

Caracterização de carbonatos bimodais integrando Pressão Capilar por Mercúrio e Ressonância Magnética Nuclear

*Frederico Bastos Schuab^{1,2}; Alessandra Winter¹, Osvaldo Vidal Trevisan¹.

¹Universidade Estadual de Campinas, ²Petrobras

Copyright 2014, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VI Simpósio Brasileiro de Geofísica, Porto Alegre, 14 a 16 de outubro de 2014. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VI SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

Esse trabalho apresenta a caracterização de rochas carbonáticas com distribuição de porosidade bimodal utilizando a técnica de Ressonância Magnética Nuclear (RMN). Foram integrados resultados de análises laboratoriais de petrofísica básica e especial de 49 plugues de um reservatório de petróleo para determinação da porosidade, permeabilidade e saturação de água através da RMN. As rochas apresentam textura *grainstone*, com altas permeabilidades e porosidades, porém com microporosidade também alta, reveladas pelas análises de Pressão Capilar por Intrusão de Mercúrio (PcHg) e pela distribuição do tempo de relaxação transversal (T_2). A bimodalidade do sistema poroso com micro e macroporos bem definidos, porém conectados, exerce controles diferentes sobre o fluxo de fluidos (permeabilidade) e sobre a distribuição de saturações, sendo recomendável, como conclui esse trabalho, a utilização de cortes de T_2 diferentes para cálculo da saturação de água irreduzível e da permeabilidade absoluta a partir do RMN.

Introdução

A importância dos reservatórios carbonáticos na indústria do petróleo já é conhecida, principalmente devido aos grandes campos do Oriente Médio e, mais recentemente, às descobertas do Pré-Sal.

Muitos trabalhos mostram que o conhecimento do sistema poroso dessas rochas é fundamental para a caracterização das formações carbonáticas. Nesse contexto, a textura das rochas tem papel relevante.

De acordo com o trabalho original de Dunham (1962), as rochas carbonáticas são classificadas segundo a sua textura deposicional. Quando reconhecível em lâminas petrográficas, são separadas segundo a abundância de grãos (Figura 1). Nessa classificação, os *grainstones* são rochas compostas apenas por grãos e não há matriz fina, ou lama carbonática. Por isso, são também chamados carbonatos granulares em muitas publicações.

Os carbonatos de textura *grainstone* apresentam predominância de grãos de oólitos e oncolitos, como mostra a Figura 2. Segundo Terra *et al.* (2010), esses grãos são esféricos a subelípticos, originados por acreção físico-química e organo-sedimentar, respectivamente, com tamanhos entre 0,2mm (oólitos) e 5mm (oncolitos) de diâmetro. Dada a esfericidade e

arredondamento desses grãos, a analogia pode ser feita com uma caixa de bolas de gude, sendo essas os grãos e o espaço entre elas a porosidade. No entanto, como mostram Cantrell e Hagerty (1999), esses grãos apresentam grande quantidade de microporosidade intragranular.

Essa grande quantidade de microporosidade afeta significativamente os resultados das análises, principalmente a determinação da saturação e da permeabilidade, como é discutido nesse trabalho.







TEXTURA DEPOSICIONAL RECONHECÍVEL					Textura deposicional não-reconhecível
Componentes originais não-ligados durante a deposição				Componentes originais ligados durante a deposição	
Contém Matriz (Partículas tamanho argila/silte fino)			Sem matriz, grão-suportado		
Suportado pela matriz		O arcabouço é grão-suportado com matriz			
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline
					

Figura 1 – Classificação para rochas carbonáticas baseada na textura (adaptado de Dunham, 1962 apud Terra *et al.*, 2010).

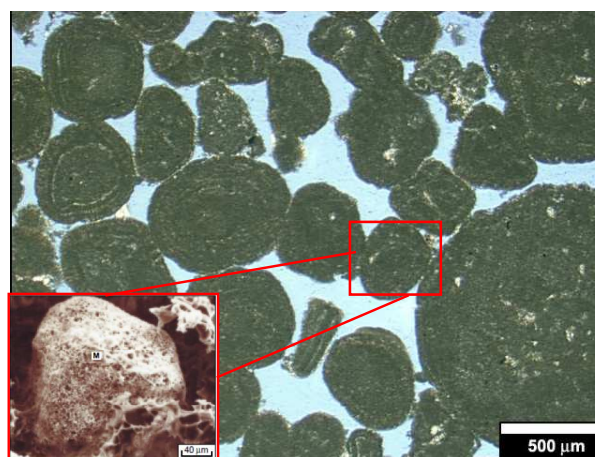


Figura 2 – Foto de lâmina petrográfica mostrando a textura *grainstone* e os grãos de oólitos e oncolitos da amostra 227. Detalhe destacando um grão microporoso (adaptado de Cantrell e Hagerty, 1999).

