

Александр Борисович ШАБАРОВ¹
Александр Владимирович ШАТАЛОВ²
Павел Владимирович МАРКОВ³
Наталья Васильевна ШАТАЛОВА⁴

УДК 532.546.3

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ В ЗАДАЧАХ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ*

¹ доктор технических наук, профессор
кафедры механики многофазных систем,
Тюменский государственный университет
kaf_mms@utmn.ru

² инженер, аспирант кафедры механики многофазных систем,
Тюменский государственный университет
sashatl@yandex.ru

³ заместитель генерального директора
ООО «ЮНИ-КОНКОРД» (г. Тюмень);
генеральный директор ООО «МикроМодел» (г. Москва)
markov.pv@mail.ru

⁴ ассистент кафедры электроэнергетики,
Тюменский индустриальный университет
natalyashatalova@yandex.ru

* Исследование существующих методов построения моделей на основе трехмерных изображений пустотного пространства выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-29-15119.

Цитирование: Шабаров А. Б. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов, П. В. Марков, Н. В. Шаталова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 1. С. 79-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109

Аннотация

При гидродинамическом моделировании (на этапах проектирования и эксплуатации) месторождений нефти, используются компьютерные симуляторы. Для их работы необходимо знать функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) вытесняющего и вытесняемого флюидов, задающие характер протекания процесса фильтрации в соответствии с обобщенным законом Дарси, а следовательно, определяющие дебиты скважин. В статье изложены математическое определение ОФП, система уравнений многофазной фильтрации; приводится обзор работ с описанием способов определения относительных фазовых проницаемостей отечественных и зарубежных авторов. Представлена схема классификации методик, включающая четыре основные группы: экспериментальные (керновые испытания), расчетно-экспериментальные, эмпирические, основанные на использовании опытных данных и решении обратных задач. Отражены различные способы построения геометрической модели образца, виды топологии порового пространства, приемы расчета многофазных течений в соответствующих пространственных структурах. Выполнено аналитическое исследование эффективности (по точности и затратам) методов определения ОФП. Выявлены преимущества и недостатки различных подходов, обоснована перспективность расчетно-экспериментального метода. Формулируются выводы об отсутствии единой аналитической теории ОФП, с достаточной точностью описывающей известные экспериментальные данные в настоящее время; об актуальности вопроса построения ОФП; об усложнении расчетных моделей в их историческом развитии и возможности рационализации вычислений путем введения квазиодномерного гидравлического подхода.

Ключевые слова

Относительная фазовая проницаемость, водонасыщенность, двухфазная фильтрация, поровое пространство, моделирование, геометрическая модель, модель поровой сети, потери давления в поровых каналах, вытеснение.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109

Введение

Повышение достоверности прогнозирования добычи нефти зависит от качества используемых гидродинамических моделей. Их прогнозные свойства в большой степени зависят от корректного задания функций ОФП, которые имеют высокую степень неопределенности и зависят от множества факторов. В частности, ОФП фигурируют в системе уравнений (1-3), описывающей двухфазную изотермическую фильтрацию и служащей во многих работах [2, 15, 33, 40, 41, 79, 105 и др.] для расчета параметров нефтяных месторождений:

— уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial}{\partial t} (m\rho_i^{(0)}S_i) + \operatorname{div} (\rho_i^{(0)}\vec{w}_i) = 0, \quad (1)$$

где m — пористость, д. ед.; $i = 1, 2$ — номер фазы, $\rho_i^{(0)}$ — истинная плотность, кг/м³; S_i — насыщенность, д. ед.; \vec{w}_i — скорость фильтрации, м/с;

— обобщенное уравнение Дарси:

$$\overline{w}_i = -\frac{K_0}{\mu_i} K_i (\nabla P_i - \rho_i^{(0)} \vec{g}), \quad (2)$$

где \overline{w}_i — вектор скорости фильтрации, м/с; K_0 — абсолютная проницаемость, м²; μ_i — динамическая вязкость, Па·с; P_i — давление, Па; \vec{g} — вектор ускорения свободного падения, м/с²; K_i — ОФП, д. ед.

Уравнения (1) и (2) замыкаются выражением капиллярного давления, которое определяется, как правило, экспериментально и уравнениями состояния фаз:

$$P_i - P_j = P_c(S) = \sigma \cdot \cos\theta \cdot \sqrt{m/K_0} \cdot J(S), \quad (3)$$

$$\rho_i^{(0)} = \rho_i^{(0)}(P_i, T), \mu_i = \mu_i(P_i, T),$$

где σ — коэффициент межфазного натяжения, Н/м; θ — краевой угол смачивания между i -й и j -й фазами и породой, рад; $J(S)$ — функция Леверетта, д. ед.

В качестве начальных условий задается пространственное поле водонасыщенности в момент времени $t = t_0$: $S(\vec{r}, t_0)$. Граничные условия задаются на скважине и контуре питания [2].

В системе (1-3) ОФП стоят в обобщенном уравнении Дарси (2), являясь неотъемлемой частью алгоритмов расчета скоростей фильтрации и дебитов скважин.

ОФП как функции водонасыщенности являются пересекающимися кривыми: возрастающей — по воде и убывающей — по нефти. Пример кривых приведен на рис. 1, а также в [22].

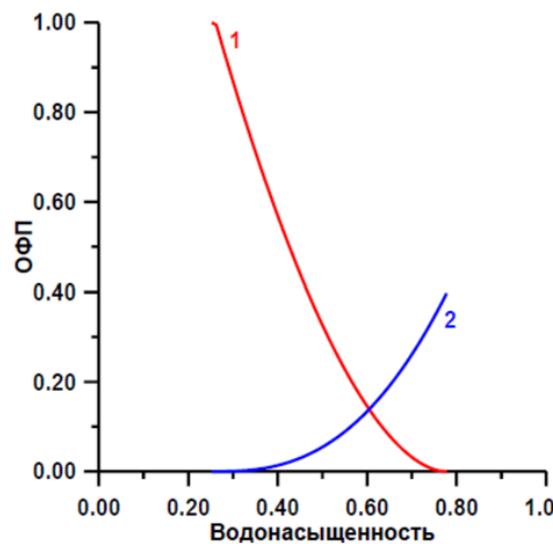


Рис. 1. Характерный вид ОФП образца керна: 1 — ОФП по нефти, 2 — ОФП по воде [30]

Fig. 1. A representative example of a core-sample relative permeability plot: 1 — oil, 2 — water [30]

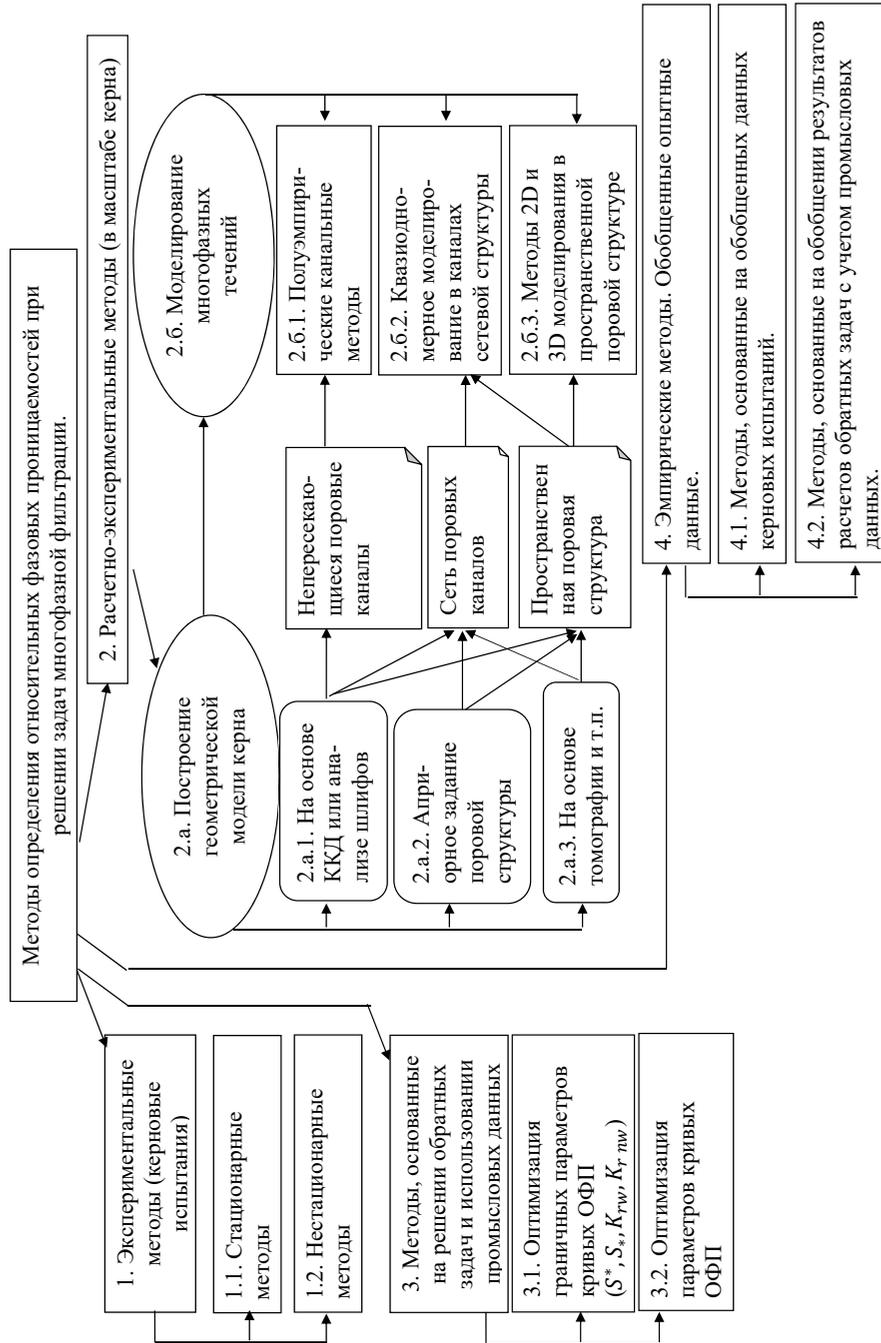


Fig. 2. Classification of the relative permeability calculation methods (as of A. B. Shabarov)

Рис. 2. Классификация методов определения ОФП (по А. Б. Шабарову)

Данная статья имеет целью расширить известные классификации методов определения ОФП. В новую схему классификации методов определения функций ОФП входят: экспериментальные [25, 33, 54, 73, 94, 98], расчетно-экспериментальные (в масштабе зерна) [13, 31, 45, 51, 62, 92, 93, 104], основанные на использовании данных с промыслов и рассмотрении обратных задач [29, 34], эмпирические [2, 3, 14, 18, 27, 28, 35, 48, 60, 80]. Общая схема классификации приведена на рис. 2.

Материалы

Проанализировано 107 источников, изданных в период с 1942 по 2017 гг.: из них 102 основных по тематике, 5 дополнительных (патенты, учебник смежных областей), 58 англоязычных (54%). Русскоязычные источники представлены в основном разрозненными статьями, учебниками, диссертациями, англоязычные — статьями и диссертациями специалистов ряда научных школ крупных исследователей и их учеников: Imperial College of the University of London, 1990-е по настоящее время; Athens University of Applied Sciences, 1980-е по настоящее время; Тюменский государственный университет, 1995 по настоящее время и др. Линии цитирования в англоязычных изданиях заметно перекликаются. Одной из причин данных обстоятельств является более раннее возникновение единого информационного пространства, электронных научных библиотек в западных странах.

В работах четко прослеживается усложнение моделей: от англоязычных исследований-моностаей, излагающих новую формулу для ОФП при фильтрации двух флюидов, и отечественных переводных учебников-сборников с описанием простых формул — в середине XX в., англоязычных крупных статей по сетевому моделированию двухфазного течения — в 1980-90-х, до исследований-диссертаций, посвященных фильтрации трех флюидов с учетом их взаимодействия друг с другом и с пористым скелетом 2000-х гг. по настоящее время.

