

DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/8_2016

УДК 550.822.3.012

Штырляева А.А.Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия, Shtirlyaeva_aa@mail.ru**Журавлев А.В.**Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, micropalaeontology@gmail.com**Герасимова А.И.**Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия, Jiiin-94@mail.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЬЮТЕРНОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

Представлен обзор основных проблем, возникающих в ходе применения метода компьютерной микротомографии для изучения геологических образцов. К числу рассматриваемых проблем отнесены повышение качества и пространственного разрешения томограмм, разделение минеральной матрицы на составляющие, выделение пустотного пространства, исследование заполняющего поры флюида и определение проницаемости. Описаны причины возникновения рассматриваемых проблем и предложены пути их решения на уровне пользователя-интерпретатора.

Ключевые слова: компьютерная микротомография, керн, пористость, проницаемость, минеральный состав, рентгеновская плотность.

В последнее десятилетие метод компьютерной микротомографии стал широко применяться в самых разных областях геологии – от изучения структур магматических пород до исследования особенностей микропалеонтологических объектов [Wellington et al., 1987]. В частности, данный метод активно используется в литологии и нефтяной геологии для уточнения текстурных особенностей и физических свойств горных пород [Журавлев, 2013; Журавлев, Вевель, 2012; Arns et al., 2005; Kaczmarczyk et al., 2011; Ketcham et al., 2001; Peters et al., 1992, Saadat et al., 2011], в палеонтологических исследованиях [Журавлев, 2012]. Постоянная модернизация томографического оборудования способствует расширению круга решаемых задач. Несомненное преимущество томографического метода состоит в возможности многократного и разнопланового исследования одного и того же образца без его разрушения, что особенно актуально при работе с кернами.

Появление доступной приборной базы послужило мощным толчком для активного использования компьютерной микротомографии при изучении свойств горных пород. Однако первоначальный энтузиазм в применении нового метода существенно снизился в связи с возникновением ряда проблем. Часть из них обусловлена физическими ограничениями,

которые связаны с особенностями применяемого оборудования. Однако существует ряд проблем, которые вызваны недостаточной разработанностью методических подходов в применении рентгеновской томографии для изучения горных пород. Решение этих проблем в значительной мере должно быть произведено именно на уровне пользователей предлагаемого производителем оборудования.

Цель данной статьи - обозначить основные проблемы применения компьютерной микротомографии для изучения минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород и предложить пути решения этих проблем.

Наиболее существенными проблемами, с которыми сталкиваются пользователи при геологическом применении рентгеновских томографов, представляются следующие:

1. Получение томограмм с необходимым пространственным разрешением и качеством для относительно крупных образцов рентгеноплотного материала (горной породы).
2. Возможность разделения минеральной матрицы на составляющие; сравнимость результатов, полученных при различных режимах съемки (разных ускоряющих напряжениях).
3. Определение границы пустотное пространство\порода в разнородных по составу образцах.
4. Выявление заполненности пор флюидом и определение состава флюида.
5. Определение проницаемости по томограммам.

Рассмотрим основные причины и возможные пути решения этих проблем.

Сложность получения качественных томограмм с высоким пространственным разрешением (до первых десятков микрон) для относительно крупных (цилиндры 2-2,5 см в диаметре) образцов рентгеноплотного материала (горные породы, коэффициент поглощения рентгеновского излучения 1,2-77 мм⁻¹) обусловлена необходимостью использовать мощный микрофокусный источник рентгеновского излучения с высокой проникающей способностью. Поскольку проникающая способность рентгеновского излучения пропорциональна его энергии, для «просвечивания» рентгеноплотных горных пород необходима высокое ускоряющее напряжение (более 90 КВ для получения излучения с энергией более 70 КэВ) (рис. 1) [Berger et al., 2015a]. В то же время, высокие ускоряющие напряжения негативно сказываются на ширине спектра излучения (чем выше напряжение, тем дальше излучение от монохромного). Это приводит к снижению пространственного разрешения и уменьшению контраста между различными составляющими образца в пределах томограммы.

Снизить влияние ускоряющего напряжения на ширину спектра позволяет использование фильтров. В стандартный набор промышленных рентгеновских томографов входят фильтры из алюминия и меди, которые отсекают длинноволновую часть спектра.

