

## **МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ**

**Иван Николаевич ЖИЖИМОНТОВ<sup>1</sup>**  
**Сергей Викторович СТЕПАНОВ<sup>2</sup>**

УДК 532.546.3

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТАРНОГО ОБЪЕМА ПРИ ОЦЕНКЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ПРИМЕРЕ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

<sup>1</sup> аспирант, Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет;  
специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
inzhizhimontov@yandex.ru

<sup>2</sup> доктор технических наук, кандидат физико-математических наук,  
старший эксперт экспертного совета,  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»;  
доцент кафедры механики многофазных систем,  
Тюменский государственный университет  
svstepanov@rosneft.ru

#### **Аннотация**

Цель исследования заключается в создании научно-методической основы для численного расчета фильтрационно-емкостных свойств горной породы и изучения масштабных эффектов. Для достижения поставленной цели был разработан и реализован комплекс

---

**Цитирование:** Жижимонтов И. Н. Определение представительного элементарного объема при оценке фильтрационно-емкостных свойств на примере Самотлорского месторождения / И. Н. Жижимонтов, С. В. Степанов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 2. С. 46-59.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-46-59

---

компьютерных программ. Первая программа комплекса позволяет генерировать стохастическую порово-сетевую модель, вторая — численно имитировать течение в этой порово-сетевой модели.

Результаты численных экспериментов по имитации однофазного течения несжимаемой жидкости в поровых каналах созданных виртуальных образцов терригенных отложений месторождений Западной Сибири представлены в зависимости от размеров расчетной области сетевой модели. Показано, что для получения достоверного результата расчетов макроскопических свойств изучаемого объекта при помощи цифровых исследований, в том числе и на порово-сетевых моделях (исследование на микроуровне), необходимо определение элементарного представительного объема отдельно для каждого из свойств образцов, для каждого конкретного литотипа горной породы. Представленные в работе результаты послужили основой для уточнения авторской петрофизической модели слабоизученной керном группы пластов Самотлорского месторождения, а также были применены для адаптации гидродинамической модели рассматриваемой залежи на фактические данные.

#### **Ключевые слова**

Стохастическая порово-сетевая модель, элементарный представительный объем, фильтрационно-емкостные свойства.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-46-59**

#### **Введение**

Возрастающая сложность разрабатываемых месторождений требует концептуально новых подходов к исследованию керна. Перспективным является применение технологии цифровых исследований горной породы для петрофизических исследований сложных нетрадиционных коллекторов, например неконсолидированных или низкопроницаемых образцов керна. Преимуществом цифровых исследований является и возможность применения для объектов с ограниченным количеством кондиционного керна, т. к. измерения можно проводить повторно на одних и тех же образцах и получать представительные результаты на образцах, непригодных изначально для традиционных исследований.

К настоящему времени было создано большое количество различных методик преобразования данных о строении пористой среды в математическую модель, пригодную впоследствии для расчетов течения флюидов. Восстановление реалистичной топологии исследуемого образца очень важно, так как в преобладающем большинстве случаев именно она (топология пустотного пространства) определяет макроскопические параметры исследуемой среды. Авторами [10] было выделено несколько способов реконструкции пустотного пространства горной породы (таблица 1).

Необходимо отметить, что прямой способ реконструкции позволяет создать наиболее реалистичную модель, однако и этот метод имеет ряд недостатков. В частности имеются проблемы с интерпретацией томографических изображений. Простейшим элементом изображения, полученным в результате исследования образца методами компьютерной рентгеновской томографии, является воксель.

Таблица 1

**Способы реконструкции  
пустотного пространства**

| Прямые способы                                 | Обратные способы  |
|--|---|
| Компьютерная томография<br>высокого разрешения | 1. Стохастическая реконструкция.<br>2. Реконструкция по шлифам.<br>3. Реконструкция, основанная на процессе формирования горной породы. |

Table 1

**Methods of void space reconstruction**

Совокупность таких элементов позволяет воссоздать топологию пустотного пространства в целом, а также становится возможным описать геометрию отдельных зерен и идентифицировать минеральный состав зерна.

В перспективе для исследования сложных нетрадиционных объектов, описанных выше, потребуется создание комбинированного подхода к построению топологически-реалистичных сетевых моделей пустотного пространства горных пород. Планируется использование комплекса данных, таких как мк-томография, капиллярные исследования, гранулометрический состав, шлифы и так далее. На данном этапе работ по «Цифровому ядру» основной упор дается на разработку алгоритма стохастической генерации порово-сетевых моделей по причинам отсутствия качественных томограмм. А также важным является тот факт, что стохастические сети могут быть сколь угодно большими и, следовательно, не ограничиваются размером исходного изображения.

