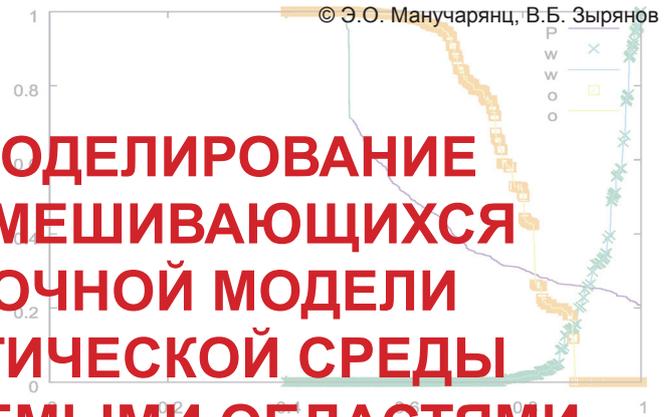


УДК 622.276.21

Э.О. Манучарянц, В.Б. Зырянов

# КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕСМЕШИВАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ В СЕТОЧНОЙ МОДЕЛИ ПОРИСТОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ С РАЗНОПРОНИЦАЕМЫМИ ОБЛАСТЯМИ



## Введение

Основная задача компьютерного моделирования вытеснения несмешивающихся жидкостей (нефть–вода) есть расчет их относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и капиллярного давления.

Актуальность данной работы обусловлена следующими причинами:

1. Относительные фазовые проницаемости  $k_r$  ( $r$  – индекс фазы) имеют первостепенную важность во всех процессах извлечения нефти из нефтенасыщенных пористых сред.

Если для извлечения нефти используется метод заводнения, то, как известно из уравнений, описывающих этот процесс, функция распределения двухфазного потока  $F(s)$ , показывающая полноту вытеснения нефти водой, полностью определяется относительными фазовыми проницаемостями (ОФП) воды и нефти,  $k_{wv}(s)$  и  $k_{nv}(s)$  соответственно, где величина  $s$  означает водонасыщенность.

К сожалению, функции  $k_r(s)$  эмпирические. В пластовых условиях они не измеряются. Их можно определить либо из физического эксперимента на образцах керн, либо из математического. Физический эксперимент довольно трудоемкий процесс, в то время как математический – оказывается дешевле и менее затратным по времени.

2. Геологическая пористая среда гетерогенна на разных масштабных уровнях. Влияние неоднородностей и корреляций на ОФП интенсивно изучается в последнее время. Неоднородные сетки, содержащие разнопроницаемые области и рассматриваемые в данном исследовании, – один из примеров неоднородной (гетерогенной) среды.

## Математический эксперимент

Рассматриваемый в работе метод математического эксперимента подразумевает компьютерное моделирование и состоит из следующих блоков:

1. Создание на сетке структуры пористой среды;
2. Компьютерное моделирование двухфазного течения на сетке, построенной в п. 1;
3. Вычисление относительных фазовых проницаемостей.

Цель данной работы: учитывая экспериментальные данные, построить на сетке модельные неоднородные среды и вычислить в них кривые капиллярного давления и ОФП. Чтобы понять, как построены сетки в нашем, можно сказать, не совсем стандартном случае, кратко напомним, как были построены гомогенные сетки, то есть сетки, не содержащие кластеров с другой макроскопической проницаемостью [1].

Экспериментальные данные, которые использовались для построения гомогенных сеток, включали:

- 1) Данные ртутной порометрии в виде гистограмм распределения объемов пор по радиусам.
- 2) Кривые капиллярного давления.
- 3) Вязкость флюидов в пластовых условиях:  
 $\mu_o = 0,99 \cdot 10^{-3}$  Па·с – для нефти,  
 $\mu_w = 0,315 \cdot 10^{-3}$  Па·с – для воды.
- 4) Коэффициент поверхностного натяжения на границе нефть–вода  $\sigma = 72 \cdot 10^{-3}$  Н/м.
- 5) Угол смачивания  $\theta = 30^\circ$ .

Гомогенные сетки формировались с использованием лабораторных кривых капиллярного давления и гистограмм распределения объемов пор, полученных методом ртутной порометрии в трех наборах  $A$ ,  $B$ ,  $C$  образцов Самотлорского нефтяного месторождения.

Набор  $A$  содержит малопроницаемые образцы с проницаемостью  $K < 50$  миллидарси ( $mD$ ). Набор  $B$  содержит образцы с промежуточной проницаемостью от 50 до 200  $mD$ . Набор  $C$  содержит высокопроницаемые образцы с проницаемостью  $K > 200 mD$  (рис. 1, 2, 3).

