

## Aspectos petrofísicos e mineralógicos de rochas sedimentares da formação sousa, bacia do Rio do Peixe (PB)

### *Petrophysical and mineralogical aspects of sedimentary rocks in the sousa formation, Rio do Peixe basin (PB)*

Francisco de Assis da Silveira Gonzaga<sup>1</sup>; Josenildo Isidro dos Santos Filho<sup>2</sup>; Joelson Souza Isidro dos Santos<sup>3</sup>; Guilherme dos Santos Teles<sup>4</sup>; Henrique Bruno Lima de Oliveira<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Instituto Federal da Paraíba, *campus* Campina Grande, Campina Grande/PB, Brasil. E-mail: franciscoagonzaga@hotmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6975-0315>

<sup>2</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande/PB, Brasil. E-mail: josenildoisidro@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6307-8057>

<sup>3</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Agrícola, Campina Grande/PB, Brasil. E-mail: joelsonisidro700@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5563-0892>

<sup>4</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande/PB, Brasil. E-mail: guilherme.santos@professor.ufcg.edu.br

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0615-8373>

<sup>5</sup> Instituto Federal da Paraíba, *campus* Campina Grande, Campina Grande/PB, Brasil. E-mail: henriquebruno@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9789-8923>

**Resumo:** A Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil, é uma importante bacia intracontinental que tem despertado o interesse da indústria petrolífera e da comunidade científica devido à identificação de um sistema petrolífero. Neste contexto, as rochas da Formação Sousa apresentaram um grande potencial para a geração de hidrocarbonetos. No entanto, a confirmação do potencial de exploração de hidrocarbonetos na bacia depende de estudos mais detalhados das características permo-porosas dos potenciais geradores e reservatórios. Nesse sentido, o presente trabalho trata da identificação das propriedades petrofísicas de quatro tipos de rochas sedimentares (folhelhos, arenitos e siltitos) representativas da Formação Sousa. As amostras foram submetidas à análise tomográfica para identificação da estrutura interna (porosidade e permeabilidade) e difratometria de raios X (DRX) para caracterização mineralógica. As imagens tomográficas foram analisadas no software Avizo Fire®, por meio da reconstrução tridimensional das porosidades dos blocos rochosos e da simulação de percolação de fluido. Dados mineralógicos indicam a presença de carbonatos nas rochas analisadas, principalmente calcita e dolomita. A análise tomográfica indica a porosidade dos blocos variando de 0,44% (folhelho vermelho) a 6,09% (folhelho verde). A quantificação da permeabilidade variou de 0,0043mD (arenito vermelho) a 4,6234mD (siltito) para a escala de observação utilizada. Os valores de porosidade e permeabilidade encontrados podem estar relacionados a diferentes processos diagenéticos entre as litologias observadas.

**Palavras-chave:** Petrofísica; Rochas sedimentares; Bacia do Rio do Peixe.

**Abstract:** The Rio do Peixe Basin, Northeastern Brazil, is an important intracontinental basin that has aroused the interest of the oil industry and the scientific community due to the identification of an oil system. In this context, rocks from the Sousa Formation presented a great potential for the generation of hydrocarbons. However, confirmation of the potential for exploration of hydrocarbons and basin depends on more detailed studies of the permo-porous characteristics of generators and reservoirs. In this sense, the present work deals with the identification of petrophysical properties of four types of sedimentary rocks (shales, sandstones and siltstones) that are representative of the Sousa Formation. They were identified for analysis of structuring analysis for characterization of internal identification (porosity and permeability) and X-ray diffractometry (XRD) for the mineralogy. As tomographic images were made in Avizo Fire® software, through the three-dimensional representation of the porosities of the rock blocks and simulation of fluid perfusion. Mineralogical data point to the presence of carbonates in the rocks, mainly calcite and lomite. The tomographic analysis indicates the porosity of the blocks ranging from 0.44% (red shale) to 6.09% (green shale). The permeability quantification ranges from 0.0043mD (red sandstone) to 4.6234mD (siltite) for a used observation scale. The porosity and permeability values found may be related to different diagenetic processes among the observed lithologies.

**Keywords:** Petrophysics; Sedimentary rocks; Rio do Peixe Basin.

## 1. Introdução

A Bacia do Rio do Peixe (BRP) é uma importante bacia sedimentar intracontinental localizada na Região Nordeste do Brasil, situada nos limites entre os estados do Ceará e da Paraíba. Assim como outras bacias interiores da região, a BRP formou-se pelo processo de estiramento crustal responsável pela fragmentação do Gondwana durante o Cretáceo Inferior (Françolin *et al.*, 1994). A BRP perfaz uma área total de aproximadamente 1250 km<sup>2</sup>, e é subdividida em três sub-bacias sedimentares: (1) Brejo das Freiras, (2) Sousa, e (3) Pombal, separadas por altos do embasamento da Província Borborema (Françolin *et al.*, 1994; Nogueira *et al.*, 2004; Vasconcelos *et al.*, 2020). A maior das sub-bacias é a de Sousa, com cerca de 675 km<sup>2</sup>, seguida pela de Brejo das Freiras, com 500 km<sup>2</sup>, e Pombal, com aproximadamente 75 km<sup>2</sup> (Matos *et al.* 2016).

