



Petrofísica Computacional aplicada à caracterização dos tipos de porosidade em rochas carbonáticas

Jéssica Barbosa da Silva do Nascimento¹, José Agnelo Soares¹, Lizianne Carvalho Medeiros², Giselle Raposo³, Caroline Henrique Dias³

¹UFCG- Universidade Federal de Campina Grande, ²PETREC – Petróleo Pesquisa e Tecnologia, ³COPPE/UFRJ.
lizianne@petrec.com.br

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Resumo

Os reservatórios carbonáticos apresentam características petrofísicas complexas. Neste sentido, para a análise do potencial de armazenamento de hidrocarbonetos, é importante investigar os tipos de porosidade e o grau de conectividade entre os poros. O avanço da tecnologia proporcionou o desenvolvimento da técnica conhecida como tomografia computadorizada de raios x, que permite a obtenção de imagens de uma seção interna do corpo de prova sem a sua destruição. De posse dessas imagens microtomográficas de raios x é possível estimar as propriedades petrofísicas das rochas a partir da análise computacional. O objetivo desse trabalho é a classificação do tipo de porosidade e a investigação da conectividade do espaço poroso em amostras de rochas carbonáticas oriundas da Formação Jandaíra, Bacia Potiguar, através da análise de imagens microtomográficas. Foram analisadas quatro amostras de rocha, as quais passaram pelo processo de preparação, aquisição das imagens microtomográficas e análise computacional com o uso do software Avizo Fire. Os resultados obtidos neste trabalho indicam que a conectividade dos macroporos e dos microporos influencia na permeabilidade das amostras. Verificou-se também, que as velocidades elásticas das rochas carbonáticas são fortemente influenciadas não apenas pelo valor da porosidade total, mas também pelo tipo de porosidade predominante.

Introdução

Um desafio para a caracterização de reservatórios carbonáticos é a heterogeneidade e a complexidade deste tipo de rocha sedimentar, causadas por processos de deposição altamente variáveis, bem como alteração de processos diagenéticos.

Estes reservatórios são muitas vezes designados por uma extrema heterogeneidade de porosidade e permeabilidade, devido ao resultado de uma deposição complexa. Esta deposição complexa e as fácies diagenéticas controlam as características destes reservatórios, ocasionando, por exemplo, a variação dos tipos de porosidade desta rocha. A porosidade destas rochas pode ser interparticular (intergranular) ou porosidade vugular (cavernosa), separada ou conectada. Desta forma tem-se que os poros podem variar da escala de μm a cm .

Objetivando a estimativa e classificação do tipo de porosidade e a conectividade do espaço poroso em amostras de rochas carbonáticas, utilizou-se neste trabalho a aplicação da técnica de microtomografia de raios x.

A técnica de tomografia computadorizada para estudos geológicos pode levar as análises e pesquisas de novos patamares, ampliando o entendimento das propriedades das rochas.

Para a estimação de propriedades de rocha a partir de imagens microtomográficas é importante analisar a distribuição espacial de porosidades, conexões de poros e vazios. Esta análise está diretamente relacionada à resolução obtida para as imagens sendo possível observar também a existência de microporosidade.

A microporosidade é um parâmetro essencial para estimar o sistema de porosidade total em amostras de rochas, especialmente em rocha carbonática, desempenhando um papel importante na definição do limite entre os grãos e poros para construir a rede de poros 3D. Segundo AL-Ratrou et. al (2013) a microporosidade influencia diversas propriedades da rocha, como as velocidades de propagação das ondas cisalhante e compressional.

Metodologia

A metodologia adotada neste trabalho baseou-se nas seguintes etapas: seleção, descrição e preparação das amostras, aquisição das imagens microtomográficas, processamento das imagens e interpretação dos resultados.

Foram selecionadas quatro amostras de rochas carbonáticas, sendo uma de rocha calcária, duas de tufa carbonática, e uma de calcrete. Os plugs preparados estão descritos na Tabela (1).

Tabela 1. Nomenclatura dos plugs usados no estudo com a descrição do tipo de rocha do qual foi extraído.

