

Análise micro tomográfica na quantificação de poros da Fm. Souza (Bacia do Rio do Peixe)

Raposo^{1*}, G. S.; Alves^{1*}, J. L. D.; Soares^{2*}, J. A.

(1. UFRJ/COPPE/LAMCE/LAB2M – Laboratório Multidisciplinar de Modelagem & 2- UFCG – Universidade Federal de Campina Grande)

Copyright 2017, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 31 July to 3 August, 2017.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 15th 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.

Abstract

The Rio do Peixe sedimentary basin has Cretaceous age and consists of a new frontiers basin where the exploratory potential of it has been studied by several researchers. The Souza Formation, in particular the terrigenous deposits, proved to be more conducive to concentration of hydrocarbons. This work aims the mapping of the sample porosity, from the stratigraphic well 1-BSB01-PB. The sample represents the Souza Formation. The techniques used were Micro Tomography (Micro-CT) and BSEM. The methodology applied were the micro porosity analysis in several scales of study, using Micro CT analysis. The result created a porosity map of the Souza formation sample. With the pore map, 30 points were selected along the X and Y axes of the sub-sample showing a porosity variation along the stretch. The result of this study showed that the most porous sections of the sample are interspersed with stretches of higher density, with a cyclic pattern of the deposits of this section of the Souza Formation.

Introdução

A indústria do petróleo se caracteriza por ser intensiva em tecnologia, apoiando-se fortemente no desenvolvimento científico caracterizado pela inter e multidisciplinaridade. A exploração e a produção de petróleo em condições cada vez mais adversas demandam o desenvolvimento de pesquisas avançadas. Com o intuito de obter um resultado que agregue valor as tecnologias existentes de descrição de rochas sedimentares foi realizado a inserção de tecnologias inovadoras para a caracterização de rochas: a Tomografia Computadorizada e a Microtomografia de Raios X (Micro CT). Ambas utilizam o mesmo princípio físico de investigação. Para a aplicação das tecnologias foi escolhida uma amostra de mão de um furo estratigráfico (poço 1-BSB01-PB) da Bacia do Rio do Peixe.

A bacia do Rio do Peixe é uma bacia de interior cratônico do Nordeste do Brasil, de idade Cretácea, formada por um sistema de bacias-rifte localizada na província da Borborema, que abrange desde a bacia do Araripe até a Bacia Potiguar. Segundo a literatura, seus depósitos sedimentares são terrígenos, provenientes de ambientes fluviais (Fm. Antenor Navarro), passando para depósitos lacustres (Fm. Souza) e de leques aluviais (Fm. Rio Piranhas). Dentro da bacia do Rio do Peixe, estruturalmente, cada Formação estratigráfica descrita anteriormente, se localiza em dois semigrabens (Figura 1).

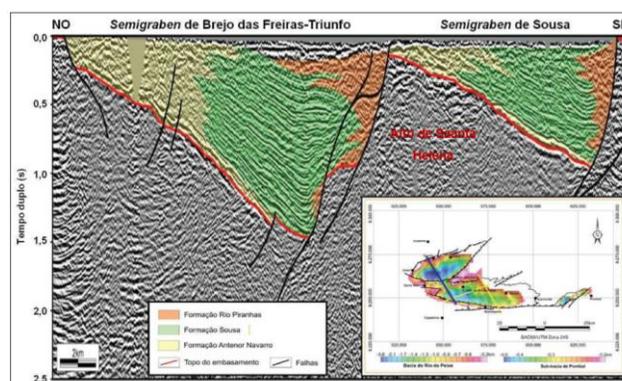


Figura 1: Semigraben de Brejo da Freiras – Triunfo e semigraben de Souza (Silva, 2014).

Os depósitos da Fm. Souza se tornaram foco deste trabalho através da caracterização de uma amostra de mão, proveniente do poço 1-BSB01-PB (Figura 2), localizado na região central do semigraben de Souza (Silva *et al*, 2015).



Figura 2: Furo estratigráfico 1-BSB01-PB localizado na parte central da sub-bacia de Souza (Silva *et al*, 2015)

Metodologia

Para as análises de Tomografia Computadorizada foi utilizado o tomógrafo *Siemens Somatom*. Para as análises Micro tomográficas foram utilizados o *Heliscan* e o BSEM (*Scanning Eléctron Microscope*)

Como metodologia aplicada foram feitas análises de porosidade utilizando o micro CT em diversas escalas de estudo. Para ajudar a selecionar o local de análise microtomográfica foi feita uma tomografia computadorizada ao longo da amostra. Para a aplicação de tais métodos foi utilizado um arenito de 25 cm de comprimento (Figura 3), representando a Formação Souza, Bacia do Rio do Peixe. Os resultados da análise fornecerão o link entre a Geologia sedimentar e a Física de Rocha Digital (DRP).