Вне зависимости от выбранной методики восстановления топологии, концептуальная схема цифровых исследований ядра может быть представлена следующим образом:

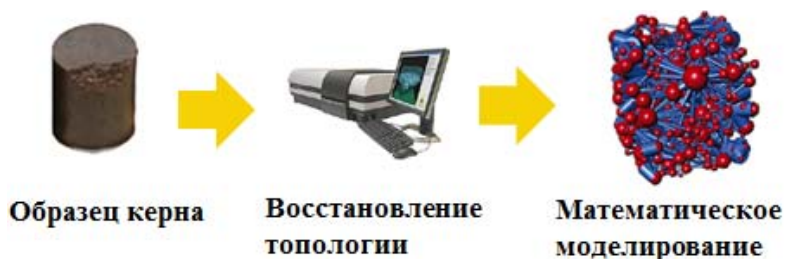


Рис. 1. Концептуальная схема цифровых исследований ядра

Fig. 1. Conceptual scheme of digital core research

Идея использования порово-сетевых моделей для прогнозирования макроскопических свойств была впервые предложена Фаттом [5-7] в 1950-х годах. Он использовал регулярную двухмерную сетевую модель каналов, последовательно заполняя их в соответствии с порядком вписанного радиуса. Фатт использовал уравнение Янга — Лапласа для расчета капиллярного давления и кривых относительной фазовой проницаемости. Динамические свойства (кривые ОФП

и кривые сопротивления/проводимости) были получены с использованием эквивалентной сети электрических сопротивлений. Полученные свойства были сопоставлены с экспериментальными данными и имели такую же форму, как и кривые ОФП от реальной пористой среды. В результате своих исследований Фатт пришел к выводу, что сетевые модели действительно реалистично описывают пористые среды и спрогнозированные макроскопические параметры порово-сетевых моделей точнее, чем у капиллярных моделей пористых сред.

В настоящее время порово-сетевые модели являются одними из наиболее развитых моделей пустотного пространства. Самый распространенный вид порово-сетевой модели описывает элементы пустотного пространства, такие как поры и капилляры, относительно простыми геометрическими фигурами. Например, в классической постановке поры представляются в виде сфер, а каналы — цилиндров (в рамках двумерной задачи поры — окружности, а каналы — прямоугольники). Поры и капилляры реальных сред обладают искривленной и сложной геометрией, в связи с чем в современном представлении в рамках порово-сетевых моделей возможен учет геометрических особенностей реальных элементов сложной формы. Для этого в модель вводится искусственный параметр — фактор формы, который отражает отличие элемента от его унифицированной формы.

Применительно к численной имитации одно- и многофазных течений на микроуровне существуют различные подходы, например, решение системы уравнений Навье — Стокса, решение решеточных уравнений Больцмана (англ. LBE — Lattice Boltzmann Equations), гидравлический расчет порово-сетевых моделей. Разновидностью порово-сетевой модели течения можно считать кластерную капиллярную модель [1].

### **Алгоритмы стохастической реконструкции пустотного пространства и расчет фильтрационно-емкостных свойств**

Предложенный в работе алгоритм генерации стохастической порово-сетевой модели виртуальных образцов горной породы заключается в стохастической реконструкции пустотного пространства (рис. 2). Для этого в качестве исходной информации использовались кривые капиллярного давления, на основе которых строились распределения пор по размерам и графики участия пор в фильтрации. Основываясь на геометрических и топологических данных, стохастически восстанавливалась топология пустотного пространства, характерная для конкретного литотипа моделируемой горной породы. Настройка стохастической модели на керновые данные осуществлялась корреляционными и топологическими параметрами, такими как максимальный радиус связи (напрямую влияет на координационное число), весовые функции и т. д.

Разработанный алгоритм, реализованный в виде компьютерной программы, позволяет генерировать большое количество реализаций стохастической порово-сетевой модели. При этом в каждой сгенерированной модели микроструктура пористого пространства является уникальной.

