

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DA MACRO E MICRO POROSIDADE E SUA CONECTIVIDADE POR
MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X EM FOLHELHOS DE RESERVATÓRIO NÃO
CONVENCIONAL

AUTORES:

Isis da Silva Rodrigues¹, Rayssa Lima Costa Coura², Mábia Ruana Silva de Sena³ Marcella Mayara
Costa Araújo Aragão⁴

INSTITUIÇÃO:

¹ Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Universidade Federal de Campina Grande, ² Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Universidade Federal de Campina Grande, ³ Unidade Acadêmica de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Universidade Federal de Campina Grande, ⁴ Unidade Acadêmica de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Universidade Federal de Campina Grande

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

ESTUDO DA MACRO E MICRO POROSIDADE E SUA CONECTIVIDADE POR MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X EM FOLHELHOS DE RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL

Abstract

Unconventional reservoirs are plentiful all over the world and are increasingly exploited. In Brazil this type of reservoir is common, however, still has little knowledge. They are very diverse and complex reservoirs, besides their production is costly when compared to the conventional reservoirs. The shales used for the study are from an unconventional reservoir of the Araripe Basin, the largest basin in the interior of northeastern Brazil, with about 9000 km², located between the states of Pernambuco, Piauí and Ceará. It was analyzed the porosity of 4 samples from the X-ray microtomography. Thus, two samples are considered to have low porosity and two porosities between good and regular. The connectivity was studied from the visualization of the pores, and is generally classified as good connectivity.

Introdução

Os reservatórios não convencionais podem representar nas próximas décadas uma contribuição decisiva para o fornecimento mundial de energia. Em países como os Estados Unidos, são bastante explorados e indispensáveis. No Brasil, várias bacias apresentam reservatórios não convencionais com grande potencial para produção, entretanto, ainda não são explorados. Este tipo de reservatório requer avanços nas técnicas de exploração e produção, os custos são bastante elevados quando comparados as fontes convencionais.

Os folhelhos são rochas sedimentares geralmente encontradas durante a perfuração de poços de óleo e gás, contudo estas rochas são de difícil caracterização. Assim, a descrição dos constituintes individuais dos folhelhos e suas relações com algumas das características dos folhelhos têm sido objeto de estudos na última década, em particular junto à indústria do petróleo. As amostras utilizadas no estudo folhelhos são provenientes da Bacia do Araripe, da Formação Santana, que é a mais extensa das bacias interiores do Nordeste e está situada entre os estados de Pernambuco, Ceará e Piauí.

A Formação Santana é caracterizada por uma seção de folhelhos papiráceos calcíferos, interestratificados com calcários micríticos laminados, formando extensos bancos com espessuras com mais de duas dezenas de metros. Folhelhos pirobetuminosos e frequentemente calcíferos, devido à abundância de carapaças de ostrácodos, continuam presentes. O registro fóssilífero é abundante (Assine, 1992).

A propriedade petrofísica estudada é a porosidade através da microtomografia de Raios X. A porosidade é a propriedade petrofísica associada ao espaço disponível em um meio poroso para o armazenamento de fluidos. É definida como a relação entre o volume de vazios e o volume total da amostra (Rosa et al., 2006). De acordo com a interconexão entre os poros, a porosidade pode ser classificada como total ou efetiva. A porosidade total é a relação entre o volume de poros em uma rocha e o volume total da mesma. A efetiva é relação entre os poros interconectados de uma rocha e o volume total.

A técnica de tomografia computadorizada de raio X é uma técnica não destrutiva e está se tornando uma prática padrão na indústria petrolífera, com aplicação de novas metodologias e análises (Fernandes, 2009). O método consiste na estimativa das mesmas propriedades petrofísicas, além de outras propriedades relativas à geometria dos grãos e poros, com base em modelos virtuais tridimensionais construídos a partir de imagens de raios X. Além disso, vem se mostrando uma metodologia rápida e de baixo custo.

O objetivo do trabalho é quantificar a macroporosidade, microporosidade e porosidade total das amostras de folhelhos geradores e analisar a conectividade dos poros, correlacionando essas propriedades com o potencial produtor de hidrocarbonetos.

