



V CONEPETRO

V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

IMPACTO DA RESOLUÇÃO NA APLICAÇÃO DE MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS-X PARA QUANTIFICAÇÃO DA POROSIDADE DE ROCHAS CARBONÁTICAS

José Pedro da Rocha dos Santos¹, Paloma Andrade Rebouças¹, Jair Rodrigues Neyra¹, Daniel Nobre Nunes da Silva¹, Cláudio Regis dos Santos Lucas¹, Pedro Tupã Pandava Aum¹

¹Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo (LCPetro), Campus Salinópolis, Universidade Federal do Pará.
E-mail: jose.santos@salinopolis.ufpa.br

Resumo: Os reservatórios carbonáticos apresentam características petrofísicas complexas, que influenciam diretamente na capacidade de armazenar e produzir hidrocarbonetos. O imageamento por Microtomografia Computadorizada de Raios-X (MicroCT), possibilita visualizar os complexos espaço porosos dessas rochas. Além disso, imagens de maiores resoluções podem ser usadas para a quantificação da porosidade. Contudo, a qualidade do dado obtido e da resolução da imagem tem uma elevada influência na quantificação da porosidade. Logo, este trabalho, tem como objetivo utilizar imagens obtidas por MicroCT em diferentes resoluções, para analisar a estrutura de uma mesma amostra. As amostras derivam-se a partir da extração de uma amostra IL078, de 2,99 polegadas de diâmetro, obtendo-se uma nova subamostra (IL078_1P) de 1,0 polegada de diâmetro. Em seguida, extraiu-se novamente outra subamostra (IL078_MP), de 0,31 polegadas de diâmetro, a partir da amostra anterior. As amostras foram imageadas por MicroCT, tratadas e segmentadas com software para determinação da porosidade. Os resultados mostraram que a porosidade obtida através da técnica de Microtomografia diverge da obtida experimentalmente; sendo notório que a porosidade obtida por MicroCT foi significativamente inferior. Essa divergência ocorre devido a presença de microporos que não são contabilizados em decorrência do limite de detecção da resolução. Além disso, observou-se que a resolução utilizada, na tomada da imagem, implica diretamente na identificação dos poros, uma vez que com uma maior resolução, podemos obter melhores resultados acerca das peculiaridades da amostra, no entanto, baixas resoluções acarretam em perda de informações como, poros interconectados e microporos.

Palavras-chave: Microtomografia computadorizada, Porosidade, Resolução.

1. INTRODUÇÃO

A sedimentologia de carbonatos é composta por um vasto sistema biogeoquímico que se encontra em atuação desde a era Arqueozoica, há cerca de 4 bilhões de anos (Oliveira e Jones, 2015). Logo, os grãos de carbonato são, em grande parte, derivados de produtos biomineralizados de organismos marinhos; ou seja, são produtos de diagênese. Sendo assim, suas propriedades hidráulicas e geoquímicas são influenciadas por esse processo (Hiatt e Pufahl, 2014).

O desafio para caracterização de reservatórios carbonáticos é justamente sua heterogeneidade e complexidade, causadas por processos deposicionais que, por sua vez, influenciam as características desses reservatórios, isso se manifesta na variação dos tipos de porosidade desta rocha (Nascimento *et al.*, 2015). Além disso, devido ao seu processo de diagênese, essas rochas apresentam relações complexas entre porosidade e permeabilidade, o que as torna propícias para a formação de reservatórios, sendo de suma importância para exploração de hidrocarbonetos (Menchick, 2023).

Para a determinação de porosidade, a técnica de porosimetria a gás é eficiente e amplamente utilizada em laboratórios, uma vez que, estudos petrofísicos têm ganhado cada vez mais

expressividade na busca por entendimentos mais claros acerca das características físicas das rochas (Aguiar, 2019) Esta técnica é baseada no princípio da Lei de Boyle, que estabelece que o volume de gás pode variar inversamente com a pressão em condições isotérmicas (Cardoso, 2020).

