

## PROCESSAMENTO DE IMAGEM COM FOCO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MARCOS VINÍCIUS MARTINS DA SILVA<sup>1</sup>; MARCELLO FABRIZIO<sup>2</sup>; CAMILE URBAN<sup>3</sup>; FORLAN LA ROSA ALMEIDA<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Pelotas – marcos.engpet@outlook.com

<sup>2</sup>Universidade de Caxias do Sul – marcfabrizio10@gmail.com

<sup>3</sup>Universidade Federal de Pelotas – camile.urban@ufpel.edu.br

<sup>4</sup>Universidade Federal de Pelotas – forlan.almeida@ufpel.edu.br

### 1. INTRODUÇÃO

A digitalização envolve o uso de dados e tecnologia para obter uma visão suplementar, que apoie uma melhor tomada de decisão, reduza o risco e melhore a eficiência em toda a organização. Assim, de acordo com a pesquisa “Maturidade digital na indústria de óleo e gás no Brasil” (Deloitte, 2022), as organizações da indústria de O&G tem investindo continuamente em sistemas e tecnologias há décadas, com iniciativas focadas em compreender melhor os reservatórios petrolíferos e melhorar a produção destes. Nesse sentido, verifica-se uma alta demanda para a geração de metodologias e ferramentas que auxiliem a digitalização, no entanto, uma indústria com um histórico de investimento de longo prazo nessas áreas não equivale a uma que é digitalmente madura.

Atualmente, essa digitalização se faz presente pelos avanços em Inteligência Artificial, *Machine Learning*, *Deep Learning*, processamento de imagem, predição e análise de dados. Todavia, conforme ZADIT; KIRKHAM et. al (2022) devido aos custos envolvidos e a dinamicidade no processo de adoção, concebe-se uma lacuna entre a indústria e a academia.

Dentro desse contexto, quando ponderamos o acadêmico, diversas áreas podem ser vinculadas a essa digitalização, dentre elas a petrofísica. Essas, por sua vez, fundamenta-se na compreensão dos principais parâmetros físicos básicos da rocha, entre eles a porosidade, propriedade esta de grande importância visto estar relacionada com a capacidade de armazenamento de fluidos. Entretanto, segundo Yamada et. al (2013), torna-se um desafio caracterizar diferentes tipos de espaço de poros e, conseqüentemente, estimar a capacidade de fluxo de fluido de reservatórios heterogêneos, demonstrando a complexidade do processo.

Assim, o objetivo geral do presente trabalho constitui-se no processamento de lâminas de rochas advindas de testemunhos para quantificar a porosidade presente nelas, possibilitando o acesso a informações que antes eram dependentes de laboratórios experimentais em computadores de forma ativa. Por consequência, além de facilitar o ensino e a aprendizagem do discente, projetos que visem preencher esse *gap* capacitarão os profissionais à denominada indústria 4.0.

### 2. METODOLOGIA

A metodologia (Figura 1) utilizada para o desenvolvimento da aplicação seguirá na adoção das seguintes etapas de desenvolvimento: (1) entendimento da situação problema, (2) implementação em código e testes com imagens originárias de testemunhos. A aplicação será desenvolvida utilizando a linguagem Python, visto que esta possui bibliotecas de computação gráfica que já possuem as

implementações dos principais algoritmos selecionados. O processo da segmentação se dá em três etapas: (1) a imagem original será transformada com um filtro de *grayscale* e terá sua escala de cinza reduzida utilizando a técnica *Most Significant Bit* para quantização; (2) em seguida será realizada a binarização da imagem *grayscale* utilizando a técnica de *Multi-Otsu* para o *Thresholding*; com a imagem binarizada pode-se realizar o primeiro cálculo da porosidade através do número de pixels brancos e pretos; (3) após, será aplicado o algoritmo de *Watersheding*, que permite a detecção de bordas em imagens segmentadas. Com a aplicação destas técnicas, temos um conjunto de setores resultados do método de *watersheding*, o que nos permitirá calcular o contorno de cada setor, neste caso, as áreas porosas. Por fim, o cálculo da porosidade será expresso como uma porcentagem, sendo estimado pela área coberta dos setores dividida pela área total da imagem, multiplicado por 100.

