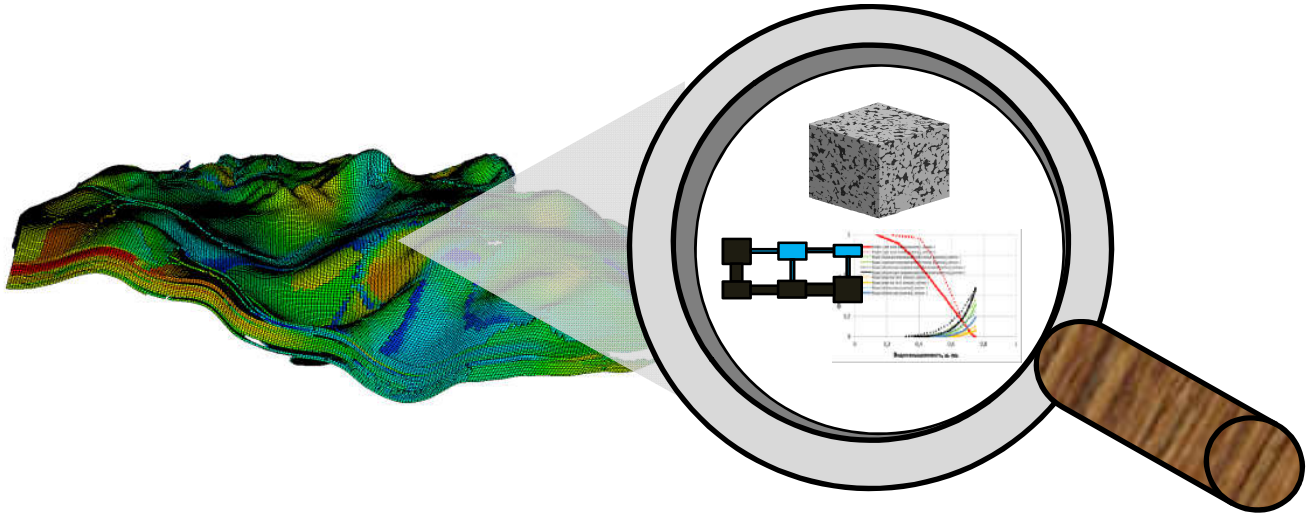
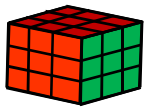
MICROMODELLING SOFTWARE

Докладчик:
Марков Павел Владимирович,
Генеральный директор ООО «МикроМодел»

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС МОДЕЛИРОВАНИЯ НА МИКРОУРОВНЕ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ



ПРОБЛЕМЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ



Точнее и быстрее смоделировал

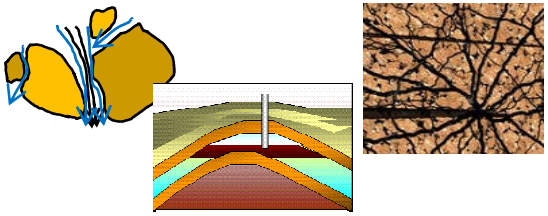


Точнее пробурил и спланировал

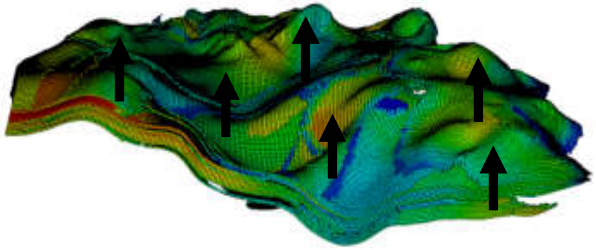


Больше добыл и меньше потратил

Многомасштабность нефтегазового пласта (поры, трещины и т.д.)



Гидродинамическая модель



Высокая неопределенность данных



Нет эффективных программных комплексов моделирования микроструктуры пористой среды

$$\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} = -(\vec{v}\cdot\nabla)\vec{v} + \nu\Delta\vec{v} - \frac{1}{\rho}\nabla p + \vec{f},$$





Отсутствие необходимых дорогостоящих экспериментов



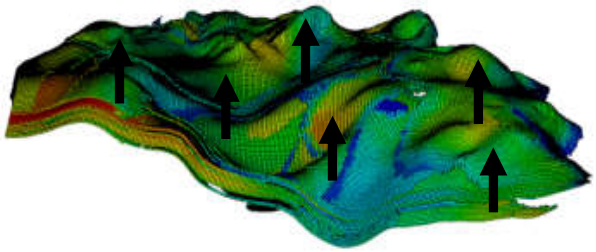


ПРОБЛЕМЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

ЦЕЛЬ ПРОЕКТА

Создание программного комплекса для расчета фильтрационных параметров и решения упомянутых проблем для гидродинамических моделей месторождений нефти и газа за счет построения моделей микроструктуры пористой среды

Гидродинамическая модель



РЕШЕНИЕ

Построение моделей структуры для различных масштабов и последующее ремасштабирование

РЕШЕНИЕ

Более полный учет всех имеющихся данных в моделях структуры пористой среды и оценка неопределенности