Metodologia

Para esse trabalho, foram selecionadas 49 amostras cilíndricas de 3,7 cm de diâmetro e comprimento médio de 3,94 cm pertencentes a um intervalo de 33 metros de testemunhos de um reservatório carbonático de petróleo. Todas as amostras foram submetidas a análises de porosidade e permeabilidade pela PETROBRAS com porosímetro e permeabilímetro a gás e pressão de confinamento superior a 500 psi.

Do montante inicial foram selecionados os resultados de ensaios de Pressão Capilar por Intrusão de Mercúrio (PcHg) realizados pela PETROBRAS em 41 plugues e os resultados dos ensaios de Ressonância Magnética Nuclear (RMN), realizados no CEPETRO/UNICAMP, de 8 plugues cedidos pela PETROBRAS. A Tabela 1 apresenta a relação desses ensaios e os valores de porosidade e permeabilidade de cada amostra.

Pressão Capilar por Intrusão de Mercúrio (PcHg)

Os ensaios de PcHg foram realizados pela PETROBRAS em 40 amostras conforme a Tabela 1.

Nesta análise, o mercúrio é injetado sob pressões escalonadas de 1 até 60.000 psia e volumes conhecidos nas amostras de rocha. Como o Mercúrio não molha a superfície da rocha é possível penetrar gargantas de poros com raios de até 0,001 micrômetros. Sabendo-se a pressão de injeção e o volume de mercúrio intrudido, é possível obter uma curva de pressão capilar no sistema Hg-Ar. Assumindo que as gargantas se comportam como um modelo de tubo capilar, é possível determinar o raio de garganta de poro (rgp) que controla o fluxo de mercúrio a partir da equação de Laplace, sendo inversamente proporcional a pressão de injeção.

$$P_c = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r} \times C$$

Onde:

- P_c = Pressão capilar em psi;
- σ = tensão superficial em dina/cm (Hg = 480 dina/cm);
- θ = ângulo de contato em graus (Hg/ar/sólido = 140°);
- r = raio de garganta de poros em angstroms;
- C = fator de conversão de unidades.

Ressonância Magnética Nuclear (RMN)

As medidas do tempo de relaxação transversal (T₂) foram realizadas em 8 amostras a 35°C utilizando o equipamento Modelo GeoSpec 2-53/Maran DRX HF (2,2 MHz) fabricado pela Oxford Instruments, Reino Unido, equipado com sonda de 53mm. A seqüência de pulso utilizada para a medição do T₂ foi a CPMG (Carr-Purcell-Meiboom-Gill). As distribuições de T₂ foram obtidas através do cálculo da transformada inversa de Laplace das medidas de CPMG, utilizando-se o programa WinDXP versão.1.8.1.0. Os parâmetros de medição foram: espaçamento entre Ecos (TE) de 0,2 ms e razão Sinal/Ruído (SNR) superior a 100.

As análises de RMN foram realizadas nas 8 amostras, primeiramente 100% saturadas com salmoura de 200kppm e, em seguida, na condição de saturação de água irreduzível (Swirr), obtida após a centrifugação das

amostras em uma Ultra-Centrífuga (URC-628 UltraRock Centrifuge - Coretest Systems, INC) até a velocidade de 7000 rpm.

Tabela 1 – Relação de amostras e ensaios para os 49 plugues de 1,5”.

