Análise da porosidade e dos aspectos texturais de um arenito da Formação Posse (Grupo Urucuia) por meio da técnica de microtomografia computadorizada de raios X

Catharina Caixeta Kazmirczak[1], Adriana Chatack Carmelo[1], Darby Pereira Dantas de Lima*[1,2]
[1]Universidade de Brasília, Instituto de Geociências, [2]Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências

Copyright 2023, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 October 2023.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

This study presents the results of the analysis of sandstone sample belonging to the Posse Formation, Urucuia Group, Jalapão (Tocantins). The X-ray computed microtomography technique was used to characterize the aspects of texture, volume and porosity of the sample. The data were integrated to petrographic and permeability analysis. The sample is heterogeneous, presenting more porosity in the upper part and cement in the lower part. Water storage may be limited in the reservoir where the sandstone is more cemented. The results show the X-ray computed microtomography efficiency to characterize reservoir rocks when integrated with other techniques.

Introdução

Esta pesquisa apresenta exemplo de uso da microtomografia computadorizada de raios X (micro-CT) como técnica complementar na análise de aspectos texturais, de porosidade e volumétricos de arenitos. A amostra estudada é do arenito constituinte da Formação Posse, Grupo Urucuia, localizada na região do Jalapão (estado do Tocantins), denominada de JL02. A rocha é caracterizada como potencial reservatório do Sistema Aquífero Urucuia, o que torna relevante o estudo de suas propriedades físicas, particularmente de seu espaço poroso.

A micro-CT é uma técnica não destrutiva que utiliza a radiação na região do espectro eletromagnético dos raios X. A técnica permite investigar os contrastes de densidade em amostras a partir da atenuação do feixe de raios X ao atravessar o material (alvo) em análise. É possível produzir representações tridimensionais (3D) da estrutura interna do objeto analisado, com uma resolução espacial micrométrica. Na área das Geociências, a técnica é útil, porém, pouco difundida em estudos petrográficos, mineralógicos e petrofísicos que necessitam integrar diversas informações. As análises por lâmina são restritas ao plano (2D) e a avaliação de porosidade resultante por injeção de mercúrio ou gás não permite análise e visualização do arcabouço poroso 3D (NETO *et al.*, 2011). A micro-CT apresenta soluções para algumas limitações das técnicas mais empregadas, como análise volumétrica e visualização tridimensional da amostra, contribuindo com informações a respeito da textura e dos contrastes de densidade de seus constituintes. Apesar de não fornecer dados sobre química mineral, traz informações decorrentes das diferentes interações dos materiais com os raios X, que são apresentadas como coeficientes de atenuação linear, em níveis de cinza (NC), gerando, indiretamente, assinaturas de densidade dos constituintes da amostra. As informações obtidas podem representar dados auxiliares relevantes quando integrados a outros métodos.

O principal objetivo deste trabalho é de apresentar a viabilidade da técnica ao analisar os aspectos texturais e de porosidade da amostra (JL02), um arenito do Grupo Urucuia, por meio da técnica de micro-CT, e integrar os resultados obtidos com informações oriundas de outras técnicas.

Contexto Geológico Regional

O Sistema Aquífero Urucuia (SAU) é um reservatório de águas subterrâneas que se estende desde o sul do Piauí até o noroeste de Minas Gerais, com maior expressão no oeste da Bahia (Figura 1) (Gaspar, 2006). No contexto hidrogeológico, trata-se de um aquífero de natureza livre, do tipo poroso, contínuo e regionalmente homogêneo, representado pela cobertura fanerozoica do Cráton do São Francisco, incluindo o Grupo Urucuia e suas coberturas cenozoicas (Vieira, 2021). O aquífero é constituído por quartzo arenitos e arenitos feldspáticos eólicos, bem selecionados, com níveis silicificados e, em menor proporção, níveis conglomeráticos. A Formação Posse é a unidade basal do Grupo Urucuia, constituindo-se como a unidade de maior valor desse grupo (Gaspar, 2006).