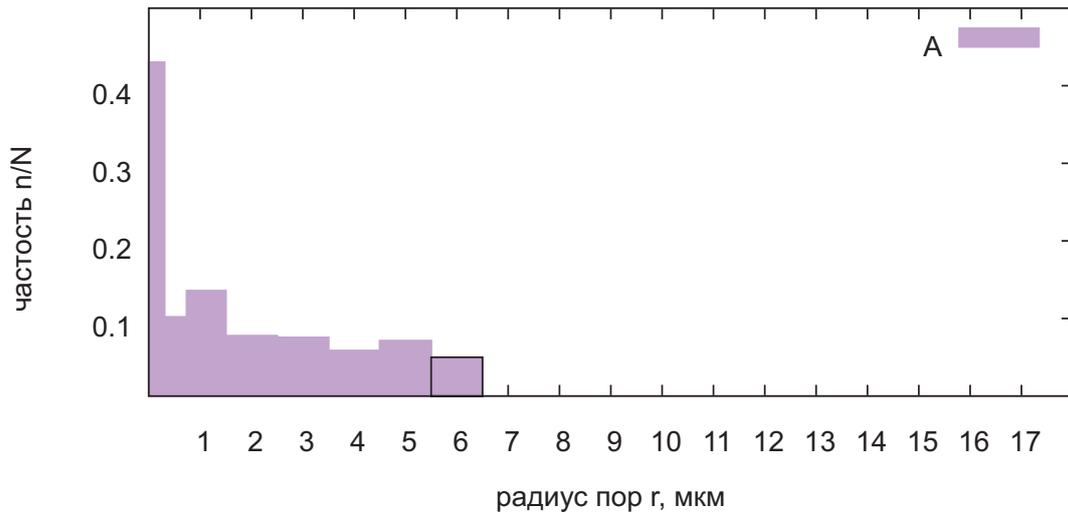


Рис. 1. Распределение объемов пор по радиусам в образце А.  
Самотлорское месторождение, проницаемость  $K < 50 \text{ mD}$

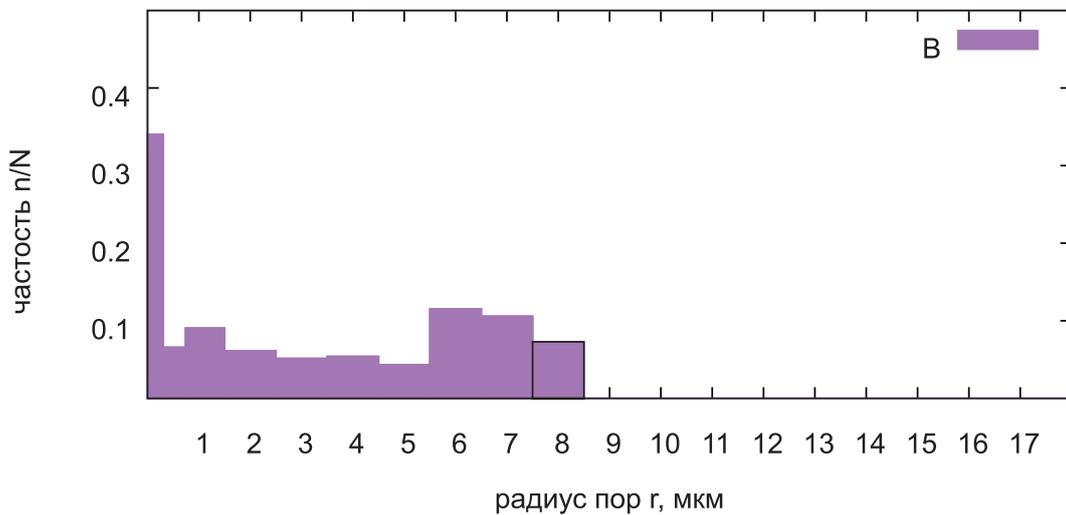


Рис. 2. Распределение объемов пор по радиусам в образце В.  
Самотлорское месторождение, проницаемость  $50 \text{ mD} < K < 200 \text{ mD}$

