

Применение рентгеновской микротомографии керна в нефтепромысловой геологии

А.А. Пономарев^{1*}, М.Д. Заватский¹, Т.С. Нуруллина¹, М.А. Кадыров^{1,2}, К.А. Галинский¹, О.А. Тугушев²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «ТюменьНефтеТехнологии», Тюмень, Россия

В работе представлены исследования, посвященные практическому применению компьютерной рентгеновской микротомографии (микро-КТ) в нефтепромысловой геологии. В частности приводятся результаты возможностей использования метода для дефектоскопии образцов перед петрофизическими исследованиями с целью повышения качества анализов; приводится пример оценки глубины кольматации керна буровым раствором; показаны возможности оценки минерального состава методом микро-КТ и возможность экспериментальных исследований керна при моделировании теплового воздействия на нефтематеринские породы баженовской свиты. Рассматривается современное состояние исследований в области «цифровой петрофизики» или «цифрового керна». Исследование направлено на внедрение метода микро-КТ в нефтепромысловый процесс.

Ключевые слова: компьютерная рентгеновская микротомография, нефтепромысловая геология, исследования керна, цифровая модель керна, структура пустотного пространства

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

1. Введение

В настоящее время крупные, вертикально-интегрированные компании нефтегазовой отрасли ориентированы на цифровую трансформацию бизнеса и производственных процессов (Slaughter, 2020; Kushzhanov, Mahammadli, 2019). Цифровизация затронула также исследования керна (Saxena et al., 2021; Lei et al., 2021). Основной задачей в любых исследованиях образцов пород является получение наиболее достоверной информации об объектах. Однако при изучении керна отложений с трудно извлекаемыми запасами, оценка свойств которого стандартным комплексом петрофизических исследований осложнена (слабо консолидированные (Gholami et al., 2019), глинисто-битуминозные (Faboya et al., 2020) или сложного литологического строения (Yang et al., 2020) горные породы), возникает необходимость использования методов неинвазивного анализа (Katika et al., 2018; Mukhametdinova et al., 2020). Наиболее многофункциональным считается метод рентгеновской микротомографии (микро-КТ), так как он позволяет определять приближенный минеральный состав горных пород, а также морфометрические характеристики пустотного пространства по цифровой 3D-модели керна. Однако в связи с ограниченной разрешающей способностью, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) методом микро-КТ, вызывает сомнение у специалистов, занимающихся исследованиями керна.

В статье рассматриваются примеры практического применения микро-КТ для решения некоторых прикладных задач. В частности, приводятся результаты исследования горных пород Западно-Сибирского нефтегазового

бассейна, в ходе которых решались следующие задачи:

- определение минерального состава горных пород с анализом типа цемента;
- дефектоскопия кернового материала с оценкой пригодности образцов к стандартным петрофизическим исследованиям;
- оценка качества бурения с определением утяжелителя бурового раствора в зоне кольматации;
- оценка изменений структуры пустотного пространства нефтематеринских пород в результате прогрева.

2. Материалы и методы

Материалы для исследования были получены на базе учебно-научной геохимической лаборатории Тюменского индустриального университета. Цифровые модели керна были сняты на компьютерном рентгеновском микротомографе SkyScan 1172; с помощью специализированного программного обеспечения NRecon производилась реконструкция; последующий анализ осуществлялся в программных комплексах CTan, DataViewer, CTVox, MuToolCalc. Настройки сканирования, реконструкции и сопутствующих дополнительных материалов для каждой отдельной задачи подбирались индивидуально. Объектом исследований выступили горные породы Западно-Сибирского нефтегазового бассейна.

2.1. Дефектоскопия образцов перед исследованиями

Необходимость дефектоскопии кернового материала перед петрофизическими исследованиями обусловлена возможными изменениями в макро- и микроструктуре образцов пород из-за резкой смены термобарических условий при подъеме керна из пластовых условий в зону гипергенеза. Диагностика таких изменений должна проводиться с минимальными воздействиями на образец, и этому требованию отвечает именно метод микро-КТ.

* Ответственный автор: Андрей Александрович Пономарев
e-mail: ponomarevaa@tyuiu.ru

© 2021 Коллектив авторов

Исследовались образцы пород, представленные в виде цилиндров диаметром 30 мм и высотой около 40 мм. При анализе методом микро-КТ использовались следующие настройки сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 100 кВ и 100 мкА, разрешение съемки 26,7 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,6°; количество кадров 3; количество случайных кадров 15; сканирование на 180°; время сканирования* 1 ч.

Осуществлялся визуальный анализ цифровых моделей образцов с целью оценки пригодности образцов к дальнейшим исследованиям, с выделением литологически неоднородных зон и трещиноватости.

2.2. Контроль качества бурения и оценка колюматации пустотного пространства

На промысле при испытании пластов нередки случаи отсутствия притока из-за неправильно подобранной рецептуры бурового раствора, что приводит к колюматации пустотного пространства призабойной зоны пласта. Для поиска пропущенных перспективных интервалов, для перфорации и контроля качества бурения осуществлялся анализ керна методом микро-КТ с оценкой наличия утяжелителя бурового раствора.

При анализе методом микро-КТ использовались следующие настройки сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 100 кВ и 100 мкА, разрешение съемки 4 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,3°; количество кадров 4; количество случайных кадров 15; сканирование на 180°; время сканирования* 9 ч 40 мин.

Исследовались цилиндры диаметром 10 мм, выпиленные из полноразмерного керна без торцевания образцов. Интерес для анализа представлял участок, расположенный на внешней стороне полноразмерного керна, который при бурении непосредственно контактировал с буровым раствором. После сканирования осуществлялся визуальный анализ томографических срезов с целью выявления утяжелителя бурового раствора, а также оценка глубины проникновения бурового раствора в керн по оси образца (от внешней стороны полноразмерного керна к центральной части). На рис. 1 представлена томографическая проекция исследуемого цилиндра диаметром 10 мм, выпиленного из полноразмерного керна, на которой зеленая линия пересекает внешнюю его часть, контактирующую с буровым раствором. Зеленая линия иллюстрирует правильный выбор места для оценки наличия утяжелителя бурового раствора.

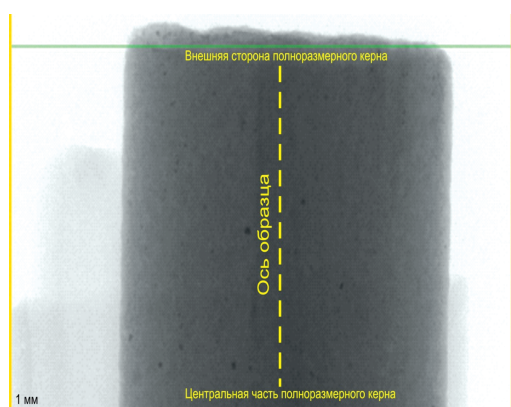


Рис. 1. Томографическая проекция образца

2.3. Оценка минерального состава и типа цемента

Для оценки минерального состава методом микро-КТ были использованы сведения о минеральном составе, полученные методом оптической микроскопии. Для томографического анализа и сегментации минералов в соответствии с их коэффициентом поглощения рентгеновского излучения была использована программа «MuToolCalc» (<http://www.crlab.geo.utexas.edu/software/mucalcctool>) (рис. 2). Коэффициент μ характеризует поглощение рентгеновского излучения минералов на томографических изображениях.

Образец породы исследовался при следующих настройках сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 49 кВ и 198 мкА; разрешение съемки 1,4 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,25°; количество кадров 6; количество случайных кадров 30; сканирование на 180°; время сканирования* 15 ч 40 мин.

2.4. Экспериментальные исследования керна при термической обработке

Объектом исследования выступили образцы битуминозно-глинистых пород баженской свиты. Задача исследования – оценить температуру, при которой начинается активное развитие генерации углеводородов из органического вещества.

