



PROCESSAMENTO DE IMAGENS EM IMAGEJ APLICADA À ANÁLISE PETROGRÁFICA DE ROCHAS CARBONÁTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Palavras-Chave: PRÉ-SAL, IMAGEJ, PETROGRAFIA

Autores:

VICTOR MARTINS GAIOLA, IG - UNICAMP

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

M.Sc. LUIS AUGUSTO ANTONIOSSI MANSINI (coorientador), FEM - UNICAMP

INTRODUÇÃO

O ImageJ é um software de análise de imagens de domínio público projetado para ser adaptado à diferentes funcionalidades. A liberdade de uso deste programa proporciona a sua aplicação em diversas análises de imagens digitais que possui diversas extensões e plugins, e que neste trabalho de Iniciação Científica utilizou a base do jPOR destinado a obtenção da porosidade em lâminas petrográficas, um dos alvos deste estudo.

O objetivo deste trabalho é analisar as imagens de lâminas com uso de softwares para extração de parâmetros importantes na descrição e caracterização de poços como a porosidade e parâmetros de geometria de poro como Aspect Ratio, Gamma, PoA (mm^{-1}) e DomSize (μm), e além disso, descrever suas respectivas fácies.

Isso não apenas melhora a compreensão das características físicas e estruturais das rochas-reservatório, mas também abre novas oportunidades para a otimização dos processos de exploração e produção de hidrocarbonetos, contribuindo para um aproveitamento mais eficiente e sustentável dos recursos naturais.

METODOLOGIA

Foram disponibilizadas pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) 200 lâminas petrográficas provenientes de um poço da Formação Barra Velha, Bacia de Santos. As amostras foram digitalizadas em luz polarizada plana (PPL) e luz polarizada cruzada (XPL), utilizando scanner de alta resolução e películas polarizadoras no laboratório de Modelagem Geológica de Reservatórios (MGR) no Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO).

Inicialmente, aplicou-se a metodologia de Grove e Jerram (2011), que desenvolveram o plug-in jPOR para o ImageJ, amplamente utilizado para calcular a porosidade em lâminas petrográficas impregnadas com resina epóxi azul. Assim, foram calculadas as porosidades das amostras, baseadas nas lâminas petrográficas, em um intervalo de 59,05 metros do poço em estudo do Pré-Sal brasileiro.

Além disso, as amostras foram classificadas faciologicamente de acordo com Gomes et al. (2020) com um sistema de classificação robusto e eficaz amplamente utilizado. Por fim, foram calculados parâmetros geométricos referentes às amostras como Aspect Ratio que mede o alongamento do poro com base na razão entre os eixos menor e maior, indicando se é mais circular ou elíptico, Gamma o qual avalia a circularidade do poro, sendo 1 um círculo perfeito e valores maiores indicando formas mais irregulares, PoA (mm^{-1}) ou *Perímetro over Area* que expressa a complexidade da borda do poro pela razão entre seu perímetro e sua área e por fim DomSize (μm) ou *Dominant Size* que representa o tamanho dominante de poros, geralmente expresso como diâmetro equivalente de uma forma circular obtidos através de uma rotina Python.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Primeiramente, como a aplicação dos métodos de Grove e Jerram (2011) envolve processos simples, mas repetitivos, levaria muito tempo para analisar manualmente as 200 amostras, e, por isso, desenvolveu-se uma rotina simples em Python de forma a automatizar a aplicação de paletas de cores no software IrfanView e também para padronizar as análises com o mesmo *threshold* do histograma utilizado para a segmentação das imagens, obtendo assim as imagens binarizadas com suas respectivas porosidades. Para tornar mais visual os resultados de porosidade, a Figura 1 ilustra um gráfico BoxPlot com os resultados obtidos.

