

# QUANTIFICAÇÃO DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE MODELOS DIGITAIS DE ROCHAS VIA SIMULAÇÃO NUMÉRICA

Gracimário Bezerra da Silva (UFCG) E-mail: eng.gracimario@hotmail.com

José Agnelo Soares (UFCG) E-mail: agnelosoare@gmail.com

**Resumo:** A petrofísica consiste no estudo das propriedades físicas das rochas, sendo de suma importância para a caracterização de reservatórios. Aliado a esta, a microtomografia computadorizada de raios-x tem permitido, de forma não destrutiva, a construção de imagens microtomográficas de rochas, no qual tem possibilitado o estudo de propriedades petrofísicas das rochas. Diante disso, este estudo objetiva estimar as propriedades petrofísicas de uma amostra de rocha carbonática a partir de imagens de microtomografia de raios-x, já disponíveis, utilizando simulação numérica, e comparar as propriedades petrofísicas estimadas com as medidas em laboratório. Utilizou-se o software Avizo Fire 8.1 para o processamento e análise das imagens microtomográficas. Um modelo digital de rocha foi gerado a partir da seleção de 300 imagens (slices) da parte intermediária da amostra, na qual se extraiu um subvolume cúbico de dimensões 300 por 300 por 300 voxels. Após isso, foi realizado um processo de segmentação nas imagens para distinguir a matriz mineral dos poros. E, posteriormente, após determinados processamentos foram estimadas as suas propriedades petrofísicas. Contudo, a simulação computacional para obtenção das propriedades petrofísicas foram realizados para o mesmo subvolume gerado para a amostra de rocha em estudo.

**Palavras-chave:** Imagens Microtomográficas. Petrofísica. Simulação Numérica.

## QUANTIFICATION OF PETROPHYSICAL PROPERTIES FROM DIGITAL ROCK MODELS VIA NUMERICAL SIMULATION

**Abstract:** Petrophysics consists of the study of the physical properties of rocks, being of paramount importance for the characterization of reservoirs. Allied to this, x-ray computed microtomography has allowed, in a non-destructive way, the construction of microtomographic images of rocks, which has enabled the study of petrophysical properties of rocks. Therefore, this study aims to estimate the petrophysical properties of a carbonate rock sample from x-ray microtomography images, already available, using numerical simulation, and compare the estimated petrophysical properties with those measured in the laboratory. Avizo Fire 8.1 software was used for the processing and analysis of microtomographic images. A digital rock model was generated from the selection of 300 images (slices) of the middle part of the sample, in which a cubic subvolume of dimensions 300 by 300 by 300 voxels was extracted. After that, a segmentation process was performed on the images to distinguish the mineral matrix from the pores. And, later, after certain processing, its petrophysical properties were estimated. However, computer simulations to obtain the petrophysical properties were performed for the same subvolume generated for the rock sample under study.

**Keywords:** Microtomographic images. Petrophysics. Numerical Simulation.

### 1. Introdução

Para caracterizar as bacias brasileiras como potencialmente produtoras de hidrocarbonetos faz-se necessário o conhecimento das propriedades petrofísicas das suas formações rochosas. Desta forma, a petrofísica consiste no estudo das propriedades físicas das rochas, tais como a porosidade e a permeabilidade, as quais se relacionam com o comportamento e a distribuição dos fluidos na rocha.

As rochas-reservatório são aquelas que apresentam porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação e produção de fluidos (CABRAL e SILVA, 2018). De acordo com Tucker (2004), as rochas-reservatório dividem-se em dois grandes grupos: rochas carbonáticas (calcários e tufas) e rochas siliciclásticas (arenitos e folhelhos).

A caracterização e a determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios são alguns dos intentos da engenharia. Embora existam alguns outros tipos de rochas reservatórios, a maioria das reservas de petróleo, por exemplo, são descobertas em rochas areníticas e carbonáticas, por possuírem porosidade e permeabilidade apropriadas à acumulação de petróleo. Enquanto os arenitos são relativamente homogêneos, as rochas carbonáticas podem apresentar significativas variações em relação ao tamanho e à distribuição de poros, apresentando desta forma, alta heterogeneidade, o que dificulta a armazenagem e transmissão dos fluidos no meio poroso (PORTO, 2015).

Para Neto et al. (2011), “as pesquisas em laboratório têm contribuído para caracterização e correlação dos litotipos com a capacidade de armazenamento de fluidos”. A investigação de dados petrofísicos em rocha pode ser feita tanto por métodos diretos quanto pelos métodos indiretos.

