

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE EFETIVA E DO VOLUME POROSO DE ROCHAS SEDIMENTARES DA BACIA DO PARANÁ ATRAVÉS DE ANÁLISE ESTATÍSTICA DO DESVIO PADRÃO, PELO MÉTODO DE EXPANSÃO DE GÁS (LEI DE BOYLE).

AUTORES:

Rayane A. Silva¹, Viviane de O. Campos¹, Luciana C. da Silva¹, Maurício R. Borges¹, Rosângela de C. Balaban¹

INSTITUIÇÃO:

¹Laboratório de Pesquisa em Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, Brasil

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

**DETERMINATION OF THE EFFECTIVE POROSITY AND POROUS
VOLUME OF SEDIMENTARY ROCKS FROM PARANÁ BASIN
THROUGH STATISTICAL ANALYSIS OF STANDARD DEVIATION,
USING THE METHOD OF GAS EXPANSION (BOYLE'S LAW)**

Abstract

Nowadays the petroleum industry is looking for more and more to create and to modernize techniques aiming to optimize the oil and natural gas production. In order to obtain this development is necessary the research of the reservoir feature. Among the petrophysic characteristics of the reservoir, one of the most important is the porosity that is defined as the percentage (in volume) of emptiness in a rock. In the well, those spaces are filled in by water, natural gas or petroleum. In the most of reservoirs, the porosity varies from 10 to 20%. One way of measuring the porosity of a reservoir is through the method of gas expansion, using the Boyle Law ($P.V = \text{constant}$). This experiment consists of putting a sample with a bulk volume known in a container with a volume also known, and to fill it with He (helium) gas. Starting from the pressure which the gas is there, a reply coming from the transductor allows a fast balance and a consequent determination of the effective porosity (just one that connects pores with others). We have turned 80 (eighty) proof bodies in cylindrical format, with about 36 mm of diameter and 71 mm of height. Of this total a portion of 10% was selected to represent the universe of the sandstones for the determination of the petrophysic properties necessary to the flow tests in porous media. The statistical study of the results showed that the relative data for Grain Volumes and Grain Densities were distributed approximately in a normal way, in other words, the obtained histograms produced relatively symmetrical forms and decreasing frequencies when they were far from the medium value. It was observed that 68% of the data are in the interval: $x - s$, $x + s$. The relative histograms to the Porous Volume, Density and Volume of the proof bodies didn't show relative symmetrical form and the values of standard deviation were relatively larger that obtained for the Grains Volume and for the Grains Density. In any way, in all of the cases, the observed variation or the dispersion of the examined data didn't present significant dispersions, suggesting that the proof bodies rehearsed represent the studied universe very well.

Introdução

Atualmente a indústria petrolífera busca cada vez mais criar e modernizar técnicas que otimizem a produção de óleo e gás nos reservatórios. Para que haja esse desenvolvimento é necessário que se estude as características do poço. Dentre as características petrofísicas das rochas reservatório, uma das mais importantes é a porosidade¹. Esta nos diz a quantidade de “espaços vazios” existentes na formação. No poço, esses espaços estarão preenchidos por água, gás ou petróleo.

Uma das formas de se medir a porosidade de uma rocha é através do método de expansão de gás, empregando-se a Lei de Boyle^{2,3}, em um porosímetro a hélio, onde uma elevada pressão de gás é aplicada no analito no interior de um copo de aço e uma resposta linear de um transdutor permite um rápido equilíbrio da pressão e conseqüente determinação da porosidade efetiva (Figura 1).

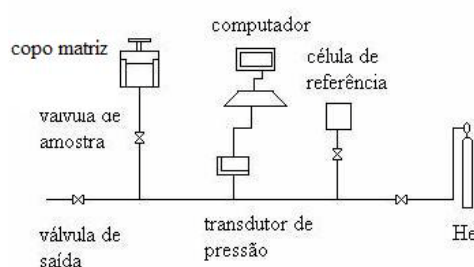


Figura 1: Esboço de funcionamento do porosímetro Ultra Pore 300 Helium Pycnometer System

Metodologia

A partir de uma rocha de um afloramento da Bacia do Paraná, foram usinados oitenta corpos de prova cilíndricos (CP) com dimensões aproximadas de 36mm de diâmetro por 71mm de altura. Deste total uma amostragem de 10% foi selecionada para representar o conjunto universo dos arenitos. A determinação das propriedades petrofísicas destes arenitos se faz necessária para os ensaios de fluxo em meio poroso.

Os principais materiais utilizados na metodologia foram: paquímetro; balança; estufa; dessecador; bomba de vácuo. Os gases empregados foram o hélio e ar artificial e o equipamento foi um Ultra Pore 300 Helium Pycnometer System.

Inicialmente foram tomadas as medidas físicas dos CP. Em seguida procedeu-se à secagem de cada plug em uma estufa por 30 minutos a uma temperatura de 70 °C, seguido de vácuo em dessecador por mais 30 minutos na temperatura ambiente.