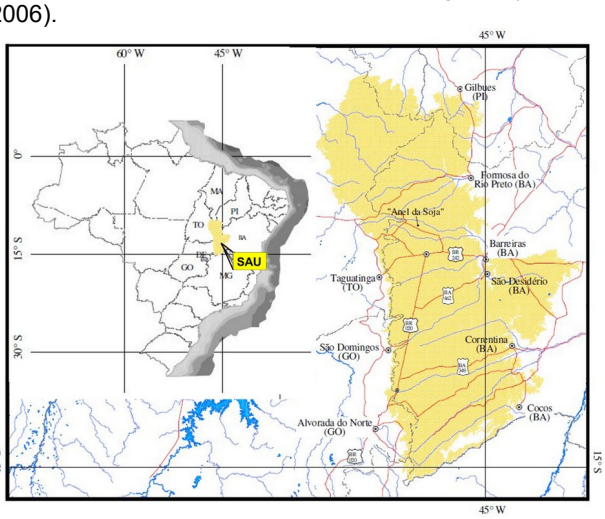

Figura 1 – Mapa de localização do Sistema Aquífero Urucuia (SAU; área amarela). Modificado de Gaspar (2006).

Materiais e Métodos

A amostra analisada (JL02) é de arenito da Formação Posse, parte basal do Grupo Urucuia (Jalapão, TO), de ambiente eólico (interdunas) (Figura 2). A rocha é constituída por 82% de quartzo (SiO_2; Densidade = 2,648g/cm³) (Anthony *et al.*, *online*), 2% de feldspato muito alterado e 16% de pseudomatriz formada por produtos da alteração de feldspato com opacos (Figura 3). Os contatos entre os grãos são do tipo planar e, em alguns casos, côncavo-convexo, indicando compactação mecânica. Os poros são formados por dissolução da matriz e têm dimensões com diâmetro de >0,1mm a 1mm, com formas variadas. Em estudos petrográficos, o arenito apresenta porosidade de 11%. Por serem poros de dissolução (pontuais), estima-se que a permeabilidade seja baixa (Bergmann, 2017).

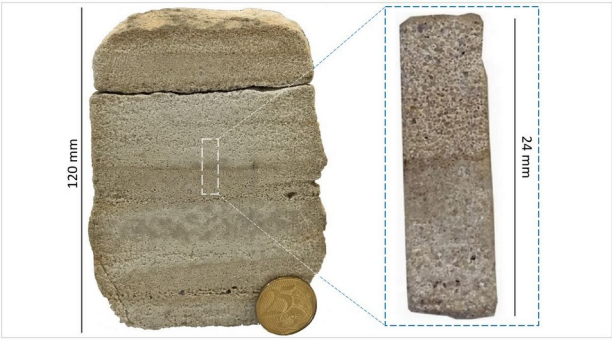

Figura 2 – Amostra JL02 (arenito quartzoso) (esquerda) com destaque para a amostra de 24mm analisada no micro-CT (direita).

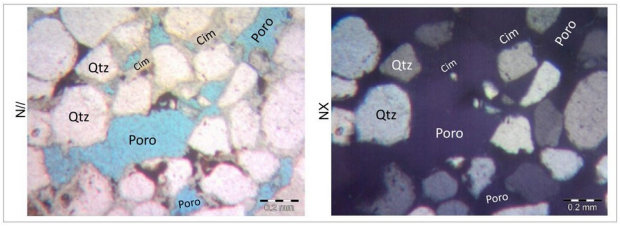

Figura 3 – Fotomicrografia do arenito quartzoso JL02 com nicóis paralelos (N//) e cruzados (NX). Em N//, observa-se os poros na cor azul, os grãos em tons esbranquiçados, a matriz na cor bege e os minerais opacos na cor preta. Modificado de Bergmann (2017).

Na técnica de micro-CT, o contraste de densidade obtido é função do número de fótons dos feixes monoenergéticos que decrescem exponencialmente de acordo com a espessura do material que é atravessado pelo feixe, conforme a equação $I = I_0 e^{-\mu.x}$, onde I_0 e I são, respectivamente, a intensidade do feixe antes e depois de atravessar um material com espessura x e com coeficiente de atenuação linear total (μ).

Durante a aquisição, várias projeções são adquiridas enquanto a amostra é rotacionada com pequenas variações angulares. Na etapa seguinte, as projeções são reconstruídas por algoritmos matemáticos que geram seções bidimensionais. A partir dessas, um *software* é responsável por empilhá-las e renderizá-las, convertendo-as em imagens e produtos tridimensionais.

