УДК 550.822.3:004.923

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ МОДЕЛИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

П. А. Стулов[1], А. А. Егоров[2], Т. В. Гавриленко[2]
[1]Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Ханты-Мансийск
[2]Сургутский государственный университет
Stulovpa@gmail.com, eaafit@gmail.com, taras.gavrilenko@gmail.com

В представленной работе дается анализ современных технологий визуализации порового пространства горных пород в масштабе нескольких нанометров и выше. Описываются сравнительная характеристика и эффективность применения различных методов определения пористости горных пород: стандартного физического – с помощью пермеаметра и с помощью рентгеновского микротомографа. На реальных образцах с применением высокоточного аналитического оборудования выполнено исследование порового пространства конкретных литотипов горных пород. Выделены элементы порового пространства различных физических характеристик – поры и микроканалы, связывающие их или закрытые, и элементы матрицы – непосредственно минералы и высокоплотные включения. Создана трехмерная цифровая модель керна на основе исходных данных. Разработаны алгоритмы визуализации пористой структуры цифровой модели керна, а также его проницаемости и трещиноватости порового пространства горных пород.

Ключевые слова: керн, магнитно-резонансная томография, алгоритм, пористая среда.

MODERN TECHNOLOGIES FOR MODELLING PORE SPACE OF ROCKS

P. A. Stulov[1], A. A. Egorov [2], T. V. Gavrilenko[2]
[1]V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk,
[2]Surgut State University
Stulovpa@gmail.com, eaafit@gmail.com, taras.gavrilenko@gmail.com

The paper provides an analysis of modern technologies for visualizing the pore space of rocks on a scale of several nanometers and above. A comparative characteristic and effectiveness of the use of various methods for porosity determination of rocks are considered. These methods include using a permeameter and an x-ray microtomography. The pore space of specific rock lithotypes is studied using high-precision analytical equipment on real samples. Elements of the pore space of various physical characteristics such as pores and microchannels connecting them or closing, and the matrix elements (minerals and high-density inclusions) are identified. A 3D digital core model based on initial data is created. Algorithms are developed to visualize the porous structure of a digital core model, as well as its permeability and fracturing of the mountain pore space.

Keywords: core sample, magnetic resonance imaging, algorithm, porous medium.

Основной задачей для Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – главной базы углеводородного сырья и нефтедобычи России – является предотвращение снижения, стабилизация добычи нефти. Улучшения ситуации можно достичь за счет активного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (далее – ТрИЗ). Создание реальных моделей коллекторов затруднено без глубокого и детального изучения фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) кернового материала, включая его основной параметр – поровое пространство как важный фактор, определяющий практически все физические свойства породы. В последние годы существенно возрос интерес исследователей к различным методам и подходам получения цифровой модели порового пространства и керна [1–3]. Предлагаются различные механизмы и подходы к получению эффективных цифровых моделей.

Визуализация и моделирование порового пространства становится обычным сервисом цифрового анализа керна в нефтяной и газовой промышленности. В статье кратко описывается основная технология, называемая визуализацией порового пространства горных пород в масштабе нескольких нанометров и выше, сравниваются результаты определения пористости двумя методами – стандартным физическим методом с помощью пермеаметра и с помощью рентгеновского микротомографа [4].

Основным источником геологической информации о глубоко залегающих горных породах является керновый материал, поднятый на поверхность в соответствии с определенными требованиями. Именно от того, каким образом был поднят на поверхность керновый материал, зависит точность определения его фильтрационно-емкостных свойств, особенно для коллекторов с ТрИЗ. Для активного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти необходимо создание реальных моделей порового пространства кернового материала [5]. В первую очередь это нужно для рационального размещения эксплуатационных скважин, определения технологии бурения и направления работ, подбора интервала спуска колонны, испытаний и т. д.

Благодаря исследованиям керна мы узнаем о минералогическом и петрографическом составе слоев, залегающих на глубине несколько тысяч метров, о содержащихся в них фаунистических и растительных остатках, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др. [6].

