

# 8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



## TÍTULO DO TRABALHO:

INVESTIGAÇÃO DOS TIPOS DE POROSIDADE EM ROCHAS CARBONÁTICAS POR MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X.

## AUTORES:

Jéssica Barbosa da Silva do Nascimento<sup>1</sup>, José Agnelo Soares<sup>2</sup>, Leyllanne Renalle Batista de Almeida.<sup>3</sup>

## INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG)<sup>1</sup>, Departamento de Mineração e Geologia (CTRN/UFCG)<sup>2</sup>, Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral (UFCG).<sup>3</sup>

*Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. 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*

## **INVESTIGAÇÃO DOS TIPOS DE POROSIDADE EM ROCHAS CARBONÁTICAS POR MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X**

### **TYPES OF POROSITY ON CARBONATES ROCKS BY X- RAY MICROTOMOGRAPHY**

#### **Abstract**

The carbonate reservoirs present complex petrophysical features. In this sense, for analysis of the potential storage capacity of hydrocarbons is important to investigate the types of porosity and possible connectivity between pores. The advancement of technology enabled the development of the technique known as x-ray computed tomography, which allows imaging of a internal section of the specimen, without its destruction. In possession of x-ray microtomographic images of rock samples is possible to estimate the petrophysical properties through computational analysis. The objective of this work is the classification of the type of porosity and connectivity of pore space for samples of carbonate rocks from Jandaíra Formation, Potiguar basin, applying the x-ray microtomography technique. Three carbonate rock samples were analyzed, which passed through the preparation process, acquisition of microtomographic images and computational analysis using the Avizo Fire software. The results of this study indicate that the connectivity of macropores and micropores influences the permeability of samples. It was also found that the elastic velocities of carbonate rocks are strongly influenced not only by the total porosity value, but also the predominant type of porosity.

**Keywords:** Carbonates rocks, microromografhy x-ray, porosity

#### **Introdução**

A identificação de reservatórios de petróleo está diretamente relacionada à investigação da porosidade das rochas que os compõe, visto que os recursos energéticos como petróleo e gás ocupam os espaços vazios existentes.

Segundo MAZZULLO (2004), as rochas carbonáticas (calcário e dolomita) são responsáveis por aproximadamente 50% da produção de petróleo e gás em todo o mundo. Esses reservatórios apresentam características petrofísicas e geológicas complexas e heterogêneas, muitas vezes são naturalmente fraturados e exibem complexos sistemas de poros (DOMINGUES, 2011). Neste sentido para a análise do potencial de armazenamento de hidrocarbonetos é importante à investigação dos tipos de porosidade, tamanho e distribuição de grãos e poros e a possível conectividade entre eles. As rochas carbonáticas tanto podem apresentar macroporos como microporos. Choquette and Pray (1970) definiram um microporo como um poro que possui diâmetro menor que 62,5 micrômetros.

De acordo com LUCIA (1983), as rochas sedimentares carbonáticas podem ser classificadas segundo o tipo de ocorrência de seu espaço poroso. Estas rochas podem assim ser divididas entre aquelas que apresentam porosidade interparticular (intergranular) e as que apresentam porosidade vulgar (cavernosa), esta que pode ser separada ou conectada.

A relação entre a porosidade e a permeabilidade de uma rocha carbonática com porosidade do tipo interparticular depende do tamanho predominante de grãos e poros. LUCIA (1995) mostra que para um mesmo valor de porosidade, a permeabilidade decai de forma exponencial com a redução do tamanho dos grãos. No entanto, se predominar porosidade do tipo vugular não interconectada, a permeabilidade diminui drasticamente. Na verdade, neste caso, a permeabilidade é controlada pela porosidade da matriz apenas e pode ser chamada de microporosidade intragranular. Por outro lado, se a porosidade vugular for do tipo interconectado, a permeabilidade da rocha aumenta de forma exponencial.

Por muitos anos, a única forma de determinar a estrutura interior de uma amostra com resolução na faixa de microns era cortar e seccionar a amostra, processo demorado e que acaba por destruir a amostra (STEWART, 1991) e logo submetê-las à análise petrofísica convencional, através de ensaios físicos em laboratório. Porém, o avanço da tecnologia de emissão e recepção de raios x ofereceu um novo método de análise, evitando-se assim a destruição dos plugs.

A tomografia computadorizada (TC) é uma técnica de ensaio não destrutivo que permite a obtenção de imagens de uma seção de um corpo de prova, através de um conjunto de projeções do plano e com um auxílio de um computador com um programa de reconstrução de imagens (MACHADO, 2012).