Результаты аналитического исследования работ по проблеме определения ОФП

Обзоры по методикам расчета ОФП

В работах [11, 24, 45, 51, 62, 73, 74, 96] проводятся описания методов расчета относительной фазовой проницаемости (ОФП). Публикации [62, 76, 78, 81, 107] отражают обзоры и классификации методик поромасштабного моделирования, [78, 97] раскрывают проблемы и состояние данной области исследований.

А. Б. Шабаров, А. А. Вакулин [11], С. С. Huet [74], М. Nonarour и др. [73], А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов [45] описывают развитие полуэмпирических методов расчета ОФП: W. R. Purcell [92] 1949, J. I. Gates, W. T. Lietz [69] 1950, N. T. Burdine [58, 59] 1950-1953, I. Fatt, H. Dykstra [66] 1951, А. Т. Corey [61] 1954, R. H. Brooks, А. Т. Corey [56] 1964.

М. J. Blunt подробно затрагивает поросетевое моделирование в [62], М. Sahimi — в [96]. В [62] дано описание семи критериев, характеризующих модель: вид (экс-

периментально-физическая, теоретически-расчетная); топология сети; методы создания пор нерегулярной топологии; механизмы двухфазного вытеснения в масштабе пор; примеры верности расчетов; возможность расширения модели для изучения эффектов, зависящих от скорости потока, расширения модели для исследования трехфазных потоков; возможность моделирования межфазных процессов переноса: диффузии, растворения, испарения, электропроводности. М. S. Al-Gharbi [51] акцентирует внимание на разнице между поросетевыми квазистатическими [55, 75, 86] и динамическими моделями [51, 63, 64]. В статье [20] дается краткий обзор методов получения поросетевых моделей.

М. Nonarou [73], Дж. Тиаб, Эрл. Ч. Доналдсон [33], О. С. Сотников [28] дают обзор экспериментальных методик определения ОФП. В [73] рассмотрено влияние различных факторов на ОФП: смачиваемости, межфазного натяжения, начальной насыщенности, вязкостей флюидов и других. В. В. Овчаров [24] рассказывает об отечественных и зарубежных подходах, дает рекомендации по их применению.

Экспериментальное определение ОФП

Стационарный метод (эксперимент) по измерению ОФП (Пенсильванский метод [73]) описан в ОСТ 39-235-89 [25, 94]. Расчет ОФП производится по формулам Дарси, измерение водонасыщенности — к примеру, электрометрическим методом [15, 25]. Данной тематике посвящены патенты [27, 36, 37, 39 и др.].

К недостаткам метода О. С. Сотников [28], как и многие другие авторы, относит: дороговизну, сложность оборудования; наличие концевых эффектов; потребность в частых замерах насыщенности; длительность эксперимента для определения кривых ОФП. Исследование затруднено на слабоконсолидированных образцах. К достоинствам автор относит возможность имитации пластовых условий, использование простых формул. Имеется возможность получения точек во всем диапазоне изменения водонасыщенности.

Нестационарные методы основаны на решении задачи Баклея — Леверетта [2, 79] фронтального вытеснения одного флюида другим (также [33] и ссылка [15] на работу [57]). Определение насыщенности вытесняющим флюидом рассмотрено в [105].

К. С. Басниев излагает методику Д. А. Эфроса расчета ОФП ядра при нестационарном вытеснении [2], ссылаясь на [49].

Центрифугирование описано в [84]. Недостатки подхода: концевые эффекты, невозможность определения ОФП вытесняющей фазы. Преимущества — быстрота, отсутствие образования «вязких пальцев» [73].

Недостаток нестационарного измерения заключаются в неравновесности процесса вытеснения в стендовых условиях; преимущества — в высокой скорости, возможности повторять пластовые условия [28].

Расчетно-экспериментальное определение ОФП

Модель порового пространства (непересекающиеся каналы) основана на кривых капиллярного давления (ККД) у некоторых расчетно-экспериментальных под-

ходов. В [74] дано описание ряда методов по определению проницаемостей, начиная с ранних (в отечественной литературе ранние работы см. в [17]). Один из них предложил W. R. Purcell в 1949 г. [92]. В работе W. R. Purcell найдена только абсолютная проницаемость, однако на подобных формулах основаны выражения для расчета ОФП [61, 69]. N. T. Burdine вывел формулы для абсолютной проницаемости [58] и для ОФП (с применением коэффициента извилистости) [59]. В [69] можно найти формулы ОФП для вытеснения жидкости газом. I. Fatt, H. Dukstra усовершенствовали формулы [69] в работе [66], введя коэффициент извилистости капилляра. A. T. Corey обнаружил для исследуемых им образцов кернов линейную связь между капиллярным давлением в -2 степени и нормированной водонасыщенностью и преобразовал уравнения N. T. Burdine [59] в статье [61]. R. H. Brooks, A. T. Corey предложили учитывать экспериментально определяемые коэффициенты, описывающие распределение размеров пор и их максимальный размер [56].

A. Б. Шабаров и др. представили экспертно-компьютерный метод и расчетную программу PERM-TSU оценки ОФП [11]. Подход предполагает использование ОФП аналитических моделей [56, 58, 59, 66, 92] и перколяционной [1, 19] для построения их линейной комбинации с весами — оценками экспертов. Этот метод может применяться при использовании сочетания и иных моделей.

В работе С. З. Фатихова и В. Р. Сыртланова поровое пространство представлено пучком не связанных капилляров, диаметры которых меняются по длине в соответствии с некоторым распределением [40, 41]. Возможен расчет ОФП по их функции распределения, либо поиск распределения по виду ОФП. При этом должна быть задана функция запираения капилляров.

Использование различных статистических распределений для построения порового пространства представлено в [20, 51, 62, 77], в статистических расчетах [102]. *Квазиодномерная модель порового пространства (пучки пересекающихся каналов объединены в кластеры, не связанные между собой) основана на распределении пор по размерам, полученном из кривых капиллярного давления (ККД) в серии расчетно-экспериментальных работ A. Б. Шабарова и др. [26, 11, 44, 45, 46].* Поровое пространство состоит из «кластеров»: пучка $\beta = 4 \div 12$ малых извилистых периферийных капилляров, связанных перемычками с большим центральным, применяется обобщенное уравнение Бернулли [43].

Недостатком метода, как и многих других, является невысокая точность расчетных ОФП и обобщенных опытных зависимостей, что обусловлено ограниченностью «обучающей» базы экспериментальных керновых данных, применением корреляционного статистического анализа для построения упомянутых зависимостей, описывающих параметры межфазных потерь. Достоинством является низкая вычислительная стоимость. Возможность повышения точности расчетов ОФП предполагается в перспективе за счет использования расширенной базы экспериментальных данных.

Сетевая модель порового пространства или пространственная поровая структура, основанная на ККД или априорно заданная, применяется в ряде

работ по определению ОФП совместно с *перколяционным подходом*. Теорию, приложения и алгоритмы для решения задач перколяции см. в [32]. Перколяционные методы расчета ОФП для дренажа, пропитки в сетях описаны в [1, 13, 19], в сети с микрогетерогенной смачиваемостью (разная смачиваемость у двух видов капилляров) [12], в поровой структуре [7]. Алгоритм инвазивной перколяции (invasion percolation algorithm) изложен в [106].

С. З. Фатихов отмечает в качестве недостатка метода [12] то, что «характер неоднородности пористой среды определяется заранее выбранной функцией распределения и не учитывается вид кривой ОФП при вычислении функции распределения пор по размерам» [41].

Модель порового пространства (непересекающиеся каналы), построенная с помощью ККД, и прямое моделирование применяют С. В. Степанов и др. [10, 31]. Ими была построена модель порового пространства в виде пучка капилляров переменного сечения на основе ККД, проведены расчеты четочного (капельного) течения по одномерному уравнению Навье — Стокса методом Volume of Fluid и рассчитаны кривые межфазного взаимодействия. Численное исследование показало адекватное уменьшение амплитуды данного взаимодействия с ростом капиллярного числа [51].

Сетевая модель порового пространства, извлеченная из трехмерных изображений, полученных микротомографией, либо посредством анализа шлифа кернов, а также воспроизведением седиментационных процессов, и квазиодномерный подход используются в ряде исследований. Так, извлечение (extraction) из 3D изображений пустотного пространства трехмерных графов — поровых сетей, состоящих из элементов правильной формы, показано в [52, 65, 107]. Решение задачи многофазной фильтрации в порах и капиллярах с сечением в форме звезды описал А. V. Ryazanov [95]. М. Piri, М. J. Blunt рассчитали многофазное течение, области которого в сечении пор, капилляров меняются по времени, а по их длине — на основе порогового давления (entry pressure) [90]. М. Piri [90], Р. Е. Øren [86] сообщают о преимуществе в вычислительной стоимости расчета процесса вытеснения с помощью сетей по сравнению с использованием уравнения Навье — Стокса. В статьях [20, 21] указанные модели стохастически генерируются на основе распределений параметров поровой сети (радиусы, факторы форм и др.). В статьях [82, 83] представлен метод выделения регионов нефтегазоносного пласта, которым характерны осредненные модели поровых сетей, соответствующие различным типам пород.

Сетевые модели порового пространства с априорно заданной геометрией, квазиодномерный подход используются со времен начала расчета фильтрации в пересекающихся каналах. В сетевом моделировании процессов вытеснения многочисленными авторами (М. J. Blunt [62], А. С. Payatakes, М. М. Dias [89], М. Sashimi [96]) в качестве пионерских отмечают работы I. Fatt [67]. Сеть из цилиндрических перемычек и сферических пор, размеры которых априорно заданы статистическими распределениями, используют при квазистатическом моделировании М. J. Blunt и др. [55], G. R. Jerould, S. J. Salter [75]. Динамические сетевые мо-

дели представлены работами M. S. Al-Gharbi [51], M. M. Dias, A. C. Payatakes [63, 64]. Автор [51] отметил недостатки динамических моделей — малый размер сети и большую вычислительную стоимость, и достоинства — возможность учета третьей фазы, изменения смачиваемости, наличие слоев нефти между центрами и углами каналов.

Модель порового пространства в виде априорно заданной пространственной структуры, разбитой на конечные объемы, элементы, и прямое моделирование применяются в отечественных и зарубежных исследованиях. Д. Е. Игошиным и др. в пакете OpenFOAM проведено моделирование течения однофазной сплошной среды через поровое пространство, образованное пересечением непроницаемых сфер [4, 8, 9], R. Guibert с помощью OpenFOAM определил тензор абсолютной проницаемости для плоского пространства, образованного рядами непроницаемых квадратов [70]. M. Oostrom с группой исследователей Университета Техаса использовали численное моделирование в пакете COMSOL для расчета гидропроводностей перемычек плоского порового пространства, образованного рядами непроницаемых кругов [85]. Хотя вычисление ведется не в масштабе ядра, данные работы при адаптации параметров модели и введении в расчет дополнительных фаз перспективно входят в рассматриваемую классификацию.

Расчет течений с помощью уравнений Навье — Стокса (комбинация Метода объема жидкости (Volume of Fluid) и Метода конечных объемов (Finite Volume Method)) имеет большую вычислительную стоимость. Преимущество подхода в возможности детального изучения поромасштабных процессов [93].

Модель порового пространства в виде поровой структуры, извлеченной из трехмерных изображений, полученных микротомографией, посредством анализа шлифа ядер либо воспроизведением седиментационных процессов с применением прямого моделирования уравнений Навье — Стокса интенсивно разрабатываются исследователями, например: использование 3D томографии ядра раскрыто в работе [65], пример разбиения порового пространства на ячейки и расчетов дан в [68], разбиения на конечные элементы — в [50].

