

CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL EM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DE IDADE ALBIANA DA BACIA DE CAMPOS/MARGEM LESTES BRASILEIRA

Luana Karina Câmara de Medeiros, Paulo Couto

Copyright 2019, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August 2019.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The carbonate reservoirs show complex petrophysical characteristics. In depositional and diagenetic terms, are heterogeneous rocks, resulting in different permoporous types, which present spatial distribution with different fluid flow behaviour. In this context, it is important to characterize the main carbonate facies, to identify the main diagenetic processes and to classify the different types of porosity and connectivity between pores, to assist in the control and management of the reservoir.

The objective of this paper is to verify the correlation between the carbonate facies and the petrophysical properties, defining groups with different characteristics, providing subsidy for a better management and control of these reservoirs.

Introdução

A aquisição de dados diretos, como testemunhos e amostras laterais, onera em muito o custo dos projetos exploratórios, não sendo assim disponíveis na maioria das áreas de estudo. No entanto, na fase de desenvolvimento do campo eles se fazem necessários para a obtenção de informações cruciais ao entendimento da produção.

Definir a qualidade do reservatório consiste em conhecer a litologia perfurada através da definição de fácies deposicionais, padrões de empilhamento, fácies diagenéticas, tipos de porosidade, qualidade permoporosa e correlação rocha perfil.

Na ausência de testemunhos, é necessário recorrer à técnicas computacionais, numéricas e/ou estatísticas aplicadas a dados obtidos dos perfis geofísicos.

Conforme a metodologia definida para este trabalho, foi possível caracterizar diferentes fácies permoporosas através da correlação de dados de testemunhos e perfis geofísicos.

O poço selecionado para o presente trabalho localiza-se na Bacia de Campos, margem leste brasileira (Figura 01) e contém uma vasta quantidade de dados de excelente qualidade. A seção estudada pertence ao Grupo Macaé/Formação Quissamã, de idade albiã,

representada por sedimentos carbonáticos marinhos depositados sob condições de energia moderada a alta.

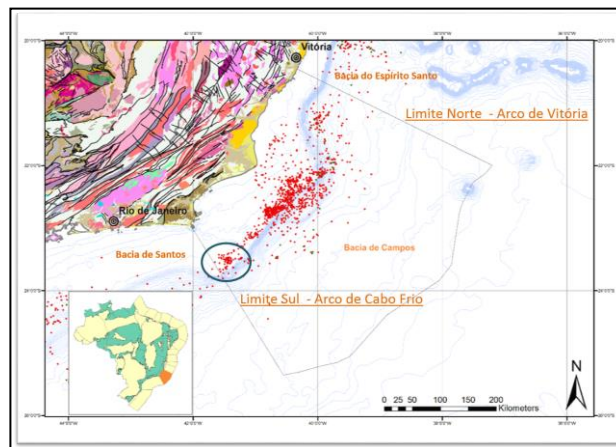


Figura 01 - Mapa de localização da Bacia de Campos, com os limites norte e sul, e a posição do poço estudado (círculo azul).

O objetivo principal do estudo consiste em verificar a correlação entre os dados provenientes das análises do testemunho e as eletrofácies derivadas dos perfis geofísicos. Ressalta que o estudo do poço ainda se encontra em andamento e o trabalho aqui apresentado resume os resultados obtidos até o momento. Como produto final, espera-se obter cluster com distintas características permoporosas.

As principais etapas do trabalho consistem de:

- Descrever e caracterizar petrograficamente as rochas, agrupando-as em fácies deposicionais;
- Analisar as propriedades petrofísicas, obtidas através da avaliação dos perfis elétricos e pelas análises de laboratório;
- Caracterizar eletrofácies; e
- Correlacionar os dados de rocha com os perfis geofísicos (raios gama, resistividade, densidade, neutron, sônico e ressonância magnética).

Metodologia

Para alcançar os objetivos estabelecidos, usou-se dados de rocha, proveniente de testemunho, e perfis geofísicos, inicialmente estudados de forma independente e posteriormente integrados.

Foram analisados dois testemunhos sequenciados de um poço A, medindo no total 35,61m. A partir dos testemunhos foram confeccionadas 107 lâminas

delgadas e 142 análises petrofísicas em plugs (permeabilidade, porosidade e densidade do grão).