AMOSTRA	DIREÇÃO	POROS	PERME	ENSAIOS
171	H	19,46	2	PcHg
174	H	19,53	1,25	PcHg
176	H	19,27	0,78	RMN/Cent
180	H	26	126,92	PcHg
182	H	22,84	398,22	RMN/Cent/PcHg
184	H	22,93	42,26	PcHg
185	H	21,8	84,63	PcHg
189	H	24,74	285,24	PcHg
191	H	25,79	106,21	PcHg
193	H	23,36	628,55	sem condições
195	H	29,19	191,7	PcHg
198	H	30,4	136,98	PcHg
199	H	30,92	118,98	PcHg
200	H	27,91	67,66	PcHg
202	H	28,11	70,47	PcHg
203	H	27,69	181,31	PcHg
206	H	20,27	114,78	PcHg
208	H	22,77	842,75	PcHg
211	V	24,52	968,9	RMN/Cent
212	H	24,22	498,71	PcHg
215	H	23,14	800,21	PcHg
221	H	21,42	357,84	PcHg
222	H	26,35	285,14	PcHg
225	H	23,41	364,96	PcHg
227	H	27,08	479,77	PcHg
228	V	26,49	571,49	RMN/Cent
229	H	25,24	876,88	PcHg
230	H	28,86	784,98	PcHg
231	H	25,52	529,89	PcHg
233	H	21,97	260,99	PcHg
235	H	24,86	248,19	PcHg
236	H	24,53	272,96	PcHg
237	H	25,73	269,28	PcHg
240	H	25,34	213,68	PcHg
242	H	23,88	138,75	PcHg
243	H	25,64	342,44	RMN/Cent
244	H	24,4	152,2	PcHg
247	H	25,25	391,35	PcHg
248	H	22,88	272,15	PcHg
258	H	28,08	385,15	RMN/Cent
263	H	28,34	447	PcHg
264	H	31,8	223,94	PcHg
266	H	32,38	654,05	RMN/Cent
270	H	30,6	354,04	PcHg
272	H	29,93	408,31	PcHg
276	H	29,47	1198,55	PcHg
277	H	29,32	1561,97	RMN/Cent
287	H	26,52	4,3	PcHg
293	H	21,98	1,03	PcHg

H/V Horizontal /Vertical
 Cent Centrifuga Ar-Água
 RMN Ressonância Magnética Nuclear
 PcHg Pressão Capilar por Intrusão de Mercúrio

Resultados e Discussões

Os resultados das análises de petrofísica básica revelaram amostras com altas porosidades e com permeabilidades bastante variáveis. A Tabela 2 apresenta as médias e a variabilidade dos valores.

Tabela 2 – Resultado das análises de petrofísica básica das 49 amostras.

	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
Média	25,55	361,63
Mínimo	19,27	0,78
Máximo	32,38	1561,97
Desvio Padrão	3,30	329,00

Quando visualizadas em um gráfico de correlação, a variação da permeabilidade é confirmada e resulta em uma baixa correlação com a porosidade (Figura 3).

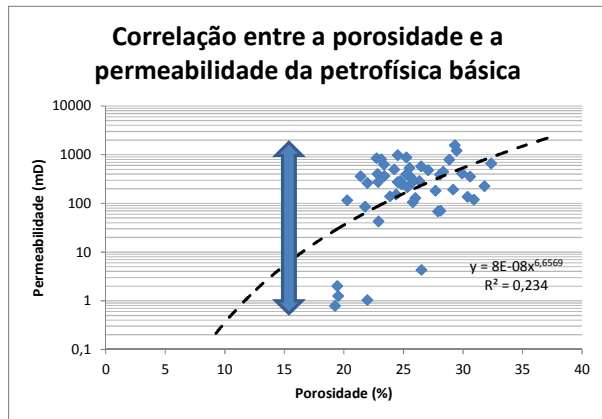


Figura 3 – Baixa correlação entre a porosidade e a permeabilidade, que apresenta grande variabilidade, indicada pela seta azul.

Nesta figura a presença de microporosidade é sugerida devido às amostras apresentarem alta porosidade mesmo para baixos valores de permeabilidade.

PcHg

Como pode ser verificado na Figura 4, praticamente todas as amostras apresentam bimodalidade da distribuição de raios de garganta de poros (rgp). Considerando a proporcionalidade entre poros e gargantas – poros grandes são conectados por gargantas grandes e poros pequenos por pequenas gargantas – podemos extrapolar a afirmação para distribuição bimodal de porosidade.

Essa distribuição de porosidade, mostra claramente que a rocha é composta por poros conectados por gargantas de raio inferiores a 0,5 micrômetros e superiores a 5 micrômetros. A mesoporosidade pode ser interpretada como a conexão entre os dois sistemas. Sabendo-se tratar de textura *grainstone*, fica evidente que a porosidade entre os grãos (intergranular) é o macroporo com $rgp > 5$ micras e que o microporo ($rgp < 0,5$ micras) só

podem estar associados ao grão, ou seja intragranular (dentro dos grãos). Cantrell e Hagerty (1999) discutiram a ocorrência dessa microporosidade em rochas semelhantes na Formação Arab-D. Rahman *et al.* (2012) tratam da classificação de microporosidade em carbonatos apresentando uma breve revisão.