De acordo com autores como (KNACKSTEDT *et al.*, 2009; DVORKIN *et al.*, 2011; ZHANG *et al.*, 2011a; ZHANG *et al.*, 2011b, MEDEIROS *et al.*, 2012) em posse das imagens microtomográficas de raios x é possível estimar as propriedades petrofísicas das rochas a partir da análise computacional.

Neste contexto, o objetivo desse trabalho é a classificação do tipo de porosidade e a conectividade desse espaço poroso em amostras de rochas carbonáticas, caracterizando-as quanto a esses aspectos através da aplicação da técnica de microtomografia de raios x.

## **Metodologia**

### **2.1. Seleção das amostras**

Foram selecionadas três amostras de rochas carbonáticas, sendo uma de rocha calcária e duas de tufas carbonáticas todas provenientes da Formação Jandaíra na Bacia Potiguar, localizada no extremo Nordeste do Brasil.

### **2.2. Preparação das amostras**

Para a realização do imageamento por tomografia de raios x de alta resolução, foram extraídas subamostras de uma das extremidades dos plugs. Essas subamostras foram fragmentadas na forma aproximada de cubos com dimensões de cerca de 2 a 4 mm de lado.

### **2.3. Aquisição das imagens microtomográficas**

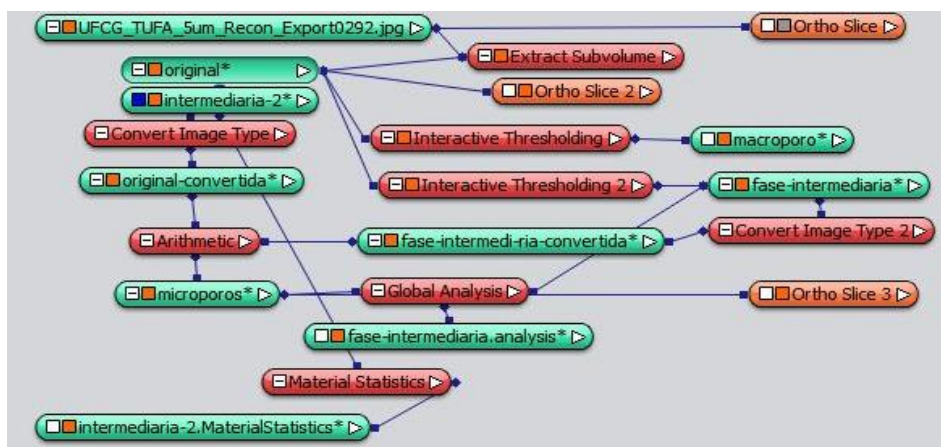
As imagens microtomográficas para este trabalho foram adquiridas no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina. Posteriormente foi feita a análise petrofísica computacional com o uso do software *Avizo Fire*, no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

## 2.4. Processamento das imagens com o uso do software *Avizo Fire*®.

### 2.4.1. Cálculo da macroporosidade e microporosidade

O cálculo da macroporosidade pode ser observado no diagrama fluxo de trabalho apresentado na Figura 1. Nesta pesquisa foi definido um limiar de tom de cinza para separar *pixels* que representam macroporos de *pixels* que representam a matriz ou grãos. Este limiar é definido de forma específica para cada amostra. Para o caso das amostra de carbonato Rosário\_H e a amostra de tufa TCR o limiar é 60 e para a segunda amostra de tufa TFG este valor é 30.

**Figura1-** Diagrama de fluxo de trabalho para os cálculos da macroporosidade e da microporosidade.



A macroporosidade ( $M\Phi$ ) do subvolume pode ser medida de acordo com a equação:

$$m\Phi = \frac{ne}{nt}$$

Onde  $ne$  é o número de *pixels* de material exterior ou espaço poroso,  $ni$  é o número de *pixels* de material interior ou matriz mineral e  $nt$  corresponde ao número total de *pixels*.