A aplicação da técnica de MicroCT em estudos geológicos representa um avanço significativo, elevando a qualidade das análises e pesquisas nessa área e proporcionando uma compreensão mais abrangente das propriedades das rochas (Vieira, 2016). A imagem 3D permite não só analisarmos a quantidade de poros, mas também a construção tridimensional da rede de poros, de forma que é possível identificarmos o formato e a conectividade dos poros (Nascimento *et al.*, 2015).

A técnica de MicroCt ou tomografia de alta resolução, destaca-se por ser um método não destrutivo que viabiliza análises de múltiplas seções bidimensionais e a visualização tridimensional, interna da amostra, permitindo uma separação das fases do material, de acordo com a densidade do mesmo (Neto *et al.*, 2011). Os raios X são produzidos pelo emissor de radiação, microfocal, posteriormente são direcionados de forma controlada e focalizada, em seguida incidem sobre a amostra. Nesta interação com a amostra, uma parte desses raios são atenuados de acordo com as propriedades específicas de cada material, enquanto o restante da radiação atravessa a amostra e atinge o detector de cintilação (Clark e Badea, 2014).

A utilização das imagens 3D ou a análise das projeções 2D é amplamente útil no estudo de rochas. Diversas metodologias para análises qualitativas e quantitativas são aplicadas para avaliar os materiais presentes em diversos tipos de amostras e as características do espaço poroso (Machado, 2012). Um desafio, com relação a análise de imagens por MicroCT, é que as análises são dependentes da resolução da imagem. Quanto maior for a resolução (numericamente menor), mais detalhes podem ser resolvidos. No entanto, a análise de porosidade é complexa, pois muitos poros possuem tamanho na ordem de nanômetros, o que está além da capacidade de detecção dos tomógrafos e MicroCTs de bancada (Mantovani, 2013).

O objetivo desse trabalho é analisar como a resolução utilizada na obtenção de imagens de MicroCT afeta a análise de porosidade, comparando os resultados com medidas experimentais. É importante destacar que a metodologia adotada envolve mais do que apenas distanciar ou aproximar a imagem da fonte, ela também inclui cortar as amostras em pedaços menores para permitir uma maior aproximação da amostra à fonte. Este processo implica no reajuste dos parâmetros de aquisição.

2. METODOLOGIA

As medidas experimentais de porosidade foram determinadas, em triplicata, através do porosímetro a gás (*DCI Test System*), cuja foto é apresentada na Figura 1 (a) e a interface na Figura 1 (b).

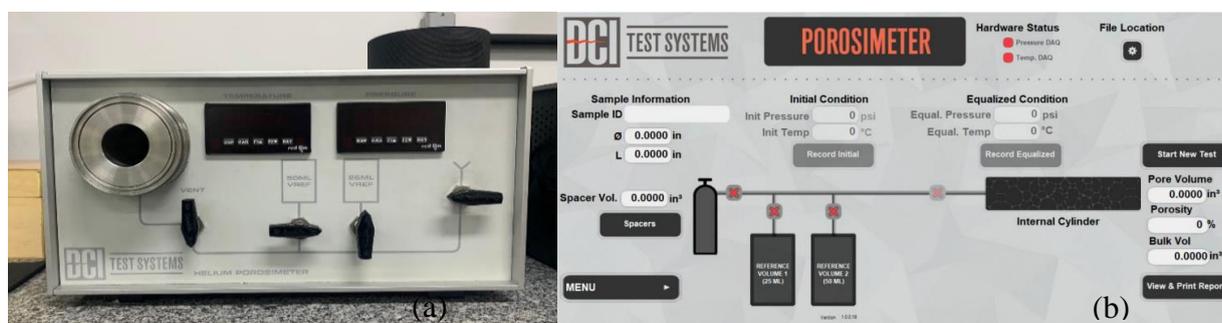


Figura 1: Porosímetro a Gás (a) e seu Software (b)

Para o desenvolvimento do trabalho, utilizou-se uma amostra de rocha carbonática da



formação *Indiana Limestone*, identificada com o código IL078, possuindo dimensões de 2,99 in (7,59 cm) de diâmetro e 3,90 in (9,90 cm) de comprimento, obtida através da empresa Kocurek Industries Inc. Para esta amostra, foi-se informado, também pelo fabricante, uma permeabilidade de 2-4 mD.

