

## ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DO TAMANHO DE POROS APLICADO A ROCHA RESERVATÓRIO UTILIZANDO IMAGEJ

Rayssa da Costa Cabral; Adryelle Francisca da Silva; Dheiver Francisco Santos

Centro Universitário Tiradentes, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo – [rayssacabralc@outlook.com](mailto:rayssacabralc@outlook.com)

### RESUMO

As propriedades macroscópicas; porosidade e permeabilidade das rochas são requisitos fundamentais para a formação de reservatórios de petróleo. O petróleo, tende a migrar das rochas geradoras para a superfície. Se no caminho, o óleo encontrar uma camada impermeável que impeça a sua migração e uma estrutura porosa e permeável que faça o seu confinamento, acaba se formando um reservatório, exemplos de rocha-reservatório são os arenitos, calcarenitos, rochas sedimentares permeáveis com porosidade intergranular entre outras, Já dentro dos reservatórios, os fluidos irão se organizar de acordo com as suas respectivas densidades e a distribuição do tamanho dos poros na rocha. A porosidade são espaços vazios no interior da rocha que dependem da forma, arrumação e variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha, enquanto a permeabilidade é a capacidade da rocha de transmitir fluido, dependendo principalmente da quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros. O objetivo desse trabalho é obter dados do tamanho dos poros de uma rocha reservatório a partir do tratamento de imagens, foi usado o software imagej que realiza o tratamento através de uma binarização, como resultado obteve-se a média e o desvio padrão das propriedades geométricas em PDF (Gaussiana) dos poros da rocha reservatório. Foram usadas três médias em pixels das três imagens tratadas, com valores de 3,3;5,2 e 5,9 e a partir desses valores e dos seus respectivos desvios padrões (1,6;3,2;2,4) foi possível chegar ao resultado de heterogeneidade do tamanho dos raios dos poros da pedra pomes devido às variações encontradas.

### 1. INTRODUÇÃO

As propriedades macroscópicas, porosidade e permeabilidade, são essenciais para a indústria de petróleo, pois estão diretamente ligadas à lucratividade de um reservatório. Um reservatório do ponto de vista econômico, é considerado de boa produtividade se possuir, além de uma grande quantidade de óleo, condições ótimas de recuperação dos fluidos, condições estas diretamente associadas à porosidade e à permeabilidade da formação.

A porosidade numa rocha é teoricamente influenciada não pela distribuição do tamanho dos poros, mas sim pela seleção dos grãos e conectividade desses poros. [THOMAS, 2004].

#### 1.1. Rocha reservatório

A rocha reservatório apresenta condições necessárias para a acumulação de petróleo, é composta por grãos ligados uns aos outros pelo chamado cimento, juntamente com a matriz, um material muito fino, como



**II CONEPETRO**

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

exemplos dessas rochas são os arenitos, calcarenitos, rochas sedimentares permeáveis com porosidade intergranular, folhelhos e carbonatos com fraturas .

#### 1.1.1. Porosidade numa rocha reservatório

É representada por espaços vazios no interior da rocha que dependem da forma, arranjo e variação no tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha.

#### 1.2 Influência do tamanho dos poros uma rocha reservatório

As propriedades físicas da rocha dependem da dimensão e do formato dos poros. A determinação da geometria de poros é de extrema importância no conhecimento dos perfis de reservatórios, isso facilita abundantemente o comportamento dos reservatórios de óleo e gás.[GARETH E BUSTIN, 2015 ]

Poros com formatos mais estreitos terão facilidades em sua compactação quando submetidos à pressão de soterramento. A pressão efetiva modifica a geometria dos poros abrindo ou fechando microfaturas, que desenvolvem aumento ou redução dos módulos elásticos da porosidade, da permeabilidade, entre outros parâmetros[ROQUE E MISSAGIA, 2012].

A geometria dos poros é o mais difícil de se obter e quantificar, Assim é necessário investigar a geometria dos poros a fim de compreender e modelar o comportamento elástico nas rochas [KUMAR, 2005].

No entanto o tamanho dos poros não exerce influência direta na porosidade, mas sim na permeabilidade da rocha, isso porque a permeabilidade é a capacidade que os poros possuem de transmitir os fluidos, podendo estes serem; óleo,gás e água.