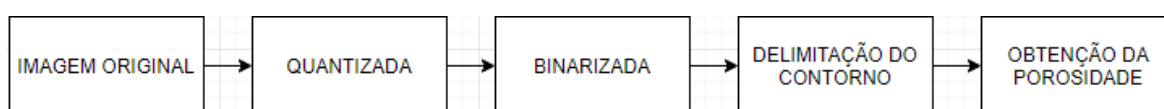


Figura 1: Fluxograma da metodologia

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Seguindo a metodologia supracitada, obteve-se uma imagem de uma lâmina de rocha sedimentar, no formato JPG, com dimensão de 1134 x 990 pixels, indicada pela Figura 2. A partir dela, gerou-se a quantização da imagem, ou seja, a redução do número de cores distintas usadas (Figura 3). Essa técnica permitiu obter melhor resultados sobre o processamento da imagem em escala de cinza quando comparada a imagem sem quantização.

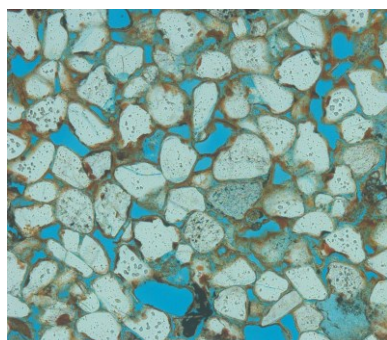


Figura 2: Imagem original de um arenito

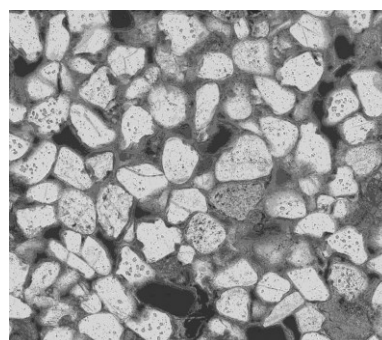


Figura 3: Quantização aplicada sobre a imagem original

Com a imagem já quantizada, passou-se para a binarização. Essa é reconhecida por ser o método mais simples de segmentação de imagens. No presente estudo, utilizou-se o método mais compreensível de limiarização, o qual emprega um único ponto de corte, denominado também por *threshold*. Como demonstrado na Figura 4, a escolha desse método possibilitou a separação em regiões de interesse e não interesse, nesse caso, os poros (pixels brancos) e os grãos (pixels pretos), respectivamente. Além do mais, a binarização permitiu obter o número de pixels através da biblioteca NumPy. Esse fato concretizou-se como o

primeiro teste do cálculo da porosidade da amostra. Dessa forma, foram computados 577.761 pixels pretos e 544.899 pixels brancos, resultando em um total de 1.226.600 sobre área da imagem. Assim, dividindo os pixels brancos (“volume” de vazios) pela total de pixels (“volume” total), chegou-se à porosidade aproximada de 48%. Entretanto, pós-resultado percebeu-se que alguns grãos apresentavam pixels brancos no seu interior, levando a um nível incerteza durante a execução do cálculo e, conseqüentemente, alterando o valor real da porosidade.