A tomografia computadorizada de raios-x, no qual representa um sistema de geração de imagens, tem se mostrado bastante promissor em pesquisas na área de engenharia de petróleo, sendo uma técnica de alta resolução que permite visualizar de forma não destrutiva a estrutura interna das rochas, devido principalmente às variações de densidade na rocha. As imagens microtomográficas permitem gerar modelos digitais de rochas os quais têm possibilitado a avaliação das propriedades petrofísicas das rochas, na determinação de porosidade, saturação de fluidos e permeabilidade, com o intuito de aperfeiçoar e subsidiar a simulação de reservatórios petrolíferos (CAMPOS e LOPES, 2002; PORTO, 2015).

Imagens microtomográficas de rochas obtidas a partir da microtomografia computadorizada de raios-x, como afirma Porto (2015), têm propiciado a análise de propriedades físicas de rochas, tais como a distribuição espacial e conexões entre poros, ampliando desta forma, o entendimento e a avaliação de uma estrutura geológica.

Diante deste contexto, o presente trabalho tem como objetivo estimar as propriedades petrofísicas de uma amostra de rocha carbonática a partir de imagens de microtomografia de raios-x, já disponíveis, utilizando simulação numérica, e comparar as propriedades petrofísicas estimadas com as medidas em laboratório.

## **2. Materiais e Métodos**

### **2.1 Amostra de rocha**

A amostra de rocha em estudo, PT11\_H1, é uma rocha carbonática de formação sedimentar. A mesma apresenta forma de plugue, onde foi extraída de um afloramento, pertencente a Formação Santana, na Bacia do Araripe (SILVA, SOARES e ROJAS, 2019).

A Bacia do Araripe está localizada no nordeste brasileiro, mais especificamente, nas regiões sul do estado do Ceará, oeste do estado de Pernambuco e leste do Piauí, como mostrado na Figura 1, sendo a que apresenta a maior área de exposição de rochas cretáceas (12.200 km<sup>2</sup>) dentre as bacias interiores do Nordeste. Seu embasamento é caracterizado por granitos, gnaisses, migmatitos, quartzitos e outras rochas de baixo grau metamórfico (clorita-xistos, filitos e mármore) (HASUI, CARNEIRO e

ALMEIDA, 2012). Divide-se nos grupos Araripe e Cariri, que por sua vez são subdivididos nas formações Cariri, Brejo Santo, Missão Velha, Abaiara, Rio das Batateiras, Crato, Ipubi, Santana e Exu (MARTILL, 2007).

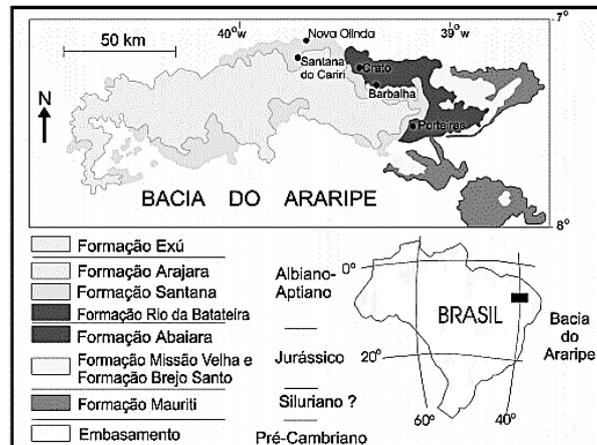


Figura 1 – Bacia Sedimentar do Araripe.

Fonte: CARMO *et al.*, 2004.

A Formação Santana aflora na parte inferior da Chapada do Araripe e está subdividida em três Membros: Crato, Ipubi e Romualdo (ARAI, CARVALHO e CASSAB, 2004; BRITO, 1975). A amostra deste estudo pertence ao membro Crato.

A Formação Santana constitui-se numa das mais importantes representações do Cretáceo cearense, sendo a mais fossilífera das formações geológicas do Araripe onde são encontrados pequenos peixes e insetos, além de fragmentos vegetais. Ainda, apresenta uma sequência sedimentar estratificada, quase horizontal, constituída por gipsitas, calcários, siltitos argilosos, margas e folhelhos betuminosos, com cerca de 250 m de espessura depositada em extensa área, formada no Mesozoico, mais precisamente no período Cretáceo, iniciado há cerca de 120 milhões de anos (VIDAL, PADILHA e OLIVEIRA, 2005; SENA, 2017).