Создание цифровой модели керна

Определением пористости как одной из основных характеристик осадочных пород с помощью методов рентгеновской микротомографии с высоким разрешением исследователи занимаются более двух десятков лет. Применение рентгеновского микротомографа с высоким разрешением открывает перед геологами широкие возможности для исследований емкостных свойств горных пород, выявления важных характеристик для построения цифровой модели керна [4]. Цифровая модель керна должна быть описана не только статическими параметрами, но и иметь динамическое отражение в виде гидродинамики флюидов. Проблема управления флюидом в пористой среде имеет особое значение в связи с необходимостью создания технологии «Цифровое месторождении». Моделирование таких процессов может быть использовано для оптимизации различных видов динамических воздействий на резервуар с целью увеличения добычи нефти. Оперативное решение такого класса задач с учетом пространственно-временных масштабов требует использования суперкомпьютерных технологий класса терафлоп. Это требование определяется точностью прямого моделирования потока текучей среды в пористой структуре, в которой для разрежения поровых каналов должно использоваться большое количество ячеек [7–11]. Используя эту модель, можно решить класс проблем, связанных с построением модели фильтрации коллектора на основе использования статистических оценок.

Рис. 1. Общий вид образцов 1 (слева) и 2 (справа)

Главной задачей эксперимента является создание цифровой модели песчаника неокомского НГК (рис. 1). Для этого необходимо разделить полученную информацию на

элементы порового пространства – поры и микроканалы, связывающие их или закрытые, и элементы матрицы – непосредственно минералы и высокоплотные включения. При обработке полученных данных исследований горной породы использовано новейшее программное обеспечение *PerGeos* с алгоритмом реконструкции *Filtered Back Projection* и с последующей разработкой математических моделей «матрикс включения – емкостное пространство (поры и микроканалы)».

Далее в лаборатории исследования керна Окружного кернохранилища АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана» после экстракции бензольной смесью, просушки образцов стандартным газоволюметрическим методом по гелию на пермеаметре *ULTRAPOROPERM*-500 были измерены пористость и проницаемость по азоту (табл. 1).

После стандартных измерений ФЕС образцы вернули в лабораторию томографии и отсканировали на рентгеновском микротомографе после экстракции [3]. Полученные данные с вышеуказанных этапов эксперимента по определению пористости различными методами приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сравнение значений пористости образцов, полученных при использовании томографии до и после экстракции и лабораторным методом после экстракции

Параметр	**Ед. изм.**	**Sample 1 Результаты томографии**		**Физический эксперимент**	**Sample 2 Результаты томографии**		**Физический эксперимент**
		до	**после**		**до**	**после**	
Относительный объем пустотного пространства	%	12,5	20,0	23,5	12,6	25,2	24,2
Наличие связанного пустотного пространства	да/нет	да	да		да	да	

Разница в полученных методом рентгеновской микротомографии данных по пористости для образца *Sample* 1 (до 12,5 и 20 % после экстракции) и образца *Sample* 2 (до 12,6 и 25,2 % после экстракции) составила 7,5–12,6 %. Получается, что рентгеновский микротомограф определил 7,5 % пространства в образце 1 и 12,6 % – в образце 2 не пустотным пространством, а как элементы матрицы. И лишь после экстракции значения пористости, полученные с помощью метода томографии, близки с данными физического эксперимента. По результатам исследований поставлена задача, которую необходимо решить в дальнейшем, – разработать комплексную программу определения с помощью методов микрокомпьютерной томографии компонентного состава веществ (солей, органического вещества, нефтепродуктов, пластовых флюидов и др. включений), заполняющих от 7,5 до 12,6 % порового пространства горной породы, которые были вымыты в результате экстракции [4].

Разделить пустотное пространство на компоненты малой плотности и матрицу с высокоплотными включениями возможно минимум двумя методами: методом контрастирования (различным подкрашиванием солей, органики и т. д.) и методом двухэнергетической съемки (разделение на высокие и низкие энергетические потоки). Но это тема уже следующего исследования с использованием более высоких технологических возможностей микротомографии.

Еще одним результатом при проведении эксперимента по определению пористости различными методами стало **получение визуализации неравномерного промывания порового пространства во время экстракции**.

На рис. 2 и 3 приведена бинаризация локальных участков образцов *Simple* 1 и *Simple* 2, характеризующая пустотное пространство образцов и основную составляющую – матрицу. Сравнение заключается в измерении средней разности между изображениями в каждом вокселе (объемном пикселе). Результатом сравнения является объемная модель в динамическом диапазоне 16 бит, где интенсивность каждого вокселя зависит от разницы

значений уровня серого цвета сравниваемых моделей (чем больше разность, тем выше интенсивность на получаемом изображении – модели сравнения) [1].