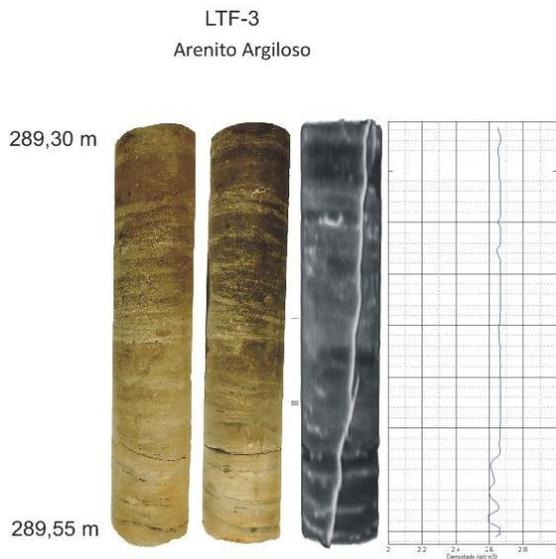


Figura 3: Arenito da Fm. Souza, ao lado da imagem de tomografia computadorizada e o gráfico de densidade feito por diferença de tonalidades de cinza.

Um gráfico de densidade foi elaborado pela resposta dos diferentes tons de cinza. Foi observado que a parte inferior da amostra possui densidade menor do restante e por isso foi escolhida para os estudos de micro tomografia de alta resolução.

Ao retirar a amostra da parte inferior do todo, ficamos com uma escala de plug para as imagens de Micro CT. Trata-se de um arenito arcossiano com granulação fina de 50 mm de diâmetro. As imagens foram obtidas utilizando a técnica *Heliscan* na qual a primeira imagem foi feita com o plug intacto. As resoluções das primeiras imagens alcançam 31,3 μm com 20mm de diâmetro. Após esta primeira etapa, foram feitas imagens com resoluções maiores com o objetivo de atingir a escala de poro com resoluções de 2,67 μm com 2 mm de diâmetro. O mapeamento por diferenças de imagens para a estimativa de porosidade em resoluções menores foi feito utilizando um fluxo comum aplicado a dois tomogramas da mesma amostra, no mesmo local, porém em duas condições experimentais diferentes. Os três primeiros estágios do

fluxo de trabalho são os seguintes (LONG, 2013): 1) Registro; 2) Escala de intensidade e 3) Subtração da intensidade pontual. O registro exato (LATHAM, 2008) e o dimensionamento adequado das intensidades são necessários para que, no passo da diferenciação, as regiões da amostra que não tenham mudado no experimento sejam canceladas. Este fluxo de trabalho pode ser aplicado várias vezes para monitorar a mudança em diferentes estágios durante uma sequência experimental. Dependendo da amostra, pode, por conseguinte, ser adquirida uma série de imagens de micro-CT com agentes de contraste variáveis e em vários estados de saturação (LONG, 2013).

A aplicação desta metodologia nos possibilitou a criação de um mapa de poros. Este mapa foi segmentado e nos gerou a porosidade efetiva local. Os estudos de permeabilidade estão sendo desenvolvidos.

Exemplos

A tomografia computadorizada para estudos geológicos pode levar as análises e pesquisas de novos patamares, ampliando o entendimento das propriedades das rochas. Recentemente diversos autores (Knackstedt et al., 2009; Dvorkin et al., 2011; Zhang et al., 2011, Medeiros et al., 2014) demonstraram a possibilidade de estimar propriedades como a porosidade, a permeabilidade, parâmetros elétricos e propriedade elásticas a partir da análise computacional de imagens de rochas obtidas por Micro CT.

NETO et al. (2011) obtiveram êxito na pesquisa de uma brecha dolomítica através da análise de Micro CT em conjunto com a avaliação petrográfica dos espaços porosos da amostra carbonática, esta se mostrando heterogênea em sua composição estrutural e mineralógica. Observaram na amostra as diferentes fases calcíticas e dolomíticas, onde estas se formaram aos arredores dos poros, tendo influência direta com a porosidade da brecha. A partir da imagem de Micro CT foi possível fazer o cálculo da porosidade efetiva. Porém a permeabilidade se estimou através de cálculos e simulações obtidas a partir da técnica aplicada.