As análises macroscópica e microscópica permitiram definir fácies, associação de fácies e padrões de empilhamento vertical e a digênese. Os testemunhos foram descritos contemplando os constituintes, estruturas e feições diagnósticas, granulometria, cor, porosidade aparente e presença de óleo. A microscopia teve como foco a descrição dos constituintes: tipos de grão, matriz, cimento e principalmente os principais tipos de porosidade, além da fábrica da rocha e estruturas diagnósticas. Dados da diagênese principal foram levados em consideração.

As 142 análises petrofísicas definiram os padrões permoporosos e serviram de correlação e controle na qualidade permoporosa lidos pelos perfis geofísicos, como também no ajuste da profundidade do testemunho.

A edição dos perfis geofísicos e análise petrofísica determinística (porosidade) foram realizadas no software Techlog (módulo Quanti). Com a aquisição e análise dessas informações, foi possível correlacionar com os dados de petrofísica de rotina e ajustar a profundidade do testemunho (Figura 02).

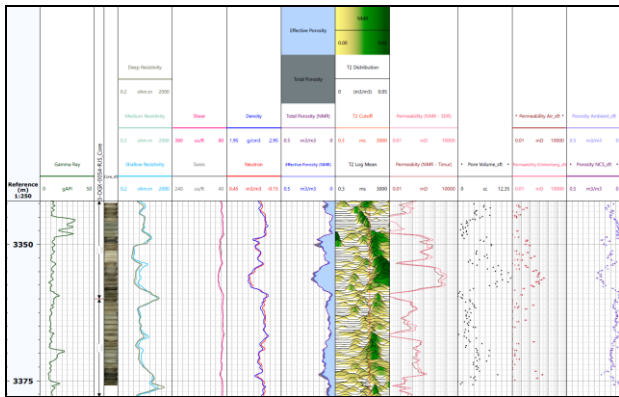


Figura 02 – Testemunho ajustado aos perfis geofísicos e análises de petrofísica de rotina

A caracterização das eletrofácies consiste em correlacionar as fácies deposicionais com as propriedades petrofísicas da rocha com o auxílio do software Techlog (módulos k-mod e Ipsom).

A técnica consiste em usar estatísticas de análises multivariadas, por meio de análises conjuntas de dados de perfis geofísicos de poço, divididas em classificação supervisionada e não-supervisionada.

Conforme o fluxo de trabalho estabelecido espera-se definir as eletrofácies, através da classificação não-supervisionada e posteriormente ajustada à classificação supervisionada, por meio dos perfis de litofácies definidos nas análises de rocha. Além disso, as eletrofácies serão definidas em função dos aspectos petrofísicos, baseando-se no conceito de tamanho e distribuição espacial dos poros em relação aos constituintes da rocha.

Resultados

a) Descrição e Caracterização Petrográfica das Rochas Carbonáticas

Na seção estudada, foram reconhecidos os seguintes grãos carbonáticos: oolitos, oncolitos, pelóides, intraclastos, bioclastos e agregados. Os grãos não carbonáticos reconhecidos foram: quartzo e feldspatos.

A matriz nas rochas carbonáticas é do tipo micrita peloidal, podendo atingir até 30% da composição das rochas com baixa porosidade e permeabilidade.

O cimento identificado é composto por calcita e se apresenta nas formas de franja, mosaico e sintaxial.

As rochas foram classificadas de acordo com Dunham (1962) (Figura 03), a qual se baseia na textura deposicional, enfatizando a presença e/ou ausência da lama carbonática e na quantidade de grãos presentes. De acordo com essas premissas, foi possível classificar as rochas estudadas em Rudstones, Grainstones e Packstones. (Figura 04).

