

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2026.2.12>

УДК 622.276.5(476)

Опыт применения технологий цифрового ядра для изучения пород-коллекторов Припятского прогиба

А.А. Ерошенко*, И.В. Лымарь, Е.Н. Ходьков

Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, Республика Беларусь

Настоящая статья посвящена изучению пород-коллекторов Припятского прогиба с использованием технологии цифрового ядра. Приведены данные о применяемом оборудовании, методиках проведения исследований, верификации полученных результатов, а также опыт практического использования цифровых моделей ядра применительно к пластам-коллекторам нефтяных месторождений Республики Беларусь. Представлена разработанная методика цифрового анализа ядерного материала, паспорт-планшет, результаты масштабирования цифровых моделей ядра. Кратко приведены примеры практического применения цифровых моделей пород-коллекторов различного типа (терригенные и карбонатные): при гидродинамическом моделировании разработки залежи, представленной терригенными отложениями, и при проведении исследований по определению распределения остаточной нефтенасыщенности после заводнения в карбонатных коллекторах.

Ключевые слова: цифровой анализ ядра, рентгеновская компьютерная томография, фильтрационно-емкостные свойства, цифровая модель ядра, методы увеличения нефтеотдачи

Для цитирования: Ерошенко А.А., Лымарь И.В., Ходьков Е.Н. (2026). Опыт применения технологий цифрового ядра для изучения пород-коллекторов Припятского прогиба. *Георесурсы*, 28(2), с. 119–132. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.2.12>

Введение

В настоящее время технология цифрового моделирования ядра является востребованным и развивающимся направлением повышения эффективности разработки нефтяных месторождений (Arns et al., 2002; Alizadeh et al., 2015; Zheng et al., 2016; Kalam, 2012; Avdonin et al., 2021; Пономарев и др., 2021). Она получает всё большее распространение в силу развития цифровой трансформации отрасли. Основные попытки применения данной технологии на практике были предприняты в последнее десятилетие, но первые исследования по ее использованию для анализа пустотного пространства пород-коллекторов начались еще в 80-х годах прошлого века (Mavko et al., 2009; Гильманов и др., 2015).

Под термином «цифровой» ядро (Digital Core) имеют в виду неинвазивное стереологическое исследование пространственной структуры, а также результаты, характеризующие его емкостное пространство, полученные с помощью рентгеновской компьютерной томографии (McGaughey, 2007).

В настоящее время теоретические и прикладные аспекты технологии цифрового моделирования ядра находят

отражение в деятельности ведущих научно-технических центров и сервисных компаний. Значительный вклад в развитие данного направления внесли специалисты ООО «Газпромнефть НТЦ» (Морозов и др., 2020; Avdonin et al., 2021), ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (Степанов и др., 2018; Лазеев и др., 2018), а также научно-исследовательские коллективы ООО «ЭРА»/СМА (Шкловер и др., 2020) и МГУ имени М.В. Ломоносова (Герке и др., 2021). На международном уровне комплексные решения в области Digital Rock Physics представлены разработками компаний SLB (Demianov et al., 2011; Yakimchuk et al., 2021) и PERM Inc. (Weerakone et al., 2012; Mohammadmoradi, Kantzas, 2016).

Цифровой анализ ядра позволяет:

- выполнять исследования горных пород, нереализуемые в лабораторных условиях (низкопроницаемые и ультра-низкопроницаемые породы, хрупкие породы с затрудненным процессом пробоподготовки), с возможностью задавать различные пластовые условия и свойства флюидов;
- исследовать образцы породы неправильной и сложной геометрической формы;
- снизить неопределенности при геомеханическом и гидродинамическом моделировании, благодаря увеличению количества данных;
- масштабировать количество исследований с моделированием различного диапазона фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);

* Ответственный автор: Анна Алексеевна Ерошенко
e-mail: a.eroshenko@beloil.by

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

- сократить время исследований;
- многократно выполнять цифровые фильтрационные эксперименты на одной модели (сравнительный оценочный анализ методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в одинаковых условиях, что позволяет минимизировать расход ядерного материала и оптимизировать процесс выбора технологии воздействия на пласт).

Современная методология создания цифровых двойников горных пород базируется на трехэтапном цикле: пробоподготовка, рентгеновская компьютерная томография (РКТ) и реконструкция трехмерного каркаса.

Достоверность полученных моделей верифицируется путем сопоставления расчетных значений пористости и проницаемости с данными прямых физических экспериментов.

Основной этап обработки – сегментация изображений – сопряжен с проблемой неопределенности границ фаз. Из-за ограниченного разрешения и эффектов частичного объема (partial volume effects) один воксель часто содержит смесь компонентов, что исключает абсолютную точность разделения. В условиях сложного химического состава точная оценка требует либо двухэнергетического сканирования, либо обратного моделирования. Таким образом, целью сегментации является получение максимально точной аппроксимации распределения фаз при заданном разрешении съемки.

Для решения задачи сегментации цифровых моделей горных пород используется широкий спектр методов, которые классифицируются на четыре основные категории:

- ручная сегментация (manual segmentation);
- методы на основе глобальной пороговой фильтрации (global thresholding);
- методы на основе локальной пороговой фильтрации (local thresholding);
- интеллектуальные алгоритмы, включая методы машинного обучения с учителем (supervised learning) и без учителя (unsupervised learning).

Несмотря на существенное разнообразие подходов, ни одна из существующих методологий не является универсальной и не гарантирует стабильно высокую точность воспроизведения геометрии порового пространства. Анализ применяемых технологий показывает, что современные методы сегментации пока не обеспечивают уровень надежности, достаточный для исключения экспертного контроля.

Эффективность сегментации в значительной степени определяется качеством пред- и постобработки изображений.

Предварительная обработка направлена на повышение отношения сигнал/шум. В современной практике наблюдается переход от классических глобальных фильтров (Гауссово размытие, медианная фильтрация) к локально-адаптивным алгоритмам, таким как анизотропная диффузия и non-local means, которые позволяют подавлять шумы с минимальной потерей четкости границ фаз.

Постобработка ориентирована на устранение типичных артефактов сегментации: изолированных пикселей внутри фаз или кластеров единичного размера. Для коррекции результатов применяются majority-фильтры, морфологические операции (эрозия, дилатация), а также

алгоритм Хошена-Копельмана для анализа связности компонентов.

Качество цифровой реконструкции инвариантно к выбору конкретного метода и определяется индивидуальной структурой и литологическими особенностями породы-коллектора. В настоящее время наиболее перспективным вектором развития отрасли является гибридизация технологий, объединяющая классические алгоритмы обработки изображений с возможностями нейросетевых моделей.

При прямом моделировании фильтрации на цифровых моделях ядра базовой задачей является расчет абсолютной проницаемости в режиме линейной фильтрации (закон Дарси). Для решения уравнений Навье-Стокса в однофазной постановке наиболее эффективны методы LBM, FVM/FEM, SPH и FDM.

Переход к многофазному моделированию кратно увеличивает вычислительную сложность из-за необходимости динамического описания межфазных границ и эффектов смачиваемости. Основной инструментарий здесь представлен модификациями LBM (color-gradient, Shan-Chen), методами VoF, Level-set, Phase-field и функционала плотности. Выбор алгоритма определяется компромиссом между точностью аппроксимации поверхностной энергии и доступными вычислительными ресурсами.

Помимо линейных режимов, численные методы позволяют учитывать нелинейные эффекты (проскальзывание, диффузию), характерные для низкопроницаемых сред, где проницаемость перестает быть константой и становится функцией давления.

В отличие от прямых методов на базе воксельных изображений, поросетевое моделирование (pore-network models, PNM) позволяет исследовать репрезентативные объемы породы (вплоть до полноразмерного ядра) на стандартных вычислительных мощностях. Высокая производительность достигается за счет аппроксимации пустотного пространства системой пор и горловин простой геометрии (модели C-T-S или звездообразные сечения) и аналитического расчета положений менисков. Такой подход обеспечивает оперативную оценку трехфазной фильтрации и создание многомасштабных моделей.

Для экстракции сетей применяются три основных алгоритма: медианные линии, максимальные вписанные сферы и сегментация водоразделов (watersheds). Метод медианных линий чувствителен к топологическому шуму, метод сфер ограничен породами с низкой пористостью, а алгоритм водоразделов наиболее эффективен при идентификации горловин. В настоящее время универсального решения не существует, и выбор оптимального метода экстракции остается актуальной исследовательской задачей.

Цель исследований, представленных в статье, состояла в разработке на основании современных подходов методики цифрового анализа ядерного материала (ЦАК) и создании цифровых моделей ядра (ЦМК) терригенного коллектора Речицкого нефтяного месторождения Припятского прогиба (расчет петрофизических, гидродинамических свойств) с последующей апробацией полученных результатов при гидродинамическом моделировании.

Разработанная методика ЦАК использовалась при выполнении исследований по оценке распределения остаточной нефтенасыщенности после заводнения в карбонатных коллекторах, а также эффективности ПАВ-полимерных композиций в целях повышения нефтедобычи.