Dessa forma, foi extraído um plugue denominado como IL078_1P, com 1 in (2,54 cm) de diâmetro e 0,87 in (2,21 cm) de comprimento. Esta amostra também foi submetida a porosimetria. Em seguida, foi realizada uma nova extração, com dimensões de 0,31 in (0,7874 cm) de diâmetro e 0,87 in (2,21 cm) de comprimento, denominada de IL078_MP, conforme ilustrado na Figura 2.

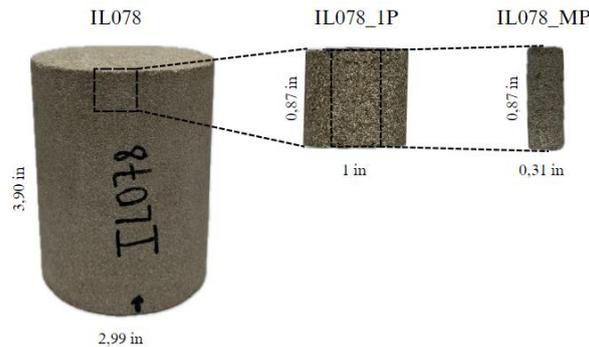


Figura 2: Esquema da extração dos plugues.

A porosidade da amostra IL078_MP não pôde ser medida no porosímetro, devido a incompatibilidade das medidas com o equipamento. De forma que a porosidade foi obtida através da diferença de massa anotada no processo de saturação, submetida por 8 horas em dessecador a vácuo. Para o cálculo da porosidade ϕ , utilizou-se a Equação 1, onde m_{seca} é a massa da amostra seca, m_{final} é a massa da amostra após a saturação, $\rho_{\text{água}}$ é a densidade da água, e $V_{aparente}$ é o volume aparente da amostra.

$$\phi = \frac{m_{final} - m_{seca}}{\rho_{\text{água}} \cdot V_{aparente}} \quad (1)$$

Para obtenção das imagens de MicroCT, utilizou-se o microtomógrafo Phoenix v|tomex|s 240, da empresa GE, conforme a Figura 3 (a). O equipamento possibilita uma tensão máxima de até 240 kW e máxima resolução de voxel de até 2 μm . Para o imageamento, a amostra foi inserida manualmente no CNC (*computerised numerical control*), de modo que estivesse posicionada frente ao tubo de raio X, permitindo que os raios penetrem na área desejada e incidam no detector, conforme a Figura 3 (b). Nesse processo de imageamento, a amostra é rotacionada em 360° para permitir que os feixes atinjam várias posições angulares.

A Tabela 1, apresenta os parâmetros de imageamento utilizados para cada uma das amostras, denominadas IL078 (2,99 in de diâmetro), IL078_1P (1 in de diâmetro) e IL078_MP (0,39 in de diâmetro). Vale ressaltar que todas as amostras apresentam diferentes resoluções e parâmetros de aquisição, devido suas diferentes dimensões.



V CONEPETRO

V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Figura 3: Microtomógrafo Phoenix v|tomex|s (a) e esquema de como a amostra foi inserida para o imageamento (b).

Tabela 1: Parâmetros de aquisição de imagem

Amostra	Voltagem (kV)	Corrente (μ A)	Tempo de exposição (ms)	Nº de imagens	Resolução (μ m)	Tempo de Duração
IL078	170	170	200	2800	42	01h 20min
IL078_1P	110	130	200	2700	14	41min
IL078_MP	90	60	200	1900	7	33min

Para reconstrução dos projetos após o processo de imageamento, utilizou-se o software *Datos/x*, capaz de gerar um modelo de volume 3D a partir das projeções obtidas em diferentes posições angulares das amostras. Além disso, foram utilizadas as funções de *scan/optmizer*, para correção de imagem e redução de ruídos, e *Bhc+*, módulo para correção de endurecimento de feixe, para diminuição de artefatos de endurecimento de feixe. Posteriormente, o software *VGStudio Max 3.3*, da empresa *Volume Graphics*, foi utilizado para análises iniciais, alinhamento das amostras, ajuste de contraste dos tons de cinza e geração de imagens 2D e 3D.