РЕШЕНИЕ

Создание программного комплекса, решающего широкий спектр задач моделирования и понятный широкому кругу специалистов

РЕШЕНИЕ

Домоделирование неизвестных важных фильтрационных параметров (имитация экспериментов)

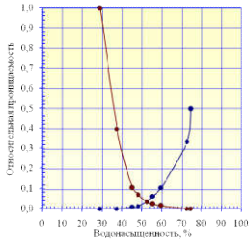
МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Фильтрационные параметры

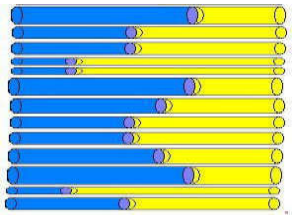
- Относительные фазовые проницаемости
- Коэффициент вытеснения
- Остаточные насыщенности
- Капиллярное давление
- Абсолютная проницаемость

Экспериментальные методики





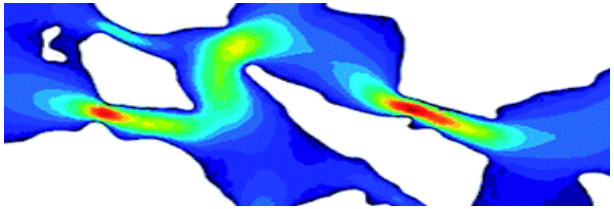
Аналитические методики



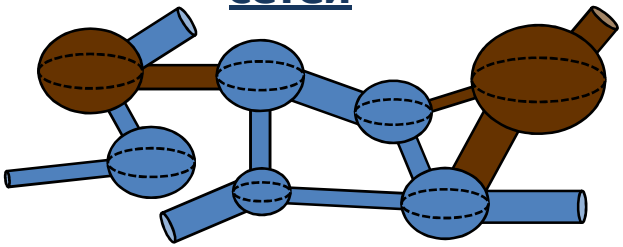
$$k_w(S) = \frac{\int_{R_w}^{\infty} R^4 f(R) dR}{\int_{0}^{\infty} R^4 f(R) dR}$$

«ЦИФРОВОЙ КЕРН»

Прямой расчет в изображении пористой среды

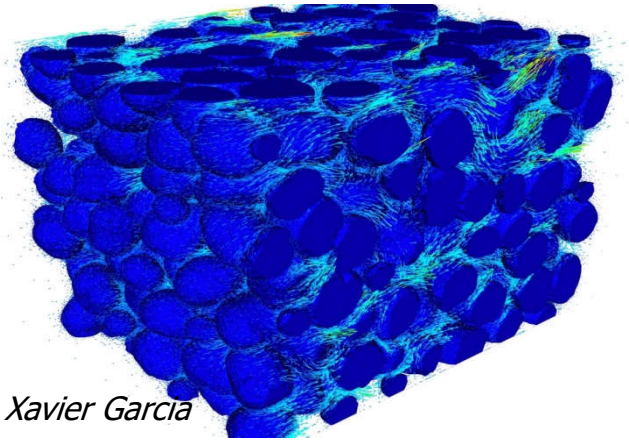


Построение моделей поровых сетей



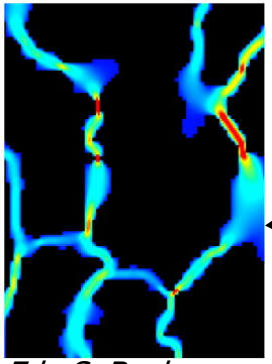
ПРЯМОЙ РАСЧЕТ ПОТОКА В ИЗОБРАЖЕНИЯХ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Моделирование многофазного потока