Применение решеточных уравнений Больцмана рассмотрено в [71, 88]; параллельные вычисления на GPU описаны в [16]. Примеры применения Метода объема жидкости (Volume of Fluid) освещены в работах [31, 72, 93]. Основы Метода функций уровня (Level Set Method) показаны в книге [87]; примеры применения — в статье [91]. Описание метода функционала плотности приведено в [5, 6], пример расчета вытеснения нефти полимерами дан в работе [23]. Метод гидродинамики сглаженных частиц (Smooth Particles Hydrodynamics) изложен в [101], в [99] показано сравнение расчетов с экспериментом. Основы Метода молекулярной динамики (Molecular Dynamics Simulation) раскрыты в книге [53], пример моделирования пропитки приведен в [100].

Сетевая модель порового пространства, заданная априорно, и применение декомпозиции многофазного потока на прототипные течения представлены работами D. G. Avraam, A. C. Payatakes, M. S. Valavanides [54, 63, 64, 89, 103,

98, 104]. А. С. Payatakes исследовал движение ганглий с помощью расчетных моделей с априорно заданной геометрией [63, 64, 89] и получил расчетные формулы для предсказания их поведения: объединения, распада в зависимости от формы, ориентации, смачиваемости поверхности, межфазного натяжения, градиента давления. D. G. Avraam и А. С. Payatakes провели эксперимент на микро сети, вытравленной в стекле [54, 98], выделив четыре простых вида течения (динамики ганглий). Математическим обобщением результатов эксперимента стал алгоритм декомпозиции потока на прототипные течения DeProF (Decomposition In Prototype Flows), M. S. Valavanides, А. С. Payatakes [103, 104].

Недостаток подхода — необходимость адаптации к параметрам образцов зерна. Преимущество заключается в высокой предсказательной способности для результатов эксперимента [54, 98] без применения эмпирических методов, а также в низкой вычислительной стоимости.

Определение ОФП на основе промысловых данных и рассмотрения обратных задач

В [73] приводятся возможные причины несовпадения ОФП, рассчитанных по промысловым данным с рассчитанными из эксперимента или эмпирическими методами.

Оптимизация граничных параметров ОФП, например, определение абсолютных проницаемостей и ОФП по измеренным при эксплуатации месторождения дебитам скважин, забойным давлениям и обводненности с помощью оптимизации связанной водонасыщенности S_w , остаточной нефтенасыщенности $1 - S^*$, абсолютной проницаемости K , а также параметров крутизны кривых ОФП рассмотрено С. В. Степановым [29]. Кривая ОФП по нефти нормирована на единицу, по воде график оканчивается точкой $(S^*; f_w^*)$ (при экстраполяции приходит в точку $(1;1)$). Автором также предложен метод определения поля абсолютной проницаемости пласта [30] и упомянуто, что «при достаточно достоверных полях обводненности и/или насыщенности получить поле проницаемости и параметры ОФП (для транзитных ячеек) можно из решения задачи, аналогичной рассмотренной для скважинных ячеек» (под «скважинными» понимаются ячейки сетки модели пласта, содержащие источник (нагнетательную скважину) или сток (добывающую скважину), под «транзитными» — прочие).

Оптимизация других параметров ОФП используется в методе С. А. Кундина — И. Ф. Куранова [34] определения кривых для всей области водонасыщенности по значениям ОФП, найденным по уравнению Дюпюи на разных скважинах в разные моменты времени путем минимизации зависимости их взаимной невязки от параметров крутизны графиков ОФП.

Новым направлением при расчете ОФП может стать оптимизация параметров амплитуды и положения максимума потерь давления из-за межфазного взаимодействия [45].

Расчет ОФП с помощью эмпирического подхода

Использование обобщенных результатов экспериментов на керне предполагается в эмпирических зависимостях Чень-Чжунь-Сян для оценочных расчетов ОФП (см. книгу К. С. Басниева [2], статью А. А. Горинова [3]). Корреляционная модель G. L. Chierici имеет по два параметра для ОФП нефти и воды [60], корреляционная модель F. Lomeland "LET" — по три [80]. Эмпирические степенные зависимости по данным Шлюмберже (1989 г.) упомянуты в книге Л. М. Дорогиницкой [14]. В ней также приводятся эмпирические степенные формулы, рекомендованные Национальным Нефтяным Советом США, и для них дается ссылка на [35]. О. С. Сотников использовал подобные формулы в диссертации [27, 28], предложив эмпирические зависимости как функции проницаемости, пористости и вязкости нефти для определяющих параметров. Формулы М. М. Элланского можно найти в [48]. Полуэмпирическую методику В. Д. Лысенко излагает в [18].

Расчет ОФП эмпирическими методами имеет низкую вычислительную стоимость. Его применение может быть ограничено по точности ввиду существенной сложности структуры горных пород и недостаточного объема известных экспериментальных данных, а также вследствие того, что эмпирические формулы, примененные для данного образца, не учитывают его индивидуальные особенности и дают результаты, отнесенные к использованной выборке кернов.

Выводы

1. Скорость фильтрации углеводорода, необходимая для прогнозных и эксплуатационных расчетов дебитов добывающих скважин нефтегазовых месторождений, пропорциональна относительной фазовой проницаемости породы. Поэтому построение ОФП — актуальная задача, для решения которой учеными разных стран разработано множество методик: экспериментальных, расчетно-экспериментальных, эмпирических, а также основанных на решении обратных задач и использовании промысловых данных.
2. Единая аналитическая теория для расчета ОФП, с достаточной точностью описывающая известные экспериментальные данные, в настоящее время не разработана.
3. Подходы к построению ОФП начали формироваться в середине прошлого века с приближенных аналитических моделей фильтрации через идеальный и фиктивный грунт [17], получили развитие в численных сетевых моделях с априорно заданной геометрией [51, 55, 67, 75]. Последующие разработки привели к возможности сканирования трёхмерной структуры пор образца с решением в ней трёхмерной задачи течения [5, 6, 31, 65, 72, 93], либо преобразованием её к виду сети-графа из идеализированных геометрически узлов и ветвей и решением систем одномерных уравнений течения [45, 52, 65, 107 и др.]. Также разрабатывается термодинамическая (статистическая) сетевая модель фильтрации двух несмешивающихся жидкостей [103, 104].

4. Есть случаи, когда методики, разработанные для построения ОФП образцов определенных литотипов, не дают столь же точных результатов на образцах другой породы [14, 11, 59].
5. Учет в физико-математических моделях все большего количества эффектов и повышение детализации описания порового пространства требуют использования больших вычислительных мощностей, использования развитых технологий эксперимента [51, 55, 62]. Однако существуют и направления исследований по упрощению модели поровой сети ОФП за счет использования гипотезы квазиодномерности [47] течения внутри образца породы и усреднения по живому сечению [42, 43] параметров фильтрационного потока флюидов. Взаимодействие между движущимися жидкостями в таком случае может быть учтено в виде дополнительного вклада — «межфазных» гидравлических потерь в обобщенном уравнении Бернулли [26, 44, 45, 46], или капиллярного давления на менисках в одномерном уравнении Навье — Стокса с использованием функции поверхностной силы [10, 31].

Перспективные направления дальнейших исследований

«Под квазиодномерными течениями понимаются потоки, характеристики которых в основном зависят от одной координаты и слабее от остальных» [47]. В цилиндрический образец керна при исследовании функций ОФП стационарным методом [25] жидкость втекает с одного торца и вытекает через другой, стенки не проницаемы. Таким образом, внутри образца течение квазиодномерно, и можно усреднить по живому сечению параметры фильтрационного потока флюидов, т. е. применить основной метод гидравлики [42, 43] на масштабе керна. Такой подход подразумевает использование обобщенных одномерных уравнений Бернулли вместо трехмерной системы уравнений Навье — Стокса с членами учета межфазных границ (типа Volume of Fluid [31, 72, 93]) либо метода функционала плотности [5, 6], однако требует введения нового слагаемого — потерь давления, обусловленных взаимодействием между движущимися флюидами и породой.

Поровое пространство модели состоит из групп капилляров, связанных перемычками в группе — «кластеров». По гипотезе, центральный «большой» капилляр содержит капельный поток нефти и воды, до 12 «малых» периферийных — воду. Среднерасходные диаметры капилляров рассчитываются по гистограмме распределения размеров пор. ОФП в точках связанной водонасыщенности S_* и водонасыщенности в точке остаточной нефтенасыщенности $S^* = 1 - S_{or}$ известны из эксперимента. При S_* находится коэффициент K_p , показывающий, во сколько раз потери при течении одной нефти в керне больше расчетных из-за наличия в каналах не цилиндрической формы развитой шероховатости, местных потерь, неопределенностей задания диаметров каналов, заполнения каналов остаточными флюидами. При S^* , соответствующей течению одной воды, находится аналогичный коэффициент K_w . В остальных точках изменения водона-

сыщенности решается гидравлическая задача с применением системы обобщенных уравнений Бернулли [26, 11, 44, 45, 46]. Потери давления на участках «больших» капилляров $|\Delta P|_B(S) = (\Delta P_{трW} + \Delta P_{местW}) + (\Delta P_{трP} + \Delta P_{местP}) + \Delta P_{МФ}(S)$, где $(\Delta P_{трW} + \Delta P_{местW}) = K_W \cdot \Delta P_{трW}$, $(\Delta P_{трP} + \Delta P_{местP}) = K_P \cdot \Delta P_{трP}$ — сумма потерь давления при трении и местных соответственно для воды и нефти, $\Delta P_{МФ}(S)$ — потери давления вследствие межфазного взаимодействия — эффектов Жамена и др. Потери на участках «малых» капилляров при течении воды $|\Delta P|_M(S) = (\Delta P_{трM} + \Delta P_{местM}) = K_W \cdot \Delta P_{трM}$ обусловлены трением и местными составляющими [46].

Зависимость межфазных потерь от водонасыщенности $\Delta P_{МФ} = \Delta P_{МФ}(S, AKC, DSW)$, а также водонасыщенности от функции Баклея — Леверетта (отношения расхода воды к суммарному расходу жидкости) $S = S(f_{БЛ}, y_H, fr)$ содержат безразмерные параметры: AKC, DSW — амплитуда и водонасыщенность, соответствующие положению максимума $\Delta P_{МФ}$; y_H, fr — высота средней части графика $S(f_{БЛ})$ и занимаемая ею доля от всего графика. В настоящее время данные параметры выражены через безразмерные комплексы: капиллярное число Ca в точке S_* , $KSS = K_0/(m \cdot D^2)$, где K_0 — абсолютная проницаемость, m — пористость, D — диаметр «большого» капилляра.

Расчет ОФП во внутренних точках i изменения S предполагает известными из экспериментов величины $K_0, m, \mu_P, \mu_W, Ca, Q_{P0}, Q_{W0}, S^*, S_*, f_{P*}, f_{W*}, d, D, F_K$, где μ_P, μ_W — вязкости нефти и воды; f_{P*}, f_{W*} — ОФП образца керна по нефти и воде при фильтрации одной фазы в S_*, S^* ; Q_{P0}, Q_{W0} — расходы нефти и воды в S_*, S^* ; d — диаметр «малых» капилляров и перемычек; F_K — площадь сечения керна.

Решение упомянутой системы уравнений Бернулли с применением замыкающих эмпирических соотношений $\Delta P_{МФ}(S, AKC, DSW), S(f_{БЛ}, y_H, fr)$ дает значения $|\Delta P|_B(f_{БЛ}(i)), S(i)$, по которым на основании закона Дарси рассчитываются ОФП по нефти и воде:

$$f_{P,W}(i) = \frac{Q_{P,W}(i)\mu_{P,W}L}{|\Delta P|_B(i)F_K f_{P*}}. \quad (4)$$

Таким образом, к перспективным направлениям в краткосрочной и среднесрочной перспективе может быть отнесен расчетно-экспериментальный метод определения ОФП в масштабе керна, характеризующийся следующими особенностями:

1. Построение геометрической кластерной сетевой модели производится с использованием кривых капиллярного давления. Сетевая модель кластеров формируется из варьируемых по длине в пределах известных средних значений участков больших и малых каналов, а также перемычек.
2. Ввиду большой относительной длины поровых каналов ($L/d \gg 100$) целесообразно применять уравнения гидродинамики для осредненных по сечению канала параметров, т. е. применять квазиодномерное приближение.