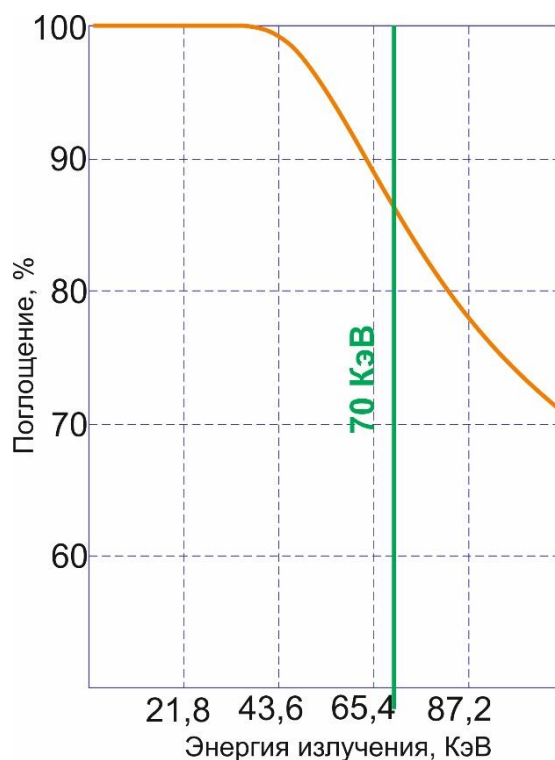


Рис. 1. Поглощение рентгеновского излучения в цилиндре кальцита

Излучение с энергией меньше 70 КэВ почти на 90% поглощается в образце, диаметром 25 мм.

Для получения более узкого спектрального диапазона необходимо применение дополнительных фильтров (рис. 2, 3). Достижимое пространственное разрешение при таких параметрах источника составляет около 7 мкм, что позволяет опознавать на томограмме объекты около 20 мкм в поперечнике. При этом следует учитывать, что пространственное разрешение ограничивается не только параметрами источника, но и размером приемника. Даже при использовании приемной матрицы 4000 x 4000 пикселей размер сканируемого образца при разрешении 7 мкм будет ограничен 25 мм.

Возможность разделения на томограмме минеральных фаз в значительной степени зависит от энергии рентгеновского излучения [Saadat et al., 2011]: чем выше энергия, тем меньше контраст минеральных фаз по рентгеновской плотности (рис. 4) [Berger et al., 2015б].

Значения энергии, которая необходима для получения содержательных томограмм образцов размером около 20 мм лежат в пределах 60-80 КэВ. При использовании данных значений энергии рентгеновская плотность основных минеральных компонентов осадочных горных пород будет изменяться как показано в табл. 1 [Berger et al., 2015б]. Для сравнения у воды соответствующие рентгеновские плотности составят 0,206 и 0,1841/см.

Изменение значений рентгеновской плотности одного и того же вещества при разных энергиях рентгеновского излучения делает некорректным прямое сравнение томограмм, снятых при различных ускоряющих напряжениях. Данная проблема ведёт за собой ряд ограничений, существенно снижающих эффективность метода компьютерной

микротомографии для исследования минерального состава пород.

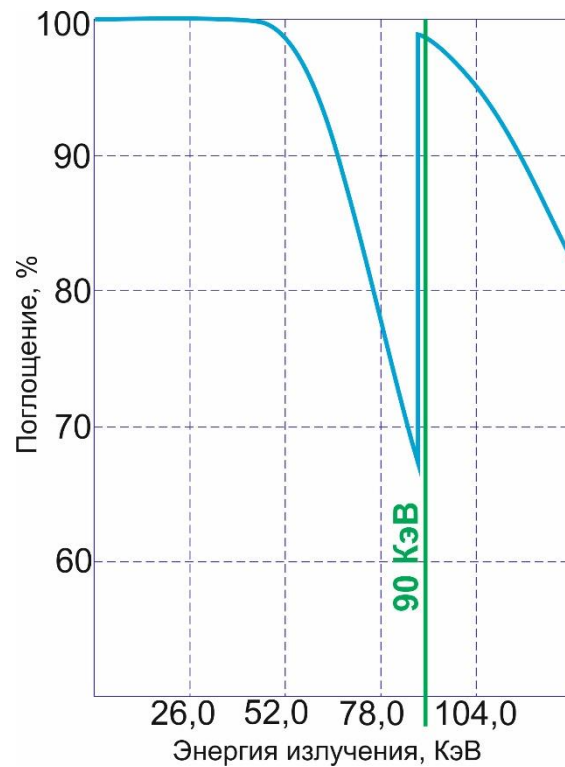


Рис. 2. Поглощение рентгеновского излучения фильтром из свинцового стекла
Максимум пропускания около 90 КэВ.