Amostras	Tipo de rocha
ROSARIO_H	Calcário
TCR	Tufa
TFG	Tufa
HPC_H1	Calcrete

As amostras de carbonatos são provenientes da Formação Jandaíra, pertencente ao grupo Apodi de acordo com a estratigrafia da Bacia Potiguar, que foi dividida por ARARIPE & FEIJÓ (1994). Segundo (TIBANA & TERRA, 1981) a Formação Jandaíra é uma sequência de sedimentação carbonática, de idade eoturoniana-eocampaniana. Essa formação é composta por calcarenitos e calcilitos bioclásticos cujas cores variam do cinza claro ao amarelado, com um nível evaporítico na base (CASSAB, 2013).

Para a realização do imageamento por microtomografia de raios x foram extraídas subamostras, cortadas da extremidade superior dos plugues utilizados nos ensaios convencionais (Figura 1). As subamostras apresentam a forma de pequenos cubos com dimensões variando entre 2 mm e 4mm.

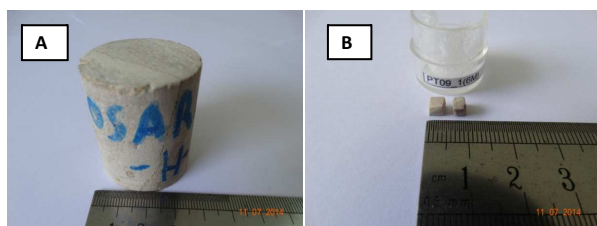


Figura 1: (A) Imagem do plug extraído de uma das amostras analisadas. (B) Imagem das subamostras cúbicas que foram fragmentas do plug e que foram destinadas ao imageamento por tomografia de raios X.

As aquisições microtomográficas foram realizadas no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina e no Laboratório para aplicações da RMN e petrofísica – LAR da Universidade Federal Fluminense. Posteriormente foi feita a análise petrofísica computacional com o uso do software Avizo Fire, no Laboratório de Petrofísica da UFCG.

A microtomografia computadorizada é realizada com exposições radiográficas sequenciais utilizando uma fonte de raios x, com um detector posicionado atrás do objeto, o qual é rotacionado a cada exposição até que toda a área de interesse seja radiografada. Os dados do microtomógrafo são registrados em diversos ângulos na forma de projeções do objeto, obtendo as chamadas radiografias. Em seguida esses dados brutos são processados a fim de gerar os tomogramas bidimensionais (*slices*), os quais quando empilhados, geram uma imagem tridimensional do objeto imageado (Figura 2).

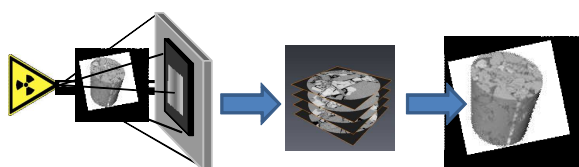


Figura 2 - Conjunto de radiografias, slices horizontais e reconstrução 3D de uma subamostra.

Cada subamostra é composta por mais de 1500 *slices*, sendo que cada *slice* é composto por cerca de 1,4 MB. Por esta razão a simulação das propriedades petrofísicas de uma subamostra pode se constituir em uma tarefa que exige muitos recursos computacionais.

Dessa forma são utilizados neste trabalho volumes menores, extraídos destas subamostras virtuais. (MEDEIROS, et. al 2014)

Através das imagens microtomográficas é possível visualizar e quantificar o espaço poroso, a partir da frequência ou o número de ocorrências de pixels com mesma escala de cinza. A tonalidade de cinza de cada pixel está associada à densidade do material que preenche aquela unidade de área. Assim, quanto maior a densidade do mineral ou fluido do qual o pixel é composto, mais claro é o seu tom de cinza.

O Avizo® dispõe de uma ferramenta para medição do volume de material existente na imagem, o *Material Statistics*. Através dessa ferramenta é possível obter o volume do espaço poroso (pixels mais escuros que o limiar) e o volume da matriz mineral (pixels mais claros que o limiar), podendo então ser calculada a macro porosidade das subamostras.