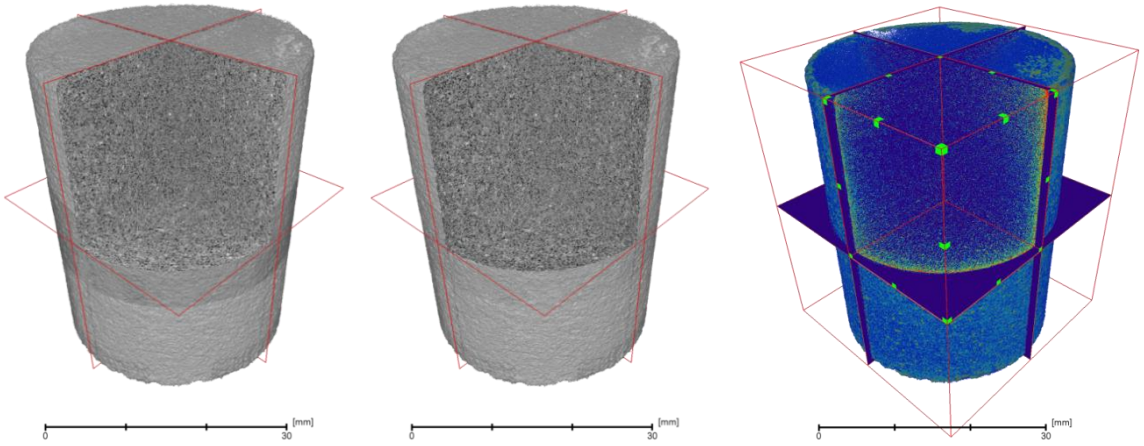

Рис. 2. Трехмерная реконструкция данных микротомографии образца 1, представленная в виде объемной модели. Слева – модель образца в исходном состоянии, в центре – модель образца после проведения физического эксперимента, справа – модель сравнения

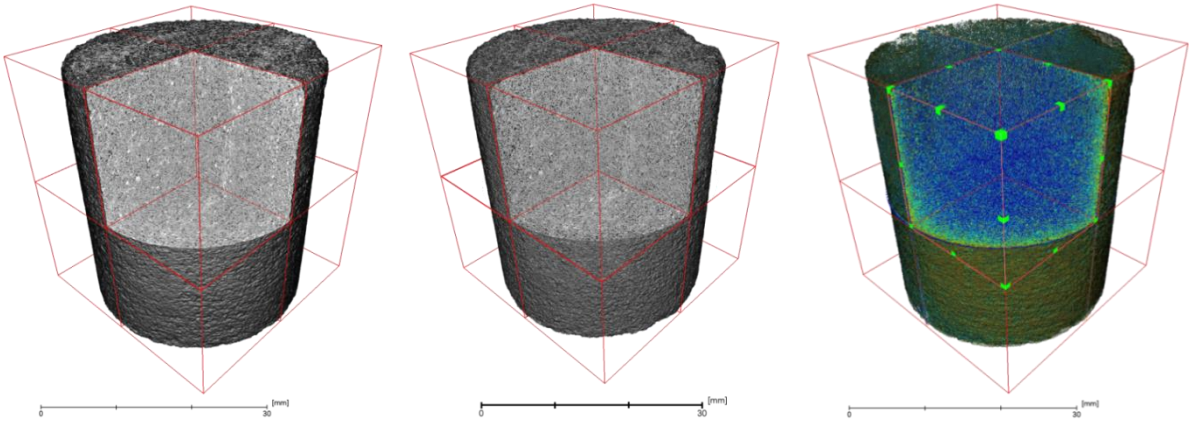

Рис. 3. Трехмерная реконструкция данных микротомографии образца 2, представленная в виде объемной модели. Слева – модель образца в исходном состоянии, в центре – модель образца после проведения физического эксперимента, справа – модель сравнения

Данная модель отображена с помощью стандартной цветовой схемы (рис. 4) [9], где фиолетовый цвет соответствует отсутствию разности изображений; синий – незначительные отличия (на уровне шума); зеленый – отличие есть (например, частично отмытое органическое вещество); желтый – существенные отличия (например, практически полностью отмытое органическое вещество); красный – отсутствие структурного элемента на образце после отмывки (например, отколотые зерна, полная отмывка поры от ОВ).

