

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MÉTODOS DE CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA CONVENCIONAL E COMPUTACIONAL EM PADRÕES INTERNACIONAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES

Leyllanne Renalle Batista de Almeida¹; José Agnelo Soares¹; Fabrício Pereira Feitoza da Silva²
Louis Dostoievsky Gomes Tabosa³; Marianna Dantas

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia –
leylla_almeida@hotmail.com; agnelosoares@gmail.com

² Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Ciências e Tecnologia –
fabriciopfsilva@gmail.com

³ Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências e Engenharias –
louis.tabosa@gmail.com

⁴ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
marianna_dds@hotmail.com

RESUMO

Neste trabalho foi realizada a caracterização petrofísica, de forma convencional e computacional, de amostras de rochas sedimentares provenientes de formações estadunidenses. Os ensaios convencionais foram realizados no LabPetro da UFCG e para os computacionais as amostras foram submetidas a ensaios de microtomografia de raios X na UFSC. A partir dos tomogramas, foi reproduzida a estrutura tridimensional destas amostras, em seguida, caracterizou-se o espaço interno destas rochas em escala micrométrica, utilizando o software Avizo Fire. A partir do modelo computacional da rocha, gerado pela integração de várias imagens, a porosidade foi quantificada e comparada com os dados obtidos utilizando-se o método convencional. Da mesma forma, fez-se a simulação da permeabilidade, para comparar com os valores laboratoriais obtidos. As amostras estudadas neste trabalho apresentaram valores de porosidade convencional em torno de 15 e 27 %, e computacional 10 e 39%. A porosidade computacional apresentou-se inferior aquela obtida no ensaio convencional, para os arenitos. Já para os carbonatos ocorreu o inverso, provavelmente devido à elevada microporosidade, que não é quantificada na escala de bancada. Apesar de se mostrarem diferentes, as medidas convencionais e computacionais, seguiram a mesma ordem de valores para ambas as litologias. A permeabilidade, apesar de mais elevada no método computacional, manteve também, para a maioria das amostras, a mesma ordem de valores do método convencional. A maior quantidade de microporosidade nas amostras de calcário está associada à presença de matéria orgânica. Desta forma, os métodos de caracterização petrofísica convencional e computacional se mostraram complementares.

Palavras-chave: Rochas Sedimentares; Petrofísica; MicroCT.

1. INTRODUÇÃO

A petrofísica é uma técnica importante para a caracterização de reservatórios de

petróleo. A partir desta técnica pode-se obter dados importantes relacionados ao meio poroso, principalmente no que diz respeito à capacidade de acumulação e fluxo de fluidos.

Além das técnicas convencionais conhecidas, outra técnica de caracterização petrofísica que vem ganhando destaque é a petrofísica computacional. Nesta técnica são utilizadas centenas ou milhares de imagens de microtomografia de raios x (microCT) para a construção de amostras virtuais de rocha.

A microCT é uma técnica não-destrutiva que baseia-se na diferença de densidade de um determinado material. Ela permite a visualização tridimensional a partir de radiografias obtidas pela atenuação de raios X de um corpo, durante a rotação em volta de um eixo central. O corpo tridimensional é reconstruído a partir da integração de inúmeras imagens bidimensionais perpendiculares ao eixo de rotação e permite analisar através de softwares específicos, algumas propriedades físicas das rochas.

Porto (2015), Vidal (2015) e Nascimento (2015), realizaram estudos utilizando esta técnica de microtomografia de raios X para quantificação do espaço poroso em rochas sedimentares. Os autores mostraram a eficácia do método quando comparado aos resultados obtidos de forma convencional e a importância do tipo de porosidade nesta análise, principalmente no estudo das rochas carbonáticas.

Na avaliação de reservatórios, o estudo de análogos é uma técnica bastante

aplicada, sendo de fundamental importância na compreensão do comportamento destes e, por conseguinte, na minimização de riscos que envolvem a exploração e produção de hidrocarbonetos (Lira, 2004). Por esse motivo o estudo em rochas aflorantes torna-se cada vez mais explorado.

A Figura 1 mostra o mapa de localização geográfica das amostras estudadas neste trabalho.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo realizar a caracterização petrofísica de amostras de rochas consideradas padrões internacionais, provenientes de formações dos Estados Unidos, análogas a reservatórios conhecidos. As mesmas foram disponibilizadas pelo Cenpes para o Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande em um programa de testes interlaboratoriais. Esta caracterização será realizada utilizando tanto o método convencional, quanto o computacional, com o objetivo de comparar os resultados obtidos. As propriedades petrofísicas estudadas foram a porosidade e a permeabilidade.

