

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

Rayssa da Costa Cabral¹
Lauriany Maria dos Santos Barros²
Jaianne Raíze dos Santos Feitoza³
Luana Paula dos Santos Granja⁴
Dheiver Francisco Santos⁵

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777
ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

As propriedades macroscópicas; porosidade e permeabilidade das rochas são requisitos fundamentais para a formação de reservatórios de petróleo. O petróleo, por possuir uma densidade média inferior a das rochas que constituem o subsolo, tende a migrar das rochas geradoras para a superfície. Se, no caminho, o óleo encontrar uma camada impermeável (armadilhas) que impeça a sua migração e uma estrutura porosa e permeável (reservatório) que faça o seu confinamento, acaba se formando um reservatório, exemplos de rocha-reservatório são os arenitos, calcarenitos, rochas sedimentares permeáveis com porosidade intergranular, folhelhos e carbonatos com fraturas. 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 por sua vez realiza o tratamento através de uma binarização que consiste na conversão de uma imagem com níveis de cinza para uma imagem com representação binária, 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 em relação às médias dos tamanhos desses raios.

PALAVRAS-CHAVE

Petróleo, reservatório, porosidade, binarização.

ABSTRACT

The macroscopic properties; porosity and permeability of the rocks are fundamentals requirements for oil reservoirs formation. The oil has a density less than the average constituent that rocks underground and it tends to migrate from generating paragraph to the surface rocks. If, on the way, the oil find a waterproof layer (traps) that prevents your Migration and a porous and permeable structure (reservoir) that does his confinement, ends up forming a reservoir, rock-reservoir examples are sandstones, calcarenit, permeable sedimentary rocks with intergranular porosity, shales and carbonates with fractures. Inside the reservoirs, the fluids will organize them according to how their respective densities and distribution of size of the pores in the rock. Porosity are empty spaces inside the rock that depend on the shape, gran arrangement and size variation, beyond the degree of rock grouting, while the rock permeability and capacity to transmit fluid, mainly depending on the quantity, geometry and degree of pore connectivity. The aim of this work and get to data size of the pores of a rock reservoir from and Image Processing, the software Imagej was used that turns and performs the treatment through to a binarization which consists of the a conversion image with levels gray Pará an image with binary representation, as a result we obtained the standard deviation media of Geometric properties in PDF (Gaussian) of the pores of the rock reservoir. Were Used Three Medium in pixels of the Three Images treated with values of 3.3; 5.2 and 5.9 and from these, standard deviations (1.6, 3.2, 2.4) was possible reach the result of heterogeneity rays size and the size of the pumice pores due to variations found in relation to average sizes of these rays.

KEYWORDS

Oil. Reservoir. Porosity. Binarization.

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 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; BUSTIN, 2015).

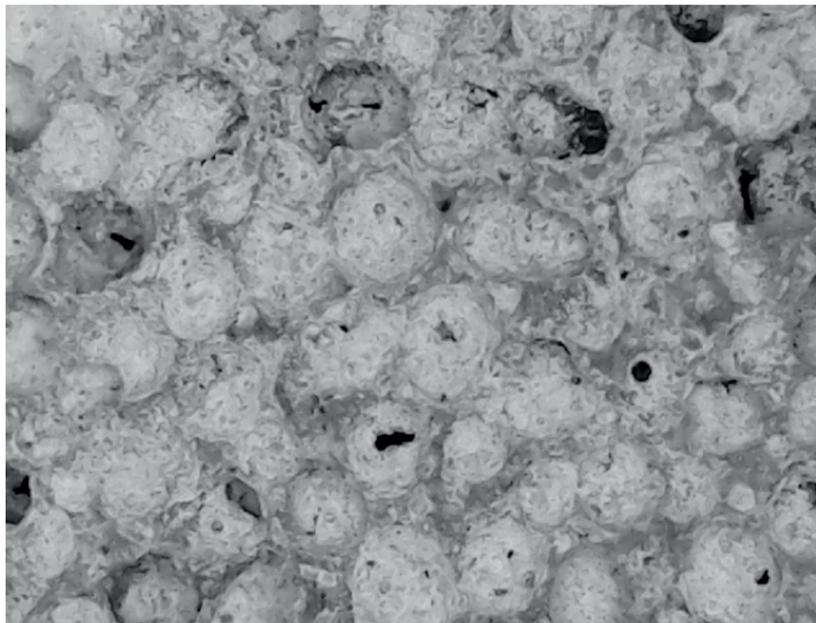
Poros com formatos mais estreitos terão facilidades em sua compactação quando submetidos à pressão de soterramento. A pressão efetiva modifica a geometria dos poros abrindo ou fechando microfaturas, que desenvolvem aumento ou redução dos módulos elásticos, da porosidade, da permeabilidade, entre outros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

A geometria dos poros é a mais difícil de 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 ser: 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



Fonte: Elaborado pelo autor

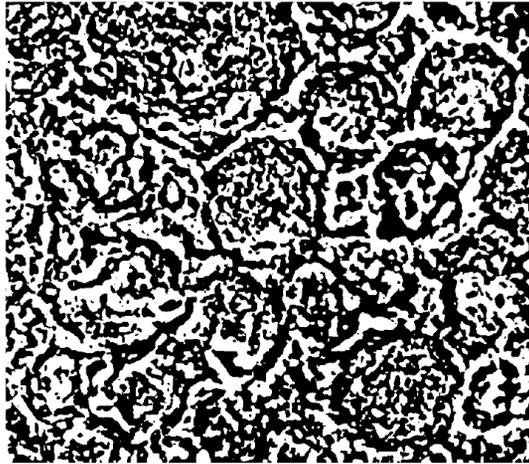
Foi possível obter medidas do tamanho de poros a partir do software ImageJ, que consiste em um programa para processamento e análise de imagens desenvolvido por Wayne Rasband no *National Institute of Mental Health, USA*, em linguagem Java. O software é capaz de exibir e tratar imagens de 8, 16 e 32 bits. Permite o processamento de diversos formatos de imagem como TIFF, GIF, JPEG, BMP, DICOM e FITS (BARBOSA ET AL., 2014).