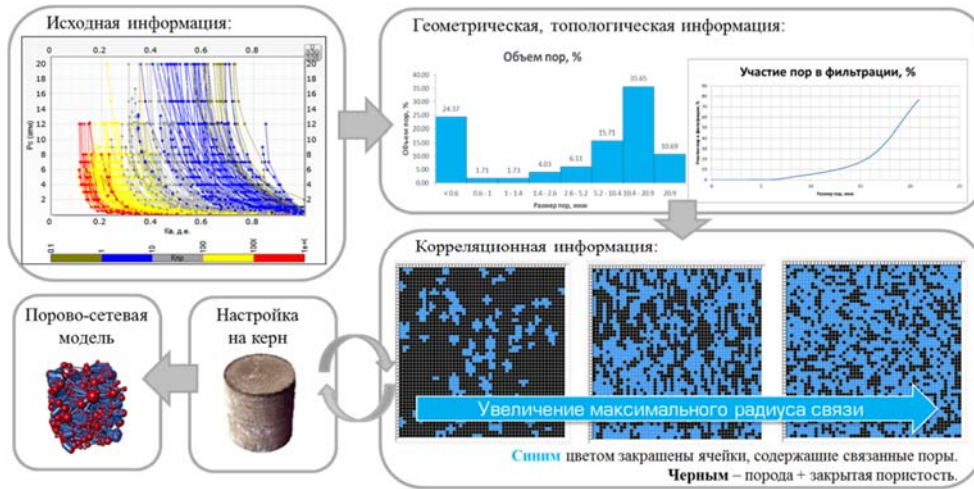


Рис. 2. Схема алгоритма создания стохастической порово-сетевой модели

Fig. 2. Scheme of creating pore-network model algorithm

Алгоритм для расчета абсолютной проницаемости основывается на численной имитации стационарного течения однофазной несжимаемой жидкости в поровых каналах. Для расчета фильтрационных свойств виртуального образца в работе используется математическая порово-сетевая модель.

Расчет течения происходит применительно к графу, состоящему из каналов и мест их пересечения — узлов [3]. Для этого используются уравнения гидравлики: уравнения баланса массы в порах и уравнения для расходов жидкости в каналах (уравнения типа Пуазейля). Для многофазного течения дополнительные потери давления на менисках рассчитываются, например, по параметрическим формулам [4].

Расчет проницаемости осуществляется путем решения системы линейных алгебраических уравнений для нахождения поровых давлений [9].

Для каждой поры записывается баланс расходов:

$$\sum_{j=1}^z q_{ij} = 0, \quad (1)$$

где  $q_{ij}$  — объемный расход между  $i$  и  $j$  порой,  $z$  — координационное число.

Стационарный однофазный поток выражается через перепад давления:

$$q_{ij} = C_{ij}(p_i - p_j), \quad (2)$$

где  $C_{ij}$  — проводимость между порами  $i$  и  $j$ .

Проводимость  $C_{ij}$  рассчитывалась, как средняя гармоническая проводимость между центрами поры  $i$  и  $j$ , следующим образом [8]:

$$\frac{1}{C_{ij}} = \frac{1}{C_t} + \frac{1}{2} \left( \frac{1}{C_i} + \frac{1}{C_j} \right), \quad (3)$$

где  $C_i$  — проводимость  $i$  поры,  $C_j$  — проводимость  $j$  поры,  $C_i$  — проводимость порового канала между порами.

Коэффициент проводимости поры или канала для однофазного случая (заполнен полностью только одной фазой) находим из закона Пуазейля:

$$C_i = \frac{\pi R_{eff}^4}{8\mu L_i}, \quad (4)$$

где  $R_{eff} = (\sqrt{A/\pi} + r)/2$  — эффективный радиус, где  $A$  — площадь поперечного сечения поры или канала ( $A = r^2$  для квадрата),  $r$  — наибольший радиус вписанной в пору или капилляр сферы,  $L$  — длина порового канала (для поры  $L = 2r$ ),  $\mu$  — вязкость флюида.

Подставив (2) и (3) в (1) с учетом соединения нескольких пор между собой, получим систему линейных уравнений для неизвестных поровых давлений:

$$\begin{cases} p_1 \sum_{j=1}^z \frac{c_{1j}}{L_{1j}} - \sum_{j=1}^z \frac{c_{1j}}{L_{1j}} p_j = 0, \\ p_n \sum_{j=1}^z \frac{c_{nj}}{L_{nj}} - \sum_{j=1}^z \frac{c_{nj}}{L_{nj}} p_j = 0, \end{cases} \quad (5)$$

где  $p_1, p_j, p_n$  — неизвестные поровые давления,  $z$  — координационное число,  $c_{nj}$  — проводимость между центрами пор  $n$  и  $j$ ,  $L_{nj}$  — соответствующая длина порового канала.

Количество уравнений в системе ( $n$ ) равно количеству связанных (участвующих в фильтрации) пор.

### Исследование масштабного эффекта

Как известно, в проницаемой горной породе присутствуют неоднородности различных масштабов, что в конечном итоге существенно влияет на направление потоков флюида в пустотном пространстве. Как следствие, это определяет различие в макроскопических параметрах среды в зависимости от размеров исследуемого образца горной породы. Поэтому для корректной оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) обязателен учет масштабных эффектов. В данной работе с использованием разработанной стохастической порово-сетевой модели рассматривается критерий оценки масштабного эффекта — элементарный представительный объем — ЭПО, или REV (от англ. Representative elementary volume).