O microtomógrafo utilizado neste estudo foi o Skyscan 1172 (Bruker) do Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas, do Instituto de Geociências, Universidade de Brasília) (http://www.lpfr.igd.unb.br). Os *softwares* utilizados foram: i. Skyscan 1172 (aquisição dos dados); ii. NRecon (correção e reconstrução das projeções adquiridas); iii. CTAnalyser (análise dos dados, renderização volumétrica das seções, perfis de variação de níveis de cinza, distribuição histogrâmica, definição de classes e cálculo de dados quantitativos); iv. CTVolume (renderização e apresentação dos modelos 3D das classes selecionadas). Os principais parâmetros de aquisição e reconstrução utilizados estão na Tabela 1.

Tabela 1 – Principais parâmetros de aquisição e reconstrução utilizados neste estudo.

Parâmetros de Aquisição	
Voltagem (kV)	100
Corrente (uA)	100
Filtro	Alumínio + Cobre
Passos de rotação (º)	0.200
Tempo de exposição (ms)	960
Rotação	180º
Resolução (tamanho do pixel) (μm)	6.93
Parâmetros de Reconstrução	
Correção *Postalignment*	-18.00
Correção *Smoothing*	2
Correção *Ring Artifact*	9
Correção *Beam Hardening* (%)	40
Resolução (tamanho do pixel) (μm)	6.93
Seções resultantes	1220

Para os cálculos dos dados quantitativos e qualitativos, foi selecionada uma região de interesse (ROI) representativa da amostra (ver Figura 7A) e, de acordo com a distribuição histogrâmica (definida pelas diferentes atenuações apresentadas por cada constituinte), foram determinadas quatro classes: i. 'Poro'; ii. 'Cimento'; iii. 'Grão'; e iv. 'Mineral denso' (Figura 4).

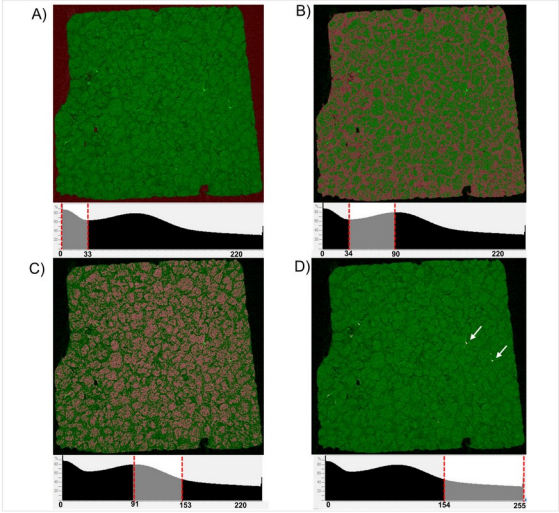

Figura 4 – Classes definidas pelos intervalos do histograma de NC (8-bit) (eixo da abcissa com 256 NC). A classe selecionada fica destacada em vermelho em cada imagem. A) Classe 'poro' (0 a 33 NC). B) Classe 'cimento' (34 a 90 NC). C) Classe 'grão' (91 a 153). D) Classe 'mineral denso' (154 a 255 NC). Exemplo de mineral denso indicado pela seta branca.

Resultados e Discussão

A Figura 5A mostra o volume renderizado das seções bidimensionais obtidas pela microtomografia, com destaque para as seções 1083 e 195. É possível discriminar os grãos (cor laranja), o cimento (cor roxa) e os poros (cor preta). Nota-se a heterogeneidade da amostra, com um volume maior de cimento entre os grãos na parte inferior. A Figura 5B apresenta o volume de atenuação da amostra, ferramenta que discrimina as porções superior e inferior, de acordo com seus diferentes coeficientes de atenuação, evidenciando o provável acamamento (S_0) da rocha.

