

APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE ANÁLISE DE IMAGEM EM LÂMINAS DELGADAS PARA CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS CARBONÁTICAS DO PRÉ-SAL

Palavras-Chave: Pré-Sal, Bacia de Santos, Tortuosidade

Autores(as):

BERNARDO LUIZ REINA DE CARVALHO VIANA [IG-UNICAMP]

Prof. Dr. ALEXANDRE CAMPANE VIDAL (orientador) [IG-UNICAMP]

INTRODUÇÃO:

O Pré-Sal brasileiro representa uma das mais relevantes descobertas geológicas recentes, em razão do estudo da gênese das rochas que o formam e, sobretudo, por seu amplo potencial como reservatório de óleo e gás, com a exploração do petróleo nestes reservatórios tendo a capacidade de alavancar a produção brasileira, colocando o país em posição de maior relevância no cenário econômico global (RODRIGUES e SAUER, 2015).

Nesse contexto está inserida a Bacia de Santos, uma bacia sedimentar de margem passiva localizada na placa sul-americana, ocupando aproximadamente 350.000 km², tendo seu limite setentrional no Alto de Cabo Frio, à margem da Bacia de Campos, e seu limite meridional na plataforma de Florianópolis, à margem da Bacia de Pelotas (MOREIRA, *et al.* 2007).

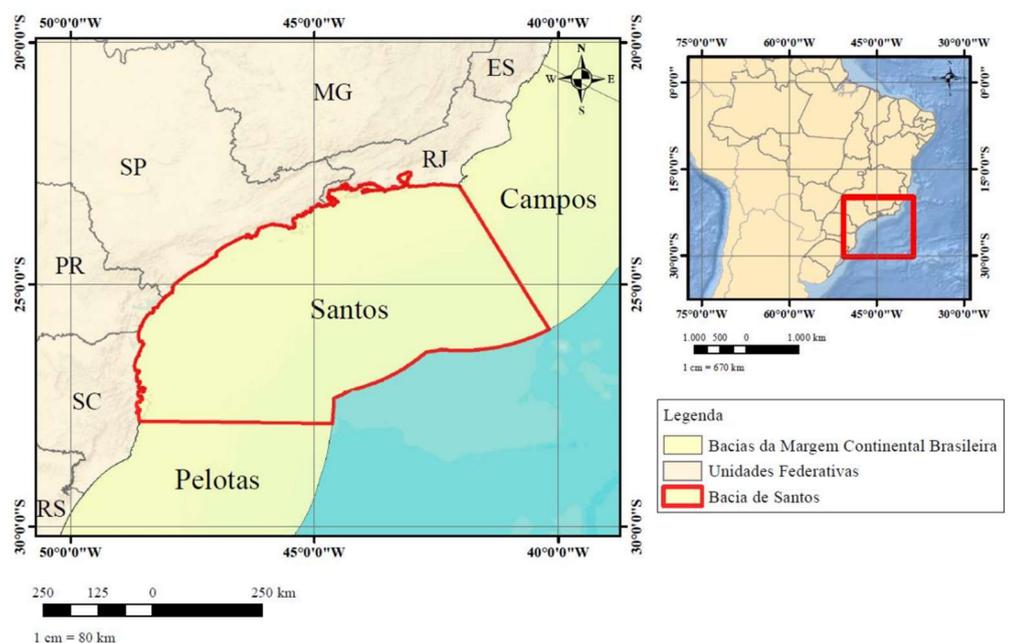


Figura 1. Mapa de Localização da Bacia de Santos

A evolução tectônica e sedimentar da Bacia de Santos está associada a formação semelhante das bacias na porção SE da margem continental brasileira, relacionada à dinâmica de ruptura do continente Gondwana e abertura do Atlântico Sul (MOHRIAK, 2008). Tal desenvolvimento ocorreu a partir de eventos extensionais e falhamentos sintéticos e antitéticos ao longo da fase rifte (MOHRIAK, 2003), sucedidos pela formação de bacias sag (BUCKLEY, *et al.* 2015) e seguido pela fase drifte, com o estabelecimento de margem passiva (MOREIRA, *et al.* 2007). Analogamente à evolução estrutural, os

processos deposicionais são compostos por três supersequências: i) Rifte ($\pm 138-123$ Ma); ii) Pós-Rifte ($\pm 123-113$ Ma); iii) Drifte ($\pm 113-0$ Ma) (MOREIRA et al. 2007).