В работе [2] было дано определение ЭПО — это объем, достаточно малый по сравнению с размерами пористого тела, обеспечивающий допустимую погрешность при аппроксимации дифференциального объема фиктивной сплошной среды. С другой стороны, этот объем должен быть достаточно большим, чтобы при осреднении обеспечивать такие же макроскопические характеристики, что и пористая среда в целом с заданным уровнем доверительной вероятности.

Размер ЭПО возможно оценить практически, анализируя зависимость измеряемого свойства среды, например пористости или проницаемости, от раз-



мера расчетной области. Размер расчетной области модели, при котором флуктуации измеряемого свойства будут минимальными, и является ЭПО.

Результаты математического моделирования для определения ЭПО и визуализация порово-сетевой модели для трех литотипов Самотлорского месторождения приводятся ниже на рис. 3-5. Согласно керновым исследованиям и принятой петрофизической модели, первый литотип соответствует крупно-среднезернистому песчанику, этот тип коллектора обладает наивысшими ФЕС; второй тип коллектора — средне-мелкозернистый песчаник; третий — алевролит. На графиках, представленных ниже, результаты моделирования ФЕС приводятся осредненными, то есть для каждого виртуального образца строилось несколько реализаций стохастической порово-сетевой модели. А итоговый результат приведен как среднее значение между всеми случайными реализациями моделей на каждом участке расчетной области.

На рис. 4 синим цветом отображены ячейки модели, содержащие открытые поры; черным цветом — ячейки без пор либо содержащие не связанные поры.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что ЭПО коэффициента пористости незначительно варьируется около одного значения, вне зависимости от различных литотипов образцов и их осредненных ФЕС. Из проведенной серии расчетов по созданию виртуальных образцов горной породы можно сделать вывод о том, что ЭПО для коэффициента пористости не значительно зависит от исходной

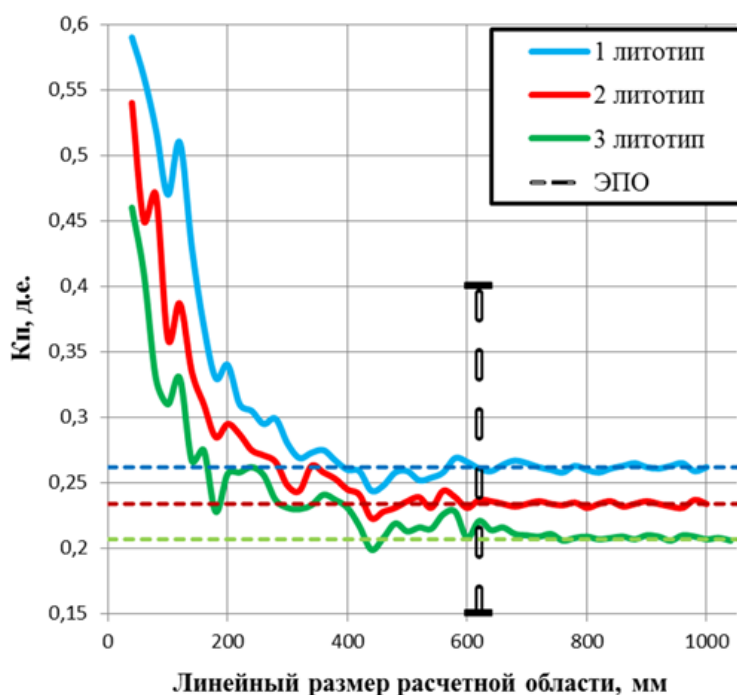


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости виртуального образца от размеров расчетной области

Fig. 3. Dependence between virtual rock sample porosity and dimension of calculating area

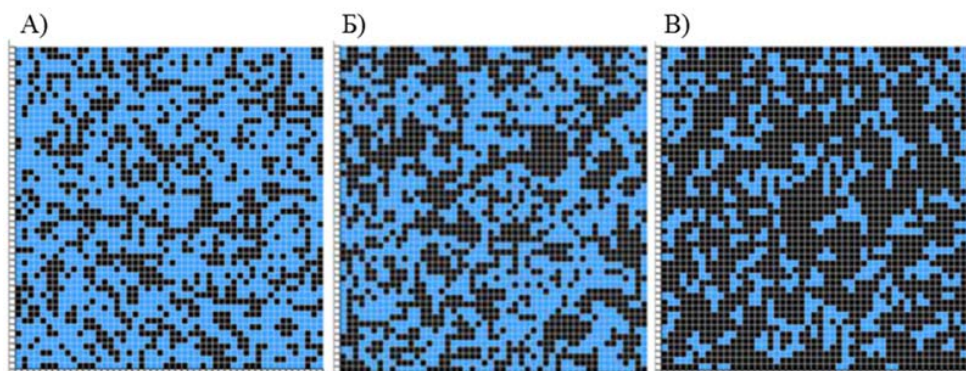


Рис. 4. Визуализация одной из реализаций стохастической порово-сетевой модели:  
 а) крупно-среднезернистый песчаник;  
 б) средне-мелкозернистый песчаник;  
 в) алевролит

Fig. 4. Visualization of one of the realizations of pore-network model:  
 a) coarse-grained sandstone  
 b) medium and fine-grained sandstone  
 c) aleurolite

геометрической и топологической информации, а определяется в основном параметрами алгоритма, порово-сетевой модели и принятыми приближениями.