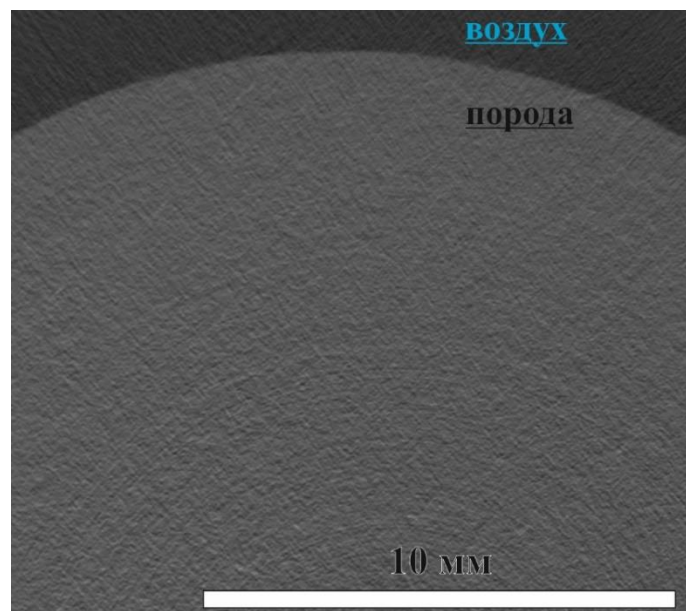


Рис. 3. Срез томограммы ядра, нормированного на кальцит и кварц (MU)
Сканировано со стеклянным фильтром (энергия излучения 90 КэВ).

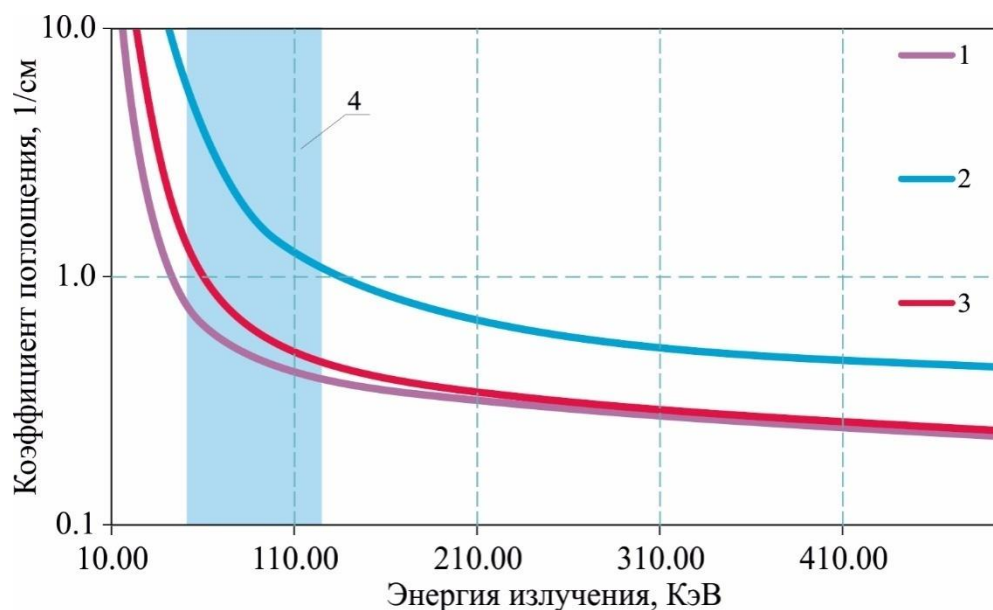


Рис. 4. Графики зависимости коэффициента поглощения от энергии рентгеновского излучения

Для: 1 - кварца, 2- пирита, 3 – кальцита, 4 – рабочий диапазон энергий для рентгеновских томографов.

Таблица 1

Коэффициенты поглощения минералов для энергий рентгеновского излучения

Минерал	Коэффициент поглощения (1/см)	
	60 КэВ	80 КэВ
Каолинит	0,6322	0,4999
Альбит	0,6419	0,4978
Кварц	0,6664	0,5151
Галит	0,7707	0,5066
Мусковит	0,7741	0,5735
Гипс	0,8009	0,5464
Анортит	0,8308	0,5906
Доломит	0,8551	0,612
Кальцит	1,019	0,6667
Ангидрит	1,1181	0,7287
Хлорит	1,6019	0,9322
Сидерит	2,6849	1,4771
Пирит	3,8772	2,0709