3. Используется принцип суммирования гидравлических потерь трения, местных потерь и потерь от межфазного взаимодействия при течении флюидов в «больших» поровых каналах.
4. Коэффициенты местных сопротивлений определяются экспериментально для воды в точке водонасыщенности $S = S^*$ при остаточной нефтенасыщенности $S^* = 1 - S_{or}$, а при фильтрации нефти — в точке связанной водонасыщенности S_* .

Заключение

1. Представлена новая классификация методов определения относительных фазовых проницаемостей. Выделено четыре основные группы методов — экспериментальные, расчетно-экспериментальные, основанные на решении обратных задач с использованием промысловых данных, эмпирические.
2. Проведен аналитический обзор методов определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде. Установлено, что основные опубликованные методы соответствуют новой классификации.
3. В общем множестве существующих подходов показано место нового расчетно-экспериментального метода, основанного на построении кластерной геометрической модели ядра с использованием кривых капиллярного давления, формировании сетевой поровой структуры, модели потерь из-за межфазного взаимодействия и квазиодномерной модели течения в сети поровых каналов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Актуальные вопросы петрофизики сложно построенных коллекторов / Л. М. Дорогиницкая, Б. Н. Еникеев, В. А. Ефимов, Г. Д. Исаев, К. А. Костеневич, А. В. Мальшаков, И. Б. Ратников, В. В. Семенов, К. И. Сокова, И. В. Федорцов, И. Г. Шнурман. Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. 306 с.
2. Басниев К. С. Подземная гидромеханика: учебник для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 416 с.
3. Горинев А. А. Построение разрывных решений уравнения Баклея-Левретта в Maple / А. А. Горинев // XII Всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014. Москва, 16-19 июня 2014 г. М.: ИПУ РАН, 2014. С. 1536-1540.
4. Губайдуллин А. А. Обобщение подхода Козени к определению проницаемости модельных пористых сред из твердых шаровых сегментов / А. А. Губайдуллин, Д. Е. Игошин, Н. А. Хромова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2016. Том 2. № 2. С. 105-120. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-105-120
5. Демьянов А. Ю. Применение метода функционала плотности для численного моделирования течений многокомпонентных многофазных смесей / А. Ю. Демьянов, О. Ю. Динариев // Журнал прикладной механики и технической физики (ПМТФ). 2004. Том 45. № 5. С. 68-78.

6. Демьянов А. Ю. Основы метода функционала плотности в гидродинамике / А. Ю. Демьянов, О. Ю. Динариев, Н. В. Евсеев. М.: Физматлит, 2009. 312 с.
7. Жижимонтов И. Н. Метод расчета коэффициентов пористости и проницаемости горной породы на основе кривых капиллярного давления / И. Н. Жижимонтов, А. В. Мальшаков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2016. Том 2. № 1. С. 72-81.
8. Игошин Д. Е. Численные и аналитические оценки проницаемости пористой среды, образованной каналами, имеющими вращательную симметрию / Д. Е. Игошин, А. Ю. Максимов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2015. Том 1. № 3. С. 112-121.
9. Игошин Д. Е. Численное исследование зависимости проницаемости от пористости среды, образованной каналами регулярной структуры / Д. Е. Игошин, Р. С. Сабуров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2015. Том 1. № 1. С. 84-90.
10. Исследование динамических фазовых проницаемостей на основе численного моделирования двухфазного течения в поровых каналах / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Г. С. Бембель, А. В. Шаталов // Материалы XI Всероссийского съезда по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. Казань, 2015. С. 3600-3601.
11. Итоговый отчет по теме «Численное исследование процесса вытеснения в масштабах зерна для получения согласованных кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей» / А. Б. Шабаров, Н. В. Саранчин, Н. Ф. Чистякова, А. В. Ширшова, Л. А. Пульдас, А. А. Ступников, И. М. Ветров, А. В. Шаталов, Г. С. Бембель, А. А. Вакулин, С. Е. Варюхин, С. В. Бердюгин, Д. Н. Медведев, Д. А. Молчанов, В. В. Воробьев // ТюмГУ, 2011. 167 с. Рамочный договор ТННЦ-ТюмГУот 16.06.2011 г.
12. Кадет В. В. Современные вероятностные подходы при решении задач микро- и макроуровня в нефтегазовой отрасли / В. В. Кадет, Я. И. Хургин. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. 240 с.
13. Кадет В. В. Методы теории перколяции в подземной гидромеханике / В. В. Кадет. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 96 с.
14. Количественная оценка добычных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л. М. Дорогиницкая, Т. Н. Дергачёва, А. Р. Анашкин, А. И. Кольванов, С. В. Кушнарев, Л. Д. Худякова, Е. А. Романов, Н. А. Голиков, С. Н. Мелкозерова. Томск: STT, 2007. 278 с. С. 163.
15. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз; под ред. Г. И. Баренблатта, пер. с англ. Р. Л. Салганика. М.: МИР, 1964. 351 с.
16. Куперштох А. Л. Трехмерное моделирование двухфазных систем типа жидкость-пар методом решеточных уравнений Больцмана на GPU / А. Л. Куперштох // Вычислительные методы и программирование. 2012. Том 13. С. 130-138.
17. Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л. С. Лейбензон. М.-Л.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1947. 244 с.
18. Лысенко В. Д. О фазовых проницаемостях / В. Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. 2004. № 12. С. 4-9.

19. Мальшаков А. В. Проницаемость и перколяционные свойства порового пространства осадочных горных пород / А. В. Мальшаков, В. А. Ефимов // Инженерно-физический журнал. 1991. Т. 61. № 4. С. 635-640.
20. Марков П. В. Использование моделей микроструктуры пористой среды при расчете фильтрационных характеристик для гидродинамических моделей / П. В. Марков, С. П. Родионов // Нефтепромысловое дело. 2015. № 11. С. 64-75.
21. Марков П. В. Метод стохастической генерации моделей поровых сетей по распределениям их параметров / П. В. Марков, С. П. Родионов // Вестник кибернетики. 2016. № 3 (23). С. 18-15.
22. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет; пер. с англ. М. А. Геймана. Москва-Ленинград: Гостоптехиздат, 1953. 607 с.: ил.
23. Механизм вытеснения маловязкой нефти из микронеоднородной пористой среды полимерными растворами / А. Шандрыгин, В. Шелепов, Р. Рамазанов, Н. Андрианов, Д. Клемин, А. Надеев, С. Сафонов, И. Якимчук // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE: материалы междунар. конф., Москва, Россия, 24-26 октября 2016. Москва, 2016. SPE-182037-RU.
24. Овчаров В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов / В. В. Овчаров // Вестник кибернетики. 2014. № 1 (13). С. 10-16.
25. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
26. Расчетный метод получения ОФП на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов / А. Е. Алтунин, С. В. Соколов, С. В. Степанов, Н. А. Черемисин, А. Б. Шабаров // Нефтепромысловое дело. 2013. № 8. С. 40-46.
27. Сотников О. С. Совершенствование методов определения относительных фазовых проницаемостей и их применения при гидродинамическом моделировании разработки нефтяных месторождений: автореф. дисс. ... канд. техн. наук / О. С. Сотников. Бугульма, 2009. 28 с.
28. Сотников О. С. Совершенствование методов определения относительных фазовых проницаемостей и их применения при гидродинамическом моделировании разработки нефтяных месторождений: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / О. С. Сотников. Бугульма, 2009. 155 с.
29. Степанов С. В. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 112-114.
30. Степанов С. В. Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дисс. ... докт. техн. наук: 05.13.18 / С. В. Степанов. Тюмень, 2016. 264 с.
31. Степанов С. В. Вычислительная технология для определения функции межфазного взаимодействия на основе моделирования течения в капиллярном кластере / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Г. С. Бембель // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2016. Том 2. № 1. С. 63-71. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71

32. Тарасевич Ю. Ю. Перколяция: теория, приложения, алгоритмы: уч. пособие / Ю. Ю. Тарасевич. М.: Едиториал УРСС, 2002. 112 с.
33. Тиаб Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Э. Ч. Доналдсон; пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. 868с.
34. Тимошенко А. А. Определение относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации жидкостей по промышленным данным / А. А. Тимошенко // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: сб. науч. тр. Тюмень: Печатный дом «ЦЕССИЯ», 2008. С. 145-154.
35. Уолкот Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкот. М.: Юкос, 2001.
36. Устройство для определения фазовых проницаемостей: патент 158561 Российская Федерация: МПК G01N 15/08, E21B 47/00 / В. В. Воробьев. № 2015111395/15; заявл. 30.03.2015; опубл. 10.01.2016, Бюл. № 1.
37. Устройство для определения фазовых проницаемостей: патент 166252 Российская Федерация: МПК G01N 15/08 / А. Б. Шабаров, В. В. Воробьев. № 2016118428/28; заявл. 11.05.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.
38. Устройство для определения фазовых проницаемостей: патент 2572476 Российская Федерация: МПК E21B 49/00 / В. В. Воробьев, Б. В. Григорьев. № 2014122094/03; заявл. 30.05.2014; опубл. 10.12.2015, Бюл. № 34.
39. Устройство для смешения жидких фаз: патент 159112 Российская Федерация: МПК B01F 5/06, B01F 13/00 / В. В. Воробьев, Б. В. Григорьев. № 2015128327/05; заявл. 13.07.2015; опубл. 27.01.2016, Бюл. № 3.
40. Фатихов С. З. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей / С. З. Фатихов // Нефтегазовое дело: электрон. научн. журнал. 2012. № 1. URL: <http://www.ogbus.ru>. (дата обращения: 07.07.17).
41. Фатихов С. З. Ремасштабирование сеточных моделей нефтяных месторождений с учетом микронеоднородности пористой среды: дисс. ... канд. физ.-мат. наук: 01.02.05 / С. З. Фатихов. Тюмень, 2012. 95 с.
42. Чугаев Р. Р. Гидравлика: учебник для вузов / Р. Р. Чугаев. 4-е изд., доп. и перераб. Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1982. 672 с.; ил.
43. Шабаров А. Б. Гидрогазодинамика: учеб. пособие / А. Б. Шабаров. 2-е изд., перераб. Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2013. 460 с. С. 156.
44. Шабаров А. Б. Геометрическая модель порового пространства для расчета фильтрации нефти и воды / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // IX школа-семинар молодых ученых Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии: сборник статей. Тюмень: Изд-во Тюменского государственного ун-та, 2016. С. 25-36.
45. Шабаров А. Б. Потери давления при течении водонефтяной смеси в поровых каналах / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2016. Том 2. № 2. С. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72
46. Шабаров А. Б. Кластерная модель расчета относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Молодежь. Наука. Технологии: материалы всерос. науч. конф. студентов и