Para o processo de geração de dados das amostras, utilizou-se o software *Avizo*, da *Thermo Scientific*, a partir dos volumes obtidos na reconstrução em 8bit de processamento. Empregou-se o módulo de *Edit New Label Field* para uma segmentação binária da matriz e dos poros, apresentando valores de threshold diferentes para as três amostras, sendo 96, 86 e 46, em um range de 0 a 255. Após o processo de segmentação, utilizou-se a função de *Label Analysis* para quantificação de dados de volume de poro.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As imagens 3D obtidas por MicroCT, podem ser observadas na figura 4. Onde as regiões em azul, representam as áreas de maior porosidade das amostras. Deste modo, pode-se observar que à medida que a resolução aumenta, tem-se uma visualização tridimensional de poros que não seriam captados em resolução menor.

São apresentadas na figura 5, imagens bidimensionais (*slices*) das amostras IL078, IL078_1P e IL078_MP, respectivamente. Nestes *slices*, cada elemento (pixel) se apresentará com um tom de cinza correspondente à sua densidade. De acordo com a Escala de Hounsfield (Nóbrega, 2014), materiais com altas densidades apresentam contraste mais claro, enquanto os menos densos, demonstram contraste mais escuro. Nos *slices* apresentados, a região em preto (background) significa o ar, a região em cinza denota a matriz carbonática da amostra *Indiana Limestone*. Também se observa



que não podem ser vistos os poros com detalhes, devido ao tamanho de poros serem pequenos e quando visualizados em imagens de baixa resolução (42 μ m) eles parecem estar mais homogêneo do que de fato é (7 μ m). Além disso trata-se de uma amostra com baixa permeabilidade (2-4 mD), que normalmente possuem poros menores.

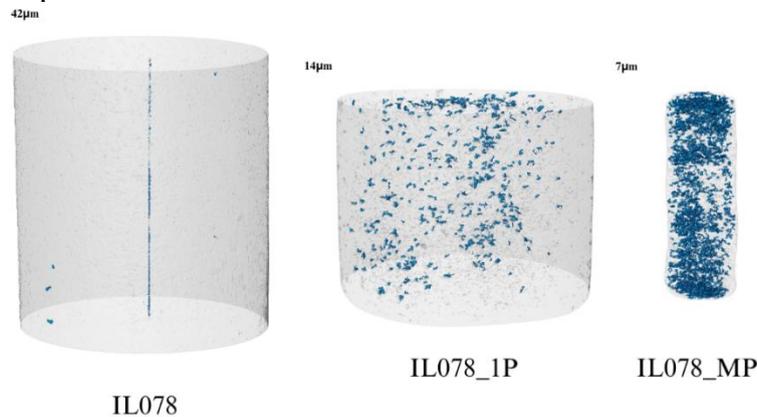


Figura 4: Imagens 3D da estrutura porosa das amostras.

Na resolução de 14 μ m, mais detalhes da estrutura porosa são observáveis. Contudo, como esperado, a imagem com 7 μ m apresenta um maior detalhamento dos poros. Observa-se uma textura complexa, com áreas de porosidade variada e distribuídas de maneira heterogênea. Destacam-se grãos minerais subesféricos a subelípticos (provavelmente oólitos) (Scholle e Ulmer-Scholle, 2003), dispersos em uma matriz homogênea de granulação fina. Alguns grãos apresentam estrutura concêntrica observável. Os poros são visíveis em diferentes tamanhos. O arcabouço da rocha, por sua vez, é suportado pelos grãos e apresenta coloração que varia entre tons de cinza, indicando diferentes densidades e composições minerais.