Для эксперимента были подготовлены образцы баженской свиты (черные аргиллиты) – 6 цилиндров диаметром 10 мм и высотой около 20 мм. Пять образцов были помещены в муфельную печь и прогреты до температур: образец 1 – 100 °С, образец 2 – 200 °С, образец 3 – 300 °С, образец 4 – 400 °С и образец 5 – 500 °С. Скорость нагрева – 20 °С в минуту. Нагрев производился в обычных атмосферных условиях с доступом воздуха к образцам. Продукты реакции горения и генерации жидких и газообразных углеводородов не отбирались.

Настройки сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 100 кВ и 100 мкА; разрешение съемки 26,7 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,3°; количество кадров 5; количество случайных кадров 30; сканирование на 360°; время сканирования* 7 ч 40 мин.

* Время сканирования может отличаться в зависимости от тонких настроек томографической съемки (времени экспозиции), которые связаны с коэффициентом поглощения рентгеновского излучения исследуемого образца. В общем случае время сканирования увеличивается при повышении разрешающей способности съемки, так как увеличивается количество кадров и уменьшается угол поворота образца при сканировании.

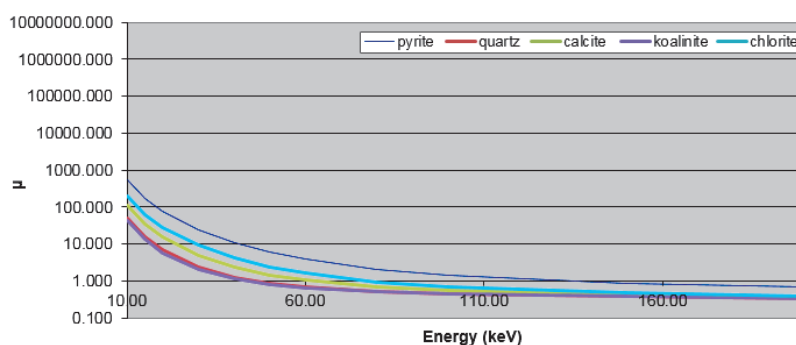


Рис. 2. Зависимость коэффициента поглощения рентгеновского излучения минералами от энергии источника рентгеновского излучения. μ – коэффициент поглощения рентгеновского излучения, Energy – энергия источника рентгеновского излучения, pyrite – пирит, quartz – кварц, calcite – кальцит, kaolinite – каолинит, chlorite – хлорит.

3. Результаты

3.1. Дефектоскопия образцов перед исследованиями

Главной задачей исследования керна является получение наиболее достоверной информации о свойствах горных пород. Выбуренный керн в каждом отдельном случае обладает индивидуальными свойствами и особенностями, как отпечаток пальца, поэтому следует выбрать из полноразмерного керна наиболее репрезентативные образцы для характеристики пласта в целом. Обычно, литологи при выборе места отбора образца ориентируются на текстуру горной породы и стараются отобрать образцы таким образом, чтобы с максимальной представительностью охарактеризовать свойства пласта. Однако специалистам без информации о внутреннем строении керна бывает сложно выбрать наиболее подходящие места для выбуривания цилиндров для петрофизических исследований. В решении этой проблемы может помочь томография полноразмерного керна, однако она проводится далеко не всегда, поэтому велика вероятность получения искаженной информации о ФЕС пласта в целом, при их определении по выпиленным цилиндрам. На рис. 3 представлены случаи, когда из-за особенностей литологического строения выпиленных цилиндров, определяемые фильтрационные свойства пласта могут быть искажены.

На рис. 3 представлены образцы, определение фильтрационных свойств пласта по которым будет нести ряд погрешностей. В первом случае это связано с их литологическим строением, в частности в двух образцах а) и б) выделяются две зоны, отличающиеся по проницаемости относительно друг друга: 1 – низкопроницаемая; 2 – зона с нормальной проницаемостью. Это следует из того, что абсолютная проницаемость является функцией распределения пор по размерам: поры с большим размером обуславливают высокие значения проницаемости, а поры с малым размером, соответственно, более низкие значения проницаемости. В зоне 1 наблюдается значительно меньше пор, чем в зоне 2. Учитывая ограничения в разрешающей способности съемки можно сделать вывод, что поры в зоне 1 значительно меньше, чем в зоне 2. В

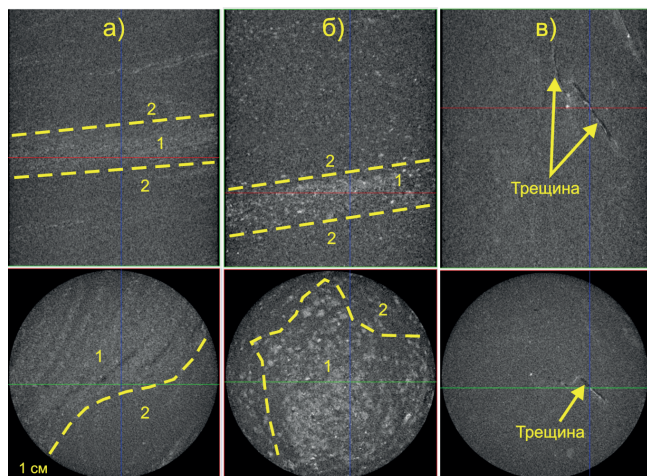


Рис. 3. Продольные и поперечные томографические срезы образцов пород: а), б) – литологически неоднородные образцы; в) – трещиноватый образец; 1 – низкопроницаемая зона, 2 – зона с проницаемостью, характерной для большего объема образца

соответствии с этим при проведении измерений проницаемости по этим образцам будут получены заниженные значения проницаемости, в сравнении с образцами из этого же пласта, в которых отсутствуют литологические неоднородности. Погрешности, связанные со вторым случаем касаются образца в), в отличие от образцов а) и б) он является литологически однородным образцом, однако обладает трещиноватостью. Природа этой трещиноватости может быть как естественной – природной, так и техногенной – возникшей, например, при выпиливании образца. Диаметр трещины значительно больше размера пор образца, из-за этого фильтрационные свойства образца могут быть завышены. Для оценки объективности определения фильтрационных свойств по подобного рода образцам, необходимо выяснить природу трещиноватости, проанализировав дополнительно несколько образцов с этого пласта. В случае, если в большинстве образцов будет наблюдаться трещиноватость, вполне вероятно, что она природная – в таком случае можно использовать оцененную по цилиндрам проницаемость для характеристики пласта. Однако если трещиноватость наблюдается только в одном образце, то, вероятнее всего, она техногенного характера – в этом случае не стоит использовать проницаемость этого образца для характеристики пласта. Особенно часто могут проявляться подобного рода погрешности при проведении специальных дорогостоящих исследований керна, когда анализу подвержено относительно небольшое количество образцов, например, при определении относительных фазовых проницаемостей.

3.2. Контроль качества бурения и оценка колюматации пустотного пространства

По мнению геологов нефтегазовой компании, для которой выполнялось исследование, отсутствие притока в интервалах, определенных по комплексу ГИС как перспективные, было вызвано колюматацией пласта из-за неправильно подобранной рецептуры бурового раствора. Задачей исследования явилась оценка по керну фактического наличия утяжелителя бурового раствора, который представлен баритом. Кроме этого производилась оценка глубины проникновения бурового раствора в керн для повышения качества пробоподготовки образцов к стандартным исследованиям (определение необходимого расстояния торцевания образцов для удаления заколюматированной части). На рис. 4 представлен пример томографического среза, который свидетельствует о наличии утяжелителей бурового раствора – барита. Томографический срез получен с внешней стороны полноразмерного керна, которая контактирует с буровым раствором по выпиленному из него цилиндру – зеленая линия (рис. 1). Относительно силикатного состава горной породы, барит является рентгеноконтрастным.