В частности, она препятствует созданию эталонных коллекций томограмм для разных минералов, которые могли бы значительно ускорить процесс разделения породы на минеральные составляющие. Снизить влияние данного фактора позволяет нормировка томограмм по эталонам (опорным точкам). Условие выбора соответствующих опорных точек состоит в том, чтобы соотношение их рентгеновских плотностей как можно меньше зависело от энергии излучения. Традиционно, для нормировки томограмм используют опорные точки,

отвечающие воздуху и воде (перевод рентгеновской плотности в единицы Хаунсфилда, HU), которые не отвечают данному условию (рис. 5). Если выбрать в качестве эталонов для опорных точек кальцит и кварц (MU), то условие постоянства соотношения рентгеновских плотностей приблизительно выполняется в диапазоне энергий рентгеновского излучения от 40 до 80 КэВ. Нормированные по кварцу и кальциту томограммы демонстрируют устойчивый контраст основных минеральных фаз осадочных горных пород и позволяют достаточно единообразно разделять эти фазы при различных ускоряющих напряжениях. Для корректной нормировки необходима съемка эталонов (образцы кристаллического кварца и кальцита) и определение их фактической рентгеновской плотности при различных ускоряющих напряжениях.

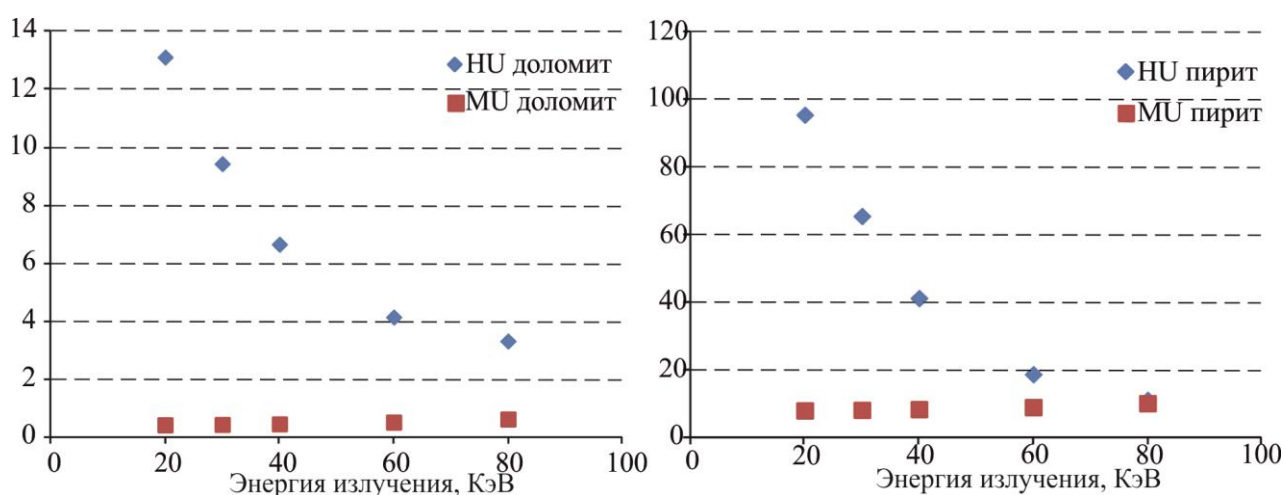


Рис. 5. Графики рентгеновских плотностей для различных энергий излучения, выраженные в HU и MU

Сходными причинами обусловлена проблема выделения на томограммах порового пространства. Решение этой задачи необходимо для корректного определения открытой и общей пористости, а также расчёта проницаемости.

Использование нормированных по кварцу и кальциту томограмм позволяет достичь высокого контраста для границы пора/порода при разных ускоряющих напряжениях (рис. 6).

При этом переход от определения границы пора/порода на томограмме к определению общей и открытой пористости также содержит некоторые трудности. В первую очередь, точность диагностики порового пространства зависит от соотношения размера пор и пространственного разрешения томограммы. Как уже было показано выше, максимальное пространственное разрешение для стандартных образцов керна (цилиндр диаметром 2-3 см и высотой 3-4 см) составляет около 7-15 мкм. Достоверно диагностируемые поры при таком разрешении имеют размер не менее 20-40 мкм, все более мелкие пустоты будут отражаться

только в кажущемся снижении средней рентгеновской плотности минеральной матрицы.