## 2.2 Aquisição de imagens de microtomografia

A geração de imagens microtomográficas ocorre, inicialmente, por meio de projeções de raios-x, onde é gerada uma sequência de imagens radiológicas. Um método direto para realizar o imageamento tomográfico é denominado como retroprojeção. Na aplicação deste método, sinais elétricos são registrados no sensor de um tomógrafo, dados em termos de voltagem, os quais representam a atenuação da radiação no meio. Um sinal atenuado de raios-x é registrado quando um objeto denso se interpõe entre a fonte de raios-x e o receptor. Desta forma, as imagens reconstruídas possibilitam a visualização da distribuição dos coeficientes de atenuação dentro de uma seção transversal do corpo analisado. Essas imagens passam por um processo computacional de reconstrução. Cada imagem ou fatia (*slice*) da amostra de rocha é representada na forma de uma matriz digital NxM pixels, em que N e M representam o número de pixels na horizontal e na vertical, respectivamente. A cada *pixel* é designado um tom de cinza, sendo proporcional ao coeficiente de absorção do detector, na escala de 255 níveis de cinza, que vai de 0 para preto e 255 para branco (ARGENTA, TIAGO e MILDRED, 2010; PORTO, 2015; STEWART, 1991).

As imagens microtomográficas da amostra PT11\_H1, foram adquiridas no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, no equipamento XRADIA, Modelo Versa XRM – 500.

Para a amostra em estudo, foram gerados no total 984 *slices*, sendo imagens transversais obtidas pela microtomografia de raios-x, com resolução de 1.41 $\mu$ m.

### 2.3 Propriedades avaliadas

A estimativa das propriedades petrofísicas da amostra de rocha em estudo foi realizada através da análise de imagens microtomográficas já disponíveis, por meio de simulação numérica, utilizando-se o software *Avizo Fire 8.1* (SILVA, SOARES e ROJAS, 2019).

Para gerar um modelo digital de rocha, selecionou-se 300 imagens da porção intermediária da amostra, o que corresponde as imagens de número 301 a 600. Para o processamento das 300 imagens utilizou-se o *software Avizo Fire 8.1* e, a partir das imagens processadas, retirou-se um subvolume cúbico de dimensões 300 por 300 por 300 *voxels*, como mostrado na Figura 2, usando o comando *extract subvolume* (APOLINÁRIO, 2016). Contudo, a simulação computacional das propriedades petrofísicas foram realizados para o mesmo subvolume gerado para a amostra de rocha em estudo.

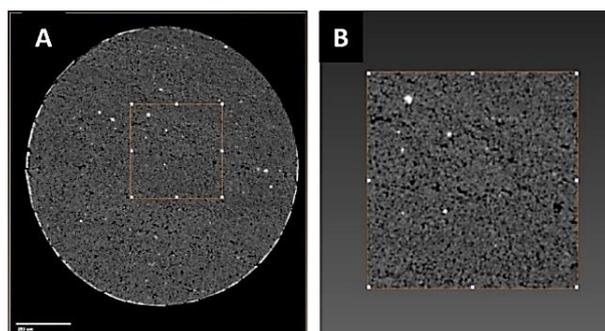


Figura 2 – a) *Slice* 2D da amostra em estudo b) Região de interesse.

Fonte: SILVA, SOARES e ROJAS, 2019.

#### 2.3.1 Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, a qual mede a capacidade em que a rocha apresenta em armazenar fluidos em seu interior. Matematicamente, trata-se de uma propriedade definida pela relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, como mostra a Equação (1).

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Onde:  $\emptyset$  é a porosidade;  $V_p$  o volume poroso;  $V_t$  o volume total.

Na Figura 3 é apresentado o fluxo de trabalho para a estimativa da porosidade.

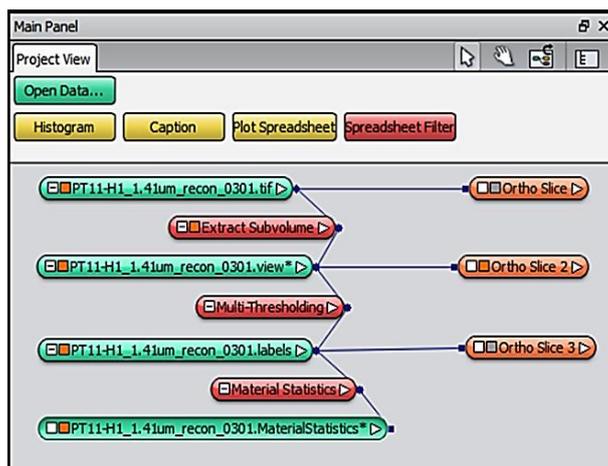


Figura 3 – Fluxo de trabalho para a quantificação da porosidade.