A área de interesse do presente trabalho corresponde à Formação Barra Velha, que está inserida na Bacia de Santos, na Supersequência pós-rifte. A Formação Barra Velha é dividida em duas porções, superior e inferior, com a inferior fazendo parte da Sequência K44, e a superior da Sequência K46-48, sendo que ambas estão associadas a ambiente transicional entre continental e marinho raso (MOREIRA et al. 2007), com a formação sendo caracterizada por intercalações entre folhelhos e calcários de origem abiótica (WRIGHT, 2015).

A partir do contexto geológico estabelecido, o presente trabalho tem como objetivo a caracterização das rochas a partir de análise de imagens de lâminas delgadas. O principal parâmetro petrofísico investigado será a tortuosidade (grau de sinuosidade dos grãos), analisando-se também dados porosidade. Os resultados serão analisados de forma estatística através de correlações entre os parâmetros petrofísicos com as diferentes faciologias e aspectos deposicionais. Com isso, busca-se expandir o arcabouço de conhecimento acerca do patrimônio geológico brasileiro e contribuir para o estudo do Pré-Sal.

METODOLOGIA:

A metodologia do trabalho foi aplicada a partir das seguintes etapas i) Obtenção da base de dados; ii) Determinação dos parâmetros petrofísicos; iii) Classificação Faciológica; iv) Integração e Correlação dos Resultados. A obtenção da base de dados consiste no escaneamento de lâminas delgadas que tem como produto as imagens que serão analisadas. Para a obtenção de imagens em luz natural, apenas as lâminas são posicionadas no *scanner*, e para a obtenção de imagens em luz polarizada, posiciona-se um filtro sobre as lâminas. O produto do escaneamento são imagens do tipo *Tagged Image Format* (.tif), com resolução de 6400 dpi.

Tendo a base de dados formada, pode-se iniciar a determinação dos parâmetros petrofísicos, sendo que o foco da metodologia está na obtenção da tortuosidade da distribuição dos poros nas imagens analisadas. Matematicamente, a tortuosidade é definida como a razão entre o comprimento geodésico e o comprimento euclidiano de uma curva. No contexto de materiais porosos, o conceito de tortuosidade geométrica é aplicado, o que corresponde à razão entre o caminho mais curto que conecta dois pontos ao longo da superfície porosa e a distância em linha reta entre os pontos (GOMMES et al. 2009). A tortuosidade foi obtida a partir da metodologia proposta por Roque, 2020, que consiste na aplicação de um algoritmo de *Geodesic Reconstruction (GR)* em imagens previamente binarizadas e pré-processadas. O pré-processamento das imagens está relacionado ao recorte das imagens e aplicação de uma paleta de cores previamente desenvolvida para atribuir a imagem uma caracterização 8-bit (GROVE et al, 2011), além de sua conversão em um arquivo do tipo *Windows Bitmap* (.bmp). Esse procedimento pode ser realizado por softwares de tratamento de imagens, no presente trabalho utiliza-se o *IrfanView*.

Após o pré-processamento das imagens, elas são abertas no *software ImageJ*, para a binarização da imagem e a aplicação de um limite (*Threshold*), como etapa inicial. Com isso, a imagem é exibida em tons de cinza, o que torna possível a identificação dos poros pelo software e torna mais precisa a determinação da tortuosidade. Com isso a tortuosidade é determinada por meio de um plugin aplicado no ImageJ que funciona a partir do algoritmo GR, que opera com base em uma superfície 2D ou 3D de um meio poroso e direções de referência ($\pm X$, $\pm Y$ e $\pm Z$) (ROQUE 2020), considerando apenas as direções x e y por se tratar de imagens 2D.

Uma vez fornecida a superfície e determinadas as direções de referência, o algoritmo efetua uma varredura da imagem com uma linha, computando a distância geodésica dos poros ao longo do



Figura 2. Interface do Plugin utilizado para determinação da tortuosidade

processo. A distância euclidiana é determinada pelo número de *slice* obtido na varredura paralela aos planos de referência (ROQUE, 2020).