- молодых ученых: в 4 ч.; под ред. Е. Г. Гуровой, С. В. Макарова. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. С. 74-79.
47. Швидлер М. И. Статистическая гидродинамика пористых сред / М. И. Швидлер. М.: Недра, 1985. 288 с.
 48. Элланский М. М. Единая теоретическая модель проницаемости продуктивных отложений с межгранулярным типом пустот / М. М. Элланский // Геофизика. 2001. № 6. С. 1-14. URL: <http://mmell.narod.ru/Index.htm> (дата обращения: 06.07.17).
 49. Эфрос Д. А. Исследования фильтрации неоднородных систем / Д. А. Эфрос. Л.: Гостехиздат, 1963. 351 с.
 50. Akanji L. T. Finite Element-Based Characterization of Pore-Scale Geometry and Its Impact on Fluid Flow / L. T. Akanji, S. K. Matthai // Transport in Porous Media. 2010. Vol. 81. Iss. 2. Pp. 241-259. DOI: 10.1007/s11242-009-9400-7
 51. Al-Gharbi M. S. Dynamic Pore-Scale Modelling of Two-Phase Flow: The Thesis for PhD Degree / M. S. Al-Gharbi. Imperial College of the University of London. London, June 2004. 154 p.
 52. Al-Kharusi A. S. Network Extraction from Sandstone and Carbonate Pore Space Images / A. S. Al-Kharusi, M. J. Blunt // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007. Vol. 56. Pp. 219-231. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.09.003
 53. Allen M. P. Computer Simulation of Liquids / M. P. Allen, D. J. Tildesley // Oxford Science Publications. 1987. 400 p.
 54. Avraam D. G. Generalized Relative Permeability Coefficients during Steady-State Two-Phase Flow in Porous Media, and Correlation with the Flow Mechanisms / D. G. Avraam, A. C. Payatakes // Transport in Porous Media. 1995. Vol. 20. Iss. 1. Pp. 135-168. DOI: 10.1007/BF00616928
 55. Blunt M. J. Simulation and Theory of Two-Phase Flow in Porous Media / M. J. Blunt, M. J. King, H. Scher // Physical Review A. 1992. Vol. 46. Iss. 12. Pp. 7680-7699.
 56. Brooks R. H. Hydraulic Properties of Porous Media / R. H. Brooks, A. T. Corey // Hydrology Papers. No 3. Fort Collins, Colorado: Colorado State U, 1964. 37 p.
 57. Buckley S. E. Mechanism of Fluid Displacement in Sands / S. E. Buckley, M. C. Leverett // Trans. AIME. 1942. Vol. 146. Iss. 01. Pp. 107-116.
 58. Burdine N. T. Pore Size Distribution of Petroleum Reservoir Rocks / N. T. Burdine, L. S. Gournay, P. P. Reichertz // Journal of Petroleum Technology. 1950. Vol. 2. Iss. 7. Pp. 195-204. DOI: 10.2118/950195-G
 59. Burdine N. T. Relative Permeability Calculations From Pore Size Distribution Data / N. T. Burdine // Journal of Petroleum Technology. 1953. Vol. 5. Iss. 03. Pp. 71-78.
 60. Chierici G. L. Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities / G. L. Chierici // Society of Petroleum Engineers Journal. 1984. Vol. 24. Iss. 3. Pp. 275-276.
 61. Corey A. T. The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities / A. T. Corey // Producers Monthly. 1954. November. Pp. 38-41.
 62. Detailed Physics, Predictive Capabilities and Macroscopic Consequences for Pore-Network Models of Multiphase Flow / M. J. Blunt, M. D. Jackson, M. Piri, P. H. Valvatne // Advances in Water Resources. 2002. Vol. 25. Iss. 8. Pp. 1069-1089.
 63. Dias M. M. Network Models for Two-Phase Flow in Porous Media. Part 1. Immiscible Microdisplacement of Non-Wetting Fluids / M. M. Dias, A. C. Payatakes // J. Fluid Mech. 1986. Vol. 164. Pp. 305-336. DOI: 10.1017/S0022112086002574

64. Dias M. M. Network Models for Two-Phase Flow in Porous Media. Part 2. Motion of Oil Ganglia / M. M. Dias, A. C. Payatakes // *J. Fluid Mech.* 1986. Vol. 164. Pp. 337-358.
65. Dong H. Micro-CT Imaging and Pore Network Extraction: The Thesis for PhD Degree / H. Dong. Imperial College of London. London, 2007. 213 p.
66. Fatt I. Relative Permeability Studies / I. Fatt, H. Dykstra // *Journal of Petroleum Technology.* 1951. Vol. 3. Iss. 09. Pp. 249-256. DOI: 10.2118/951249-G
67. Fatt I. The Network Model of Porous Media, II. Dynamic Properties of a Single Size Tube Network / I. Fatt // *Trans AIME.* 1956. Vol. 207. Pp. 160-181.
68. Finite-Difference Approximation for Fluid-Flow Simulation and Calculation of Permeability in Porous Media / V. Shabro, C. Torres-Verdín, F. Javadpour, K. Sepehrnoori // *Transport in Porous Media.* 2012. Vol. 94. Iss. 3. Pp. 775-793.
69. Gates J. I. Relative Permeabilities of California Cores by the Capillary — Pressure Method / J. I. Gates, W. T. Lietz // *Drilling and Production Practice Conference*, 1 Jan. 1950: Proceedings. New York, 1950. Pp. 285-302. API-50-285.
70. Guibert R. A Comparison of Various Methods for the Numerical Evaluation of Porous Media Permeability Tensors from Pore-Scale Geometry / R. Guibert, P. Horgue, G. Debenest, M. Quintard // *Mathematical Geosciences.* 2016. Vol. 48. Iss. 3. Pp. 329-347.
71. Gunstensen A. K. Lattice-Boltzmann Studies of Immiscible Two-Phase Flow through Porous Media / A. K. Gunstensen, D. H. Rothman // *J. Geophys. Res.* 1993. Vol. 98. Iss. B4. Pp. 6431–6441. DOI: 10.1029/92JB02660
72. Hirt C. W. Volume of Fluid (VOF) Method for the Dynamics of Free Boundaries / C. W. Hirt, B. D. Nichols // *J. Comput. Phys.* 1981. Vol. 39. Pp. 201-225.
73. Honarpour M. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs / M. Honarpour, L. Koederitz, A. H. Harvey. Boca Raton, Florida: CRC Press, Inc, 1986. 143 p.
74. Huet C. C. A Modified Purcell/Burdine Model for Estimating Absolute Permeability From Mercury-Injection Capillary Pressure Data / C. C. Huet, J. A. Rushing, K. E. Newsham, T. A. Blasingame // *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 21-23 Nov. 2005: Conference proceedings. 12 p. IPTC 10994.
75. Jerauld G. R. The Effect of Pore-Structure on Hysteresis in Relative Permeability and Capillary Pressure — Pore-Level Modeling / G. R. Jerauld, S. J. Salter // *Transport in Porous Media.* 1990. Vol. 5. Iss. 2. Pp. 103-151. DOI: 10.1007/BF00144600
76. Joekar-Niasar V. Analysis of Fundamentals of Two-Phase Flow in Porous Media Using Dynamic Pore-Network Models: A Review / V. Joekar-Niasar, S. M. Hassanizadeh // *J. Crit. Rev Environ. Sci. Technol.* 2012. Vol. 42. Iss. 18. Pp. 1895-1976.
77. Joekar-Niasar V. Uniqueness of Specific Interfacial Area–Capillary Pressure–Saturation Relationship Under Non-Equilibrium Conditions in Two-Phase Porous Media Flow / V. Joekar-Niasar, S. M. Hassanizadeh // *Transport in Porous Media.* 2012. Vol. 94. Iss. 2. Pp. 465-486. DOI: 10.1007/s11242-012-9958-3
78. Joekar-Niasar V. Pore-Scale Modeling of Multiphase Flow and Transport: Achievements and Perspectives / V. Joekar-Niasar, R. van Dijke, S. M. Hassanizadeh // *Transport in Porous Media.* 2012. Vol. 94. Iss. 2. Pp. 461-464.
79. Johnson E. F. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments / E. F. Johnson, D. P. Bossler, V. O. Naumann // *Trans. AIME.* 1959. № 216. Pp. 370.
80. Lomeland F. A New Versatile Relative Permeability Correlation / F. Lomeland, E. Ebeltoft, H. T. Wibeke // *International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada, 21-25 August 2005: Proceedings.* Toronto, 2005. SCA2005-32.

81. Meakin P. Modeling and Simulation of Pore-Scale Multiphase Fluid Flow and Reactive Transport in Fractured and Porous Media / P. Meakin, A. M. Tartakovsky // *Reviews of Geophysics*. 2009. Vol. 47. Iss. 3. 47 p. RG3002.
82. Markov P. V. The Relative Permeability Regions Assignment on the Basis of Pore Network Models Parameters Distributions / P. V. Markov // Saint Petersburg 2016 International Conference & Exhibition, 11-14 April 2016. Saint Petersburg, Russia.
83. Markov P. V. Rock Typing on the Basis of Pore-scale Models and Complex Well Log Interpretation Parameters / P. V. Markov, S. P. Rodionov // International Conference & Exhibition “Tyumen 2017”, EAGE, 11-14 April 2017. Tyumen, Russia.
84. O’Meara D. J. Multiphase Relative Permeability Measurements Using an Automated Centrifuge / D. J. O’Meara, W. O. Lease // SPE Conference Paper. 1983. 12 p. 12128-MS.
85. Oostrom M. Pore-Scale and Continuum Simulations of Solute Transport Micromodel Benchmark Experiments / M. Oostrom, Y. Mehmani, P. Romero-Gomez, Y. Tang, H. Liu, H. Yoon, Q. Kang, V. Joekar-Niasar, M. T. Balhoff, T. Dewers, G. D. Tartakovsky, E. A. Leist, N. J. Hess, W. A. Perkins, C. L. Rakowski, M. C. Richmond, J. A. Serkowski, C. J. Werth, A. J. Valocchi, T. W. Wietsma, C. Zhang // *Computational Geosciences*. 2016. Vol. 20. Iss. 4. Pp. 857-879.
86. Øren P. E. Extending Predictive Capabilities to Network Models / P. E. Øren, S. Bakke, O. J. Avtzen // *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1998. Vol. 3. Iss. 04. Pp. 324–336.
87. Osher S. Level Set Methods and Dynamic Implicit Surfaces / S. Osher, R. Fedkiw. New York: Springer-Verlag, 2002. 288 p.
88. Pan C. Lattice-Boltzmann Simulation of Two-Phase Flow in Porous Media / C. Pan, M. Hilpert, C. T. Miller // *Water Resources Research*. 2004. Vol. 40. Iss. 1. 14 p. W01501.
89. Payatakes A. C. Immiscible Microdisplacement and Ganglion Dynamics in Porous Media / A. C. Payatakes, M. M. Dias // *Reviews in Chemical Engineering*. 1984. Vol. 2. Iss. 2. Pp. 85-174. DOI: 10.1515/REVCE.1984.2.2.85
90. Piri M. Pore-Scale Modeling of Three-Phase Flow: The Thesis for PhD Degree / M. Piri. Imperial College of the University of London. London, December 2003. 186 p.
91. Prodanovic M. A Level Set Method for Determining Critical Curvatures for Drainage and Imbibition / M. Prodanovic, S. L. Bryant // *J. Colloid Interface Sci*. 2006. Vol. 304. Pp. 442-458. DOI: 10.1016/j.jcis.2006.08.048
92. Purcell W. R. Capillary Pressures — Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom / W. R. Purcell // *Journal of Petroleum Technology*. 1949. Vol. 1. Iss. 2. Pp. 39-48. DOI: 10.2118/949039-G
93. Raeini A. Q. Numerical Modelling of Sub-pore Scale Events in Two-Phase Flow Through Porous Media / A. Q. Raeini, B. Bijeljic, M. J. Blunt // *Transport in Porous Media*. 2014. Vol. 101. Iss. 2. Pp. 191-213. DOI: 10.1007/s11242-013-0239-6
94. *Reservoir Engineering. Manual*. Edinburgh: Heriot-Watt Institute of Petroleum Engineering, 2010. 925 p.
95. Ryazanov A. V. Pore-Scale Network Modelling of Residual Oil Saturation in Mixed-Wet Systems: The Thesis for PhD Degree / A. V. Ryazanov. Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering. Edinburgh, 2012. 173 p.
96. Sahimi M. *Flow and Transport in Porous Media and fractured Rock. From Classical Methods to Modern Approaches* / M. Sahimi. 2nd Edition. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2011. 719 p. DOI: 10.1002/9783527636693

