

**Исследование
фильтрационно-емкостных
свойств пластов БВ
Самотлорского
месторождения с
использованием
стохастической порово-
сетевой модели**

И.Н. Жижимонтов,
С.В. Степанов,
А.В. Свалов
(ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»)

Адрес для связи: inzhizhimontov@rosneft.ru

Ключевые слова: стохастическая порово-сетевая модель, пористость, абсолютная проницаемость

В настоящее время гидродинамическое моделирование является основой при проектировании и сопровождении месторождений углеводородов. В свою очередь адекватность гидродинамической модели тесно связана с количеством и качеством исходных данных. Решить проблему недостаточности или низкого качества исходных данных можно с использованием технологии «Цифровой керн». В статье дано описание разработанной стохастической порово-сетевой модели. Приведены результаты тестирования созданной компьютерной программы. Рассмотрены результаты ее применения для обоснования зависимости пористость – абсолютная проницаемость пласта БВ Самотлорского месторождения. Стохастическая порово-сетевая модель виртуальных образцов горной породы строилась в два этапа. Первый этап состоял в стохастической реконструкции пустотного пространства. На втором этапе выполнялся расчет абсолютной проницаемости, исходя из численной имитации течения однофазной несжимаемой жидкости в поровых каналах. С целью доизучения объекта создано несколько стохастических порово-сетевых моделей с детальной настройкой на керновые данные с учетом литологического описания образцов. В

**The investigation of reservoir
properties of BV formation of
Samotlorskoye field using
stochastic pore-network model**

I.N. Zhizhimontov,
S.V. Stepanov,
A.V. Svalov
(Tyumen Petroleum Research Center,
RF, Tyumen)

E-mail: inzhizhimontov@rosneft.ru

Keywords: stochastic network models, porosity, absolute permeability

Nowadays hydrodynamic modelling is the base for projecting and supporting the fields. Adequacy of the hydrodynamic model is connected with quantity and quality of initial data, and with petrophysical properties. In this case, in practice, there is a situation where there are problems with the quantity and / or quality of the source data. This problem can be solved using the Digital Core technology.

In this article is described the developed stochastic pore-network model, presented the results of testing the created computer program, and examines the results of its application to substantiate the porosity-the absolute permeability dependence of the BV formation of Samotlorskoye field.

Presented in the work the stochastic pore-net model of virtual rock samples was constructed in two stages. The first stage is the stochastic reconstruction of the void space. Capillary pressure curves were used as an initial information. The adjustment of the stochastic model to core data was carried out by correlation and topological parameters, such as the maximum coupling radius (directly affects the coordination number), weight functions, etc. The second stage is the absolute permeability calculation, starting from a numerical simulation of a single-phase incompressible fluid flow in pore channels. For this, the equations of hydraulics are used: the equations of the mass balance in the pores and the equations for the fluid flow in the channels (Poiseuille equations). With the purpose of studying the object, several stochastic porous-network models were created with detailed tuning to cores data taking into account the lithological description of the samples. As a result of averaging a large number of

результате усреднения большого числа расчетов уточнена корреляционная связь абсолютной проницаемости и коэффициента пористости. Получена новая зависимость пористость – абсолютная проницаемость, которая характеризует горную породу как обладающую лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) по сравнению с ранее обоснованной зависимостью. Улучшение ФЕС также согласуется с результатами промысловых исследований скважин.

calculations, the correlation dependence between the absolute permeability and the porosity was refined. Based on the calculation results, a new porosity-absolute permeability relationship characterizes the rock as having better petrophysical properties than the previously valid dependence. The improvement of the filtration-capability properties also agrees with the results of well research. The application of the new dependence in the hydrodynamic model shows a marked improvement in the correspondences between calculated and actual development data, which indicates the legitimacy of the resulting petrophysical dependence.

Введение

Создание достоверной гидродинамической модели требует достаточного количества качественных исходных данных, в том числе не только о распределении фильтрационно-емкостных свойств изучаемого объекта, но и о взаимосвязи между ними. При этом на практике количество и/или качество исходной информации оказывается недостаточным. Решить данную проблему можно с использованием технологии «Цифровой керн».