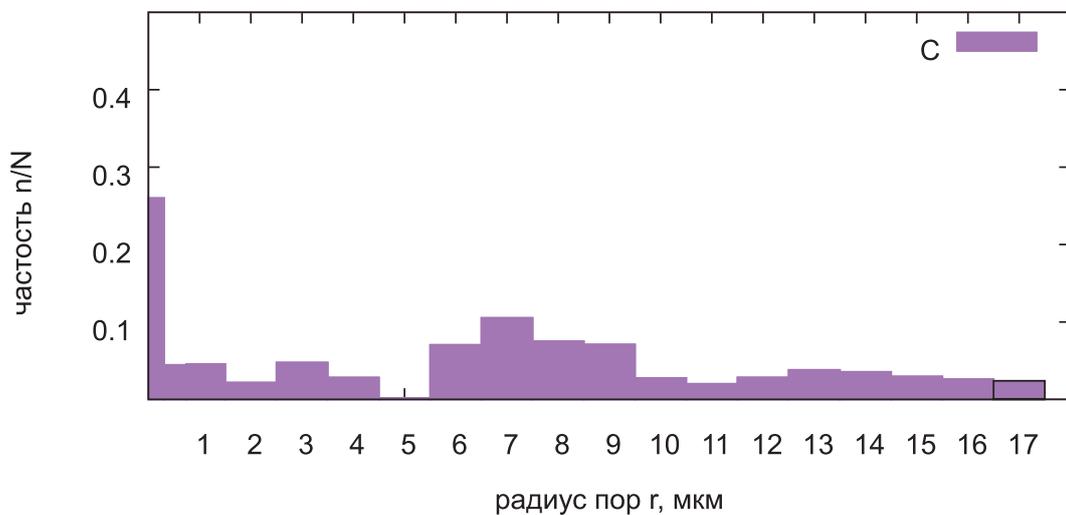


Рис. 3. Распределение объемов пор по радиусам в образце С.  
Самотлорское месторождение, проницаемость  $K > 200 \text{ mD}$

Традиционно сеточные модели используют представление о структуре пористых сред как совокупности узлов и связей (капилляров) в регулярной или рандомизированной решетке. В работе рассматривалась регулярная сетка, в которой длина капилляра  $L$  связана с ее радиусом  $r$  корреляционным соотношением:

$$L \sim Cr^n. \quad (1)$$

Определение радиуса каждого капилляра представляет дважды стохастический процесс: случайный выбор интервала на гистограмме распределения объема пор по радиусам и случайный выбор значения радиуса из интервала [1]. Два подгоночных параметра: параметр  $n$  и координационное число  $Z$  – определили «настройку» структуры сетки.

Напомним отдельные пункты алгоритма моделирования двухфазного течения на сетке:

- Первоначально сетка полностью заполнена смачивающей фазой. Механизм двухфазного течения – первичный дренаж: несмачивающая фаза (нефть) под действием приложенного извне давления вытесняет смачивающую фазу (воду).
- Пуазейлевское течение каждой фазы в капилляре.
- Поток  $Q_{ij}$  между соседними узлами  $i$  и  $j$  задается соотношением

$$Q_{ij} = \frac{(P_i - P_j)r_{ij}^4}{8\mu L_{ij}} = q_{ij}\Delta P_{ij}, \quad (2)$$

где  $r_{ij}$  и  $L_{ij}$  – радиус и длина капилляра между узлами  $i, j$  соответственно,  $\mu$  – динамическая вязкость,  $P_i, P_j$  – внешнее давление в узлах  $i, j$ .

- Несмачивающая вытесняющая фаза может войти в гидрофильный капилляр  $r_{ij}$ , если

$$P_i \geq P_j + P_c, \quad (3)$$

где

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_{ij}} - \text{капиллярное давление в капилляре } ij, \sigma - \text{коэффициент поверхностного натяжения, } \theta - \text{угол смачивания.}$$

- Шаг по времени переменный. Величина шага определяется наименьшим из времен, оставшихся до конца вытеснения, в капиллярах, в которых происходит вытеснение на данном шаге по давлению, и вытесняемая фаза имеет связь с выходом сетки.
- Распределение давления во внутренних узлах определяется из закона сохранения потока (правило Кирхгофа). Так, для узла  $i$

$$\sum_j Q_{ij} = 0.$$

Описание физических и гидродинамических процессов в неоднородных средах может происходить на *трех* масштабных уровнях: микро, мезо и макро. Каждый уровень определяется размером осреднения и поставленной задачей.

При расчете относительных фазовых проницаемостей в сеточных моделях пористой среды существуют свои масштабные уровни:

- 1) уровень пор (porescale) – микроуровень;
- 2) уровень образца керна (corescale) – мезоуровень;
- 3) уровень нефтяной залежи, пласта – макроуровень.

Переход с мезоуровня на уровень пласта не столь простой. Пласт содержит неисчислимо количество пор. Тогда встает вопрос о моделировании двухфазного течения в больших решеточных блоках (gridbloks).

Заметим, что первоначально сеточное моделирование было предназначено для рассмотрения процессов, происходящих именно в масштабе образцов керна. Исследования обнажений и скважинные результаты показали, что часто в поровом пространстве существуют области с корреляционной длиной порядка сотен метров, и тогда встает вопрос о корреляционной гетерогенности и возможности расчета ОФП в сеточных моделях [3-6].