Resultados

A amostra foi escaneada no aparelho *HeliScan*, com as medidas originais. Após, foi feito um corte em sessão de um lado paralelo ao eixo principal e próximo a borda da amostra de forma que fique como uma fita vertical, tal que a maior parte do diâmetro do plug continua intacto para usos futuros. O pedaço cortado foi embebido com epóxi, cortado, lixado e escaneado com o BSEM. Os escaneamentos foram feitos por toda a área da amostra, a baixa resolução, porém uma sessão fina, perpendicular ao acamamento, foi escaneado a altas resoluções. Um mini prisma alongado perpendicular ao acamamento foi cortado de parte da mesma sessão (antes do embebimento de todo o resto) e foi escaneada pelo *Heliscan* (em maior resolução do que o plug de 50 mm de diâmetro escaneado anteriormente). A figura 4 mostra as regiões tomografadas a uma resolução menor e as regiões retiradas para escaneamento a maior resolução nos eixos X, Y e Z

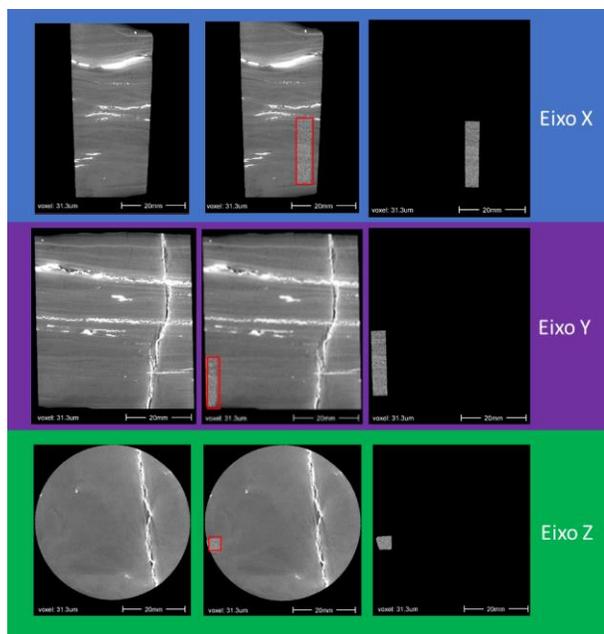


Figura 4: Sessão X, Y e Z da amostra seca escaneada a baixa resolução no *Heliscan* e subamostra seca retirada e escaneada a alta resolução.

Geralmente as sub amostras são em formato cilíndrico, mas nessas amostras foram feitos em formato prismático pois mini fraturas estavam se abrindo em pequenos segmentos com a serra de corte cilíndrico. Não houve problemas com a qualidade do escaneamento sendo a sub amostra neste formato.

A subamostra em formato de mini prisma foi então saturada com um líquido denso aos raios X (contrate alto) e foi reescaneada pelo *Heliscan*. Esta técnica foi feita para a estimativa da porosidade utilizando a sequência de imagens tanto da amostra seca quanto saturada com o fluido de atenuação aos Raios X. A combinação das duas sequencias de imagens microtomográficas (Tomograma) nos resulta no mapa de poros. Como muitos poros não ficaram bem resolvidos com a resolução obtida, alguns microporos não puderam ser captados, a não ser pela técnica de subtração das mesmas imagens a alta resolução e baixa resolução. O Tomograma do mini prisma em seu estado saturado e seco foram processados e registrados nos mesmos lugares e depois subtraídos para a segmentação com o objetivo de fazer um mapa 3D de toda a porosidade. A diferença entre o estado saturado e o estado seco do mini plug foi segmentado para obter o mapa 3D, no qual os tons de cinza dos voxels são agora diretamente proporcionais com a porosidade remanescente (Pontos brilhantes com 0% de porosidade e pontos escuros com 100% de porosidade). A figura 5, mostram os mapas de poros nos eixos X, Y e Z da subamostra, com a amostra seca, mapa de poros e segmentação.

