

Caracterização Petrofísica com Dados Digitais de Reservatório do Pré-sal do Campo de Sapinhoá, Bacia de Santos

Alyne Duarte Vidal¹, Adna Grazielly Paz de Vasconcelos², Jeniffer Silva Martins², Inácio Figueiredo Borges², Aurea Pereira Martins Neta², Josias José da Silva³, Luiz Landau²
Universidade do Estado do Rio de Janeiro¹, Universidade Federal do Rio de Janeiro², PETREC - Petróleo Pesquisa e Tecnologia³

Copyright 2018, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VIII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salinópolis, 18 a 20 de setembro de 2018. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VIII SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

A caracterização textural e de propriedades de fluxo é importante para um melhor entendimento dos reservatórios carbonáticos do pré-sal. O processo de caracterização define os principais parâmetros petrofísicos usados para prever o comportamento do fluxo de fluidos no interior do espaço poroso. Através da associação de texturas com as principais propriedades petrofísicas do poço estudado foi possível obter uma estimativa das zonas de fluxo do reservatório do Campo de Sapinhoá pelo método *Flow Zone Indicator* (FZI), possibilitando a divisão das amostras estudadas em três classes, cada uma com distintas características permoporosas. Na etapa seguinte foi utilizada a descrição da litologia dos plugues para conhecer o significado geológico de cada classe definida.

Introdução

O número crescente de descobertas nos últimos anos e as atividades relacionadas aos reservatórios do pré-sal têm atraído o interesse das grandes empresas petrolíferas que estão interessadas em investir nesse segmento nas bacias sedimentares brasileiras. A Bacia de Santos atualmente é uma das principais bacias para exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, recebendo, assim, grandes investimentos em pesquisa nos últimos anos.

Segundo Papaterra (2010) a área de abrangência dos reservatórios do pré-sal distribui-se essencialmente pelas bacias sedimentares de Santos e Campos, situadas na margem leste continental brasileira originalmente interligadas e atualmente delimitadas por altos do embasamento.

O reservatório estudado está situado na porção central da Bacia de Santos, no Campo de Sapinhoá, representado pela Formação Barra Velha, sendo constituído por rochas carbonáticas (microbiolitos) com origem em ambientes lacustres com influência marinha. A Figura 1 apresenta o mapa de localização do Campo de Sapinhoá, objeto de estudo deste trabalho.

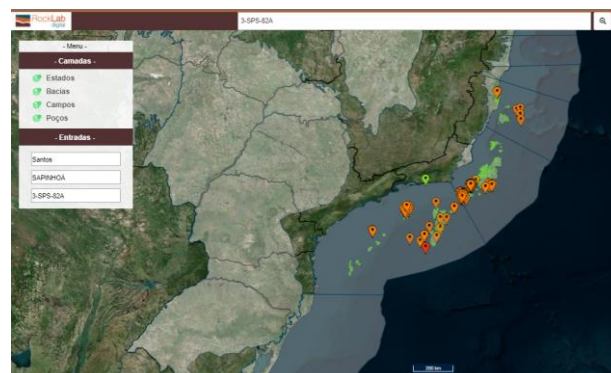


Figura 1 – Mapa de localização do Campo de Sapinhoá (localização destacada em vermelho).

Com o crescimento do setor petrolífero e as descobertas do pré-sal tornou-se necessário o surgimento de ferramentas mais confiáveis, capazes de auxiliar o profissional na tomada de decisões, objetivando diminuir a probabilidade de erro. Nesse contexto, a caracterização petrofísica visa gerar resultados para contribuir para um melhor entendimento do reservatório.

Uma técnica que pode ser aplicada com a finalidade de obter informações sobre as zonas de fluxo é o indicador de zona de fluxo (*Flow Zone Indicator* - FZI). O FZI é uma técnica que auxilia na quantificação do fluxo de fluidos no reservatório e a partir dela é possível obter uma relação entre diferentes propriedades petrofísicas. Este trabalho tem como objetivo aplicar as técnicas de FZI no Campo de Sapinhoá, da Bacia de Santos, definindo as classes petrofísicas pelo conceito do FZI (AMAEFULE, 1993). Além disso, visa o entendimento do comportamento das classes com o auxílio da caracterização textural feita visualmente.

Metodologia

As amostras usadas são oriundas do Campo de Sapinhoá localizado na porção central da Bacia de Santos, onde foram analisados dados de plugues, testemunhos e amostras laterais. Tendo em vista a heterogeneidade no espaço poroso das rochas carbonáticas, fez-se necessário a caracterização em classes petrofísicas, de forma a analisar as propriedades de fluxo e separá-las em diferentes texturas, as quais, conseqüentemente, possuem propriedades petrofísicas distintas. A análise foi feita através o método FZI.