1. Методики

Исследования проводились в Центре обработки, исследования и хранения ядра БелНИПИнефть на рентгеновском компьютерном томографе ProCon X-RAY CT-Alpha (рис. 1).

Рентгеновский компьютерный томограф позволяет проводить съемку полноразмерного ядра диаметром 60–80 мм, стандартных образцов ядра диаметром 30 мм и микрообразцов диаметром 6–8 мм с разрешением 35–100, 12–30 и 0,7–3 мкм/пикс.

Стандартные и специальные исследования ядреного материала выполнялись в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 – ГОСТ 26450.2-85, ОСТ 39-204-86, ОСТ 39-195-86, СТП 09100.17015.136-2022.



Рис. 1. Рентгеновский компьютерный томограф ProCon X-RAY CT-Alpha

При создании цифровых моделей ядра использовались лицензионное программное обеспечение (ПО) – X-AID и GeoDict. ПО X-AID – предназначено для обработки изображений рентгеновской компьютерной томографии (РКТ) ядра. ПО GeoDict наряду с другими общепризнанными ПО (PerGeos, DigitalRock, CoreFlow DHD, Цифровой ядро (ГПН НТЦ) и РН-Цифровой ядро (НК Роснефть), CSM ООО «ЭРА» и др.), представляет собой модульный программный продукт, позволяющий выполнять реконструкцию 3D емкостного пространства, а также моделировать цифровые фильтрационные процессы в модели пористой среды.

На рисунке 2 представлены этапы проведения исследований по созданию и верификации ЦМК.

Программа работ включала в себя три основных этапа:

1. отбор коллекции образцов ядреного материала и проведение лабораторных исследований ядра (ЛИК) по определению открытой пористости, абсолютной проницаемости, кривой капиллярного давления (ККД), остаточной водонасыщенности и относительных фазовых проницаемостей (ОФП);

2. проведение РКТ образцов ядреного материала с реконструкцией пустотного пространства, созданием емкостной и цифровой модели ядра с последующей адаптацией ЦМК по данным лабораторных исследований;

3. верификация ЦМК по данным лабораторных исследований. Отбраковка ЦМК по разработанным критериям верификации.

С целью изучения так называемого эффекта масштаба (изменение коллекторских свойств породы от объема исследуемых образцов), исследования последовательно начинались на образцах полноразмерного ядра 80 мм

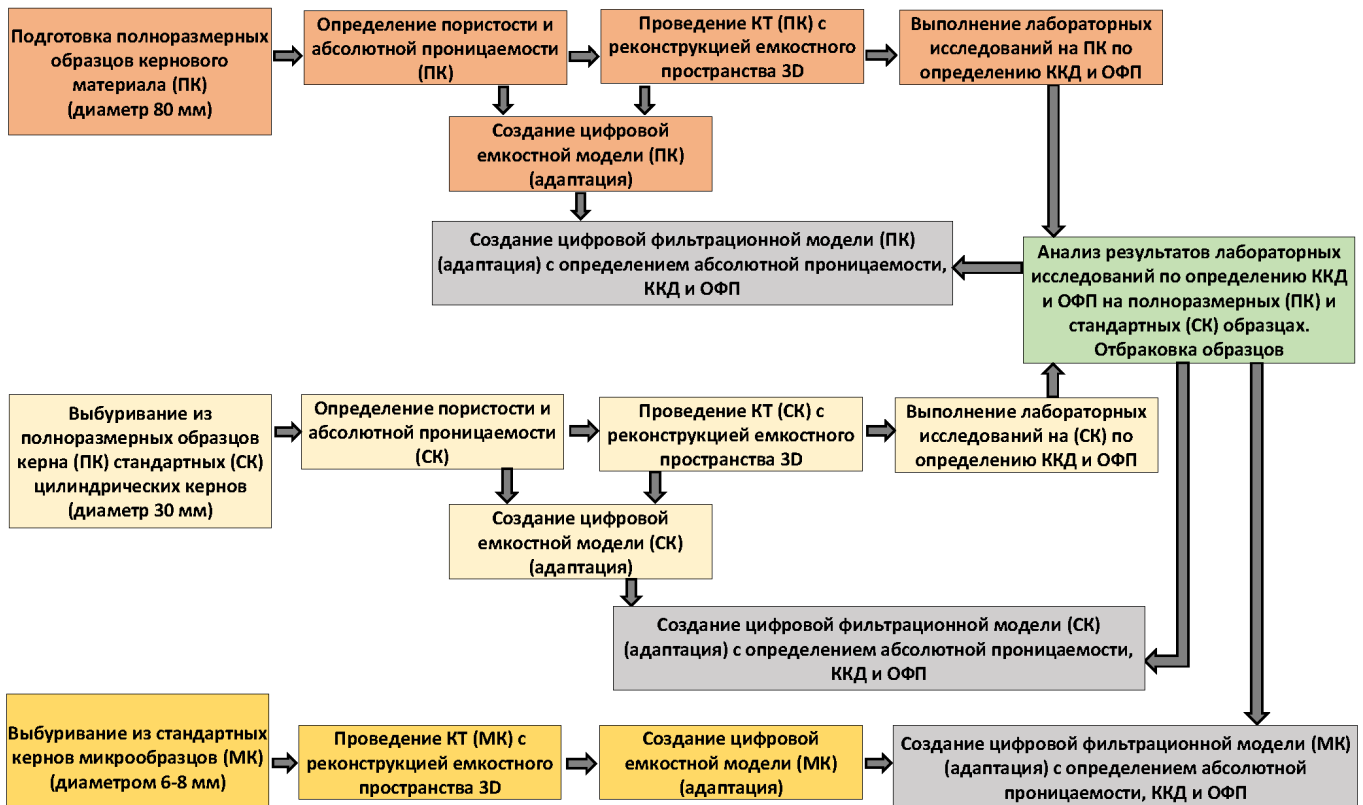


Рис. 2. Этапы проведения исследований по созданию и верификации ЦМК

(ПК), далее из него высверливались стандартные образцы диаметром 30 мм (СК) на которых повторялись работы этапов 1–3, а завершались эксперименты на микрообразцах диаметром 6 мм (МК), отобранных из СК. На микрообразцах реализовывались исследования только в рамках этапа 2. Верификация ЦМК микрообразцов, в случае отсутствия эффекта масштаба, выполнялась по данным лабораторных исследований СК. На рисунке 3 приведен пример сегментации полноразмерного образца керна № 6П (Шкловер и др., 2020).

2. Результаты

В ходе проведения рентгеновской компьютерной томографии выполнялась отработка режимов съемки образцов (расстояние между объектом сканирования и источником рентгеновского излучения (focus object distance – FOD), источником и детектором (focus detector distance – FDD), мощности рентгеновского излучения, количества проекций, угла поворота, количество усреднений). Также были определены критерии обработки теневых проекций для получения качественных изображений (сегментация, снижение артефактов, шума, улучшение качества изображений

с использованием шумоподавляющих и корректирующих фильтров) (Герке и др., 2021).

После проведения РКТ и обработки результатов, на первом этапе в качестве критерия верификации ЦМК использовался коэффициент открытой пористости, полученный в процессе натуральных исследований ядра, допустимая абсолютная относительная ошибка по которому была принята равной 10% (в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.1-85). Пример полученных результатов по одному из объектов исследования представлен в таблице 1 (терригенный коллектор).

На втором этапе, на ЦМК, соответствующих требованиям верификации по допустимой абсолютной ошибке по коэффициенту открытой пористости, с использованием модуля SatuDict, входящего в состав ПО GeoDict Math2Market, моделировались фильтрационные процессы с определением остаточной водонасыщенности, кривых капиллярного давления и построением кривых ОФП (Yakimchuk et al., 2020).

Расчетные значения, полученные по данным моделирования вышеуказанных фильтрационных процессов на ЦМК, сопоставлялись с фактическими, полученными

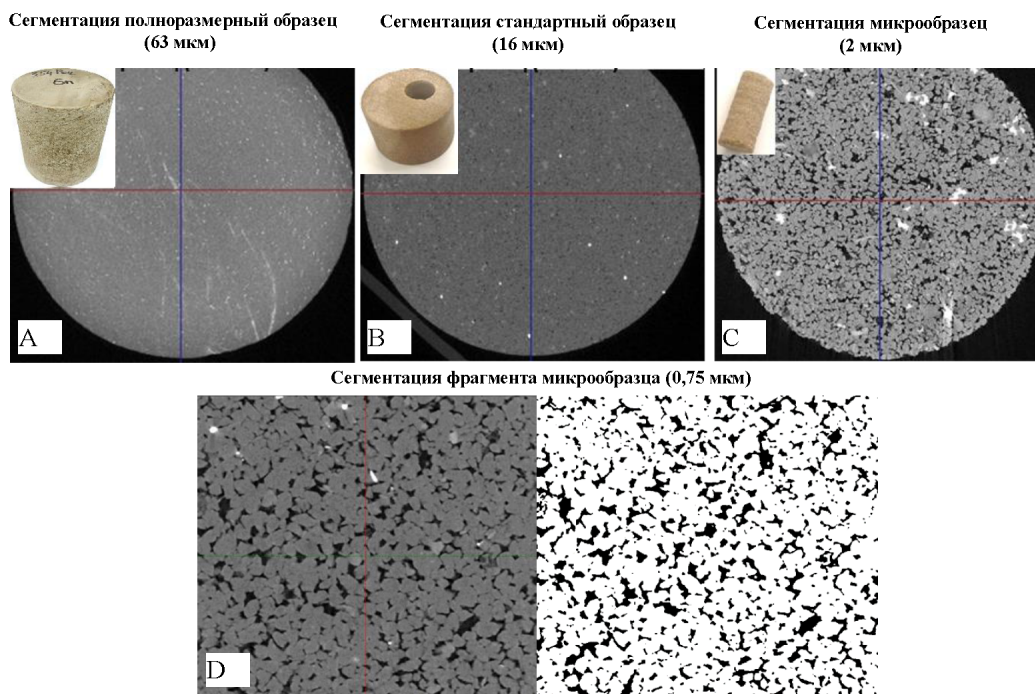


Рис. 3. Результаты сегментации полноразмерного образца (А) № 6П (скважина 354 Речицкого месторождения) и высверленных из него СК (В), МК (С) и фрагмент МК (D)