Fonte: Elaborado pelos autores.

O processo de quantificação da porosidade é realizado a partir de imagens microtomográficas geradas para a amostra de rocha em estudo, onde através do *software Avizo Fire 8.1* é realizada a visualização e quantificação do espaço poroso.

Inicialmente, abre-se o arquivo de imagens e aplica-se a ele a ferramenta *Ortho Slice* para se ter uma visualização das imagens obtidas por microtomografia de raios-x. Daí, por questões de limitações do computador, delimita-se a área da amostra a ser processada aplicando a ferramenta *Extract Subvolume*. Desta forma, a amostra é dividida em vários grupos com o mesmo número de *slices*, e como resultado tem-se um *subvolume* cúbico de dimensões 300 por 300 por 300 *voxels*, como mostrado a Figura 3b, sendo apresentada uma imagem 2D. Após isso, as imagens são submetidas ao processo de segmentação, no qual utiliza-se a ferramenta *Multi-Thresholding*. Esta ferramenta baseia-se na determinação de um limiar de tom de cinza que separa a matriz mineral dos poros, sendo um critério manual de visualização (APOLINÁRIO, 2016).

O valor do limiar utilizado foi de 55. A matriz corresponde aos *pixels* que apresentam cor cinza mais clara, já os poros são reconhecidos como sendo os *pixels* mais escuros da imagem, conforme apresentado na Figura 4.

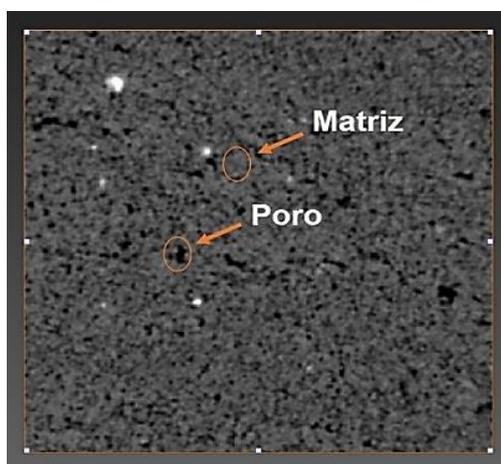


Figura 4 – Definição de poro e matriz.

Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 5 mostra um exemplo de imagem 2D segmentada e o modelo 3D gerado pelo conjunto de *slices* do subvolume que foi extraído da amostra.

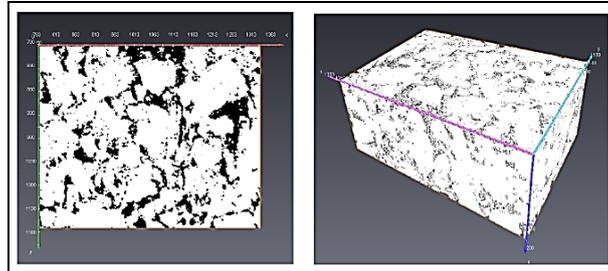


Figura 5 – Imagens 2D e 3D obtidas após segmentação.

Fonte: PORTO, 2015.

Para medir o volume de material existente na imagem é utilizada a ferramenta *Material Statistics*. Tal ferramenta possibilita determinar o volume poroso que corresponde aos *pixels* mais escuros que o limiar, e o volume da matriz mineral que corresponde aos *pixels* mais claros que o limiar (DANTAS, VIDAL e SOARES, 2016). Como resultado desta ferramenta, é mostrada uma tabela em se encontra o número de *pixels* de material exterior (correspondente ao espaço poroso) e o número de *pixels* de material interior (que corresponde à matriz mineral). Desta forma, a porosidade do *subvolume* é dada pela relação entre o número de *pixels* de material exterior e o número de *pixels* total (MEDEIROS, SOARES e PORTO, 2012), como mostra a Equação (2).

$$\emptyset_{sb} = \frac{N_{pe}}{N_t} \quad (2)$$

Onde:  $\emptyset_{sb}$  é a porosidade do *subvolume*;  $N_{pe}$  é o número de *pixels* de material exterior correspondente ao espaço poroso;  $N_t$  é o número de *pixels* total.