A primeira etapa deste estudo refere-se à classificação textural dos testemunhos A e B, extraídos de diferentes profundidades, a partir de imagens de alta definição e de microtomografia de raios x, como mostrado na Figura 2.

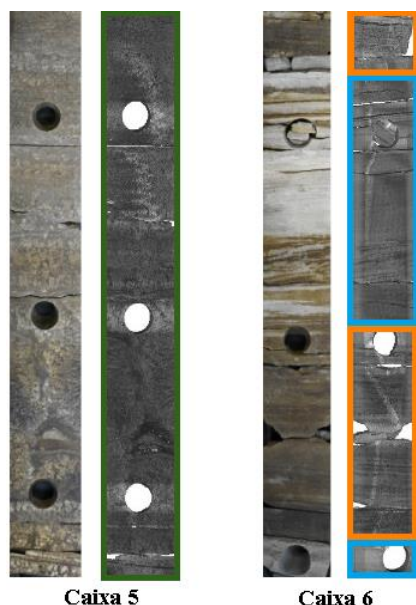


Figura 2 – Imagens de alta resolução e microtomografia de raios x utilizadas para classificação textural dos testemunhos A e B.

A segunda etapa deste estudo foi a análise de textura baseada nos dados petrofísicos, para a separação das classes petrofísicas. Os resultados foram integrados conforme apresentado na Figura 3 (No fim do deste trabalho).

A terceira etapa consistiu em definir as zonas de fluxo preferencial a partir do cálculo da variância entre zonas, de variações agrupadas dentro de zonas e, finalmente, do índice de zoneamento.

Amaefule (1993) propôs o conceito de FZI (do inglês, *Flow Zone Indicator* - Indicador de Zona de Fluxo). O referido método consiste em classificar as amostras de acordo com suas características permoporosas. Amaefule utilizou as Equações (1) e (2), propostas por Cozeny-Carmen (1937), e criou a equação do FZI (3):

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \quad (1) \quad \phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (2)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (3)$$

Considerando seus índices foi realizado o agrupamento das amostras em três intervalos e as suas respectivas texturas, propostos na Tabela 1.

Tabela 1 – Intervalos de FZI com sua respectiva classificação de textura.

Intervalo	Textura
FZI > 5	1
5 < FZI < 1,5	2
FZI < 1,5	3

Resultados

A partir da análise de imagens de microtomografia foram encontradas três texturas diferentes (Figura 4). A textura 1 apresenta granulometria grossa com tamanho de poros predominantemente grandes. A textura 2 é uma textura mista com granulometria média com tamanhos de poros menores que a textura 1. Por último, a textura 3 com granulometria mais fina que as demais podendo haver ou não poucos poros visíveis.



Figura 4 – Texturas identificadas a partir de imagens e microtomografia de raio x de testemunhos.

Nas Figuras 5 e 6 são apresentados os gráficos das correlações feitas a partir de dados de porosidade e permeabilidade obtidos em laboratório para plugues dos testemunhos A e B estudados neste trabalho e os dados destas propriedades estimadas a partir de perfil, respectivamente.

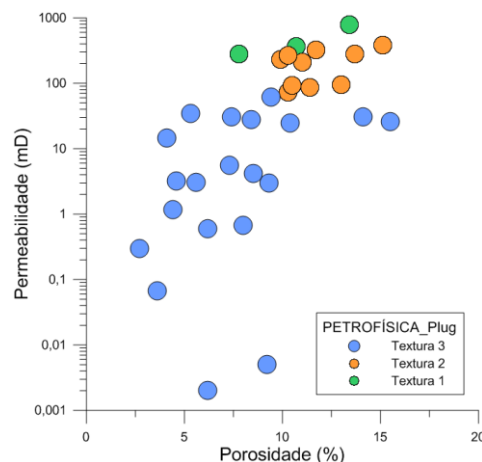


Figura 5 – Classes petrofísicas de plugues dos testemunhos A e B.

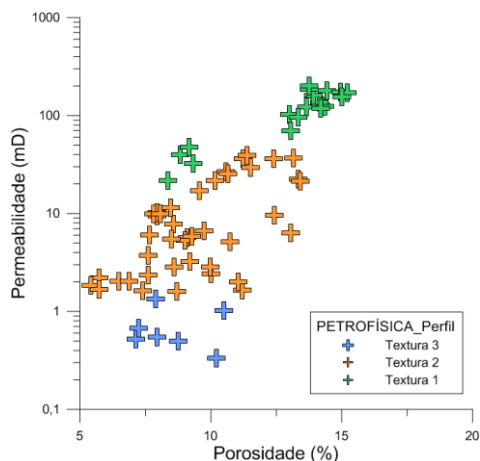


Figura 6 – Classes petrofísicas de perfis dos testemunhos A e B.