2. METODOLOGIA

Foram utilizados neste trabalho seis amostras de rochas sedimentares provenientes de formações dos Estados Unidos. Destas, três são carbonáticas (calcários e dolomita) e as outras três são arenitos. O Quadro 1 exibe a nomenclatura das amostras, a formação e sua respectiva litologia. Todas as amostras apresentam comprimento aproximado de 1,5 polegadas de diâmetro e 5 centímetros de comprimento.

Quadro 1: Nomenclatura das amostras, litologia e formação geológica de onde foram extraídas.

AMOSTRA	LITOLÓGIA	FORMAÇÃO
CGS-015	Arenito	Mesaverde
PSS-002	Arenito	Edwards Plateau
SCS-001	Arenito	Ohio
IL3-020	Calcário	Bedford
AC-012	Calcário	Edwards Plateau
SD-012	Dolomito	Thorton

Os plugues foram submetidos a ensaios laboratoriais para obter a porosidade e a permeabilidade e posteriormente foram realizados os mesmos ensaios pelo método computacional utilizando imagens de microtomografia de raios X.

Para os ensaios convencionais utilizou-se o equipamento Ultra Poro/Perm 500 (Figura 2). Inicialmente, mediu-se a porosidade, foi utilizado o copo matriz para medir o volume de grãos do plugue. A diferença entre o volume de grãos e o volume total consiste no volume de vazios da amostra. A porosidade é determinada pela razão entre o volume de vazios e o volume total.

O ensaio de permeabilidade é realizado utilizando o mesmo equipamento, porém ao invés do copo matriz, é utilizado o *coreholder*. Em sua parte interna existe um tubo de borracha, no qual a amostra é colocada, limitando-se por dois êmbolos de aço móveis e adaptáveis ao comprimento da amostra. Há uma bomba hidráulica a óleo conectada a um vaso de pressão, onde o tubo de borracha está inserido. Este permeâmetro a gás nitrogênio trabalha obedecendo a lei de Darcy de modo que, para fazer o cálculo da permeabilidade, utiliza-se da expressão [1].

$$K = \frac{2000 P_1 \mu Q_1 L}{(P_1^2 - P_2^2) A} \quad [1]$$

Onde:

K = Permeabilidade absoluta (mD)

μ = Viscosidade do nitrogênio (cP)

Q_1 = Taxa de fluxo (cm³/s) na pressão de injeção

A = Área da seção transversal da amostra (cm²)

P_1 = Pressão de injeção (atm)

P_2 = Pressão de saída (atm)



L = comprimento da amostra (cm)

A pressão confinante utilizada para a realização dos ensaios de permeabilidade foi de 500 psi.

Figura 2: Equipamento Ultra Poro/Perm 500 utilizado para a realização do ensaio de densidade de grãos e porosidade.

Após a realização dos ensaios convencionais foram cortados discos a partir destes plugues e enviados para aquisição de imagens de microCT, necessárias para a realização dos ensaios computacionais.

Os tomogramas foram adquiridos pelo equipamento XRADIA, modelo Versa XRM 500 do Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina, através de convênio UFCG/Petrobras, com a finalidade de realizar imageamento de altíssima resolução. As imagens microtomográficas

foram utilizadas na geração de modelos computacionais 3D com segmentação das fases constituintes (identificação e quantificação do espaço poroso e dos grãos minerais) no software Avizo Fire. As subamostras imageadas possuem forma cilíndrica, com diâmetro de aproximadamente 2 mm. Um exemplo de subamostra é apresentado na Figura 3. As análises são baseadas no nível de tom de cinza característico de cada fase, podendo variar do nível zero, menos denso, ao nível 255, mais denso. Este é um critério visual de identificação das fases constituintes.

