДМ 212.274.09 в Тюменском государственном университете по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, д. 15а, ауд. 410.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного университета по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Семакова, д. 10.

Автореферат разослан ___ апреля 2012 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета
к.ф.-м.н., доцент



Мусакаев Н.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. В настоящее время разработка месторождений углеводородов осуществляется с использованием компьютерного моделирования, основанного на математическом моделировании многофазных течений в пластах. Так называемые постоянно действующие геолого-технологические модели месторождений служат для долгосрочного прогноза добычи нефти и газа, оптимизации системы разработки, подбора геолого-технических мероприятий по отдельным скважинам. Информационной основой для создания геологической модели, представляющей собой трехмерное (3D) статичное распределение свойств пласта, и гидродинамической модели, воспроизводящей фильтрационные потоки, являются результаты сейсморазведки, геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна и др. Особенностью всех этих исследований является многомасштабность объектов исследования – от нескольких миллиметров, до десятков километров. Для корректного учета разных масштабов при математическом моделировании необходимы специальные методы ремасштабирования данных. Одним из частных видов ремасштабирования является процедура Upscaling – процедура построения укрупненной 3D сетки и осреднения фильтрационно-емкостных параметров при переходе от детальной геологической модели к укрупненной гидродинамической модели (необходимость укрупнения сетки связана с ограничением вычислительных возможностей для выполнения расчетов в разумные сроки). В более широком смысле задача масштабирования данных возникает, в первую очередь, еще на этапе создания геологической модели - при распространении данных, полученных на керне или в прискважинной зоне, на ячейки геологической модели. Однако, при наличии большого числа работ, посвященных моделированию, должного внимания такому масштабированию практически не уделяется. В результате, при корректном учете макронеоднородности распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), в том числе за счет введения тензорных характеристик для абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости (ОФП) моделируемой пористой среды, по существу происходит потеря информации о микронеоднородности пористой среды.

Задаваемые в моделях фильтрационно-емкостные свойства представляют собой только средние значения от распределения параметров в больших объемах и в случае однофазной фильтрации знание такого распределения достаточно для построения адекватной математической модели. Для многофазных течений исключительно

важным становится учет особенностей микронеоднородности, т.е. не просто среднего значения размеров пор (сечения поровых каналов), а функции распределения пор по размерам. Практически в постоянно действующих геолого-технологических моделях месторождений информация о микронеоднородности пористой среды содержится только в зависимостях капиллярного давления от насыщенностей фаз и ОФП. Лабораторные опыты для определения кривых капиллярного давления проводят в большом количестве, и напротив количество опытов для определения относительной фазовой проницаемости очень мало. Получение осредненных зависимостей кривых капиллярного давления и ОФП, в какой-то мере, отражающих микронеоднородность, должно опираться на корректные модельные представления о фильтрации в поровых каналах. Микронеоднородность пористой среды можно учесть, считая, что размеры пор являются случайными величинами, подчиняющимися закону распределения. Правильный учет микронеоднородности позволит строить более точные модели продуктивных пластов месторождений углеводородов, что обуславливает **актуальность** данной работы.

Цель работы:

установить зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от распределения пор по размерам и создание соответствующего метода ремасштабирования на основе капиллярной модели пористой среды.

Научная новизна:

На основе капиллярной модели пористой среды определены зависимости капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости от функции распределения капилляров по радиусам, позволяющие вычислить по одной известной функции две другие.

Построен метод ремасштабирования сеточных моделей пористой среды, учитывающий ее микронеоднородность.

Защищаемые положения:

1. Аналитические зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от функции распределения капилляров по радиусам.

2. Метод ремасштабирования сеточных моделей пористых сред на основе полученных зависимостей относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления от функции распределения капилляров по радиусам.

Практическая значимость. Все теоретические результаты диссертации имеют практическую направленность. Предложенный метод ремасштабирования относительных фазовых проницаемостей и

кривых капиллярного давления, учитывающий неоднородность пористой среды, позволяет более точно определить параметры укрупненной ячейки при переходе от геологической модели месторождения к гидродинамической. Данный метод реализован в виде программного комплекса, который апробирован при моделировании разработки действующего месторождения.