Отличить утяжелитель от тяжелых минералов, содержащихся в горной породе, удалось благодаря визуальному анализу структуры горной породы, в которой на томографических изображениях отсутствуют тяжелые минералы. Рентгеноконтрастные минералы наблюдаются только на контакте полноразмерного керна с буровым раствором, также они имеют неправильную вытянутую форму – это является свидетельством техногенной природы. Видно, что в основном он сосредоточен на внешней стороне полноразмерного керна, которая контактирует с буровым

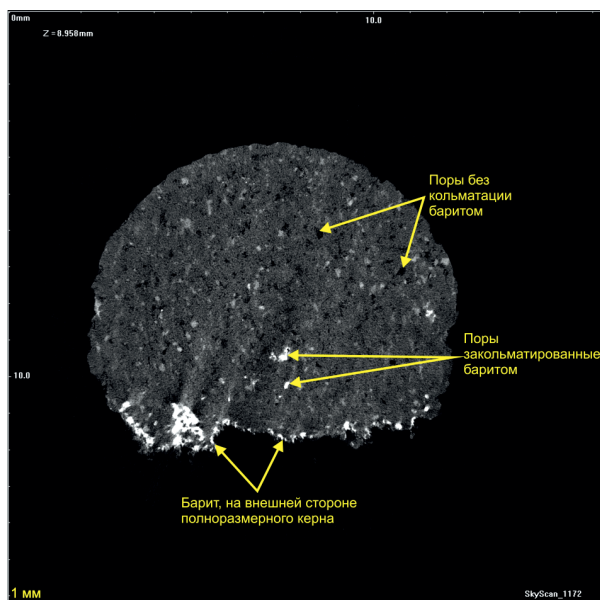


Рис. 4. Томографический срез образца породы с зафиксированным утяжелителем бурового раствора – баритом

раствором. Также наблюдаются закоильматированные поры внутри исследуемого образца.

Относительно оси образца (рис. 1) были проанализированы все имеющиеся томографические срезы, подобные представленному на рис. 4. В каждом исследуемом срезе оценивалось процентное содержание глинистого материала, затем проводилось исследование распределения по глубине глинистого материала образца для определения глубины проникновения бурового раствора в керн (рис. 5).

Анализ распределения (рис. 5) указывает на то, что нормальное процентное содержание глинистого материала в сечениях образца варьируется от 10 до 11,5 %. В то же время вблизи контакта бурового раствора с керном наблюдаются повышенные значения (более 11,5%) содержания глинистого материала. Это обусловлено проникновением бурового раствора в керн, в данном случае глубина оценивается в 3 мм. Этот оценочный параметр

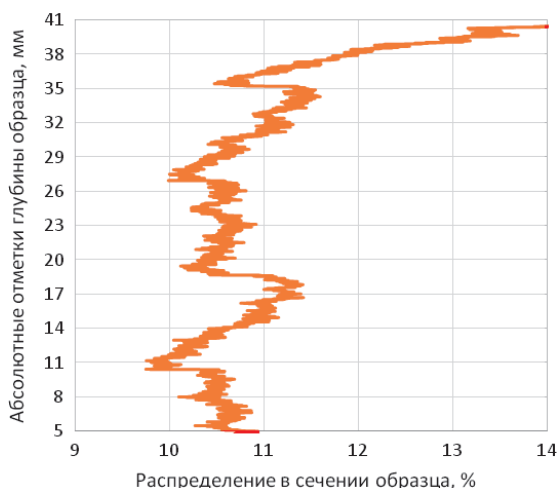


Рис. 5. Распределение глинистого материала в сечениях образца (результат 2D-анализа томографических срезов по глубине образца). Абсолютная отметка «41» – внешняя сторона полноразмерного керна, контактирующая с буровым раствором; абсолютная отметка «5» – ближайшая к центральной части полноразмерного керна из представленных абсолютных отметок.

целесообразно использовать при выпиливании цилиндров из полноразмерного керна для оценки петрофизических характеристик, то есть при торцевании цилиндров должна удаляться часть керна более 3 мм. Также информативными будут исследования с указанными выше подходами при изучении керна после теста буровых растворов.

3.3. Оценка минерального состава и типа цемента

Состав, строение и условия залегания пород находятся в причинной зависимости от формирующих их геологических процессов, происходящих внутри исследуемых пластов. Свойства пород зависят не только от их минерального состава, но и от строения, которое предопределяется формой и расположением слагающих породу составных частей. Структурные и текстурные особенности пород влияют на их емкостные и фильтрационные свойства. В этой связи исследователям, занимающимся нефтегазовой литологией крайне важно знать особенности строения и количественное содержание тех или иных минералов. В данной работе мы продемонстрируем одну из возможностей метода микро-КТ – определение минерального состава. На рис. 6 представлены результаты интерпретации минерального состава горных пород по томографическим срезам.

С помощью специального программного обеспечения «MuToolCalc» необходимо оценить коэффициенты рентгеновского поглощения представленных минералов (рис. 2), далее переходить к интерпретации (рис. 6). Важно заметить, что некоторые порообразующие минералы имеют близкие значения коэффициента поглощения, и их сложно сегментировать друг от друга. К таким минералам относятся кварц и полево шпат. На рис. 6 некоторые части зерен полевого шпата обладают коэффициентом поглощения рентгеновского излучения близкой к кварцу (об этом свидетельствует одинаковый цвет в зернах кварца и полевого шпата), однако другие составляющие части зерен обладают повышенной относительно кварца рентген-плотностью. Поэтому количественные оценки кварца и полевого шпата будут приблизительно, а вот оценка их суммарного содержания будет достаточно точной, так как

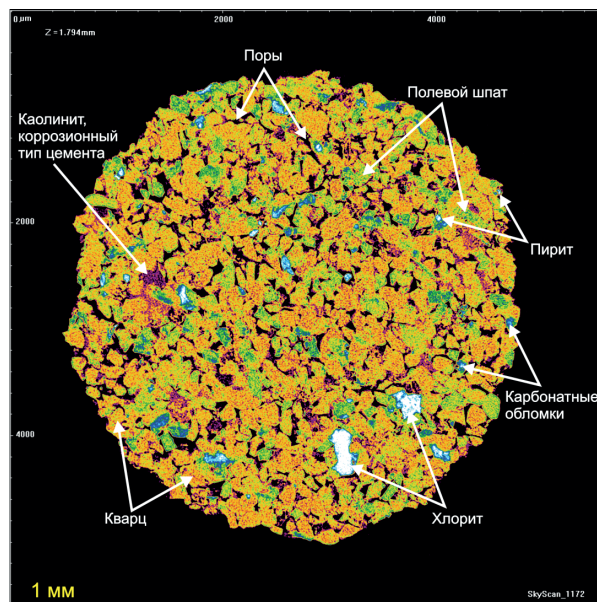


Рис. 6. Оценка минерального состава по томографическим срезам

они рентгеноконтрастные относительно других породообразующих минералов. Анализ томографических срезов возможен в различных цветовых форматах, например, в цвете и черно-белом виде. Выбор цветового формата не влияет на рентген-контрастность тех или иных минералов, а служит лишь удобным инструментом визуализации. Для использования микро-КТ в исследованиях минерального состава необходимо привлекать данные оптической микроскопии – РЭМ с XRD или QEMSCAN.

3.4. Экспериментальные исследования кернa при термической обработке

Метод микро-КТ может использоваться в нефтепромысловой геологии в качестве удобного инструмента оценки тех или иных изменений в структуре горных пород и пустотного пространства в результате каких-либо воздействий (механических, химических – кислотных, термических). В данном случае представлены результаты экспериментов по термическому воздействию на нефтематеринские горные породы. Конкретной задачей являлось определение температуры воздействия, при которой процесс генерации углеводородов из органического вещества начинает влиять на изменение структуры пустотного пространства породы. На рис. 7 представлены наиболее информативные 3D-модели пустотного пространства образцов, где наблюдаются его изменения. 3D-модели дифференцированы по цвету в зависимости от размера пор.