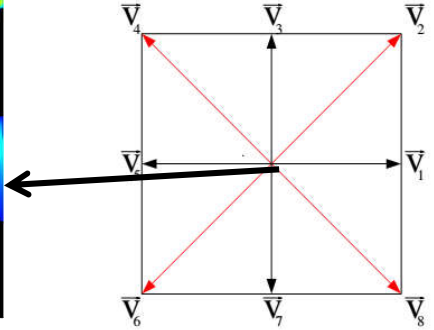


Dr. Xavier Garcia

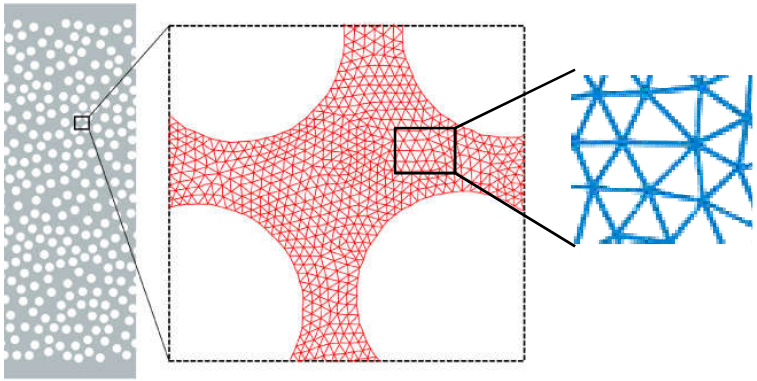
Методы частиц



Edo S. Boek

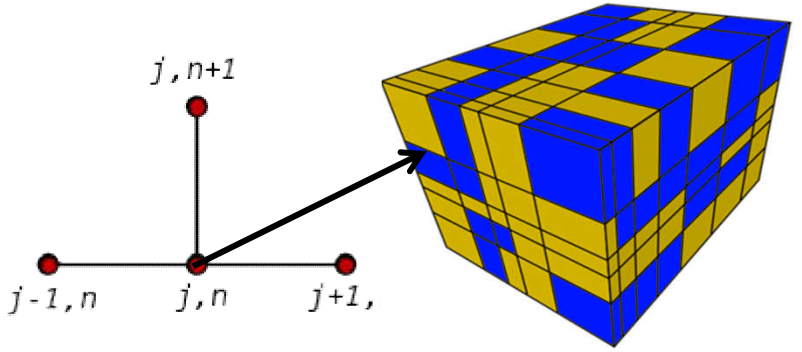


Методы с помощью конечных элементов



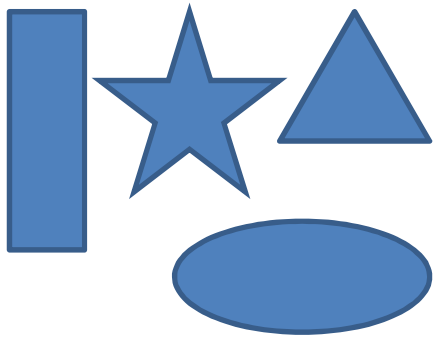
Ariel Narváez

Методы на основе конечно-разностных схем

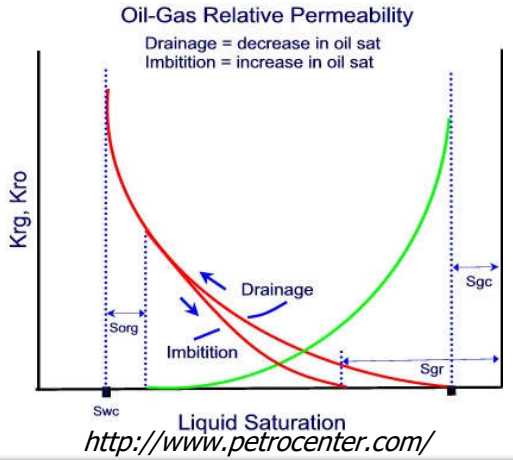


ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПОРОВЫХ СЕТЕЙ

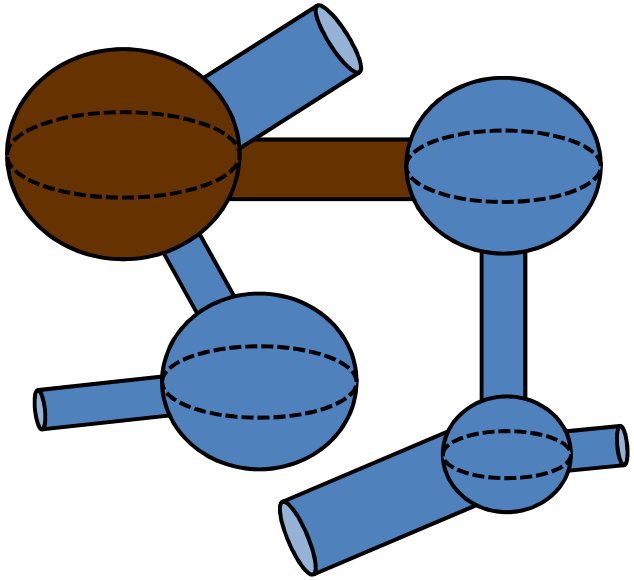
Различные формы пор и капилляров



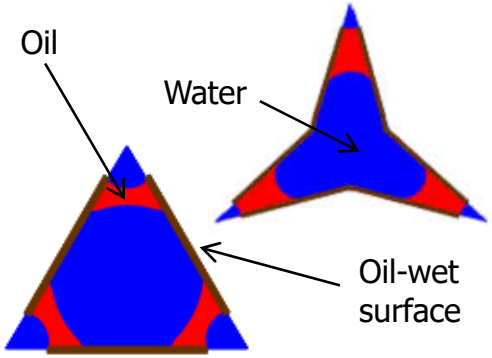
Различные режимы течения



Модель поровой сети



Различные типы смачиваемости породы

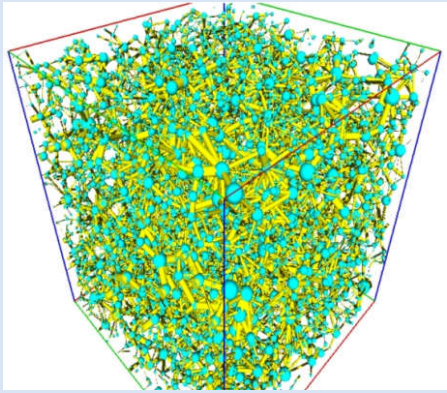


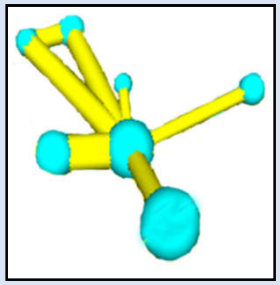
Различные флюиды



ИСТОЧНИКИ ДАННЫХ ДЛЯ МОДЕЛЕЙ ПОРОВЫХ СЕТЕЙ

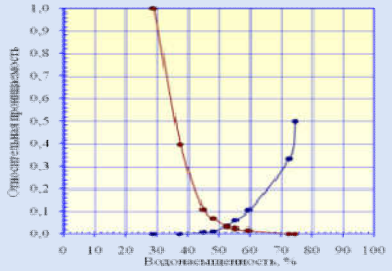
Модель микроструктуры пористой среды



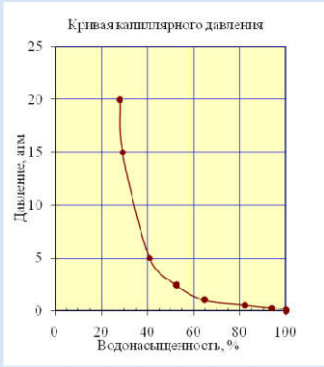


Решение обратной задачи для различных фильтрационных параметров

ОФП



Капиллярные кривые

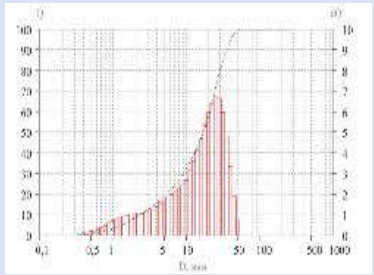


Использование косвенных данных для построения моделей