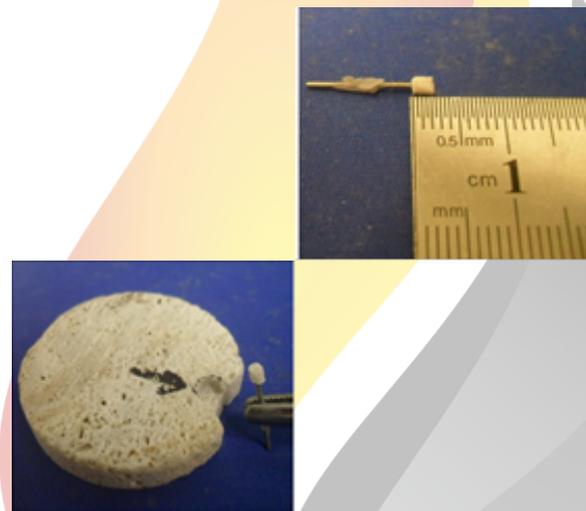


Figura 3: Extração de subamostra para aquisição das imagens de microCT.

No programa Avizo Fire para o cálculo de microporosidade, aplica-se o comando *Interactive-Thresholding*, com a finalidade de segmentar a imagem, obtendo uma imagem representativa da fase porosa e outra referente à fase intermediária (microporos). A

ferramenta *Arithmetic* é aplicada extraíndo-se como resultado uma imagem representativa da microporosidade. Aplica-se o comando *Global Analysis* sobre o resultado da fase anterior, o qual fornece uma tabela com valores médios de microporosidade nas imagens. A partir da contagem de pixels obtidos, através da ferramenta *Material Statistics*, pode-se obter a microporosidade pela razão entre o produto da fração volumétrica da fase intermediária e a microporosidade média sobre o volume total. Para simulação da permeabilidade o procedimento inicial é o mesmo, porém desta vez, além do subvolume utilizado para calcular as outras propriedades, este subvolume é dividido em 4 partes iguais, para facilitar a simulação. Aplica-se para cada subvolume a ferramenta *Multi-Thresholding*, com o objetivo de separar o que é poro da matriz e no resultado gerado é aplicada a ferramenta *Absolute Permeability Experiment Simulation*. Por fim, é calculada a média dos valores obtidos para todas as 4 regiões e tem-se assim, o valor médio da permeabilidade para a amostra analisada.

Os modelos em 3D de conectividade de poros foi contruído utilizando o mesmo subvolume, e nele aplicou-se a ferramenta *Interactive Thresholding* para segmentar a fase macroporosa das imagens. A ferramenta *Label Analysis* foi utilizada para identificar a conexão dos poros e separa-los em cores

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 1 apresenta os valores de porosidade medidos de forma convencional e computacional e a análise qualitativa da conectividade dos poros. A porosidade computacional pode ser subdivida em macroporosidade e microporosidade. Na comparação entre as propriedades medidas pelos dois métodos deve-se lembrar que as rochas são sempre materiais heterogêneos e que as dimensões das amostras são bastante diferentes. Nesta tabela observam-se ainda os valores de permeabilidade medidos utilizando os dois métodos.

A Figura 4 mostra a relação entre a porosidade computacional e convencional, para as amostras estudadas. A partir do gráfico pode-se observar que o comportamento desta propriedade ocorre de acordo com a litologia. As amostras de arenito (SCS, PSS e CGS) apresentaram valores de porosidade convencional superiores aos computacionais. Entretanto, mesmo apresentando valores

diferentes, a porosidade obtida pelos dois métodos segue o mesmo comportamento, ou seja, a amostra de menor porosidade convencional apresenta o menor valor de porosidade computacional e assim segue a mesma ordem para todas as amostras de arenito.

Para as amostras de rochas carbonáticas ocorre o inverso, a porosidade computacional é superior à convencional. Nesta litologia a macroporosidade medida por microCT se aproxima da porosidade convencional, havendo portanto uma indicação de que a diferença nos valores de porosidade medidas pelos dois métodos se dá essencialmente devido à microporosidade. A amostra de dolomito (SD) apresenta porosidade convencional semelhante à computacional, pois apresenta a menor quantidade de microporos. Já as amostras de calcário possuem alta microporosidade, principalmente a amostra AC-012, devido ao alto teor de matéria orgânica (visualizadas através das imagens de microCT) que dão origem aos microporos nas estruturas orgânicas. Os valores de porosidade seguem a mesma tendência, as amostras de maior porosidade convencional, se mantêm com maior porosidade computacional, como ocorre para os arenitos.