ЭПО коэффициента проницаемости отличается для каждого литотипа и в большей мере определяется корреляционной информацией. В случае настройки на керновые данные первоочередной вариацией максимального радиуса связи размеры расчетной области с минимальными флуктуациями заметно отличаются для каждого литотипа (рис. 5).

Таким образом, контролируя проведение численных экспериментов на моделях с размерами большими, чем элементарный представительный объем, мы можем получить соответствие между исходной неоднородной средой и ее усредненным параметром.

Отметим также, что возможен случай, когда ЭПО отсутствует вовсе. Это справедливо для некоторых кавернозно-трещиноватых пород, а также для месторождений с разломами, размеры которых сопоставимы с размером самого резервуара [11].

#### Авторская петрофизическая модель

Тестирование разработанных компьютерных программ проводилось на задачах с известным аналитическим решением, а также с использованием результатов по реальным объектам с высокой керновой изученностью. Так как целью работы является уточнение петрофизической модели пластов с низкой охарактеризованностью керном Самотлорского месторождения (т. е. работа с изначально небольшим количеством лабораторно измеренных данных), то для тестирования разработанной модели необходим аналог. В качестве такого аналога выбран терригенный пласт с высокой керновой изученностью. Результаты лабораторных исследований и дополненные при помощи технологии «Цифровой керн» точки зависимости  $K_p$  —  $K_{pr}$  показаны на рис. 6.



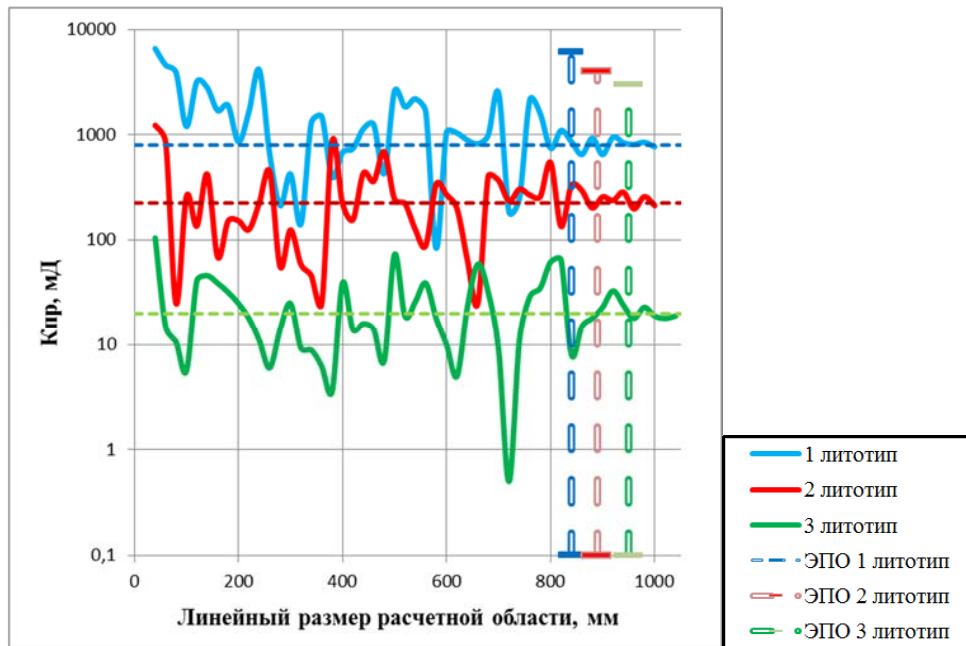


Рис. 5. Зависимость абсолютной проницаемости виртуального образца от размеров расчетной области

Fig. 5. Dependence between virtual rock sample permeability and dimension of calculating area

