

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Propriedade Petrofísicas de Arenitos Deformados e Silicificados

AUTORES:

Thiago Pedro de Lira Gomes¹, Amanda da Conceição Evaristo da Silva¹, Francisco Cézar Costa Nogueira¹, Jorge André Braz de Souza², Bruno Raphael Barbosa Melo de Carvalho²

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal de Campina Grande, ²CENPES, PETROBRÁS

PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE ARENITOS DEFORMADOS E SILICIFICADOS

Abstract

The Rio do Peixe Basin (BRP) located in the far west of Paraíba integrates the so-called inland areas of northeastern Brazil. In this basin are found silicified deposits and structures ruptures known as deformation bands (DB). DB formed in porous rocks affect usually the petrophysical and geomechanical properties of rocks. Just like DB, Silicification also affects the properties of the rocks being characterized by the cementation of the rock by silica minerals or their inclusion in open discontinuities, reducing pore space and reducing fluid flow paths. Thus, the present work aims to analyze the behavior of petrophysical properties of BRP deformed and silicified sandstones. For this purpose, fixed size plugs were collected in the field and used for the preparation of thin slides and then photographed with optical microscope with camera attached generating high resolution images. These micrographic images were used for extraction of porosity, permeability and specific surface area values by digital analysis using Avizo Fire 8® and MATLAB® software where deformed rocks and silicified, only deformed, only silicified and without deformation and silicification were compared. The porosity results of undeformed and silicified samples and deformed samples without silicification showed a reduction of approximately 70% and 57%, respectively, in relation to the deformed and unsilicated, while in the deformed and silicified, this decrease is of 82%. A reduction in the permeability values of 85%, 89% and 94% was observed in the undeformed and silicified, in deformed and non-silicified and in deformed and silicified, respectively, in relation to those without deformation and without silicification. The surface area values, has a median $9.6 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$ for samples without deformation and silicification, $4.2 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$ for only deformed samples, $2.1 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$ for only silicified and $1.5 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$ to the deformed and silicified samples. Individually, the deformation bands have less effect on the porosity and surface area reduction of the samples when compared with the effects of the silicification. We can still see that this reduction is most effective when the rock is deformed and Silicified. The permeability of these samples is most affected by the presence of deformation band than silicification, when these are individually analyzed in the samples. Therefore, the Deformation bands together with silicification processes strongly affect the properties of and the specific surface area of the rocks.

Introdução

A Bacia Rio do Peixe (BRP) localiza-se no estado da Paraíba e integra as bacias interiores do Nordeste, possuindo uma área de aproximadamente 1.315 km^2 . Encontra-se a norte do Lineamento Patos e possui três formações geológicas principais, Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas (Mendonça et. al, 2006) que estão associadas a três sub-bacias Brejo das Freiras, Sousa e Pombal (Françolin et. al, 1994). A BRP é composta de depósitos silicificados que datam do Cretáceo Inferior e de estruturas rúpteis conhecidas como bandas de deformação.

Nas rochas sedimentares altamente porosas, a deformação rúptil é expressa por estruturas deformacionais de espessura variada, denominadas bandas de deformação. De acordo com Fossen e Bale (2007), nos arenitos, as bandas de deformação ocorrem como estruturas individuais, como clusters e em zonas danificadas por falha. Isso sugere que as falhas nos arenitos são formadas pela intensificação do processo rúptil dentro de clusters de bandas. No entanto é importante frisar que as bandas de deformação diferem em muitos aspectos das falhas e fraturas, não possuindo características de fratura discreta ou de escorregamento superficial (FOSSEN, 2012; TORABI; FOSSEN, 2009).

Na maioria dos casos, as bandas de deformação são responsáveis por reduzir a porosidade e permeabilidade da rocha hospedeira. Além disso, as bandas de deformação podem afetar as propriedades geomecânicas das rochas. Segundo Pontes (2017), há um crescimento na resistência a compressão axial e no Módulo de Young das rochas com a presença de bandas de deformação (FOSSEN, 2012; TORABI; FOSSEN, 2009; PONTES, 2017; TORABI; ALIKARAMI, 2012).