Uma vez realizada a definição das texturas e das classes petrofísicas, e observando que existem distintas unidades de fluxo no interior do reservatório, fez-se necessário a correlação com o método FZI. Diversos autores propuseram formas para caracterização de reservatório. A caracterização usada neste trabalho corresponde ao método proposto por Amaefule (1993), o qual foi detalhado no item anterior. As Figuras 7 e 8 mostram as zonas de fluxos encontradas para os plugues e os dados de perfil.

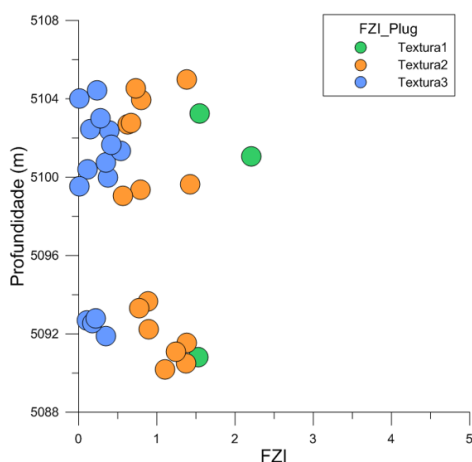


Figura 7 – Zonas de fluxo associadas a texturas definidas anteriormente para dados de plugues.

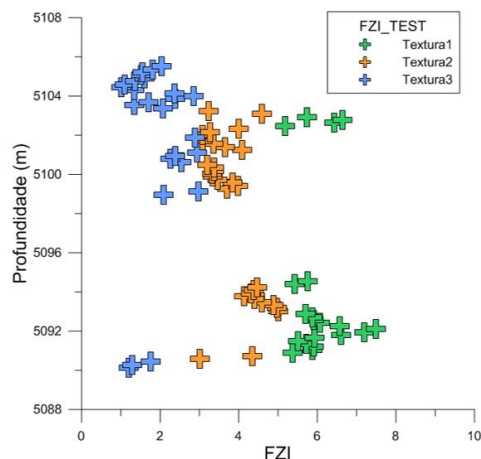


Figura 8 – Zonas de fluxo associadas a texturas definidas anteriormente para dados de testemunho.

O testemunho A apresentou apenas as texturas 1 e 2, exibindo porosidade e permeabilidade médias, obtidas a partir de perfis de poço, de 12,34% e 86,31 mD, respectivamente. Os ensaios laboratoriais de plugues extraídos do testemunho A apresentaram porosidade média de 10,69 % e permeabilidade média de 142,86 mD e os ensaios laboratoriais das amostras laterais extraídas no mesmo intervalo compreendido pelo testemunho A apresentaram porosidade e permeabilidade médias de 8,64% e 285,90 mD, respectivamente.

O testemunho B, por sua vez, apresentou os três tipos de texturas, exibindo padrões de textura mais fina que as demais em aproximadamente 40% do testemunho. Como resultado disto, as propriedades permoporosas avaliadas apresentaram valores inferiores aos obtidos para o testemunho A. Para o testemunho B, os valores de porosidade e permeabilidade médias, obtidas a partir de perfis de poço, foram de 8,98% e 9,78 mD, respectivamente. Os ensaios laboratoriais de plugues extraídos do testemunho B apresentaram porosidade média de 7,44% e permeabilidade média de 65,77 mD e os ensaios laboratoriais das amostras laterais extraídas no intervalo compreendido pelo testemunho B apresentaram porosidade e permeabilidade médias de 4,56% e 57,75 mD, respectivamente.

Com isso, observa-se que o intervalo referente ao testemunho A apresenta melhores propriedades de fluxo.

Discussão e Conclusões

As imagens de microtomografia de raio-x permitiram definir texturas e identificar fácies com características permoporosas de melhor qualidade e a correlação entre texturas, porosidade e permeabilidade obtidas através de diferentes metodologias, mostra-se como ferramenta para caracterização de zonas preferenciais de fluxo em reservatórios carbonáticos do pré-sal.

Considerando o elevado grau de heterogeneidade dos reservatórios do pré-sal, o uso da abordagem de texturas para uma melhor representação do comportamento dinâmico dos mesmos se justifica plenamente.

O método FZI forneceu uma forma conveniente para distinguir as diferenças no comportamento permoporoso das amostras e as zonas de fluxo de um reservatório.

Cabe enfatizar que, neste trabalho, a caracterização das texturas foi obtida pelos parâmetros permoporosos, resultantes de ensaios de petrofísica básica. A obtenção das texturas foi usada a metodologia da descrição visual da granulometria através de imagens de alta resolução.