Изначально было известно, что образцы являются нефтематеринскими и богаты органическим веществом. Из (Gafurova et al., 2021) известно, что при прогреве нефтематеринских пород происходит авто-флюидальный разрыв породы в результате повышения давления за счет трансформации органического вещества и перехода его в жидкое и газообразное состояние с увеличением объема. Анализ 3D-моделей пустотного пространства позволяет заключить, что значимые изменения в структуре пустотного пространства начинаются при температурах выше 200 °C. В интервале температур от 200 °C до 300 °C образуются своеобразные «конкреции» пустот. Вероятно, наиболее близко расположенное друг к другу рассеянное органическое вещество образует крупные поры,

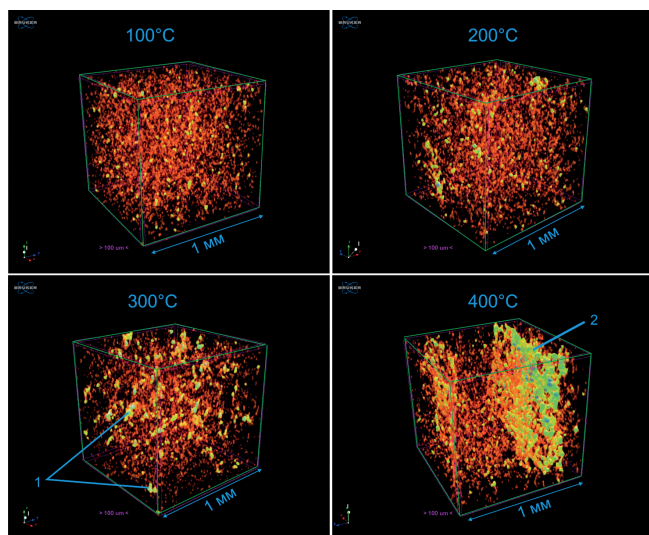


Рис. 7. 3D-модели структуры пустотного пространства прогретых образцов с дифференцированием цвета по размерам поровых каналов (кубы с ребром 1 мм): 1 – «конкреции» пустот, 2 – трещина

соединяющиеся между собой. При температурах выше 300 °C наблюдается развитие трещиноватости. Механизм образования трещин заключается в соединении между собой крупных, новообразованных при температурах от 200 °C до 300 °C конкреций пор по пути наименьшего сопротивления. При температурах от 400 °C до 500 °C значительных изменений в структуре пустотного пространства не наблюдается, вероятно, значительная часть органического вещества трансформируется при температурах до 400 °C. С помощью стандартного программного обеспечения линейки микротомографов Skyscan – «СТan» имеется возможность оценить морфометрические характеристики пустотного пространства. Для характеристики изменений в структуре пустотного пространства в результате нагрева были оценены размеры пор, определяемые в рамках разрешающей способности (рис. 8).

Из рис. 8 видно, что в целом трансформация пустотного пространства согласуется с результатами визуальной интерпретации 3D-моделей, однако дополнительно при данном виде анализа можно оценить процентное изменение тех или иных размеров пор в результате прогрева. Анализ показывает, что значительных изменений до температур 200 °C не наблюдается (практически отсутствуют поры диаметром больше 23 мкм), отличающиеся значения процентного содержания пор диаметром 3–17 мкм указывают лишь на литологические отличия в исследуемых образцах. При температуре 300 °C наблюдается рост пор размером 23–30 мкм. При достижении температур в 400 °C увеличивается объемная доля пор размером 23–38 мкм. В интервале температур от 400 °C до 500 °C значительных изменений не наблюдаются – отсутствие крупных пор 30–38 мкм обусловлено литологической неоднородностью образцов и, возможно, меньшими содержаниями рассеянного органического вещества. Тенденция структурных изменений пустотного пространства при прогреве образцов до температур 400 °C и 500 °C одинакова – увеличивается доля пор размером больше 23 мкм, и образуются трещины (рис. 9).

Из-за различного содержания рассеянного органического вещества образцов в результате авто-флюидоразрыва образец, прогретый до температуры 400 °C, при растрескивании разрушился, а образец, прогретый до температуры 500 °C, при растрескивании не разрушился.

Мы привели частный случай использования метода микро-КТ в экспериментальных исследованиях. Микро-КТ может быть использован при лабораторном

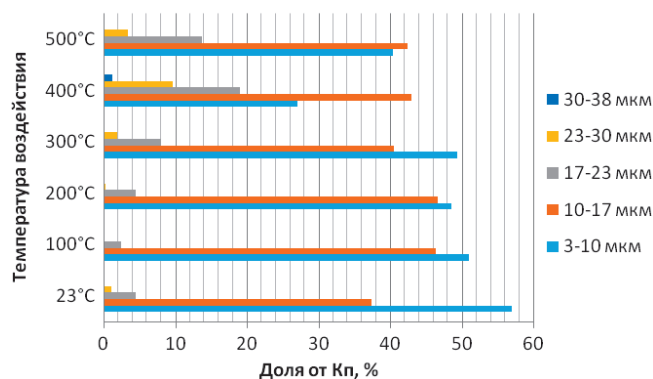


Рис. 8. Изменение размеров пор образцов в результате прогрева: «23°C» – образец без температурной обработки; Кп – общая пористость, определенная методом рентгеновской микротомографии

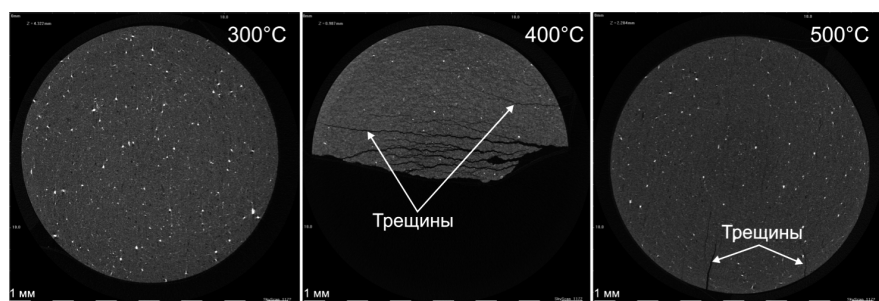


Рис. 9. Томографические срезы образцов прогретых до температур 300 °C, 400 °C и 500 °C

моделировании методов увеличения нефтеотдачи на образцах до и после воздействия (электромагнитные СВЧ, кислотные, механические воздействия). Рентгеновская микротомография является удобным инструментом оценки изменения свойств образцов.

4. Обсуждение

Активное использование методов компьютерной рентгеновской томографии и микротомографии для решения задач нефтепромысловой геологии началось в начале 2000-х годов (Mees et al., 2003).

В РФ активное использование метода микро-КТ при исследованиях керн началось в начале 2010-х годов на базах МГУ им. М.В. Ломоносова (Корост и др., 2010; 2012; Корост, 2012), Schlumberger (Надеев и др., 2013) и Сколковского института науки и технологии (Чугунов и др., 2015). С появлением возможности сегментировать пустотное пространство горных пород с высоким микро-разрешением (0,5–30 мкм/пиксель), начали свое активное развитие программные комплексы по расчету основных фильтрационно-емкостных свойств горных пород по цифровой модели керн (Герке и др., 2015; Gerke et al., 2017; Марков, Родионов, 2018; Шабаров и др., 2018; Белозеров, Губайдуллин, 2020). Метод микро-КТ получил название «цифровая петрофизика», «цифровой анализ керн» или «цифровой керн» (Лазеев и др., 2018; Гильманов, Вахрушева, 2019; Saxena et al., 2018; Mehmani et al., 2020; Orlov et al., 2021; Ortega-Ramírez, Ocharango, 2021). Однако основным недостатком метода «цифровой керн» при расчете ФЕС горных пород является ограничение в разрешающей способности метода микро-КТ при получении цифровой модели образца (Пономарев, Заватский, 2015; Бембель и др., 2019; Saxena et al., 2021). Это обуславливает необходимость дополнительной математической обработки цифровых моделей пустотного пространства горных пород и их калибровки по данным стандартных исследований керн. Однако при исследовании глинисто-битуминозных пород или слабо консолидированных (Гильманов и др., 2019) возможность исследования свойств стандартными методами затруднена в связи с возникновением техногенных нарушений в результате пробоподготовки образцов к анализам, что исключает возможность калибровки цифровой модели.