Após a aplicação do algoritmo, o software retorna os valores obtidos para a tortuosidade das amostras. Nota-se pequena variação nos valores calculados na mesma direção, mas em sentidos opostos, isto é, comparando valores obtidos em +X e -X em uma mesma amostra, existirão variações nos resultados, o que ocorre em razão de o algoritmo não reconstruir os pixels na mesma ordem para os dois sentidos. No entanto, por se tratar de uma variação em uma escala de grandeza correspondente a uma parcela pouco significativa dos resultados, essa variação não influencia nas análises.

Além da tortuosidade, obtém-se também a porosidade das amostras, que é determinada, tal qual a tortuosidade, a partir do *software ImageJ*. Para tanto, define-se um *threshold*, e a partir de uma função já presente no software, a área da imagem correspondente aos poros é calculada e os resultados são automaticamente apresentados individualmente para cada amostra. Uma vez obtidos os resultados para tortuosidade e porosidade das imagens, estes são exportados para uma planilha *Excel* para posterior análise dos dados.

Após a determinação dos valores para os parâmetros petrofísicos, foi realizada a classificação das rochas em diferentes fácies, a fim de determinar correlações com a propriedades petrofísicas. Para a classificação foi utilizado definidos por Gomes et al., 2020 e resultou na identificação de sete fácies litológicas, sendo elas: Coquina, Coquina Fina, *Dolostone*, Intraclasto, Intraclasto Fino, *Shrubstone* e *Spherulitestone*. A classificação foi realizada com base em abundância relativa de componentes diagenéticos e deposicionais.

RESULTADOS E DISCUSSÃO:

A base de dados para porosidade e tortuosidade foi gerada a partir de 99 imagens de lâmina delgada, realizando posteriormente a classificação faciológica, conforme Gomes *et al* 2020, resultando na identificação de 7 fácies litológicas, sendo elas: Coquina, Coquina Fina, *Dolostone*, Intraclasto, Intraclasto Fino, *Shrubstone* e *Spherulitestone*.

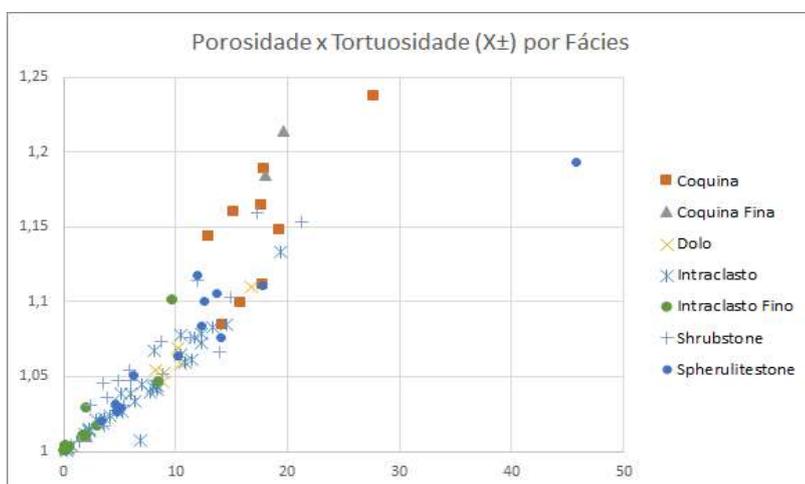


Figura 3. Gráfico com Porosidade (%) na abscissa e tortuosidade na ordenada. Corresponde à direção $\pm X$

Nas duas direções analisadas (X_{\pm} e Y_{\pm}) a tortuosidade apresentou correlação positiva com a porosidade, sobretudo em fácies *Shrubstone* e *Spherulitestone*, que continham os maiores valores, com a fácies Intraclasto Fino também com correlação positiva, porém com os menores valores. As fácies Coquina e Coquina Fina apresentam, em sua maioria, valores dentro de um intervalo bem definido para porosidade, mantendo-se majoritariamente entre 10% e 20%, com maior amplitude em seus valores de tortuosidade, variando entre 1,01 e 1,2.