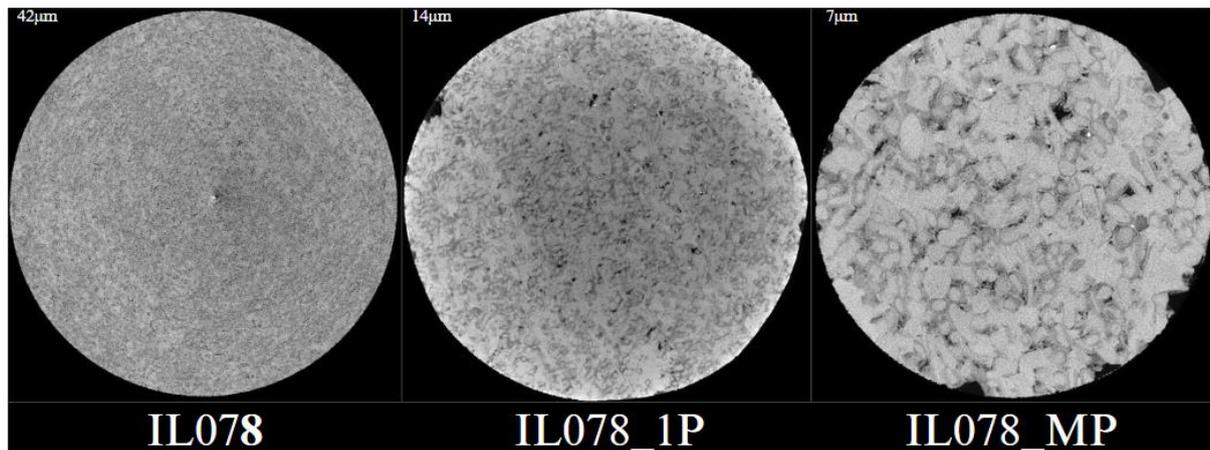


Figura 5: Slices do topo das amostras.

Assim, para se obter uma comparação mais coerente, extraiu-se os subvolumes das amostras IL078 e IL078_1P do mesmo tamanho da amostra IL078_MP. O resultado deste processo é apresentado na Figura 6. As imagens foram alinhadas de forma a identificarmos um elemento em comum da estrutura porosa, e assim poder ser comparadas na mesma posição.

Deste modo, pode-se observar claramente, que a resolução altera severamente a qualidade da imagem e a detecção de poros. Na resolução de 42 μ m (IL078), poucos detalhes do sistema poros podem ser observados, no entanto, a mesma permite a visualização de vugs, wormholes e caminhos preferenciais por estratigrafia da amostra. Na imagem de 14 μ m (IL078_1P), os grãos passam a ser



visíveis, onde pode-se perceber poros e seus formatos, grãos e regiões de cimentação. Contudo os detalhes próximos aos grãos e poros ainda aparecem foscos. Na imagem de 7 μm (IL78_MP), observa-se com maior clareza os poros e a matriz. Sendo possível a visualização com maior detalhamento as regiões de borda dos grãos e espaços vazios. Evidencia-se que a resolução de 7 μm permite observar poros e detalhes que não podem ser capturados em resoluções inferiores. Estes resultados, mostram claramente que a resolução irá afetar diretamente a quantidade de poros perceptíveis e os detalhes do sistema poroso em estudo.