Номер образца	Коэффициент открытой пористости, %		Δ коэффициента открытой пористости, %
	ЛИК (метод насыщения)	ЦМК	
7-2	13,94	15,10	7,6
2	17,85	17,01	-4,7
5	19,9	20,4	2,5
6	20,2	20,50	1,5
6-1	20,11	20,4	1,5
6-3	20,16	20,50	1,7
8-2	20,9	20,70	-0,9

Табл. 1. Результаты определения коэффициента открытой пористости образцов по данным ЛИК и ЦМК (терригенный коллектор)

по результатам натуральных исследований керна, и при необходимости выполнялась коррекция ЦМК. В качестве параметра для адаптации использовался краевой угол смачивания смачивающей фазы.

Результаты визуализации одного из смоделированных фильтрационных процессов вытеснения воды нефтью представлены на рис. 4.

По результатам проведения комплекса масштабных исследований, критериями валидации ЦМК были приняты следующие показатели (при наличии данных по перечисленным параметрам):

– открытая пористость (m) – допустимая абсолютная ошибка до 10% (в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.1-85);

– абсолютная газопроницаемость K_{abs} (gas) – допустимая абсолютная ошибка до 23% (в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.2-58);

– коэффициент вытеснения нефти водой (Квыт) (при определении ОФП) – допустимая абсолютная ошибка до 10%;

– остаточная нефтенасыщенность (S_{or}) (при определении ОФП) – допустимая абсолютная ошибка до 10% (в соответствии с требованиями к погрешности по ОСТ 39-235-89);

– относительная фазовая проницаемость по воде (K_{rw}) (при определении ОФП) – абсолютная ошибка до 10% (в соответствии с требованиями к погрешности по ОСТ 39-235-89).

Сопоставление параметров цифровых экспериментов по данным натуральных фильтрационных экспериментов и численного моделирования на ЦМК по одному из объектов исследования представлено в табл. 2. При сопоставлении показателя использовалось его среднее значение, полученное при лабораторных исследованиях на полно-размерных и стандартных образцах керна.

Как видно из табл. 2, из шести ЦМК по принятым критериям были валидированы пять, модель ЦМК №6

(выделена в таблице красным цветом) не прошла валидацию по двум параметрам.

По результатам выполненных работ был разработан типовой паспорт-планшет, рекомендации и методика создания ЦМК (рис. 5).

На следующем этапе, с целью масштабирования количества исследований, на ЦМК с моделированием большего диапазона ФЕС рассматриваемого объекта, была подобрана коллекция кернового материала (16 стандартных цилиндрических образцов диаметром 30 мм) с коэффициентом открытой пористости от 10 до 21% и абсолютной проницаемостью в диапазоне $0,9\text{--}220 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Из них были выбурены микрообразцы диаметром 6 мм, которые исследовались методом РКТ с последующей реконструкцией емкостного пространства и созданием ЦМК с использованием разработанных рекомендаций.

Сопоставление образцов по пористости определенной ЛИК и по данным ЦМК приведено на рис. 6.

Величина аппроксимации сопоставления открытой пористости, определенной по результатам натуральных экспериментов и ЦМК, составляет 92% (рис. 6), что доказывает эффективность предложенного подхода и метода создания цифровых моделей пород с поровым типом емкостного пространства. При дальнейшем моделировании фильтрационных процессов в отобранной коллекции образцов использовались полученные для данного объекта значения настройки ЦМК.

В качестве примера на рис. 7 приведены распределения давления и линейной скорости фильтрации при моделировании вытеснения нефти водой (определение ОФП) в ЦМК образца №6084.

3. Практическое применение полученных результатов

По результатам масштабирования результатов исследований с моделированием большего диапазона ФЕС, валидированные ЦМК были далее применены

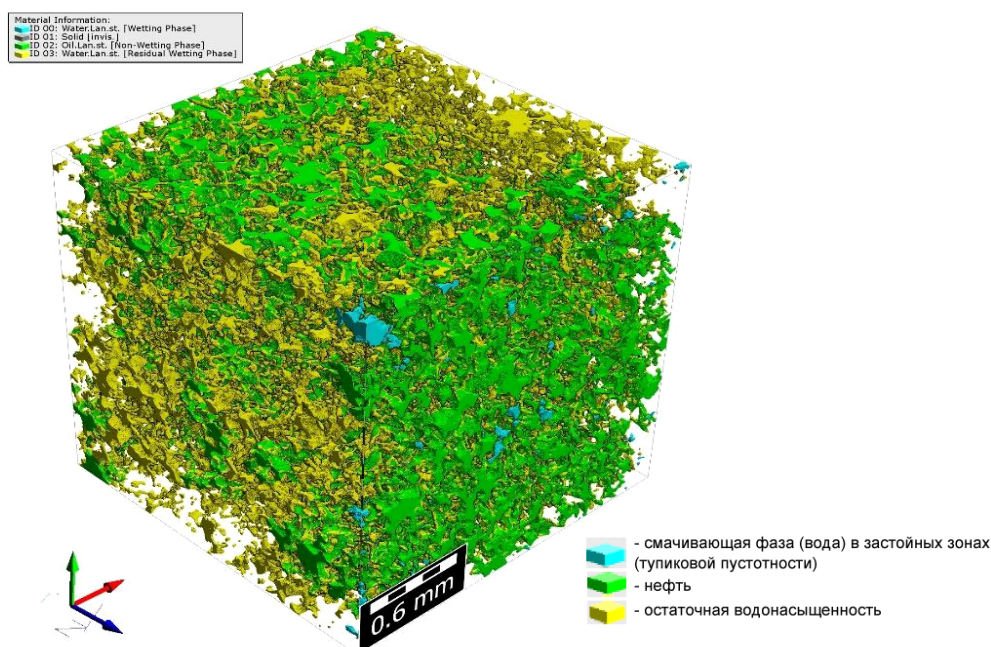


Рис. 4. Визуализация результатов моделирования фильтрационных процессов вытеснения воды нефтью в образце №2 с использованием модуля SatuDict

Параметр	Абсолютная проницаемость по газу, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент вытеснения нефти ($K_{в\text{ывт}}$), %	Остаточная нефтенасыщенность ($S_{ог}$), %	Относительная фазовая проницаемость по воде ($K_{г\text{в}}$) при остаточной нефтенасыщенности, %
Модель ЛИК №1 (ПК)	71,48	64,07	32	40,7
Модель ЛИК №9 (СК)	70,2	65,38	31,5	39,7
ЦМК №2 (МК)	61,28	68,0	25,6	38,8
Δ ЦМК №2, %	13	5	-6	-3
Модель ЛИК №3 (ПК)	108,29	70,69	24,6	41
Модель ЛИК №8 (СК)	112,2	71,4	26,6	37,5
ЦМК №5 (МК)	103,75	69,9	24,1	41
ЦМК №6 (МК)	75,88	72,5	22,3	47
Δ ЦМК №5, %	6	-2	-2	5
Δ ЦМК №6, %	31	2	-3	21
Модель ЛИК №4 (ПК)	218,1	73,16	25,2	42,6
Модель ЛИК №14 (СК)	217,4	72,04	26,6	40,1
ЦМК №6-1 (МК)	183,8	73,7	21,3	45,1
ЦМК №6-3 (МК)	169,9	73,4	21,0	45,4
Δ ЦМК №6-1, %	16	2	-5	9
Δ ЦМК №6-3, %	22	1	-3	9
Модель ЛИК №6 (ПК)	15,3	61,4	34	34,5
Модель ЛИК №15 (СК)	16,1	58,96	35,8	31,8
ЦМК 7-2 (МК)	18,06	58,9	32,5	34,7
Δ ЦМК 7-2, %	-15	-2	-2	4

Табл. 2. Сопоставление параметров цифровых экспериментов по данным фильтрационных экспериментов ЛИК и численного моделирования на ЦМК

при гидродинамическом моделировании. Уточненная по результатам цифрового моделирования фильтрационных процессов на ЦМК зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от пористости, представленная на рис. 8, была использована для распределения куба остаточной нефтенасыщенности при адаптации гидродинамической модели исследуемого объекта.