Já a porosidade da subamostra é representada pela média aritmética dos valores de porosidade obtidos para cada *subvolume*, conforme Equação (3).

$$\emptyset_{sa} = \emptyset_{sbm} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N (\emptyset_{sb})_j \quad (3)$$

Onde:  $\emptyset_{sa}$  é a porosidade da subamostra;  $\emptyset_{sbm}$  é a porosidade média do *subvolume*;  $N$  é o número de *subvolume* retirados da amostra.

### 2.3.2 Tortuosidade

A tortuosidade é estimada a partir de um módulo que calcula o quão tortuoso é um caminho, de uma imagem binarizada 3D, ao longo do eixo z. A tortuosidade é então, a razão entre o comprimento de uma curva e a distância entre as suas extremidades (DANTAS, VIDAL e SOARES, 2016).

Na Figura 6 é apresentado o fluxo de trabalho para estimativa da tortuosidade. Para se calcular a tortuosidade, o *subvolume* foi a princípio binarizado com a ferramenta *Interactive Thresholding*, na qual adicionou-se a fração poro e a fração matriz utilizando o limiar de tom de cinza com valor de 55. Posteriormente, foi conectado ao resultado da binarização, o comando *Centroid Path Tortuosity* (APOLINÁRIO, 2016), que fornece uma tabela com o valor do fator de tortuosidade calculado para a amostra em estudo.

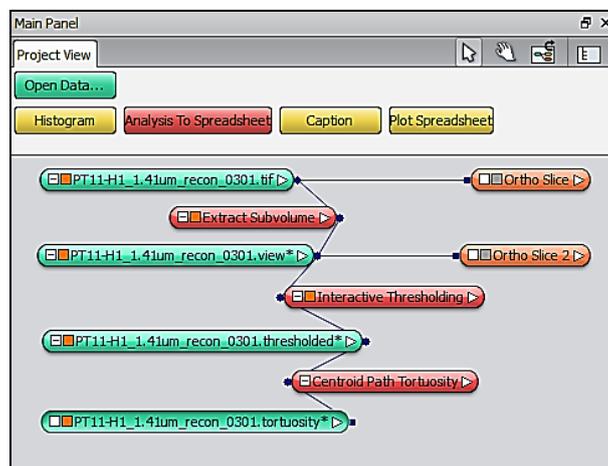


Figura 6 – Fluxo de trabalho para estimativa da tortuosidade.

Fonte: Elaborado pelos autores.

### 2.3.3 Permeabilidade

Além da porosidade, uma outra propriedade petrofísica importante em uma rocha reservatório é a permeabilidade. A permeabilidade é a capacidade que uma rocha apresenta em transmitir fluidos através do seu espaço poroso, ou seja, é uma medida que indica a maior ou menor dificuldade com que o meio poroso se deixa atravessar por fluidos.

Segundo Gomes (2002), o coeficiente de permeabilidade  $k$  de um sedimento inconsolidado é afetado pela granulometria e seleção das partículas, forma dos grãos e arranjo das partículas, ou seja, a permeabilidade aumenta com o aumento da granulometria e com a melhoria do grau de seleção.

A dimensão da permeabilidade é de área e a unidade comumente usada para designá-la é o Darcy ( $1 \text{ darcy} = 1 \text{ D} = 0.986923 \mu\text{m}^2$ ), em homenagem ao engenheiro francês Henry Darcy, que formulou a equação de fluxo de fluidos em meios porosos. Esta equação é expressa na forma diferencial, como apresentado na Equação (4) (TIAB e DONALDSON, 2004).

$$V = \frac{Q}{Ac} = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dl} \quad (4)$$

Onde:  $V$  é a velocidade do fluido, cm/s;  $Q$  é a vazão, cm<sup>3</sup>/s;  $k$  é permeabilidade da rocha porosa, Darcy;  $Ac$  é a área da secção transversal da rocha, cm<sup>2</sup>;  $\mu$  é a viscosidade do fluido, centipoises (cP);  $l$  é o comprimento da amostra de rocha, cm;  $dp/dl$  corresponde ao gradiente de pressão na direção do fluxo, atm/cm.

A permeabilidade da maioria das rochas reservatórios de petróleo é menos de um Darcy. Assim, uma unidade menor de permeabilidade, o milidarcy (mD), é amplamente utilizado na indústria petrolífera. Em unidades SI, o micrômetro quadrado ( $\mu\text{m}^2$ ) é usado no lugar de  $\text{m}^2$  (PORTO, 2015).

Através do conjunto de imagens microtomográficas, foi possível estimar a permeabilidade absoluta do meio poroso. A simulação numérica para estimar tal propriedade petrofísica é baseada nas equações de Navier-Stokes, as equações de conservação de massa e momento linear.