O ensaio no porosímetro inicia pela calibração do mesmo. O equipamento é conectado a um copo matriz o qual possui seis discos de diversos volumes que preenchem todo o espaço do copo. Os discos são retirados um de cada vez e o copo é preenchido com He, a fim de se obter uma curva de calibração. Em seguida, o plug é colocado no copo matriz e o computador determina o volume de grãos (VG), o volume de poros (VP), o volume bulk (VB), a densidade de grãos (DG) e a diferença de pressão antes e após a pressurização com He (ΔP). Através dos dados destas variáveis, o próprio equipamento calcula a porosidade efetiva (ϕ).

Resultados e Discussão

Os valores obtidos para o VG mostraram uma distribuição de forma aproximadamente normal, ou seja, o histograma obtido apresentou uma forma relativamente simétrica e com frequências decrescentes à medida que se afastam do valor médio, no caso $VG = 49,3062$ com um desvio padrão $s = 0,7750$ conforme se pode observar na Figura 2.

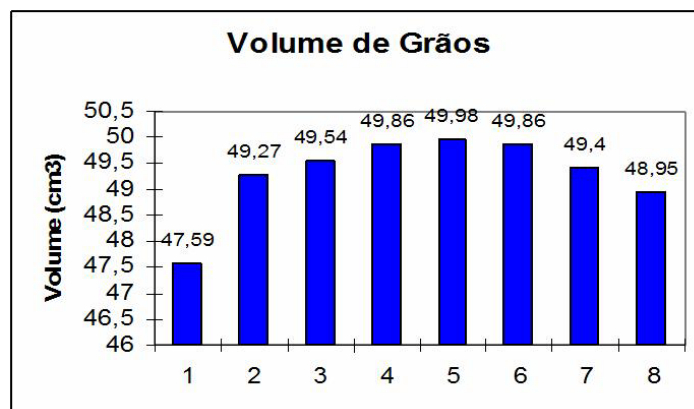


Figura 2: Gráfico de distribuição dos valores de VG (Média e desvio padrão: $49,3062 \pm 0,7750$)

Os valores obtidos para a DG também mostraram uma distribuição de forma aproximadamente normal, com valor médio de 2,6887 e desvio padrão s igual a 0,0125, conforme se pode observar na Figura 3.

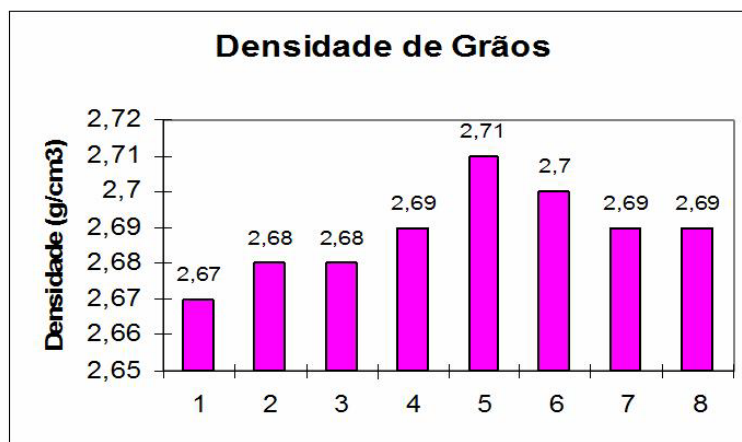


Figura 3: Gráfico de distribuição dos valores de DG (Média e desvio padrão: $2,6887 \pm 0,0125$)

No entanto, Os histogramas relativos ao Volume Poroso, Porosidade Efetiva e Volume Bulk dos corpos de prova não se mostraram de forma simétrica em relação aos respectivos valores médios, sendo que os valores de desvio padrão foram relativamente maiores que os obtidos para o Volume de Grãos e para a Densidade de Grãos. Os valores médios com os desvios padrão obtidos foram $VP = 14,6025 \pm 1,5531$; $\phi = 19,8945 \pm 1,9152$; $VB = 73,3171 \pm 0,9781$, conforme se pode observar nas Figuras 4,5 e 6, respectivamente.

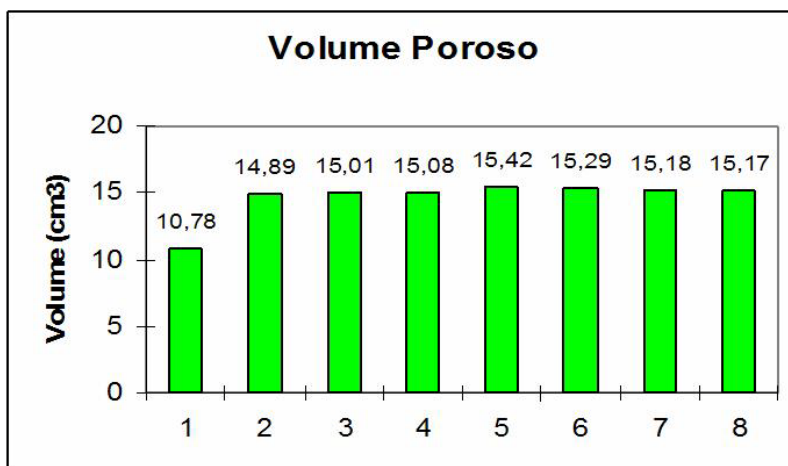


Figura 4: Gráfico de distribuição dos valores de VP (Média e desvio padrão: $14,6025 \pm 1,5531$)