O objetivo deste trabalho consiste em obter a distribuição dos poros de uma rocha modelo de reservatório de petróleo por meio da técnica de tratamento de imagens.

2 METODOLOGIA

Por meio 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 image J



Fonte: Elaborado pelo autor

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. A estrutura 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 a fim 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.

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

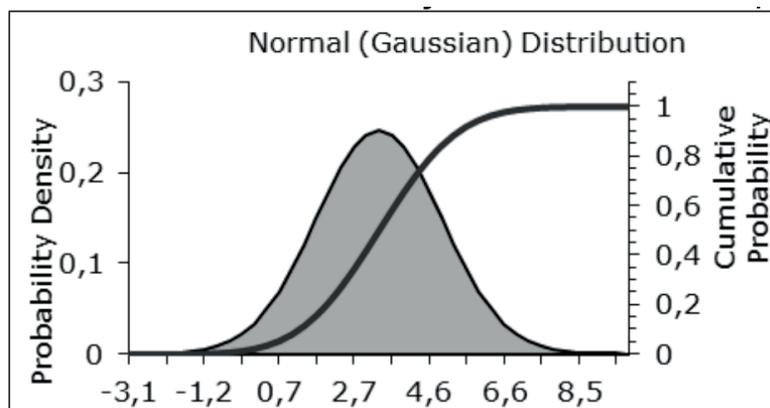
Onde μ é a média e σ é o desvio padrão da amostra.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A distribuição do tamanho de poros de uma rocha reservatório modelo, a pedra pomes, apresentou baixa diferença significativa nos tamanhos dos raios de seus poros, indicando um processo de homogeneidade nas amostras estudadas, isto significa que, nas medidas obtidas na pesquisa, o tamanho dos raios de poros produziu baixa variação significativa.

No entanto, o tamanho dos poros exerce grande influência na transmissão de fluidos, isto é, na permeabilidade da rocha, e conseqüentemente, poros que apresentem 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 é mostrado o comportamento da distribuição de poros, tendo pixel como unidade básica.

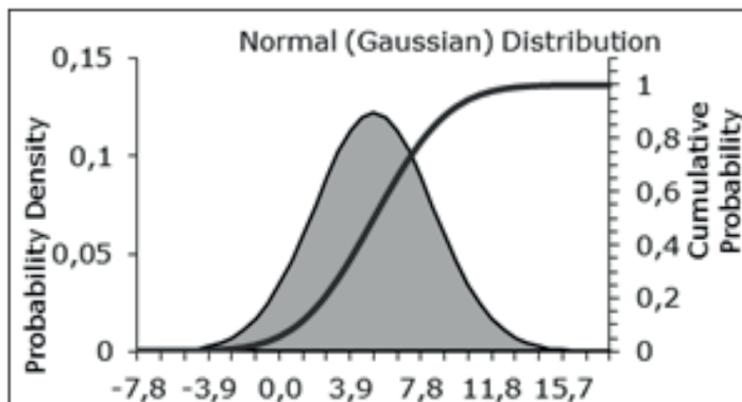
Figura 3 – Planilha Gaussiana da distribuição do tamanho de poros na amostra 1



Fonte: Elaborado pelo autor

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.

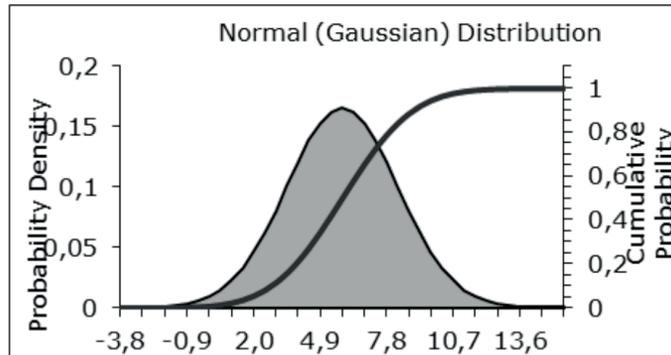
Figura 4 – Planilha Gaussiana da distribuição do tamanho de poros na amostra 2



Fonte: Elaborado pelo autor

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



Fonte: Elaborado pelo autor

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.

REFERÊNCIAS

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

BARBOSA, D.H.B.M ;SILVA, A.C.; MENDES, M.V. A. Caracterização granulométrica e automação do método de gaudin através do imagej. **Enciclopédia Biosfera**, v.10, n.19, 2014. p.166.

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**, v.12, 2015. p.134-142.

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>>. Acesso em: 21 maio 2016.

HANNICKEL, A. *et al.* 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**, 2005. p.1477-1481.

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, 2016. p.71-92.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

Data do recebimento: 20 de junho de 2016

Data de avaliação: 25 de julho de 2016

Data de aceite: 14 de agosto de 2016

1. Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: rayssacabralc@outlook.com

2. Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: laalybarros@hotmail.com

3. Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: jaiannefeitoza@hotmail.com

4. Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: luanagranjja@gmail.com

5. Docente do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: dheiver.santos@gmail.com