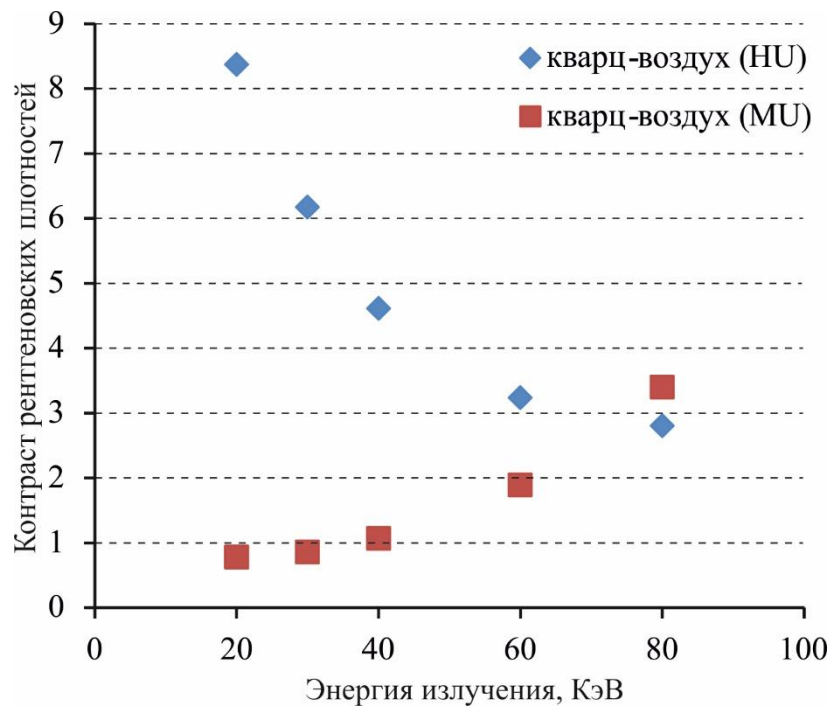


Рис. 6. Графики отношений рентгеновских плотностей кварц/воздух для различных энергий излучения, выраженные в HU и MU

В зависимости от распределения пор по размерам, при снижении пространственного разрешения томограммы расчётная пористость может значительно снижаться (рис. 7), а форма порового пространства и, соответственно, расчётная открытая пористость и проницаемость – существенно искажаться. Заранее оценить степень искажения только по томографическим данным не представляется возможным. В данном случае необходимо привлечение информации, полученной другими методами.

Дополнительную сложность создают поры, заполненные флюидом. Техническая возможность их отделения от заполненных газом пор для крупных образцов практически отсутствует. Незначительные отличия в рентгеновской плотности газа и органического вещества можно достоверно уловить только при малых энергиях рентгеновского излучения (рис. 8). А при малых энергиях возможно изучение лишь образцов малого размера (первые миллиметры). Таким образом, оценка заполненности пор осуществима только для небольших образцов.

Для оценки заполненности пор водой и органическим веществом целесообразно совмещение результатов съемки при различных ускоряющих напряжениях. При высоких энергиях хорошо выделяются границы порового пространства, а при низких – характер заполнения порового пространства низкорентгеноплотными субстанциями.