97. Shandrygin A. N. Digital Core Analysis for Flow Process Evaluation Is Myth or Reality? / A. N. Shandrygin // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2014, Moscow, Russia, 14-16 Oct. 2014: Proceedings. Moscow, 2014. 171216-MS.
98. Steady-State Two-Phase Flow through Planar and Nonplanar Model Porous Media / D. G. Avraam, G. B. Kolonis, T. C. Roumeliotis, G. N. Constantinides, A. C. Payatakes // Transport in Porous Media. 1994. Vol. 16. Iss. 1. Pp. 75-101.
DOI: 10.1007/BF01059777
99. Study of Multi-Phase Flow in Porous Media: Comparison of SPH Simulations with Micro-Model Experiments / P. Kunz, I. M. Zarikos, N. K. Karadimitriou, M. Huber, U. Nieken, S. M. Hassanzadeh // Transport in Porous Media. 2016. Vol. 114. Iss. 2. Pp. 581-600. DOI: 10.1007/s11242-015-0599-1
100. Stukan M. R. Molecular Dynamics Simulation of Spontaneous Imbibition in Nanopores and Recovery of Asphaltenic Crude Oils Using Surfactants for EOR Applications / M. R. Stukan, P. Ligneul, E. S. Boek // Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP Energies nouvelles. 2012. Vol. 67. Iss. 5. Pp. 737-742.
101. Tartakovsky A. M. Pore Scale Modeling of Immiscible and Miscible Fluid Flows Using Smoothed Particle Hydrodynamics / A. M. Tartakovsky, P. Meakin // Advances in Water Resources. 2006. Vol. 29. Iss. 10. Pp. 1464-1478.
DOI: 10.1016/j.advwatres.2005.11.014
102. Thomeer J. H. Air Permeability as a Function of Three Pore-Network Parameters / J. H. Thomeer // Journal of Petroleum Technology. 1983. Vol. 35. Iss. 4. Pp. 809-814.
DOI: 10.2118/10922-PA
103. Valavanides M. S. True-to-Mechanism Model of Steady-State Two-Phase Flow in Porous Media, using Decomposition into Prototype Flows / M. S. Valavanides, A. C. Payatakes // Advances in Water Resources. 2001. Vol. 24. Iss. 3-4. Pp. 385-407.
DOI: 10.1016/S0309-1708(00)00063-4
104. Valavanides M. S. Steady-State Two-Phase Flow in Porous Media: Review of Progress in the Development of the DeProF Theory Bridging Pore to Statistical Thermodynamics Scales / M. S. Valavanides // Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP Energies nouvelles. 2012. Vol. 67. Iss. 5. Pp. 787-804.
105. Welge H. J. Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive / H. J. Welge // Trans AIME. 1952. Vol. 195. Pp. 91-98. DOI: 10.2118/124-G
106. Wilkinson D. Invasion Percolation: A New form of Percolation Theory / D. Wilkinson, J. F. Willemsen // Journal of Physics A: Mathematical and General. 1983. Vol. 16. Iss. 14. Pp. 3365-3376. DOI: 10.1088/0305-4470/16/14/028
107. Xiong Q. Review of Pore Network Modelling of Porous Media: Experimental Characterisations, Network Constructions and Applications to Reactive Transport / Q. Xiong, T. G. Baychev, A. P. Jivkov // Journal of Contaminant Hydrology. 2016. Vol. 192. Pp. 101-117. DOI: 10.1016/j.jconhyd.2016.07.002

Alexander B. SHABAROV¹

Alexander V. SHATALOV²

Pavel V. MARKOV³

Natalya V. SHATALOVA⁴

RELATIVE PERMEABILITY CALCULATION METHODS IN MULTIPHASE FILTRATION PROBLEMS*

¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department
of Multiphase Systems Mechanics, University of Tyumen
kaf_mms@utmn.ru

² Postgraduate Student, Engineer, Department
of Multiphase Systems Mechanics, University of Tyumen
sashatl@yandex.ru

³ Deputy Director General, UNI-CONCORD (Tyumen);
Director General, "MicroModel" (Moscow)
markov.pv@mail.ru

⁴ Teaching Assistant, Department of Electric Power Industry,
Industrial University of Tyumen
natalyashatalova@yandex.ru

Abstract

Computer simulators in oilfield hydrodynamic modelling are used at the stage of engineering design and operation. Their operation requires the knowledge of invading and displacing fluid relative permeabilities, which determine filtration process and, consequently, well production in accordance with generalized Darcy's law.

This paper presents the relative permeability mathematical definition, the multiphase flow equation system, a literature review, devoted to native and foreign authors relative permeabilities calculation methods; a diagram of methods classification is included. The

* The study of existing model construction methods, based on three dimensional pore space images, was supported by RFBR grant no 16-29-15119.

Citation: Shabarov A. B., Shatalov A. V., Markov P. V., Shatalova N. V. 2018. "Relative Permeability Calculation Methods in Multiphase Filtration Problems". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 1, pp. 79-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109

diagram consists of four large groups: 1) experimental (core sample tests), 2) combined computational and experimental, 3) empirical, 4) field data and inverse problems solving based. Different ways of sample geometrical model construction, pore space topologies, calculation techniques of multiphase flows in this space structures are described. An analytical research of accuracy and computational cost of the relative permeability curves plotting methods has been performed. Advantages and disadvantages of different approaches are pointed out, potential of the combined computational and experimental method is showed.

Keywords

Relative permeability, water saturation, two-phase filtration, pore space, modeling, geometric model, pore network model, pore channels pressure losses, displacement.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109

REFERENCES

1. Doroginitskaya L. M., Enikeev B. N., Efimov V. A., Isaev G. D., Kostenevich K. A., Malshakov A. V., I. B. Ratnikov, Semenov V. V., Sokova K. I., Fedortsov I. V., Shnurman I. G. 2010. Aktual'nye voprosy petrofiziki slozhno postroennykh kollektorov [Actual Problems of Petrophysics of Complicated Collectors]. Krasnodar: Prosveshchenie-Yug.
2. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 1993. Podzemnaya gidromekhanika: uchebnyk dlya vuzov [Underground Hydromechanics: A Textbook for Universities]. Moscow: Nedra.
3. Gorinov A. A. 2014. "Postroenie razryvnykh resheniy uravneniya Bakleya-Leveretta v Maple" [Construction of Discontinuous Solutions of the Buckley-Leverett Equation in Maple]. XII Vserossiyskoe soveshchanie po problemam upravleniya [13th All-Russian Convention of the Management Problems] VSPU-2014 (Moscow, 16-19 June), pp. 1536-1540. Moscow: IPU RAN.
4. Gubaydullin A. A., Igoshin D. E., Khromova N. A. 2016. "Obobshchenie podkhoda Kozeny k opredeleniyu pronitsaemosti model'nykh poristykh sred iz tverdykh sharovykh segmentov" [The Generalization of the Kozeny Approach to Determining the Permeability of the Model Porous Media Made of Solid Spherical Segments]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 2, pp. 105-120. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-105-120
5. Demyanov A. Yu., Dinariev O. Yu. 2004. "Primenenie metoda funktsionala plotnosti dlya chislennogo modelirovaniya techeniy mnogokomponentnykh mnogofaznykh smesey" [Application of Density Functional Method for Numerical Simulation of Multicomponent Multiphase Mixture Flows]. Zhurnal prikladnoy mekhaniki i tekhnicheskoy fiziki (PMTF), vol. 45, no 5, pp. 68-78.
6. Demyanov A. Yu., Dinariev O. Yu., Evseev N. V. 2009. Osnovy metoda funktsionala plotnosti v gidrodinamike [Foundations of the Density Functional Method in Hydrodynamics]. Moscow: Fizmatlit.

7. Zhizhimontov I. N., Malshakov A. V. 2016. “Metod rascheta koeffitsientov poristosti i pronitsaemosti gornoy porody na osnove krivykh kapillyarnogo davleniya” [The Method of Determining the Coefficients of Porosity and Permeability of the Rock on the Basis of Capillary Pressure Curves]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 1, pp. 72-81.
8. Igoshin D. E., Maksimov A. Yu. 2015. “Chislennyye i analiticheskie otsenki pronitsaemosti poristoy sredy, obrazovannoy kanalami, imeyushchimi vrashchatel’nyuyu simmetriyu” [Numerical and Analytical Estimates of Permeability of Porous Medium Formed by Channels Having Rotational Symmetry]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 1, no 3, pp. 112-121.
9. Igoshin D. E., Saburov R. S. 2015. “Chislennoe issledovanie zavisimosti pronitsaemosti ot poristosti sredy, obrazovannoy kanalami regulyarnoy struktury” [Numerical Research of Permeability Dependence of Porosity in the Media Formed by Regular Structure Channels]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 1, no 1, pp. 84-90.
10. Stepanov S. V., Shabarov A. B., Bembel G. S., Shatalov A. V. 2015. “Issledovanie dinamicheskikh fazovykh pronitsaemostey na osnove chislennogo modelirovaniya dvukhfaznogo techeniya v porovykh kanalakh” [Investigation of Dynamic Phase Permeabilities On The Basis Of Numerical Modeling of Two-Phase Flow in Pore Channels]. Materialy XI Vserossiyskogo s’ezda po fundamental’nym problemam teoreticheskoy i prikladnoy mekhanik [Proceedings of the 11th All-Russian Convention on the Basic Problems of Theoretical and Applied Mechanics], pp. 3600-3601. Kazan.
11. Shabarov A. B., Saranchin N. V., Chistyakova N. F., Shirshova A. V., Puldas L. A., Stupnikov A. A., Vetrov I. M., Shatalov A. V., Bembel’G. S., Vakulin A. A., Varyukhin S. E., Berdyugin S. V., Medvedev D. N., Molchanov D. A., Vorobyov V. V. 2011. Itogovyy otchet po teme “Chislennoe issledovanie protsessa vytesneniya v masshtabakh kerna dlya polucheniya soglasovannykh krivykh kapillyarnogo davleniya i otnositel’nykh fazovykh pronitsaemostey” [Final report on the topic “Numerical Study of the Process of Displacement in the Core Scale to Obtain Consistent Curves of Capillary Pressure and Relative Permeability”]. University of Tyumen. Framework agreement TNNTs — University of Tyumen of 16 June 2011.
12. Kadet V. V., Khurgin Ya. I. 2006. Sovremennyye veroyatnostnyye podkhody pri reshenii zadach mikro- i makrourovnya v neftegazovoy otrasli [Modern Probabilistic Approaches to Solving Micro- and Macro-Level Problems in the Oil and Gas Industry]. Moscow; Izhevsk: Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika, Institut komp’yuternykh issledovaniy.
13. Kadet V. V. 2008. Metody teorii perkolyatsii v podzemnoy gidromekhanike [Methods of Percolation Theory in Underground Hydromechanics]. Moscow: TsentrLitNefteGaz.
14. Doroginitskaya L. M., Dergacheva T. N., Anashkin A. R., Kolyvanov A. I., Kushnarev S. V., Khudyakova L. D., Romanov E. A., Golikov N. A., Melkozerova S. N. 2007. Kolichestvennaya otsenka dobyvnykh kharakteristik kollektorov nefiti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS [Quantitative Estimation of Oil and Gas Reservoirs Production Characteristics on Petrophysical Data and GIS Materials], p. 163. Tomsk: STT.
15. Kollinz R. 1964. Teleniya zhidkostey cherez poristy materialy [Flows of Liquids through Porous Materials]. Edited by G. I. Barenblatt; translated from English by R. L. Salganik. Moscow: MIR.