A seção rifite da BRP é dividida em três formações que compõem o Grupo Rio do Peixe (Figura 1): Antenor Navarro, Formação Sousa, Rio Piranhas, as quais são compostas, predominantemente, por sedimentos terrígenos continentais de origem flúvio-lacustres, depositados durante o Cretáceo Inferior (145-100 Ma; Córdoba *et al.*, 2008; Rapozo *et al.*, 2021).

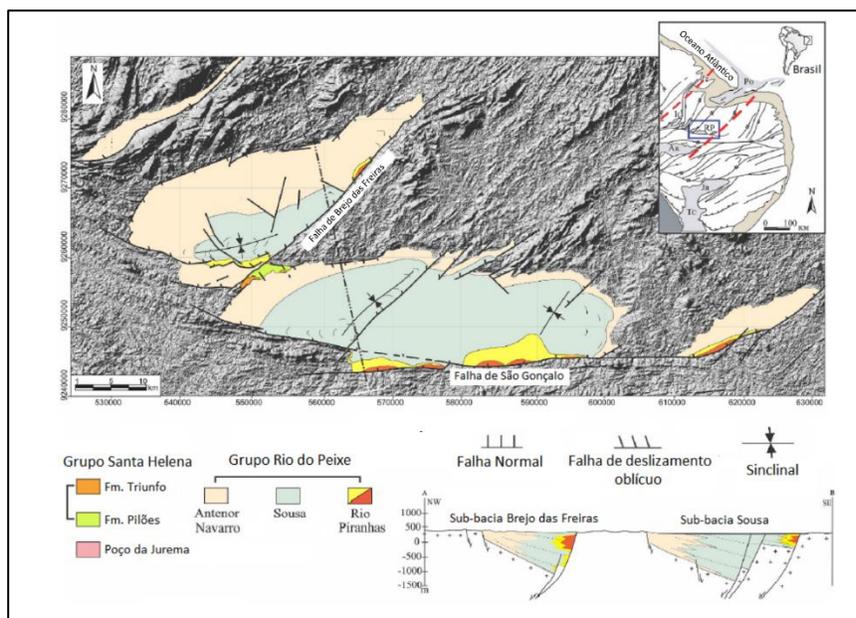


Figura 1 – Esboço geológico simplificado da Bacia do Rio do Peixe, o retângulo vermelho indica a localização da área de estudo.

Fonte: Modificado de Rapozo *et al.* (2021).

A Formação Antenor Navarro consiste de conglomerados e arenitos conglomeráticos (imaturos) com estratificações cruzadas acanaladas de médio porte e tabulares, de coloração variando de creme a avermelhados (Córdoba *et al.*, 2008; Medeiros, 2008). São presentes níveis de arenitos médios a finos, os quais ocorrem mais esporadicamente em direção ao topo da sequência. A associação de fácies dessa unidade é representativa de leques aluviais e sistemas fluviais entrelaçados (Rapozo *et al.*, 2021).

A Formação Sousa é caracterizada por folhelhos e siltitos intercalados com arenitos, que indicam sedimentação em ambiente lacustre com influência de drenagens efêmeras (Rapozo *et al.*, 2021). Os siltitos e folhelhos são avermelhados e localmente cinza-esverdeados, laminados, com presença de marcas onduladas, gretas de contração e níveis carbonáticos subordinados (Silva, 2009). Por fim, A Formação Rio Piranhas, por sua vez, é composta por arenitos finos a grossos com estratificações cruzadas, com pelitos intercalados, além de arenitos grossos e conglomerados matriz suportados (Córdoba *et al.*, 2008; Medeiros, 2008), que representam sistemas de leques aluviais associados com rios entrelaçados (Rapozo *et al.*, 2021).

A Bacia do Rio do Peixe despertou o interesse da indústria petrolífera e da comunidade científica pela identificação de um sistema petrolífero na bacia (Fontes, 2007), com rochas da Formação Sousa apresentando grande potencial para geração de hidrocarbonetos (Fernandes *et al.*, 2017). Porém, a confirmação do potencial para exploração de hidrocarbonetos na bacia depende de estudos mais detalhados das características permo-porosas dos potenciais geradores e reservatórios.

As características de rochas sedimentares, como porosidade e permeabilidade, conforme explica Gonzaga (2018), diferem para cada litogia observada, dependendo da textura e estrutura presente na rocha, além do cimento existente e sua distribuição ao longo do corpo rochoso, aspectos estruturais como grau de compactação e fraturamento do maciço. Rodrigues (2018) explica que rochas favoráveis para a formação de um sistema de reservatório não convencional, onde a estrutura rochosa geradora do fluido é a mesma que o armazena, representam importantes rochas produtoras em bacias sedimentares interiores, estando as rochas da BRP, especialmente aquelas correspondentes à Formação Sousa, enquadradas nesta categoria.