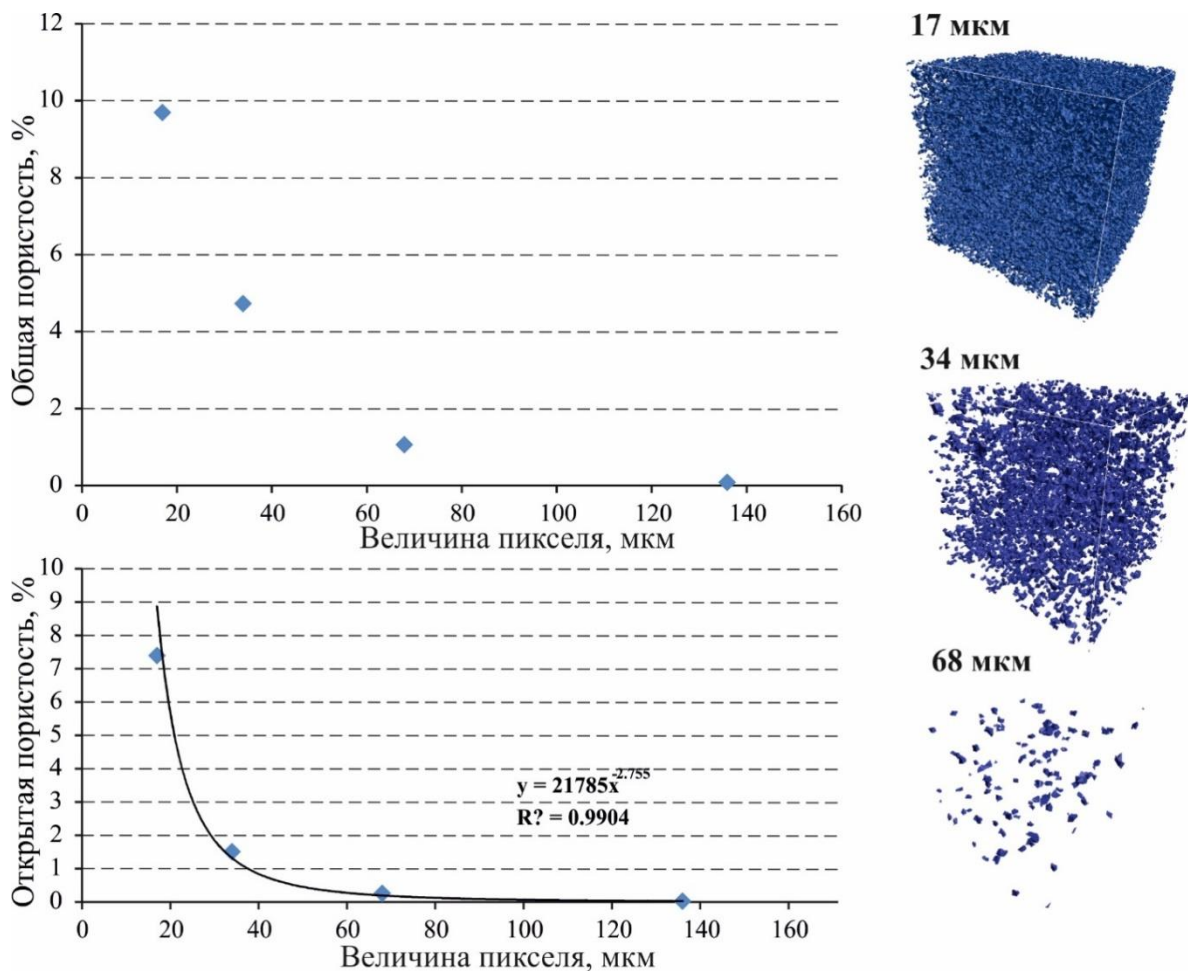


Рис. 7. Графики величин общей и открытой пористости при разных значениях разрешения
 $y = 2178x^{-2.755}$ – функция тренда при коэффициенте корреляции $R = 0,9904$ (y – открытая пористость, x – величина пикселя в мкм).

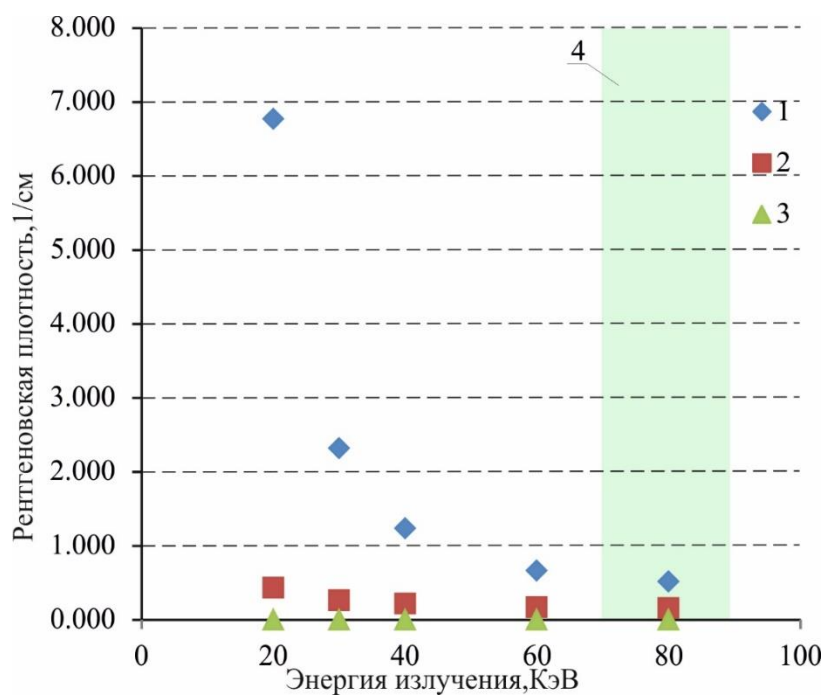


Рис. 8. Сравнения величин поглощения рентгеновского излучения
 Для: 1 - кварц, 2 – парафин, 3 – воздух, 4 – рабочий диапазон энергий при исследованиях образцов горных пород.