Arenitos porosos constituem um importante tipo de reservatório de petróleo e água, e por isso a compreensão da influência das bandas de deformação sobre o fluxo de fluidos é de extrema importância. Fossen (2012) afirma que a orientação, continuidade, conectividade, espessura cumulativa e a variação de permeabilidade das bandas de deformação podem influenciar na produção de petróleo e água

subterrânea. Além disso, é importante compreender como uma rocha mecanicamente tão resistente, com reduzidos valores de porosidade, permite o desenvolvimento de bandas de deformação.

Os processos hidrotermais são caracterizados pela circulação de fluidos quentes na crosta, e pela precipitação de metais e outros componentes minerais no decorrer do seu trajeto. Alterações hidrotermais acontecem quando esses fluidos quentes (com temperaturas variando entre 50 a 500° C aproximadamente) viajam pelas rochas resultando em reações minerais que culminam em um desequilíbrio, gerando assim, novas combinações minerais (QUEIROZ et al., 2016; LOBATO; VIEIRA, 1998).

A percolação desses fluidos é controlada pelas estruturas geológicas, e a alteração hidrotermal varia em função da pressão, temperatura e da composição do fluido. A principal composição desses fluidos é comumente a sílica, os cátions Na, K, Ca e Mg e os ânions Cl, SO₄ e HCO₃ e eles podem catalisar, transportar e concentrar tais elementos previamente presos nas rochas encaixantes. A precipitação dos solutos é resultado da interação química entre a formação rochosa e os fluidos hidrotermais. Ela acontece devido a mudanças de temperatura e pressão; reações com a rocha encaixante e mudanças químicas devido à combinação de fluidos (QUEIROZ et al., 2016; PIRES, 1995; LOBATO; VIEIRA, 1998).

Silicificação pode ser definida como um processo diagenético metassomático aonde acontece, essencialmente, a substituição de rocha por minerais silicosos, como o quartzo e o chert, ou pela inclusão desses minerais nas discontinuidades abertas, ou ainda pela concentração mecânica de quartzo a partir de lixiviação de materiais solúveis seguida de recimentação silicosa em algumas situações. O grau da silicificação depende de algumas características físicas da rocha, tais como a coesão (os grãos de quartzo e o cimento possuem a mesma composição química), a porosidade e a permeabilidade (ARAÚJO, 1992; GIACOMELI; AZZI; ZANARDO, 2009). Há indícios de que a Silicificação na Bacia Rio do Peixe está relacionada a processos hidrotermais.

As bandas de deformação e processos de silicificação em arenitos podem atuar como barreira ou desvio ao fluxo de fluidos em reservatórios, pois comumente provocam redução na porosidade e permeabilidade, bem como o aumento na compactação das rochas. Pensando nisso, objetivo principal deste trabalho é compreender a influência de bandas de deformação afetando rochas silicificadas sobre as propriedades texturais dos arenitos conglomeráticos da BRP, bem como seu efeito nas características permoporosas e geomecânicas dessas rochas.

METODOLOGIA

Preparação de amostras

Existem 6 diferentes fácies de silicificação na Bacia Rio do Peixe. A fácies 1 é formada por arenito médio a grosso, com grãos bem preservados do embasamento, composto por quartzo, feldspato, mica e fragmentos de rocha de cimentação silicosa, sendo observado em afloramento do tipo lajeados. A fácies 2 é constituída de arenito, folhelho carbonático e milonito do embasamento, com rochas provenientes da inversão da bacia. A fácies 3 é composta por conglomerado de granulometria grossa, mal selecionada, proveniente de afloramento do tipo lajeado. Essas rochas possuem cimento de cor escura e cor cinza. A fácies 4 é composta por arenito conglomerático de granulometria grossa e mal selecionada. Afloramento do tipo lajeado. Apresenta cimentação silicosa e escura. A fácies 5 é formada por arenito fino silicificado, composto por quartzo, feldspato e argila de cor amarela. A fácies 6 é o contato do arenito silicificado com o arenito sem silificação e o embasamento na drenagem. Amostras dessas fácies podem ser observadas na Figura 1 (a).