Atualmente, a utilização de métodos de simples aplicação e não destrutivos, tais como a tomografia computadorizada, permitem a avaliação do grau de porosidade e da presença de permeabilidade em rochas sedimentares com maior precisão e rapidez (Porto, 2015; Gonzaga, 2017; Rodrigues, 2018). Essa técnica é capaz de distinguir qualitativamente pequenas diferenças de densidade na amostra analisada. As informações, obtidas através da emissão de raios – x, por meio de varredura em diferentes ângulos e com frequência contínua, são aplicadas ao estudo de rochas sedimentares, para identificar o comportamento de estruturas internas e avaliar a capacidade da rocha comportar fluidos em escalas menores (Porto, 2015; Rodrigues, 2018) e maiores (Gonzaga, 2017). Após o imageamento interno, a utilização de *softwares* possibilita a reconstrução de modelos bidimensionais e tridimensionais, representando resultados aproximados de aspectos petrofísicos (porosidade e permeabilidade) e morfológicos, como formato e distribuição dos poros.

Em função da identificação de um sistema petrolífero na Bacia do Rio do Peixe, no qual a Formação Sousa apresenta bom potencial gerador, este trabalho avaliou as propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) e mineralógicas de rochas representativas da formação, a partir da técnica de tomografia computadorizada e análise de difratometria de raios – X (DRX).

## 2. Metodologia

Quatro amostras de folhelhos, arenitos e siltitos, característicos da Formação Sousa, foram coletadas. Medidas de acamamento e das famílias de descontinuidades foram realizadas nos afloramentos visitados. Para as análises tomográficas, as amostras foram cortadas em blocos de aproximadamente 6,0 x 6,0 x 3,0 cm (Figura 2-A), em seguida, os blocos receberam uma seta para indicação do topo estratigráfico da amostra (Figura 2-C). Para as análises de difratometria de raios X, as amostras foram maceradas para adequação de granulometria em aproximadamente 200 *mesh* (Figura 2-D).

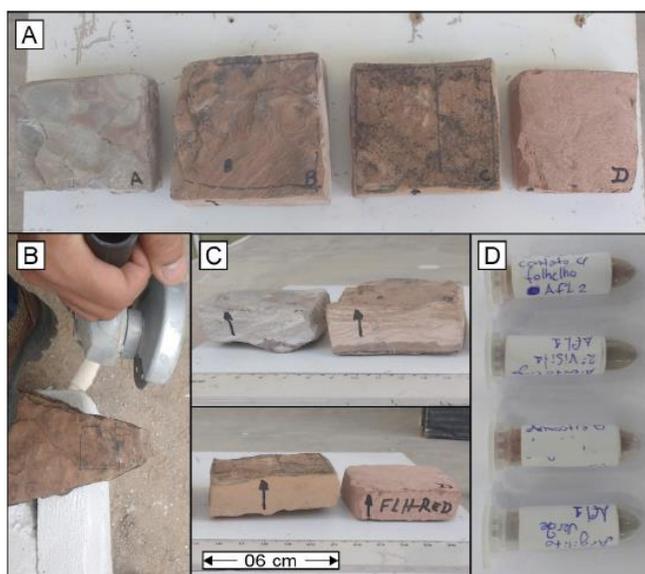


Figura 2 – Em (A) Blocos de rochas da esquerda para direita: folhelho esverdeado, folhelho vermelho, siltito e arenito vermelho. (B) Uso da esmerilhadeira angular para corte das amostras coletadas, com objetivo de diminuir em blocos de aproximadamente 6,0 x 6,0 x 3,0 cm. (C) Blocos das rochas com seta indicando o topo estratigráfico. (D) Amostras maceradas com granulometria de aproximadamente 200 *mesh* para análise de DRX.

Fonte: Autores, 2019.

Os blocos das amostras foram levados ao Hospital de Emergência e Trauma Dom Luiz Gonzaga Fernandes de Campina Grande-PB, onde foi realizado o imageamento interno deles através do aparelho de tomografia modelo *Phillips Brilliance*, com 64 canais. Para a obtenção das imagens, foram utilizados os seguintes padrões, de acordo com a sequência metodológica proposta por Gonzaga (2017): *slice* de 0,7 mm, tempo de varredura de 05 segundos, incremento de 0,5 mm, filtro dedicado a osso humano, tamanho do campo utilizado (FOV) de 200 mm e matriz de 1024 x 1024 *pixels* (alta resolução). O processo de imageamento ocorre partir do avanço da mesa em direção ao *gantry*, que emite a radiação X. Os raios sofrem atenuação ao entrarem em contato com o bloco de rocha e são captados por detectores. Em seguida, o sistema de aquisição de dados recebe as informações processadas e geram imagens (*slices*) que foram posteriormente processadas no *software* Avizo Fire®, onde foi possível a reconstrução de imagens tridimensionais das amostras.

As amostras maceradas (Figura 2-D) foram levadas ao Laboratório de Avaliação e Desenvolvimento de Biomateriais do Nordeste – CERTBIO, localizado na Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), onde foram analisadas pela técnica da Difractometria de raios X (DRX), com o uso do difratômetro modelo SHIMADZU – XRD-7000.

## 2.1. Processamento Digital de Imagem (PDI)

Para facilitar a interpretação da porosidade das amostras analisadas pela tomografia computadorizada, foi aplicado contraste nas imagens geradas do *software* Avizo Fire®. Todas as imagens receberam a mesma quantidade de contraste.

A identificação da porosidade dos blocos ocorreu a partir do processamento dos *slices* obtidos pela tomografia computadorizada no Avizo Fire®. A partir disso, foi possível a reconstrução tridimensional das amostras e visualização de propriedades estruturais das diferentes rochas. A Figura 3 apresenta a sequência metodológica utilizada no *software* para construção de modelo tridimensional dos espaços porosos e quantificação do volume de poros da amostra.

