

сторожение ограничено зоной отсутствия межсолевых отложений. Коллекторами в петриковском и задонском горизонтах являются известняки и доломиты, а в елецком – преимущественно доломиты. По характеру пустотного пространства они относятся к порово-каверново-трещинному типу. Залежи нефти межсолевого комплекса сводовые, тектонически экранированные, ограничены контуром нефтеносности на отметке – 4150 м. По степени заполнения ловушки отнесены к массивно-пластовым.

Знание особенностей геологического строения залежей нефти любого нефтедобывающего района имеет большое практическое значение, так как они являются объектами дальнейшего освоения. Представленные материалы могут быть использованы при доразведке месторождения и проектировании его дальнейшей разработки.

Л и т е р а т у р а

1. Полезные ископаемые Беларуси / редкол.: П. З. Хомич [и др.]. – Минск : Адукацыя і выхаванне, 2002. – 528 с.

О ПРИМЕНЕНИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ АЛГОРИТМОВ ФИЛЬТРАЦИИ ИЗОБРАЖЕНИЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ КЕРНА С НИЗКИМ РАЗРЕШЕНИЕМ

Н. В. Бочаров

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Научный руководитель В. М. Ткачев

Рассмотрены основные средства удаления шума (фильтрации) на изображениях компьютерной томографии керна с целью подготовки их для дальнейшей сегментации. Рассмотренные исходные изображения компьютерной томографии характеризовались низким разрешением. Среди предложенных фильтров наилучшую классификацию вокселей по градациям оттенков серого цвета показал фильтр нелокального среднего, позволяющий производить уравнивание цветовой интенсивности соседних вокселей по критерию схожести с сохранением границ между различными объектами.

Ключевые слова: цифровой керн, компьютерная томография, фильтрация, фильтр нелокального среднего.

В настоящее время нефтегазовая отрасль претерпевает активную цифровизацию всех ее направлений. Блок геологоразведочных работ всегда был на передовой во внедрении различных инновационных цифровых решений. Важной задачей перед специалистами ведущих нефтегазовых инжиниринговых компаний является внедрение цифровых технологий в лабораторные исследования керна с последующей интеграцией полученных результатов в систему «цифрового месторождения». Одним из таких решений стало создание «цифрового керна», который представляет собой совокупность данных об объемной структуре породы, элементном, химическом и минеральном составе ее компонентов: пустотном пространстве, органическом веществе, рудных и драгоценных металлов, совмещенная на различных масштабах от метров до нанометров, а также результатов компьютерной обработки трехмерных моделей внутреннего строения образцов и моделирования физических свойств с привязкой получаемых данных к ГИС и ГТИ [1].

Целью данной работы является рассмотрение существующих алгоритмов первичной подготовки изображений компьютерной томографии (КТ) керна – фильтрации – с низким разрешением для последующей обработки и анализа.

Цифровой керн на данный момент понимается как модель пустотного пространства или поросетевая модель микрообразца (от мм до нескольких мкм) горной породы для осуществления гидродинамического моделирования различных физических процессов. Для построения таких моделей используется КТ с высоким разрешением с размером вокселя на несколько порядков меньше, чем наименьшая структурная единица (зерна или поры) исследуемого образца. При этом кратно увеличивается время таких исследований и требуемые вычислительные мощности.

В данной работе рассматривались кавернозные образцы карбонатных горных пород для оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) около крупных каверн и трещин, которые являются естественными концентраторами напряжения и местом инициализации локального разрушения массива горных пород. С геомеханической точки зрения межзерновая микропустотность не имеет особого интереса для моделирования НДС образца и может рассматриваться как матричный материал с одинаковым распределением механических свойств. Данный факт позволяет для создания цифрового керна использовать КТ изображения с низким разрешением, где сохраняются только геомеханически значимые объекты.

Первым этапом создания цифровой модели на основе изображений КТ является фильтрация. Как и все методы визуализации, рентгеновская визуализация подвержена воздействию шума. Шум может создавать нежелательные артефакты, вызывать размытие изображения и часто может быть визуально описан как «соль и перец». Для устранения шума было разработано множество алгоритмов фильтрации, однако у каждого фильтра есть свои преимущества и недостатки, когда речь заходит об устранении зернистости при сохранении контуров объекта. В частности, в образцах горных пород, где плотность объектов очень близка, иногда бывает трудно различить их границы. Эти две характеристики, зернистость и сохранность краев, важные аспекты фильтрации изображений и сегментации различных фаз. Результирующее отфильтрованное изображение должно сохранять границы различных фаз и пустот. Таким образом, важно, чтобы отфильтрованное изображение не было слишком размытым. В данной работе обработка изображений осуществлялась в программном комплексе Avizo 3D, в котором сравнивалось несколько алгоритмов фильтрации: медианный фильтр, фильтр нелокального среднего, мажоритарный фильтр, гауссовский фильтр, билатеральный фильтр.

