

MÉTODOS COMPUTACIONAIS PARA CÁLCULO DE POROSIDADE EM ROCHAS DO PRÉ-SAL

Autor: David Cubric Russo

Orientadores: Jeferson Santos e Leonardo Borghi

Palavras-chaves: Aprendizagem profunda, propriedades físicas, pré-sal, simulação, aprendizagem de máquina, computação

Determinar propriedades petrofísicas de rochas de reservatórios é um passo fundamental para a identificação da presença de hidrocarbonetos. A porosidade e a permeabilidade permitem a migração e acumulação de petróleo em condições de armazenamento adequadas. A coleta dessas informações geralmente é feita por métodos laboratoriais que consomem tempo e dinheiro. Assim surgem os métodos computacionais que a partir do processamento de imagens e modelos de inteligência artificial possibilitam extrair propriedades petrofísicas de imagens digitais de rochas. No estudo, serão utilizadas duas técnicas para quantificar a porosidade de imagens digitais de lâminas delgadas de reservatórios carbonáticos do Pré-sal. A primeira será uma abordagem baseada no contraste de cores da imagem, uma técnica chamada de “Threshold”, utilizando um algoritmo para binarizar a imagem, identificando as diferentes fases da amostra. No caso do estudo, a parte porosa da imagem será separada da parte não porosa. O método foi aplicado em cinco imagens digitais binarizadas obtidas a partir da aquisição por microscopia fotônica com luz polarizada de lâminas delgadas de amostras de calcários da Formação Barra Velha no poço 9-BRSA-0706-RJ, campo de Berbigão, bacia sedimentar de Santos, os quais se constituem em reservatórios de petróleo. Os resultados apresentados foram promissores, obtendo-se uma acurácia de ~89% quando comparados com as medidas extraídas em laboratório. Apesar de a abordagem mostrar-se satisfatória, ela não é eficaz quando as imagens disponíveis possuem tons de cores e intensidade próximas. Para resolver esse problema, as redes neurais convolucionais são aplicadas. A segunda técnica será baseada no aprendizado profundo, mais conhecido como “Deep Learning”. Redes Neurais Convolucionais são implementadas para extrair *features* da imagem e resolver um problema de regressão. Para o modelo foi utilizado um *dataset* contendo 90 imagens semelhantes em calcários da mesma formação geológica, porém do poço 9-BRSA-928-RJ, no campo de Sapinhoá. O *dataset* foi dividido em amostras de treinamento e teste. Vale mencionar que para construir um modelo robusto e mais preciso será necessário uma

quantidade de dados consideravelmente maior. Os resultados obtidos foram razoáveis com uma média de erro absoluto de 3.56. Esse estudo mostra que abordagens computacionais de processamento de imagem se mostram eficazes na extração de propriedades petrofísicas de rochas, resultando numa economia de recursos e aumentando a eficiência trazendo melhorias para a exploração de petróleo no Pré-sal.

Referências:

Sadegh Karimpouli, Pejman Tahmasebi. **Segmentation of digital rock images using deep convolutional autoencoder networks**. Computers & Geosciences, v. 126, p. 142-150, ago. 2019.

Md Irfan Khan and Aaditya Khanal. **Machine Learning Assisted Prediction of Porosity and Related Properties Using Digital Rock Images**. ACS Omega 2024, 9, 28, 30205–30223

DAWSON, Harriet L. **Impact of dataset size and convolutional neural network architecture on transfer learning for carbonate rock classification**. Computers & Geosciences, v. 171, fev. 2023.