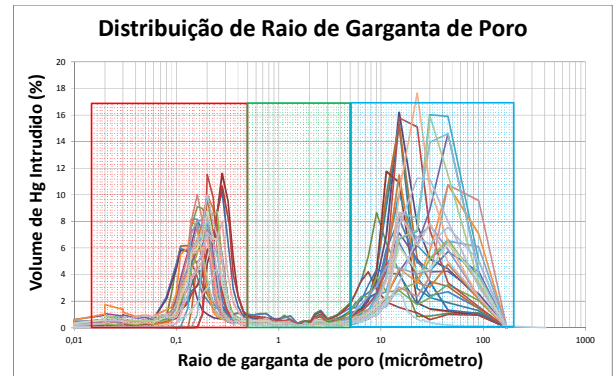


Figura 4 – Distribuição de raios de garganta de poros das 41 amostras. As áreas vermelha, verde e azul indicam as zonas micro, meso e macroporosas, respectivamente.

Como já foi mostrado na Figura 3, os altos valores de porosidade para amostras com baixa permeabilidade e a dispersão apresentada no gráfico de correlação, sugerem a existência de poros que pouco contribuem para a permeabilidade. No entanto, quando são correlacionados os valores de macroporosidade, correspondente ao volume de Hg intrudido nos raios de garganta de poros maiores que 5 micras, com a permeabilidade da petrofísica básica verifica-se um bom ajuste, confirmando que a principal contribuição para o fluxo é dos macroporos (Figura 5).

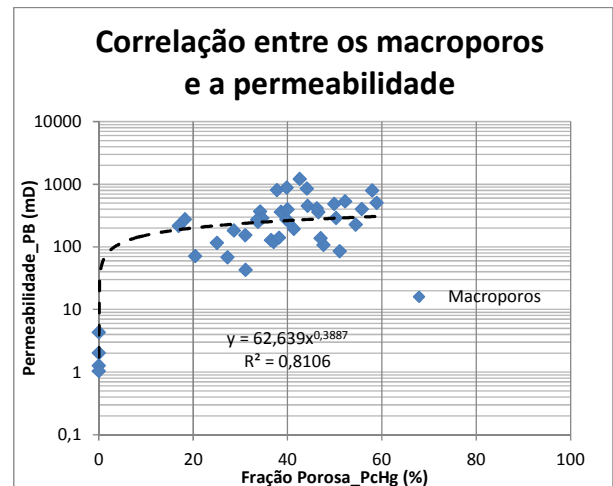


Figura 5 – Correlação entre a macroporosidade e a permeabilidade da petrofísica básica com $R^2 = 81\%$.

RMN

A Figura 6 apresenta a distribuição de T_2 para todas as amostras 100% saturadas. A distribuição do tempo de decaimento mostra o mesmo comportamento (bimodal) da distribuição de rgp, permitindo concluir que existe proporcionalidade entre tamanho de poros e de gargantas

Nesta condição de saturação, predominam o efeito de relaxação superficial, descartando-se os efeitos difusivos e “bulk”, como descrito em Coates *et al.* (1999).

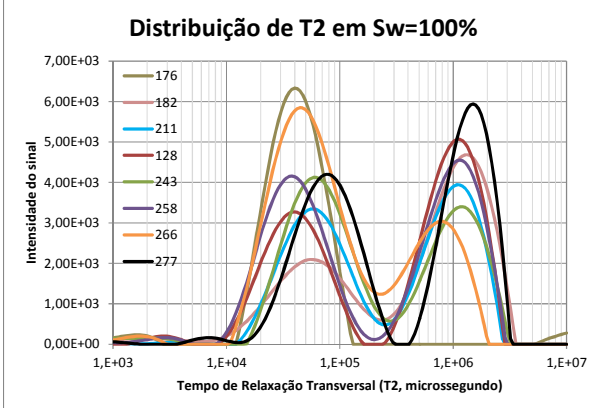


Figura 6 – Distribuição de T_2 com saturação total em salmoura 200kppm. A exceção da amostra 176, todas as demais apresentam comportamento bimodal.

A porosidade foi obtida diretamente a partir da amplitude inicial do sinal de RMN das amostras 100% saturadas e a comparação com os valores obtidos pelo porosímetro é mostrada na Figura 7.