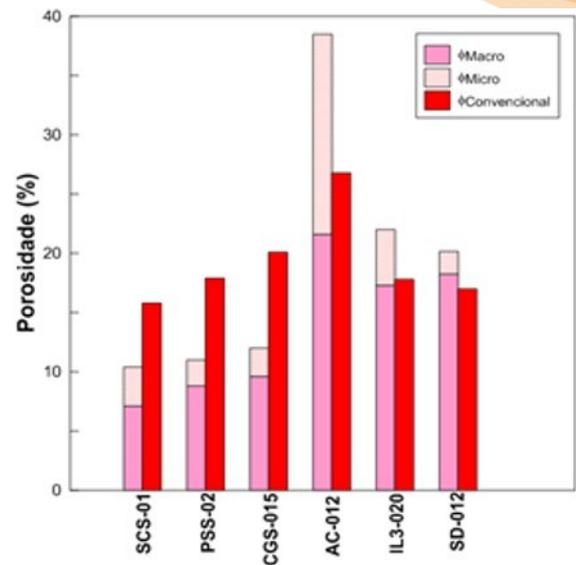


Figura 4: Distribuição da porosidade convencional e computacional (macro e microporosidade) para cada amostra estudada.

O gráfico da Figura 5 exibe a relação entre a permeabilidade medida pelos dois métodos. Observa-se que a permeabilidade computacional é sempre superior à convencional. Provavelmente isto se deve à diferença de escala em que a permeabilidade é analisada. Apesar de apresentarem valores distintos, nota-se que tanto para os arenitos, quanto para os calcários, a relação de maior e menor permeabilidade permanece a mesma para os dois métodos.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

rede de poros existem diversas cores, os poros que apresentam a mesma cor, estão conectados. De acordo com Ji et al (2012), os comportamentos mecânicos e de transporte de uma rocha são sensivelmente dependentes de sua geometria dos poros. Por isso, é de fundamental importância na física de rochas para caracterizar o espaço poroso e seus atributos geométricos, incluindo o tamanho dos poros, forma, tortuosidade e conectividade.

Tabela 1: Valores de porosidade obtidos pelos métodos convencional e computacional.

Com os resultados qualitativos de conectividade, que é realizado analisando a ligação da rede tridimensional de poros, observamos que, as amostras de rocha carbonática apresentaram, em geral, alta conectividade, tanto na macro, quanto na micro conectividade. Principalmente para os calcários, que apresentam bastante matéria orgânica, como visto na Figura 6, que é responsável pela alta microporosidade. Já a dolomita SD, apresenta conectividade inferior aos calcários anteriormente citados. Já os arenitos apresentaram a macroconectividade seguindo a mesma sequência de permeabilidade, ou seja, para os maiores valores de permeabilidade, maior o grau de conexão dos poros. Esta relação pode ser observada nas Figuras 7 e 8.



www.conepetro.com
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

A Figura 6 exibe um slice de cada amostra de calcário estudada. Pode-se observar nestes slices a presença de matéria orgânica nestas amostras.