Распределение пор по размерам



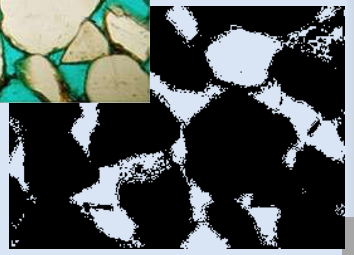
Гранулометрический состав



Использование фотографий шлифов керна и томографии







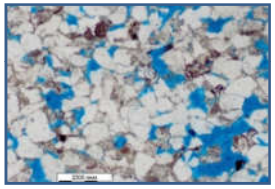
РАСЧЕТ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Использование всех имеющихся данных разных масштабов

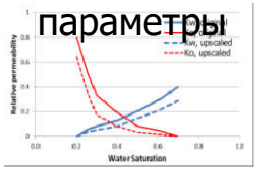
Томография



Шлифы керна



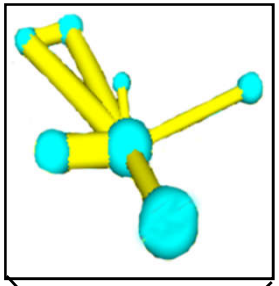
Экспериментальные фильтрационные параметры

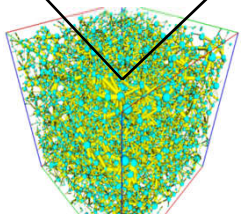


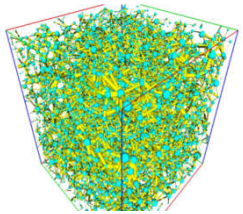
Другие данные

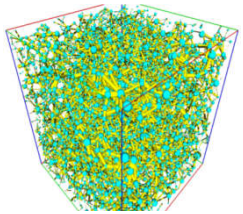


Получение множества моделей поровых сетей для различных масштабов



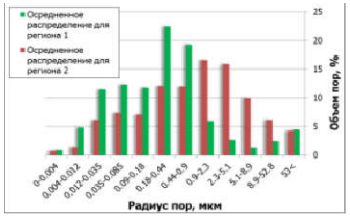




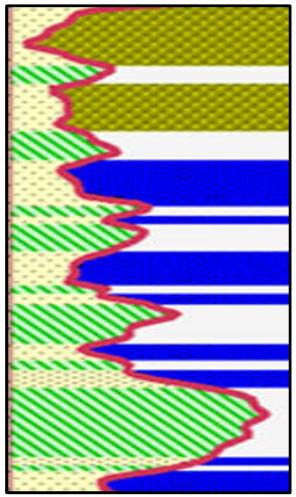


Ремасштабирование моделей поровых сетей

Осреднение параметров сетей

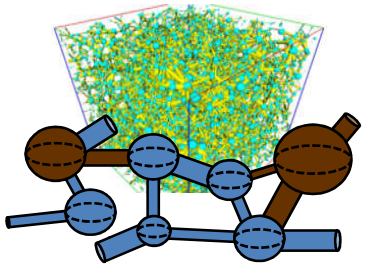


Корреляция с РИГИС

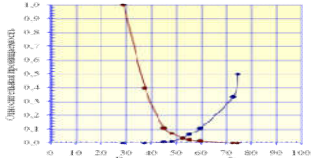


Расчет фильтрационных параметров гидродинамических модели

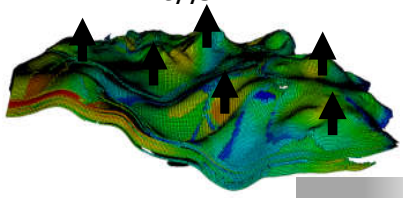
Осредненная ремасштабированная поровая сеть