Достоверность результатов. Предложенные в диссертации математические модели и вытекающие из них результаты основаны на общих законах и уравнениях подземной гидромеханики. Обоснованность результатов подтверждается многовариантными тестовыми расчетами и сопоставлением результатов расчётов с расчётами других исследователей.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и приложения. Диссертационная работа изложена на 95 страницах, содержит 43 рисунков и библиографию, насчитывающую 62 наименования.

Публикации. Основные результаты диссертации опубликованы в 8 работах, список которых приведен в конце автореферата, в том числе 2 статьи в изданиях из перечня российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук.

Апробация работы. Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- Студенческая научно-практическая конференция по физике (Уфа, 2006, 2007 гг.).
- Четырнадцатая Всероссийская научная конференция студентов-физиков и молодых ученых (Уфа, 2008 г.)
- VIII региональная школа-конференция для студентов, аспирантов и молодых ученых по математике, физике и химии. (Уфа, 2008 г.).
- Российская конференция «Многофазные системы: природа, человек, общество, технологии», посвященная 70-летию академика Р.И. Нигматулина (Уфа, 2010 г.).

Результаты работы докладывались автором на семинарах Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН под руководством профессора А.А. Губайдуллина.

Благодарности.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю к.ф.-м.н. Вилю Ромэновичу Сыртланову за понимание и поддержку в науке и жизни.

Особую благодарность автор выражает д.ф.-м.н., профессору Губайдуллину А.А., д.ф.-м.н. Родионову С.П. за полезные советы, постоянное внимание и поддержку его работы.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель работы, отмечена научная новизна и практическая значимость исследований, кратко изложена структура диссертации.

В первой главе выполнен обзор работ по определению и масштабированию фильтрационных параметров пористых сред. Также рассмотрены методы структурного моделирования горных пород для определения фильтрационных параметров.

Во второй главе рассмотрена математическая модель для выявления взаимосвязи кривых капиллярного давления и микронеоднородности пористой среды. Предложен метод, позволяющий на основе сделанных допущений и приближений о структуре пористой среды получить аналитический вид зависимости функции Леверетта. Представлена схематизация пористой среды для нахождения кривых капиллярного давления при пропитке и дренировании.

В п. 2.1. рассматривается теоретическая модель для нахождения кривой капиллярного давления по известной функции распределения капилляров по радиусам. Пористая среда представляется набором капилляров, радиусы которых, являясь случайной величиной, подчиняются некоторому закону распределения. Водонасыщенность определяется как отношение объема воды, содержащегося в капиллярах к общему объему капилляров: $S=V_w/V$. Для системы капилляров ее величину можно определить как отношение площадей сечения.

$$S = \frac{\int_0^r R^2 f(R) dR}{\int_0^{r_{max}} R^2 f(R) dR}, \quad (1)$$

где R – радиус капилляров, $f(R)$ – плотность распределения, r_{max} – максимальный радиус капилляров, r – радиус капилляров, по которым вода (в случае системы «нефть-вода») поднимается (опускается, в случае гидрофобной породы) на высоту h .

По известной $S(r)$ можно найти $r(S)$ и приравняв соотношения капиллярного давления от насыщенности для капилляров и для пористой среды, получим функцию Леверетта:

$$J(S) = \frac{2 \cdot \sqrt{k/m}}{r(S)}. \quad (2)$$

В п. 2.2 предлагается метод вычисления функции распределения по известной функции Леверетта.