A fácies *Dolostone* ocorre em intervalo de porosidade que varia entre 8% e 17%, com valores intermediários de tortuosidade, entre 1,04 e 1,11.

Na direção $Y \pm$ foram observados valores anômalos em uma amostra na fácies Coquina e uma da fácies Intraclasto, possuindo altos valores de tortuosidade, possivelmente associados à presença de fraturas ou alta conexão de poros.

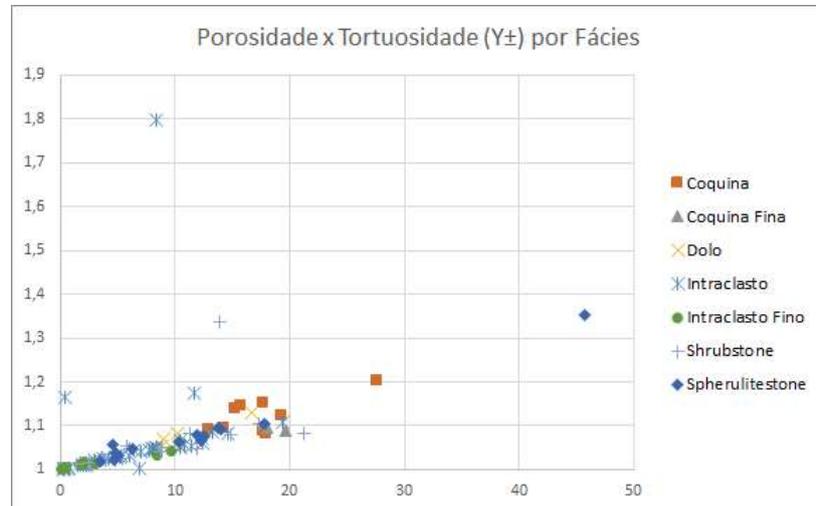


Figura 4. Gráfico com Porosidade (%) na abscissa e tortuosidade na ordenada. Corresponde à direção $\pm Y$

CONCLUSÕES

Os resultados apresentados mostram que parâmetros petrofísicos se comportam de maneiras que variam conforme sua fácies, sendo possível a delimitação de valores para os parâmetros dentro dos quais se encaixam as diferentes fácies, indicando como as características dos processos deposicionais influenciam nesses parâmetros. Entende-se também, que a metodologia aplicada foi suficiente para a determinação dos valores de interesse, auxiliando na análise realizada e propondo, visando trabalhos futuros, a aplicação de maneira eficaz e pouco onerosa para obtenção de dados da natureza dos apresentados.

BIBLIOGRAFIA

- BUCKLEY, J. P.; BOSENCE, D.; ELDERS, Chris. Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. **Special Publications**, v. 418, n. 1, p. 175-191, 2015.
- GOMES, J. P., BUNEVICH, R. B., TEDESCHI, L. R., TUCKER, M. E., & WHITAKER, F. F. (2020). Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. **Marine and Petroleum Geology**, v. 113, p. 104176, 2020.
- GOMMES, Cedric J. et al. Practical methods for measuring the tortuosity of porous materials from binary or gray-tone tomographic reconstructions. **AIChE Journal**, v. 55, n. 8, p. 2000-2012, 2009.
- GROVE, Clayton; JERRAM, Dougal A. jPOR: An ImageJ macro to quantify total optical porosity from blue-stained thin sections. **Computers & Geosciences**, v. 37, n. 11, p. 1850-1859, 2011.
- MOREIRA, Jobel Lourenço Pinheiro et al. bacia de Santos. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.

MOHRIAK, Webster Ueipass. Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. **Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil**, v. 3, p. 87-165, 2003.

MOHRIAK, W.; NEMČOK, M.; ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 294, n. 1, p. 365-398, 2008.

RODRIGUES, Larissa Araujo; SAUER, Ildo Luís. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. **Energy Policy**, v. 87, p. 486-495, 2015.

ROQUE, Waldir L.; COSTA, Richelieu RA. A plugin for computing the pore/grain network tortuosity of a porous medium from 2D/3D MicroCT image. **Applied Computing and Geosciences**, v. 5, p. 100019, 2020.

WRIGHT, V. Paul; BARNETT, Andrew J. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 418, n. 1, p. 209-219, 2015.