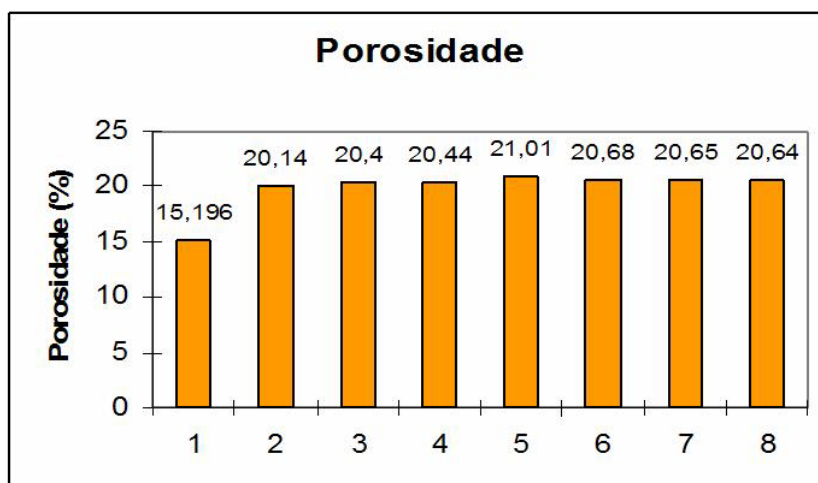


Figura 5: Gráfico de distribuição dos valores de ϕ (Média e desvio padrão: $19,8945 \pm 1,9152$)

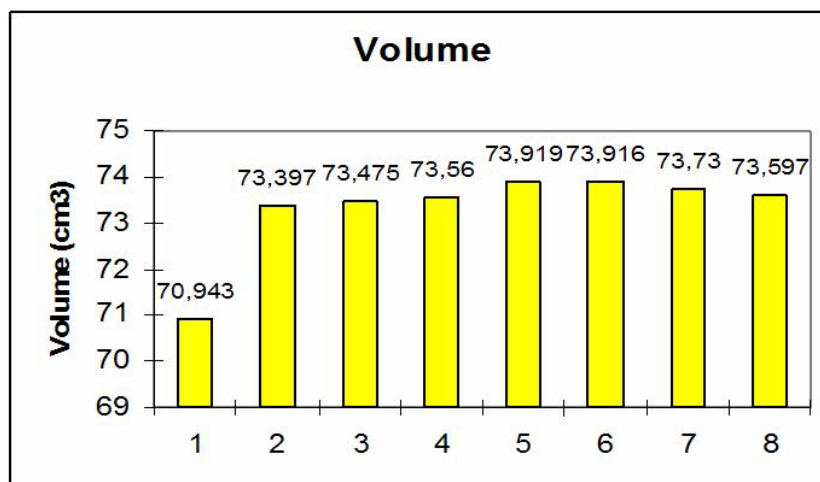


Figura 6: Gráfico de distribuição dos valores de VB (Média e desvio padrão: $73,3171 \pm 0,9781$)

Conclusões

Como se pode observar nos gráficos acima o estudo estatístico dos resultados das propriedades petrofísicas mostrou que os dados relativos para Volume de Grãos e Densidade de Grãos se distribuíram de forma aproximadamente normal, ou seja, os histogramas obtidos apresentaram-se com formas relativamente simétricas e com freqüências decrescentes à medida que se afastam do valor médio. Observou-se, então, que 68% dos dados estão no intervalo $\bar{x} - s$, $\bar{x} + s$. No entanto, os histogramas relativos ao Volume Poroso, Porosidade Efetiva e Volume *Bulk* dos corpos de prova não se mostraram de forma simétrica relativos ao valor médio, e os valores de desvio padrão foram relativamente maiores que os obtidos para o Volume de Grãos e para a Densidade de Grãos. De qualquer forma, em todos os casos, as variações observadas dos dados examinados não apresentaram dispersões significantes, levando-se a concluir que os corpos de prova ensaiados representam bem o universo estudado.

Agradecimentos

Os autores agradecem a PETROBRAS pelo auxílio financeiro.

Referências Bibliográficas

- [1] Hook, J.R., An introduction to porosity. **Petrophysics**, 44, 205–212, 2003.
- [2] Batista, J.C.; Cruz, M.J., Bordini, R. M. Influência das propriedades anisotrópicas nas rochas ricas em óxidos de Fe-Ti associadas aos maciços anortosíticos do rio Piauí e Samaritana-BA, **Revista Geologia**, 16, 61-74, 2003.
- [3] Kazimierz, T.; Jacek, T.; Stanisław R., Evaluation of Rock Porosity Measurement Accuracy with a Helium Porosimeter, **Acta Montanistica Slovaca**, 9, 316-318, 2004.