Расчет фильтрационных параметров



Задание параметров в гидродинамическую модель



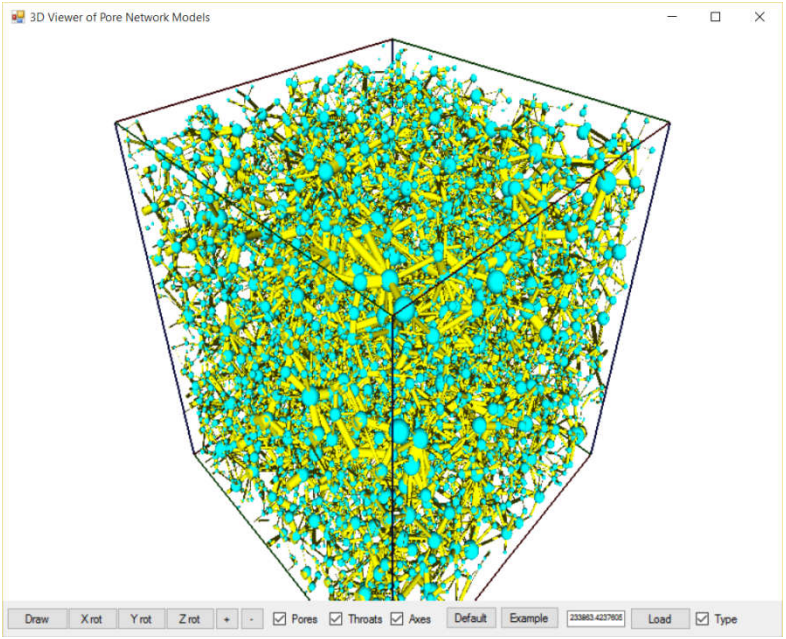
АНАЛОГИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

Программный комплекс «MicroModelling Software»

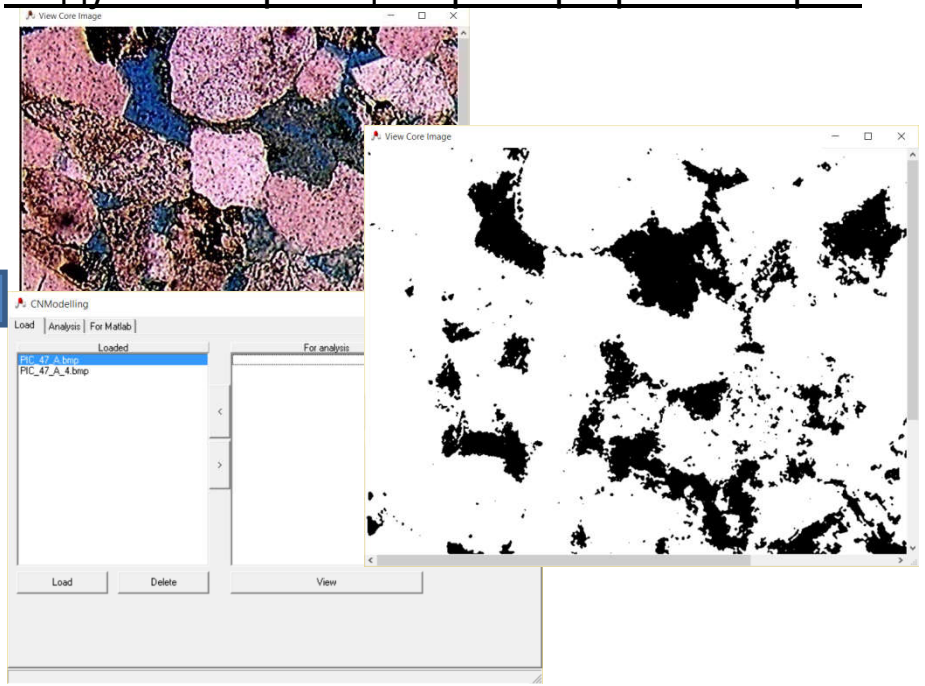
корреляция с РИГИС (ремасштабирование)	**Уникальный модуль** (позволяет ремасштабировать для гидродинамических моделей), **планируется патентование**
построение 3D изображений породы	**Коммерческие программные продукты:** ❑CoreFlow Schlumberger (только совместно с экспериментами, дорого и долго, не продают свой ПК); ❑iRock Technologies (только совместно с экспериментами, дорого и долго, не продают свой ПК); ❑Introvision (ориентировано на лаборатории, только совместно с экспериментами); **Для научно-исследовательских целей:** ❑Heriot-Watt University (только в научных целях, не ПК); ❑Imperial College of London (только в научных целях, не ПК); ❑OpenPNM (только в научных целях, не ПК). **Планируется адаптация методов для использования в инженерной практике нефтегазовой отрасли**
построение моделей поровых сетей	
моделирование многофазного потока	
адаптация моделей	**Уникальный модуль,** аналоги лишь из других областей (tNavigator и др.), не адаптированные для целей данного ПК, **планируется патентование**
генератор моделей	**Сильно упрощенные аналоги** для научных исследований (Heriot-Watt University, Imperial College of London), **планируется патентование**