В этой связи важной задачей на современном этапе развития технологии «цифровой керн» является разработка методики ремасштабирования разноуровневых цифровых моделей керн, предполагающей на основе цифровых моделей нанотомографии (разрешение 30–200 нм/пиксель) достоверно дополнять цифровые модели

микротомографии (разрешение 0,5–30 мкм/пиксель) с последующим дополнением цифровых моделей томографии полноразмерного керн (разрешение 150–300 мкм/пиксель). Это позволит исключить необходимость калибровки модели определения ФЕС стандартными методами и повысить репрезентативность исследований (Tan et al., 2021; Lin et al., 2021, 2019), так как появится возможность по данным разноуровневой томографии задействовать в расчетах

весь выбуренный керн, а не единичные цилиндры, как это делается в настоящее время при стандартных петрофизических исследованиях.

Другими немаловажными задачами для активного внедрения метода микро-КТ в нефтепромысловую геологию являются разработка методик качественной оценки минерального состава (Фазлиахметов, Пономарев, 2020; Парфенов и др., 2018; Fanqi Qin, Lauren, 2019; Reyes et al., 2017; Teles et al., 2017), совершенствование программного обеспечения для расчета фильтрационных свойств по цифровым моделям, выделения фаций осадконакопления по цифровым моделям и их корреляции с «ГИС» – это позволит повысить качество петрофизических (Жижимонтов и др., 2020) и геологических (Kurchikov et al., 2017) моделей.

Помимо решения классических петрофизических задач, применение микро-КТ может быть осуществлено для оценки глубины кольматации бурового раствора в пласт (Рыжиков и др., 2013; Рыжиков, 2014), дефектоскопии образцов для стандартных исследований (Галкин и др., 2015), контроля использования утяжелителя бурового раствора и моделирования методов внешнего воздействия на пласт (бурение, методы увеличения нефтеотдачи) (Пономарев, 2019; Tarik Saif et al., 2017; Yun She et al., 2021; Abdulla Alhosani et al., 2019).

В данной работе мы продемонстрировали некоторые примеры использования метода микро-КТ в нефтепромысловой геологии без привлечения специализированного математического моделирования фильтрационно-емкостных свойств. Технология «цифровой керн», например, при определении фильтрационных свойств пород имеет недостаток, который заключается в том, что при исследовании репрезентативного объекта породы (цилиндра 30 мм) отсутствует возможность зафиксировать все поры, участвующие в фильтрации. С другой стороны, методом нанотомографии можно зафиксировать все поры, участвующие в фильтрации, однако размер исследуемого объекта будет значительно меньше (диаметр 0,2–0,05 мм). Поэтому решение проблем ремасштабирования, взаимодополнения информацией о строении цифровых моделей керн, отличающихся в разрешении съемки и объеме, является актуальным и поможет решить ряд задач в нефтепромысловой геологии, связанных с определением петрофизических свойств горных пород (сложного литологического строения, слабо консолидированных, глинисто-битуминозных), исследования стандартными методами которых осложнены.

Наиболее методически отработанным примером является дефектоскопия образцов – оценка пригодности к

исследованиям стандартными методами. Она может быть применена как на отдельных этапах пробоподготовки (выбуривание, экстракция, сушка), так и непосредственно перед исследованием образца, например, в качестве оценки относительных фазовых проницаемостей. Микро-КТ позволяет оценить наличие в объеме образца литологических неоднородностей и техногенных нарушений, которые могут при исследовании этих образцов влиять на достоверность характеристик пласта, например, занижать или завышать абсолютную проницаемость. Это, в свою очередь, будет вести к некорректной работе гидродинамической модели.

Еще одним примером использования микро-КТ может быть оценка структурно-текстурных характеристик горной породы и частичная оценка минерального состава. Также как оптическая микроскопия, микро-КТ позволяет судить о структуре горной породы и с некоторыми погрешностями, связанными с близкими значениями рентген-плотности породообразующих минералов, в случае предварительной оценки минерального состава иными методами позволяет на качественном и количественном уровне судить о минеральном составе породы.

Другим полезным примером использования микро-КТ является изучение коагуляции бурового раствора в керн и пласт. По керну микро-КТ позволяет установить, был ли использован при бурении утяжелитель бурового раствора (в нашем примере на рис. 4 представлен утяжелитель – барит). Имеется возможность оценки глубины проникновения бурового раствора в керн, что может быть использовано при дефектоскопии образцов. В целом же целесообразно использовать микро-КТ при тестах буровых растворов – фиксировать изменения в структуре пустотного пространства при прокачке и промывке буровых растворов. Это поможет оптимизировать выбор бурового раствора.

Схожий подход к использованию метода микро-КТ представлен в разделе экспериментальные исследования керна при термической обработке, в частности показаны возможности метода при исследовании изменений структуры пустотного пространства нефтематеринских горных пород при термической обработке. Полученные данные могут быть использованы при моделировании эффективности методов увеличения нефтеотдачи, типа внутрипластового горения или иных термических методов воздействия на пласт. Подобные исследования образцов методом микро-КТ до и после какого-либо воздействия на образцы применимы и к другим методам воздействия на пласт (электромагнитные СВЧ, кислотные, механические воздействия).

5. Заключение

Метод микро-КТ является полезным инструментом для решения широкого спектра задач нефтепромысловой геологии, таких как: дефектоскопия образцов перед исследованиями, тестирование буровых растворов, оценка минерального состава, экспериментальные исследования до и после воздействия на керн. Перспективными направлениями использования метода можно считать создание на основе результатов исследований керна методом микро-КТ атласов литотипов горных пород, изучение зон коллектора в породах со сложным литологическим строением, а также отбор бокового керна и его исследование.

Большинство исследований направлено на совершенствование направления «цифровой петрофизики», поэтому специалисты, занимающиеся исследованиями керна или лабораторным моделированием методов увеличения нефтеотдачи, могут быть не осведомлены о других возможностях применения метода. Это подтверждает необходимость популяризации метода рентгеновской микротомографии керна и освещения методик практического использования в нефтепромысловой геологии.

Финансирование/Благодарности

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Авторы выражают глубокую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения при проведении работы над статьей.

Литература

- Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. (2020). О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели керна. *Записки Горного Института*, 244, с. 402–407. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.2>
- Бембель С.Р., Александров В.М., Пономарев А.А., Марков П.В., Родионов С.П. (2019). Оценка фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных пород-коллекторов с использованием результатов микротомографии керна. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 86–89. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-86-88>
- Галкин С.В., Ефимов А.А., Кривошеков С.Н., Савицкий Я.В., Черепанов С.С. (2015). Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений. *Геология и геофизика*, 56(5), с. 995–1007. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.04.009>
- Герке К.М., Корост Д.В., Васильев Р.В., Карсанина М.В., Тарасовский В.П. (2015). Изучение строения и определение проницаемости материалов на основе данных рентгеновской микротомографии (на примере пористой керамики). *Неорганические материалы*, 51(9), с. 1032.
- Герке К.М., Сизоненко Т.О., Карсанина М.В., Корост Д.В., Баюк И.О. (2018). Апскелинг фильтрационных характеристик пород с помощью сеточных моделей. *ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: Труды Межд. геол.-геофиз. конф.*, с. 474–477.
- Гильманов Я.И., Вахрушева И.А. (2019). Цифровизация исследований керна сегодня, завтра – взгляд ТННЦ. *Недропользование XXI век*. 5(81), с. 124–131.
- Гильманов Я.И., Саломатин Е.Н., Вахрушева И.А. (2019). Опыт ООО «ТННЦ» по исследованию неконсолидированного и слабоконсолидированного керна. *Каротажник*, 6(300), с. 14–22.
- Жижимонтов И.Н., Зарай Е.А., Гильманов Я.И., Уткин П.С., Бобров С.Е. (2020). Особенности построения петрофизической модели с учетом засоления терригенных пород на примере месторождения Восточной Сибири. *Каротажник*, 4(304), с. 3–18.
- Корост Д.В. (2012). Неоднородность строения терригенных коллекторов и типы структуры их пустотного пространства (на примере верхней части тюменской свиты Уренского нефтяного месторождения западной сибирей). *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ.
- Корост Д.В., Калмыков Г.А., Япаскурт В.О., Иванов М.К. (2010). Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов. *Геология нефти и газа*, 2, с. 36–42.
- Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. (2012). Изучение пустотного пространства нефтематеринской породы при генерации углеводородов. *Вестник Московского университета*, 4, с. 32–37.
- Лазеев А.Н., Тимашев Э.О., Вахрушева И.А., Серкин М.Ф., Гильманов Я.И. (2018). Цифровой керн – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК «РОСНЕФТЬ». *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 18–22. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22>