Agradecimentos

Agradecemos a COPPE/UFRJ, UERJ e a empresa PETREC pela disposição dos dados, análises laboratoriais e suporte financeiro para a realização deste projeto.

Referências

Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., e Keelan, D. K. (1993) -Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals / wells. SPE paper 26436, 205 –220.

Almeida, F. F. M. de, 1969. Diferenciação tectônica da Plataforma Brasileira (Tectonic differentiation of the Brazilian Platform). Proceedings 33rd. Brazilian Geological Congress, Salvador(BA), Brazil, vol. 1: 29-46.

Arora et al. (06 co-authors), 1999. 2D geoelectrical model for the Parnaíba conductivity anomaly, north-northeast Brazil and its tectonic implications. Tectonophysics, 302: 57-69.

Bott, M. H. P., 1982. Stress based tectonic mechanisms at passive continental margins. In: Scrutton, R. A. (Ed.), Dynamics of Passive Margins. AGU Geodynamic Series, Washington (DC), USA, vol. 6: 147-153.

Carman, P. C. (1939) - Permeability of Saturated Sands, Soils and Clays. Journal of Agricultural Sciences. Vol. 29, p. 57-68.

Chandler, V. W., Kiski, H. S., Hinze, W. J. & Braile, L. W., 1981. Analysis of multisource gravity and magnetic anomaly data sets by moving-window applications of Poisson's theorem. Geophysics, 46: 30-39.

Figueiredo, M. C. H., 1980. Geochemistry of high-grade metamorphic rocks, Northeastern Bahia, Brazil. Ph. D. Thesis, Department of Geology of the University of Western Ontario, Canada.

Turner, F. J. & Werhoogen, J., 1960. Igneous and metamorphic petrology. 2nd ed., McGraw Hill, New York, USA.

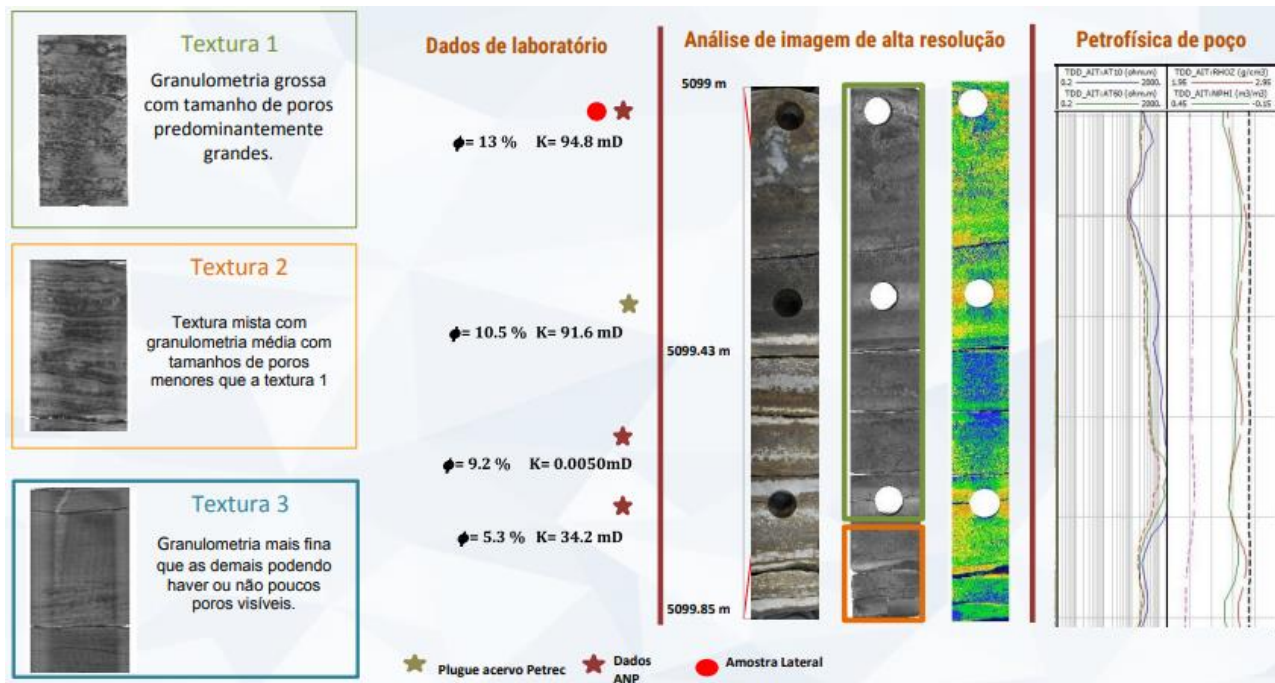


Figura 3 – Integração da classificação textural realizada a partir de imagens de alta resolução e microtomografia de raios x à dados petrofísicos de poço e laboratoriais.