Na Figura 7 é apresentado o fluxo de trabalho para a simulação computacional da permeabilidade absoluta da amostra em estudo.

O início do processo é o mesmo utilizado na estimativa da porosidade. Desta forma, é necessário abrir o arquivo das imagens de microtomografia, anexar às ferramentas de visualização *Ortho slice*, delimitar a área a ser estudada pelo *Extract Subvolume*, e segmentar o conjunto de imagens. O próximo passo é escolher a ferramenta *XLab Hydro*, a qual calcula a permeabilidade pelo método Lattice Boltzmann de solução da equação de Navier-Stokes, e configurar quais são as condições de contorno, os valores de entrada dessas condições, a direção do escoamento e a viscosidade do fluido que são adotados na simulação (PORTO, 2015).

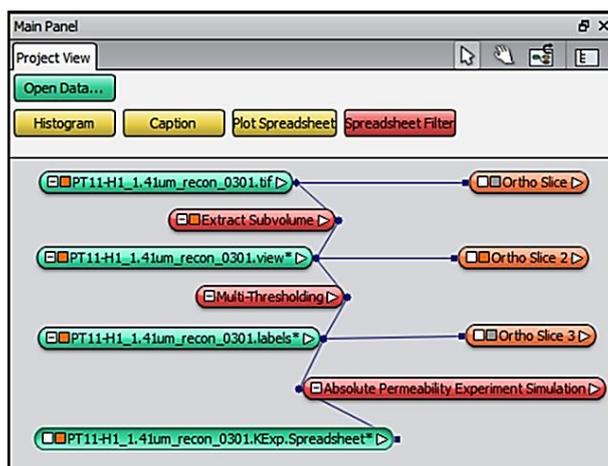


Figura 7 – Fluxo de trabalho para a simulação da permeabilidade absoluta.

Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 8 apresenta a tela de configuração de parâmetros da ferramenta *XLab Hydro*.

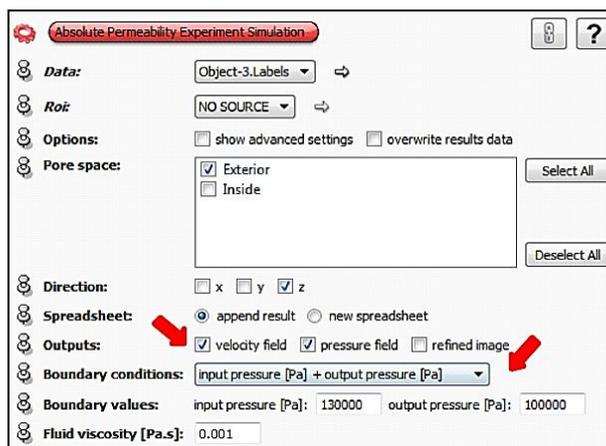


Figura 8 – Tela para configuração de parâmetros da ferramenta *XLab Hydro*.

Fonte: PORTO, 2015.

Os resultados de saída desta ferramenta são campo de pressão e/ou velocidade do fluido. No final do processamento é obtida uma tabela com os valores de permeabilidade absoluta em Darcy (D) e em micrômetro quadrado ( $\mu\text{m}^2$ ).

Para fins de comparação, os resultados da porosidade e da permeabilidade, foram obtidos através dos métodos de injeção gasosa no plugue, através de ensaios petrofísicos convencionais, utilizando o *Ultra-Pore-Perm 500®* fabricado pela *Core Lab Instruments* e disponível no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande.

### 3. Resultados e Discussões

Na Tabela 1 estão apresentados os resultados dos ensaios de porosidade, permeabilidade e tortuosidade da amostra de rocha em estudo, sendo estes valores medidos em laboratório, obtidos por meio da petrofísica laboratorial através de equipamentos de medição.

Tabela 1: Propriedades petrofísicas da amostra em estudo obtidas em ensaios laboratoriais.

<b>Amostra de Rocha</b>	PT11_H1
<b>Porosidade (%)</b>	10,3
<b>Permeabilidade (mD)</b>	0,0001
<b>Tortuosidade</b>	3,7

Fonte: LEAL, 2018.

Na Tabela 2 são mostrados os resultados dos ensaios de porosidade, permeabilidade e tortuosidade da amostra em estudo, sendo estes valores obtidos através da petrofísica computacional a partir de imagens de microtomografia de raios-x.

Tabela 2: Propriedades petrofísicas da amostra em estudo obtidas através da petrofísica computacional.