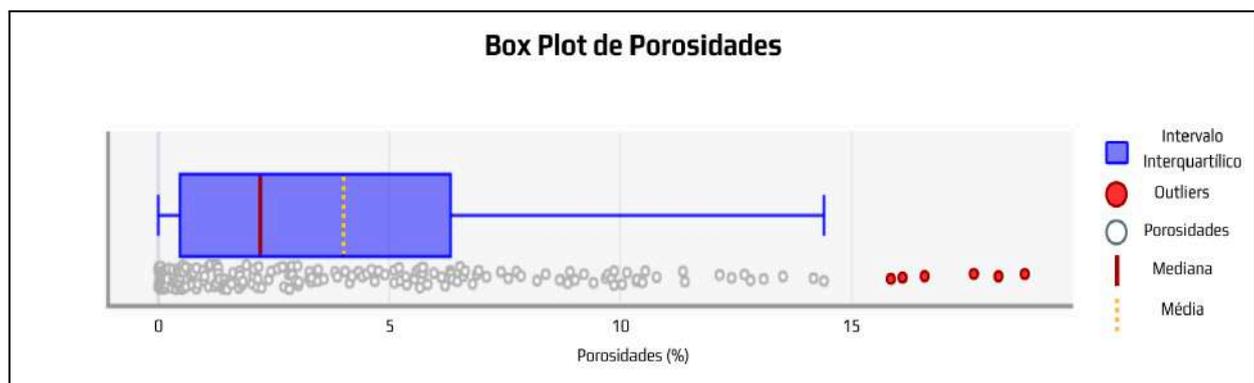


Figura 1. Gráfico de Boxplot gerado a partir das porosidades calculadas utilizando técnicas do ImageJ

Posteriormente, classificou-se as fácies das 200 amostras de acordo com suas respectivas frequências, expostas na Figura 2, o qual todas as classificações foram realizadas de acordo com a classificação de Gomes et al (2020) que propõem 3 diagramas ternários das fácies identificadas da Formação Barra Velha da Bacia de Santos, que os dividem em Mudstones, Fácies *in-situ* e Fácies Retrabalhadas

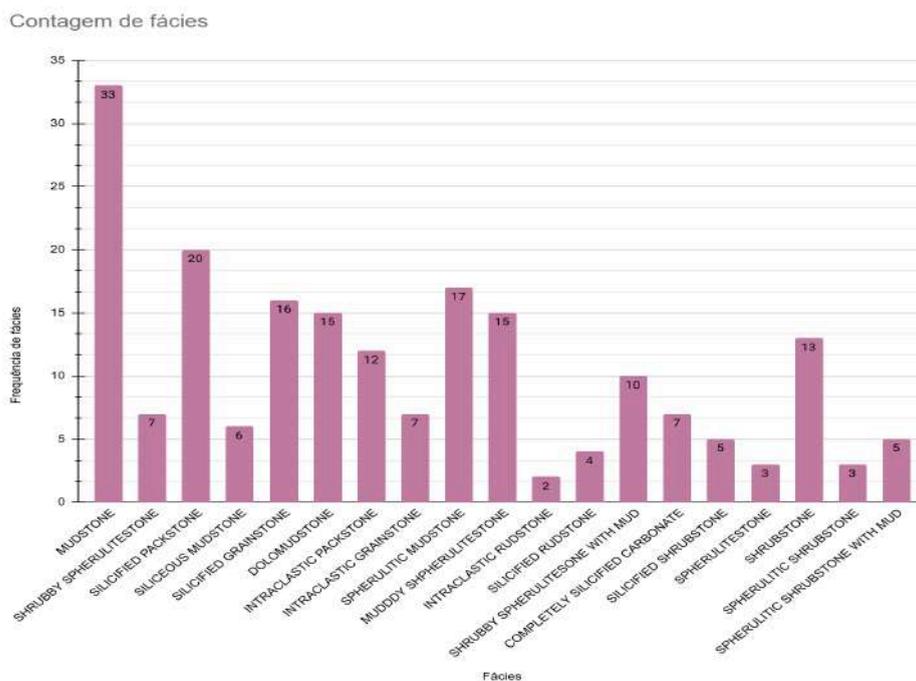


Figura 2. Gráfico de contagem de fácies descritas com base no artigo de Gomes et al (2020)

Durante a classificação das fácies foram feitas observações à respeito de características que marcam a determinação de cada fácies específica, como exemplo nas Figura 3 e 4.