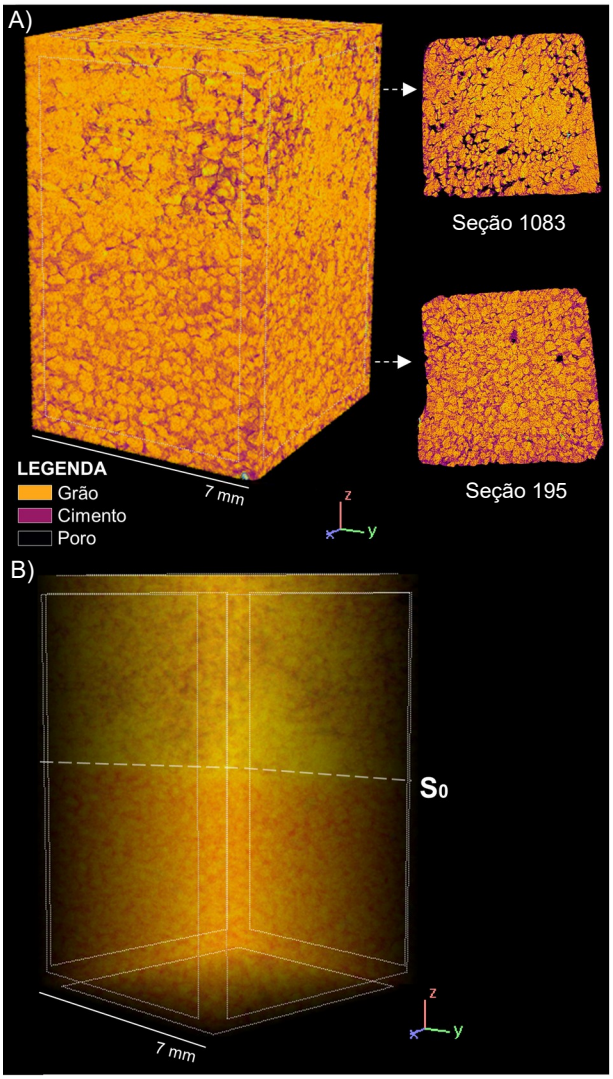

Figura 5 – A) Renderização volumétrica das seções bidimensionais. Destaque para as seções 1083 e 195. B) Volume de atenuação com o provável acamamento (S_0) definido.

Nas seções reconstruídas, a técnica permite a discriminação de níveis de cinza (coeficientes de atenuação) que podem ser relacionados aos diferentes constituintes (classes) da amostra. A Figura 6 mostra os perfis de variação de NC em três seções ao longo da amostra, exemplificando o contraste de densidade entre os poros (representados pela cor mais escura), os grãos e o cimento (representados pelos tons de cinza) e os minerais densos (representados pelas cores mais claras).