Consequentemente, poros que possuem maiores valores no seu diâmetro, terão facilidade em acumular e transmitir fluidos na rocha.



Figura 1: Escoamento de óleo entre os poros interconectados numa rocha reservatório.

Foi possível obter medidas do tamanho de poros a partir do software ImageJ, que consiste em um programa para processamento e análise de imagens desenvolvido por Wayne Rasband no NationalInstituteof Mental Health, USA, em linguagem Java. O software é capaz de exibir

**[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)**

**br**

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)



**II CONEPETRO**

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

e tratar imagens de 8, 16 e 32 bits. Permite o processamento de diversos formatos de imagem como TIFF, GIF, JPEG, BMP, DICOM e FITS.[BARBOSA et al., 2014]. O objetivo desse trabalho consiste em obter a distribuição dos poros de uma rocha modelo de reservatório de petróleo, através da técnica de tratamento de imagens.

## 2. METODOLOGIA

Através de um microscópio digital com 500x zoom, foi possível obter imagens da pedra pomes a qual é uma rocha vulcânica de densidade baixa, formada quando gases e lava formam um coloide que por arrefecimento solidifica sob a forma de uma rocha esponjosa, característica na qual tem importância relevante para a utilização da pedra pomes como modelo de rocha reservatório de petróleo.



Figura 2: Imagem binária tratada pelo imageJ.

Após a obtenção das imagens é necessário transformá-las em níveis de preto e branco e então realizar o processo de binarização, que possibilita identificar objetos e separá-los do fundo da imagem no ImageJ. O tratamento da imagem possibilita a obtenção das medidas das áreas dos poros da rocha, As estruturas do Microsoft excel, facilitaram os cálculos dos diâmetros, raios, médias e desvios padrões das medidas obtidas com as diferentes imagens tratadas.

A partir dos resultados, foi possível a formação de uma planilha Gaussiana, afim de estudar o comportamento da distribuição do tamanho dos poros nas 3 imagens.

O gráfico de uma planilha Gaussiana é dado por uma curva que tem como modelo matemático a função de Gauss.

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad [1]$$

Onde  $\mu$  é a média e  $\sigma$  é o desvio padrão da amostra.

## 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A distribuição do tamanho de poros de uma rocha reservatório modelo, a pedra pomes, apresentou diferença no tamanhos dos raios de seus poros indicando um processo de heterogeneidade nas amostras estudadas, isto significa que, nas medidas obtidas na

[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

**br**

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

pesquisa, o tamanho dos raios de poros produziram variação significativa.

No entanto, o tamanho dos poros exerce grande influência na transmissão de fluídos, isto é, na permeabilidade da rocha, e conseqüentemente, poros que apresentam menores ou maiores valores no seu diâmetro, irão facilitar ou dificultar o fluxo de óleo na rocha reservatório, Para os diferentes diagramas de distribuição de probabilidade a seguir, são mostrados o comportamento da distribuição de poros tendo pixel como unidade básica.

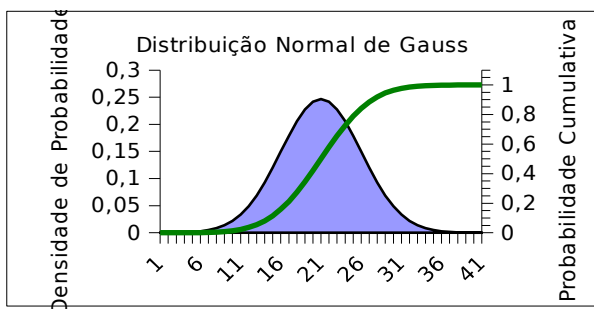


Figura 3: Planilha Gaussiana da distribuição do tamanho de poros na amostra 1.

Os resultados da média do tamanho de poros são apresentados da Figura 1. Com valores aproximadamente de 3.3 pixels, onde os tamanhos dos poros indicou variação significativa em relação às outras planilhas, entre 0,5 e 9,8 pixels apresentando heterogeneidade no tamanho dos raios dos poros isto é, uma variação maior na qual se afasta do valor da média, Com isso ocorre melhor permeabilidade em relação às figuras

posteriores pois a variação dos tamanhos foi menor.