16. Kupershtokh A. L. 2012. "Trekhnernoe modelirovanie dvukhfaznykh sistem tipa zhidkost'—par metodom reshetochnykh uravneniy Bol'tsmana na GPU" [Three-Dimensional Modeling of Two-Phase Systems of Liquid-Vapor Type by the Boltzmann Lattice Equations on the GPU]. *Vychislitel'nye metody i programmirovaniye*, vol. 13, pp. 130-138.
17. Leybenzon L. S. 1947. *Dvizhenie prirodnykh zhidkostey i gazov v poristoy srede* [The Motion of Natural Liquids and Gases in a Porous Medium]. Moscow-Leningrad: Gosudarstvennoe izdatel'stvo tekhniko-teoreticheskoy literatury.
18. Lysenko V. D. 2004. "O fazovykh pronitsaemostyakh" [On Phase Permeabilities]. *Neftepromyslovoe delo*, no 12, pp. 4-9.
19. Malshakov A. V., Efimov V. A. 1991. "Pronitsaemost' i perkolyatsionnye svoystva porovogo prostranstva osadochnykh gornykh porod" [Permeability and Percolation Properties of the Pore Space of Sedimentary Rocks]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*, vol. 61, no 4, pp. 635-640.
20. Markov P. V., Rodionov S. P. 2015. "Ispol'zovanie modeley mikrostruktury poristoy sredy pri raschete fil'tratsionnykh kharakteristik dlya gidrodinamicheskikh modeley" [Use of Models of the Microstructure of a Porous Medium in the Calculation of Filtration Characteristics for Hydrodynamic Models]. *Neftepromyslovoe delo*, no 11, pp. 64-75.
21. Markov P. V., Rodionov S. P. 2016. "Metod stokhasticheskoy generatsii modeley porovykh setey po raspredeleniyam ikh parametrov" [The Method of Stochastic Generation of Models of Pore Networks Based on the Distribution of Their Parameters]. *Vestnik kibernetiki*, no 3 (23), pp. 18-15.
22. Masket M. 1953. *Fizicheskie osnovy tekhnologii dobychi nefi* [Physical Foundations of Oil Production Technology]. Translated from English by M. A. Geyman. Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat.
23. Shandrygin A., Shelepov V., Ramazanov R., Andrianov N., Klemin D., Nadeev A., Safonov S., Yakimchuk I. 2016. "Mekhanizm vytesneniya malovyazkoy nefi iz mikroednorodnoy poristoy sredy polimernymi rastvorami" [The Mechanism of Displacement of Low-Viscosity Oil from a Microinhomogeneous Porous Medium by Polymer Solutions]. Proceedings of the International Conference "Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya i vystavka SPE" [Russian Oil and Gas Technical Conference and the SPE Exhibition] (Moscow, Russia, 24-26 October). Moscow. SPE-182037-RU.
24. Ovcharov V. V. 2014. "Obzor metodov rascheta i protsedur korrektyrovki krivykh otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey dlya gidrodinamicheskogo modelirovaniya zalezhey uglevodorodov" [Review of Calculation Methods and Procedures for Correcting the Relative Permeability Curves for Hydrodynamic Modeling of Hydrocarbon Deposits]. *Vestnik kibernetiki*, no 1 (13), pp. 10-16.
25. OST 39-235-89 *Neft'*. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy statsionarnoy fil'tratsii [Oil. Method for Determination of Phase Permeabilities in Laboratory Conditions for Joint Stationary Filtration].
26. Altunin A. E., Sokolov S. V., Stepanov S. V., Cheremisin N. A., Shabarov A. B. 2013. "Raschetnyy metod polucheniya OFP na osnove resheniya obobshchennykh uravneniy Bernulli dlya sistemy porovykh kanalov" [Calculation Method for Obtaining OFP Based on the Solution of the Generalized Bernoulli Equations for a Pore Channel System]. *Neftepromyslovoe delo*, no 8, pp. 40-46.

27. Sotnikov O. S. 2009. "Sovershenstvovanie metodov opredeleniya otositel'nykh fazovykh pronitsaemostey i ikh primeneniya pri gidrodinamicheskom modelirovanii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy" [Improvement of Methods for Determining the Relative Phase Permeabilities and Their Application in the Hydrodynamic Modeling of the Development of Oil Deposits]. Cand. Sci. (Tech.) diss. abstract. Bugulma.
28. Sotnikov O. S. 2009. "Sovershenstvovanie metodov opredeleniya otositel'nykh fazovykh pronitsaemostey i ikh primeneniya pri gidrodinamicheskom modelirovanii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy" [Improvement of Methods for Determining Relative Phase Permeabilities and Their Application in Hydrodynamic Modeling of Oilfield Development]. Cand. Sci. (Tech.) diss. Bugulma.
29. Stepanov S. V. 2006. "Ispol'zovanie dannykh razrabotki mestorozhdeniy nefiti dlya polucheniya krivykh fazovykh pronitsaemostey" [Use of Oil Development Data to Produce Curves of Phase Permeabilities]. Neftyanoe khozyaystvo, no 4, pp. 112-114.
30. Stepanov S. V. 2016. "Kompleks vychislitel'nykh tekhnologiy dlya povysheniya kachestva modelirovaniya razrabotki neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy" [A Complex Of Computational Technologies for Improving the Modeling Quality of the Development of Oil And Gas-Oil Fields]. Dr. Sci. (Tech.) diss. Tyumen.
31. Stepanov S. V., Shabarov A. B., Bembel G. S. 2016. "Vychislitel'naya tekhnologiya dlya opredeleniya funktsii mezhfaznogo vzaimodeystviya na osnove modelirovaniya techeniya v kapillyarnom klustere" [Computer Technology for Determination of Interphase Interaction Function Based on Flow Simulation in Capillary Cluster]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 1, pp. 63-71. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71
32. Tarasevich Yu. Yu. 2002. Perkolyatsiya: teoriya, prilozheniya, algoritmy: uch. posobie [Percolation: Theory, Applications, Algorithms]. Moscow: Editorial URSS.
33. Tiab D., Donaldson E. C. 2009. Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov [Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties]. Translated from English. Moscow: Premium Inzhiniring.
34. Timoshenko A. A. 2008. "Opredelenie otositel'nykh fazovykh pronitsaemostey pri dvukhfaznoy fil'tratsii zhidkostey po promyslovym dannym" [Determination of Relative Phase Permeabilities in Two-Phase Filtration of Liquids from Field Data]. Optimizatsiya tekhnologii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy: sb. nauch. tr., pp. 145-154. Tyumen: TsESSIYa.
35. Wolcott D. 2001. Razrabotka i upravlenie mestorozhdeniyami pri zavodnenii [Design, Performance and Surveillance Methods to Optimize Rate and Reserves]. Moscow: Yukos.
36. Vorobyov V. V. 2016. RF Patent 158561 "Ustroystvo dlya opredeleniya fazovykh pronitsaemostey" [Device for Determining Phase Permeabilities]. MPK G01N 15/08, E21B 47/00. No 2015111395/15; applied 30 March 2015; published 10 January 2016, patent bulletin no 1.
37. A Shabarov. B., Vorobyov V. V. 2016. RF Patent 166252 "Ustroystvo dlya opredeleniya fazovykh pronitsaemostey" [Device for Determining Phase Permeabilities]. MPK G01N 15/08. No 2016118428/28; applied 11 May 2016; published 20 November 2016, patent bulletin no 32.
38. Vorobyov V. V., Grigoryev B. V. 2015. RF Patent 2572476 "Ustroystvo dlya opredeleniya fazovykh pronitsaemostey" [Device for Determining Phase

- Permeabilities]. MPK E21B 49/00. No 2014122094/03; applied 30 May 2014; published 10 December 2015, patent bulletin no 34.
39. Vorobyov V. V., Grigoryev B. V. 2016. RF Patent 159112 “Ustroystvo dlya smesheniya zhidkikh faz” [Device for Mixing Liquid Phases]. MPK B01F 5/06, B01F 13/00. No 2015128327/05; applied 13 July 2015; published 27 January 2016, patent bulletin no 3.
 40. Fatikhov S. Z. 2012. “K voprosu vychisleniya odnositel’nykh fazovykh pronitsaemostey” [To the Problem of Calculating the Relative Phase Permeabilities]. *Neftegazovoe delo: elektron. nauchn. zhurnal*, no 1. Accessed on 7 July 17. <http://www.ogbus.ru>
 41. Fatikhov S. Z. 2012. “Remasshtabirovanie setochnykh modeley neftyanykh mestorozhdeniy s uchetom mikroneodnorodnosti poristoy sredy” [Rescaling Net Models of Oil Fields with Allowance for the Microinhomogeneity of the Porous Medium]. *Cand. Sci. (Phys.-Math.) diss.* Tyumen.
 42. Chugaev R. R. 1982. *Gidravlika: uchebnyk dlya vuzov* [Hydraulics: A University Textbook]. 4th edition, revised. Leningrad: Energoizdat. Leningr. otd-nie.
 43. Shabarov A. B. 2013. *Gidrogazodinamika: ucheb. posobie* [Hydro and Gas Dynamics]. 2nd edition, revised; p. 156. Tyumen: UTMN Publishing House.
 44. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2016. “Geometricheskaya model’ porovogo prostranstva dlya rascheta fil’tratsii nefi i vody” [Geometric Model of Porous Space for Calculation of Oil and Water Filtration]. *Proceedings of the 9th workshop for young researchers “Teplofizika, teplotekhnika, gidrogazodinamika. Innovatsionnye tekhnologii”* [Thermophysics, Heat Engineering, Hydrodynamics. Innovative Technologies], pp. 25-36. Tyumen: UTMN Publishing House.
 45. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2016. “Poteri davleniya pri techenii vodoneftyanoy smesi v porovykh kanalakh” [Pressure Drops in Water-Oil Mixture Flow in Porous Channels]. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 2, no 2, pp. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72
 46. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2017. “Klasternaya model’ rascheta odnositel’nykh fazovykh pronitsaemostey pri dvukhfaznoy fil’tratsii” [A Cluster Model for Calculating the Relative Phase Permeabilities in Two-Phase Filtration]. *Proceedings of the All-Russian Conference for Students and Young Researchers “Molodezh’. Nauka. Tekhnologii”* [Youth. Science. Technologies] in 4 parts. Edited by E. G. Gurova and S. V. Makarov; pp. 74-79. Novosibirsk: NGTU.
 47. Shvidler M. I. 1985. *Statisticheskaya gidrodinamika poristykh sred* [Statistical Hydrodynamics of Porous Media]. Moscow: Nedra.
 48. Ellanskiy M. M. 2001. “Edinaya teoreticheskaya model’ pronitsaemosti produktivnykh otlozheniy s mezhranulyarnym tipom pustot” [A Unified Theoretical Model for the Permeability of Productive Deposits with an Intergranular Type of Void]. *Geofizika*, no 6, pp. 1-14. Accessed on 6 July 17. <http://mmell.narod.ru/Index.htm>
 49. Efros D. A. 1963. *Issledovaniya fil’tratsii neodnorodnykh sistem* [Studying the Filtration of Inhomogeneous Systems]. Leningrad: Gostoptekhizdat.
 50. Akanji L. T., Matthai S. K. 2010. “Finite Element-Based Characterization of Pore-Scale Geometry and Its Impact on Fluid Flow”. *Transport in Porous Media*, vol. 81, no 2, pp. 241-259. DOI: 10.1007/s11242-009-9400-7
 51. Al-Gharbi M. S. 2004. “Dynamic Pore-Scale Modelling of Two-Phase Flow”. PhD Thesis. June. London: Imperial College of the University of London.