O cálculo da microporosidade pode ser observado no diagrama de fluxo de trabalho apresentado na Figura 1. A fase intermediária compreenderá o intervalo de 60 a 120 para a amostra TCR, o intervalo de 30 a 120 para a amostra TFG, e o intervalo de 60 a 130 para a amostra ROSARIO\_H. Os valores de 30 e 60 correspondem aos limiares dos macroporos e os valores 120 e 130 correspondem aos limiares do sólido. Assim a microporosidade final ( $\mu\Phi_f$ ) pode ser calculada de acordo com a equação a seguir:

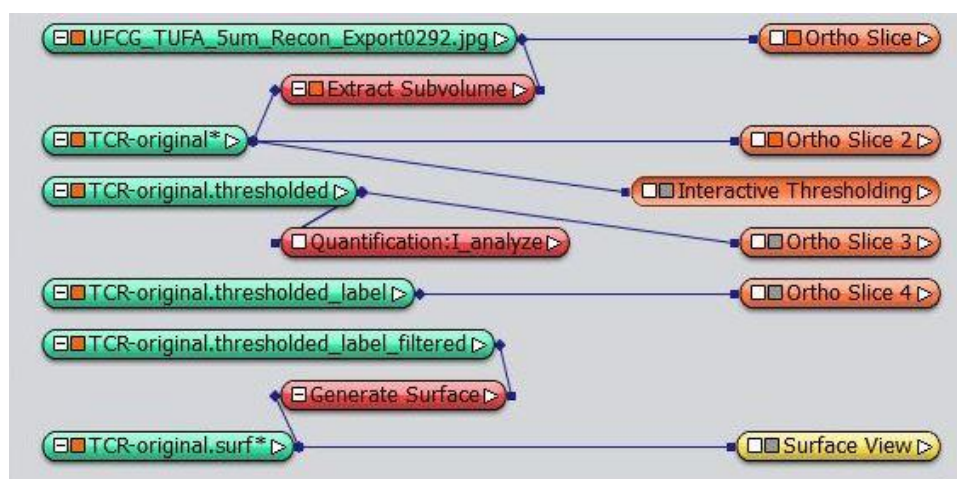
$$\mu\Phi f = \frac{V_{fi}}{V_t} \times m$$

Onde  $V_{fi}$  corresponde ao volume da fase intermediária ou material interior, que se obtém na tabela gerada pela ferramenta *Materials Statistics*,  $m$  é a média da microporosidade nas imagens a qual é possível visualizar através da ferramenta *Global Analysis*,  $V_t$  é o volume total da imagem, calculado através de suas dimensões e resolução.

#### 2.4.2. Cálculo da conectividade dos poros

Para avaliar a conectividade dos poros, segue-se o procedimento observado no diagrama de fluxo de trabalho apresentado na Figura 2 a seguir.

**Figura 2-** Diagrama de fluxo de trabalho para o cálculo da conectividade dos poros.



## Resultados e Discussão

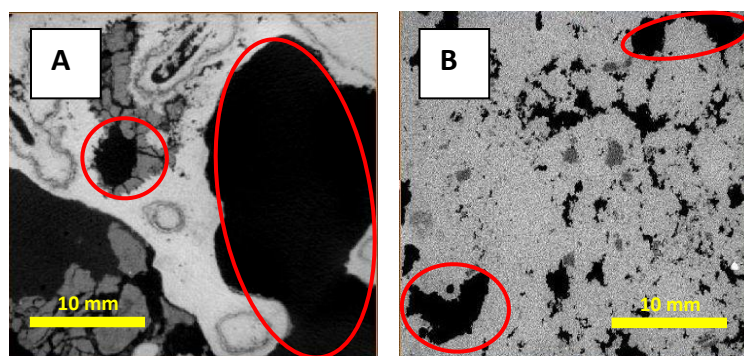
A análise e o processamento das imagens microtomográficas de raios X no Software Avizo Fire<sup>®</sup> 8.0 permitiu a classificação quanto ao tipo de porosidade e a obtenção da macroporosidade, microporosidade, conectividade dos macroporos e a conectividade dos microporos para as três amostras.

### 3.1 Classificação do tipo de Porosidade

A Figura 3 apresenta imagens de microtomografia em duas amostras de tufa carbonáticas, as quais exibem macroporos do tipo vulgar e regiões preenchidas por matéria orgânica (regiões que apresentam tom de cinza intermediário), que por sua vez são ricas em microporos. Por outro lado, a amostra Rosário\_H apresenta porosidade predominante do tipo móldica, que é definida, de acordo com HUILLCA (2014), como uma porosidade formada pela remoção seletiva do material sedimentar.

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, de acordo com a Figura 3.