ДЕМОНСТРАЦИЯ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

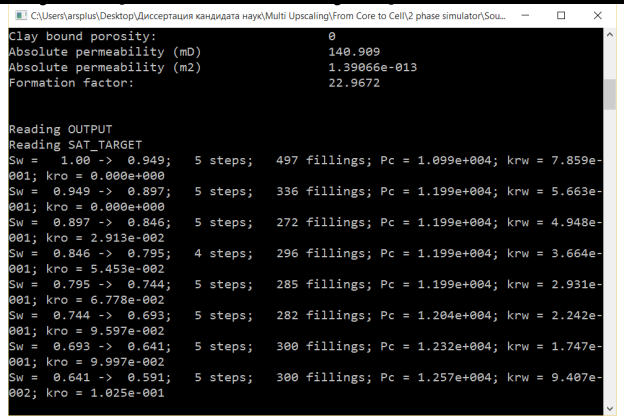
Модуль визуализации моделей



Модуль бинаризации фотографий шлифов



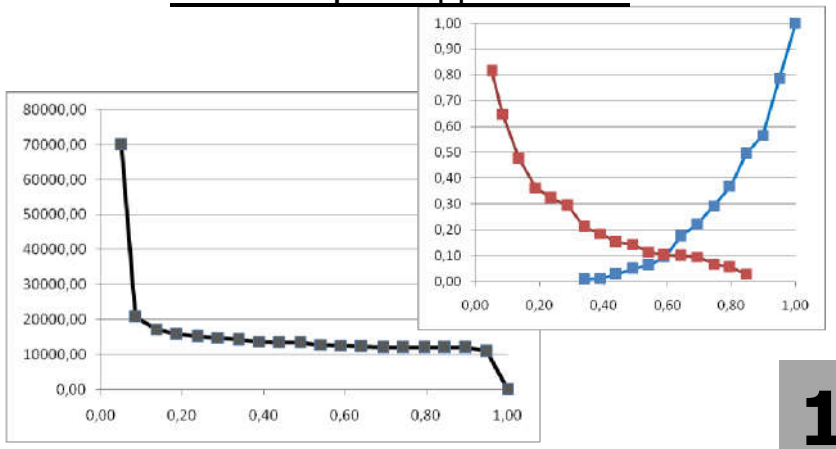
Модуль расчета двухфазного течения



```
Clay bound porosity:                    0
Absolute permeability (mD)              140.909
Absolute permeability (m2)              1.39066e-013
Formation factor:                       22.9672

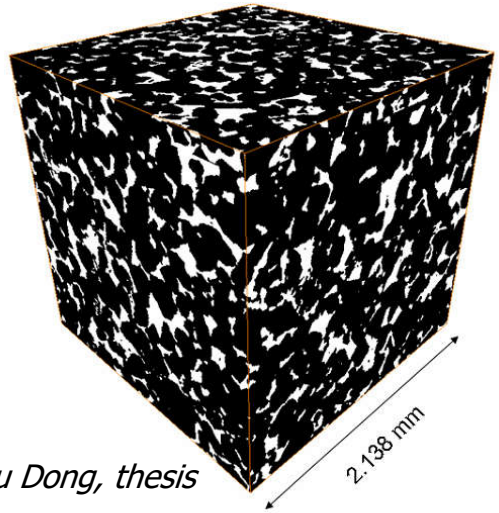

Reading OUTPUT
Reading SAT_TARGET
Sw =   1.00 ->  0.949;   5 steps;   497 fillings; Pc = 1.099e+004; krw = 7.859e-
001; kro = 0.000e+000
Sw =  0.949 ->  0.897;   5 steps;   336 fillings; Pc = 1.199e+004; krw = 5.663e-
001; kro = 0.000e+000
Sw =  0.897 ->  0.846;   5 steps;   272 fillings; Pc = 1.199e+004; krw = 4.948e-
001; kro = 2.913e-002
Sw =  0.846 ->  0.795;   4 steps;   296 fillings; Pc = 1.199e+004; krw = 3.664e-
001; kro = 5.453e-002
Sw =  0.795 ->  0.744;   5 steps;   285 fillings; Pc = 1.199e+004; krw = 2.931e-
001; kro = 6.778e-002
Sw =  0.744 ->  0.693;   5 steps;   282 fillings; Pc = 1.204e+004; krw = 2.242e-
001; kro = 9.597e-002
Sw =  0.693 ->  0.641;   5 steps;   300 fillings; Pc = 1.232e+004; krw = 1.747e-
001; kro = 9.997e-002
Sw =  0.641 ->  0.591;   5 steps;   300 fillings; Pc = 1.257e+004; krw = 9.407e-
002; kro = 1.025e-001
```