Технология «Цифровой керн» включает моделирование течения флюидов и других процессов на микроуровне, а также восстановление топологии горной породы. Концептуальная схема цифровых исследований приводится на рис. 1.

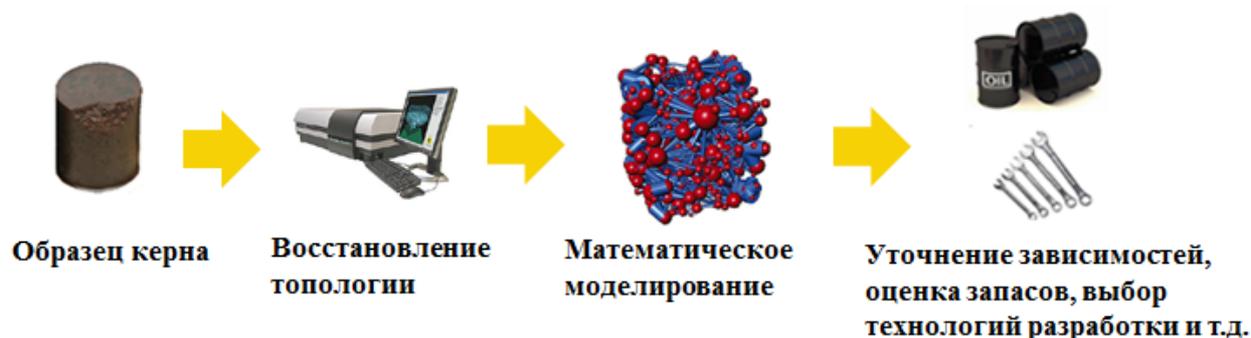


Рис. 1. Концептуальная схема цифровых исследований керна

Существуют различные методики преобразования данных о строении пористой среды в математическую модель, пригодную впоследствии для расчетов течения флюидов. В преобладающем большинстве случаев именно

топология пустотного пространства определяет макроскопические параметры исследуемой среды. В работе [1] выделены следующие способы реконструкции пустотного пространства горной породы:

- прямые (томография).
- обратные:
 - стохастическая реконструкция.
 - реконструкция по шлифам.
 - реконструкция, основанная на процессе формирования горной породы.

Необходимо отметить, что наиболее реалистичной моделью, описывающей топологию пустотного пространства, является воксельная цифровая модель. Для ее построения необходимо использовать компьютерный рентгеновский томограф высокого разрешения, а также специальные методики обработки информации. В результате становится возможным описание геометрии отдельных зерен, а также идентификация минерального состава зерна.

Для расчета течения флюидов на микроуровне одной из наиболее развитых моделей пустотного пространства является порово-сетевая модель [2]. Такая модель представляет собой совокупность пересекающихся поровых каналов. Это является ее основным отличием от капиллярных моделей пористых сред, в которых капилляры никогда не пересекаются. Наиболее распространенный вид сетевой модели представляет собой описание пор и каналов относительно простыми геометрическими фигурами. Например, в классической постановке поры представляются как сферы, а каналы – как цилиндры (в 2D сечении пора – окружность, канал – прямоугольник). В современном представлении в рамках порово-сетевых моделей можно учитывать геометрические особенности реальных элементов сложной формы. Для этого используется такой параметр, как фактор формы, который показывает отличие конкретного элемента от его унифицированной формы.

Стохастическая реконструкция подразумевает использование распределения пор и капилляров по размерам и их связи [3], а также таких параметров, как координационное число или распределения координационных чисел по модели [4]. Т.е. в основе стохастических моделей лежит ряд гипотез относительно пространственного распределения элементов горной породы. Отметим, что стохастические сети могут быть сколь угодно большими и, следовательно, не ограничиваются размером исходного изображения. Это позволяет учесть масштабные эффекты при моделировании течения на микроуровне, что в свою очередь необходимо для прогнозирования представительных физико-химических и петрофизических свойств изучаемых образцов.

Существуют различные подходы к моделированию течения на микроуровне: например, решение системы уравнений Навье – Стокса, решеточные уравнения Больцмана (Lattice Boltzmann Equations – LBE), а также сетевые модели (Pore-Network-Models).

В данной работе предпринята попытка создания научно-методической основы для цифрового изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов группы БВ Самотлорского месторождения с целью уточнения петрофизической модели.