Рассматривалось много процессов, имеющих большую корреляционную длину. Однако в последнее время наиболее удачным оказался стохастический процесс, называемый дробным броуновским движением (fBm), который генерирует длинномасштабные корреляции [7-9].

Эти задачи связаны с промышленными работками и в данной работе не рассматриваются.

### Построение неоднородных сеток

Приведем данные, с помощью которых стало возможным построение неоднородных по проницаемости сеточных моделей.

1. Данные лабораторных петрофизических исследований наборов  $A, B, C$  образцов Самолторского месторождения. Они включают экспериментальные кривые капиллярного давления и полученные методом ртутной порометрии гистограммы распределения объемов пор по размерам для  $A, B, C$  образцов.
2. Параметры структуры гомогенных сеток для  $A, B, C$  образцов.
3. Фактор, облегчающий создание модельных сеток для неоднородных сред, состоит в том, что в результате моделирования гомогенных сеток координационное число  $Z = 8$  оказалось одинаковым для всех образцов из групп  $A, B, C$ . Отличие только в значении параметра  $q$ .

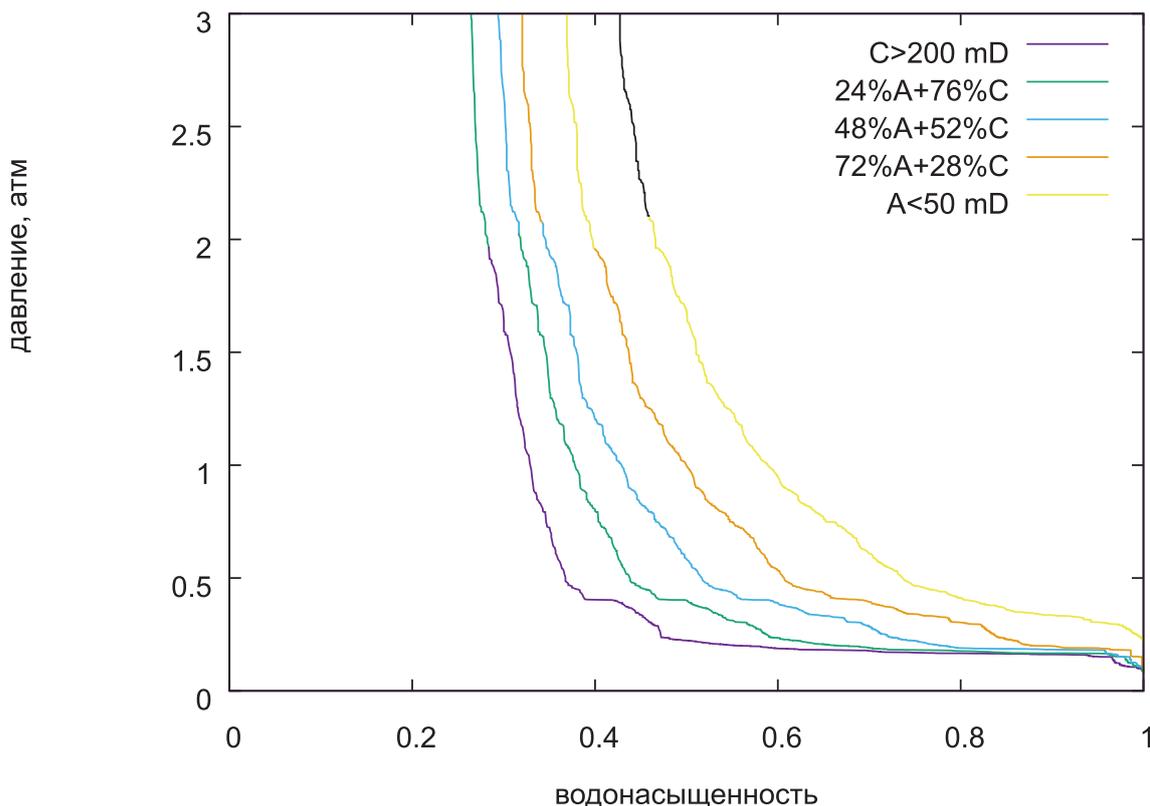


Рис. 4. Рассчитанные кривые капиллярного давления в гомогенных (A, C) и неоднородных сетках с разнопроницаемыми областями