Для нахождения функции распределения проходим алгоритм предыдущей части в обратном направлении. При решении обратной задачи сначала находим $R(S)$. Далее находим $S(R)$ и дифференцируя его по R находим функцию распределения.

$$f(r) = \frac{\Omega}{r^2} S'_r. \quad (3)$$

В п. 2.3 предлагается математическая модель, которая учитывает явление гистерезиса для кривых капиллярного давления. Модель состоит из капилляров переменного сечения радиусов, связанных коэффициентом χ : $\chi R_1 = R_2$. На высоту подъема жидкости в капилляре при пропитке, влияет часть капилляра с большим радиусом R_2 , так как, поднявшись по узкой части капилляра, впитываемая жидкость остановится на некотором уровне широкой части, либо не поднимется. Соответственно при дренировании капиллярная сила будет удерживать смачивающую фазу на узких частях капилляров (рис. 1).

В третьей главе описаны модели для выявления взаимосвязи относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и микронеоднородности пористой среды.

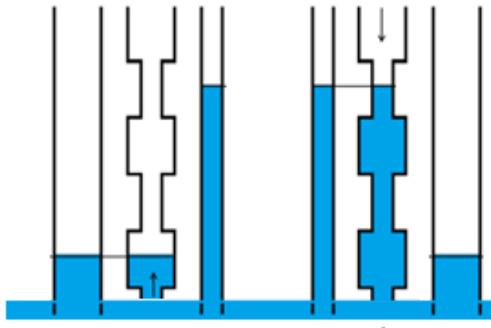


Рис. 1. Схема модели для вычисления кривых капиллярного давления при пропитке и дренировании.

В п. 3.1 рассмотрена капиллярная модель фильтрации двухфазной жидкости, в которой одна фаза течет у стенок, другая – по центру. Для такой системы ОФП имеет следующий вид:

$$k_1(S) = S^2, \quad (4)$$

$$k_2(S) = (1 - S) \left(1 - S \left(1 - 2 \frac{\mu_2}{\mu_1} \right) \right), \quad (5)$$

Видно, что в данном случае ОФП не зависит от функции распределения капилляров по радиусам.

В п. 3.2 рассмотрена математическая модель представленная набором цилиндрических капилляров, радиусы которых подчиняются закону распределения вероятности. В модели считается, что вода течет по одним капиллярам (в некотором диапазоне радиусов капилляров), а нефть – по другим. Проницаемость k , водонасыщенность S и ОФП для модели определяются по следующим формулам:

$$k = \frac{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}{8 \cdot \int_0^{\infty} R^2 f(R) dR}, \quad (6)$$

$$k_1(S) = k_1 \left(\frac{\int_0^{R_w} R^2 f(R) dR}{\int_0^{\infty} R^2 f(R) dR} \right) = \frac{\int_0^{R_w} R^4 f(R) dR}{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}, \quad (7)$$

$$k_2(S) = k_2 \left(\frac{\int_0^{R_w} R^2 f(R) dR}{\int_0^{\infty} R^2 f(R) dR} \right) = \frac{\int_0^{R_w} R^4 f(R) dR}{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}, \quad (8)$$

где R – радиус капилляров, $f(R)$ – плотность распределения капилляров по радиусам.

Для гидрофильного случая получаются аналогичные результаты (меняются пределы интегрирования). Можно заметить, что в данной модели $k_1(S)+k_2(S)=1$, следовательно, ОФП не являются независимыми и не могут быть применены при сопоставлении с результатами лабораторных экспериментов.

В п. 3.3 предлагается модель представленная набором капиллярных трубок, радиусы которых подчиняются закону распределения. В капиллярах происходит поршневое вытеснение нефти водой (рис. 2).

Используя известное решение о движении двух жидкостей в капилляре, определяем координату фронта вытеснения для капилляра радиуса R в зависимости от параметра τ .

$$X(\tilde{R}, \tau) = \frac{1}{\alpha} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{\alpha \tilde{R}^2 \tau}{4}} \right), \quad (9)$$

$$\alpha = 1 - \frac{\mu_w}{\mu_o}, \quad (10)$$

где X – безразмерная координата фронта вытеснения, τ – безразмерный параметр, \tilde{R} – безразмерный радиус пор, μ_w , μ_o – вязкость воды и нефти.