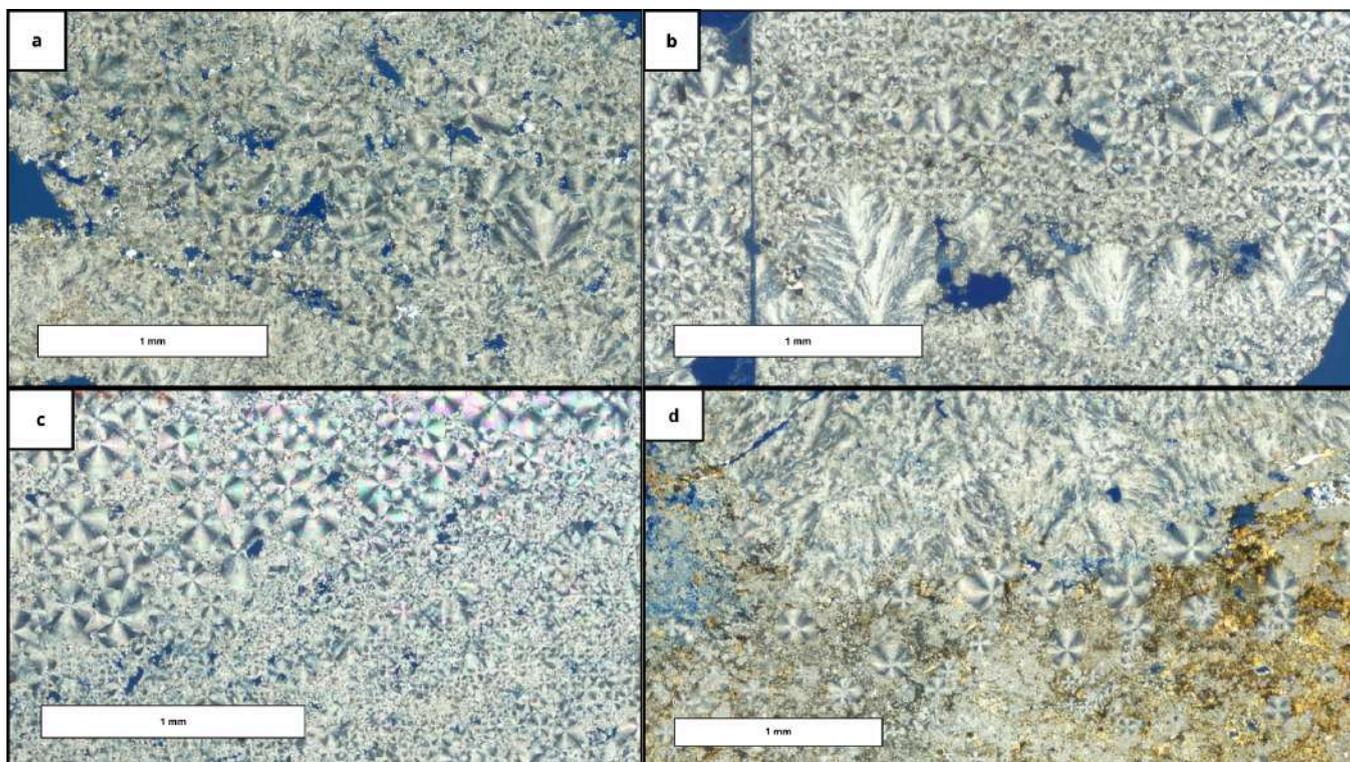


Figura 3. Exemplo de descrições de 4 lâminas em Luz Polarizada (XPL) com respectivas descrições de fácies. Em (a) e (b) foram descritas como Shrubby Spherulitestone, (c) descrita como Spherulitestone e por fim (d) como Spherulitic Shrubstone. Todas as classificações foram baseadas em Gomes, *et al.* (2020).

Durante as descrições notou-se alta presença sílica nas amostras, categorizando fácies como exemplo *Intraclastic Grainstone* em *Silicified Grainstone*. Outro fator que se destacou foi a abundante presença do grupo de Mudstones que perfazem cerca de 34,5% do total, apresentando também suas variantes silicificadas, e com esferulitos.