As fácies 2, 3 e 4 apresentam rochas com cimento de coloração mais escura. As fácies 3 e 5 são as que apresentam uma granulometria mais fina, e a 4 e 6 uma granulometria mais grossa. As fácies 6 é a que possui menos cimentação e a que possui maior porosidade. A Figura 1 (b) mostra os pontos da Bacia aonde essas amostras foram coletadas.

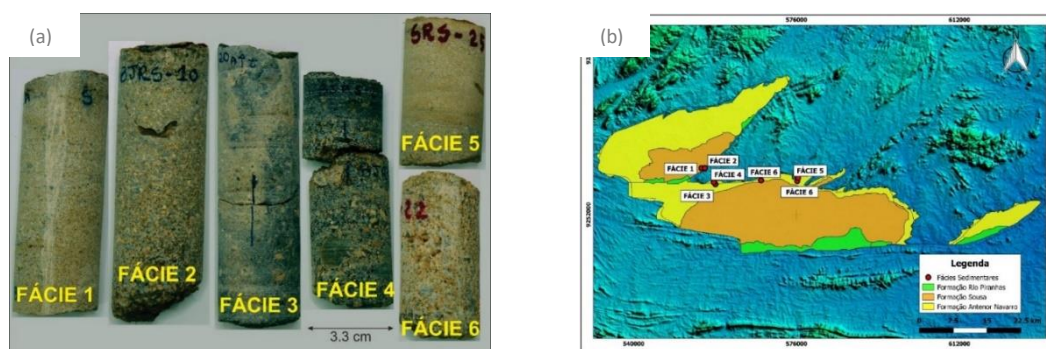


Figura 1. (a) Plugs contendo as diferentes fácies da região silicificada da Bacia Rio do Peixe; (b) Localização das fácies na Bacia Rio do Peixe.

Para esse estudo foram selecionados 17 *plugs* com 1,5 in de diâmetro (3,81cm) e 2 in de comprimento (5,08cm), extraídos dos afloramentos de Melancias e Sítio Saco. A partir deles, 23 lâminas delgadas foram preparadas no laboratório de laminação da Universidade Federal do Rio de Janeiro, sendo posteriormente fotografadas com microscópio óptico com câmera acoplada, gerando imagens de alta resolução. Essas imagens foram utilizadas para a estimativa da porosidade e permeabilidade das amostras.

A análise petrofísica foi realizada através da análise digital de imagens de alta resolução. Podemos definir uma imagem digital como sendo um conjunto de pixels que possuem intensidades diferentes, seja em escala de cinza ou de cor. A diferenciação de intensidade possibilita ainda a distinção entre fase sólida e porosa do material. A resolução da imagem indica o tamanho do pixel utilizado, quanto maior a quantidade de pixels por unidade de comprimento, maior a resolução da imagem, ou seja, menores tamanhos de pixels implicam em uma maior resolução (GARBOCZI, BENTZ; MARTYS, 1999).

Uma imagem digital em escala de cinza possui seus pixels com intensidade variando de preto (0) a branco (N). Por se tratar de um sistema de imagem de microscópio, temos que o valor de N=255, o que representa 8 bits de resolução de intensidade. Quando a imagem digital é colorida cada valor de pixel contém três valores distintos para o *Red*, *Green* e o *Blue*, formando 24 bits de resolução por cor. Qualquer forma aleatória que preenchesse uma área poderia ser usada para representar uma imagem digital, porém, geralmente, elas são representadas por uma matriz retangular de pixels quadrados em duas dimensões (GARBOCZI, BENTZ; MARTYS, 1999).

A importância da utilização da imagem digital está atrelada ao fato delas possibilitarem uma análise quantitativa das imagens. Além disso, existem casos aonde não é possível obter dados *in situ*, ou ainda, quando esses dados não possuem a precisão necessária, a análise digital se tornou uma alternativa bastante útil para contornar essas dificuldades (GARBOCZI, BENTZ; MARTYS, 1999).

Em cada imagem analisada foram selecionadas regiões de dimensões fixas (1500x1500 pixels), levando em consideração a distribuição de tamanho de grão da amostra e a presença de banda de deformação, para escolha do local de análise. Nas regiões selecionadas foram obtidas a porosidade, utilizando o *software* *Avizo Fire 8*® e o *MATLAB*®, e a permeabilidade, fazendo uso do *MATLAB*®. Para a preparação das lâminas, elas são impregnadas por resina, identificada na cor azul (Figura 3a), ocupando o espaço poroso da amostra.