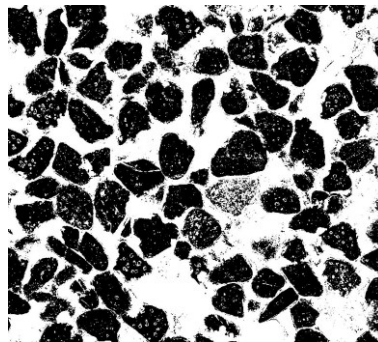


Figura 4: Binarização aplicada sobre a imagem quantizada

Ainda que porosidade calculada através da binarização não apresente a melhor acurácia, o método possui suma importância, uma vez que ele calcula um mapa de distância. Esse será usado como entrada para o próximo passo do algoritmo, utilizando a técnica de *watersheding*. Assim, uma imagem binarizada pode ser interpretada como um mapa topográfico, onde as escalas de alta intensidade representam picos e as de baixa representam vales. Por sua vez, o algoritmo *watersheding* toma como base um “nível de água” que preenche estes vales isolados, criando assim *labels*. O nível de água continua a subir até alcançarem os limites dos vales. Assim, constroem-se barreiras que serão utilizadas para delimitar os segmentos, e com isso, pode-se calcular as áreas segmentadas, representadas pelos poros. Portanto, dividindo-se essa área segmentada pela área total da imagem, aproximamo-nos de uma porosidade de 44%, assim, demonstrando como os pixels brancos dentro dos grãos influenciavam a propriedade.

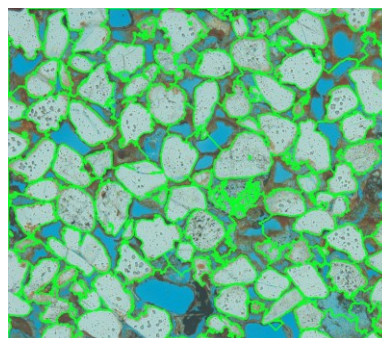


Figura 5: Método watersheding aplicado sobre a imagem binarizada

Embora tenha havido a aplicação de dois diferentes métodos para a determinação da porosidade, esperava-se encontrar valores de no máximo 36% de porosidade, mesmo que em um primeiro momento não se tenha levado em consideração a distribuição e o tamanho dos grãos, aspectos que afetam a porosidade. Dessa forma, considerando que as presentes porosidades obtidas estão acima do valor citado, presume-se que se tenha alguma discordância nas lâminas, o que fez o processamento não ter a melhor saída, ou propriamente disparidade na seleção do método de processamento escolhido. Dito isso, necessita-se de um número maior de lâminas, advindas de diferentes locais, para excluirmos mutuamente as possibilidades e acurarmos a propriedade.

#### 4. CONCLUSÕES

Com base no que foi apresentado, torna-se possível perceber que a transformação digital vem conquistando significativo espaço sobre o setor de óleo e gás. No estudo em questão, visando a petrofísica, esse fato é assinalado pela determinação da porosidade da rocha a partir de lâminas petrográficas, representando grande importância já que ela é responsável pela determinação da capacidade de armazenamento de fluidos da rocha. No entanto, o projeto ainda apresenta desafios relacionados a acurácia do cálculo, visto que ainda não possuímos uma vasta gama de amostras para realização de sucessivos testes e aprimoramento do processamento das imagens. Ademais, ele segue em desenvolvimento para que sua escalabilidade suporte uma arquitetura em nuvem que permita o uso simultâneo por diversos usuários, tornando-o possível ser replicado dentro da sala de aula.

#### 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ZIADAT, W.M; KIRKHAM, R.W. "Accelerate Digital Transformation in the Oil and Gas Industry." Paper presented at the **Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, USA, p. 1-3 ,May 2022.

YAMADA, T *et al.* "Revisiting Porosity Analysis From Electrical Borehole Images: Integration of Advanced Texture and Porosity Analysis." Paper presented at the **SPWLA 54th Annual Logging Symposium**, New Orleans, Louisiana, p. 1-2, June 2013.

DELOITTE. **Maturidade digital na indústria de óleo e gás no Brasil**. Acessado em 10 de ago. 2022. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2022/02/maturidade-digital-oil-gas-2022.pdf>

OpenCV. **Image Segmentation with Watershed Algorithm**. Acessado em 15 de ago. 2022. Disponível em: [https://docs.opencv.org/4.x/d3/db4/tutorial\\_py\\_watershed.html](https://docs.opencv.org/4.x/d3/db4/tutorial_py_watershed.html)