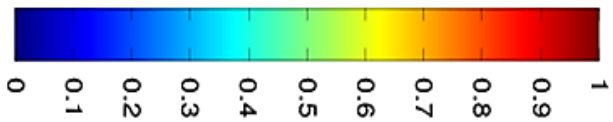

Рис. 4. Стандартная цветовая схема интенсивности промывки образца

Из сравнительной модели следует, что промывка горной породы во время экстракции интенсивнее происходит от центральной части к периферической, наиболее проницаемой для бензольной смеси, из чего следует вывод, что даже в образце горной породы, подвергну-

том физическому эксперименту, эффект «вымывания» сторонних минералов из порового пространства различен: чем ближе к центру образца, тем слабее эффект «вымывания». Это вывод является определяющим в данной работе, а его результаты необходимо учитывать геологам при составлении объемных моделей залежей и подсчете запасов. Данное утверждение позволяет подтвердить с помощью разработанных волновых алгоритмов и программного обеспечения позволяющих обеспечить визуализацию проницаемости пористой среды.

Представление среза с помощью цветовой палитры дает более четкое представление о структурном различии плотностей срезов. Керн по ориентации параметров в пространстве изотропен. В то же время наблюдается увеличение пористости с удалением от центра ядра. Это связано с непрерывным разрушением ядра с течением времени. На рис. 5 представлен срез керна № 6. Зеленая область по периметру рисунка является пустотой, окружающей керн цилиндрической формы. Значение ячейки для данного среза представлено в цветовом диапазоне по шкале от 0 (светло-зеленый) до 12000 (синий). Срез № 6 в некотором роде является граничным. Необходимо учитывать, что на пограничные срезы оказывалось механическое воздействие, также граничные слои разрушались в достаточно короткие сроки времени.

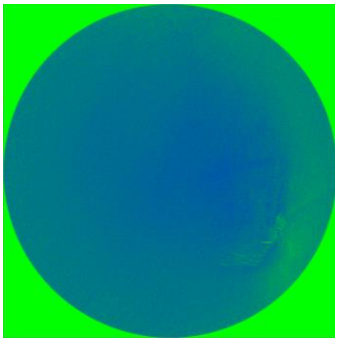

Рис. 5. Срез № 1 томографии керна

Керн, представленный на рис. 6, наглядно демонстрирует зону разрушения керна. Относительно плотные области керна представлены темно-синим оттенком. По мере увеличения порядкового номера среза количество более плотных вкраплений увеличивается.

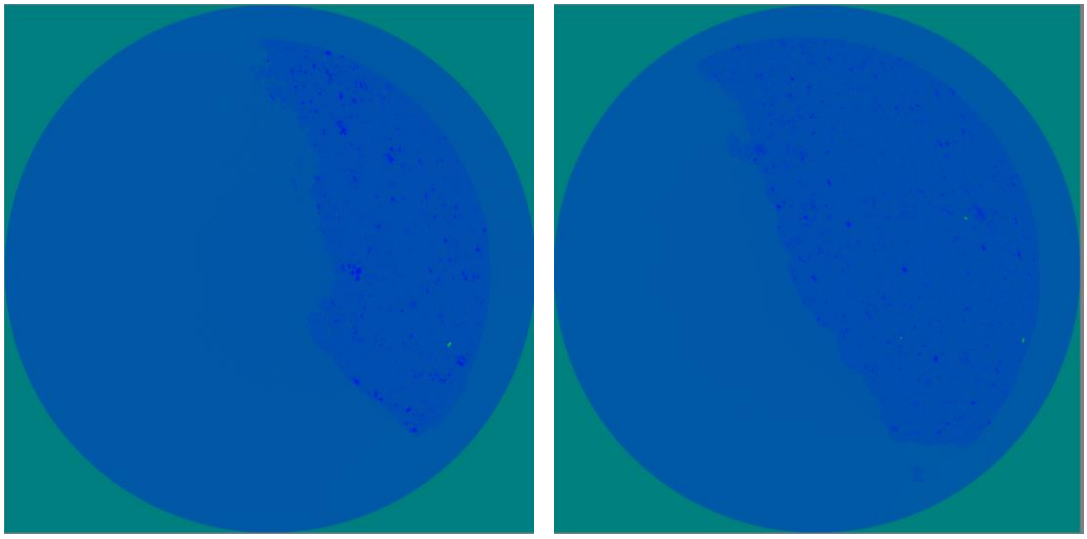

Рис. 6. Срез томографии керна слева № 105, справа № 200

Также на рис. 6 присутствуют малые области с относительно низкой плотностью. Они отмечены зеленым цветом. Данные области не являются ошибкой или отклонением

в одном срезе, а наблюдаются на всех рядом стоящих срезах и представляют собой полые пространства в керне. Распределение плотностей для среза № 200 по шкале Хаунсфилда представлено на рис. 7.