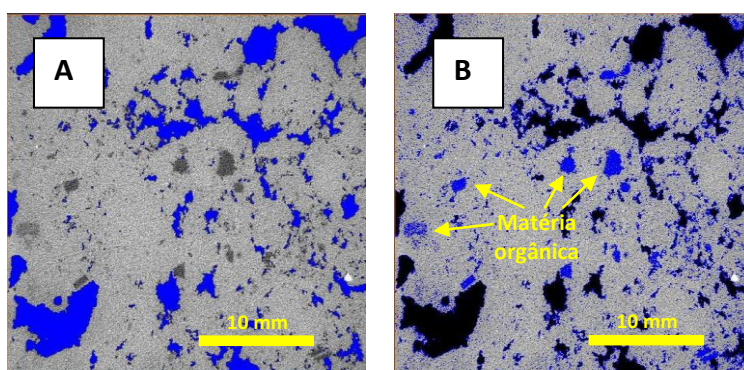
**Figura 3** - Imagens microtomográficas destacando a presença de *vugs*, destacando porosidade vugular, na amostra TCR (A) e na amostra TFG (B).



### 3.2 Macroporosidade e Microporosidade

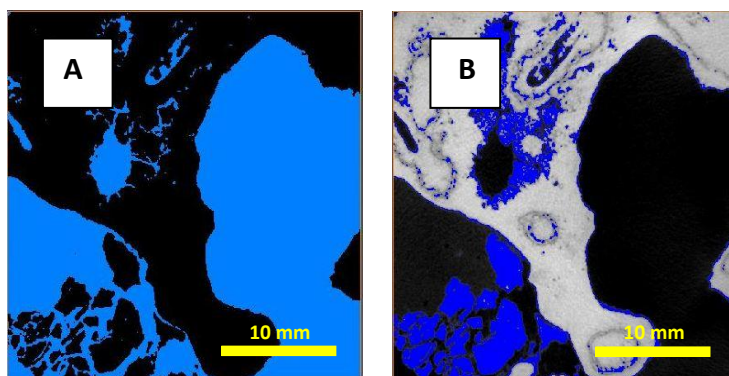
Para a amostra Rosário\_H foi obtida uma macroporosidade de 1,2% e uma microporosidade de 4,1%. Para a amostra TFG foi obtida uma macroporosidade de 13,0% e uma microporosidade de 1,5%. Para a amostra TCR foi obtida uma macroporosidade de 46,9% e uma microporosidade de 0,6%. Nas Figuras 4 e 5 pode se observar a presença dos macroporos e microporos da amostra TFG e TCR, respectivamente.

**Figura 4-** Imagens microtomográficas com resultados do processamento de macroporosidade e microporosidade para amostra TFG. (A) Destaque dos macroporos. (B) Destaque dos microporos.



**Figura 5-** Imagens microtomográficas com resultados do processamento de macroporosidade e microporosidade para amostra TCR. (A) Destaque dos macroporos. (B) Destaque dos microporos.

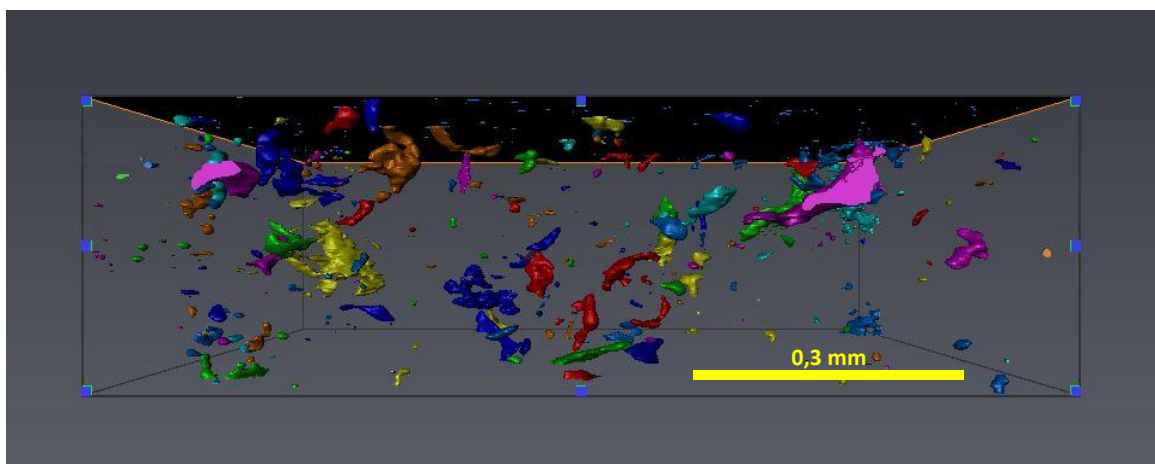




### 3.3 Conectividade dos macroporos e microporos

O cálculo da conectividade dos macroporos e microporos resulta em uma imagem 3D para cada amostra, que permite a visualização da distribuição dos poros conectados (Figura 6). De acordo com a interpretação realizada a amostra Rosario\_H apresenta uma baixa conectividade dos macroporos e microporos. A amostra TFG apresenta uma conectividade intermediária dos macroporos e microporos e a amostra TCR apresenta uma alta conectividade dos macroporos e uma conectividade intermediária dos microporos.