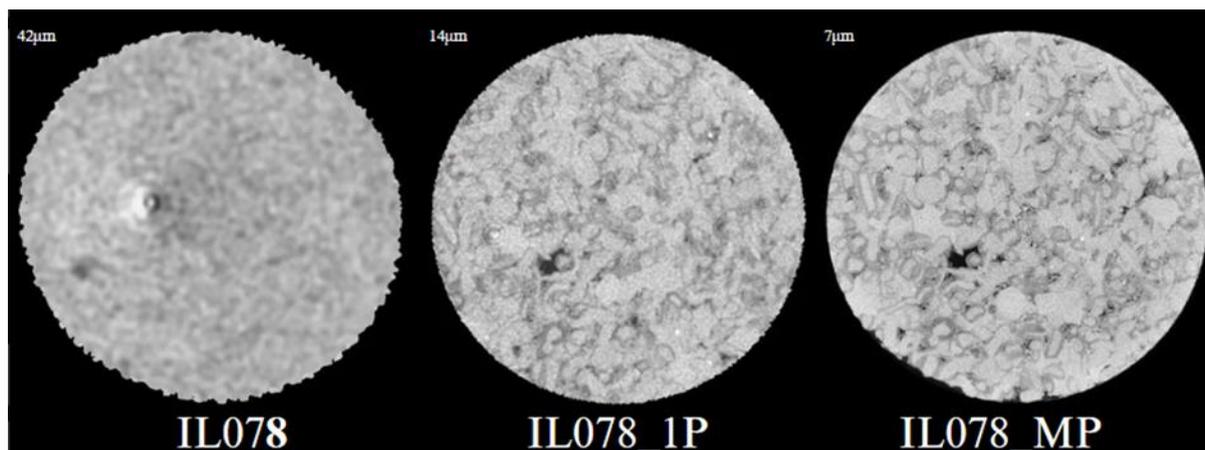


Figura 6: Regiões de subvolume em comparação a maior resolução.

A Tabela 2, mostra os resultados de porosidade obtidos experimentalmente e através da análise das imagens de MicroCT. Logo, pode-se observar que os valores de porosidade são consideravelmente menores para as amostras menores. Visto que, o cálculo da porosidade nas amostras IL078 e IL078_1P foram realizadas no mesmo equipamento e com a mesma técnica. A explicação nesta divergência pode estar associada aos erros experimentais em se trabalhar com diferentes tamanhos de amostras. Contudo, no caso da IL078_MP, devido a porosidade experimental ser calculada por saturação, a diferença pode ter sido mais acentuada, uma vez que a água possui maior resistência para acessar os poros da rocha.

Outra explicação para esta diferença, pode estar relacionada ao subvolume específico que foi retirado, que pode não ter alcançado o REV (*representative elementary volume*) para a amostra. O REV representa o volume mínimo de uma amostra para que ela represente as propriedades do todo (Borges, 2018). Assim, o subvolume escolhido, pode de fato ser uma parte que possui menor porosidade.

Tabela 2: Dados comparativos das porosidades obtidas.

Amostra	Porosidade	
	Experimental	MicroCT
IL078	15,27%	0,29%
IL078_1P	9,50%	1,47%
IL078_MP	2,04%	1,99%

Um outro ponto interessante, é identificar que as porosidades obtidas pelas imagens de MicroCT são menores que as porosidades calculadas experimentalmente. Este resultado está de acordo com o observado por De Gaspari *et al.* (2004), que mostrou que devido as imagens de MicroCT não possuírem resoluções suficientes para detecção dos menores tamanhos de poros, os resultados quantitativos serão mais baixos que os valores observados por técnicas experimentais.



Ao analisar os resultados apresentados na Tabela 2, percebe-se que a presença de uma correlação inversa, onde, experimentalmente, quanto menor a amostra mais difícil parece ser a quantificação da porosidade experimental, enquanto na imagem, amostras menores apresentam valores mais coerentes de porosidade.

4. CONCLUSÕES

Neste trabalho, analisou-se o cálculo de porosidade através da utilização de imagens de MicroCT em diferentes resoluções. Sendo possível observar que a resolução afeta diretamente a qualidade da visualização dos elementos da estrutura porosa da amostra.

Observou-se também que resoluções maiores, como a de 7 μm , revelam detalhes de porosidade e texturas minerais que não são visíveis em resoluções menores, como 42 μm . A comparação, entre os resultados experimentais e os obtidos por MicroCT, indica que as imagens de MicroCT, mesmo na resolução máxima analisada (7 μm), tendem a subestimar a porosidade quando comparadas com medidas experimentais. Isso é uma consequência da limitação da resolução em capturar poros de tamanho abaixo do detectável na respectiva resolução.

Foi identificada uma correlação inversa entre o tamanho da amostra e a porosidade medida. Por exemplo, a amostra IL078_MP, que é menor, apresentou uma porosidade de 1,99% por MicroCT, mais próxima ao valor experimental, que foi de 2,04%, sugerindo uma maior precisão em amostras reduzidas. A variação nos resultados de porosidade indica a complexidade da análise e a necessidade de técnicas mais refinadas para medições precisas. Além disso, pode-se perceber que a porosidade obtida pelo MicroCT deve ser utilizada de forma cuidadosa, e comparações entre as medidas podem ser realizadas, desde que sejam mantidas as resoluções entre as comparações. Alterar a resolução afeta o cálculo da porosidade através da imagem.