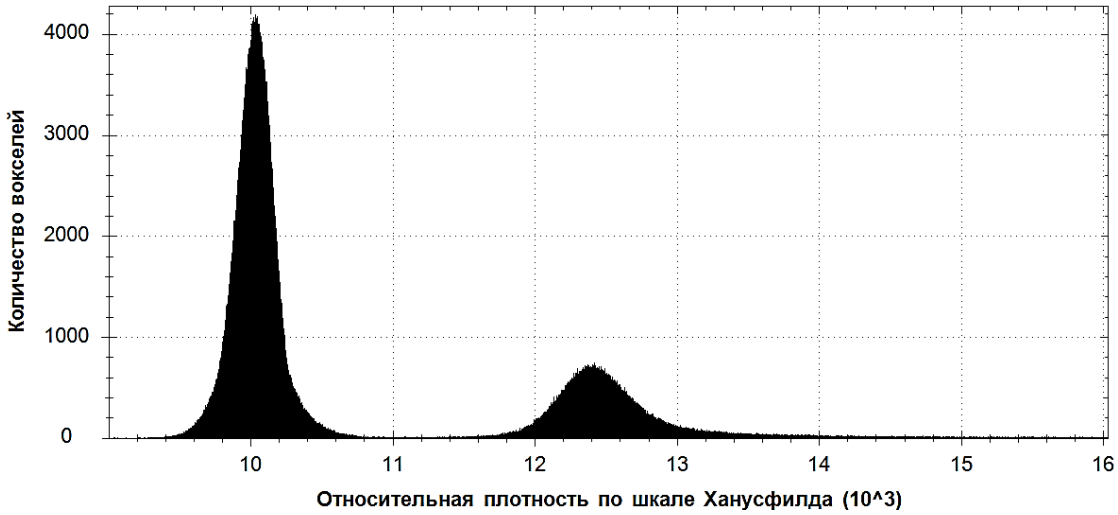

Рис. 7. Распределение плотностей 1 среза по шкале Хаунсфилда
(Ось Y – количество ячеек с значением по шкале Хаунсфилда, Ось X – шкала Хаунсфилда)

Данная диаграмма подтверждает неоднородность керна в целом и наличие в нем как минимум двух компонентов плотностей. С целью анализа проницаемости керна был проведен ряд модельных экспериментов, позволяющих визуально увидеть области керна, потенциально проходимые для флюида. В результате работы волнового алгоритма были получены карты проницаемости ядра с пространственным разрешением 2560 × 2560 клеток. На рис. 8 представлена карта проницаемости, где белым цветом показаны зоны, через которые проходит жидкость. Красный цвет показывает поры с несмещенной жидкостью. Обычные стенки пористой среды, которые предотвращают проникновение жидкости, показаны черным.

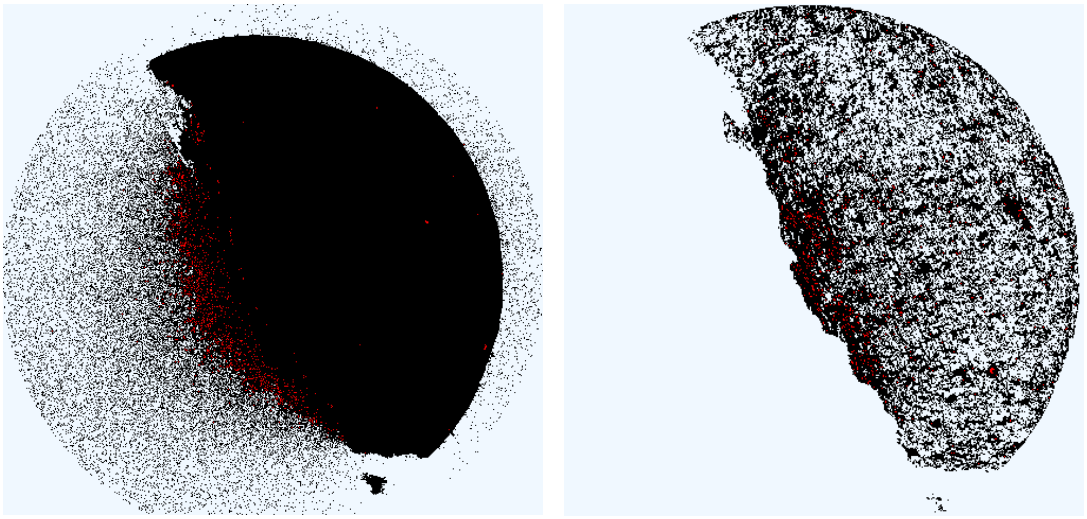

Рис. 8. Карта пористой среды среза № 200 с учетом проницаемости флюидом:
значение фильтра 10 130 единиц (слева); значение фильтра 12 450 (справа)