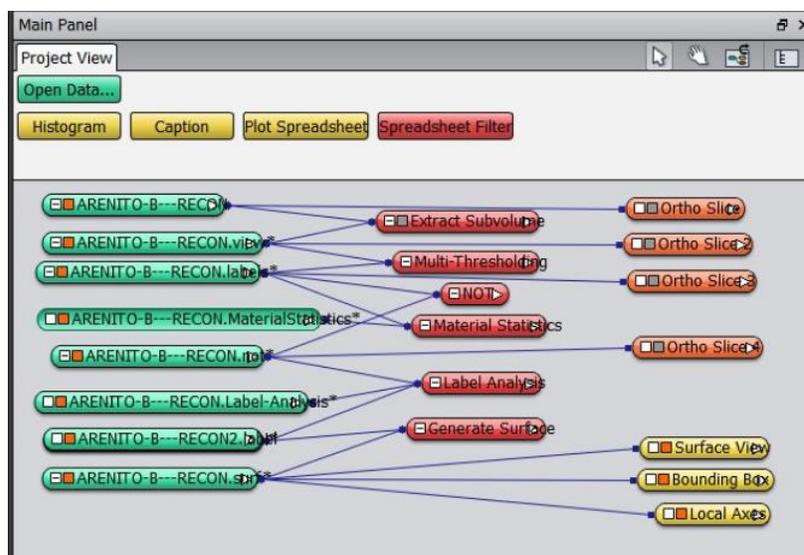


Figura 3 – Sequência metodológica aplicada na utilização do *software* Avizo Fire®, para obtenção de modelo tridimensional e quantificação de porosidade efetiva das amostras.

Fonte: Autores, 2019.

Para a obtenção do modelo tridimensional dos poros das amostras e a quantificação deles, deve-se inserir o conjunto de imagens tomográficas (*slices*) no *software*, na opção “Open Data...” (Figura 3), Após a inserção das imagens, aplica-se a ferramenta de visualização “*Ortho Slice*” (Figura 4). Durante o procedimento, pode-se extrair as informações desejadas de parte específica do *slice*, delimitando a área da amostra selecionada, isto é possível fazendo uso da opção “*Extract Subvolume*”. O Avizo Fire®, através da opção “*Multi-Threshold*”, faz uso da diferença de cores dos *pixels* dos *slices* para a identificação e separação dos componentes do arcabouço da rocha. Neste caso, os constituintes mais densos apresentam-se em tons de cinza mais claro, enquanto os espaços porosos (de menor densidade) aparecem em tons de cinza escuro/preto (Rodrigues, 2018). Além disso, o *software* possibilita a quantificação do volume dos espaços porosos (Vp), calculados pela relação do volume de poros/volume total, resultando na porosidade efetiva da amostra.

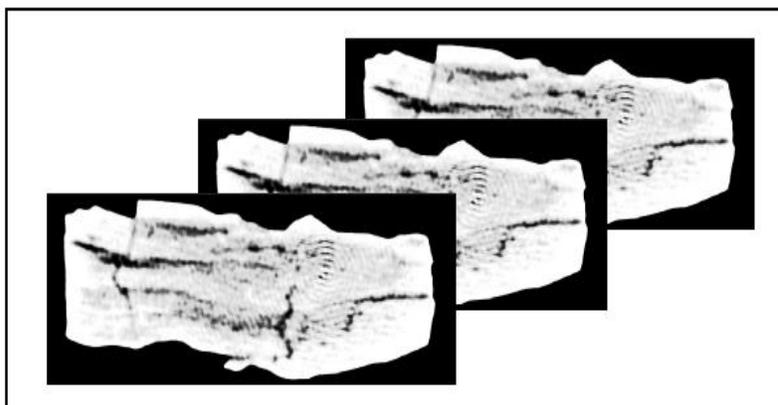


Figura 4 – Imagem padronizada ilustrando o processamento de slices através da metodologia utilizada pelo software Avizo Fire®.

Fonte: Autores, 2019.

Para o cálculo da permeabilidade nas amostras, utiliza-se o mesmo subvolume, delimitado para o cálculo de porosidade. No entanto, utiliza-se o procedimento operacional apresentado na Figura 5. Uma vez delimitado o subvolume, utiliza-se a ferramenta Resample, para ampliar a resolução do bloco gerado. Após a segmentação das imagens do bloco por meio da ferramenta *Interactive Thresholding*, utiliza-se a ferramenta *Absolute Permeability Simulation*, responsável por simular a passagem de um fluido pela direção z do volume delimitado pelo bloco analisado. O resultado dessa ferramenta é dado em uma tabela, em unidade Darcy.