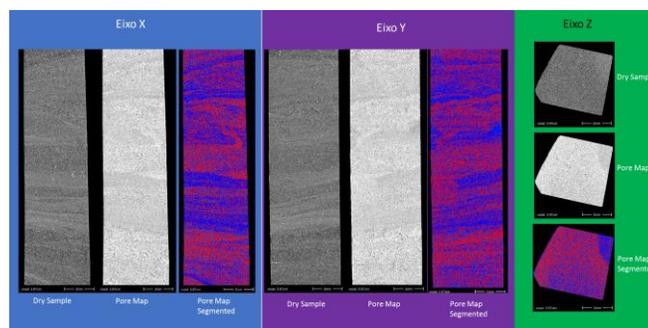


Figura 5: Amostra seca, mapa de poros e mapa de poros segmentado dos eixos X, Y e Z. No mapa de poros segmentados, a cor azul representa a porosidade (Macro poros e Micro poros misturado com a fase 1) e a cor rosa representa o total de sólidos.

O tomograma de todo o mini prisma em seu estado seco resolve muitos poros, mas outros ainda dependem do tamanho do voxel, então o mapa de porosidade quantifica o total e a localidade dessas sub porosidades. Este mapa inclui todas as contribuições de porosidade total, a partir dos poros resolvidos e sub resoluções de microporosidade. A segmentação do mapa de poros foi feita e chegamos aos valores de Macro porosidade, Micro porosidade e sólidos nas orientação X, Y e Z, conforme a tabela 1

Material	Eixo X		Eixo y		Eixo Z	
	Count	Porcentagem	Count	Porcentagem	Count	Porcentagem
Macro Pores	1.386.362	15,58	1.077.715,00	10,71	342243	20,42
Fase 1 + Micro Pores	3.690.421	41,46	4.598.535,00	45,72	482602	28,80
Solid	3.824.217	42,96	4.382.282,00	43,57	850813	50,77
Total (Somatório)	8.901.000	100	10.058.532,00	100	1675658	100

Tabela 1: Valores da segmentação dos mapas de poros dos eixos x, y e z.

Baseado nos resultados da tabela 1, a porcentagem de Macro poros se mostrou bastante expressiva para os eixos. A micro porosidade não foi possível ser quantificada sem a presença da fase 1. Para gerar um perfil de porosidade foi feita a quantificação de poros através da ferramenta *Material Statistic* em conjunto com o *excel* de 30 pontos ao longo da subamostra, para os eixos X e Y. A figura 6, mostra os pontos e o gráficos para os eixos.

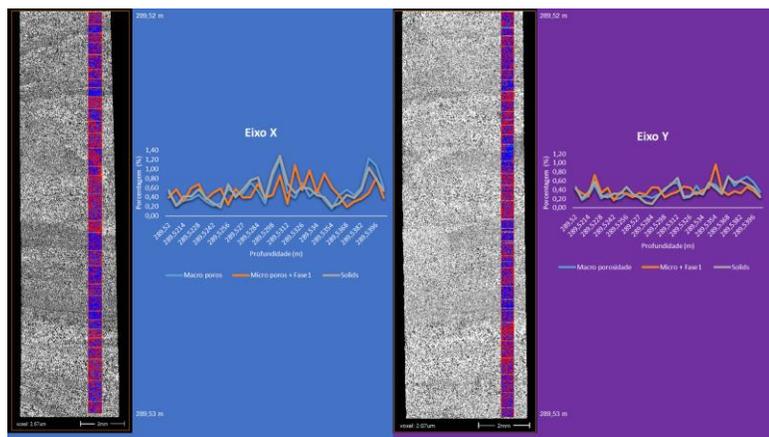


Figura 6: Perfil de porosidade do feixe colorido ao longo da amostra no eixo x e y.

Este resultado mostra que as partes mais porosas se encontram intercaladas com as menos porosas. Este resultado pode proporcionar a análise mais refinada de ciclos deposicionais ao longo da amostra. A diferenciação de fácies estratigráficas fica mais clara (Figura 7).

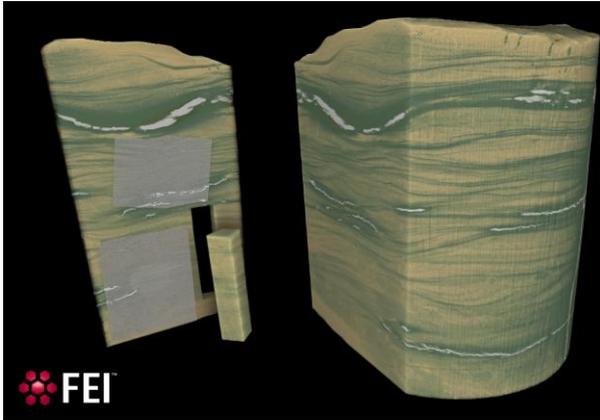


Figura 7: Plug reconstruído a partir de imagens de micro CT, mostrando feições deposicionais cíclicas ao longo da amostra.