Metodologia

Foram utilizadas quatro amostras de folhelhos geradores de hidrocarbonetos na realização dos ensaios, MPB_01_01 e MPB_01_05, com acamamento vertical e MPB_02_03H e MPB_02_06H, com acamamento horizontal. Em cada uma das amostras, foi realizada a extração de uma subamostra (disco), a laser, com diâmetro aproximado de 2 mm. (Figura 1). As imagens microtomográficas foram adquiridas no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas, da UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina), no equipamento XRADIA, modelo Versa XRM – 500.

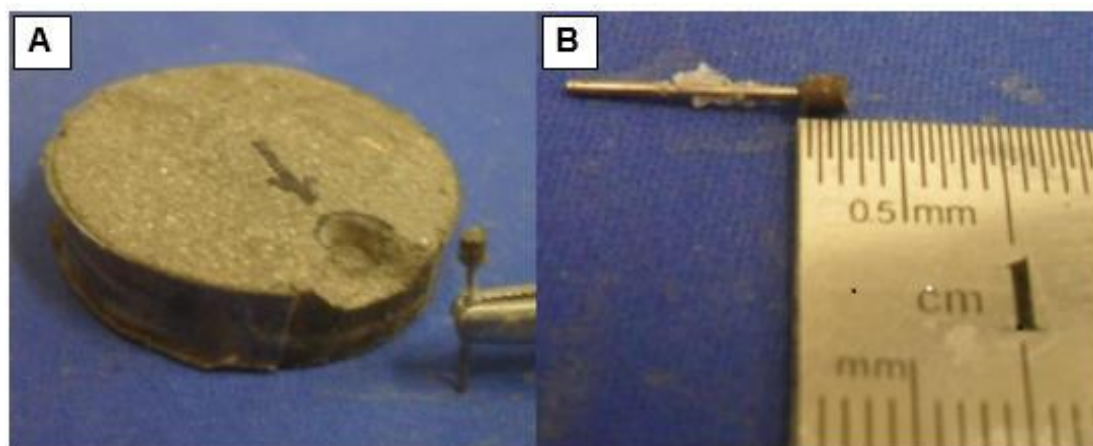


Figura 1: A) Imagem de uma parte do plugue. B) Imagem da subamostra que foi extraída.

As subamostras são inseridas, individualmente, no equipamento que registra um conjunto de radiografias da subamostra sob diferentes ângulos de exposição, obtendo as chamadas radiografias. Posteriormente, essas radiografias passam por um processo de inversão matemática (reconstrução) que geram os tomogramas bidimensionais (*slices*), os quais quando empilhados, geram uma imagem tridimensional do objeto imageado. (PORTO, 2015).

Cada subamostra é composta aproximadamente por mil slices. Um slice é uma imagem em uma escala de tons de cinza que vai do preto absoluto até o branco absoluto, com resolução variável a depender da amostra e do objetivo de estudo. Esta imagem é formada por pixels que contém um valor de tom de cinza que representa o coeficiente de atenuação da radiação naquele ponto específico da subamostra.

A partir das imagens tomográficas é possível visualizar e quantificar o espaço poroso utilizando o software *Avizo Fire® 8.1*. A análise das imagens foi realizada no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

O processo foi dividido em duas etapas, o cálculo da macroporosidade e da microporosidade. Para calcular a macroporosidade, deve-se inicialmente abrir o conjunto de imagens tomográficas e a esse arquivo é adicionada a ferramenta *Ortho Slice*, para visualização. Em seguida, extrai-se da imagem um subvolume com o uso da ferramenta *Extract Subvolume*, é delimitada uma área da amostra, facilitando o processamento computacional.

As imagens são então submetidas ao processo de segmentação usando a ferramenta *Multi-Thresholding*, assim, delimita-se três zonas de estudo: poro, intermediária e matriz. A zona poro corresponde aos macroporos, enquanto que a zona intermediária condiz aos microporos, e a matriz se refere à matriz rochosa da amostra. Este limiar é definido de forma específica para cada amostra, é um critério manual de visualização. Essa ferramenta fornece uma tabela com número de *pixels* de cada zona (poro, intermediária e matriz) por meio dos limiares de tom de cinza. A macroporosidade

computacional foi calculada dividindo o volume da zona poro definida no *Material Statistics*, pelo volume total das três zonas somadas, também definida pelo mesmo comando.