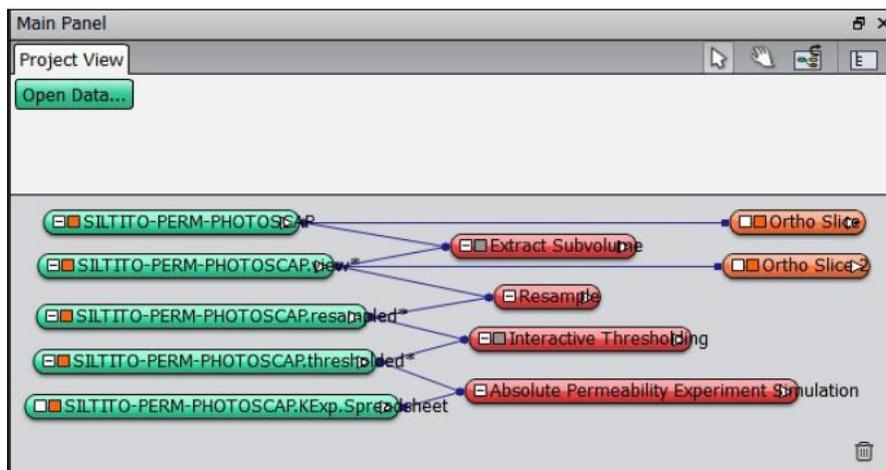


Figura 5 – Sequência aplicada na utilização do software Avizo Fire®, para quantificação da permeabilidade das amostras.

Fonte: Autores, 2019.

### 3. Resultados e discussões

Os afloramentos observados apresentaram famílias de discontinuidades orientadas preferencialmente à NW-SE, conforme estereograma mostrado na Figura 6. A presença de discontinuidades em escala de afloramento demonstra também influência na permeabilidade das rochas. Estas discontinuidades contribuem para conexão de porosidade primária, permitindo maior integração entre os espaços vazios. As discontinuidades observadas nos afloramentos estudados mostram-se divergentes, com relação as direções das Zona de Cisalhamento Patos (W-E) e Zona de Cisalhamento Portalegre (NE-SW), atuantes na região limítrofe da área de estudo. No entanto, conforme observado por Córdoba *et al.* (2008) e Silva (2009), fraturamentos com orientação NW-SE são comuns na BRP.

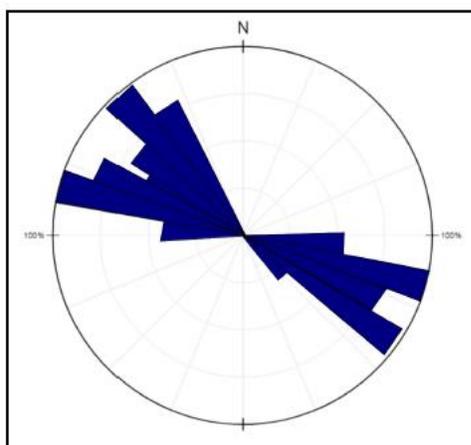


Figura 6 – Diagrama de rosetas representando as famílias de fraturas observadas nos afloramentos em campo.

Fonte: Autores, 2019.

As análises de DRX tornaram possível a identificação dos minerais constituintes das amostras de folhelho verde, folhelho vermelho, siltito, e arenito vermelho (Figura 7). Dentre os minerais identificados, estão dolomita, anortita e calcita, para folhelho verde; anortita, calcita e quartzo, no folhelho vermelho; picos de quartzo, arenito e calcita para o arenito e quartzo, albita e calcita no siltito.

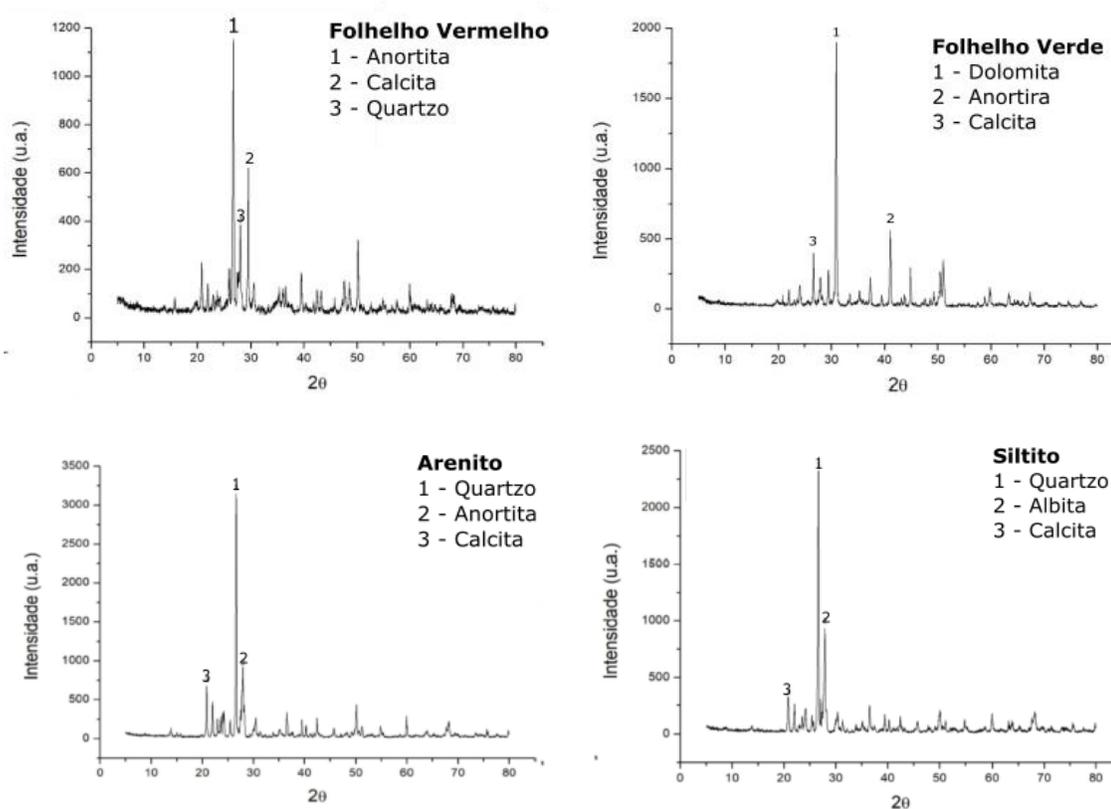


Figura 7 – Difratogramas de raios-x das amostras analisadas.