Рассчитанные ОФП и капиллярное давление



ПРИМЕР РАСЧЕТА С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛЕЙ ПОРОВЫХ СЕТЕЙ

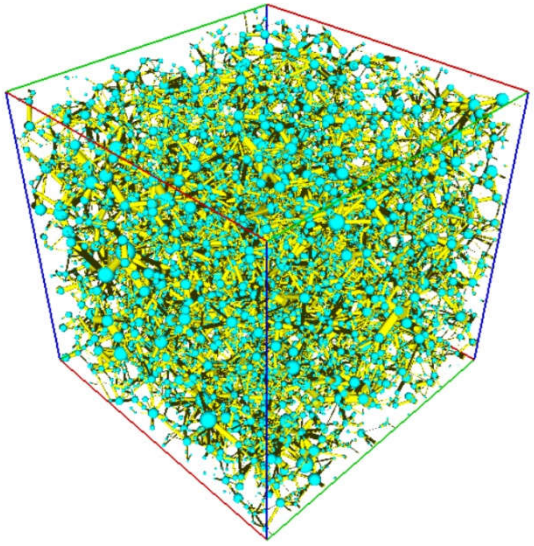
Трехмерное изображения по средствам микротомографии песчаника «Berea»



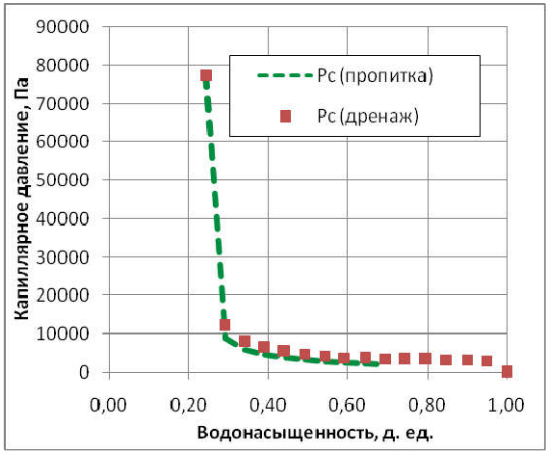
Hu Dong, thesis

Параметры	Значение
Проницаемость, мД	3230.98
Пористость, %	18.3964
Координационное число	4.19232
Количество пор	12349
Количество капилляров	26146

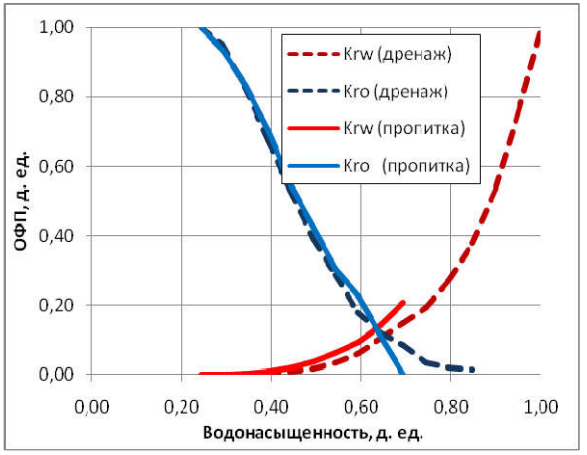
Извлеченная модель поровой сети для песчаника «Berea»



Капиллярное давление



Относительные фазовые проницаемости



ДОСТИЖЕНИЯ ПРОЕКТА

Победитель конкурса Schlumberger за проект «Upscaling of phase permeability in hydrodynamic models»

Шестимесячная стажировка в рамках стипендии Президента РФ в университете **Heriot-Watt University**, Institute of Petroleum Engineering, г. Эдинбург.
Совместные научные проекты с рядом профессоров по теме данного проекта.

Победитель конкурса научно-инновационных проектов в сфере нефтегазовой отрасли проектом «Расчет фильтрационных параметров гидродинамических моделей с помощью методов моделирования на микроуровне пор»

Участие в финальной части конкурса научно-инновационных проектов Общества инженеров нефтяников (SPE) с проектом «Многостадийный метод ремасштабирования гидродинамических моделей»

Победа в конкурсе инновационных проектов **УМНИК 2015** с проектом «Разработка программного комплекса моделирования микроструктуры пористой среды для расчета фильтрационных параметров гидродинамических моделей»

Участие в конференциях и с докладами в следующих университетах:
Oxford University, Heriot-Watt University, Bath University,
Институт теоретической и прикладной механики СО РАН.
Доклад на семинаре **СургутНИПИнефть** и совещании **ВНИИГАЗ Газпром.**

Компания недавно стала участником Сколково

- По теме данного проекта было опубликовано **более 10 статей**, где проведено **опробование методов** данного проекта на реальных данных.
- Все это находит свое отражение в разрабатываемом **собственном программном комплексе**.