Na segunda etapa, a imagem é convertida a 64 bits, utilizando a ferramenta *Convert Image Type*. Posteriormente, segmenta-se a imagem usando a ferramenta *Interactive Thresholding*, para definir a fase intermediária, a qual contém a microporosidade. Com os limiares definidos, aplica-se a ferramenta *Arithmetic* e uma equação com os dados de entrada e os limiares, é utilizada para o cálculo da microporosidade. Em seguida, para quantificar os resultados obtidos pelo comando anterior, aplicou-se a ferramenta *Global Analysis*, utilizando no *measure group* o comando *mean*.

Finalmente, para calcular a microporosidade multiplicou-se a variável *mean* obtida no passo anteriormente citado, pelo volume da fração intermediária obtida no *Multi-Thresholding* na primeira parte do procedimento. A porosidade total foi calculada somando o valor medido dos macroporos e o valor calculado dos microporos. A Figura 2 é uma imagem da amostra MPB_02_06H, visualizada no software *Avizo Fire® 8.1* a imagem A apresenta o tomograma original na escala de tom de cinza e a imagem B é o tomograma segmentado, onde a cor preta representa os macroporos, a cor azul clara os microporos e o azul escuro é a matriz.

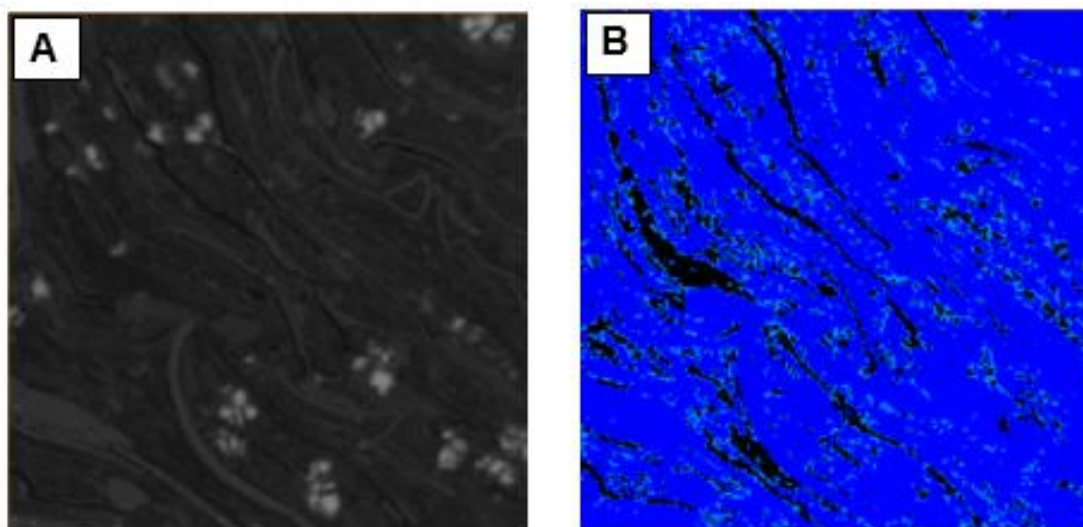


Figura 2: A) Tomograma original. B) Tomograma segmentado.

Para avaliar a conectividade dos poros, segue-se inicialmente a mesma metodologia feita para calcular a macro e a microporosidade, o conjunto de imagens microtomográficas é aberto e a esse arquivo é adicionada a ferramenta *Ortho Slice*, para visualização. Posteriormente extrai-se da imagem um subvolume com o uso da ferramenta *Extract Subvolume*. Em seguida segmenta-se a imagem usando a ferramenta *Interactive Thresholding*, e seleciona-se a ferramenta *Label Analysis*. Essa ferramenta gera uma tabela que contém os valores de volume (cuja unidade é o nanômetro ao cubo) e de área (cuja unidade é o nanômetro ao quadrado) de cada um dos macroporos ou microporos conectados, de acordo com o limiar desejado. A ferramenta *Filter By Measure* é aplicado para filtrar os valores da tabela gerada pelo *Label Analysis*, em virtude do seu grande número de dados. Finalmente, a ferramenta *Generate Surface* é usada para gerar a superfície tridimensional que representa os poros,

Resultados e Discussão

A Tabela 1 apresenta os resultados da porosidade para cada amostra, bem como, são comparados no Gráfico 1.

Tabela 1: Quantificação da porosidade.