Особенности реализованной стохастической порово-сетевой модели горной породы

Стохастическая порово-сетевая модель виртуальных образцов горной породы строилась в два этапа.

1. Первый этап заключался 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. На основе геометрических и топологических данных стохастически

восстанавливалась топология пустотного пространства, характерная для конкретного литотипа моделируемой горной породы. Настройка стохастической модели на керновые данные осуществлялась по корреляционным и топологическим параметрам, таким как максимальный радиус связи (напрямую влияет на координационное число), весовые функции и др.

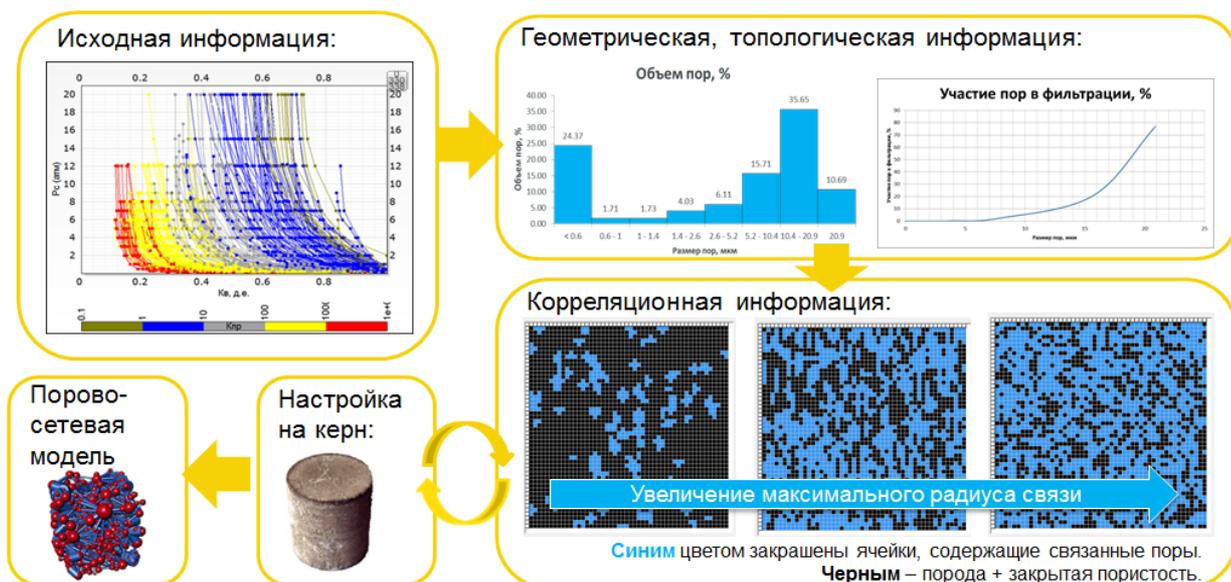


Рис. 2. Алгоритм создания стохастической порово-сетевой модели

Разработанный алгоритм, реализованный в виде компьютерной программы, позволял генерировать число количество реализаций стохастической порово-сетевой модели. При этом распределение пор для каждой конкретной реализации модели могло отличаться от исходного заданного распределения из-за случайности процессов генерации сети. Однако при большом числе реализаций совокупная статистическая выборка виртуальных образцов соответствовала топологической информации.

2. На втором этапе рассчитывалась абсолютная проницаемость, исходя из численной имитации течения однофазной несжимаемой жидкости в поровых каналах. Для расчета фильтрационных свойств виртуального образца использовалась сетевая модель.

В сетевых моделях расчет течения выполняется применительно к графу, состоящему из каналов и мест их пересечения – узлов [5]. Для этого используются уравнения баланса массы в порах и расходов жидкости в каналах. Для многофазного течения дополнительные потери давления на менисках рассчитываются, например, по параметрическим формулам [2].

Проницаемость определяется путем решения системы линейных алгебраических уравнений [6]:

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

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

Число уравнений в системе равно количеству связанных (участвующих в фильтрации) пор.