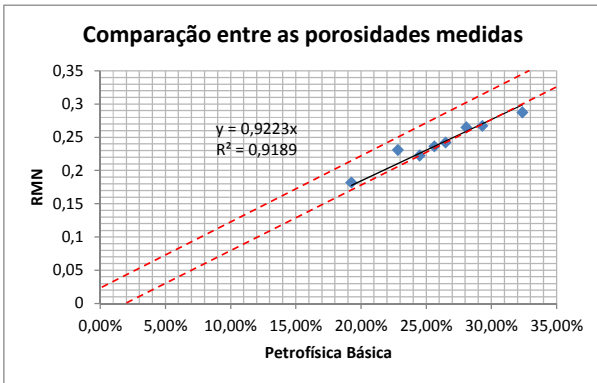


Figura 7 – Comparação entre a porosidade determinada pelo RMN e a da Petrofísica Básica. As linhas pontilhadas correspondem a 2 unidades de porosidade (p.u.).

A porosidade obtida pelo RMN foi mais baixa que a da petrofísica básica, com desvio de até 2,6%, o que pode estar relacionado à saturação incompleta dos microporos.

Para a determinação da permeabilidade e da saturação de água, foi necessária a interpretação das curvas de distribuição de T_2 através da definição de um corte de tempo, chamado $T_{2cutoff}$, que tem por objetivo separar a

área do espectro correspondente a fluidos capilares (ou imóveis) da área correspondente aos fluidos móveis.

Como o tamanho dos poros é o controle primário na determinação da quantidade de fluido capaz de se mover e como o espectro de T_2 reflete o tamanho dos poros, a área com tempos menores que o de corte representa a saturação de água irredutível.

Já a permeabilidade, conforme o trabalho de Timur (1968), é quase sempre baseada na relação da porosidade total ou área de fluido livre (maiores tempos) pela área de fluidos capilares. Como estes últimos estão relacionados a poros pequenos ou ao estrangulamento desses, entende-se que os poros maiores, ou o centro desses, são os maiores contribuintes para a permeabilidade. Assim, o corte definido para determinação da saturação de água irredutível é aplicado também na determinação da permeabilidade, como é apresentado na literatura.

A definição do corte $T_{2cutoff}$ descrita por Coates *et al.* (1999) é baseada na distribuição de T_2 da amostra 100% saturada e na condição de Sw_{irr} da mesma amostra. Com base nessa metodologia, dispôs-se no mesmo gráfico as curvas incrementais (distribuição) e as curvas acumuladas de T_2 , nas duas condições de saturação. A partir do ponto final da curva acumulada de Sw_{irr} traçou-se uma reta paralela ao eixo das abscissas. O ponto de intersecção dessa reta com a curva acumulada 100% saturada definiu o valor do T_2 de corte ($T_{2cutoff}$). A Figura 8 mostra a aplicação dessa metodologia na amostra 182.

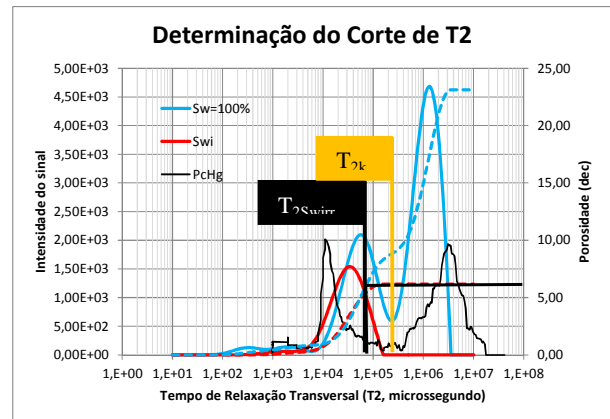


Figura 8 – Determinação do corte de T_2 ($T_{2Sw_{irr}}$) com base nas curvas 100% saturadas e Sw_{irr} da amostra 182 para determinação da saturação de água irredutível. Corte definido pelas linhas pretas em 65ms. Também é apresentado o corte de T_{2K} (250ms) que está relacionado à separação entre as modas micro e macroporosas. A curva preta mostra a distribuição de rgp da mesma amostra, a única com os dois ensaios.

Como pode ser notado, o corte definido para determinação da saturação de água irredutível, denominado nesse trabalho de $T_{2Sw_{irr}}$, ocorre dentro da parcela microporosa, sugerindo que, a depender da molhabilidade, o óleo pode atingir poros de escala micro.