**Figura 6** - Imagem em 3D apresentando a conectividade dos macroporos da amostra Rosário\_H.



### 3.4 Análise dos dados

Os dados petrofísicos obtidos no Software *Avizo Fire* para as três amostras podem ser discutidos em correlação com os dados petrofísicos convencionais, adquiridos no banco de dados do laboratório de Petrofísica da UFCG, para as mesmas. De acordo com a Tabela 1 é possível observar que as porosidades totais computacionais ( $\Phi_{tc}$ ) das amostras obtidas pela simulação computacional estão num intervalo de concordância com as porosidades totais obtidas pela análise petrofísica convencional ( $\Phi_{total}$  convencional).

**Tabela 1.** Tabela dos resultados de petrofísica computacional e petrofísica convencional.

| Amostras  | $\Phi$ total convencional (%) | $\mu\Phi/\Phi_{tc}$ % | Vp (m/s) | $\Phi_{tc}$ % | K(mD) |
|-----------|-------------------------------|-----------------------|----------|---------------|-------|
| ROSARIO_H | 9,5                           | 73,3                  | 5713     | 5,3           | 0,546 |
| TCR       | 46,0                          | 1,3                   | 3700     | 47,5          | 150   |
| TFG       | 12,0                          | 10,6                  | 6000     | 14,1          | ----  |

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 esse critério é justificado pela alta microporosidade apresentada por essa amostra.

A amostra TCR possui porosidade vulgar com alta conectividade dos vugs que são os responsáveis pela alta permeabilidade (150 mD) apresentada. A amostra Rosario\_H apresenta uma baixa conectividade dos macroporos, porém a conectividade dos microporos é considerada como razoavelmente boa e esse fato justifica uma permeabilidade não tão baixa no valor de 0,546 mD.

## 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. Essa porosidade vulgar quando conectada é responsável pelo aumento da permeabilidade. Verificou-se que o valor da permeabilidade pode ser influenciado também pela microporosidade, desde que os microporos estejam conectados.

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 da amostra Rosario\_H.

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.



## Referências Bibliográficas

- CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C. 1970. Geological Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 54, p. 207-250.
- DOMINGUES, D. L .P .Caracterização Geológica e Geomecânica de Traverlinos. 2011. Dissertação (Mestre em Engenharia Civil), Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio.
- DVORKIN,J., DERZHI, N., DIAZ, E., FANG, Q. Relevance of computational rock physics.Geophysics, Vol. 76, n. 5. 2011.
- HUILLCA, L.A.C. Estudo Experimental do comportamento geomecânico do Traverlino. 2014. Dissertação (Mestre em Engenharia Civil), Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio.
- KNACKSTEDT, M.A.; LATHAM, S.; MADADI, M.; SHEPPARD, A.; VARSLOT, T.; ARNS, C. Digital rock physics: 3D imaging of core material and correlations to acoustic and flow properties. The Leading Edge, Society of Petroleum Geophysicists. Tulsa, EUA, 2009.
- LUCIA, F.J.Petrophysical parameters estimated from visual description of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space: Journal of Petroleum Technology, March, v. 35, p. 626–637, 1983.
- LUCIA, F.J Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization. AAPG Bulletin, V. 79, (No. 9), P. 1275–1300, 1995.
- MAZZULLO, S. J. Overview of Porosity Evolution in Carbonate Reservoirs. Search and Discovery Article #40134 ,2004.
- MACHADO, A. C. Estudo de Parâmetros microestruturais de rochas-reservatório para diferentes resoluções utilizando microtomografia computadorizada 3D. 2012.Dissertação (Mestre em Engenharia Nuclear), COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- MEDEIROS, L.C., SOARES, J.A., PORTO, A.L. Permoporosidade computacional de rochas da Bacia do Rio do Peixe. V Simpósio Brasileiro de Geofísica. Salvador, BA, 2012
- STEWART, R.R. Exploration seismic tomography: Fundamentals. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa, EUA,1991.
- ZHANG, S., SAXENA, S., BARTHELEMY, P., MARSH, M., MAVKO, G., MUKERJI, T. Poro mechanics investigation at pore-scale using Digital Rock Physics Laboratory. Comsol Conference, 2011a.
- ZHANG, S., KLIMENTIDIS, R.E., BARTHELEMY, P. Porosity and permeability analysis on nanoscale FIB-SEM 3D imaging of shale rock.SCA Symposium, 2011b.