O cálculo da porosidade para as subamostras que apresentam poros abaixo da resolução do estudo é baseado no procedimento acima citado e em uma análise do valor da microporosidade, a qual é calculada também no Avizo® a partir dos valores dos coeficientes de atenuação ou limiar das imagens.

Para avaliar a conectividade dos poros, segue-se inicialmente a mesma metodologia feita para calcular a macro e a microporosidade. Em seguida segmenta-se a imagem e logo depois seleciona-se a ferramenta *_analyze* para a visualização das superfícies dos poros conectados.

Resultados

A análise e o processamento das imagens microtomográficas no Software Avizo Fire® 8.0 permitiu a classificação quanto ao tipo de porosidade e a obtenção da macroporosidade, microporosidade, conectividade dos macroporos e a conectividade dos microporos para as quatro amostras.

A análise das imagens microtomográficas da amostra de calcário Rosario_H permitiu identificar a presença de marcas de possíveis fósseis moldando a porosidade da amostra (Figura 3). Altos valores de microporosidade obtidos nessas regiões, provavelmente são decorrentes da concentração de matéria orgânica. Neste sentido a porosidade predominante nesta amostra é do tipo porosidade móldica, que é definida de acordo com HUILLCA (2004), como uma porosidade formada pela remoção seletiva do material sedimentar. Para esta amostra foi obtida uma macroporosidade de 1,2% e microporosidade de 4,1%, obtendo assim uma porosidade total de 5,3%.

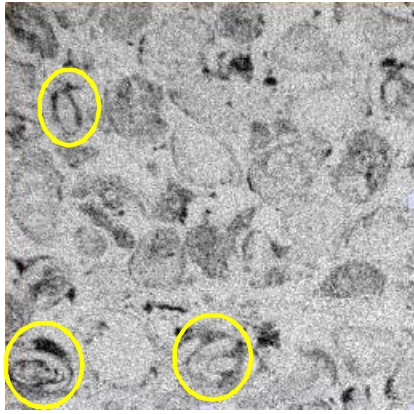


Figura 3 - Imagem microtomográfica da amostra Rosário_H que apresenta fósseis em sua constituição, os quais determinam a predominância de porosidade móldica.

A análise das imagens microtomográficas das duas Tufas TCR e TFG juntamente com os valores de porosidade obtidos no processamento das mesmas, permitiram a interpretação de altos valores da macroporosidade. As tufas apresentam processo de dissolução proporcionando a formação desses macroporos, que podem ser chamados de vugs, sendo a porosidade predominante nestas amostras classificada como vugular. (Figura 4).

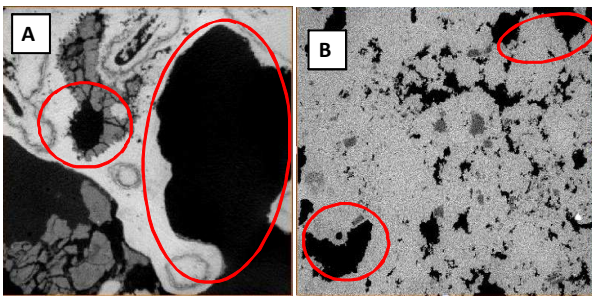


Figura 4 - A) Imagem microtomográfica da amostra TCR destacando os vugs presentes, permitindo classificar sua porosidade como vugular. (B) imagem microtomográfica da amostra TFG destacando alguns vugs presentes, permitindo a classificação também como porosidade vugular.

Para a amostra TFG foi obtida uma macroporosidade de 13,0%, os macroporos estão representados pela cor azul e podem ser observados na Figura (5A). Essa amostra possui uma microporosidade de 1,5%, obtendo assim uma porosidade total de 14,15%, os microporos estão representados na cor azul e podem ser observados na Figura (5B).

Para a amostra TCR foi obtida uma macroporosidade de 46,90%. Essa amostra possui uma microporosidade de 0,61%, obtendo assim uma porosidade total de 47,51%.