Водонасыщенность вычисляется как отношение объема занятого водой к объему системы капилляров:

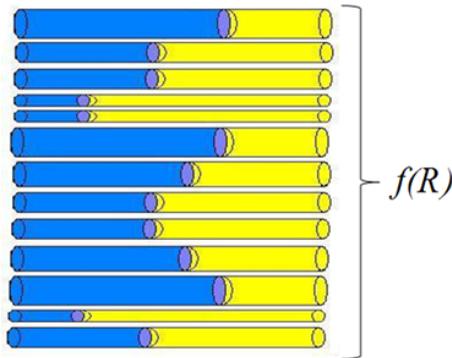


Рис. 2. Схема модели вытеснения нефти водой.

$$S(\tau) = \frac{\int_0^{\infty} \tilde{R}^2 (X \cdot \omega(X) + 1 - \omega(X)) f(\tilde{R}) d\tilde{R}}{\int_0^{\infty} \tilde{R}^2 f(\tilde{R}) d\tilde{R}}, \quad (11)$$

$$\omega(x) = \begin{cases} 1, & x \leq 1 \\ 0, & x > 1 \end{cases} \quad (12)$$

Далее вычисляются объемные расходы нефти и воды. На основе закона Дарси вычисляются относительные фазовые проницаемости нефти и воды.

$$k_o(\tau) = \frac{\int_0^{\infty} \tilde{R}^4 f(\tilde{R}) \omega(X) \frac{1}{1 - X \cdot \alpha} d\tilde{R}}{\int_0^{\infty} \tilde{R}^4 f(\tilde{R}) d\tilde{R}}, \quad (13)$$

$$k_w(\tau) = \frac{\int_0^{\infty} \tilde{R}^4 f(\tilde{R}) (1 - \omega(X)) d\tilde{R}}{\int_0^{\infty} \tilde{R}^4 f(\tilde{R}) d\tilde{R}}. \quad (14)$$

Обратная задача решается методом численного интегрирования, считая, что вид функции распределения задан (например, распределение Вейбулла).

Используя предложенную модель, можно по заданной функции распределения (рис. 3) определить относительные фазовые проницаемости (рис. 4).

В то же время при наличии экспериментально полученных кривых ОФП можно получить вид функции распределения капилляров по радиусам, аналогично взаимосвязи такого распределения с зависимостью капиллярного давления от насыщенности.

В п. 3.4 описана зависимость проницаемости от пористости в капиллярной модели пористой среды.

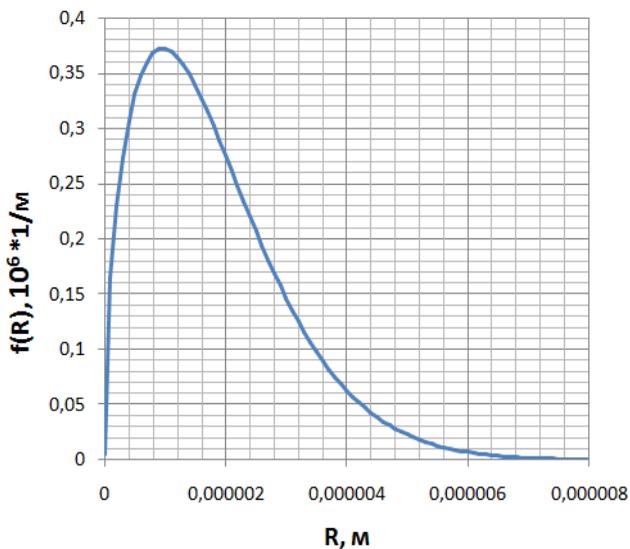


Рис. 3. Заданная плотность распределения для вычисления ОФП.