<b>Amostra de Rocha</b>	PT11_H1
<b>Porosidade (%)</b>	9,96
<b>Permeabilidade (mD)</b>	0,000015
<b>Tortuosidade</b>	2,5

Fonte: Elaborado pelos autores.

A partir dos dados obtidos, foi possível realizar comparações entre os valores medidos de forma laboratorial e computacional com o intuito de verificar a confiabilidade dos resultados.

Comparando a porosidade medida de forma convencional em laboratório, apresentada na Tabela 1, da porosidade medida por análise de imagens de microtomografia de raios-x através de simulação numérica, mostrado na Tabela 2, é possível observar que a petrofísica computacional apresentou resultado de porosidade bem aproximado ao medido laboratorialmente em porosímetro, evidenciando desta forma, a eficácia da petrofísica computacional para medição de porosidade de rochas.

Com relação à permeabilidade, nota-se que houve uma pequena discrepância entre o resultado medido convencionalmente em permeâmetro a gás, com o resultado medido diretamente no *Avizo Fire 8.1*, apresentando valores com diferença de uma ordem de grandeza. Embora a amostra apresente cerca de 10% de porosidade, a permeabilidade é muito baixa porque os poros são mal conectados.

A tortuosidade, que corresponde à razão entre o comprimento de uma curva e a distância entre as suas extremidades, tem apresentado um valor não tão distante entre o medido em laboratório e o medido por meio da petrofísica computacional a partir de imagens de microtomografia de raios-x, tendo em vista que valor alto de tortuosidade implica dizer que a amostra apresenta uma baixa conexão do espaço poroso, apresentando desta forma uma baixa permeabilidade.

#### 4. Conclusão

Após análise das propriedades petrofísicas, verificou-se que a medida de porosidade mediante a utilização de simulação numérica apresentou um resultado bem próximo ao medido convencionalmente em laboratório. Isso implica que o subvolume da amostra em estudo foi escolhido de forma correta para o processamento e obtenção das medidas.

Com relação à permeabilidade, houve uma diferença de uma ordem de grandeza entre o resultado medido convencionalmente em permeâmetro a gás, com o resultado medido diretamente no *Avizo Fire 8.1*. Embora a amostra apresente cerca de 10% de porosidade, a permeabilidade é muito baixa porque os poros são mal conectados.

Com relação à tortuosidade, o valor obtido através da petrofísica computacional é próximo do valor medido em laboratório.

A aplicação da simulação numérica para determinação das propriedades petrofísicas em modelos digitais de rochas tem se mostrado bastante promissora, visto que é um método computacional o qual apresenta baixo custo e requer menos tempo para obtenção de resultados petrofísicos quando comparado aos métodos convencionais.

#### Referências

- ABDEL-AAL, R.E. & AL-GARNI, Z. *Forecasting Monthly Electric Energy Consumption in eastern Saudi Arabia using Univariate Time-Series Analysis*. Energy Vol. 22, n.11, p.1059-1069, 1997.
- APOLINÁRIO, F. O.; *Influência da Saturação Fluida nas Propriedades Elásticas de Rochas Carbonáticas*. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2016.
- ARAI, M.; CARVALHO, I. S.; CASSAB, R. C. T. *Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Araripe*. Informativo da Fundação Paleontológica. 2004.

ARGENTA, M. A.; TIAGO, M. B.; MILDRED, B. H. *Metodologia para a obtenção de parâmetros físicos e geométricos do osso trabecular função de imagens de micro tomografia*. XXXI Iberian-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, nov. 2010.

BRITO, I. M. *Chapada do Araripe*. As Bacias Sedimentares do Nordeste do Brasil, 1975.

CABRAL, R. C.; SILVA, J. S. *Simulação da porosidade e permeabilidade em um reservatório de petróleo utilizando pedra pumice*. III Congresso Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (III CONEPETRO) - V Workshop de Engenharia de Petróleo, 2018. Disponível em: <[https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2018/TRABALHO\\_EV104\\_MD4\\_SA99\\_ID\\_353\\_14062018160844.pdf](https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2018/TRABALHO_EV104_MD4_SA99_ID_353_14062018160844.pdf)>. Acesso em: 12 dez. 2020.

CAMPOS, E. F.; LOPES, R. T. *Aplicações da tomografia computadorizada de raios-x na Recuperação de Petróleo*. Laboratório de Tomografia Computadorizada de Raios-x. PETROBRAS/CENPES/PDEP/TR e Laboratório de Instrumentação Nuclear, COPPE/UFRJ, 2002. Disponível em: <[https://www.ipen.br/biblioteca/cd/inac/2002/ENAN/E04/E04\\_130.PDF](https://www.ipen.br/biblioteca/cd/inac/2002/ENAN/E04/E04_130.PDF)>. Acesso em: 12 dez. 2020.