Определение проницаемости по томограммам представляет собой наиболее сложно решаемую задачу. Возможны два подхода к ее решению: прямое динамическое моделирование поведения потока флюида или газа в открытом поровом пространстве, и выявление статистических зависимостей величины проницаемости от открытой пористости и морфометрических параметров порового пространства. Первый подход, реализованный, в частности, в программном пакете Avizo 3D Software [Avizo for core..., 2011], требует огромных вычислительных ресурсов и из-за этого практически не применим для массового анализа томограмм (расчеты даже по небольшому массиву данных занимают многие часы и требуют применения мощных вычислительных средств).

Возможности статистического моделирования на основе эмпирических зависимостей еще недостаточно разработаны. Наиболее перспективным представляется выявление зависимости проницаемости от открытой пористости и фрактальной размерности порового пространства.

Выводы

В использовании рентгеновской томографии для решения задач нефтегазовой геологии существует ряд проблем. Большая их часть решается правильным подбором параметров съёмки и алгоритмов обработки томограмм. К таким проблемам относятся корректное определение морфологии и морфометрических параметров порового пространства, разделение на томограмме минеральных фаз, расчёт проницаемости. Некоторые задачи невозможно полностью решить по физическим или техническим причинам. К таким задачам относятся определение характера заполнения порового пространства флюидами, однозначная диагностика минералов по томограммам. Зная эти ограничения рентгенотомографического метода, можно планировать его использование наиболее эффективно.

Литература

Журавлев А.В. Использование рентгеновской микротомографии при изучении нефтегазоносных комплексов востока Тимано-Печорской провинции // Практическая микротомография: тезисы докладов Первой Всероссийской научной конференции. – Казань, 2013. - С. 83-87.

Журавлев А.В. Новые методы изучения глинисто-карбонатных и кремнисто-глинистых глубоководных отложений на примере верхнего девона – нижнего карбона Тимано-Печорской НГП // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - №9. - С. 4-10.

Журавлев А.В., Вевель Я.А. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - №2. -

http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.pdf

Пахневич А.В. О результативности микротомографических исследований палеонтологических объектов // Современная палеонтология: классические и новейшие методы. - М.: ПИН РАН, 2009. - С. 127-141.

Arns C.H., Bauget F., Limaye A., Sakellariou A., Senden T.J., Sheppard A.P., Sok R.M., Pinczewski W.V., Bakke S., Berge L.I., Oren P.-E., and Knackstedt M.A. Pore-Scale Characterization of Carbonates Using X-Ray Microtomography // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2005. - №4. - С.475-484. - DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/90368-pa>

Avizo for core sample and digital rock analysis // FEI Company. - 2015. - <https://www.fei.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=21474838881>

Berger M.J., Hubbell J.H., Seltzer S.M., Chang J., Coursey J.S., Sukumar R., Zucker D.S., Olsen K. NIST XCOM database at MuCalcTool // XCOM: Photon Cross Sections Database – 2015a. - <http://www.ctlab.geo.utexas.edu/software/mucalctool/>

Berger M.J., Hubbell J.H., Seltzer S.M., Chang J., Coursey J.S., Sukumar R., Zucker D.S., Olsen K. NIST XCOM database // XCOM: Photon Cross Sections Database – 2015b. - <http://physics.nist.gov/PhysRefData/Xcom/Text/XCOM.html>

Kaczmarczyk J., Dohnalik M., Zalewska J. Evaluation of Carbonate Rock Permeability, with the Use of X-ray Computed Microtomography // NAFTA-GAZ. – 2011. - N 4. - С.233-239.

Ketcham R.A., Carlson W.D. Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: Applications to the geosciences // Computers & Geosciences. – 2001. – Вып. 27. - С.381–400. - DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0098-3004\(00\)00116-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0098-3004(00)00116-3)

Peters E.J., Afzal N. Characterization of heterogeneities in permeable media with computed tomography imaging // J. Pet. Sci. – Eng. 7.1992. - С.283–296.

Saadat K., Rahimpour-Bonab H., Esfahani M.R. Empirical correlation for porosity deduction from X-ray computed tomography (CT) // JGeope. – 2011. - №1 (2). - С.47-54

Wellington, S.L., Vinegar, H.J. X-ray computerized tomography // Journal of Petroleum Technology. – 1987. - №39. - С.885–898. - DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/16983-PA>

Shtyrlyaeva A.A.