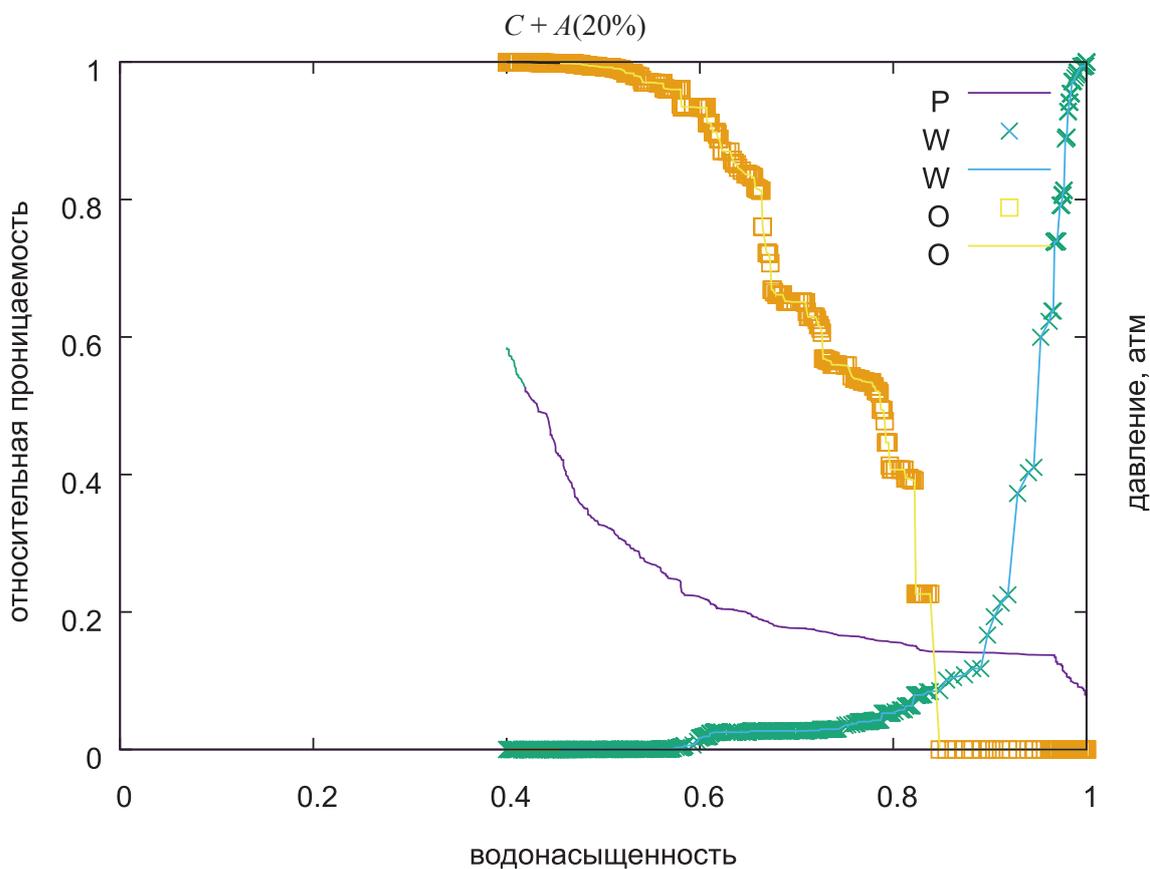


Рис. 5. Дренажные относительные фазовые проницаемости (W – вода, O – нефть) в гетерогенной среде. Низкопроницаемое включение A (20%) ( $K \leq 50 \text{ mD}$ ) в высокопроницаемой матрице C ( $K \geq 200 \text{ mD}$ ), P – кривая капиллярного давления