CARMO, D. A.; RAFAEL, R. M. L.; VILHENA, R. M.; TOMASSI, H. Z. *Redescrição de Theriosynoecum Silvai e Darwinula Martinsi, Membro Crato (Formação Santana), Cretáceo Inferior, Bacia do Araripe, NE, Brasil*. Revista Brasileira de Paleontologia, v. 7, n. 2, p. 151-158, 2004. Disponível em: <[https://www.sbpbrasil.org/revista/edicoes/7\\_2/dermered.pdf](https://www.sbpbrasil.org/revista/edicoes/7_2/dermered.pdf)>. Acesso em: 09 jan. 2021.

DANTAS, A. P. T.; VIDAL, A. D.; SOARES, J. A.; L. C. *Medeiros. Petrofísica Computacional Aplicada a Análise da Tortuosidade de Rochas Carbonáticas*. SBGf (Sociedade Brasileira de Geofísica, 2016. Disponível em: <[https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded\\_abstracts/VII\\_SimBGf/Petrof%C3%ADsica%20Computacional%20Aplicada%20a%20Análise%20da%20Tortuosidade%20de%20Rochas%20Carbon%C3%A1ticas.pdf](https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/VII_SimBGf/Petrof%C3%ADsica%20Computacional%20Aplicada%20a%20Análise%20da%20Tortuosidade%20de%20Rochas%20Carbon%C3%A1ticas.pdf)>. Acesso em: 09 jan. 2021.

GOMES, L. G. *Estimativa dos perfis de permeabilidade e de porosidade utilizando rede neural artificial*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Pará – Centro de geociências – curso de pós-graduação em geofísica, Belém, 2002.

HASUI, Y.; CARNEIRO, C. D. R.; ALMEIDA, F. F. M.; BARTORELLI, A. *Geologia do Brasil*. Primeira edição. São Paulo: Beca, p. 510, 2012.

LEAL, F. B. *Avaliação das propriedades elétricas e de molhabilidade de rochas carbonáticas*. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2018.

MARTILL, D. M. *The age of the Cretaceous Santana Formation fossil Konservat Lagerstätte of north-east Brazil: a historical review and an appraisal of the biochronostratigraphic utility of its palaeobiota*, Cretaceous Research, 2007.

MEDEIROS, L. C.; SOARES, J. A.; PORTO, A. L. *Permporosidade computacional de rochas da Bacia do Rio do Peixe*. SBGf (Sociedade Brasileira de Geofísica, 2012. Disponível em: <[https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded\\_abstracts/V\\_SimBGf/Permporosidade%20computacional%20de%20rochas%20da%20Bacia%20do%20Rio%20do%20Peixe.pdf](https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/V_SimBGf/Permporosidade%20computacional%20de%20rochas%20da%20Bacia%20do%20Rio%20do%20Peixe.pdf)>. Acesso em: 09 jan. 2021.

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. *A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas*. Revista Brasileira de Geociências, p. 498-508, set. 2011.

PORTO, A. L. *Estimação de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de raios-x*. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB, 2015.

SENA, M. R. S. *Petrofísica e caracterização mineralógica de rochas carbonáticas do Nordeste Brasileiro*. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, Campina Grande, 2017.

SILVA, G. B.; SOARES, J. A.; ROJAS, L. O. A. *Simulação da onda compressional aplicado em modelos digitais de rochas*. Impactos das tecnologias nas engenharias 3. Ponta Grossa: Atena Editora, 2019. v. 3, p. 131-141. ISBN 978-85-7247-193-0.

STEWART, R. R. *Exploration seismic tomography: Fundamentals*. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, EUA, 1991.

**TIAB, D.; DONALDSON, E. C.** *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Elsevier. Oxford, UK, 2004.

**TUCKER, M. E.** *Sedimentary Petrology: An Introduction to the origin of sedimentary rocks*. Blackwell Publishing, p. 202, 2004.

**VIDAL, F. W. H.; PADILHA, M. W. M.; OLIVEIRA, R. R.** *Aspectos geológicos da Bacia do Araripe e do aproveitamento dos rejeitos da pedra cariri – Ceará*. Vº Simpósio de Rochas Ornamentais do Nordeste, p.31-36, 2005.