Fonte: Autores, 2019.

A amostra de folhelho esverdeado apresenta porosidade primária, ocorrendo paralelamente às camadas da rocha (Figura 8), o que sugere sua formação durante a deposição das camadas. Na amostra também estão presentes fraturas, que ocorrem perpendiculares ao acamamento (Figura 8), o que sugere um processo de formação de porosidade secundária originada pela tectônica local.

Estas fraturas se comportam como canais, conectando os poros paralelos, favorecendo o fluxo de fluido no interior da amostra. Neste caso, de acordo com a classificação de Ahr (2008), a rocha apresenta porosidade híbrida, devido a distinção de poros primários, gerados durante a deposição, e poros secundários, resultantes de posterior fraturamento. Embora os aspectos primários sejam dominantes na amostra, os aspectos secundários são essenciais, atuando como um ativo canal de ligação entre os poros, aumentando consideravelmente a permeabilidade na rocha.

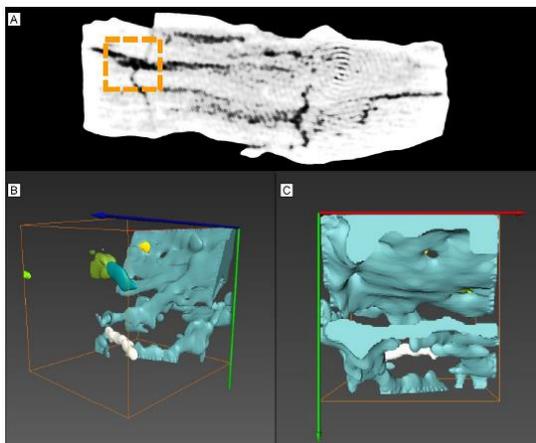


Figura 8 – (A) Imagem tomográfica no plano xy do folhelho verde, com delimitação (em laranja) do subvolume analisado. (B) Bloco tridimensional do volume de poros identificado (cores fantasia). (C) Visão do bloco no plano x(vermelho) y(verde) (cores fantasia).

Fonte: Autores, 2019.

A amostra de folhelho vermelho é caracterizada por corpos porosos alongados (Figura 9-A), que acompanham o acamamento da rocha, sugerindo sua origem primária (deposicional). Porém, ao contrário da amostra anterior, os poros dessa amostra não possuem conectividade (Figura 9-B e C), o que reduz sua permeabilidade.

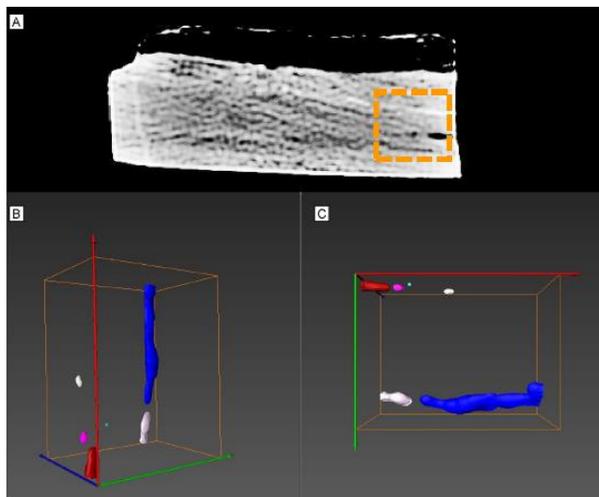


Figura 9 – (A) Imagem tomográfica do folhelho vermelho, com delimitação (em laranja) do subvolume analisado. (B) Bloco tridimensional da porosidade identificada (cores fantasia). (C) Visão do bloco no plano xy (cores fantasia).

Fonte: Autores, 2019.

Os poros observados na amostra de siltito podem ser observados alongados, no plano formado pelos eixos xy (verde e vermelho, respectivamente), perpendicular ao plano de acamamento, ao longo do qual ocorrem poros interconectados estirados (Figura 10). Porém essa conectividade não é efetiva em toda a amostra, na qual dominam corpos porosos isolados.