Amostra	Macroporosidade (%)	Microporosidade (%)	Porosidade Total (%)
MPB_01_01	2,61	4,06	6,67
MPB_01_05	4,58	1,72	6,3
MPB_02_03H	11,2	5,3	16,7
MPB_02_06H	7,7	4,7	12,4

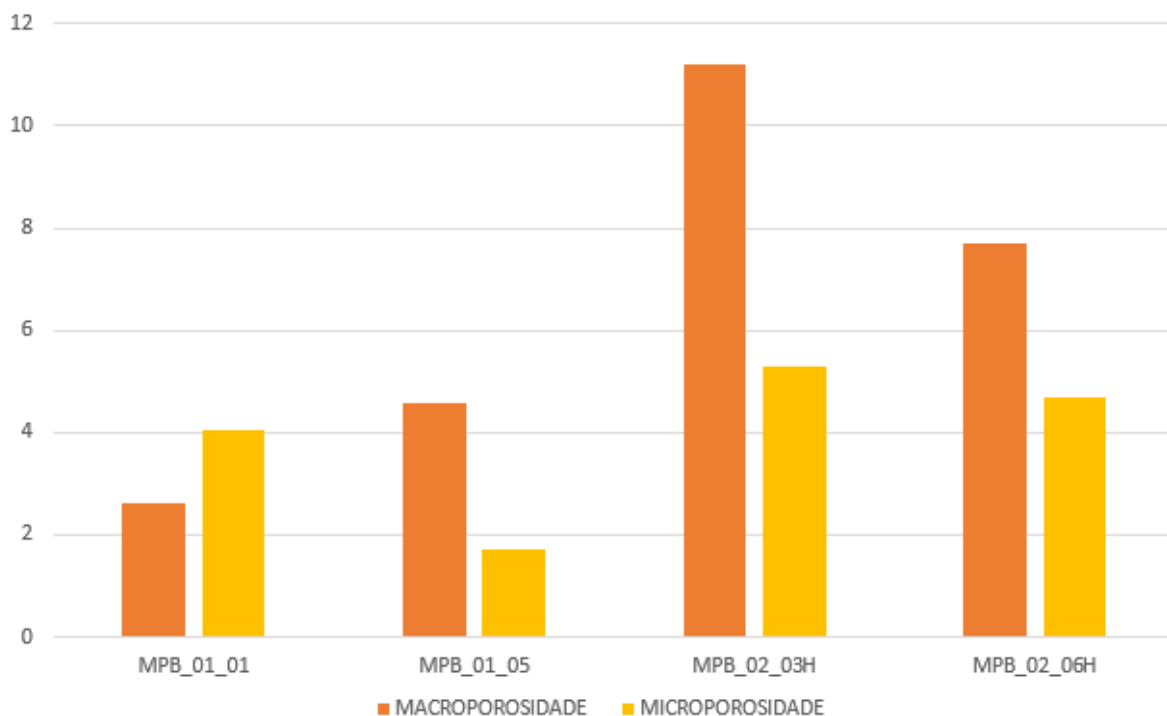


Gráfico 1: Macroporosidade e Microporosidade.

Podemos observar que para três amostras o valor da macroporosidade é maior que o valor da microporosidade e para a amostra MPB_01_01 é menor, mas são valores próximos. As amostras verticais MPB_01_01 e MPB_01_05 apresentam valores de porosidade considerados baixos (entre 6 e 7%) e as amostras MPB_02_03H e MPB_02_06H porosidades de regulares a boa (entre 12 e 17%). A Figura 2 apresenta a distribuição a conectividade dos macroporos e dos microporos da amostra MPB_02_06.