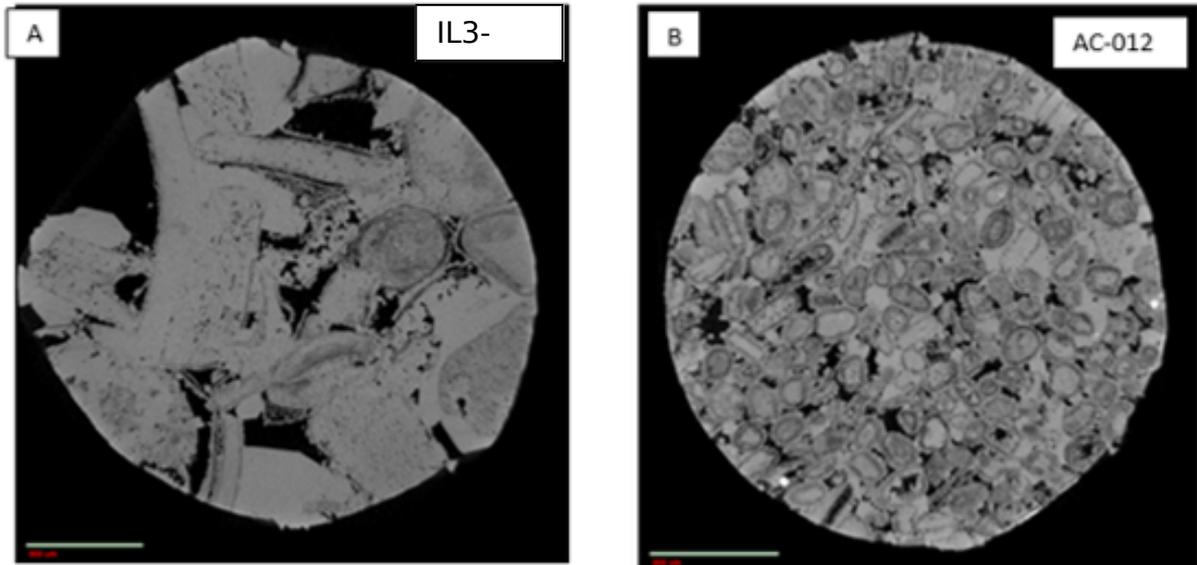
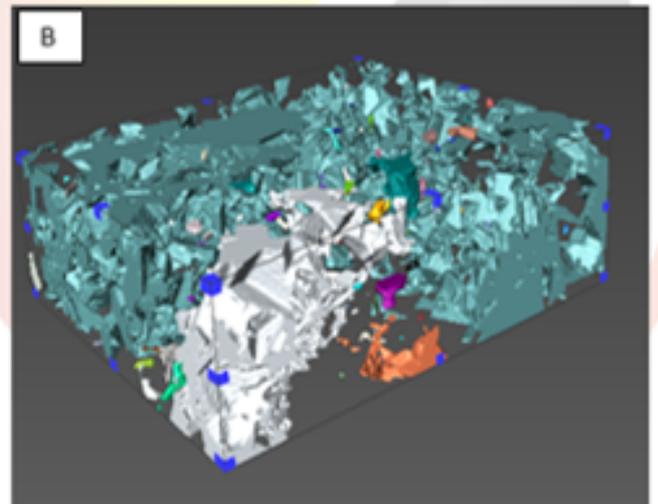
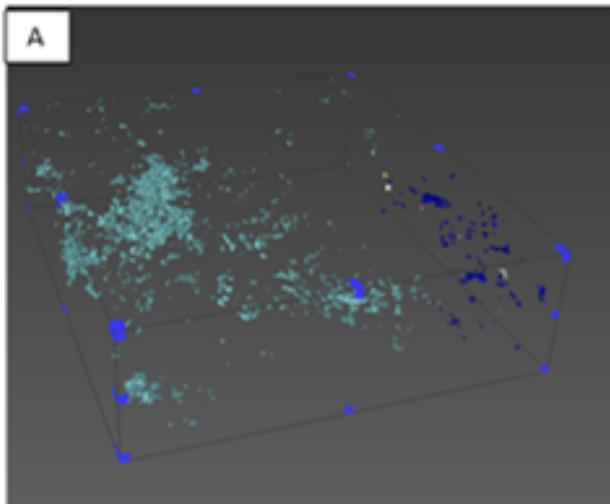


Figura 6 : Visualização de um slice das subamostras: (A) IL03-020 e (B) AC-012



www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

Figura 7 : Visualização da conectividade dos poros da amostra SD-12: (A) Conectividade da microporosidade (B) Conectividade da macroporosidade.

Figura 6 : Visualização de um slice dos calcários estudados neste trabalho: (A) IL3-020 e (B) AC-012.

