

ANÁLISE DE TEXTURA EM ROCHAS CARBONÁTICAS E ARENÍTICAS

Flávio Rodrigues de Souza¹, Roseane Marchezi Misságia¹, Nathaly Lopes Archilha¹

Bolsista PRH-ANP 20, flaviorsjr@gmail.com, ¹Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - Lenep, Centro de Ciências e Tecnologia - CCT, Universidade Estadual Norte Fluminense – UENF.

RESUMO

MOTIVAÇÃO: Rochas carbonáticas tem grande importância para indústria de petróleo, uma vez que representam 60% das reservas mundiais de óleo e 40% das de gás. Em 2005, a Petrobras anunciou indícios de petróleo no primeiro poço exploratório em águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Este fato mudou a história da exploração de petróleo no Brasil, pois grande parte do reservatório do pré-sal são rochas carbonáticas (Carminatti et al, 2008; Gomes et al, 2008; Chang et al, 2008; Formigli, 2008; Estrella, 2008).

OBJETIVO: Este trabalho visa caracterização de amostras de carbonatos e arenitos, provenientes de afloramentos, efetuada através de medidas das propriedades petrofísicas e correlações com formulações empíricas, para melhorar a compreensão das respostas petrofísicas às características geológicas e texturais. Para tal foram realizadas medidas de porosidade (gás e mercúrio) em 19 amostras para obter as porosidades total e interpartícula e permeabilidade ao gás de cada uma.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: Através da porosidade interpartícula e permeabilidade é possível caracterizar a textura da rocha, de acordo com Lucia (2007), que criou três classes texturais baseadas em dados experimentais de permeabilidade, porosidade interpartícula e lâminas petrográficas de amostras de diversos lugares do mundo (Figura 1).

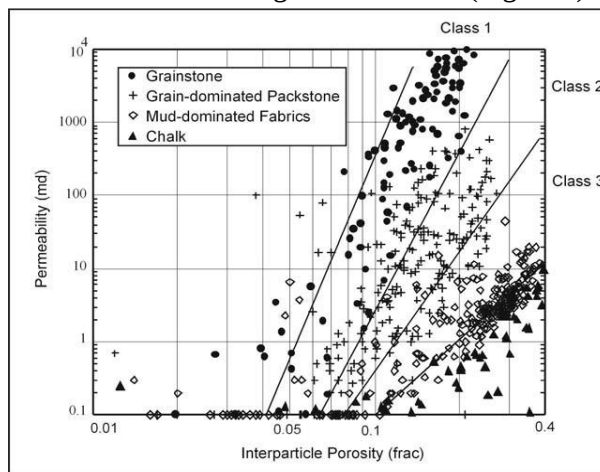


Figura 1: Correlação proposta por Lucia (2007)

RESULTADOS OBTIDOS: A Figura 2 apresenta o *crossplot* permeabilidade *versus* porosidade total determinadas pelas equações 1, 2 e 3.

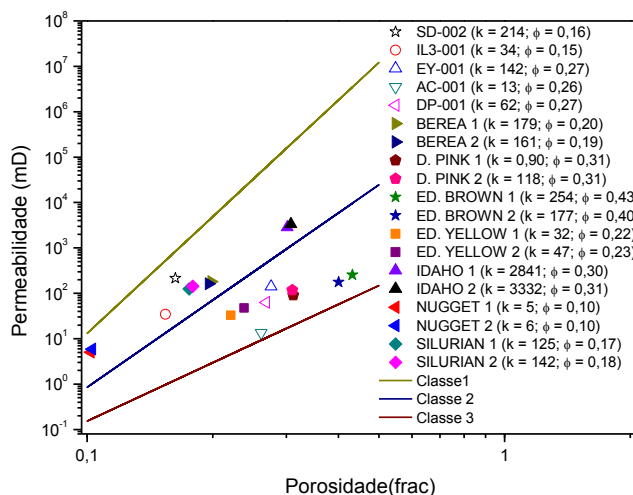


Figura 2: Classificação proposta por Lucia (2007) das amostras em estudo.

$$\text{Classe 1 } k = (45,35 \times 10^8) \phi_{ip}^{8,537} - \text{grãos de } 100 - 500 \mu\text{m} \quad (1)$$

$$\text{Classe 2 } k = (2,040 \times 10^6) \phi_{ip}^{6,38} - \text{grãos de } 20 - 100 \mu\text{m} \quad (2)$$

$$\text{Classe 3 } k = (2,884 \times 10^3) \phi_{ip}^{4,275} - \text{grãos menores que } 20 \mu\text{m} \quad (3)$$

As Tabelas 1 e 2 apresentam os dados de três amostras obtidos através da porosimetria a mercúrio. Como esperado, os valores de porosidade interpartícula são menores do que os obtidos com o porosímetro a gás. Logo, conclui-se que ao serem realizadas todas as medidas no porosímetro a mercúrio será possível gerar um gráfico como o da Figura 2, porém com seus pontos deslocados à esquerda.

Devido esse deslocamento, estão sendo realizadas medidas de porosidade interpartícula de todas as amostras em estudo. As discrepâncias entre as medidas obtidas com a porosimetria a gás e mercúrio estão sendo verificadas para melhor entendimento.

Tabela 1: Resultados no porosímetro a mercúrio

Amostras	Φ inter (%)	Φ intra (%)	Φ total (%)	Kn (mD)*	Kt (mD)**	τ
AC	5,19	20,52	25,71	0,00033	0,00034	1,94
DP	8,27	8,77	17,05	0,00166	0,00163	2,18
EY	4,18	7,54	11,73	0,00069	0,00066	2,20

(*) não foi considerada a tortuosidade nos cálculos (**) foi considerada a tortuosidade nos cálculos.

Tabela 2: Resultados no porosímetro a mercúrio.

Amostras	ρ de bulk (g/cm ³)	D de poro máximo (μm)	D de poro mínimo (μm)	D partícula mínimo (μm)	D partícula máximo (μm)	Razão garganta/tamanho poro
AC	2,00	8,19	0,0480	35,00	57,00	0,38
DP	2,05	5,52	0,0439	30,00	38,00	1,01
EY	2,18	10,11	0,0504	30,00	70,00	0,43

(*) não foi considerada a tortuosidade nos cálculos (**) foi considerada a tortuosidade nos cálculos.