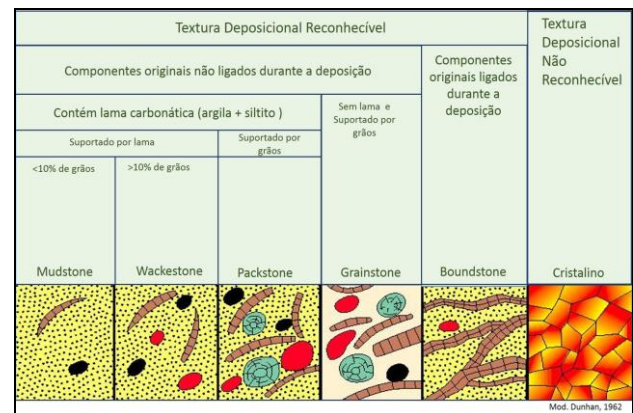


Figura 03 – Classificação das rochas carbonáticas, segundo Dunham, 1962

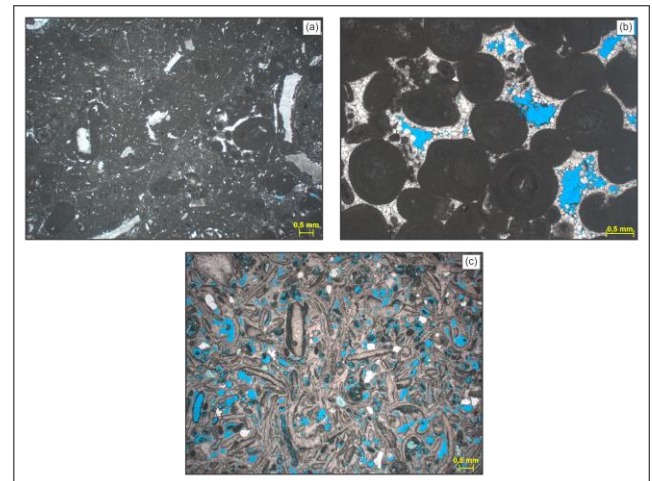


Figura 04 – (a) Packstone; (b) Grainstone; (c) Rudstone

Foram definidas oito fácies carbonáticas:

PP - Packstone Peloidal

POOPi - Packstone Oncolítico-Oolítico-Peloidal com Intraclasto

PBP - Packstone Bioclástico-Peloidal

GOOi - Grainstone Oncolítico-Oolítico com Intraclasto

GP - Grainstone Peloidal

GB - Grainstone Bioclástico

ROIp - Rudstone Oncolítico-Intraclástico com peloide

RB - Rudstone Bioclástico

A porosidade classificada segundo Choquete & Pray 1970) (Figura 05), considerando a relação entre o espaço poroso e o arcabouço da rocha. Usando essa relação foi possível identificar as seguintes porosidades: intrapartícula, interpartícula, intercrystalina, intragranular, móldica, fratura, canal e vulgar (Figura 06).

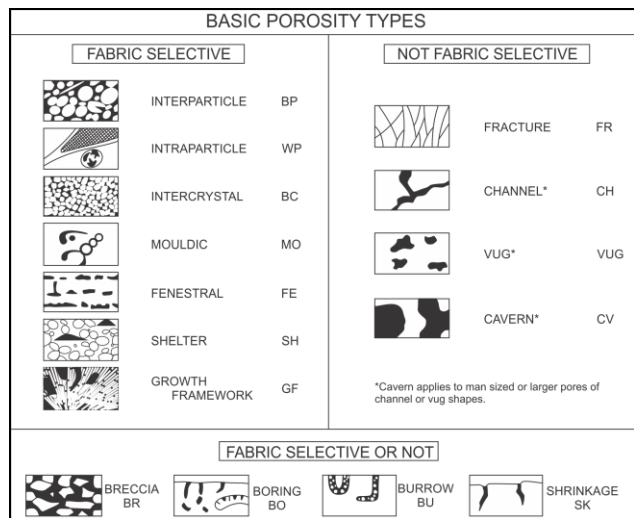


Figura 05 – Classificação das porosidades em rochas carbonáticas, segundo Choquete & Pray, 1970