A segmentação no *Avizo Fire 8*® consiste em segmentar essa cor azul (Figura 3b), através do controle da intensidade dos canais RGB (*Red*, *Green* e *Blue*). Após segmentada, a imagem é salva em padrões de cinza, como mostrado na Figura 3c.

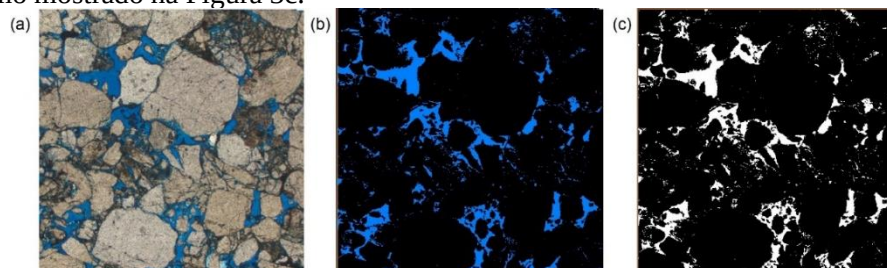


Figura 2. Etapas da determinação da porosidade. (a) Imagem fonte onde os poros são representados pela cor azul; (b) Imagem binarizada, cor azul representa os poros da amostra; e (c) Imagem na escala de cinza.

Por fim, o software apresenta a contagem de pixels que representam a fração poro na imagem e os pixels que representam a fração grão, e, portanto, a porosidade ($\emptyset$) pode ser encontrada utilizando a Equação 1:

$$\emptyset = \left(\frac{Cp}{Cp+Cr} \right) \times 100 \quad (1)$$

Onde Cp são os pixels da fração poro e Cr os pixels da fração grão.

Para o cálculo da porosidade e da permeabilidade dessas áreas, empregando o *MATLAB*®, foi utilizada uma função de correlação espacial desenvolvida por Garbocz et al. (1999) e por uma versão modificada da relação de Kozeny-Carman (TORABI, FOSSEN; ALAEI, 2008).

Baseado na função escrita no *MATLAB*® por Torabi (2007), desenvolvemos no *MATLAB*® uma função da qual se obteve a porosidade 2D, a área superficial específica e a permeabilidade 2D da área de interesse. Inicialmente, essa função é responsável por binarizar a imagem de entrada usando *Otsu's method* para escolha do *threshold* adequado. Em seguida, a imagem binária é revertida, e os pixels da imagem que representam a fração de poros terão valor de 1 e os pixels referentes a fração de grãos da imagem terão valor de 0. Um exemplo de imagem binária e de imagem invertida pode ser observado na Figura 4 (ZHANG; HU, 2008).

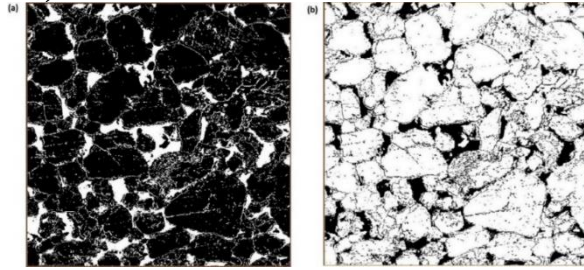


Figura 3. (a) Imagem binária em escala de cinza; (b) Imagem binária invertida.

O primeiro ponto da função de correlação foi obtido pela Equação 2, onde $M \times N$ é a matriz que representam a imagem binária $f_{(i,j)}$ é a própria imagem binária. O valor dessa função é igual à porosidade 2D da área de interesse.

$$S_1 = \emptyset = \langle f_{(i,j)} \rangle = \frac{1}{M \times N} \sum_{i,j} f_{(i,j)} \quad (2)$$

$$i = 1, 2, \dots, M; \quad j = 1, 2, \dots, N$$

O segundo ponto da função de correlação (Equação 3) calcula a probabilidade de dois pontos com uma distância fixa possuírem pixels representantes da fração poro no plano cartesiano (TORABI; FOSSEN, 2009). Pode-se ainda realizar o cálculo do segundo ponto no sistema de coordenadas polar (Equação 4). O presente estudo utilizou a Equação 4 para esse fim.