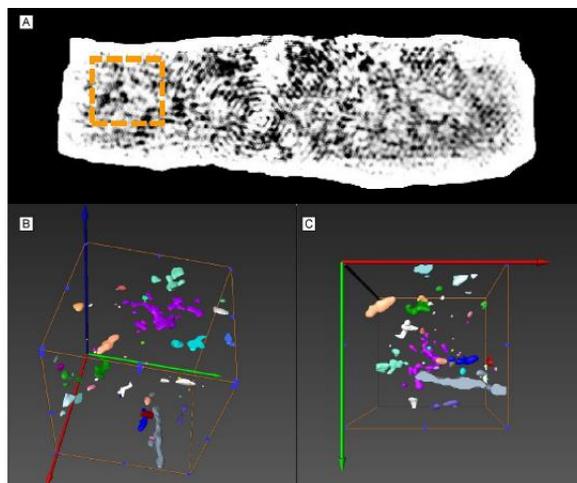


Figura 10 – (A) Imagem tomográfica do siltito, com delimitação (em laranja) do subvolume analisado. (B) Bloco tridimensional da porosidade identificada (cores fantasia). (C) Visão do bloco no plano xy (perpendicular ao acamamento), em cores fantasia.

Fonte: Autores, 2019.

A amostra de arenito, na Figura 11, caracteriza-se pela presença de pequenos arranjos planares e espaços intergranulares, preenchidos por material carbonático, distribuídos por todo o bloco analisado. Fraturas centimétricas ocorrem na diagonal da face em destaque da amostra (Figura 11-A), representando expressiva maioria da porosidade efetiva presente. As fraturas preenchidas e espaços parcialmente preenchidos, representam bloqueios naturais, contribuindo para a diminuição da porosidade e, conseqüentemente, da permeabilidade na amostra. A presença deste material de preenchimento pode ser resultante da dissolução de cimento carbonático existente entre os grãos de quartzo e feldspato que compõem o arenito.

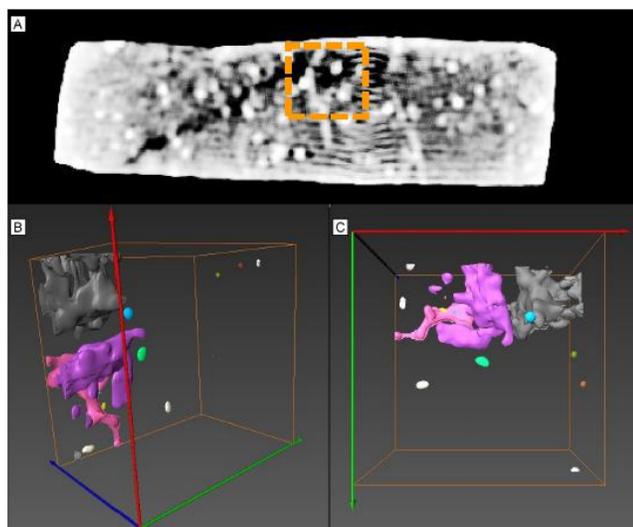


Figura 11 – (A) Imagem tomográfica do arenito, com delimitação (em laranja) do subvolume analisado. (B) Bloco tridimensional da porosidade identificada (cores fantasia). (C) Visão do bloco no plano xy (cores fantasia).

Fonte: Autores, 2019.

A Tabela 1 reúne os percentuais das porosidades ( $\phi$ ) e permeabilidades das rochas analisadas, determinadas pelo Avizo Fire®, destacando a porosidade ( $\phi$ ) no valor de 6,09% apresentada pelo bloco de folhelho verde, sendo este o maior valor obtido entre as rochas analisadas e 0,44% no bloco de folhelho vermelho, exemplificando a característica anisotropia entre as rochas da BRP.

*Tabela 1 – Valores em percentagem de porosidade ( $\phi$ ) e permeabilidade (mD) dos blocos de rochas analisados, simulados no software Avizo Fire®.*

<b>Bloco</b>	<b>Porosidade (%)</b>	<b>Permeabilidade (mD)</b>
Folhelho Verde	6,09	0,0072
Folhelho Vermelho	0,44	0,0094
Siltito	1,59	4,6234
Arenito	1,72	0,0043

*Fonte: Autores, 2019.*

A reconstrução tridimensional das amostras permitiu a mensuração da porosidade existente e a permeabilidade em cada subvolumen observado. Através dos dados obtidos foram avaliadas as estruturas internas presentes nas amostras, de forma a relacionar as porosidades existentes aos aspectos mineralógicos e desenvolvimento de fraturas. Após a geração das estruturas tridimensionais, foi possível quantificar a porosidade presente por meio da relação da proporção entre o volume de poros e o volume total de cada amostra. O cálculo da porosidade e permeabilidade através da geração de imagens em 3D da estrutura interna das amostras submetidas aos aparelhos tomográficos indicam porosidade dos blocos variando entre 0,44 % (folhelho vermelho) a 6,09% (folhelho verde). A quantificação da permeabilidade variou de 0,0043 mD (arenito vermelho) a 4,6234 mD (siltito).

A reconstrução tridimensional das amostras permitiu a mensuração da porosidade existente e a permeabilidade em cada subvolumen observado. Através dos dados obtidos foram avaliadas as estruturas internas presentes nas amostras, de forma a relacionar as porosidades existentes aos aspectos mineralógicos e desenvolvimento de fraturas. Após a geração das estruturas tridimensionais, foi possível quantificar a porosidade presente por meio da relação da proporção entre o volume de poros e o volume total de cada amostra. O cálculo da porosidade e permeabilidade através da geração de imagens em 3D da no interior da amostra, apresenta uma alta permeabilidade, sugerindo que se tratam de poros conectados ao longo de todo o volume avaliado.