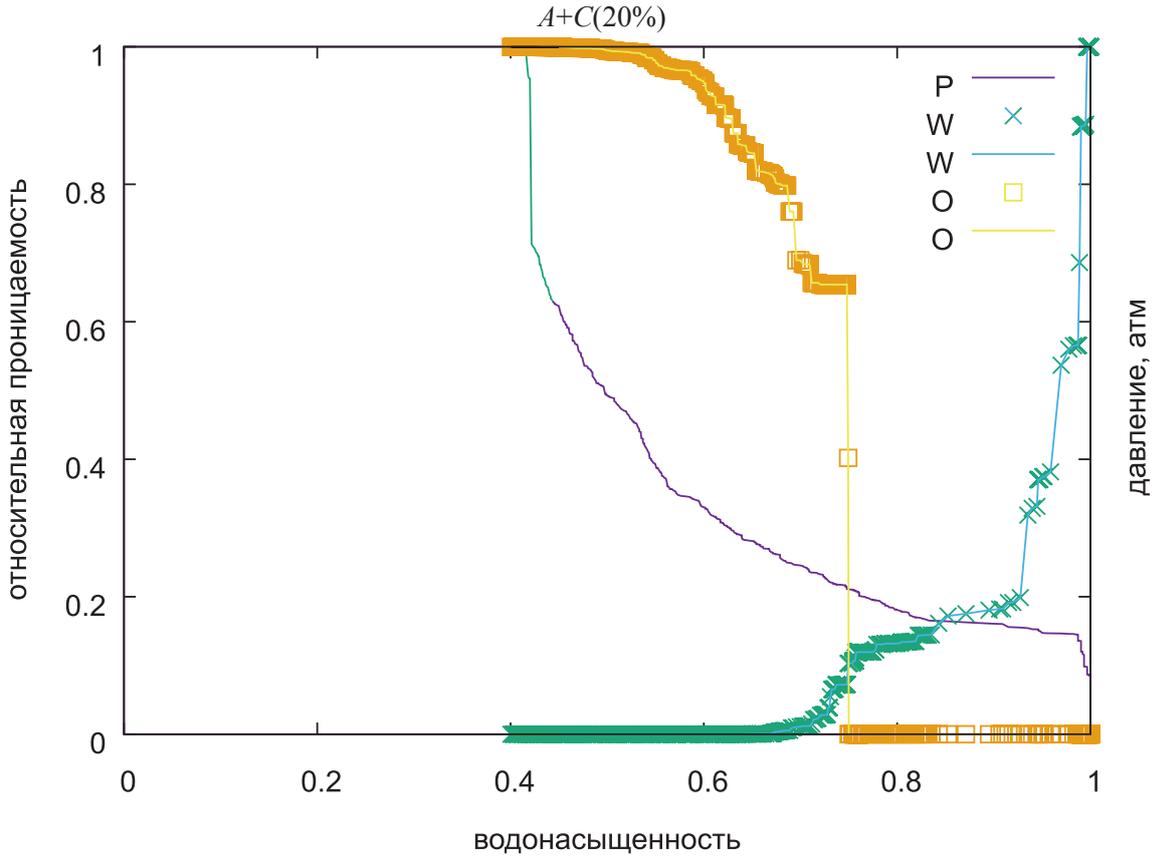


Рис. 6. Дренажные относительные фазовые проницаемости ( $W$  – вода,  $O$  – нефть) в гетерогенной среде. Высокопроницаемое включение  $C$  (20%) ( $K \geq 200 mD$ ) в низкопроницаемой матрице  $C$  ( $K \leq 50 mD$ ),  $P$  – кривая капиллярного давления