Значения фильтров установлены согласно пикам частоты встречаемости компонентов по плотности (рис. 7). Вне зависимости от значения фильтра алгоритм хорошо визуализирует наличие пустого связанного пространства. Процент присутствия замкнутых областей неве-

лик. На рисунках видны зоны, где вытеснение флюида не может произойти по причине замкнутости пор. Помимо центральных зон присутствуют малые зоны, также потенциально задерживающие флюид.

Выводы:

1. Применение томографа позволило получить объемную растровую модель образца, используя математические алгоритмы анализа растрового изображения в комплексе с использованием данных микроописания образцов. Полученные результаты дают возможность выполнить построение объемных цифровых моделей образцов горной породы и определить общую пористость горной породы. При этом цифровое исследование не заменяет стандартного и специального анализов керна, а дополняет и, самое главное, существенно уточняет их результаты.

2. Применение цифрового анализа для определения и/или уточнения ФЕС целесообразно в случаях, если данные стандартного и специального анализов керна не дают полного представления о строении и свойствах горных пород.

3. Использование встроенных систем визуализации, обработки и анализа позволяют проводить оценку фильтрационно-емкостных свойств горных пород на незначительном или единичном количестве образцов. Разработанное программное обеспечение, предназначенное для изучения пористости и проницаемости двухмерных срезов керна на основе магнитно-резонансной томографии, позволяют использовать этот метод для создания карт и моделей порового пространства, а также позволяют моделировать течение флюида в коллекторе обработки.

4. Экспериментально доказано, что интенсивность промывки образца при экстракции увеличивается от центра к периферийной его части, и установлено, что пористость в проэкстрагированном образце неравномерна и также увеличивается от центра к крайним частям. Анализ изменения параметров пористости с помощью рентгеновской микротомографии после экстракции показал, что полученная пористость является средней по образцу и может составлять 14–16 % в центральной части и доходить до 26–30 % на периферийных его частях.

Литература

1. Михайлюк М. В., Кононов Д. А., Логинов Д. М. Визуализация порового пространства в цифровой модели керн // ИТ-СТАНДАРТ. 2017. № 12. С. 7–10.

2. Лазеев А. Н., Тимашев Э. О., Вахрушева И. А., Серкин М. Ф., Гильманов Я. И. Цифровой керн – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО НК «РОСНЕФТЬ» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 18–22.

3. Жижимонтов И. Н. Создание технологии цифровых исследований керна на основе стохастического порово-сетевого моделирования // Бурение и нефть. 2018. № 10. С. 17.

4. Дмитриева Т. Г., Рашковский А. Ю., Артемов Н. А. Протокол испытаний № 2017-07-13 mCT0001. НАЦ РН им. В. И. Шпильмана. Отчет о НИР. М. : СМА, 2017. 38 с.

5. Кривощеков С. Н., Кочнев А. А. Определение емкостных свойств пород-коллекторов с применением рентгеновской томографии керна. Пермь, 2014. С. 120–128.

6. Максимов Е. М. Литология природных резервуаров нефти и газа. М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 432 с.

7. Смирнов Н. Н., Тюренкова В. В., Киселев А. Б., Никитин В. Ф. Фильтрационные течения в пористой среде // Северный регион: наука, образование, культура. 2015. № 2 (32). Т. 2. С. 74–86.

8. Никитин В. Ф., Стамов Л. И., Михальченко Е. В. Трехмерное математическое моделирование течения вязких жидкостей в многосвязной системе каналов и пор // Вестник кибернетики. 2016. № 2. С. 128–138.

9. Агафонова Г. В., Варламов А. И., Асташкин Д. А. Методика изучения пород нефтегазоносных комплексов (детальное макроскопическое описание керна скважин). М. : ВНИГНИ, 2015. 172 с.

10. Blunt M. J., Bijelijic B., Dong H., Gharbi O., Iglauer S. et al. Pore-scale imaging and modelling // Advances in Water Resources. 2013. № 51. P. 197–216.

11. Кривощеков С. Н., Кочнев А. А. Определение емкостных свойств пород-коллекторов с применением рентгеновской томографии керна. Пермь, 2014. С. 120–128.