Переход к расчету макроскопических параметров осуществляется с использованием закона Дарси. При этом полученный результат должен быть представительным, т.е. должен быть получен для виртуального образца, размер которого не меньше элементарного представительного объема. В работе [7] показано, что элементарный представительный объем должен быть достаточно мал по сравнению с размерами пористого тела, чтобы обеспечивать допустимую погрешность при аппроксимации дифференциального объема фиктивной сплошной среды. С другой стороны, он должен быть достаточно велик, чтобы при усреднении обеспечивать такие же макроскопические характеристики, что и пористая среда в целом с заданным уровнем доверительной вероятности.

Результаты математического моделирования процессов фильтрации с учетом размеров образца для различных реализаций стохастической сетевой модели представлены на рис. 3. Из него видно, что элементарный представительный объем для коэффициента проницаемости больше, чем для

пористости. Различие в ЭПО для $K_{п}$ и $k_{пр}$ будет зависеть и от петрофизических свойств (в общем случае литотипа) горной породы.

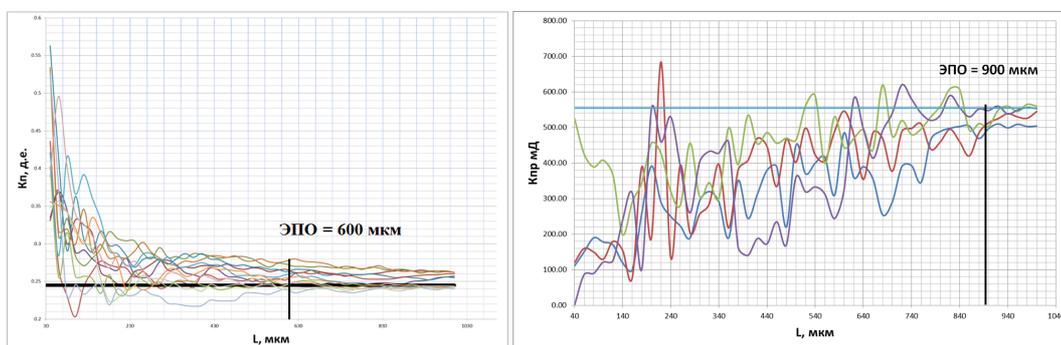


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости $K_{п}$ (слева) и абсолютной проницаемости $k_{пр}$ (справа) виртуального образца от размеров расчетной области

Тестирование и апробация модели

Разработанные компьютерные программы были протестирована на задачах с известным аналитическим решением, а также с использованием результатов, полученных на реальных объектах с высокой керновой изученностью. Так как целью работы является уточнение петрофизической модели пластов Самотлорского месторождения с низкой охарактеризованностью керном, для тестирования разработанной модели был выбран пласт-аналог – терригенный пласт, хорошо изученный по керновым данным.

Результаты лабораторных исследований керна пласта-аналога показали, что наблюдается значительная вариация абсолютной проницаемости пород при одинаковых значениях открытой пористости. В таком случае прогноз проницаемости как функции только пористости приводит к весьма существенным погрешностям. Поэтому по литологической модели данного пласта были выделены три группы коллекторов, каждая из которых характеризовалась уникальными петрофизическими зависимостями: песчаник крупно-среднезернистый, песчаник мелкозернистый и алевролит разномзернистый.

Для тестирования разработанной программы создано три порово-сетевые модели с детальной настройкой на каждый отдельный литотип. На рис. 4 показано сопоставление расчетных и лабораторно измеренных ФЕС.