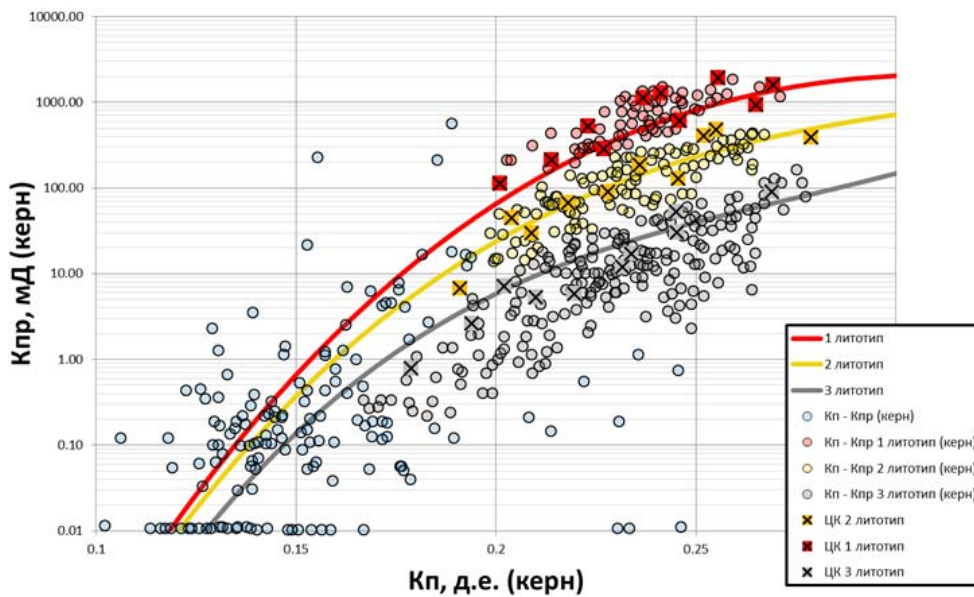


Рис. 6. Зависимость Кпр от Кп для пласта-аналога

Fig. 6. Dependence between permeability and porosity for analog beds

Результаты стохастического порово-сетевого моделирования ФЕС для каждого литотипа пород-коллекторов пласта-аналога хорошо согласуются с kernовыми данными. Это дает возможность применять технологию на слабоизученной группе пластов с целью уточнения петрофизической модели.

Для доизучения объекта с низкой kernовой изученностью было создано несколько стохастических порово-сетевых моделей с детальной настройкой на kernовые данные с учетом литологического описания образцов. В результате осреднения большого числа расчетов была уточнена корреляционная зависимость между абсолютной проницаемостью и коэффициентом пористости. По результатам расчетов получена новая зависимость «пористость — абсолютная проницаемость», которая характеризует горную породу как обладающую лучшими ФЕС по сравнению с ранее обоснованной зависимостью.

### Гидродинамическое моделирование

Для исследования поведения гидродинамической модели в зависимости от используемой петрофизической модели было создано два варианта расчетов: 1 — с кубом проницаемости, построенным по исходной зависимости; 2 — с кубом проницаемости, построенным по уточненной зависимости. Полученные модели не адаптировались, т. к. целью работы было проследить поведение ГДМ при использовании новой зависимости, полученной при помощи цифрового керна.

Результаты гидродинамического моделирования представлены на рис. 8. Накопленная добыча нефти по модели 2 отличается от фактического значения на 4,9%, а по модели 1 — на 17,4%. Аналогичная тенденция имеет место и для накопленной добычи жидкости: 43,2% по модели 2 против 54,8% по модели 1.

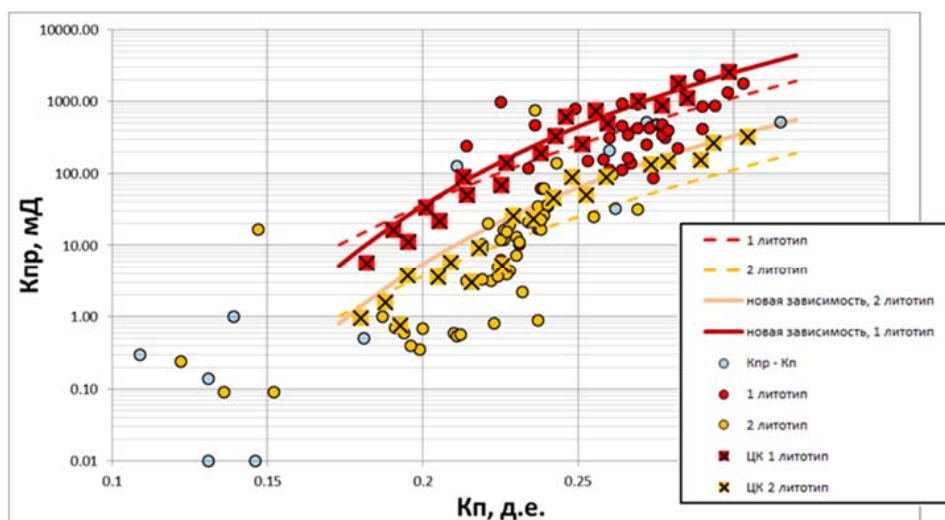


Рис. 7. Зависимость  $K_{пр}$  от  $K_p$  для пласта с низкой kernовой изученностью