Моделирование прогнозных показателей эксплуатации рассматриваемого объекта разработки с использованием данных цифровых экспериментов позволило скорректировать гидродинамическую модель (изменение коэффициента извлечения нефти составило 3,4%).

Разработанные подходы к созданию ЦМК были также использованы при исследованиях, направленных на определение распределения остаточной нефтенасыщенности после заводнения в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Последовательность работ была следующая:

- реконструкция емкостного пространства образцов до проведения фильтрационного эксперимента (образцы нефтенасыщенные с остаточной водонасыщенностью);
- реконструкция емкостного пространства образца после проведения фильтрационного эксперимента по вытеснению нефти водой (образцы водонасыщенные с остаточной нефтенасыщенностью);
- сопоставление структуры емкостного пространства образца, занятого нефтью до и после заводнения.

Исследования выполнялись на стандартных образцах ядра диаметром 30 мм. Методики подготовки и проведения исследований не отличались от регламентированных

в соответствии с ОСТ 39-195-86. Ввиду сопоставимой рентгенопрозрачности нефти и пластовой воды, для их надежной идентификации в горной породе использовался водорастворимый рентгеноконтрастный маркер. При этом пространство в образце, занятое нефтью, представлялось в виде пустотности. Таким образом, определялась локализация именно углеводородной фазы (нефти).

По результатам серии выполненных исследований в качестве водорастворимого рентгеноконтрастного маркера был выбран водный раствор хлорида цезия. До и после экспериментов образцы сканировались с максимально возможным для данного размера ядра воксельным разрешением 10 мкм. Ввиду трудоёмкости и длительности цифровой реконструкции ядерного материала для исследований из каждой модели пласта выбирались два образца. При этом, для исключения влияния концевых (торцевых, переходных и т.п.) эффектов на изучаемые фильтрационные процессы образцы отбирались из средней части модели. Для правильного позиционирования образцов в камере томографа, а также для сохранения пространственной ориентации при повторных съемках, на образцы наносилась разметка.

Расчет петрофизических и фильтрационных параметров осуществлялся в виртуальных «кубах» с геометрическими размерами 900x900x900 Voxel. Создание ЦМК и их валидация с ЛИК соответствовала критериям, описанным в статье выше.

В качестве примера полученных результатов, на рис. 9 представлены реконструкции насыщенного нефтью емкостного пространства до и после моделирования этапа заводнения.

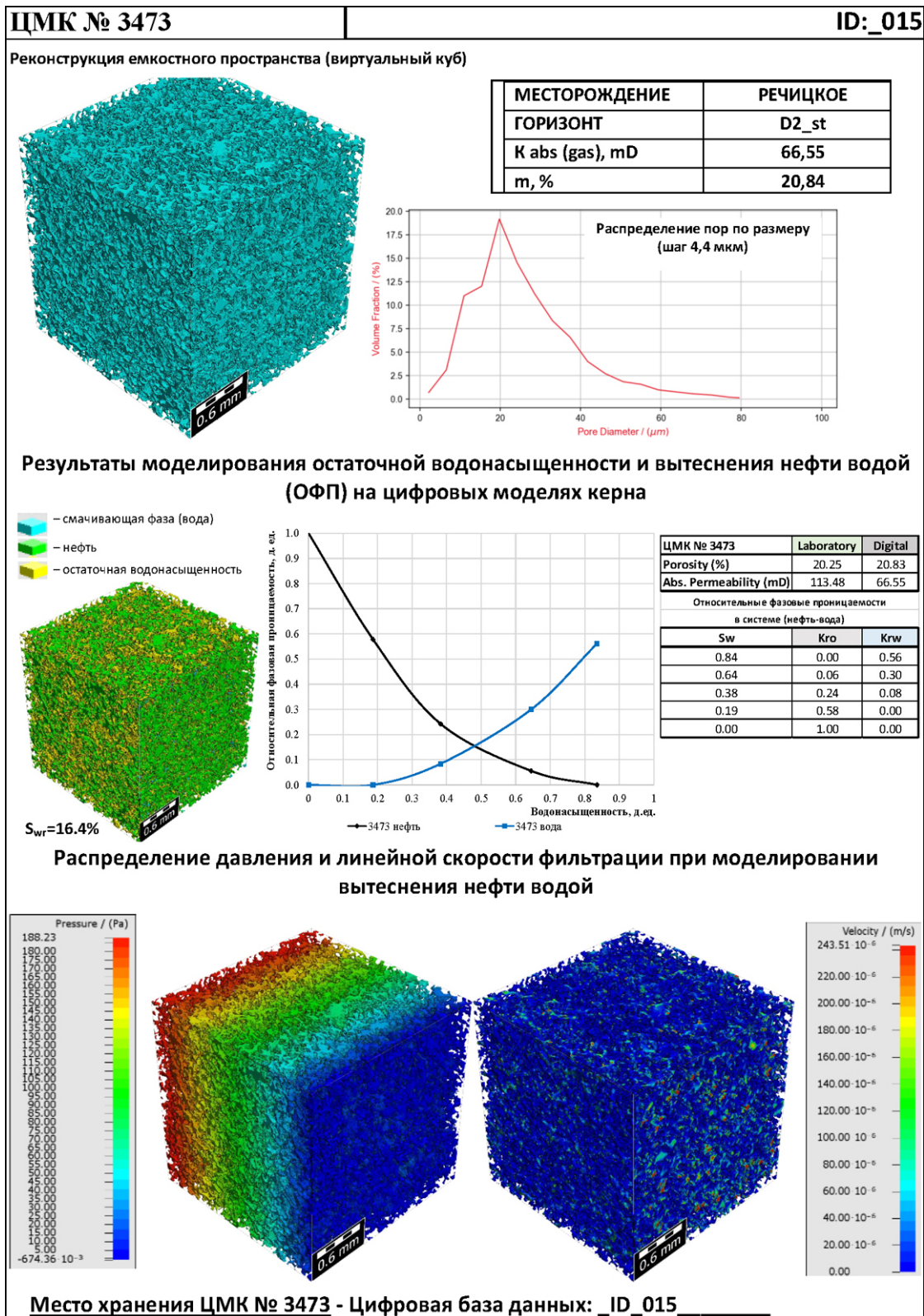


Рис. 5. Пример паспорта-планшета цифровой модели ядра ЦМК №3473

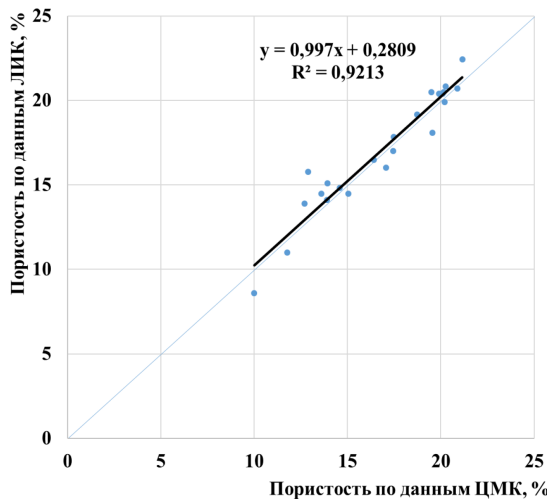


Рис. 6. Диаграмма сопоставления образцов по пористости, определенной лабораторными методами и по данным ЦМК

Для расчета параметров флюидодинамических процессов использовался программный модуль SatuDict. Расчетные значения петрофизических свойств для образца №8398 приведены в таблице 3.

Сопоставление объемов нефтенасыщенного емкостного пространства, изменения сообщающейся и не сообщающейся емкости, размера и количества пор, занятых нефтью, а также связности нефтенасыщенной пустотности между собой до и после вытеснения нефти водой свидетельствуют о преимущественно капиллярно-заблокированном характере остаточной нефтенасыщенности.

Установлено, что в карбонатных коллекторах остаточная нефть после этапа заводнения находится в разобленном на относительно протяженные глобулы состоянии и, как правило, на всем протяжении виртуального куба в направлении фильтрации флюидов сохраняет сообщаемость нефтенасыщенных каналов. Неподвижность сравнительно крупных конгломератов нефти связана с их блокированием в участках сужения нефтенасыщенных каналов фильтрации, соединяющих пустотности

по причине гидрофобного характера смачиваемости породы. В условиях стандартного заводнения вода обходит их по более проницаемым водонасыщенным каналам, так как гидродинамического напора нагнетаемой фазы недостаточно для преодоления капиллярных сил (Лымарь и др., 2024).

С учетом характера распределения остаточной нефтенасыщенности, определенной по результатам выполненных на ЦМК исследований, наиболее перспективной для повышения нефтеотдачи пласта была выбрана технология ПАВ-полимерного заводнения.