Conclusões

A porosidade estimada a partir de imagens de micro-TC segmentadas são fundamentalmente limitadas pela resolução de imagem tomográfica.

Para compensar a insuficiente resolução da imagem, uma técnica de mapeamento diferencial foi utilizada. O uso do mapeamento diferencial seco / húmido levou a uma melhor caracterização do espaço dos poros. Esta técnica foi fundamental para definir a porosidade da sub-resolução, e pode ser utilizada para calcular as propriedades petrofísicas.

Os resultados permitiram concluir que as regiões mais porosas se encontram intercaladas com regiões mais densas ao longo da amostra, permitindo assim inferir uma possível ciclicidade dos eventos deposicionais da Fm. Souza.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a empresa FEI, especialmente Andrew Fogdem e Dan Gostovic pelas imagens e estudos realizados na Universidade da Austrália (ANU), de forma colaborativa com as pesquisas da Coppe/UFRJ.

Referências

NETO, J., 2011. *A microtomografia computadorizada de raios X integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas*. Revista Brasileira de Geociências Vol. 41, pp.498-508.

Latham, S., Varslot, T., and Sheppard, A., *Image registration: Enhancing and calibrating X-ray micro-CT*

imaging, in Proc. Society of Core Analysts, Abu Dhabi, UAE, SCA2008-35, (2008).

DVORKIN, J., DERZHI, N., DIAZ, E., FANG, Q. "Relevance of computational rock physics." *Geophysics*, Vol. 76, n. 5. 2011.

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*, January 2009.

MEDEIROS, L.C.; SOARES, J.A.; SURMAS, R.; FERNANDES, C.P. "Propriedades elásticas e elétricas de rochas estimadas computacionalmente." *VI Simpósio Brasileiro de Geofísica*. Porto Alegre, RS. 2014.

SILVA J.G.F., Análise estratigráfica de subsuperfície do Devoniano da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil. Dissertação de Mestrado, *Programa de Pós-graduação em Geodinâmica e Geofísica, PPGG / CCET / UFRN*, 2014; Natal, Brasil., 195p.

SILVA, A.S., NOGUEIRA, F.C.C., "Faciologia e Petrofísica de rochas da Formação Souza, Bacia Rio do Peixe", Trabalho de Conclusão de Curso, *Centro de Ciências e Tecnologia, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica, Curso de Graduação em Engenharia do Petróleo, DEM / UFCG*, 2015; Campina Grande, Brasil., 17p.

ZHANG, S., SAXENA, S., BARTHELEMY, P., MARSH, M., MAVKO, G., MUKERJI, T. "Poromechanics investigation at pore-scale using Digital Rock Physics Laboratory". *Comsol Conference*, 2011.

LONG H., NARDI C., IDOWU. N., CARNERUP. A., ØREN. P.E., KNACKSTEDT. M., VARSLOT. T., SOK. R.M., *Multi-Scale Imaging and Modeling Workflow to Capture and Characterize Microporosity in Sandstone*, International Symposium of the Society of Core Analysts, SCA2013-013, (2013).

Bakke, S., and Øren, P. L. E. *3-D pore-scale modelling of sandstones and flow simulations in the pore networks*, SPE Journal, 2(2), 136-149, (1997).

Lopez, O., Mock, A., Skretting, J., Peteresen, E.B, Oren, P.E., Rustad, A. B., *Investigation into the reliability of predictive pore scale modelling in siliclastic reservoir rocks*, in Proc. of Society of Core Analysts, SCA2010-23, (2010).

Nardi, C., Lopez, O., Øren, P. E., Held, R., and Petersen Jr, E. B., *Pore-Scale Modeling of Three-Phase Flow: Comparative Study with Experimental Reservoir Data*, in proceeding of Society of Core Analysts, SCA2009-30, (2009).

Øren, P. E., & Bakke, S., *Reconstruction of Berea sandstone and pore-scale modelling of wettability effects*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 39(3), 177-199, (2003).