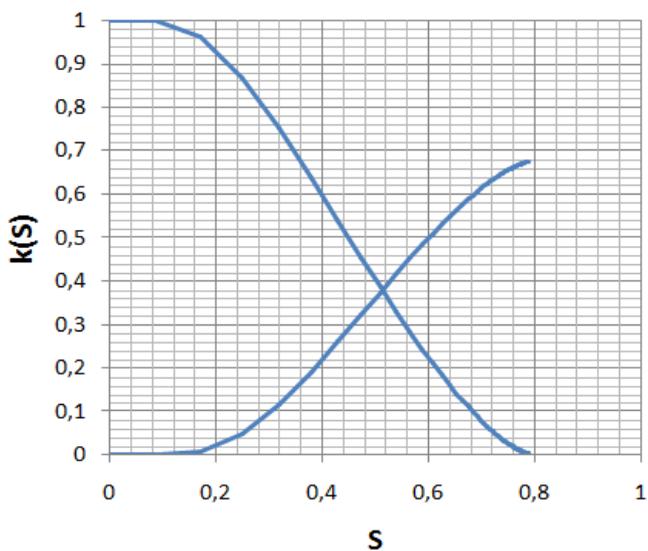


Рис. 4. Относительные фазовые проницаемости для заданной плотности распределения, представленной на рис.3.

$$k = \frac{\int_0^{R_{\max}} R^4 f_p(R) dR}{8 \cdot \int_0^{R_{\max}} R^2 (f_p(R) + f_r(R)) dR} = \frac{\int_0^{R_{\max}} R^4 f_p(R) dR}{8 \cdot \int_0^{R_{\max}} R^2 \cdot f_p(R) dR} \cdot m = \frac{\int_0^{R_{\max}} R^4 f_p^1(R) dR}{8 \cdot \int_0^{R_{\max}} R^2 \cdot f_p^1(R) dR} \cdot m, \quad (15)$$

где $f_p f_p^1$ – плотность распределения проницаемых капилляров, f_r – плотность распределения непроницаемых капилляров, m – пористость, R_{\max} максимальный радиус капилляров.

В п. 3.5 для различных моделей выявлено влияние микронеоднородности и структуры пористой среды на вид ОФП.

В четвертой главе предложен метод ремасштабирования сеточных моделей. Описана программа для ремасштабирования на основе предложенного метода. Проведен анализ и сравнение полученных результатов.

В п. 4.1 рассмотрен метод нормализации кривых капиллярного давления и поведен анализ применимости метода. На капиллярной модели были проведена серия вычислительных экспериментов. Для различных функций распределения определялись P_c и J -функции. Из графиков видно (рис. 5), что при одинаковых коэффициентах вариации (отношение дисперсии к математическому ожиданию) получаются одинаковые J -функции.

Отсюда следует, что применение метода нормализации кривых капиллярного давления с помощью J -функции Леверетта возможно только в предположении, что коэффициенты вариации распределения пор по размерам в различных участках месторождения одинаковы.

В п. 4.2 предлагается метод ремасштабирования сеточных моделей.

С учетом представления о характере неоднородности пористой среды, в диссертационной модели предлагается метод ремасштабирования сеточных моделей. Для известных кривых капиллярного давления или ОФП находим соответствующие функции распределения. Рассматривая мелкие ячейки сеточной модели, как частные выборки из генеральной совокупности, по полученным функциям распределения находим генеральную функцию распределения для объединяемых ячеек, которая будет характеризовать неоднородность объединенной ячейки сеточной модели (рис. 6). Зная генеральную функцию распределения радиусов капилляров, находим кривые капиллярного давления и ОФП для объединенной ячейки.

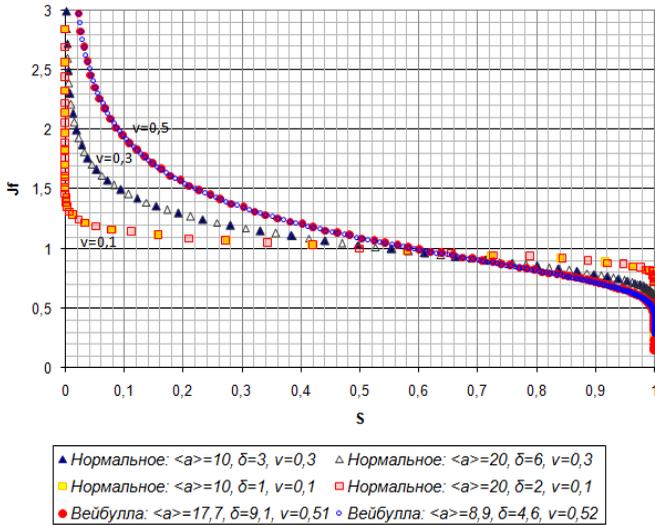


Рис. 5. J-функции для различных распределений капилляров по радиусам.