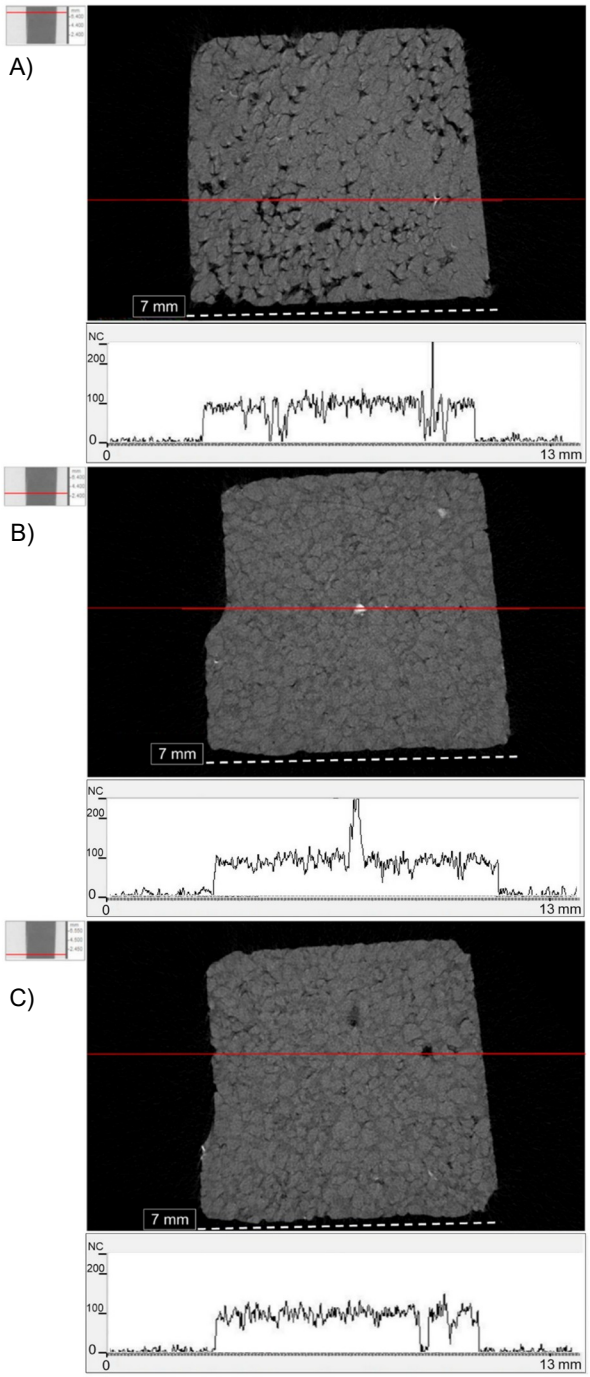

Figura 6 – Perfis de variação de NC em três seções ao longo da amostra do arenito JL02. Os poros (cor mais escura) são responsáveis pelo patamar mais baixo dos perfis, enquanto os grãos/cimento (tons de cinza) pelos níveis intermediários e, os minerais densos (cores mais claras), pelos picos nos perfis. A) Seção 1083. B) Seção 436; C) Seção 195.