Fig. 7. Dependence between permeability and porosity for beds with low core information

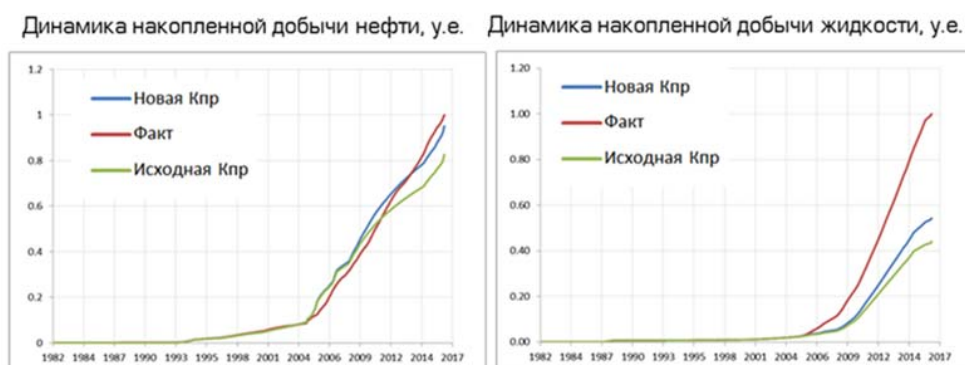


Рис. 8. Сопоставление результатов моделирования двух вариантов расчетов

Fig. 8. Comparing the results of two calculating variants

Таким образом, применение в гидродинамической модели новой зависимости показывает заметное улучшение соответствий между расчетными и фактическими данными разработки. Следовательно, можно говорить о том, что использование разработанной порово-сетевой модели (по сути — технологии «Цифровой керн») делает более оправданным необходимость увеличения проницаемости при адаптации ГДМ рассматриваемого объекта.

Отметим, что дальнейшая настройка ГДМ к истории разработки возможна за счет других параметров модели, например функций относительных фазовых проницаемостей, которые также можно обосновывать с применением технологии цифрового керна.

### Выводы

1. Подтверждено, что ЭПО должен включать значительное число особенностей реальной среды, в том числе и для стохастического моделирования.
2. На величину ЭПО для открытой пористости и проницаемости оказывают влияние топологические и корреляционные параметры стохастической порово-сетевой модели. Наибольшее влияние оказывает максимальный радиус связи.
3. Показано на примере горной породы Самотлорского месторождения, что элементарный представительный объем для коэффициента пористости не значительно зависит от литотипа, а для абсолютной проницаемости варьируется в зависимости от петрофизического типа горной породы.
4. Показано в рамках предложенной методики стохастического порово-сетевого моделирования, что значения ЭПО для абсолютной проницаемости превосходят значения ЭПО для пористости как минимум в полтора раза для всех рассмотренных объектов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А. Е. Расчетный метод получения относительных фазовых проницаемостей 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, математическое моделирование. 2013. № 8.
2. Москалев П. В. Математическое моделирование пористых структур / П. В. Москалев, В. В. Шитов. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007.
3. Степанов С. В. Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений: дис. д. техн. наук / С. В. Степанов. ТННЦ, 2016. С. 78.
4. Idowu N. A. Pore-Scale Modeling: Stochastic Network Generation and Modeling of Rate Effects in Waterflooding. Ph. D. diss. / N. A. Idowu. 2009.
5. Fatt I. The Network Model of Porous Media I. Capillary Pressure Characteristics / I. Fatt // Transactions of the Metallurgical Society of AIME. 1956. Vol. 207. Pp. 144-159.
6. Fatt I. The Network Model of Porous Media II. Dynamic Properties of a Single Size Tube Network / I. Fatt // Transactions of the Metallurgical Society of AIME. 1956. Vol. 207. Pp. 160-163.
7. Fatt I. The Network Model of Porous Media III. Dynamics Properties of Networks with Tube Radius Distribution / I. Fatt // Transactions of the Metallurgical Society of AIME. 1956. Vol. 207. Pp. 164-177.
8. Fenwick D. H. Calculating Three-Phase Relative Permeabilities Using Network Modeling / D. H. Fenwick, M. J. Blunt. 1996.
9. Nowroozi H. A New Approach for Constructing Pore Network Model of Two Phase Flow in Porous Media / H. Nowroozi, R. B. Boozarjomehry, S. Jamshidi, M. R. Pishvaie // Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE). 2009. No 28 (4). Pp. 37-49.
10. Okabe H. Pore-Scale Modelling Of Carbonates. Ph. D. diss. / H. Okabe. 2004.
11. Lingen P. van. Single Medium Simulation of Reservoirs with Conductive Faults and Fractures / P. van Lingen, J.-M. Daniel, L. Cosentino, M. Sengu // SPE 68165. 2001.