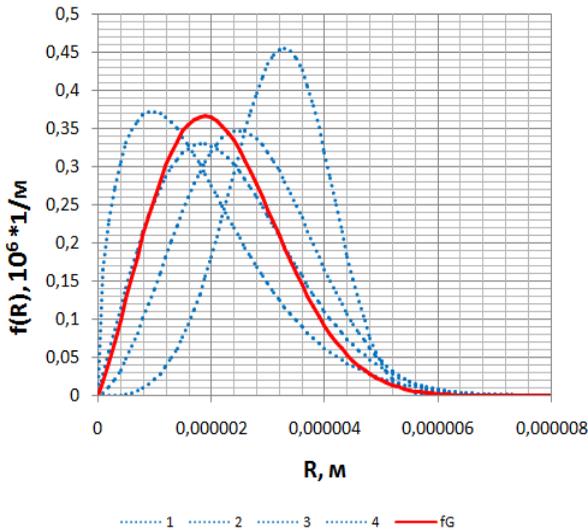


Рис. 6. Вычисление генеральной функции плотности распределения (1, 2, 3, 4 – исходные плотности распределения, fG – генеральная плотность распределения).

В п. 4.3 описывается программа “RPCScale” для ремасштабирования относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления написанная на основе предложенного метода.

В п. 4.4 проводится анализ и сравнение результатов.

Для корректного ремасштабирования относительных фазовых проницаемостей необходимо выбрать такую схематизацию пористой среды, чтобы она наиболее точно воспроизводила результаты лабораторных экспериментов по определению ОФП. Рассмотрены достоинства и недостатки различных капиллярных моделей. Наиболее подходящей для метода ремасштабирования является предлагаемая в диссертационной работе модель фронтального вытеснения.

Предложенный метод ремасштабирования был протестирован следующим образом. Вначале была построена неоднородная сеточная модель пласта. Четыре неоднородных пропластка с различными относительными фазовыми проницаемостями (рис. 7а) укрупнились в один с эффективными относительными фазовыми проницаемостями (рис. 7б). Относительные фазовые проницаемости получали для двух случаев: осреднение по методу, предлагаемому в данной работе, и по методу [Jacks et al, 1973]. В результате были получены расходы нефти и воды для моделей.

На рис. 8 представлено сравнение результатов расчетов долей нефти и воды в добываемом продукте без использования процедуры ремасштабирования, а также по ремасштабированной модели. Видно, что расчеты по предлагаемому в диссертации методу вносят меньшую погрешность, чем расчеты по методу, приведенному в работе [Jacks et al, 1973].

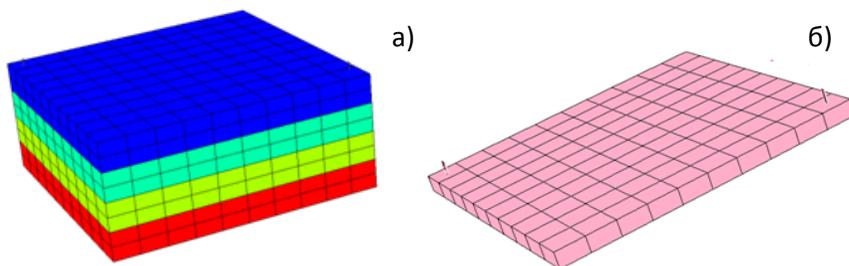


Рис. 7. Исходная и ремасштабированная модели пласта.