$$S_2(x, y) = \langle f_{(i,j)} f_{(i+x, j+y)} \rangle = \frac{1}{M \times N} \sum_{i,j} f_{(i,j)} f_{(i+x, j+y)} \quad (3)$$

$$S_2(r) = \frac{1}{2r+1} \sum_{l=0}^{2r} S_2 \left(r, \frac{\pi l}{4r} \right) \quad (4)$$

Segundo Berryman (1998), existem duas maneiras para calcular a área superficial específica, ou seja, a área total de poros dividida pelo volume de poros da amostra:

$$S'_2(0) = -\frac{s}{4} \quad (5)$$

$$S'_2(0) = -\frac{s}{\pi} \quad (6)$$

Onde s é a área superficial específica e $S'_2(0)$ a inclinação do gráfico da taxa de variação do segundo ponto de correlação no plano radial para $r=0$.

Para cálculos em amostras contendo banda de deformação, a Equação 5 apresentou melhores estimativas para na obtenção da área superficial específica (TORABI, FOSSEN; ALAEI, 2008).

Por fim, uma versão modificada da relação de Kozeny-Carman (Equação 7) foi aplicada para calcular a permeabilidade 2D. Essa equação relaciona a porosidade (ϕ); uma constante relativa à geometria do poro (c) que é igual a dois para materiais com poros com seção circular; o fator de formação (F), que possui uma relação exponencial com a porosidade (Equação 8); e a área superficial específica de poro (s). m representa o fator de cimentação da rocha, que varia entre 1,5 para arenitos pobremente consolidados e 2 para arenitos bem consolidados. (TORABI, FOSSEN; ALAEI, 2008).

$$k = \frac{\phi^2}{cFs^2} \quad (7)$$

$$F = \phi^{-m} \quad (8)$$

Resultados e Discussão

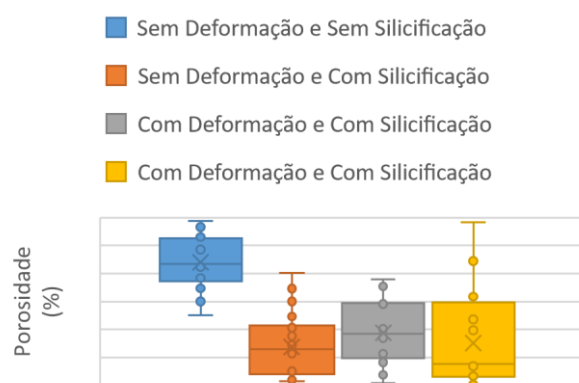


Figura 4. Comparação de Porosidade variando com a adição de atributos.

Analizando as medianas, foi encontrado 2,613% para as amostras não deformadas e silicificadas e 3,71% para as deformadas e não-silicificadas o que representa um decréscimo de aproximadamente 70% e 57% respectivamente, em relação as não deformadas e não silicificadas. Quando analisadas as deformadas e silicificadas esse valor é de 1,537%, o que efetiva a redução com uma diminuição de 82%. É, também, visto que a mediana desses valores não é representativa, pois a maior parte de seus dados se encontra acima desse valor.

Analizando os valores de permeabilidade (Figura 5), nas amostras onde não há deformação e silicificação é observada a mediana localiza-se em 44,85mD, enquanto nas amostras não deformadas e silicificadas em 6,6mD, nas deformadas e não silicificadas em 5,03mD e nas deformadas e silicificadas em 2,57mD, o que corresponde a uma diminuição de 85%, 89% e 94%, respectivamente em relação as sem deformação e sem silicificação.

A partir das análises realizadas foram plotados gráficos de Porosidade (Figura 4), Permeabilidade (Figura 5) e Área Superficial Específica (Figura 6) variando com a adição dos atributos estudados.

Inicialmente, analisando os valores de porosidade (figura 4), é observado que as amostras sem deformação e sem silicificação são as que apresentam maior homogeneidade nos resultados obtidos, tendo um desvio padrão de aproximadamente $\pm 1,904\%$, enquanto as com deformação e com silicificação são as mais heterogêneas, apresentando desvio padrão de $\pm 3,354\%$.