52. Al-Kharusi A. S., Blunt M. J. 2007. "Network Extraction from Sandstone and Carbonate Pore Space Images". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 56, pp. 219-231. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.09.003
53. Allen M. P., Tildesley D. J. 1987. *Computer Simulation of Liquids*. Oxford Science Publications.
54. Avraam D. G., Payatakes A. C. 1995. "Generalized Relative Permeability Coefficients during Steady-State Two-Phase Flow in Porous Media, and Correlation with the Flow Mechanisms". *Transport in Porous Media*, vol. 20, no 1, pp. 135-168.
55. Blunt M. J., King M. J., Scher H. 1992. "Simulation and Theory of Two-Phase Flow in Porous Media". *Physical Review A*, vol. 46, no 12, pp. 7680-7699.
56. Brooks R. H., Corey A. T. 1964. "Hydraulic Properties of Porous Media". *Hydrology Papers*, no 3. Fort Collins, Colorado: Colorado State U.
57. Buckley S. E., Leverett M. C. 1942. "Mechanism of Fluid Displacement in Sands". *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, vol. 146, no 1, pp. 107-116. DOI: 10.2118/942107-G
58. Burdine N. T., Gournay L. S., Reichertz P. P. 1950. "Pore Size Distribution of Petroleum Reservoir Rocks". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 2, no 7, pp. 195-204.
59. Burdine N. T. 1953. "Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 5, no 3, pp. 71-78. DOI: 10.2118/225-G
60. Chierici G. L. 1984. "Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities". *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 24, no 3, pp. 275-276.
61. Corey A. T. 1954. "The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities". *Producers Monthly*, November, pp. 38-41.
62. Blunt M. J., Jackson M. D., Piri M., Valvatne P. H. 2002. "Detailed Physics, Predictive Capabilities and Macroscopic Consequences for Pore-Network Models of Multiphase Flow". *Advances in Water Resources*, vol. 25, no 8, pp. 1069-1089.
63. Dias M. M., Payatakes A. C. 1986. "Network Models for Two-Phase Flow in Porous Media. Part 1. Immiscible Microdisplacement of Non-Wetting Fluids". *Journal of Fluid Mechanics*, vol. 164, pp. 305-336.
64. Dias M. M., Payatakes A. C. 1986. "Network Models for Two-Phase Flow in Porous Media. Part 2. Motion of Oil Ganglia". *Journal of Fluid Mechanics*, vol. 164, pp. 337-358.
65. Dong H. 2007. "Micro-CT Imaging and Pore Network Extraction". PhD Thesis. London: Imperial College of London.
66. Fatt I., Dykstra H. 1951. "Relative Permeability Studies". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 3, no 9, pp. 249-256. DOI: 10.2118/951249-G
67. Fatt I. 1956. "The Network Model of Porous Media, II. Dynamic Properties of a Single Size Tube Network". *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, vol. 207, pp. 160-181.
68. Shabro V., Torres-Verdín C., Javadpour F., Sepehrnoori K. 2012. "Finite-Difference Approximation for Fluid-Flow Simulation and Calculation of Permeability in Porous Media". *Transport in Porous Media*, vol. 94, no 3, pp. 775-793.
69. Gates J. I., Lietz W. T. 1950. "Relative Permeabilities of California Cores by the Capillary — Pressure Method". *Proceedings of Drilling and Production Practice Conference* (1 January), pp. 285-302. New York. API-50-285.

70. Guibert R., Horgue P., Debenest G., Quintard M. 2016. "A Comparison of Various Methods for the Numerical Evaluation of Porous Media Permeability Tensors from Pore-Scale Geometry". *Mathematical Geosciences*, vol. 48, no 3, pp. 329-347.
71. Gunstensen A. K., Rothman D. H. 1993. "Lattice-Boltzmann Studies of Immiscible Two-Phase Flow through Porous Media". *Journal of Geophysical Research*, vol. 98, no B4, pp. 6431–6441. DOI: 10.1029/92JB02660
72. Hirt C. W., Nichols B. D. 1981. "Volume of Fluid (VOF) Method for the Dynamics of Free Boundaries". *Journal of Computational Physics*, vol. 39, pp. 201-225.
73. Honarpour M., Koederitz L., Harvey A. H. 1986. *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. Boca Raton, Florida: CRC Press, Inc.
74. Huet C. C., Rushing J. A., Newsham K. E., Blasingame T. A. 2005. "A Modified Purcell/Burdine Model for Estimating Absolute Permeability from Mercury-Injection Capillary Pressure Data". *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference (Doha, Qatar, 21-23 November)*. IPTC 10994.
75. Jerauld G. R., Salter S. J. 1990. "The Effect of Pore-Structure on Hysteresis in Relative Permeability and Capillary Pressure — Pore-Level Modeling". *Transport in Porous Media*, vol. 5, no 2, pp. 103-151. DOI: 10.1007/BF00144600
76. Joekar-Niasar V., Hassanizadeh S. M. 2012. "Analysis of Fundamentals of Two-Phase Flow in Porous Media Using Dynamic Pore-Network Models: A Review". *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, vol. 42, no 18, pp. 1895-1976.
77. Joekar-Niasar V., S Hassanizadeh. M. 2012. "Uniqueness of Specific Interfacial Area–Capillary Pressure–Saturation Relationship under Non-Equilibrium Conditions in Two-Phase Porous Media Flow". *Transport in Porous Media*, vol. 94, no 2, pp. 465-486.
78. Joekar-Niasar V., van Dijke R., Hassanizadeh S. M. 2012. "Pore-Scale Modeling of Multiphase Flow and Transport: Achievements and Perspectives". *Transport in Porous Media*, vol. 94, no 2, pp. 461-464. DOI: 10.1007/s11242-012-0047-4
79. Johnson E. F., Bossler D. P., Naumann V. O. 1959. "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments". *Transactions of the American Institutetute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, no 216, pp. 370.
80. Lomeland F., Ebeltoft E., Wibeke H. T. 2005. "A New Versatile Relative Permeability Correlation". *Proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analysts (Toronto, Canada, 21-25 August)*. Toronto. SCA2005-32.
81. Meakin P., Tartakovsky A. M. 2009. "Modeling and Simulation of Pore-Scale Multiphase Fluid Flow and Reactive Transport in Fractured and Porous Media". *Reviews of Geophysics*, vol. 47, no 3. 47 p. RG3002.
82. Markov P. V. 2016. "The Relative Permeability Regions Assignment on the Basis of Pore Network Models Parameters Distributions". *Saint Petersburg 2016 International Conference & Exhibition (Saint Petersburg, Russia, 11-14 April)*.
83. Markov P. V., Rodionov S. P. 2017. "Rock Typing on the Basis of Pore-scale Models and Complex Well Log Interpretation Parameters". *International Conference & Exhibition "Tyumen 2017", EAGE (Tyumen, Russia, 11-14 April)*.
84. O'Meara D. J., Lease W. O. 1983. "Multiphase Relative Permeability Measurements Using an Automated Centrifuge". *SPE Conference Paper*. 12 p. 12128-MS.
85. Oostrom M., Mehmani Y., Romero-Gomez P., Tang Y., Liu H., Yoon H., Kang Q., Joekar-Niasar V., Balhoff M. T., Dewers T., Tartakovsky G. D., Leist E. A., Hess N. J.,

- Perkins W. A., Rakowski C. L., Richmond M. C., Serkowski J. A., Werth C. J., Valocchi A. J., Wietsma T. W., Zhang C. 2016. "Pore-Scale and Continuum Simulations of Solute Transport Micromodel Benchmark Experiments". *Computational Geosciences*, vol. 20, no 4, pp. 857-879. DOI: 10.1007/s10596-014-9424-0
86. Øren P. E., Bakke S., Avtzen O. J. 1998. "Extending Predictive Capabilities to Network Models". *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 3, no 4, pp. 324-336.
87. Osher S., Fedkiw R. 2002. *Level Set Methods and Dynamic Implicit Surfaces*. New York: Springer-Verlag.
88. Pan C., Hilpert M., Miller C. T. 2004. "Lattice-Boltzmann Simulation of Two-Phase Flow in Porous Media". *Water Resources Research*, vol. 40, no 1. 14 p. W01501.
89. Payatakes A. C., Dias M. M. 1984. "Immiscible Microdisplacement and Ganglion Dynamics in Porous Media". *Reviews in Chemical Engineering*, vol. 2, no 2, pp. 85-174.
90. Piri M. 2003. "Pore-Scale Modeling of Three-Phase Flow". PhD Thesis. London: Imperial College of the University of London, December.
91. Prodanovic M., Bryant S. L. 2006. "A Level Set Method for Determining Critical Curvatures for Drainage and Imbibition". *Journal of Colloid and Interface Science*, vol. 304, pp. 442-458. DOI: 10.1016/j.jcis.2006.08.048
92. Purcell W. R. 1949. "Capillary Pressures — Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 1, no 2, pp. 39-48. DOI: 10.2118/949039-G
93. Raeini A. Q., Bijeljic B., Blunt M. J. 2014. "Numerical Modelling of Sub-pore Scale Events in Two-Phase Flow through Porous Media". *Transport in Porous Media*, vol. 101, no 2, pp. 191-213. DOI: 10.1007/s11242-013-0239-6
94. Heriot-Watt Institute of Petroleum Engineering. 2010. *Reservoir Engineering. Manual*. Edinburgh: Heriot-Watt Institute of Petroleum Engineering.
95. Ryazanov A. V. 2012. "Pore-Scale Network Modelling of Residual Oil Saturation in Mixed-Wet Systems". PhD Thesis. Edinburgh: Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering.
96. Sahimi M. 2011. *Flow and Transport in Porous Media and fractured Rock. From Classical Methods to Modern Approaches. 2nd Edition*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. DOI: 10.1002/9783527636693
97. Shandrygin A. N. 2014. "Digital Core Analysis for Flow Process Evaluation Is Myth or Reality?". *Proceedings of the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2014 (Moscow, 14-16 October)*. Moscow, 171216-MS.
98. Avraam D. G., Kolonis G. B., Roumeliotis T. C., Constantinides G. N., Payatakes A. C. 1994. "Steady-State Two-Phase Flow through Planar and Nonplanar Model Porous Media". *Transport in Porous Media*, vol. 16, no 1, pp. 75-101.
99. Kunz P., Zarikos I. M., Karadimitriou N. K., Huber M., Nicken U., Hassanizadeh S. M. 2016. "Study of Multi-Phase Flow in Porous Media: Comparison of SPH Simulations with Micro-Model Experiments". *Transport in Porous Media*, vol. 114, no 2, pp. 581-600.
100. Stukan M. R., Ligneul P., Boek E. S. 2012. "Molecular Dynamics Simulation of Spontaneous Imbibition in Nanopores and Recovery of Asphaltenic Crude Oils Using Surfactants for EOR Applications". *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP Energies nouvelles*, vol. 67, no 5, pp. 737-742.

101. Tartakovsky A. M., Meakin P. 2006. "Pore Scale Modeling of Immiscible and Miscible Fluid Flows Using Smoothed Particle Hydrodynamics". *Advances in Water Resources*, vol. 29, no 10, pp. 1464-1478. DOI: 10.1016/j.advwatres.2005.11.014
102. Thomeer J. H. 1983. "Air Permeability as a Function of Three Pore-Network Parameters". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 35, no 4, pp. 809-814. DOI: 10.2118/10922-PA
103. Valavanides M. S., Payatakes A. C. 2001. "True-to-Mechanism Model of Steady-State Two-Phase Flow in Porous Media, using Decomposition into Prototype Flows". *Advances in Water Resources*, vol. 24, no 3-4, pp. 385-407. DOI: 10.1016/S0309-1708(00)00063-4
104. Valavanides M. S. 2012. "Steady-State Two-Phase Flow in Porous Media: Review of Progress in the Development of the DeProF Theory Bridging Pore to Statistical Thermodynamics Scales". *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP Energies nouvelles*, vol. 67, no 5, pp. 787-804.
105. Welge H. J. 1952. "Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive". *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, vol. 195, pp. 91-98. DOI: 10.2118/124-G
106. Wilkinson D., J. F. Willemsen 1983. "Invasion Percolation: A New form of Percolation Theory". *Journal of Physics A: Mathematical and General*, vol. 16, no 14, pp. 3365-3376. DOI: 10.1088/0305-4470/16/14/028
107. Xiong Q., Baychev T. G., Jivkov A. P. 2016. "Review of Pore Network Modelling of Porous Media: Experimental Characterisations, Network Constructions and Applications to Reactive Transport". *Journal of Contaminant Hydrology*, vol. 192, pp. 101-117. DOI: 10.1016/j.jconhyd.2016.07.002