Фильтры – это математические алгоритмы, которые реализуются в каждом пикселе и его соседях. Фильтры обычно пытаются заменить любое значение пикселя, которое несовместимо с его соседями. Самый простой подход заключается в свертке ядра (матрицы) изображения. Ядро содержит некоторые значения, которые могли бы изменить изображение, и в зависимости от значений может быть выполнено несколько задач, таких как уменьшение шума, размытие, повышение резкости и определение границ. Размер ядра может составлять два или три измерения в зависимости от изображения. При выборе размера ядра существует естественный компромисс: чем меньше ядро, тем больше время вычислений. Однако если ядро слишком велико, центральный воксель может быть сильно изменен из-за увеличения вероятности наличия существенно разных оттенков серого в соседних вокселях в большом ядре. Большие размеры ядра также могут привести к размыванию деталей, что нежелательно.

На рис. 1 приведена качественная визуализация изменения качества изображения после применения фильтров.

В исходном изображении (рис. 1) присутствует четыре фазы: первая и вторая минеральные фазы, фаза пустотного пространства и фоновые воксели. По графику распределения вокселей по значению их оттенка серого (рис. 2) на исходном изображении эти фазы плохо выделяются, так как воксели имеют схожие значения от-

тенка серого. Применение мажоритарного фильтра не принесло изменений в вид кривой. После применения остальных фильтров начали выделяться пики, характеризующие различные минеральные фазы, причем фильтр нелокального среднего значительно уменьшил диапазон значений оттенка серого для каждой из фаз, что существенно образом улучшит качество их сегментации.