Já para a amostra HPC_H1 foi obtida uma macroporosidade de 1.16%. Essa amostra possui uma microporosidade de 2,89%, obtendo assim uma porosidade total de 4.01%.

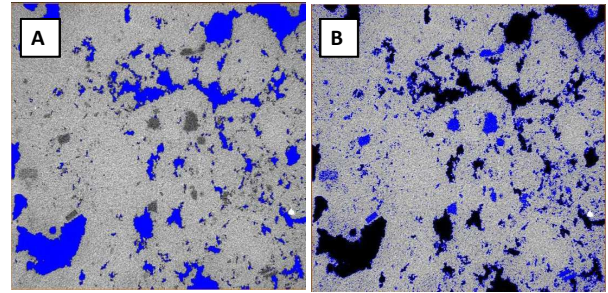


Figura 5 - (A) Imagem dos macroporos em cor azul apresentando a macroporosidade da amostra TFG. (B) Imagem dos microporos em cor azul apresentando a microporosidade da amostra TFG.

O cálculo da conectividade dos macroporos resulta em uma imagem 3D para cada amostra, que permite a visualização da distribuição dos poros conectados. Nessas imagens a variação de cores facilita a interpretação, pois a simples proximidade entre os poros não significa necessariamente a conexão dos mesmos, no entanto, dois poros próximos de cores diferentes indica que os mesmos não possuem conexão. A amostra HPC_H1, assim como a Rosário_H, apresenta uma baixa conectividade dos macroporos, como mostrado na Figura 6.

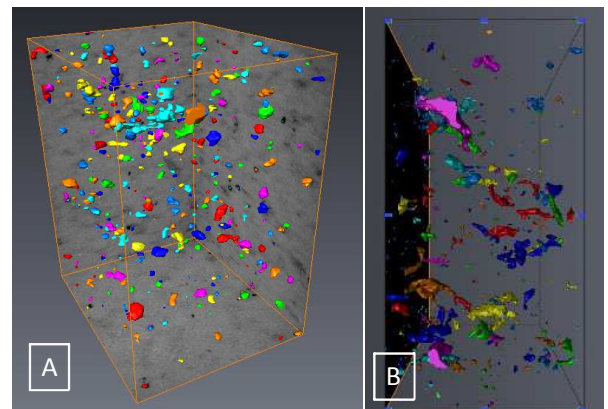


Figura 6 - Imagem representando a conectividade dos macroporos da amostra HPC_H1 (A) e da amostra Rosário_H (B).

A amostra Rosário_H apresenta ainda uma razoável conectividade dos microporos. Isso se repete para a amostra HPC_H1.

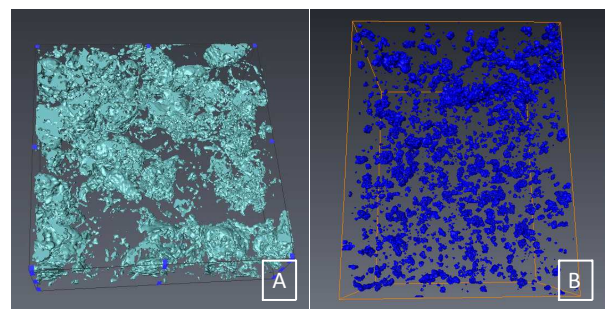


Figura 7 - Imagem representando a conectividade dos microporos da amostra Rosário_H (A) e da amostra HPC_H1 (B).

A amostra TFG apresenta uma conectividade intermediária dos macroporos, a amostra TCR, apresenta uma alta conectividade dos macroporos (Figura 8).

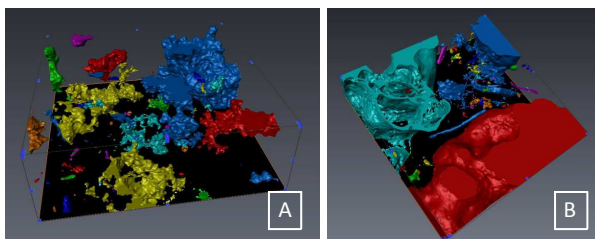


Figura 8 - Imagem representando a conectividade dos macroporos da amostra TFG (A) e da amostra TCR (B).