Os resultados apresentados aqui, são de suma importância para caracterização e visualização da amostra, visto que resoluções menores impossibilitam dados qualitativos e quantitativos mais precisos. No entanto, apontam para a necessidade de trabalhos futuros, destacando, por exemplo, a necessidade de comparação experimental das amostras utilizando a mesma técnica de medição de porosidade, assim como o desenvolvimento de técnicas ou de protocolos otimizados para o processo de detecção de poros.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao LCPetro (Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo) e ao Campus de Salinópolis da UFPA pela infraestrutura. Pelos apoios financeiros da TotalEnergies e Petrobras.

6. REFERÊNCIAS

AGUIAR, R. S. **Aspectos petrofísicos de sedimentos de dunas na região de Natal-RN**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

BORGES, J. A.; Pires, L. F.; Cássaro, F. A.; Roque, W. L.; Heck, R. J.; Rosa, J. A.; Wolf, F. G. Análise por microtomografia de raios X do volume elementar representativo (REV) das propriedades morfológicas e geométricas do solo. **Pesquisa de Solos e Plantio Direto**, v. 182, p. 112-122, 2018.

CARDOSO, V. G. **Um método eficiente para extração de propriedades de porosidade de rochas carbonáticas em imagens microtomográficas**. 2020. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco.



V CONEPETRO
V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

CLARK, D. P.; BADEA, C. T. **Micro-CT of rodents: state-of-the-art and future perspectives**. *Physica medica*, v. 30, n. 6, p. 619-634, 2014.

DE GASPARI, H. C.; FERNANDES, C. P.; PHILIPPI, P. C.; RODRIGUES, C. R. **Determinação computacional da permeabilidade de rochas reservatório**. 2004

HIATT, E. E.; PUFAHL, P. K. Cathodoluminescence petrography of carbonate rocks: a review of applications for understanding diagenesis, reservoir quality and pore system evolution. **Short Course**, 45, 75-96, 2014.

MACHADO, A. C. **ESTUDO DE PARÂMETROS MICROESTRUTURAIIS DE ROCHAS-RESERVATÓRIO PARA DIFERENTES RESOLUÇÕES UTILIZANDO MICROTOMOGRÁFIA COMPUTADORIZADA 3D**. 2012. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MANTOVANI, I. F. **Microtomografia e nanotomografia de raios X aplicada à caracterização multiescalar de sistemas porosos carbonáticos**. 2013.

MENCHICK, J. V. F. **Diagênese e evolução da porosidade de reservatórios carbonáticos albianos da Bacia de Campos**. 2023.

NASCIMENTO, J. B. D. S.; SOARES, J. A.; MEDEIROS, L. C.; RAPOSO, G.; DIAS, C. H. Petrofísica Computacional aplicada à caracterização dos tipos de porosidade em rochas carbonáticas. In: **14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 3-6 August 2015**. Brazilian Geophysical Society, 2015. p. 656-659.

NETO, J.; FIORI, A. P.; LOPES, A. P.; MARCHESI, C.; PINTO-COELHO, C. V.; VASCONCELLOS, E. M. G.; SECCHI, R. A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. **Brazilian Journal of Geology**, v.41, p. 498-508. 2011.

NÓBREGA, A. I. **Técnicas de imagem por tomografia computadorizada**. 2014

OLIVEIRA, A. P.; JONES, B. **Origem das rochas sedimentares carbonáticas**. John Wiley e Filhos, 2015.

SCHOLLE, P. A.; ULMER-SCHOLLE, D. S. **A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis**. AAPG Memoir 77 - Published by **The American Association of Petroleum Geologists**. Tulsa, Oklahoma, USA. 2003.

VIEIRA, L. D. **Caracterização dos tipos de porosidade em rochas vulcânicas da Formação Serra Geral por Microtomografia de Raios X de radiação síncrotron**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Santa Catarina. 2016.