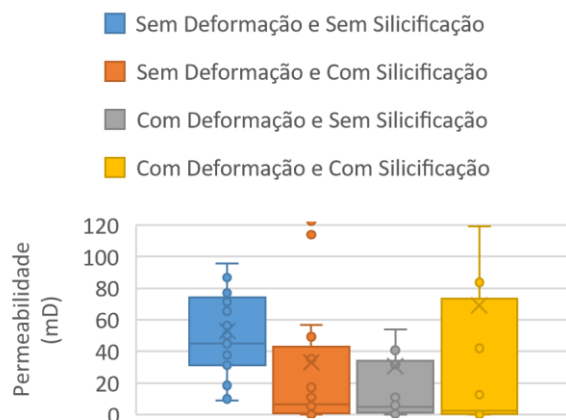


Figura 5. Comparação de Permeabilidade variando com a adição de atributos.

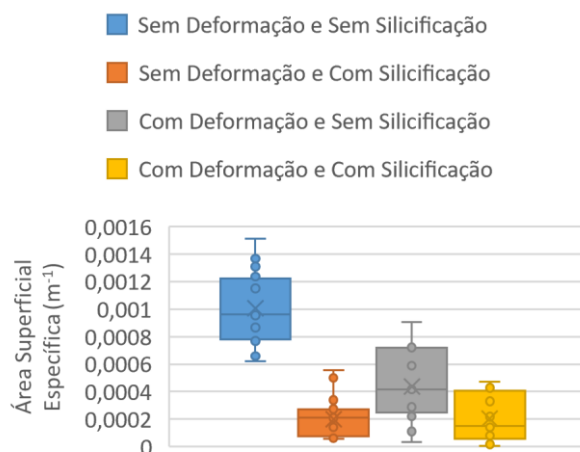


Figura 6. Comparação de Área Superficial Específica variando com a adição de atributos.

Observado os valores de área superficial específica (Figura 6), é visto que a mediana das amostras sem deformação e silicificação é $9,6 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$. Quando comparada com amostras deformadas e silicificadas, é notada uma queda nesse valor para $1,5 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$, sendo 84% menor. Quando apenas uma das características é adicionada, essa diminuição é menos acentuada, sendo reduzida para $2,1 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$ nas amostras silificadas e não deformadas e para $4,2 \times 10^{-4} \text{ m}^{-1}$ nas deformadas e não silicificadas, correspondendo a um decréscimo de 78% e 56% respectivamente.

Esses resultados são condizentes com os dados da literatura e podem ser justificadas pela ampla variação granulométrica, além da redução do tamanho dos grãos, a presença de grãos angulosos e a ausência de espaço poroso, dentro

do núcleo.

Conclusões

A partir das análises realizadas podemos concluir que as amostras sem a presença de deformação e da silicificação apresentam maior homogeneidade nos valores encontrados quando estudada ao longo da lâmina, enquanto as amostras com uma ou ambas características são mais heterogêneas.

Também foi visto que, individualmente, a silicificação tem maior efeito na redução da porosidade e da área superficial das amostras quando comparado com os efeitos da deformação, enquanto a permeabilidade das amostras é mais afetada pela presença de banda de deformação do que pela silicificação. Ainda podemos verificar que essa redução é mais efetiva quando a rocha é deformada e silicificada.

Por fim, pode-se concluir que as bandas de deformação irão afetar fortemente as propriedades petrofísicas dos arenitos silicificados.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira por ter me orientado durante a pesquisa, assim como minha amiga Amanda da Conceição Evaristo da Silva que me auxiliou durante toda a pesquisa e a todos os alunos, técnicos, professores e funcionários do Laboratório de Pesquisa em Exploração Petrolífera (LAPEP) pelo apoio técnico e profissional constante durante o desenvolvimento da pesquisa. Agradeço, também, ao convênio PETROBRAS/UFCG TC 5850.0109438.18.9, coordenado pelo Prof. Francisco César Costa Nogueira, pelo financiamento de algumas das atividades desenvolvidas neste trabalho, e à PETROBRAS pela permissão para a publicação destes resultados.