Марков П.В., Родионов С.П. (2018). Метод стохастической генерации моделей поровых сетей по распределениям их параметров. *Вестник кибернетики*, 3(23), с. 18–24.

Надеев А.Н., Казак А.В., Варфоломеев И.А., Коротеев Д.А., Коробков Д.А., Болычев Е.А., Лебедев С.В. (2013). Изучение изменений в структуре слабосцементированных горных пород методом рентгеновской микротомографии. *Нефть. Газ. Новации*, 4, с. 23–26.

Парфенов В.Г., Заватский М.Д., Никифоров А.С., Пономарев А.А. (2018). Способ исследования пространственного распределения нефти в поровом пространстве грунтов и других пористых сред. Патент РФ 2654975.

Пономарев А.А. (2019). Методика косвенной оценки наличия нефтегенерации в глинисто-битуминозных породах под воздействием СВЧ-волн. *Технологии нефти и газа*, 2(121), с. 28–31. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2019-121-2-28-31>

Пономарев А.А., Заватский М.Д. (2015). Методы применения компьютерной микротомографии в геологии. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, 3, с. 31–35. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2015-3-31-35>

Рыжиков Н.И. (2014). Экспериментальное исследование структуры зоны коагуляции и кинетики ее формирования. *Тез. 68-ой между. молодежной конф.: Нефть и Газ 2014*.

Рыжиков Н.И., Михайлов Д.Н., Шако В.В. (2013). Метод расчета профилей распределения пористости и объемных долей материалов в пористой среде с помощью анализа данных рентгеновской микротомографии. *Тр. МФТИ*, 4(20), с. 161–169.

Фазлиахметов А.М., Пономарев А.А. (2020). Сравнительный анализ применения методов рентгеновской микротомографии и оптической микроскопии при изучении обломочных пород сложного состава. *Геологический вестник*, 3, с. 76–83. <https://doi.org/10.31084/2619-0087/2020-3-6>

Чугунов С.С., Казак А.В., Черемисин А.Н. (2015). Комплексирование методов рентгеновской микротомографии и трехмерной электронной микроскопии при исследовании пород баженской свиты Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 44–49.

Шабаров А.Б., Шаталов А.В., Марков П.В., Шаталова Н.В. (2018). Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 4(1), с. 79–109. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109>

Alhosani Abdulla, Scanziani Alessio, Lin Qingyang, Pan Ziqing, Bijeljic Branko, Blunt Martin J. (2019). In situ pore-scale analysis of oil recovery during three-phase near-miscible CO₂ injection in a water-wet carbonate rock. *Advances in Water Resources*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103432>

Faboya O.L., Sonibare O.O., Xu J.B., Olowookere N., Liao Z.W. (2020). Mineralogical and pore structure of organic-rich deltaic shales and sub-bituminous coals from early Maastrichtian Mamu Formation, Anambra Basin, Nigeria. *Sn Applied Sciences*, 2(12). <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03899-1>

Fanqi Qin, Lauren E. (2019). Beckingham. Impact of image resolution on quantification of mineral abundances and accessible surface areas. *Chemical Geology*, 523, pp. 31–41. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.06.004>

Gafurova D., Kalmykov A., Korost D., Kalmykov G. (2021) Macropores generation in the domanic formation shales: Insights from pyrolysis experiments. *Fuel*, 289. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119933>

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2017). Multi-scale image fusion of x-ray microtomography and sem data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/187874-MS>

Gholami R., Safari M., Raza A., Downey W.S., Momeni M.S., Ganat T.A.O. (2019). A field scale approach to determine compaction-based permeability in unconsolidated reservoirs. *Journal Of Natural Gas Science And Engineering*, 68. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102909>

Katika K., Fordsmand H., Fabricius I.L. (2018). Low field NMR surface relaxivity studies of chalk and argillaceous sandstones. *Microporous And Mesoporous Materials*, 269, pp. 122–124. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2017.06.035>

Kurchikov A.R., Yagafarov A.K., Popov I.P., Aleksandrov V.M., Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Kadyrov M.A. (2017). Distinguishing of the sediments with different genesis by results of core microtomography. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 16–26. <https://doi.org/10.5510/OGP20170400326>

Kushzhanov N.V., Mohammadli D. (2019). The digital transformation of the oil and gas sector in kazakhstan: priorities and problems. *News*

of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan-series of geology and technical sciences, 3, pp. 203–212. <https://doi.org/10.32014/2019.2518-170X.86>

Lei Q., Zhang L.H., Tang H.M., Zhao Y.L., Chen M., Xie C.Y. (2021). Quantitative study of different patterns of microscale residual water and their effect on gas permeability through digital core analysis. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108053>

Lin W., Li X., Yang Z., Xiong S., Luo Y. and Zhao X. (2019). Modeling of 3D Rock Porous Media by Combining X-Ray CT and Markov Chain Monte Carlo. *ASME. J. Energy Resour. Technol.*, 142(1). <https://doi.org/10.1115/1.4045461>

Mees F., Swennen R., Van Geet, M. & Jacobs P. (2003). Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences. *Geological Society, London, Special Publications*, 215, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.215.01.01>

Mehmani Ayaz, Kelly Shaina, Torres-Verdin Carlos (2020). Leveraging digital rock physics workflows in unconventional petrophysics: A review of opportunities, challenges, and benchmarking. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107083>

Mukhametdinova A., Kazak A., Karamov T., Bogdanovich N., Serkin M., Melekhin S., Cheremisin A. (2020). Reservoir Properties of Low-Permeable Carbonate Rocks: Experimental Features. *Energies*, 13(9). <https://doi.org/10.3390/en13092233>

Orlov D., Ebadi M., Muravleva E., Volkhonskiy D., Erofeev A., Savenkov E., Balashov V., Belozero B., Krutko V., Yakimchuk I., Evseev N., Koroteev D. (2021). Different methods of permeability calculation in digital twins of tight sandstones. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 87. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103750>

Ortega-Ramirez M.P., Oxarango L. (2021). Effect of X-ray μ CT Resolution on the Computation of Permeability and Dispersion Coefficient for Granular Soils. *Transp Porous Med*, 137, pp. 307–326. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01557-7>

Reyes F., Lin Q., Udoudo O., Dodds C., Lee P.D., Neethling S.J. (2017). Calibrated X-ray micro-tomography for mineral ore quantification. *Minerals Engineering*, 110, pp. 122–130. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2017.04.015>

Saxena N., Dietderich J., Alpak F.O., Hows A., Appel M., Freeman J., Hofmann R., Zhao B.C. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of petroleum science and engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>

Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>

Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>

Slaughter A. (2020). Bits Bytes and Barrels-The Digital Transformation of Oil and Gas. *Energy Journal*, 41(1), pp. 289–291.