НАША КОМАНДА



Пичугин Олег Николаевич, ментор проекта:

канд. физ.-мат. наук,

- ❑19 лет - опыт работы в нефтегазовой сфере на управленческих должностях;
- ❑ 9 лет - опыт ведения своего бизнеса в нефтегазовой сфере.



Родионов Сергей Павлович, научный директор проекта:

док. физ.-мат. наук,

- ❑25 лет – опыт работы в академической сфере;
- ❑15 лет – опыт работы в нефтегазовой сфере на управленческих должностях.



Марков Павел Владимирович, основатель и координатор проекта:

Магистр по программе «Математическое моделирование»,

- ❑Стипендиат Schlumberger, Президента РФ, Ректора ТюмГУ, SPE;
- ❑5 лет – опыт работы в нефтегазовой сфере.

Партнеры компании - ряд специалистов из разных областей следующих научных институтов и компаний:

Наши контакты: **markov.pv@ mail.ru**

ВЫВОДЫ

- Существующие программные продукты решают либо отдельные узкие задачи, либо решают задачи других областей применения, либо не решают их вовсе
- Прямых отечественных и зарубежных аналогов весь разрабатываемый программный комплекс не имеет
- На рынке отсутствуют программные продукты «понятные» как специалисту из лабораторий, так и инженеру разработчику из научно-исследовательских центров
- Данные проект обладает широкой научно-технической базой для его коммерческой реализации

СТАТЬИ И ДОКЛАДЫ АВТОРА ПРОЕКТА

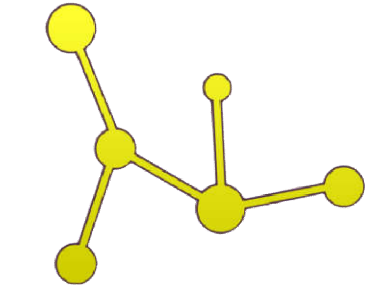
Сделанные:

1) **Молчанов Д.А., Синицын М.Д., Марков П.В.** Обоснование ОФП для гидрофобного типа коллектора при проектировании разработки залежей нефти шеркалинской свиты// Сборник научных трудов «Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождения». – Тюмень: Печатный дом «Цессия», 2013.
2) **Марков П.В., Окорокова О.А.** Выделение регионов ОФП и их расчет по распределению пор по размерам на примере пласта $ЮС_1^1$ Когалымского месторождения// Сборник научных трудов «Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождения». – Тюмень: Печатный дом «Цессия», 2013.
3) **Марков П.В., Окорокова О.А.** Расчет функций ОФП по распределению пор по размерам с помощью метода на основе теории перколяции// МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ: сборник научных трудов. Вып. 14. Тюмень: Издательство ТюмГУ, 2015. 308 с.
4) **Markov P.V.** Upscaling of phase permeability in hydrodynamic models// Language and Science, Tyumen state university, 2013. URL: utmn.ru/sec/2241
5) **Markov P.V. Florian D.** Multistage Upscaling Of Multiphase Flow in Porous Media: How Can We Tame Different Scales?// Seminar of **Heriot-Watt University**, 2014
6) **Markov P.V.** Upscaling Techniques for Multiphase Flow in Porous Media// SIAM conference, **Bath University**, 2015
7) **Markov P.V.** Upscaling Techniques for Multiphase Flow in Porous Media on Different Stages of Modelling// PMPM Annual meeting 2015, **Edinburgh**
8) **Markov P. V.** Upscaling of theoretical models and experimental data for multiphase flow in porous media 7th annual Oxford SIAM Student Conference, 26 February 2015, **Oxford University**.
9) **Markov P.V.** Upscaling Techniques for Multiphase Flow in Porous Media on Different Stages of Modelling// Annual PMPM Meeting 2015, **Heriot-Watt University**

В работе:

10) **Markov P.V., Dijke R., Ma J., Jiang Z., Demyanov V., Arnold D.** Approach of pore-network models usage on scales of reservoir model grids// **Transport in Porous Media**, Springer Netherlands (на подготовке к публикации)
11) **Марков П.В., Родионов С.П.** Использование моделей микроструктуры пористой среды при расчете фильтрационных характеристик для гидродинамических моделей// **Нефтепромысловое дело**, 2015 (на этапе публикации)
12) **Марков П.В., Игошин Д.Е., Максимов А.Ю.** Расчёт фильтрационных параметров пластовых флюидов с помощью методов микропорового моделирования// конференция **НЕФТЬГАЗТЭК 2015**
13) **Марков П.В.** Применение моделей микроструктуры пористой среды в виде поровых сетей для обоснования функций ОФП// конференция **Нефть и газ Западной Сибири** – 2015

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!
ВАШИ ВОПРОСЫ ВАЖНЫ ДЛЯ МЕНЯ!



Контакты: **markov.pv@mail.ru**

+7(906)827-16-26