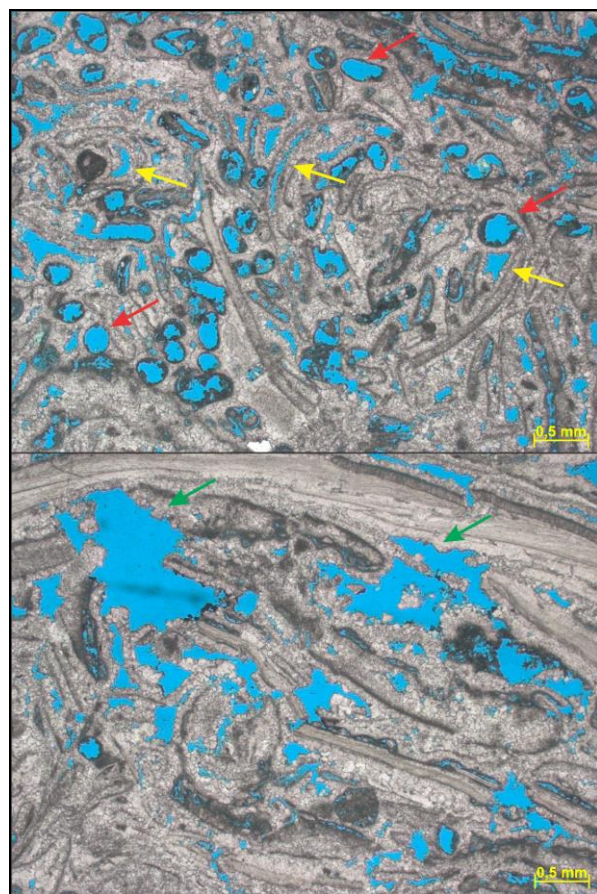


Figura 06 – Tipos de poros. Seta vermelha – poros móldicos; seta amarela – intragranulares; e seta verde – poros vulgares.

b) Análise das Propriedades Petrofísicas

Os dados petrofísicos foram obtidos a partir das lâminas delgadas, perfis de poço (densidade, neutrão e ressonância magnética) e análise de petrofísica de laboratório (rotina).

A permeabilidade calculada a partir dos perfis de ressonância magnética (NMR), utilizou-se da equação Timur-Coates:

$$K_{TIM} = a \Phi^m [FFV / BFV]^n$$

K_{TIM} – Permeabilidade

Φ – Porosidade

FFV – Free Fluid Volume

BFV – Bound Fluid Volume

a, – Constante empírica ajustada a uma determinada litologia

m – Constantes ajustadas as condições locais (4)

n – Constantes ajustadas as condições locais (2)

As análises de petrofísicas de laboratórios em plugs de testemunhos foram realizadas sob pressão de confinamento (expressa pela diferença entre a pressão litostática e pressão de poros) e os dados obtidos foram: permeabilidade absoluta, porosidade efetiva e massa específica de grãos. As permeabilidades absolutas foram corrigidas pelo efeito Klinkenberg, utilizando a equação:

$$K_{AP} = K_{ABS} * (1+b/P_m)$$

K_{AP} – Permeabilidade aparente

K_{ABS} – Permeabilidade absoluta

b – Fator de Klinkenberg

P_m – Pressão média do experimento

As características permoporosas adquiridas para o intervalo estudado mostram os seguintes valores (Tabela 01; Figura 07 e 08):

Tabela 01 – Resultados das análises petrofísicas

POROSIDADE (%)			
	Média	Mediana	Min - Max
Total	8,3	7,5	0,3 – 23
Efetiva	7,9	7,3	0,3 – 23
PERMEABILIDADE (mD)			
	Média	Mediana	Min - Max
ROTINA	0,140	0,080	0,01 - 26
TIMUR-COATES	0,384	0,751	<0,0001 – 844

c) *Correlação do Dados de Rocha com as Propriedades Petrofísicas*

As primeiras correlações dos dados de rocha com as propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade), mostraram as seguintes características permoporosas para cada fácies (Tabela 02; Figura 09, 10 e 11):

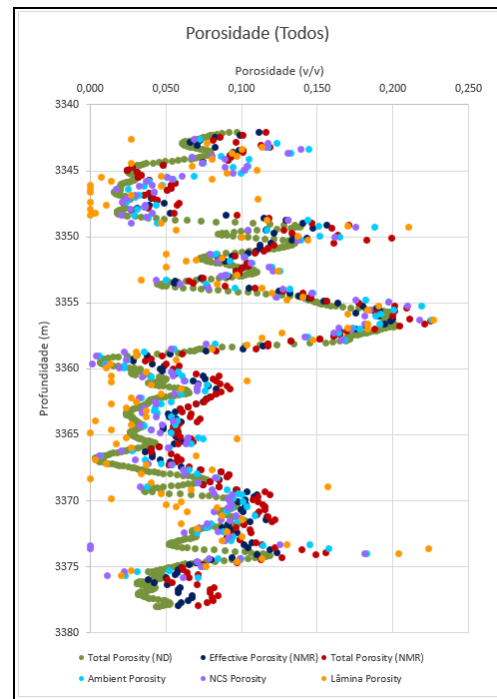


Figura 07 – Porosidade (total e efetiva) calculada a partir dos perfis geofísicos, análise laboratorial de rotina e lâmina delgada.