National Mineral Resources University, St. Petersburg, Russia, Shtirlyaeva_aa@mail.ru

Zhuravlev A.V.

Institute of Geology, Komi Science Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar, Russia, micropalaeontology@gmail.com

Gerasimova A.I.

National Mineral Resources University, St. Petersburg, Russia, Jiiin-94@mail.ru

PROSPECTS AND PROBLEMS OF COMPUTER MICROTOMOGRAPHY USING FOR CORE SAMPLES STUDIES

A review of the key issues arising during application of computer microtomography method for geological samples studying is presented. Among these issues are the following: improving the quality and spatial resolution of tomograms, separation of mineral matrix into components, voids identification, study of fluid that fills the pores and permeability determination. The causes of issues are described; the ways to solve them on a level user- interpreter are provided.

Keywords: *computer microtomography, core, porosity, permeability, mineral composition, X-ray density.*

References

Arns C.H., Bauguet F., Limaye A., Sakellariou A., Senden T.J., Sheppard A.P., Sok R.M., Pinczewski W.V., Bakke S., Berge L.I., Oren P.-E., and Knackstedt M.A. Pore-Scale Characterization of Carbonates Using X-Ray Microtomography. Society of Petroleum Engineers Journal, vol. 10, no. 4, 2005, p. 475-484. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/90368-pa>

Avizo for core sample and digital rock analysis. FEI Company, 2015, 4 pp., <https://www.fei.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=21474838881>

Berger M.J., Hubbell J.H., Seltzer S.M., Chang J., Coursey J.S., Sukumar R., Zucker D.S., Olsen K. NIST XCOM database at MuCalcTool. XCOM: Photon Cross Sections Database, 2015, <http://www.ctlab.geo.utexas.edu/software/mucalctool/>

Kaczmarczyk J., Dohnalik M., Zalewska J. Evaluation of Carbonate Rock Permeability, with the Use of X-ray Computed Microtomography. NAFTA-GAZ, LXVII, N 4, 2011, p. 233-239.

Ketcham, R.A., and Carlson, W.D. Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: Applications to the geosciences. Computers & Geosciences, vol. 27, 2001, p. 381-400. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0098-3004\(00\)00116-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0098-3004(00)00116-3)

Pakhnevich A.V. *O rezul'tativnosti mikrotomograficheskikh issledovaniy paleontologicheskikh ob"ektov* [On the performance of microtomography research of paleontological objects]. *Sovremennaya paleontologiya: klassicheskie i noveyshie metody*. Moscow: PINRAN, 2009, p. 127-141.

Peters, E.J., Afzal, N. Characterization of heterogeneities in permeable media with computed tomography imaging. J. Pet. Sci. Eng. 7, 1992, p. 283-296.

Saadat K., Rahimpour-Bonab H., Esfahani M.R., Vali J. Empirical correlation for porosity deduction from X-ray computed tomography (CT). JGeope 1 (2), 2011, p. 47-54.

Wellington, S.L., Vinegar, H.J. X-ray computerized tomography. Journal of Petroleum Technology 39, 1987, p. 885-898. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/16983-PA>

Zhuravlev A.V. *Ispol'zovanie rentgenovskoy mikrotomografii pri izuchenii neftegazonosnykh kompleksov vostoka Timano-Pechorskoy provintsii* [Using X-ray microtomography in the study of oil and gas complexes of the east of the Timan-Pechora province]. First Scientific Conference "Practical microtomography": proceedings of the conference reports, Kazan', 2013, p. 83-87.

Zhuravlev A.V. *Novye metody izucheniya glinisto-karbonatnykh i kremnisto-glinistykh glubokovodnykh otlozheniy na primere verkhnego devona-nizhnego karbona Timano-Pechorskoy NGP* [New methods of studying of clay-calcareous and siliceous-clayey sediments in the deepwater, by example of the Upper Devonian-Lower Carboniferous Timan-Pechora oil and gas province].

Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2012, no. 9, p. 4-10.

Zhuravlev A.V., Vevel' Ya.A. *Vozmozhnosti ispol'zovaniya vychislitel'noy mikrotomografii v mikropaleontologicheskikh i litologicheskikh issledovaniyakh* [Possibilities of use of computer microtomography in micropaleontological and lithological studies]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2012, vol .7, no. 2, http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.pdf

© Штырляева А.А., Журавлев А.В., Герасимова А.И., 2016