Sun Huafeng, Belhaj Hadi, Tao Guo, Vega Sandra, Liu Luofu. (2019). Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.075>

Tan Maojin, Su Mengning, Liu Weihua, Song Xiaodong, Wang Siyu (2021). Digital core construction of fractured carbonate rocks and pore-scale analysis of acoustic properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107771>

Tarik Saif, Qingyang Lin, Branko Bijeljic, Martin J. Blunt. (2017). Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel*, 197, pp. 562–574. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.02.030>

Teles A.P., Lopes R.T., Lima I. (2017). Dual Energy Microtomography Applied to Oil and Gas Assessments. In: Oral A., Bahsi Oral Z. (eds) *3rd International Multidisciplinary Microscopy and Microanalysis Congress (InterM)*. Springer Proceedings in Physics, 186. https://doi.org/10.1007/978-3-319-46601-9_28

Yang L., Wang S., Jiang Q.P., You Y., Gao J. (2020). Effects of Microstructure and Rock Mineralogy on Movable Fluid Saturation in Tight Reservoirs. *Energy & Fuels*, 34(11), pp. 14515–14526. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02273>

Yun She, Chunwei Zhang, Mohammad Azis Mahardika, Anindityo Patmonaaji, Yingxue Hu, Shintaro Matsushita, Tetsuya Suekane. (2021). Pore-scale study of in-situ surfactant flooding with strong oil emulsification in sandstone based on X-ray microtomography. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 3. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2021.03.046>

Сведения об авторах

Андрей Александрович Пономарев – ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Михаил Дмитриевич Заватский – профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Татьяна Сергеевна Нуруллина – младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Марсель Алмазович Кадыров – аспирант, Тюменский индустриальный университет; директор, ООО «ТюменьНефтеТехнологии»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Кирилл Александрович Галинский – старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Оскар Артурович Тугушев – инженер-геолог, ООО «Тюмень-НефтеТехнологии»

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 13, корп. 1, оф. 86

Статья поступила в редакцию 17.06.2021;

Принята к публикации 28.10.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Application of core X-ray microtomography in oilfield geology

A.A. Ponomarev^{1*}, M.D. Zavatsky¹, T.S. Nurullina¹, M.A. Kadyrov^{1,2}, K.A. Galinsky¹, O.A. Tugushev²

¹Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

²TyumenNefteTechnology LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey A. Ponomarev, e-mail: ponomarevaa@tyuiu.ru

Abstract. The article presents studies devoted to the practical application of computer X-ray microtomography (micro-CT) in oilfield geology. In particular, the authors give results of using the method for sample defectoscopy before petrophysical studies in order to improve the quality of analyzes. The paper includes an example of assessing the depth of core plugging with drilling fluid; assessing the mineral composition by micro-CT; experimental core studies when modeling the thermal effect on the oil source rocks of the Bazhenov formation. The authors also examine the current state of research in the field of digital petrophysics or digital core. The study is aimed at introducing the micro-CT method into the oilfield process.

Keywords: computer X-ray microtomography, oilfield geology, core studies, digital core model, void structure

Acknowledgements

The article was prepared within the framework of the state assignment in the field of science for scientific projects carried out by teams of research laboratories of educational institutions of higher education subordinated to the Ministry of Education and Science of Russia under the project: “Technologies of low-pressure gas production of the Cenomanian productive complex” (No. FEWN-2020-0013, 2020-2023).

The authors are grateful to the anonymous reviewers for their valuable comments.

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

References

- Alhosani Abdulla, Scanziani Alessio, Lin Qingyang, Pan Ziqing, Bijeljic Branko, Blunt Martin J. (2019). In situ pore-scale analysis of oil recovery during three-phase near-miscible CO₂ injection in a water-wet carbonate rock. *Advances in Water Resources*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103432>
- Belozеров I.P., Gubaidullin M.G. (2020). On the concept of technology for determining filtration-volume properties of terrigenous reservoirs using a digital core model. *Zapiski Gornogo Instituta = Journal of Mining Institute*, 244, pp. 402–407. (In Russ.) <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.2>
- Bembel S.R., Aleksandrov V.M., Ponomarev A.A., Markov P.V., Rodionov S.P. (2019). Evaluation of filtration-capacitive properties of complex reservoir rocks using the results of core microtomography. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 8, pp. 86–89. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-86-88>

Chugunov S.S., Kazak A.V., Cheremisin A.N. (2015). A combination of X-ray microtomography and three-dimensional electron microscopy methods in the study of rocks of the Bazhenov Formation of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 44–49. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.04.009>

Faboya O.L., Sonibare O.O., Xu J.B., Olowookere N., Liao Z.W. (2020). Mineralogical and pore structure of organic-rich deltaic shales and sub-bituminous coals from early Maastrichtian Mamu Formation, Anambra Basin, Nigeria. *Sn Applied Sciences*, 2(12). <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03899-1>

Fanqi Qin, Lauren E. (2019). Beekingham. Impact of image resolution on quantification of mineral abundances and accessible surface areas. *Chemical Geology*, 523, pp. 31–41. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.06.004>

Fazliakhmetov A.M., Ponomarev A.A. (2020). Comparative analysis of X-ray microtomography and optical microscopy in study of complex clastic rocks. *Geologicheskii vestnik*, 3, pp. 76–83. (In Russ.) <https://doi.org/10.31084/2619-0087/2020-3-6>

Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoschekov S.N., Savitsky Y.V., Cherepanov S.S. (2015). X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 56(5), pp. 782–792.

Gafurova D., Kalmykov A., Korost D., Kalmykov G. (2021) Macropores generation in the domanic formation shales: Insights from pyrolysis experiments. *Fuel*, 289. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119933>

Gerke K.M., Korost D.V., Vasiliev R.V., Karsanina M.V., Tarasovsky V.P. (2015). Studying structure and determining effective properties of materials using X-ray microtomography data (using permeable porous ceramics as an example). *Inorganic Materials*, 51(9), pp. 951–957. <https://doi.org/10.1134/S002016851509006X>

Gerke K.M., Sizonenko T.O., Karsanina M.V., Korost D.V., Bayuk I.O. (2018). Upskilling of rock filtration characteristics using gridded models. *GeoEurasia 2018: Proc. Int. Conf.*, pp. 474–477. (In Russ.)

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2017). Multi-scale image fusion of x-ray microtomography and sem data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/187874-MS>

Gilmanov Ya.I., Vakhrusheva I.A. (2019). Digitalization of core studies today, tomorrow – a view of Tyumen oil Science Centre. *Nedropolzovanie XXI vek*, 5(81), pp. 124–131. (In Russ.)

Gilmanov Ya.I., Salomatin E.N., Vakhrusheva I.A. (2019). Experience of Tyumen oil Science Centre in investigating unconsolidated and weakly consolidated core. *Karotazhnik*, 6(300), pp. 14–22. (In Russ.)