Дальнейшие работы включали в себя лабораторные эксперименты в статических и динамических условиях, в ходе которых были разработаны высокоэффективные химические ПАВ-полимерные композиции, отличающиеся сверхнизким межфазным натяжением на границе с нефтью и длительной стабильностью при пластовых условиях. Тестирование разработанных композиций на керновых моделях пласта показало, что при их использовании прирост коэффициента вытеснения нефти и снижение нефтенасыщенности могут достигать значений 33,1 и 31% соответственно.

Пример эксперимента по оценке эффективности ПАВ-полимерной композиции приведен на рис. 10.

На этапе заводнения нефтенасыщенность модели снизилась с 89,6% до 58,7%, коэффициент вытеснения нефти составил 34,5%. Последовательная закачка ПАВ-полимерной композиции и раствора полимера в объеме по 0,5 объема пор позволила увеличить коэффициент вытеснения нефти на 20,7% и снизить нефтенасыщенность на 18,9%. При последующей закачке воды остаточная нефтенасыщенность снизилась до 30,1%, а суммарный прирост коэффициента вытеснения нефти составил 31,9%.

Таким образом, результаты выполненных исследований, в том числе с использованием технологии ЦАК позволили установить, что количество остаточной нефтенасыщенности, находящейся в капиллярно заблокированном состоянии, в условиях карбонатных коллекторов составляет 31–43%, а в застойных зонах (не динамической, тупиковой пустотности) не превышает 7–19%.

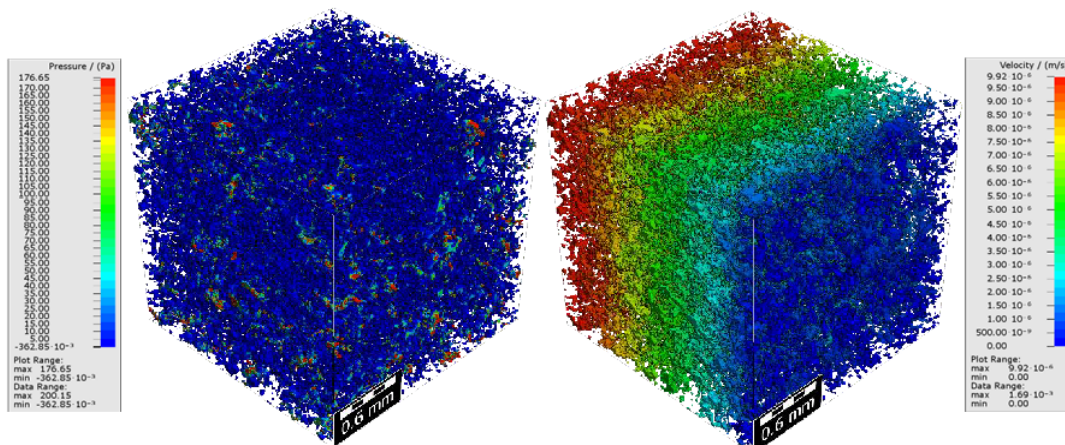


Рис. 7. Распределение давления и линейной скорости фильтрации при моделировании вытеснения нефти водой (определение ОФП) в ЦМК образца №6084

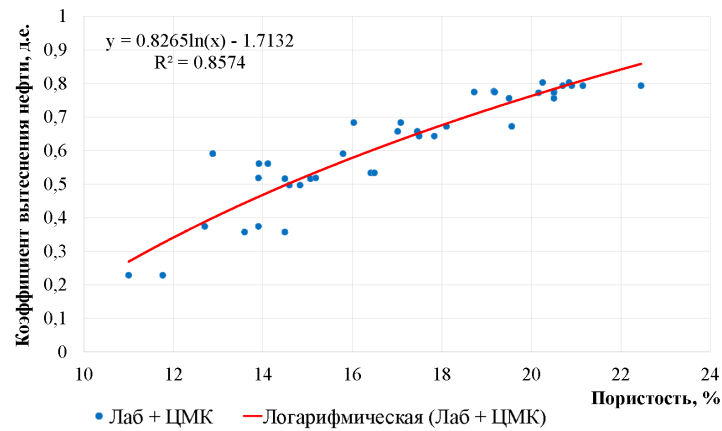


Рис. 8. Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от коэффициента открытой пористости по данным лабораторных исследований и цифровых экспериментов – логарифмический тренд

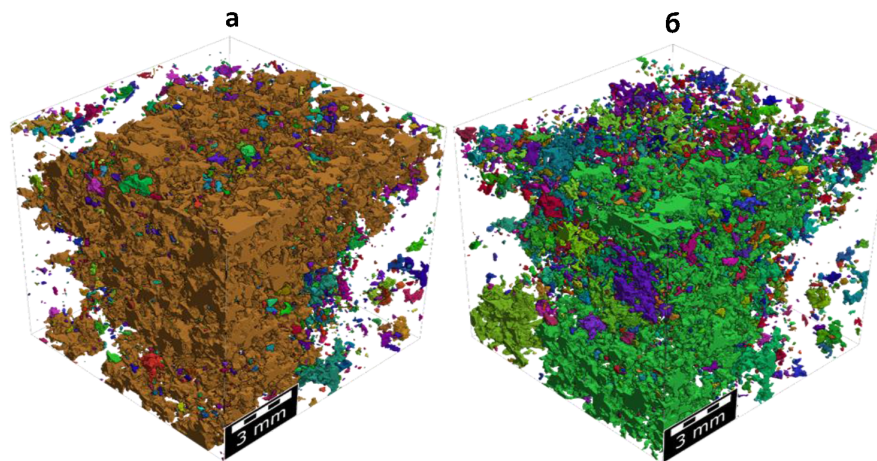


Рис. 9. Результаты реконструкции емкостного пространства насыщенного нефтью образца №8398 до (а) и после (б) вытеснения нефти моделью воды ППД (одним цветом выделена сообщающаяся емкость)

Показатель	Значение показателя		
	до вытеснения	после вытеснения	снижение (-) или увеличение (+) показателя, %
Общая пористость, занятая нефтью (Overall Porosity), %	14,44	7,59	-47,4
Сообщающаяся пористость, занятая нефтью (Open Porosity), %	13,90	5,83	-58,1
Не сообщающаяся пористость, занятая нефтью (Closed Porosity), %	0,54	1,76	225,5
Количество пор, занятых нефтью	4140	6937	67,6
Количество сообщающихся пор, занятых нефтью (Number of Open Pores)	389	573	47,3
Количество не сообщающихся пор, занятых нефтью (Number of Closed Pores)	3751	6364	69,7
10% пор меньше диаметра, ТЕМ	82,70	69,37	-16,1
50% пор меньше диаметра, ТЕМ	198,53	158,71	-20,1
90% пор меньше диаметра, ТЕМ	378,61	333,77	-11,8

Табл. 3. Расчетные значения петрофизических свойств для образца №8398

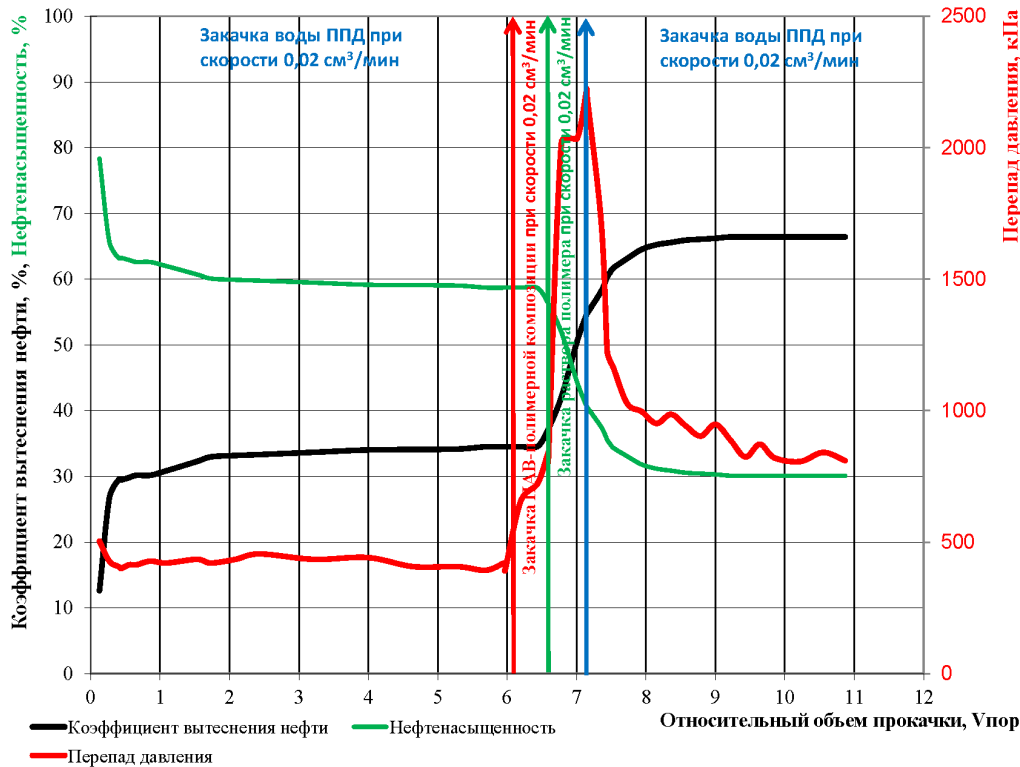


Рис. 10. Динамика изменения нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти и перепада давления в фильтрационном эксперименте № 25 по оценке эффективности ПАВ-полимерной композиции

4. Обсуждение результатов и выводы

Выполненный комплекс исследований позволил разработать методологические подходы к созданию ЦМК и выработать критерии их валидации.