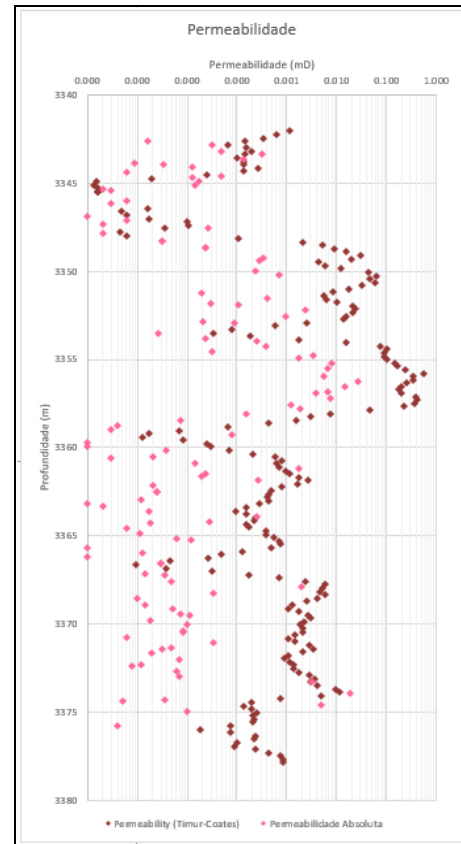


Figura 08 – Permeabilidade calculada a partir do perfil de ressonância magnética e da análise laboratorial de rotina

Tabela 02 – Resultados das correlações das propriedades petrofísicas com as fácies carbonáticas

POROSIDADE TOTAL (%)			
	Média	Mediana	Min - Max
PP	4,1	4,1	1,5 – 7,0
POOPi	6,3	5,9	1,7 – 14,4
PBP	8,7	8,1	0,04 – 20,0
GOOi	7,4	7,2	0,6 – 20,0
GP	5,4	5,6	3,0 – 8,4
GB	6,5	5,7	0,5 – 18,8
ROIp	9,0	8,8	2,4 – 14,7
RB	14,6	15,1	3,5 – 22,5
PERMEABILIDADE (mD)			
	Média	Mediana	Min - Max
PP	-	-	-
POOPi	0,06	0,03	0,01 – 2,35
PBP	0,03	0,03	0,03
GOOi	0,03	0,02	0,01 – 0,94
GP	0,01	0,01	0,01
GB	0,29	0,31	0,01 – 4,76
ROIp	0,04	0,03	0,01 – 0,38
RB	1,60	3,61	0,01 – 26,0