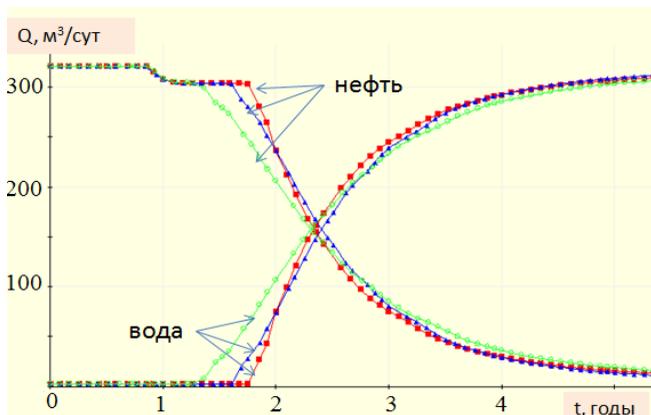


Рис. 8. Доля нефти и воды в добываемом продукте для моделей до и после ремасштабирования. —▲— до ремасштабирования; —■— после ремасштабирования модели по методу предлагаемому в работе; —●— после ремасштабирования модели по методу [Jacks et al, 1973].

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ РАБОТЫ

На основе капиллярной модели пористой среды установлены зависимости кривой капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости от функции распределения капилляров по радиусам. Установленные зависимости позволяют однозначно определить по одной известной функции две другие

Разработан метод получения аналитической формы функции Леверетта для пористой среды на основе заданной функции распределения капилляров по радиусам.

Установлено, что вид функции Леверетта изменяется только при изменении коэффициента вариации (отношение дисперсии к среднему значению) функции распределения капилляров по радиусам.

На основе капиллярной модели пористой среды, составленной из капилляров разного радиуса, разработан метод модификации кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей при ремасштабировании сеточных моделей пористой среды. Особенностью метода является учет микронеоднородности пористой среды с помощью использования функции распределения капилляров по радиусам.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Сыртланов В.Р., Фатихов С.З. О подходе к ремасштабированию относительных фазовых проницаемостей и капиллярных кривых // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 5. – С. 42-46.
2. Фатихов С.З., Сыртланов В.Р. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2012. – №1. – С. 324-332. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Fatikhov/Fatikhov_1.pdf.
3. Фатихов С.З., Сыртланов В.Р., Назмутдинов Ф.Ф. О некоторых особенностях начального распределения нефти и воды в неоднородных нефтяных пластах. Тезисы докладов студенческой научно-практической конференции по физике. 28 апреля 2006г. – Уфа: РИО БашГУ, 2006. – С. 97.
4. Фатихов С.З., Сыртланов В.Р., Назмутдинов Ф.Ф. Изучение закономерностей осреднения фильтрационных параметров при моделировании нефтяных пластов. // Тезисы докладов студенческой научно-практической конференции по физике. 27 апреля 2007. – Уфа: РИО БашГУ, 2007. – С. 20.
5. Фатихов С.З. О получении относительных фазовых проницаемостей водонефтяного потока на основе представления пористой среды как системы капилляров // Сборник тезисов, материалы Четырнадцатой Всероссийской научной конференции студентов-физиков и молодых ученых (ВНКСФ-14, Уфа), Екатеринбург – Уфа: Издательство АСФ России, 2008. – С. 252.
6. Фатихов С.З. Численные эксперименты получения относительных фазовых проницаемостей с помощью модели фронтального вытеснения нефти водой в системе капилляров. VIII региональная школа-конференция для студентов, аспирантов и молодых ученых по математике, физике и химии: Сборник трудов. Т. II. Физика. Лекции и научные статьи/ отв.ред. Р. М. Вахитов. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2008. – С. 267-269.
7. Фатихов С.З., Сыртланов В.Р. О ремасштабировании капиллярных кривых. Тезисы докладов Российской конференции «Многофазные системы: природа, человек, общество, технологии», посвященная 70-летию академика Р.И. Нигматулина. – Уфа: Изд-во Нефтегазовое дело. – 2010. – С. 115-117.
8. Фатихов С.З., Сыртланов В.Р., Фатихова Ф.З. Свидетельство о регистрации программы «RPCScale». – 2010 – № 2010618058.