Результаты определения петрофизических свойств образцов на примере терригенных пород-коллекторов Речицкого месторождения нефти, определенные на физических образцах и на ЦМК, показали их хорошую сходимость. Полученные результаты согласуются с выполненными исследованиями других авторов (Белозеров, Губайдуллин, 2020; Khimulia, 2024), что свидетельствует о корректности и достоверности полученных данных и о возможности их использования при составлении проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

При создании ЦМК необходимо учитывать, что рентгеновская микротомография, как и любой метод получения изображений, имеет ограниченное пространственное разрешение. В связи с этим в созданных ЦМК будут отсутствовать поры с размерами меньше пространственного разрешения (Yakimchuk et al., 2019). В условиях низкопроницаемых пород такая неразрешенная пористость может составлять значительную часть от полной пористости породы. Однако если основное поровое пространство и каналы фильтрации определены, то невыявленная микропористость не будет существенно влиять на ФЕС образцов.

Для минимизации описываемых выше недостатков метода рекомендуется проводить РКТ исследования с достижением максимально возможного разрешения, что обеспечивается уменьшением размера исследуемого

образца до диаметра 6–8 мм (Korobkov, Goncharov, 2014; Yakimchuk et al., 2019; Александров и др., 2024).

В рамках выполненных исследований ввиду недостаточной разрешающей способности метода РКТ, не превышающей 2 мкм даже в условиях микрообразцов диаметром 8 мм, построить ЦМК породы с коэффициентом открытой пористости по данным лабораторных исследований менее 10% не удалось, для корректной оценки низкопористых рекомендуется проводить исследования на фрагментах (МК) с разрешающей способностью РКТ 0,75 мкм. Для подобных отложений также необходимо использовать принципиально отличные от РКТ методы сканирования, позволяющие обеспечить разрешение нанометрового порядка – электронную микроскопию с использованием растрового электронного микроскопа.

Несмотря на присущий данному методу ряд ограничений, разработанная технология позволяет адресно исследовать сегменты породы и образцы с различными ФЕС. В качестве примера на рис. 11 представлены результаты численного моделирования ОФП на четырех ЦМК (модели №№ 6086, 3452, 2 и 6_3) с охватом широкого диапазона коллекторских свойств старооскольских отложений Речицкого нефтяного месторождения (коэффициент открытой пористости 11,7, 13,6, 17,5, 20,2% и абсолютная проницаемость 4,0, 12,5, 61,3, 169,9 10^{-3} мкм²).

Получение вышеуказанных результатов ОФП с использованием стандартного комплекса лабораторных исследований потребовал бы значительных финансовых и временных затрат, а в ряде случаев был бы нереализуем ввиду отсутствия возможности подбора необходимого количества репрезентативных образцов с идентичными

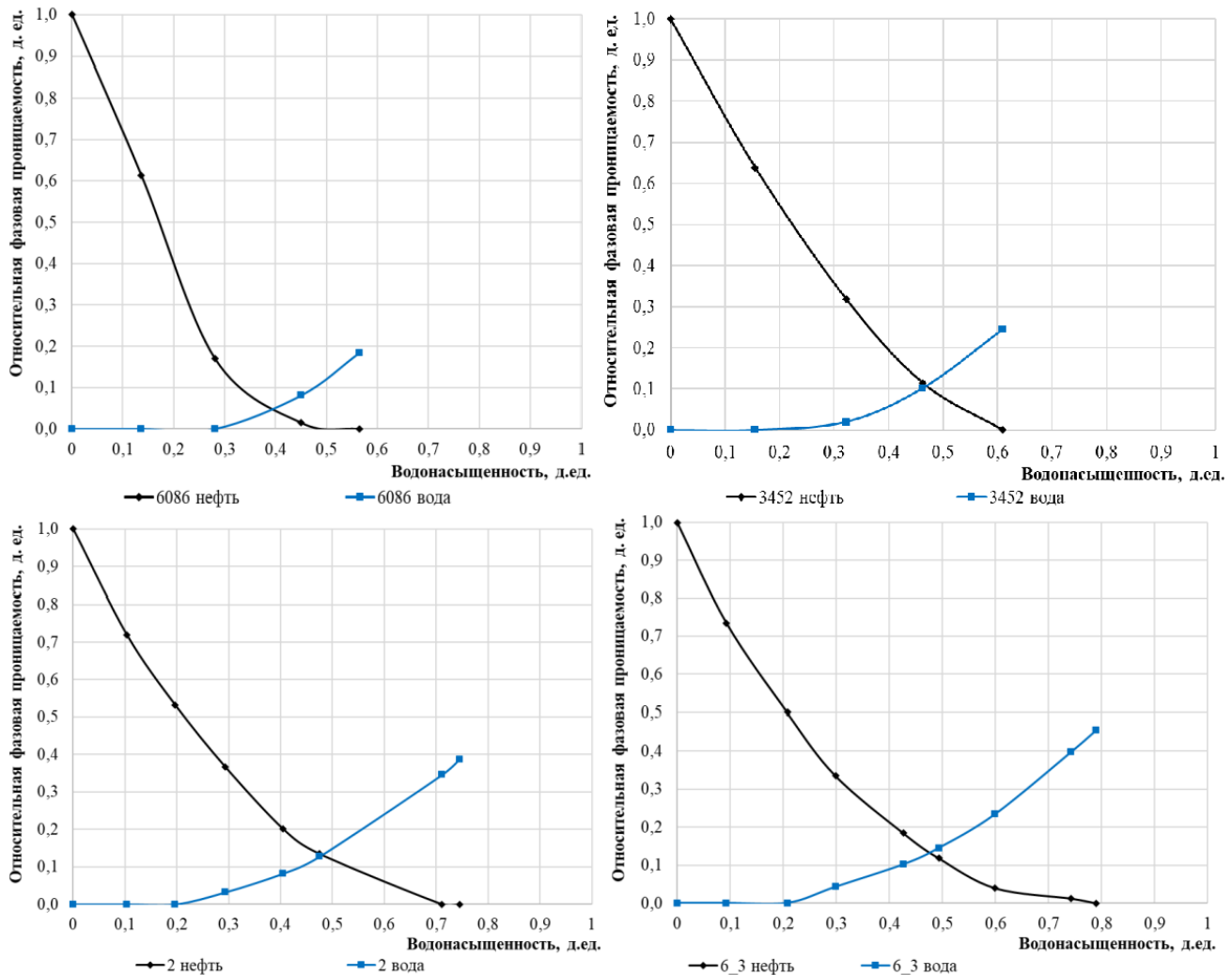


Рис. 11. Результаты численного моделирования ОФП на ЦМК с широким диапазоном коллекторских свойств старооскольских отложений Речицкого нефтяного месторождения

ФЕС, необходимыми для проведения фильтрационных экспериментов.

В рамках программы по подбору высокоэффективной технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) использование технологии ЦАК позволило существенно снизить общую продолжительность и стоимость работ, а также на микроуровне определить механизм вытеснения нефти водой применительно к карбонатным коллекторам Республики Беларусь.

Несмотря на полученные положительные результаты, необходимо отметить ряд нерешенных проблем, в первую очередь, связанных с созданием так называемых многомасштабных моделей сложнопостроенных пород (характеризуются сочетанием пор, каверн и трещин разного масштаба). Для построения ЦМК в подобных условиях необходимо на основе данных микроанализа различной детализации (от нанометров до микрометров) включить в единую модель разномасштабное емкостное пространство (Орлов и др., 2022). В настоящее время отсутствуют общепринятые подходы к построению мультиклассовых цифровых моделей, содержащих информацию о структуре пустотного пространства различного масштаба, что является перспективным направлением дальнейших научных изысканий.

5. Заключение

В ходе выполненных исследований сформулированы следующие основные выводы.

1. Повышение качества детализации ЦМК при проведении рентгеновской компьютерной томографии требует комплексного подхода. Ключевыми факторами здесь выступают оптимизация параметров сканирования, адаптированных под геометрию образца и технические характеристики оборудования, а также применение специализированных алгоритмов предобработки и реконструкции теневых проекций для минимизации артефактов.

2. Методика создания ЦМК в обязательном порядке предусматривает этап верификации, основанный на кросс-анализе расчетных характеристик с результатами прямых лабораторных исследований. Этот процесс необходим для подтверждения адекватности модели и оценки достоверности прогнозируемых свойств.

3. При создании ЦМК необходимо учитывать ограничения пространственного разрешения рентгеновской микротомографии. Для низкопроницаемых пород это приводит к потере значимой доли субмикронной пористости, неадекватной оценке фильтрационно-емкостных свойств и искажению связности порового пространства.