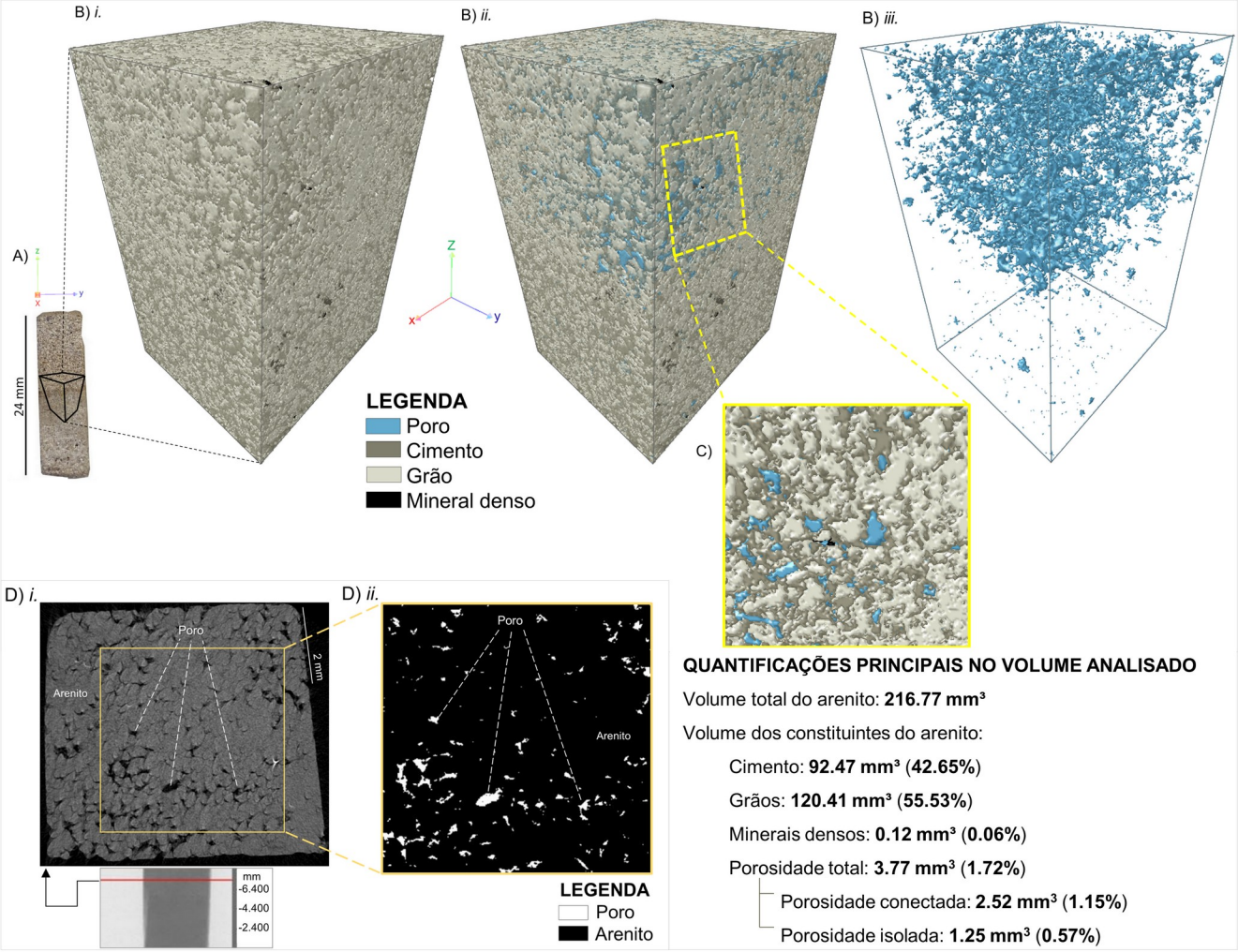

Figura 7 – Resultados da análise da amostra do arenito JL02 pela técnica de micro-CT. A) Amostra com demarcação do volume analisado. B) i. Modelo tridimensional da amostra com as classes 'cimento', 'grão' e 'mineral denso'; ii. Modelo tridimensional Figura 7Bi com a inclusão da classe 'poro'; iii. Modelo tridimensional da classe 'poro' isolada. C) Zoom na Figura 7Bii com destaque para os aspectos texturais das classes. D) i. Seção microtomográfica 1083 que mostra, com ênfase, os poros no arenito; ii. Destaque para os poros binarizados (selecionados) na seção 1083.

A Figura 7A é uma fotografia da amostra do arenito JL02, com a indicação representativa do volume analisado (obtido a partir da ROI). Na Figura 7B*i*, o cimento entre os grãos ocorre em maior quantidade na porção inferior da amostra, o que corrobora com o modelo da Figura 5 e com os perfis das Figuras 6B e 6C, que apresentam as seções microtomográficas da parte mais cimentada da amostra. A Figura 7B*ii* mostra o modelo tridimensional com a inclusão da classe 'poro', em azul, e a Figura 7B*iii* a classe 'poro' isolada. A maior presença de porosidade na parte superior da amostra é, possivelmente, devido à menor presença de cimento entre os grãos nessa porção. A Figura 7C mostra a relação textural entre os constituintes da amostra. Os poros ocorrem, principalmente, nos pontos em que o cimento foi dissolvido ao redor dos grãos. A Figura 7D*i* representa uma seção microtomográfica da parte superior da amostra, com destaque para os poros entre os grãos do arenito. Na Figura 7D*ii*, esses poros foram binarizados (selecionados) para a geração dos dados quantitativos de porosidade.

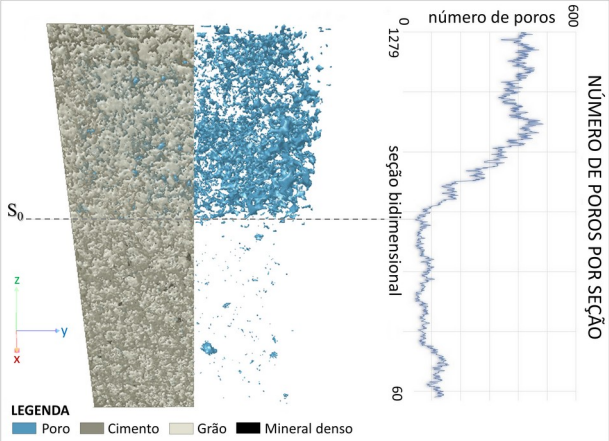

Figura 8 – Distribuição do volume de poros ao longo da região de interesse delimitada na amostra JL02. Destaque para a discriminação de uma provável superfície de acamamento (S_0) que segmenta uma região mais porosa (superior) de uma região de menor porosidade (inferior).

A Figura 8 mostra a distribuição de poros no volume analisado em conjunto com o gráfico de porosidade. O gráfico apresenta o número de poros em cada seção microtomográfica e corrobora com os modelos analisados, evidenciando a diminuição de porosidade em direção à base da amostra. Ademais, o acamamento (S_0) é realçado, indicando uma possível mudança de energia no ambiente de sedimentação da bacia.

A porosidade verificada na análise bidimensional (2D) em lâmina (11%) (Bergmann, 2017) diverge daquela obtida pela microtomografia, que apresentou um valor de porosidade total de 1,72% (onde 1,15% correspondem à porosidade aberta e 0,57% à porosidade fechada) (Figura 7). Essa diferença pode ocorrer devido à análise petrográfica ser limitada para uma superfície (2D) e representar uma porção da amostra JL02 com menor presença de cimento, além de grãos maiores, o que resulta em uma maior porosidade.