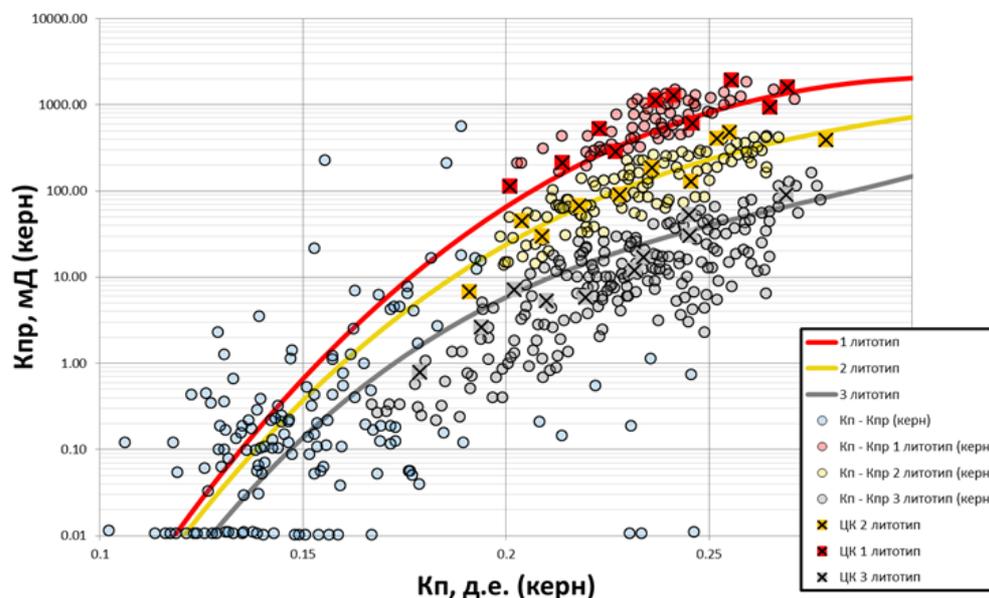


Рис. 4. Зависимость коэффициента проницаемости $k_{пр}$ от коэффициента пористости $K_{п}$ для пласта-аналога

Результаты цифрового расчета ФЕС для каждого из трех литотипов пород-коллекторов пласта-аналога хорошо согласуются с керновыми данными. Это подтверждает возможность применения технологии «Цифровой керн» с целью уточнения петрофизической модели слабоизученной группы пластов.

Для доизучения объекта с низкой керновой изученностью созданы несколько стохастических порово-сетевых моделей с детальной настройкой на керновые данные с учетом литологического описания образцов. В результате усреднения большого числа расчетов была уточнена корреляционная зависимость между абсолютной проницаемостью и коэффициентом пористости (рис. 5). По результатам расчетов получена новая зависимость пористость – абсолютная проницаемость, которая характеризует горную породу как обладающую лучшими ФЕС по сравнению с ранее обоснованной зависимостью.

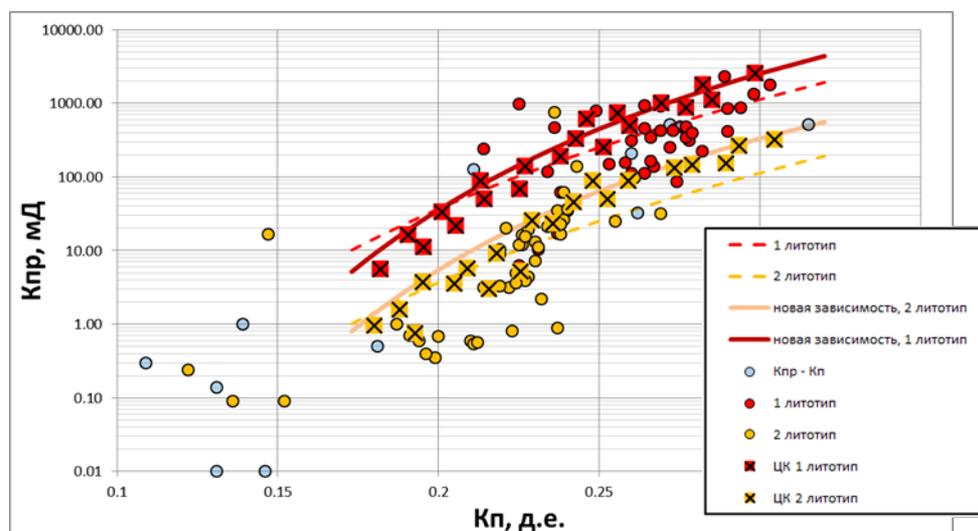


Рис. 5. Зависимость коэффициента проницаемости $k_{пр}$ от коэффициента пористости $K_{п}$ для пласта с низкой керновой изученностью

Для исследования влияния используемой петрофизической модели на гидродинамическое моделирование созданы два варианта расчетов: 1) с кубом проницаемости, построенным по исходной зависимости; 2) с кубом проницаемости, построенным по уточненной зависимости. Полученные модели не адаптировались, так как целью работы являлась оценка влияния изменения зависимости на гидродинамическую модель. Результаты гидродинамического моделирования представлены на рис. 6. Накопленная добыча нефти по варианту 2 отличается от фактического значения на 4,9 %, по варианту 1 – на 17,4 %; накопленная добыча жидкости – соответственно на 43,2 и 54,8 %.