4. Несмотря на успехи в цифровом моделировании, создание многомасштабных моделей сложнопостроенных сред (пор, каверн и трещин) остается нерешенной задачей. Ключевой вызов заключается в интеграции данных микроанализа от нано/микро- до макроуровня в единое цифровое пространство, что определяет вектор дальнейших перспективных исследований в области цифрового ядра.

5. Интеграция технологий ЦАК в процесс подбора методов ПНП обеспечивает существенное сокращение цикла, времени и стоимости проектных работ. Использование цифровых моделей позволяет изучить механизмы фильтрации и вытеснения нефти водой в емкостном пространстве сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

6. Рентгеновская компьютерная томография в совокупности с цифровыми экспериментами, выполненными в специализированных программных продуктах, в перспективе может стать отдельным самостоятельным направлением лабораторных исследований ядра, решающим на постоянной основе комплекс практических задач – от простых (контроль качества цилиндрических образцов) до сложных (создание цифровых двойников образцов ядра с проведением цифровых фильтрационных экспериментов).

7. Для внедрения в комплекс лабораторных исследований ядра блока ЦАК на постоянной основе необходимо в первую очередь разработать и принять единые методологические подходы и рекомендации к созданию ЦМК (учитывая использование в компаниях разнообразного программного обеспечения для работы с технологией ЦАК), а также выработать общие алгоритмы проведения на них цифровых экспериментов по определению требуемых петрофизических показателей с едиными критериями валидации с учетом различных типов пород-коллекторов.

8. Для эффективного внедрения вышеуказанной технологии необходимо рассмотреть возможность разработки руководящего стандарта и утвердить на уровне нормативных отраслевых документов технологию ЦАК. При условии принятия отраслевого стандарта следует учитывать результаты петрофизических параметров, полученных на ЦМК, как дополнение к результатам натурных лабораторных исследований и считать их представительными для использования при составлении проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. В соответствии с требованиями разработанного отраслевого стандарта необходимо также утвердить перечень рекомендуемого программного обеспечения для работы с ЦАК.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Александров В.М., Закиров Н.Н., Мулявин С.Ф. и др. (2024). Новые аспекты применения микротомографии ядра. *Нефтегазовое дело*, 22(5), с. 30–47. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-5-30-47>

Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. (2020). О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели ядра. *Записки Горного института*, 244, 402–407. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.2>

Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В., Корост С.Р., Васильев Р.В., Лаврухин Е.В., Гафурова Д.Р. (2021). Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей ядра и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства. *Георесурсы*, 23(2), с. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>

Гильманов Я.И., Патраков Д.П., Вахрушева И.А. (2015). Цифровой ядро – новое направление петрофизических исследований ядра. современное состояние в России и мире. *Сборник тезисов V научно-практической конференции «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение»*. Москва, НОЦ «Нефтегазовый центр МГУ».

Лазеев А.Н., Тимашев Э.О., Вахрушева И.А., Серкин М.Ф., Гильманов Я.И. (2018). Цифровой ядро – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-11-18-22

Лымарь И.В., Ерошенко А.А., Ходьков Е.Н., Цагельник А.А., Гапоненко С.О. (2024). Исследования распределения остаточной нефтенасыщенности после заводнения в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь с использованием современных методов цифровизации ядра. *Нефтяник Полесья: научно-практический журнал*, 2, с. 88–93.

Морозов В.В., Мельников С.И., Идрисова С.А., Савельев О.Ю., Серебрянская А.У., Билинчук А.В., Загребельный Е.В. (2020). Опыт применения технологии «Цифровой анализ ядра» на месторождении «Саркала». *ПРО нефть*, с. 65–70. DOI: 10.7868/S258773992003009X

Орлов Д.М., Алексеев В.В., Пиманов В.О., Муравлева Е.А., Коротеев Д.А. (2022). Многомасштабная модель цифрового ядра для сложнопостроенных карбонатных коллекторов. *Вести газовой науки*, (1), с. 138–147.

Пономарев А.А., Заватский М.Д., Нуруллина Т.С., Кадыров М.А., Галинский К.А., Тугушев О.А. (2021). Применение рентгеновской микротомографии ядра в нефтепромысловой геологии. *Георесурсы*, 23(4), с. 34–43. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4>

Степанов С.В., Патраков Д.П., Васильев В.В. и др. (2018). Цифровой анализ ядра: проблемы и перспективы. *Нефтяное хозяйство*. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-18-22

Шкловер В.Я., Артемов Н.А., Маряев И.Г., Дорошенко А.А., Карымов Я.О. (2020). Опыт создания базы данных по изучению микро- и нанометрового пустотного пространства коллекторов в технологии «Цифровой ядро». *Материалы международного научно-технического семинара «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче»*, с. 31–43.

Alizadeh S.M., Latham S., Middleton J., Senden T. & Arns C.H. (2015). An Analysis of Sleeve Effects for Petrophysical Measurements using Digital Core Analysis. *International Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2523/iptc-18378-ms>

Arns C.H., Knackstedt M.A., Pinczewski W.V. & Garboczi E.J. (2002). Computation of linear elastic properties from microtomographic images: Methodology and agreement between theory and experiment. *Geophysics* 67(5), pp. 1396–1405. <https://doi.org/10.1190/1.1512785>

Avdonin A., Ebadi M. & Krutko V. (2021). Application of High-Contrast μ CT and FIB-SEM for the Improvement in the Permeability Prediction of Tight Rock Samples. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206588-ms>

Demianov A., Dinariev O., Evseev N. (2011). Density functional modelling in multiphase compositional hydrodynamics. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 89(2), pp. 206–226. <https://doi.org/10.1002/cjce.20457>

Kalam M.Z. (2012). Digital Rock Physics for Fast and Accurate Special Core Analysis in Carbonates. *New Technologies in Oil and Gas Industry*, Chapter 9, pp. 201–226. <https://doi.org/10.5772/52949>

Khimulia V. (2024). Application of Digital Core Analysis Technology to Study Filtration-Capacity Properties and Structure of Highly Permeable Rocks of Underground Gas Storage Facilities. *Russian Journal of Earth Sciences*, pp. 1–15. <https://doi.org/10.2205/2024es000928>

Korobkov D., Goncharov A. (2014). Reservoir properties of conventional rock: routine measurements on mini-plugs. *Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts*, Avignon, France, 8-11 September. <https://jgmaas.com/SCA/2014/SCA2014-081.pdf>

Mavko G., Murkerji T., Dvorkin J. (2009). *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Second edition. Cambridge University Press. p 524. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753>

McGaughey, J. (2007). Geological Models, Rock Properties, and the 3D Inversion of Geophysical Data. In *«Proceedings of Exploration 07: Fifth Decennial International Conference on Mineral Exploration»*. Ed. B. Milkereit, pp. 473–483.

Mohammadmoradi P., Kantzas A. (2016). Petro-physical Characterization of Porous Media Starting from Micro-tomographic Images. *Advances in Water Resources*, 94, pp. 200–216. DOI: 10.1016/j.advwatres.2016.05.009

Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Dinariev O., Ridzel O., Khan V., Semkov V., Zhonin A. & Kravets D. (2020). Digital Core Analysis – Innovative Approach for EOR Agent Screening at Pore-Scale for Achimov Rocks. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/202015-MS>

Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Varfolomeev I., Dinariev O., Khan V., Koroteev D., Orlov D., Muravleva E., Belozero B., Krutko V. & Kondratev A. (2019). Permeability and Porosity Study of Achimov Formation Using Digital Core Analysis. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, D033S025R007. <https://doi.org/10.2118/196928-MS>

Yakimchuk I., Korobkov D., Pletneva V., Ridzel O., Varfolomeev I., Reimers I., Safonov I., Evseev N., Dinariev O., Denisenko A., Samokhvalov A., Khan V., Kusov A., Tyurin E., Korolev A., Sitdikov R., Maksimov E., Loznyuk O. (2021). Study of Reservoir Properties of Turonian Formation Using Digital Core Analysis. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206584-MS>

Weerakone W.M.S.B., Wong R.C.K. and Kantzas A. (2012). Morphological Characterization of Induced Fracture in Sandstone Using X-ray Computed Tomography Scanning. *Geotechnical Testing Journal*, 35(03), pp. 460–469. DOI: 10.1520/GTJ103426; ISSN: 0149-6115

Zheng Y., Yin X. & Zong Z. (2016). The equivalence between digital core and rock physics model for pure sandstones and shaly sandstones. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, pp. 3322–3326. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13819488.1>

Сведения об авторах

Анна Алексеевна Ерошенко – начальник Центра исследования и хранения керна, Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, Республика Беларусь
e-mail: a.eroshenko@beloil.by

Игорь Владимирович Лымарь – кандидат тех. наук, заведующий лаборатории исследования керна, Центра исследования и хранения керна, Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, Республика Беларусь
e-mail: I.lymar@beloil.by

Евгений Николаевич Ходьков – ведущий инженер-технолог лаборатории исследования керна, Центра исследования и хранения керна, Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, Республика Беларусь
e-mail: e.hodkov@beloil.by

Статья поступила в редакцию 24.12.2025;
Принята к публикации 15.04.2026;
Опубликована 30.06.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Experience of Applying Digital Core Technologies to Study Reservoir Rocks of the Pripyat Trough

A.A. Eroshenko*, I.V. Lymar, E.N. Khodkov

Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil BelNIPIneft Republican Unitary Enterprise Production Association “Belorusneft”, Gomel, Republic of Belarus

*Corresponding author: Anna A. Eroshenko, e-mail: a.eroshenko@beloil.by

Abstract. This paper systematizes the results achieved by BelNIPIneft specialists in the application of digital core technologies to the study of reservoir rocks in the Pripyat Trough. It presents information on the equipment used, research methods, and verification of the obtained results, as well as practical experience in the application of tomographic research results and digital core models to reservoir formations at oil fields in the Republic of Belarus. The paper presents the developed method for digital core analysis, a data sheet, and the results of scaling the number of digital core models to expand the representative range of reservoir properties. The paper briefly describes the results of using digital rock models in hydrodynamic modeling of reservoir development represented by terrigenous sediments and studies to determine the distribution of residual oil saturation after waterflooding in carbonate reservoirs at oil fields in the Republic of Belarus.