Referências Bibliográficas

ARAÚJO, A. G. de M. **As propriedades físicas dos arenitos silicificados e suas implicações na aptidão ao lascamento.** Rev. do Museu de Arqueologia e Etnologia, S. Paulo, 2:63-74, 1992.

BERRYMAN, J. G. **Planar spatial correlations, anisotropy, and specific surface area of stationary random porous media.** Journal Of Applied Physics, [s.l.], v. 83, n. 3, p.1685-1693, fev. 1998. AIP Publishing. <http://dx.doi.org/10.1063/1.366885>.

BRACE, W. E. **Permeability from resistivity and pore shape,** J. Geophys. Res., 82(23), 3343-3349, 1977.

FOSSSEN, H. **Geologia estrutural**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. 584 p.

GARBOCZI, E. J.; BENTZ, D. P.; MARTYS, N. S. **Digital images and computer modelling. Experimental methods in the physical sciences, in Methods in the Physics of Porous Media**, vol. 35, chap. 1, pp. 1– 41, Elsevier, New York, 1999.

GIACOMELI, H.; AZZI, A. de A.; ZANARDO, A. Tipos de silicificação reconhecidos no nordeste da Bacia do Paraná. **Simpósio do Sudeste 2009**, São Pedro, v. 5, n. 48, p.00-00, out. 2009.

LOBATO, L. M.; VIEIRA, F. W. R. Styles of hydrothermal alteration and gold mineralization associated with the Nova Lima Group of the Quadrilátero Ferrífero: part II, the archean mesothermal gold-bearing hydrothermal system. **Revista Brasileira de Geociências**, Belo Horizonte, v. 28, n. 3, p.355-366, nov. 1998.

PIRES, A. C. B. Identificação geofísica de áreas de alteração hidrotermal, Crixás-Guarinos, Goiás. **Revista Brasileira de Geociências**, Brasília, v. 25, n. 1, p.61-68, mar. 1995.

PONTES, C. C. C. **Propriedades físicas de arenitos afetados por bandas de deformação nos diferentes elementos arquiteturais de uma zona de falha**. 2017. 61 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Exploração Petrolífera e Mineral, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2017.

QUEIROZ, D. S. de et al. Principais áreas mineralizadas por sistemas hidrotermais na região Lavras do Sul e Caçapava do Sul In: VII SALÃO INTERNACIONAL DE ENSINO, PESQUISA E EXTENSÃO – UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA, 7. 2015, Bagé. **Anais**. Bagé: Cnpq, 2016.

SILVA, I. V. L.; NOGUEIRA, F. C. C. **Análise digital das propriedades petrofísicas de arenitos afetados por banda de deformação sob diferentes processos cataclásticos**. 2018. 16 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2018.

TORABI, A. **Deformation bands in porous sandstones: their microstructure and petrophysical properties**. 2007. 153 f. Tese (Doutorado), Department Of Earth Science, University Of Bergen, Bergen, 2007.

TORABI, A.; ALIKARAMI, R. **Heterogeneity within deformation bands in sandstone reservoirs**. In: 46TH US ROCK MECHANICS / GEOMECHANICS SYMPOSIUM, 46. 2012, Chicago. Chicago: American Rock Mechanics Association, 2012. p. 1 - 7.

TORABI, A.; FOSSSEN, H. **Spatial variation of microstructure and petrophysical properties along deformation bands in reservoir sandstones**. Aapg Bulletin, [s.l.], v. 93, n. 7, p.919-938, jul. 2009. American Association of Petroleum Geologists AAPG/Datapages. <http://dx.doi.org/10.1306/03270908161>.

TORABI, A.; FOSSSEN, H.; ALAEI, B. **Application of spatial correlation functions in permeability estimation of deformation bands in porous rocks: Journal of Geophysical Research**, v. 113, p. 1– 10, 2008.

ZHANG, J; HU, J. 2008 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER SCIENCE AND SOFTWARE ENGINEERING. **Image Segmentation Based on 2D Otsu Method with Histogram Analysis**. Tokyo: CSSE, 2008. 4 p.