#### **4. Considerações finais**

A utilização da tomografia computadorizada apresenta contribuições para a avaliação petrofísica de rochas sedimentares, no entanto, a baixa resolução das imagens geradas não permite a identificação de poros menores, limitando-se apenas a macroporosidade. Para a escala de observação utilizada, os baixos valores de porosidade e permeabilidade indicam que as amostras analisadas não apresentam condições favoráveis para serem enquadradas como rocha reservatório.

A caracterização das amostras em diversas escalas de observação, a exemplo da microtomografia, associada à análise de laboratório, através de equipamentos como o permoporosímetro a gás e a petrografia microscópica, faz-se necessária para verificar se os aspectos petrofísicos identificados através da tomografia mantêm-se constantes em menores escalas.

Recomenda-se, para trabalhos futuros, análises químicas mais detalhadas e refinadas, incluindo a quantificação de Carbono Orgânico Total (COT), CO<sub>2</sub> e índices de hidrogênio e oxigênio nos materiais amorfos, pois estes compostos estão relacionados ao início de ocorrências de hidrocarbonetos. Os resultados indicados pela porcentagem de porosidade presente no folhelho verde, podem configurar uma perspectiva de estudos mais detalhados acerca dos folhelhos da região, com atenção especial aos mais ricos em carbonatos, em virtude dessas rochas serem consideradas potenciais reservatórios não convencionais.

#### **Agradecimentos**

Os autores expressam seus agradecimentos ao IFPB campus Campina Grande, pelos constantes esforços à pesquisa científica, bem como aos revisores e avaliadores pelas correções e sugestões dadas a este trabalho.

## Referências

- AHR, W.; M. *Geology of carbonate resevoirs: the identification, description, and characterization of hidrocarbon resevoirs in carbonate rocks*. New Jersey, USA: John Wiley & Sons. P. 277, 2008.
- CÓRDOBA, V. C.; ANTUNES, A. F.; JARDIM DE SÁ, E. F., NUNES DA SILVA, A.; SOUSA, D. C.; LINS, F. A. P. L. *Análise estratigráfica e estrutural da Bacia do Rio do Peixe Nordeste do Brasil: integração de dados a partir do levantamento sísmico pioneiro 0295\_rio\_do\_peixe\_2d*. Boletim de Geociências da Petrobras, 16 (1): 53-68. 2017.
- FERNANDES, Y. L.; MUNIZ, Y. M.; JUNIOR, N. J. R. C. *Avaliação do Potencial Gerador da Formação Sousa, Bacia do Rio Do Peixe, Utilizando Dados de Pirólise Rock-Eval e Carbono Orgânico Total*. X Simpósio Sul Brasileiro de Geologia. Curitiba (2017).
- FRANÇOLIN, J.B.; COBBOLD, P.R.; SZATMARI, P. 1994. Faulting in early Cretaceous Rio do Peixe basin (NE Brazil) and its significance for the of the Atlantic opening. *J. Struc. Geol.*, 16(5): 647-661.
- GONZAGA, F. A. S. *Caracterização petrofísica multiescalar de tufas carbonáticas da Formação Jandaíra, Bacia Potiguar – Campina Grande, 2017*. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2017.
- MATOS, T.R.B.; NORMANDO, L.C.; ALMEIDA, L. R. B.; SOARES, J. A. *Análise das Propriedades Petrofísicas das Rochas Sedimentares da Bacia Rio do Peixe*. II Congresso Nacional De Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e IV Workshop de Engenharia de Petróleo. Natal – RN. 2016.
- MEDEIROS, V.C. (Org). *Geologia e Recursos Minerais da Folha Sousa SB.24-X-A. Escala 1:250.000*. Estados da Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará. 312p. Recife: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2008.
- NOGUEIRA, F. C. C., OLIVEIRA, M. S. de, CASTRO, D.L. de; *Estudo Magnético e Gravimétrico do Arcabouço Estrutural da Bacia Rio do Peixe-PB*, Universidade Federal do Ceará, Revista de Geologia, vol.17, n 1, 74-87, 2004.
- PALHANO, L. C. *Influência Da Silicificação Hidrotermal Nas Propriedades Físicas De Arenitos Arcoseanos Afetados Por Zona De Falha, Bacia Rio Do Peixe, NE do Brasil*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-graduação em Geodinâmica e Geofísica. 2009.
- RAPOZO, B. F.; CÓRDOBA, V. C.; ANTUNES, A. F. Tectono-stratigraphic evolution of a cretaceous intracontinental rift: Example from Rio do Peixe Basin, north-eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, vol. 126, n 1, 1-27, 2021.
- PORTO, A. L. *Estimação de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de Raios-X*. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, Campina Grande/PB. 2015.
- RODRIGUES, I. S. *Caracterização Multiescalar Petrofísica e Mineralógica de Folhelhos da Bacia do Araripe*. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2018.
- SILVA, A. N. *Arquitetura, Litofáceis e Evolução Tectonoestratigráfica da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-graduação em Geodinâmica e Geofísica. 2009.
- VASCONCELOS, D. L.; MARQUES, F. O.; NOGUEIRA, F. C. C.; PEREZ, Y. A. R.; BEZERRA, F. H. R.; STOHLER, R. C.; SOUZA, J.A.B. Tectonic inversion assessed by integration of geological and geophysical data: the intracontinental Rio do Peixe Basin, NE Brazil. *Basin Research*, 2020.