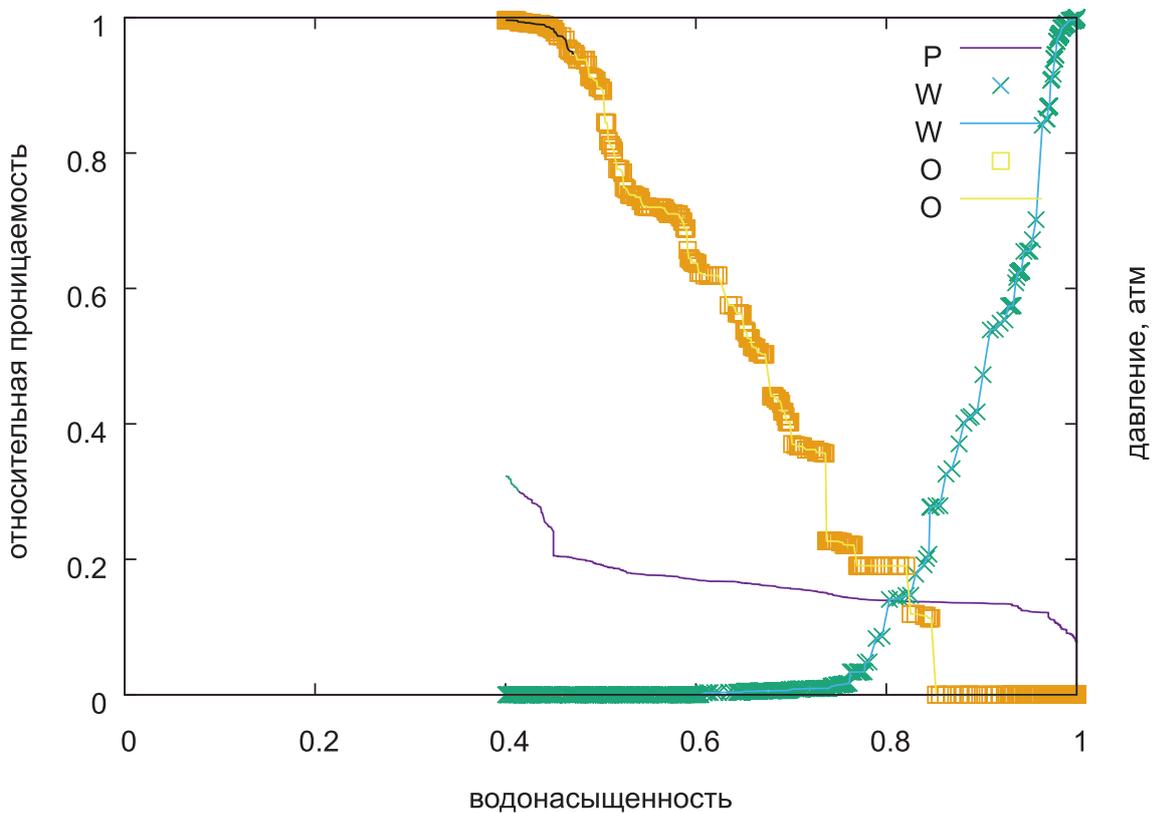


Рис. 7. Дренажные относительные фазовые проницаемости ( $W$  – вода,  $O$  – нефть) для высокопроницаемого образца  $C$  из Самотлорского нефтяного месторождения ( $K \geq 200 mD$ ),  $P$  – кривая капиллярного давления

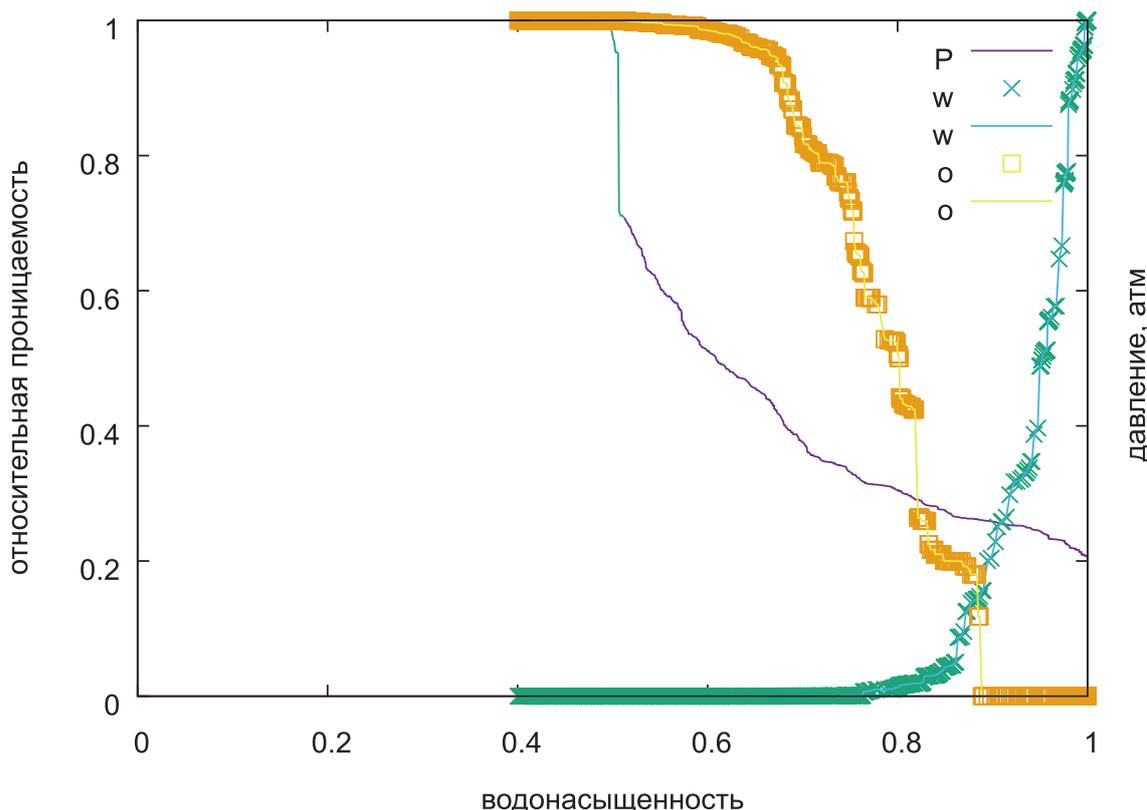


Рис. 8. Дренажные относительные фазовые проницаемости (W – вода, O – нефть) для низкопроницаемого образца A из Самотлорского нефтяного месторождения ( $K < 50 mD$ ), P – кривая капиллярного давления

Таким образом, имея все данные о проницаемости образцов A, B, C и соответствующие им сеточные модели, мы можем создать модельные неоднородные среды и построить соответствующие им сетки, используя разные сочетания образцов из групп A, B, C. Можно построить среды с горизонтальной или вертикальной слоистостью, среды содержащие кластеры разных проницаемостей. Отметим, например, если в неоднородной среде 70% образца C и 30% образца A, то A назовем включением в образце C и т.д.

Рассчитанные кривые капиллярного давления и относительных проницаемостей в неоднородных по проницаемости сетках приведены на рис. 4-8.

Для сравнения на рис. 7, 8 приведены соответствующие кривые, полученные в гомогенных сетках для высоко- и низкопроницаемых образцов.