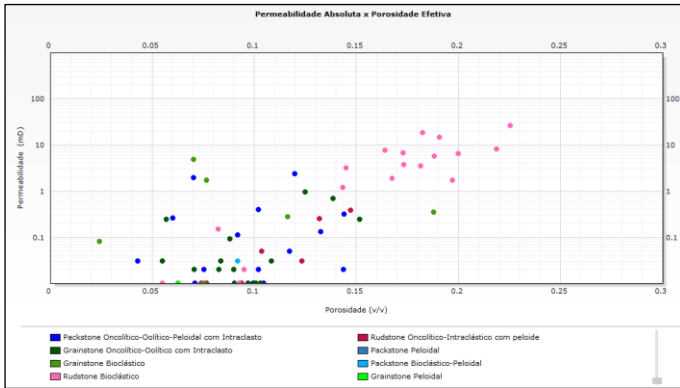


Figura 09 – Correlação da porosidade com a permeabilidade medida em laboratório

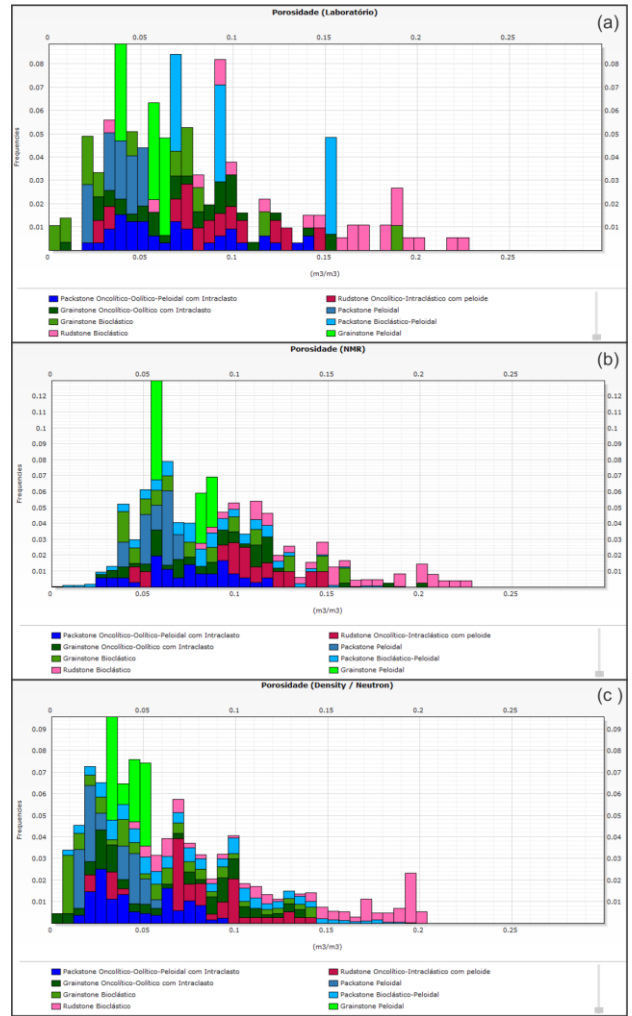


Figura 10 – Histograma das porosidades em função das fácies. (a) Porosidade total, laboratório; (b) Porosidade total, ressonância magnética; (c) Porosidade total, densidade/nêutron

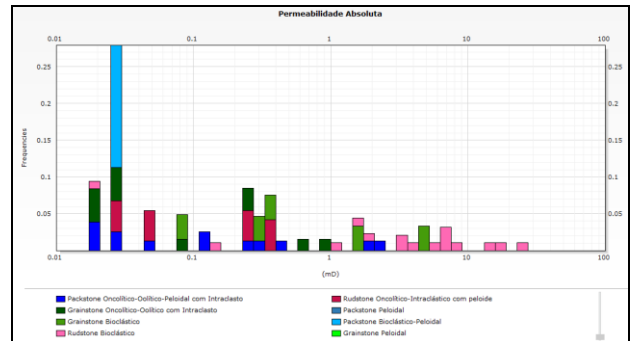


Figura 11 – Histograma da permeabilidade absoluta em função das fácies

Conclusões e Considerações

Os perfis geofísicos mostram boa correlação com os dados de testemunho e as análises laboratoriais de rotina.

A partir das descrições petrográficas foi possível definir oito fácies deposicionais. Assim nominadas: **PP** - Packstone Peloidal; **POOPi** - Packstone Oncolítico-Oolítico-Peloidal com Intraclasto; **PBP** - Packstone Bioclástico-Peloidal; **GOOi** - Grainstone Oncolítico-Oolítico com Intraclasto; **GP** - Grainstone Peloidal; **GB** - Grainstone Bioclástico; **ROIp** - Rudstone Oncolítico-Intraclástico com peloide; **RB** - Rudstone Bioclástico. As características permoporosas mostram valores de porosidade e permeabilidade baixos (Φ 0,3 a 23%, 0,01 a 26 mD, em Laboratório e 0,0001 a 844 no MNR) apontando para um reservatório de baixa qualidade.

Espera-se definir as eletrofácies, sendo ajustadas pelo perfil de litofácies definidos nas análises de rocha.

Almeja-se definir uma associação de fácies, a partir das características permoporosas, embasa pela classificação de Lucia (1983).

Agradecimentos

Os autores agradecem a empresa QUEIROZ GALVÃO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO S.A, SOLINTEC e SCHLUMBERGER pela concessão dos dados, laboratório e softwares utilizados nesse trabalho. Agradece ainda às inúmeras colaborações da Kamila Cardias Rodrigues Ferreira (UFRGS), a Msc.: Maria Dolores de Carvalho (Queiroz Galvão Exploração e Produção) e Dr.: Eduardo Faria (Queiroz Galvão Exploração e Produção).

Referência bibliográfica

CHOQUETTE, P. W. & PRAY, L., 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity In sedimentary carbonates. AAPG Bull, vol. 54. p. 207- 250.

DUNHAN, R.J., 1962. Classification of limestone rocks according to depositional textures, in W.E. Ham, edit. Classification of Limestone Rocks; AAPG Memoir nº 1, p.108-21.

LUCIA, F. J., 1983. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonates rocks: a field classification of carbonate por space. Journal of Petroleum Technology (JPT) 35, 629-637.

SOARES, J. A., "Um Fluxo de Trabalho para Modelagem de Eletrofácies com entrelaçamento de técnicas de classificação supervisionada e não-supervisionada", 9º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Salvador, Bahia, Brasil, 11-14 Setembro, 2005.