Таким образом, применение в гидродинамической модели новой зависимости показывает заметное улучшение соответствия расчетных данных фактическим. Следовательно, использование разработанной порово-сетевой модели (по сути – технологии «Цифровой керн») позволило обосновать необходимость увеличения проницаемости при адаптации гидродинамической модели рассматриваемого объекта.

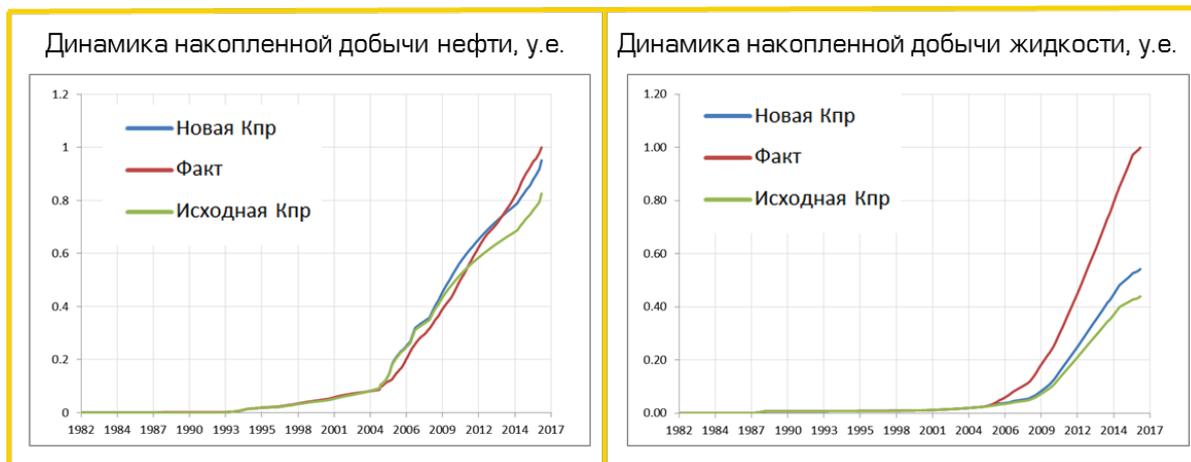


Рис. 6. Сопоставление результатов моделирования по двум вариантам расчетов

Отметим, что дальнейшая настройка гидродинамической модели на историю разработки возможна за счет других параметров, например, функций относительных фазовых проницаемостей, которые также можно обосновывать с применением технологии «Цифровой керна».

Заключение

Создана стохастическая порово-сетевая модель виртуальных образцов горной породы. Модель успешно прошла тестирование на объектах с высокой керновой изученностью. Разработанная модель позволила обосновать зависимость абсолютная проницаемость – пористость для группы пластов с низкой керновой изученностью. Использование новой зависимости в гидродинамической модели обеспечило лучшее соответствие расчетных и фактических данных, что свидетельствует о правомерности полученной петрофизической зависимости.

Список литературных

1. *Okabe H.* Pore-Scale Modelling Of Carbonates: PhD dissertation. - 2004.
2. *Idowu N.A.* Pore-Scale Modeling: Stochastic Network Generation and Modeling of Rate Effects in Waterflooding: Ph.D. Dissertation. - 2009.
3. *Comprehensive Pore Structure Characterization Using 3D Computer Reconstruction and Stochastic Modeling/ M.A. Ioannidis, I. Kwiecien, I. Chatzis [et al.]*// SPE 38713-MS. - 1997.
4. *Direct and stochastic generation of network models from tomographic images; effect of topology on residual saturations/R.M. Sok, [et al.]*//Transport in Porous Media. - 2002. – V. 46. - P. 345-371.
5. *Степанов С.В.* Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений: дис. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2016.
6. *A New Approach for Constructing Pore Network Model of Two Phase Flow in Porous Media H. Nowroozi [et al.]*. - 2009.
7. *Москалев П.В., Шитов В.В.* Математическое моделирование пористых структур. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007.