**Выводы и обсуждение полученных результатов**

В результате проведенного моделирования вытеснения и двухфазного течения несмешивающихся жидкостей в рассмотренных структурах неоднородных сеток можно сделать следующие выводы.

I. Высокопроницаемое включение в низкопроницаемом образце улучшает в последнем процесс вытеснения:

- а) уменьшается остаточная водонасыщенность;
- б) увеличивается ОФП нефти в конце процесса вытеснения;
- в) уменьшается порог капиллярного давления для начала вытеснения.

II. Влияние низкопроницаемой области на характеристики потока в высокопроницаемом образце обнаруживается в виде следующих эффектов:

- а) кривые ОФП нефти резко смещаются вправо – в область высокой водонасыщенности;
- б) уменьшается эффективность вытеснения и соответственно область совместного течения жидкостей;
- в) увеличивается остаточная водонасыщенность.

III. Влияние низкопроницаемого образца на процесс вытеснения в высокопроницаемой матрице сильнее, чем влияние высокопроницаемого образца в низкопроницаемой матрице.

Уменьшение эффективности вытеснения (п. Пб) объясняется порометрическими данными и особенностями процесса вытеснения.

Из гистограмм рис. 1, рис. 3 видно, что в низкопроницаемом образце ( $K_{пр} \leq 50 mD$ ) узкое распределение радиусов капилляров, а в высокопроницаемом – довольно широкое, и радиусы капилляров могут отличаться по величине в 2-3 раза. Область перекрытия интервалов в высокопроницаемом и малопроницаемом существует, но не очень велика.

С другой стороны, в гидрофильной среде несмачиваемая фаза на каждом этапе вытеснения внедряется в наиболее широкие капилляры, которым соответствует наименьшее входное давление порядка

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_{ij}}$$

Вследствие этого на границе высокопроницаемой и низкопроницаемой областей условие

$$P_i \geq P_j + \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

может не выполняться. И такие узлы в низкопроницаемой области окажутся «замороженными». Часть траекторий вытесняющей фазы будет «разбиваться» и превращаться в «мертвые» концы.

### Заключение

В данной работе представлена концептуальная модель неоднородной пористой среды. Модель называется концептуальной, когда в ней не представлены точно конкретная структура неоднородной среды и структура течения в ней, известные из эксперимента.

Действительно, используемые для построения сеточной модели среды измерения на кернах дают интегральные характеристики – гистограммы распределения объемов пор по их размерам. Конфигурация же распределения пор внутри среды (реконструкция среды) и структура двухфазного течения в ней есть результат разумных предположений, согласующихся с экспериментальными данными.

Однако, построив модельную неоднородную среду, можно изучить влияние разных факторов,

таких как угол смачивания, отношение вязкостей жидкостей, соотношение между объемами областей с разными проницаемостями и т.д., на важнейшие характеристики двухфазного потока: относительные фазовые проницаемости и капиллярное давление.

**Ключевые слова:** сеточная модель, пористая среда, относительная фазовая проницаемость, гетерогенность, нефтяное месторождение, компьютерное моделирование.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Манучарянц Э.О. Расчет относительных фазовых проницаемостей с использованием экспериментальных кривых капиллярного давления // Геоинформатика. – 1998. – № 4. – С. 7-13.
2. Хлопин А.Н., Динариев О.Ю. Фрактальный анализ трехмерной микроструктуры пористых материалов // ЖТФ. – 2015. – Т. 86. – Вып. 8.
3. Sahimi M. Effect of long-range correlation on transport phenomena in disorder media // AIChE J. – 1995. – N 41. – P. 229-240.
4. Knackstedt M., Steppard A., Sahimi M. Pore network modeling of two-phase flow in porous rock: the effect of correlated heterogeneity // Advances in water resources. – 2001. – N 24. – P. 257-277.
5. Mani V., Mohanty K.K. Effect of pore-space spatial correlation on two-phase flow in porous media // Journal of petroleum science and engineering. – 1999. – N 23. – P. 173-188.
6. Ewing R.P., Gupta S.C. Percolation and permeability in partially structured networks // Water resources research. – 1993. – Vol. 29, N 9. – P. 3179-3188.
7. Sahimi M., Mukhopadhyay S. Scaling properties of percolation model with long-range correlations // Phys. Rev. – 1996. – E 54. – P. 3780.
8. Deylami J., Mousavi S.H. A new model for calculate capillary pressure and relative permeability in reservoir rocks based on pore network modeling // 78-th EAGE conference, 2016, Vienna, Austria.
9. Roof A., Hassanizadeh S.M. A new formulation for pore-network modeling of two-phase flow // Water resources rerearch. – 2012. – Vol. 48, wo. 154. – P. 1-13.