Gholami R., Safari M., Raza A., Downey W.S., Momeni M.S., Ganat T.A.O. (2019). A field scale approach to determine compaction-based permeability in unconsolidated reservoirs. *Journal Of Natural Gas Science And Engineering*, 68. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102909>

Katika K., Fordsmand H., Fabricius I.L. (2018). Low field NMR surface relaxivity studies of chalk and argillaceous sandstones. *Microporous And Mesoporous Materials*, 269, pp. 122–124. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2017.06.035>

- Korost D.V. (2012). Heterogeneity in the structure of terrigenous reservoirs and types of their void space structure (by the example of the upper part of the Tyumen Formation of the Urnenskoye oil field in Western Siberia). Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow: MSU. (In Russ.)
- Korost D.V., Kalmykov G.A., Yapaskurt V.O., Ivanov M.K. (2010). Application of computational microtomography to study the structure of terrigenous reservoirs. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 36–42. (In Russ.)
- Korost, D.V., Nadezhkin, D.V. & Akhmanov, G.G. (2012). Pore space in source rock during the generation of hydrocarbons. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 67, pp. 240–246. <https://doi.org/10.3103/S0145875212040059>
- Kurchikov A.R., Yagafarov A.K., Popov I.P., Aleksandrov V.M., Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Kadyrov M.A. (2017). Distinguishing of the sediments with different genesis by results of core microtomography. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 16–26. <https://doi.org/10.5510/OGP20170400326>
- Kushzhanov N.V., Mahammadli D. (2019). The digital transformation of the oil and gas sector in kazakhstan: priorities and problems. *News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan-series of geology and technical sciences*, 3, pp. 203–212. <https://doi.org/10.32014/2019.2518-170X.86>
- Lazeev A.N., Timashev E.O., Vakhrusheva I.A., Serkin M.F., Gilmanov Y.I. (2018). Digital core – current state and prospects of technology development in ROSNEFT PJSC. *Nefyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 11, pp. 18–22. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22>
- Lei Q., Zhang L.H., Tang H.M., Zhao Y.L., Chen M., Xie C.Y. (2021). Quantitative study of different patterns of microscale residual water and their effect on gas permeability through digital core analysis. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108053>
- Lin W., Li X., Yang Z., Xiong S., Luo Y. and Zhao X. (2019). Modeling of 3D Rock Porous Media by Combining X-Ray CT and Markov Chain Monte Carlo. *ASME. J. Energy Resour. Technol.*, 142(1). <https://doi.org/10.1115/1.4045461>
- Markov P.V., Rodionov S.P. (2018). A method for stochastic generation of pore network models by their parameter distributions. *Vestnik kibernetiki = Proceedings in Cybernetics*, 3(23), pp. 18–24. (In Russ.)
- Mees F., Swennen R., Van Geet, M. & Jacobs P. (2003). Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences. *Geological Society, London, Special Publications*, 215, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.215.01.01>
- Mehmani Ayaz, Kelly Shaina, Torres-Verdin Carlos (2020). Leveraging digital rock physics workflows in unconventional petrophysics: A review of opportunities, challenges, and benchmarking. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107083>
- Mukhametdinova A., Kazak A., Karamov T., Bogdanovich N., Serkin M., Melekhin S., Cheremisin A. (2020). Reservoir Properties of Low-Permeable Carbonate Rocks: Experimental Features. *Energies*, 13(9). <https://doi.org/10.3390/en13092233>
- Nadeev A.N., Kazak A.V., Varfolomeev I.A., Koroteev D.A., Korobkov D.A., Bolychev E.A., Lebedev S.V. (2013). Study of changes in the structure of weakly cemented rocks by X-ray microtomography. *Neft'. Gaz. Novosti*, 4, pp. 23–26. (In Russ.)
- Orlov D., Ebadi M., Muravleva E., Volkhonskiy D., Erofeev A., Savenkov E., Balashov V., Belozherov B., Krutko V., Yakimchuk I., Evseev N., Koroteev D. (2021). Different methods of permeability calculation in digital twins of tight sandstones. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 87. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103750>
- Ortega-Ramírez M.P., Oxarango L. (2021). Effect of X-ray μ CT Resolution on the Computation of Permeability and Dispersion Coefficient for Granular Soils. *Transp Porous Med*, 137, pp. 307–326. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01557-7>
- Parfenov V. G., Zavatsky M. D., Nikiforov A. S., Ponomarev A. A. (2018). Method for investigation of spatial distribution of oil in pore space of soils and other porous media. RF patent 2654975. (In Russ.)
- Ponomarev A.A. (2019). Methodology for indirect assessment of the presence of oil generation in clay-bituminous rocks under the influence of microwave waves. *Tekhnologii nefi i gaza*, 2(121), pp. 28–31. (In Russ.) <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2019-121-2-28-31>
- Ponomarev A.A., Zavatsky M.D. (2015). Methods of application of computer microtomography in geology. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*, 3, pp. 31–35. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2015-3-31-35>
- Reyes F., Lin Q., Udoudo O., Dodds C., Lee P.D., Neethling S.J. (2017). Calibrated X-ray micro-tomography for mineral ore quantification. *Minerals Engineering*, 110, pp. 122–130. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2017.04.015>
- Ryzhikov N.I. (2014). Experimental study of colmatation zone structure and kinetics of its formation. *Proc. 68th International Youth Conference: Oil and Gas 2014*. (In Russ.)
- Ryzhikov N.I., Mikhailov D.N., Shako V.V. (2013). A method for calculating the distribution profiles of porosity and volume fractions of materials in porous media using X-ray microtomography data analysis. *Proc. MIPT*, 4(20), pp. 161–169. (In Russ.)
- Saxena N., Dietderich J., Alpak F.O., Hows A., Appel M., Freeman J., Hofmann R., Zhao B.C. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of petroleum science and engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>
- Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>
- Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>
- Shabarov A.B., Shatalov A.V., Markov P.V., Shatalova N.V. (2018). Methods for determining relative phase permeability functions in multiphase filtration problems. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(1), pp. 79–109. (In Russ.)
- Slaughter A. (2020). Bits Bytes and Barrels-The Digital Transformation of Oil and Gas. *Energy Journal*, 41(1), pp. 289–291.
- Sun Huaifeng, Belhaj Hadi, Tao Guo, Vega Sandra, Liu Luofu. (2019). Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.075>
- Tan Maojin, Su Mengning, Liu Weihua, Song Xiaodong, Wang Siyu (2021). Digital core construction of fractured carbonate rocks and pore-scale analysis of acoustic properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107771>
- Tarik Saif, Qingyang Lin, Branko Bijeljic, Martin J. Blunt. (2017). Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel*, 197, pp. 562–574. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.02.030>
- Teles A.P., Lopes R.T., Lima I. (2017). Dual Energy Microtomography Applied to Oil and Gas Assessments. In: Oral A., Bahsi Oral Z. (eds) *3rd International Multidisciplinary Microscopy and Microanalysis Congress (InterM). Springer Proceedings in Physics*, 186. https://doi.org/10.1007/978-3-319-46601-9_28
- Yang L., Wang S., Jiang Q.P., You Y., Gao J. (2020). Effects of Microstructure and Rock Mineralogy on Movable Fluid Saturation in Tight Reservoirs. *Energy & Fuels*, 34(11), pp. 14515–14526. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02273>
- Yun She, Chunwei Zhang, Mohammad Azis Mahardika, Anindityo Patmonoaji, Yingxue Hu, Shintaro Matsushita, Tetsuya Suekane. (2021). Pore-scale study of in-situ surfactant flooding with strong oil emulsification in sandstone based on X-ray microtomography. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 3. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2021.03.046>
- Zhizhimontov I.N., Zaray E.A., Gilmanov Yan.I., Utkin P.S., Bobrov S.E. (2020). Features of a petrophysical model considering salinization of terrigenous rocks by the example of East Siberian field. *Karotazhnik*, 4(304), pp. 3–18. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109>

About the Authors

- Andrey A. Ponomarev** – Assistant of Department of Oil and Gas Field Geology, Junior Researcher of Laboratory of Well Workover and Flow Stimulation Technologies, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Mikhail D. Zavatsky** – Professor, Department of Oil and Gas Fields Geology, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Tatiana S. Nurullina** – Junior Researcher, Laboratory of Well Workover and Flow Stimulation Technologies, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Marsel A. Kadyrov** – Postgraduate Student, Tyumen Industrial University; Director, TyumenNefteTechnology LLC
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Kirill A. Galinsky** – Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Field Geology, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Oskar A. Tugushev** – Geologist, TyumenNefteTechnology LLC
Of. 86, bld. 1, 13 VLKSM 50 let st., Tyumen, 625048, Russian Federation

Manuscript received 17 June 2021;

Accepted 28 October 2021; Published 30 November 2021