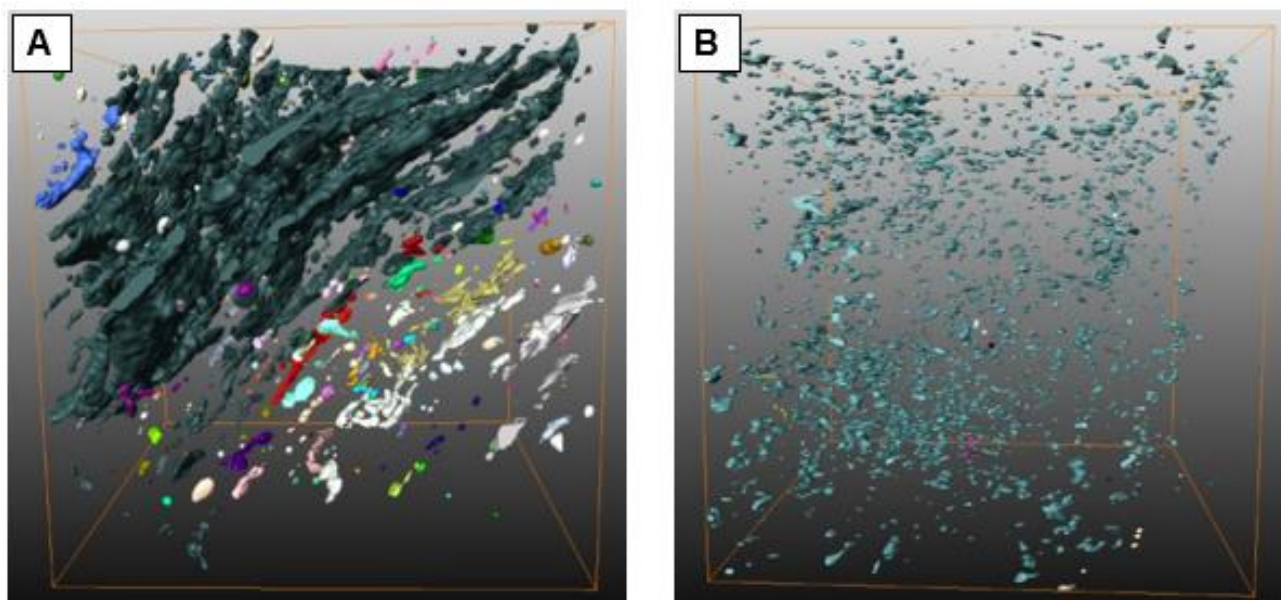


Figura 3: (A) Macroporos, (B) Microporos.

Os poros que apresentam a mesma cor, são considerados os poros que estão conectados entre si. Dessa maneira, observa-se uma elevada conectividade tanto dos macroporos, quanto dos microporos. A Conectividade foi classificada de maneira visual, assim observou-se que para as amostras MPB_02_03H e MPB_02_06H (horizontais) a conectividade entre os poros é melhor, mais elevada que as outras duas amostras verticais, todavia, estas apresentam ainda uma boa conectividade. Além disso, identificou-se volumes porosos em forma de placas planares, conforme o esperado para os folhelhos.

A interconectividade é importante para se compreender o comportamento da rede de poros. Se a interconectividade for alta, a circulação dos fluidos nos poros ocorre mais livremente e se a interconectividade for baixa, o fluido tem dificuldade de penetrar e circular, devido ao isolamento dos poros.

Conclusões

Neste trabalho foram quantificadas a macroporosidade e a microporosidade, bem como o grau de conectividade dos micro e macro poros, de quatro amostras de folhelhos extraídas da Bacia do Araripe, através da análise de imagens microtomográficas de raios X. A porosidade de duas amostras são consideradas baixas e das outras duas, regulares a boa. A conectividade é satisfatória para todas as amostras. A técnica de microtomografia se mostrou útil na realização de análises de porosidade em relação à quantificação e a microtomografia também permitiu detectar a conectividade dos poros no interior da rocha. A metodologia empregada no processamento das imagens foi satisfatória, os modelos gerados representaram as amostras analisadas.

Agradecimentos

Os autores agradecem à PETROBRAS pelo suporte financeiro, ao Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande pelo apoio à pesquisa. E também ao laboratório LMPT da Universidade Federal de Santa Catarina pela aquisição de imagens de microtomografia de raios X.

Referências Bibliográficas

Assine, M. L. **Análise estratigráfica da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil**. Rev. Bras. de Geoc., São Paulo, 3:289-300,1992.

Fernandes, J. S.; Appoloni, C. R.; Fernandes, C. P. **Determinação de Parâmetros Microestruturais e Reconstrução de Imagens 3-D de Rochas Reservatório por Microtomografia de Raios X**. 47 f. Revista Ciências Exatas e Naturais. Vol.11 nº 1. 2009.

Porto, A. L. **Estimação de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de raios-x**. Tese de doutorado, Centro de Ciências e tecnologia, programa de pós-Graduação em engenharia de processos, Universidade Federal de Campina Grande. 2015.

Rosa, A., Carvalho, R.S., Xavier, J.A.D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.