Os valores estimados das porosidades no Software Avizo Fire para as quatro amostras podem ser discutidos em correlação com os valores convencionais, adquiridos no banco de dados do laboratório de Petrofísica da UFCG, para as mesmas. De acordo com a Tabela (2) é possível observar que as porosidades totais computacionais (Φ_{tc}) das amostras obtidas pela simulação computacional estão num intervalo de concordância com as porosidades totais obtidas pela análise petrofísica convencional (Φ_{total} convencional).

Tabela 2. Tabela dos resultados de petrofísica computacional e petrofísica convencional.

Amostras	Φ_{total} convencional (%)	$\mu\Phi/\Phi_{tc}$ %	Vp (m/s)	Φ_{tc} %
ROSARIO_H	9,5	73,3	5713	5,3
TCR	46,0	1,3	3700	47,5
TFG	12,0	10,6	6000	14,1
HPC_H1	6,8	72,2	5463	4

A relação entre a porosidade total e a velocidade de propagação da onda P (V_p) é inversamente proporcional. Essa relação pode ser observada na amostra TCR que apresenta alta porosidade total e baixa velocidade de propagação da onda P. No entanto essa relação não se estabelece para amostra Rosario_H e para a HPC_H1, e esse critério é justificado pela alta microporosidade apresentada por essas amostras.

Conclusões

As rochas carbonáticas exibem complexos sistemas de poros, assim a classificação quanto ao tipo de porosidade, a quantificação dos poros além da análise da conectividade entre eles auxiliam na interpretação dos reservatórios carbonáticos de petróleo.

Os macroporos das tufas carbonáticas, denominados vugs, representam de forma significativa os altos valores da porosidade total destas rochas.

As velocidades elásticas das rochas carbonáticas são fortemente influenciadas não apenas pelo valor da porosidade total, mas também pelo tipo de porosidade

predominante. Amostras de baixa porosidade total podem apresentar baixas velocidades se nestas predominar a microporosidade, como demonstrado no caso das amostras Rosario_H e HPC_H1.

A análise petrofísica computacional com o uso de imagens microtomográficas de raios X mostra-se eficiente, pois adquire resultados similares a petrofísica convencional sem a necessidade de destruição das amostras, além de permitir uma visualização tridimensional dos poros e suas conexões, contribuindo assim para uma melhor interpretação dos reservatórios.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina e ao Laboratório para aplicações da RMN e petrofísica – LAR da Universidade Federal Fluminense, pelas realizações dos ensaios microtomográficos. Ao Laboratório de Petrofísica da UFCG.

Referências

ARARIPE, P. T. ; FEIJÓ, F. J. Bacia Potiguar. Boletim de Geociências da Petrobras, 8, p. 127-141, 1994 .

AL RATROUT, A.A.; KALAM, M.Z.; GOMES, J.S.; JOUINI, M.S. Narrowing the loop for microporosity quantification in carbonate reservoirs. Paper SPE 166055, 2013.

CASSAB T.C.R. Paleontologia da Formação Jandaíra, Cretáceo Superior da Bacia Potiguar, com ênfase na Paleobiologia dos Gastropódos. 2013. Tese (Doutor em ciências), Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

HUILLCA, L.A.C. Estudo Experimental do comportamento geomecânico do Traverlino. 2014. Dissertação (Mestre em Engenharia Civil), Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio.

MEDEIROS, L.C.; SOARES, J.A.; PORTO, A.L. (2012). Permporosidade computacional de rochas da Bacia do Rio do Peixe. V Simpósio Brasileiro de Geofísica. Salvador, BA.

TIBANA, P. ; TERRA G.J.S. Sequências Carbonáticas do Cretáceo na Bacia Potiguar. Boletim Técnico da Petrobras, 24 p. 174-183, 1981.