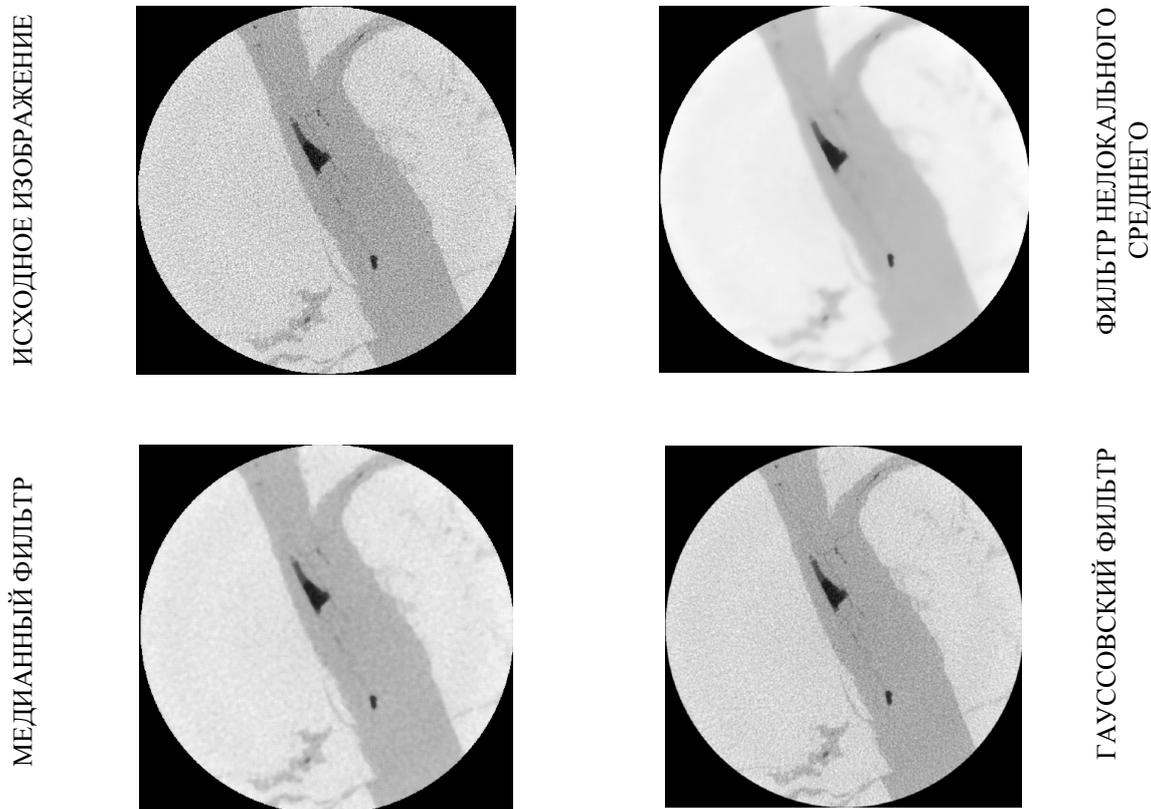


Рис. 1. Визуализация результатов применения фильтров

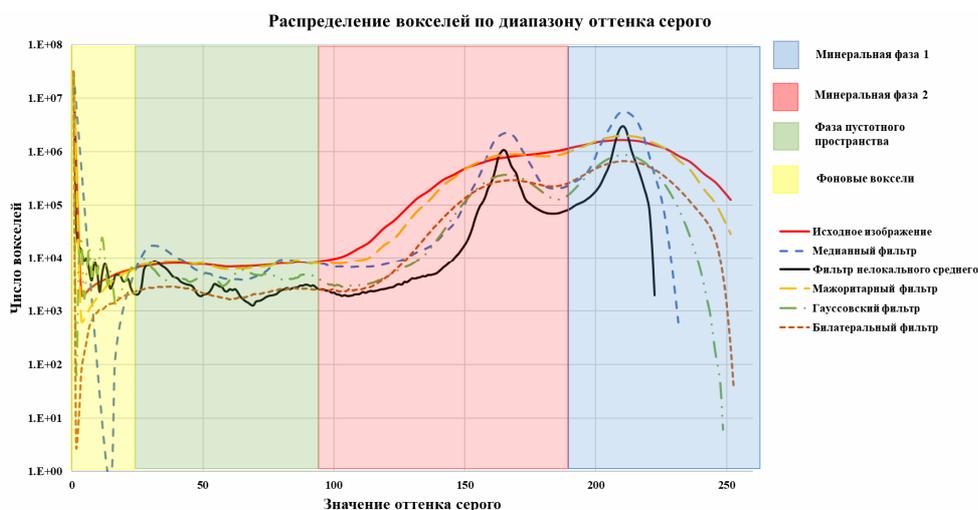


Рис. 2. График распределения вокселей по градациям значений оттенка серого цвета для исходного изображения и изображений после применения фильтров

Таким образом, в работе продемонстрированы результаты первичной обработки изображений компьютерной томографии с низким разрешением для последующего решения задач геомеханического моделирования. Был выбран ряд средств фильтрации для оценки их применимости для таких изображений. По результатам исследования был выбран фильтр нелокального среднего, как наиболее оптимальный вариант по соотношению качества результата и времени обработки.

Работа выполнена при грантовой поддержке Министерства образования Республики Беларусь.

Литература

1. Технология анализа и цифрового моделирования керна как составляющая часть инфраструктуры «цифрового месторождения». От геологоразведки до промышленной эксплуатации / В. Я. Шкловер [и др.] // Недропользование XXI век. – 2018. – № 5 (75). – С. 84–97.
2. Digital rock physics benchmarks. Part II: Computing effective properties / Andrä, Heiko [et al.]” *Comput. Geosci*, 50, 2013. – P. 33–43.
3. Guntoro, P. I.; Ghorbani, Y.; Koch, P.-H.; Rosenkranz, J. X-ray Microcomputed Tomography (μ CT) for Mineral Characterization: A Review of Data Analysis Methods. *Minerals*. – 2019. – P. 9, 183. DOI.org/10.3390/min9030183

ИСТОЧНИКИ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ПОТОКЕ ДОБЫВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНОГО НАСОСА ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

В. С. Горбаченко

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти,
г. Гомель*

Научный руководитель Н. А. Демяненко

Одним из осложняющих факторов в добыче нефти по многим нефтедобывающим регионам является наличие повышенной концентрации механических примесей в потоке добываемой продукции. Это часто приводит к отказу или снижению напорно-расходных характеристик скважинного насосного оборудования. В данной работе рассмотрены причины появления механических примесей в продукции скважин на месторождениях Припятского прогиба и опыт применения струйного насоса для очистки ствола скважины и призабойной зоны пласта от механических примесей перед спуском в скважины глубинно-насосного оборудования.

Ключевые слова: механические примеси, освоение скважины, струйный насос.

Как показывает практика, на скважинах месторождений Припятского прогиба, введенных в эксплуатацию после бурения, капитального или подземного ремонтов, в начальный период времени их эксплуатации (до 30 суток) отмечается повышенная концентрация твердых частиц в потоке добываемой продукции. Высокое содержание механических примесей в потоке добываемой жидкости приводит к отказу глубинно-насосного оборудования (заклинивание, слом элементов) или снижению его напорно-расходных характеристик. Это требует проведения внепланового ремонта скважин по смене глубинно-насосного оборудования (ГНО). Поэтому направление по изучению вопросов о причинах появления механических примесей в потоке добываемой жидкости и методах очистки ствола скважины с призабойной зоной пласта (ПЗП) от них является актуальным.

Цель работы – определение источников механических примесей в потоке добываемой жидкости. Применение струйного насоса для освоения и эксплуатации скважин Припятского прогиба.