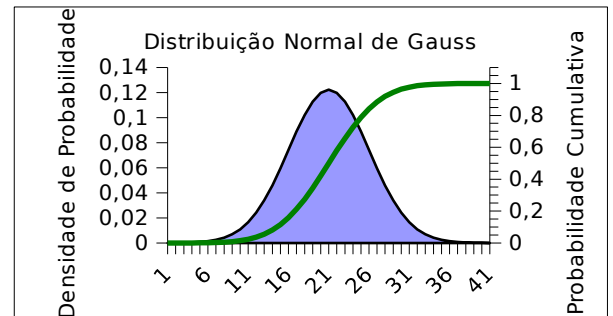


Figura 4: Planilha Gaussiana da distribuição do tamanho de poros na amostra 2.

Neste gráfico os resultados apresentaram maior heterogeneidade no tamanho dos poros da rocha estudada em relação à figuras anteriores, a média obtida foi 5,2 pixels, onde a variação ocorreu entre 0,01 e 18,28 pixels dificultando a permeabilidade de fluidos na rocha.

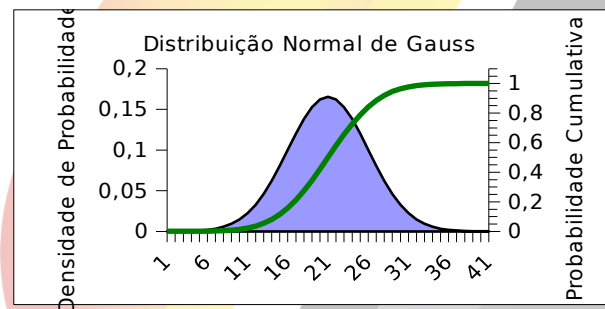


Figura 5: Planilha Gaussiana da distribuição do tamanho de poros na amostra 3.

A figura apresenta como resultado média de 5,9 pixels e variação entre 0,07 e 15,51 pixels o que também indica heterogeneidade no tamanho dos raios dos poros e uma permeabilidade baixa devido a essa variação.



#### 4. CONCLUSÕES

A pesquisa apresentada teve importante contribuição no conhecimento das propriedades macroscópicas, porosidade e permeabilidade da rocha reservatório do petróleo, a partir de uma técnica bastante avançada, foi possível obter os resultados esperados e contribuir de alguma forma para o conhecimento na área de pesquisas do petróleo.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Centro Universitário Tiradentes, a coordenação de Graduação em Engenharia de Petróleo, aos nossos familiares e amigos que tanto apoiaram para a realização deste trabalho.

#### 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALI,A.; FARSHID,T.*Tamanho dos poros determinação usando J -função normalizada para unidades hidráulicas de fluxo diferentes.* Revista Petroleum, v.1,p.106-111,2015.

BARBOSA,D.H. B. M ;SILVA,A. C.; MENDES,M.V. A. *Caracterização*

*granulométrica e automação do método de gaudin através do imagej.* EnciclopédiaBiosfera. v.10, n.19; p. 166, 2014

CHALMERS, G. R.L.; BUSTIN, R. M. *Porosity and pore size distribution of deeply-buried fine-grained rocks: Influence of diagenetic and metamorphic processes on shale reservoir quality and exploration.*Journal of Unconventional Oil and Gas Resource, v12, p.134–142, 2015.

FERNANDES, C.P. , PHILIPPI, P.C. , GASPARI, H.C.*Determinação da permeabilidade a partir da distribuição do tamanho de poros.* Disponível em: <http://www.lmpt.ufsc.br/publicacao/106.pdf>. 21/05/2016

HANNICKEL,A. , DA SILVA,M. H. PDE BARROS, H. L.; DE ALBUQUERQUE. *Image J como ferramenta para media da área de partículas de magnetita em três escalas manométricas.*Revista Militar de Ciência e Tecnologia, 2012

KUMAR, M., HAN, D.-H. *Pore shape effect on elastic properties of carbonate rocks: 75th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, p. 1477–1481, 2005.*



**II CONEPETRO**

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ROQUE, L. A. O. L.; MISSAGIA, R. M. *Análise do efeito da geometria dos poros nas propriedades físicas da rocha*. Vértices, v.14, n. 2, p. 71-92, 2016

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, 2004.



**[www.conepetro.com.](http://www.conepetro.com.br)**

**br**

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)