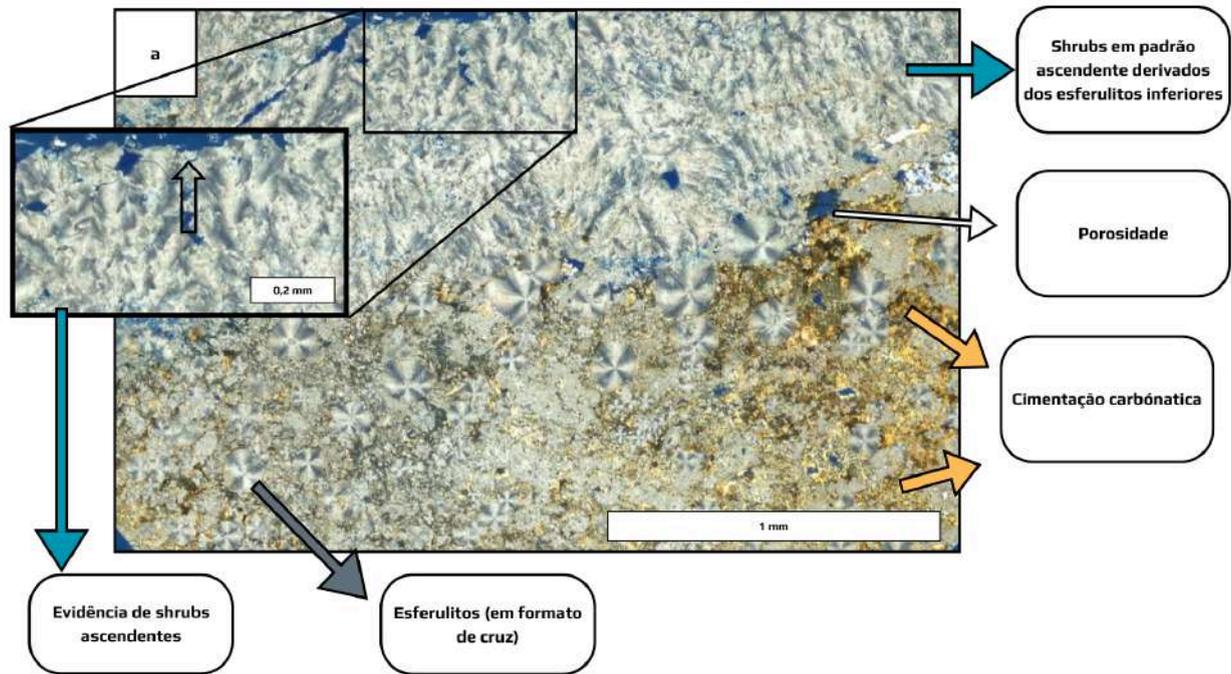


Figura 4. Caracterização de lâmina petrográfica de Spherulitic Shrubstone em Luz Polarizada (XPL).

Foram analisados ainda, 4 parâmetros (DomSize (tamanho dominante), PoA (complexidade), Aspect Ratio (alongamento) e Gamma (circularidade) que melhor descrevem a geometria dos poros das amostras de cada fácies. Para essa análise, as classificações faciológicas foram agrupadas em 5 grupos de fácies principais: *Shrubstones*, *Spherulitestones*, *Mudstones*, *Reworked Facies* e *Silicified Carbonates*.

Os resultados apontaram que os *Shrubstones* apresentaram a maior média de DomSize (565,77 μm), indicando as amostras com os maiores poros. As amostras classificadas como *Mudstones* apresentaram as menores médias de DomSize (217,51 μm) e Gamma (1,94), e a maior média de PoA (91,73 mm^{-1}), indicando, portanto, poros menores e circulares, porém com uma alta complexidade em sua estrutura.

As amostras retrabalhadas (*Reworked Facies*) apresentaram os poros menos circulares, com maior média de Gamma (2,16). As amostras silicificadas (*Silicified Carbonates*), apresentaram os poros mais simples, com menor média de PoA (82,66 mm^{-1}). Por fim, os *Spherulitestones* apresentaram valores medianos em relação às outras fácies. Para fins de visualização, devido a maior ocorrência de *Mudstones* dentre as 20 amostras, a Tabela 1 expõe os valores obtidos para esse grupo de fácies.

MUDSTONES				
	DomSize (μm)	PoA (mm^{-1})	Aspect Ratio	Gamma
Média	217,51	91,73	0,40	1,94
Mediana	147,91	94,01	0,42	1,93
Desvio padrão	225,63	13,93	0,07	0,23
Variância	51.656,75	196,93	0,01	0,05
Mínimo	28,46	62,01	0,19	1,46
Máximo	1.112,81	118,09	0,52	2,49
Número de amostras				
69				

Tabela 1. Análise Estatística dos parâmetros geométricos de poros para os Mudstones.

CONCLUSÕES

Utilizando de lâminas petrográficas, classificou-se as rochas carbonáticas do pré-sal em fácies e, com suporte de softwares, quantificou-se o meio poroso das rochas de acordo com a porosidade e geometria de poros com categorias de fácies geológicas, desenvolvendo métodos de linguagem de programação Python para automatização e otimização da análise estatística dos dados.

As fácies de Mudstones se mostraram mais frequentes, apresentando alta complexidade no sistema de poros e as fácies Shrubstones apresentaram melhor porosidade e tamanho de poros, além disso é notável a presença de versões silicificadas de fácies, sendo esta a segunda mais frequente dentre os 5 grupos de fácies.

BIBLIOGRAFIA

GOMES J.P. et al. **Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt.** Marine and Petroleum Geology. 2020.

GROVE. C.; JERRAM D.A. **jPOR: An ImageJ macro to quantify total optical porosity from blue-stained thin sections.** Computers and Geoscience. 2011.