Chornobay *et al.* (2019) analisaram a permeabilidade de uma amostra do arenito JL02 (plugue com diâmetro de 1 pol.), utilizando o AutoLab 1000 (NER inc.). A resposta obtida foi de baixa permeabilidade, possivelmente devido a heterogeneidade da amostra e por apresentar cimentação, que representa cerca de um terço do volume da amostra. Isso corrobora com a análise de baixos valores de porosidade aberta, obtidos pela microtomografia, e de baixa permeabilidade, estimados pela descrição petrográfica (Bergmann, 2017). Para análises quantitativas comparativas mais precisas e significativas, outras amostras do arenito JL02 deverão ser analisadas.

Conclusões

Os resultados obtidos nos permitem concluir que a amostra JL02 do arenito eólico da Formação Posse (Grupo Urucuia) apresenta uma distribuição heterogênea de seus constituintes, mostrando uma porção superior com maior porosidade e uma inferior com maior cimentação, sendo a superfície de um provável acamamento (S_0) a divisora desses dois domínios. A capacidade de realizar esse tipo de distinção tridimensionalmente é importante, pois, nos locais do reservatório em que o arenito apresenta elevada cimentação, a porosidade e a permeabilidade são baixas, o que pode limitar o armazenamento de água.

A técnica de microtomografia computadorizada de raios X mostra-se eficiente para avaliar a porosidade e a heterogeneidade de arenitos, e, em conjunto com outros métodos, apresenta potencial para a caracterização de rochas reservatórios. As ferramentas de análise quantitativa e qualitativa da técnica se complementam, fornecendo dados e visualizações que tornam o estudo mais robusto e preciso. Os perfis ou histogramas de níveis de cinza integrados às tabelas, aos gráficos, às visualizações volumétricas e aos modelos tridimensionais possibilitam boas avaliações comparativas do contraste de densidade dos constituintes do objeto de estudo.

Para uma melhor caracterização das propriedades físicas dos arenitos da região vinculada ao Sistema Aquífero Urucuia, sugerimos que mais amostras sejam analisadas por meio da técnica de micro-CT, possibilitando assim uma melhor representatividade estatística dos aspectos texturais e volumétricos e suas consequentes aplicações como, por exemplo, em análises e modelos hidrogeológicos.

Agradecimentos

Ao Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas (http://www.lpfr.igd.unb.br) e ao Instituto de Geociências da Universidade de Brasília. Ao geólogo Renato B. Bernardes (IG-UnB) pelos comentários e sugestões que contribuíram para a consolidação deste trabalho.

Referências

Anthony, J.W.; Bideaux, R.A; Bladh, K.W.; Nichols, M.C., Eds., Handbook of Mineralogy, Mineralogical Society of America, Chantilly, VA 20151-1110, USA. Disponível em: http://www.handbookofmineralogy.org. Acesso em 22/08/2022.

Bergmann, S.S., 2017. Microtomografia computadorizada por raios X aplicada às rochas: avaliação da porosidade e aspectos texturais. Monografia de conclusão do curso de Geofísica. Instituto de Geociências da Universidade de Brasília, Brasil, 107p.

Chornobay, A.; Lima, D.P.D.; Tabosa, L.F.C.; Carmelo, A. C. Avaliações preliminares da permeabilidade de um arenito a partir do Autolab 1000. Em: 16º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica & Expogef, 2019, Rio de Janeiro.

Gaspar, M.T.P. 2006. Sistema Aquífero Urucuia: caracterização regional e propostas de gestão. Tese de doutorado. Instituto de Geociências da Universidade de Brasília, Brasil, 158p.

Neto, J.M.R.; Fiori, A.P.; Lopes, A.P.; Marchese, C.; Coelho, C.V.P.; Vasconcellos, E.M.G.; Silva, G.F.; Secchi, R. 2011. A microtomografia computadorizada de raios X integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. Revista Brasileira de Geociências, 41(3):498-408.

Vieira, M.S.B. 2021. Estudo das vazões do sistema aquífero Urucuia em períodos de recessão hídrica. Tese de doutorado. Instituto de Geociências da Universidade de Brasília, Brasil, 219p.