Keywords: digital core analysis, X-ray computed tomography, porosity and permeability, digital rock models, enhanced oil recovery

Recommended citation: Eroshenko A.A., Lymar I.V., Khodkov E.N. (2026). Experience of Applying Digital Core Technologies to Study Reservoir Rocks of the Pripyat Trough. *Georesursy = Georesources*, 28(2), pp. 119–132. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.2.12>

References

Aleksandrov V.M., Zakirov N.N., Mulyavin S.F., et al. (2024). New aspects of core microtomography application. *Neftegazovoe delo*, 22(5), pp. 30–47. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-5-30-47>

Alizadeh S.M., Latham S., Middleton J., Senden T. & Arns C.H. (2015). An Analysis of Sleeve Effects for Petrophysical Measurements using Digital Core Analysis. *International Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2523/iptc-18378-ms>

Arns C.H., Knackstedt M.A., Pinczewski W.V. & Garboczi E.J. (2002). Computation of linear elastic properties from microtomographic images: Methodology and agreement between theory and experiment. *Geophysics* 67(5), pp. 1396–1405. <https://doi.org/10.1190/1.1512785>

Avdonin A., Ebadi M. & Krutko V. (2021). Application of High-Contrast μ CT and FIB-SEM for the Improvement in the Permeability Prediction of Tight Rock Samples. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206588-ms>

Belozherov I.P., Gubaydullin M.G. (2020). On the concept of technology for determining the filtration-capacitive properties of terrigenous reservoirs using a digital core model. *Journal of Mining Institute*, 244, pp. 402–407. (In Russ.) <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.2>

Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V., Korost S.R., Vasiliev R.V., Lavrukhin E.V., Gafurova D.R. (2021). Study and analysis of modern approaches to constructing digital core models and methods for modeling multiphase filtration at the pore space scale. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 197–213. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>

Gilmanov Ya.I., Patrakov D.P., Vakhrusheva I.A. (2015). Digital core – a new direction in petrophysical core studies. Status in Russia and worldwide. *Proc. conference “Supercomputer technologies in the oil and gas industry. Mathematical methods, software and hardware”*. Moscow, Scientific and Educational Center “Oil and Gas Center of Moscow State University”. (In Russ.)

Demianov A., Dinariev O., Evseev N. (2011). Density functional modelling in multiphase compositional hydrodynamics. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 89(2), pp. 206–226. <https://doi.org/10.1002/cjce.20457>

Kalam M.Z. (2012). Digital Rock Physics for Fast and Accurate Special Core Analysis in Carbonates. *New Technologies in Oil and Gas Industry*, Chapter 9, pp. 201–226. <https://doi.org/10.5772/52949>

Khimulia V. (2024). Application of Digital Core Analysis Technology to Study Filtration-Capacity Properties and Structure of Highly Permeable Rocks of Underground Gas Storage Facilities. *Russian Journal of Earth Sciences*, pp. 1–15. <https://doi.org/10.2205/2024es000928>

Korobkov D., Goncharov A. (2014). Reservoir properties of conventional rock: routine measurements on mini-plugs. *Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts*, Avignon, France, 8–11 September. <https://jgmaas.com/SCA/2014/SCA2014-081.pdf>

Lazeev A.N., Timashev E.O., Vakhrusheva I.A., Serkin M.F., Gil'manov Ya.I. (2018). Digital core – current state and prospects for technology development at PJSC NK Neftest. Oil industry. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-11-18-22. (In Russ.)

Lymar I.V., Eroshenko A.A., Khodkov E.N., Tselnik A.A., Gaponenko S.O. (2024). Research of residual oil saturation distribution after waterflooding in carbonate reservoirs of oil fields of the Republic of Belarus using modern methods of core material digitalization. *Neftyanik Polesia: scientific and practical journal*, 2, pp. 88–93. (In Russ.)

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. (2009). *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Second edition. Cambridge University Press. p 524. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753>

McGaughey, J. (2007). Geological Models, Rock Properties, and the 3D Inversion of Geophysical Data. In *«Proceedings of Exploration 07: Fifth Decennial International Conference on Mineral Exploration»*. Ed. B. Milkereit, pp. 473–483.

Mohammadmoradi P., Kantzas A. (2016). Petro-physical Characterization of Porous Media Starting from Micro-tomographic Images. *Advances in Water Resources*, 94, pp. 200–216. DOI: 10.1016/j.advwatres.2016.05.009

Morozov V.V., Melnikov S.I., Idrisova S.A., Savelyev O.Yu., Serebryanskaya A.U., Bilinchuk A.V., Zagrebely E.V. (2020). Experience in applying the Digital Core Analysis technology at the Sarkala field. *PRO neft*, pp. 65–70. (In Russ.) DOI: 10.7868/S258773992003009X

Orlov D.M., Alekseev V.V., Pimanov V.O., Muravleva E.A., Koroteev D.A. (2022). Multiscale digital core model for complex carbonate reservoirs. *Vesti gazovoy nauki*, (1), pp. 138–147. (In Russ.)

Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Nurullina T.S., Kadyrov M.A., Galinsky K.A., Tugushev O.A. (2021). Application of X-ray microtomography of core in oilfield geology. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 34–43. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4>

Stepanov S.V., Patrakov D.P., Vasiliev V.V. et al. (2018). Problems and possibilities of digital core analysis. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-18-22

Shklover V.Y., Artemov N.A., Maryasev I.G., Doroshenko A.A., Karymov Ya.O. (2020). Experience in creating a database for studying the micro- and nanometer-scale void space of reservoirs using the “Digital Core” technology. *Proc. seminar “Information systems and technologies in geology and oil and gas production”*. (In Russ.)

Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Dinariev O., Ridzel O., Khan V., Semkov V., Zhonin A. & Kravets D. (2020). Digital Core Analysis – Innovative Approach for EOR Agent Screening at Pore-Scale for Achimov Rocks. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/202015-MS>

Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Varfolomeev I., Dinariev O., Khan V., Koroteev D., Orlov D., Muravleva E., Belozherov B., Krutko V. & Kondratev A. (2019). Permeability and Porosity Study of Achimov Formation Using Digital Core Analysis. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, D033S025R007. <https://doi.org/10.2118/196928-MS>

Yakimchuk I., Korobkov D., Pletneva V., Ridzel O., Varfolomeev I., Reimers I., Safonov I., Evseev N., Dinariev O., Denisenko A., Samokhvalov A., Khan V., Kusov A., Tyurin E., Korolev A., Sitdikov R., Maksimov E., Loznyuk O. (2021). Study of Reservoir Properties of Turonian Formation Using Digital Core Analysis. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206584-MS>

Weerakone W.M.S.B., Wong R.C.K. and Kantzas A. (2012). Morphological Characterization of Induced Fracture in Sandstone Using X-ray Computed Tomography Scanning. *Geotechnical Testing Journal*, 35(03), pp. 460–469. DOI: 10.1520/GTJ103426; ISSN: 0149-6115

Zheng Y., Yin X. & Zong Z. (2016). The equivalence between digital core and rock physics model for pure sandstones and shaly sandstones. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, pp. 3322–3326. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13819488.1>

About the Authors

Anna A. Eroshenko – Head of the Centre of core treatment, analyses and holding, Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil BelNIPIneft Republican Unitary Enterprise Production Association “Belorusneft”

Gomel, Republic of Belarus
e-mail: a.eroshenko@beloil.by

Igor V. Lymar – Cand. Sci. (Technical Sciences), Head of the Laboratory Research of Core, Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil BelNIPIneft Republican Unitary Enterprise Production Association “Belorusneft”

Gomel, Republic of Belarus
e-mail: I.lymar@beloil.by

Eugeny N. Khodkov – Lead Engineer of the Laboratory Research of Core, Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil BelNIPIneft Republican Unitary Enterprise Production Association “Belorusneft”

Gomel, Republic of Belarus
e-mail: e.hodkov@beloil.by

Manuscript received 24 December 2025;

Accepted 15 April 2026; Published 30 June 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)