Ivan N. ZHIZHIMONTOV<sup>1</sup>  
Sergei V. STEPANOV<sup>2</sup>

### **THE DETERMINATION OF REPRESENTATIVE ELEMENTARY VOLUME BY VALUING PETROLEUM PROPERTIES OF SAMOTLOR FIELD**

<sup>1</sup> Postgraduate Student, Tyumen State University;  
Specialist, Tyumen Petroleum Research Center  
inzhizhimontov@yandex.ru

<sup>2</sup> Dr. Sci. (Tech.), Cand. Sci. (Phys.-Math.),  
Associate Professor, Tyumen State University;  
Expert in Chief, Tyumen Petroleum Research Center  
svstepanov@rosneft.ru

#### **Abstract**

The purpose of our research is to create scientific basement for numerical calculation of filtration-capacitive rock sample's properties and to study scale effects. A complex of computer programs was developed and implemented during our work. The first program can generate a stochastic pore-network model, the next one — imitate numerically the flow in this pore-network model.

The results of the imitation for single-phase flow of incompressible fluid in pores and throats of virtually made terrigenous deposits of Western Siberia fields rock samples are represented by the dimensions of the network calculation area. The article describes that it is necessary to determine the representative elementary volume (REV) for every rock property and lithotype to make reliable results of macroscopic rock sample properties.

The results, which are illustrated in this article, became the foundation for refinement of author petroleum model of low core information group of beds of Samotlor field, and implemented for adaptation the hydrodynamic model by real data.

---

**Citation:** Zhizhimontov I. N., Stepanov S. V. 2017. "The Determination of Representative Elementary Volume by Valuing Petroleum Properties of Samotlor Field". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 2, pp. 46-59.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-46-59

---

**Keywords**

Stochastic pore-network model, REV, representative elementary volume, filtration-capacitive rock sample's properties.

**DOI:** 10.21684/2411-7978-2017-3-2-46-59

**REFERENCES**

1. Altunin A. E., Sokolov S. V., Stepanov S. V., Cheremisin N. A., Shabarov A. B. 2013. "Raschetnyy metod polucheniya odnositel'nykh fazovykh pronitsaemostei na osnove resheniya obobshchennykh uravnenii Bernulli dlya sistemy porovykh kanalov" [Calculation Method of Determining Relative Phase Permeability Based on Generalized Bernulli Solutions for a System of Poros]. *Neftepromyslovoe delo, matematicheskoe modelirovanie*, no 8.
2. Moskalev P. V., Schitov V. V. 2007. *Matematicheskoe modelirovanie poristykh struktur* [Mathematic Modelling of Porous Structures]. Moscow: PHIZMATLIT.
3. Stepanov S. V. 2016. "Kompleks vychislitel'nykh tehnologiy dlya povysheniya kachestva modelirovaniya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii" [Complex Calculation Technologies for Enhance Quality of Oil and Gas Fields Development]. Dr. Sci. (Tech.) diss. TNNTs.
4. Idowu, N. A. 2009. "Pore-Scale Modeling: Stochastic Network Generation and Modeling of Rate Effects in Waterflooding". Ph. D. diss.
5. Fatt I. 1956. "The Network Model of Porous Media I. Capillary Pressure Characteristics". *Transactions of the Metallurgical Society of AIME*, vol. 207, pp. 144-159.
6. Fatt I. 1956. "The Network Model of Porous Media II. Dynamic Properties of a Single Size Tube Network". *Transactions of the Metallurgical Society of AIME*, vol. 207, pp. 160-163.
7. Fatt I. 1956. "The Network Model of Porous Media III. Dynamics Properties of Networks with Tube Radius Distribution". *Transactions of the Metallurgical Society of AIME*, vol. 207, pp. 164-177.
8. Fenwick D. H., Blunt M. J. 1996. *Calculating Three-Phase Relative Permeabilities Using Network Modeling*.
9. Nowroozi H., Boozarjomehry R. B., Jamshidi S., Pishvaie M. R. 2009. "A New Approach for Constructing Pore Network Model of Two Phase Flow in Porous Media". *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE)*, no 28 (4), pp. 37-49.
10. Okabe H. 2004. "Pore-Scale Modelling of Carbonates". Ph. D. diss.
11. Lingen P. van, Daniel J.-M., Cosentino L., Sengul M. 2001. "Single Medium Simulation of Reservoirs with Conductive Faults and Fractures". SPE 68165.