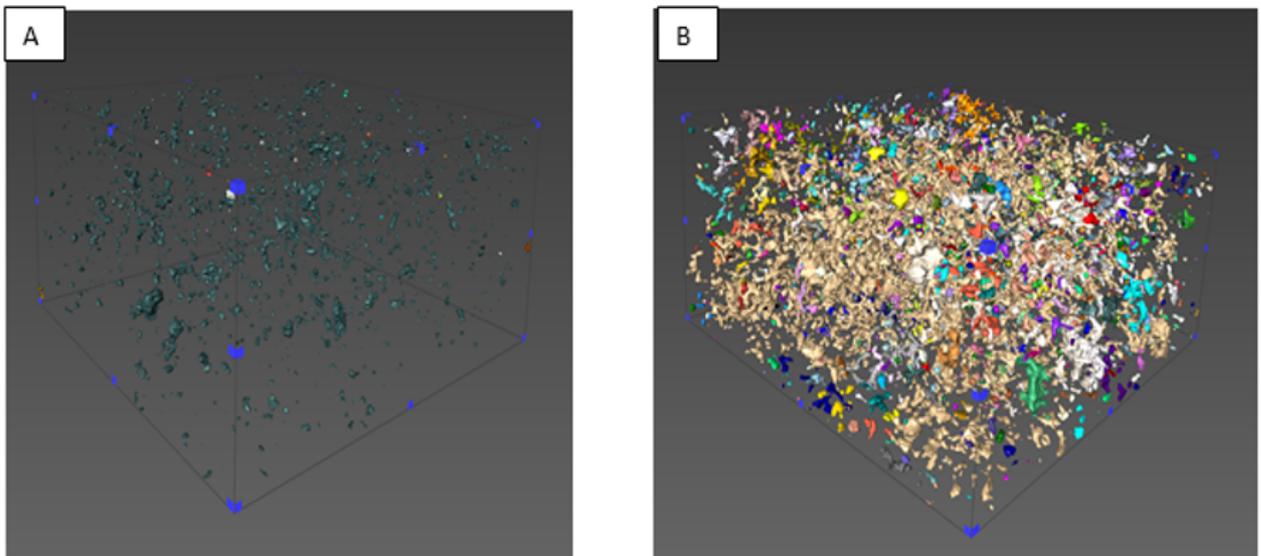


Figura 8 : Visualização da conectividade dos poros da amostra SCS-01: (A) Conectividade da microporosidade (B) Conectividade da macroporosidade.

4. CONCLUSÕES

As amostras estudadas neste trabalho apresentaram valores de porosidade convencional em torno de 15 e 27%, e computacional entre 10 e 39%. Os arenitos apresentaram porosidade convencional sempre superior à computacional. Já os carbonatos se comportaram de forma contrária. No caso das amostras carbonáticas a microporosidade parece controlar a diferença da porosidade computacional com relação à convencional.

A matéria orgânica presente nas amostras de calcário é responsável pela alta microporosidade, em maior quantidade na amostra AC.

Os valores de porosidade computacional e convencional seguem a mesma ordem para as amostras estudadas, tanto para os arenitos quanto para os carbonatos.

A permeabilidade computacional, embora apresente valores superiores à convencional, também seguem a mesma ordem de valores. A diferença de valores entre os dois métodos deve estar relacionada à diferença de escala na análise e à heterogeneidade das amostras.

Para o conjunto de amostras estudados neste trabalho, as rochas carbonáticas, principalmente os calcários, apresentaram maior conexão entre os poros, tanto na

macroconectividade quanto na micro conectividade. Já as amostras de arenito, apresentaram macroconectividade conforme sua permeabilidade, para maiores valores de permeabilidade, maior foi o grau de conexão entre os poros.

Estes resultados mostram que os dois métodos de análise são complementares, especialmente no tocante à análise da microporosidade, especialmente em rochas carbonáticas. Adicionalmente, outras propriedades das rochas podem ser avaliadas através de simulações numéricas realizadas em modelos digitais de rochas construídos a partir de imagens de microCT.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao convênio firmado entre a PETROBRAS e a Universidade Federal de Campina Grande, através da Rede Carmod, que permitiu a realização deste trabalho e ao Cenpes pelas amostras disponibilizadas.

Ao Laboratório de Cimentos (LabCim) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, por disponibilizar o equipamento para realização dos ensaios convencionais de permeabilidade.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Tese/dissertação:

LIRA, A.R.M. 2004. *Caracterização em multiescala de análogos de reservatórios da formação Maceió (aptiano da Bacia de Alagoas), nas regiões de Japaratinga e Morros de Camaragibe – AL*. Tese de doutorado. Programa de pós-graduação em geociências. Universidade Federal de Pernambuco.

NASCIMENTO, J.B.S. 2015. *Investigação dos tipos de porosidade em rochas carbonáticas por microtomografia de raios x*. Trabalho de conclusão de curso. Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Campina Grande.

PORTO, A.L. 2015. *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.

VIDAL, A.D. 2015. *Quantificação da macro e micro porosidade e sua conectividade em rochas carbonáticas por microtomografia de raios x*. Trabalho de conclusão de curso. Unidade Acadêmica de Engenharia de



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Petróleo. Universidade Federal de Campina
Grande.

Artigo:

Ji, Y.; Baud, P.; Vajdova, P.; Wong, T. 2012.
***Characterization of Pore Geometry of
Indiana Limestone in Relation to
Mechanical Compaction.*** Oil & Gas Science
and Technology – Rev. IFP Energies nouvelle.
Vol 67. P 753-775.



[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br