No entanto, como já foi visto nos resultados de PcHg, a macroporosidade é a principal responsável pela permeabilidade da rocha, fato esse confirmado ao se comparar a macroporosidade obtida pelo RMN com a permeabilidade da petrofísica básica, como mostra a Figura 9.

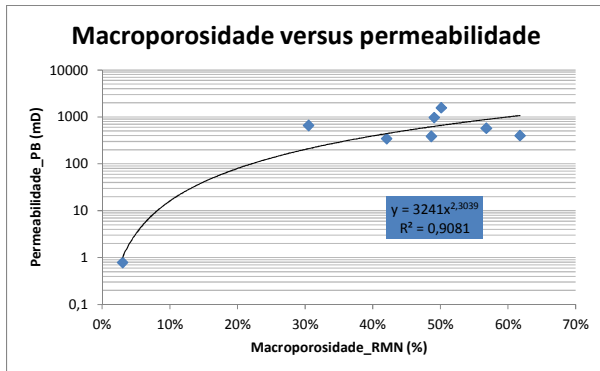


Figura 9 – Correlação entre a macroporosidade obtida pela razão entre as áreas a direita e a esquerda do corte de T_{2K} e a permeabilidade da petrofísica básica.

Com base na correlação entre as duas medidas de permeabilidade, conforme vista na Fig.9, foi definido outro corte de T_2 , chamado de T_{2K} , para determinação da macroporosidade e conseqüentemente da permeabilidade. A expressão final da permeabilidade é:

$$K_{NMR} = 3241 \times MACRO^{2,3039}$$

onde Macro se refere ao valor da macroporosidade da formação.

O formato da equação é semelhante às encontradas nos principais modelos citados na literatura, como Timur (1968) e Coates *et al.* (1999), entre outros, utilizados até hoje.

Todos os resultados da interpretação dos ensaios de PcHg e do RMN são apresentados na Tabela 3.

Conclusões

Os resultados das análises de PcHg e de RMN com amostras 100% saturadas mostram correspondências, indicando uma rocha com distribuição bimodal de porosidade bem marcada. Esse comportamento está intimamente relacionado à textura da rocha (*grainstone*).

A correspondência entre os resultados das análises de PcHg e RMN é importante para a validação da proporcionalidade entre os raios de garganta e porosidade e, conseqüentemente, da metodologia. Com base nisso, conclui-se que não há ocorrência significativa de poros grandes conectados por pequenas gargantas.

A grande quantidade de poros que pouco contribuem para a permeabilidade (microporos) numa rocha bimodal torna a correlação entre a porosidade e a permeabilidade difusas. Quando a correlação é feita com a

macroporosidade é verificada uma boa correlação, evidenciando que esta fração porosa é a principal responsável pelo fluxo.

Essa conclusão permitiu a determinação de mais um corte de T_2 (T_{2K}) separando macro e microporos para determinação da permeabilidade, além do tradicional corte de água irreduzível (T_{2Swirr}).

Esse estudo mostra que, a depender da molhabilidade da formação e da distribuição de porosidades, a utilização de um segundo corte na interpretação de resultados do RMN para determinação da permeabilidade pode ser uma boa prática, evitando os ajustes matemáticos dos coeficientes das tradicionais equações de permeabilidade, sem significado físico.

Agradecimentos

A Petrobras por ter cedido os dados e amostras e financiado o presente estudo.

Referências

- DUNHAM R. J., 1962. Classification of Carbonate rocks According to Depositional Texture. AAPG, Memoir 1, Houston, Texas.
- TERRA G. J. S., SPADINI A. R., FRANÇA A. B., SOMBRA C. L., ZAMBONATO E. E., JUSCHAKS L. C. S., ARIENTI L. M., ERTHAL M. M., BLAETH M., FRANCO M. P., MATSUDA N. S., SILVA N. G. C., MORETTI JUNIOR P. A., D'AVILA R. S. F., SOUZA R. S., TONIETTO S. N., ANJOS S. M. C., CAMPINHO V. S., WINTER W. R., 2010. Classificação de Rochas Carbonáticas Aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, V. 18, n. 1, p. 9-29.
- TIMUR A., 1968. An Investigation of Permeability, Porosity & Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. The Log Analyst.
- COATES G. R., XIAO L., PRAMMER M. G., 1999. NMR Logging Principles and Applications. Halliburton Energy Services, Houston, 235p.
- CANTRELL D. L., HAGERTY R. M., 1999. Microporosity in Arab Formations Carbonates, Saudi Arabia. GeoArabia, Vol. 4, Nº. 2.
- RAHMAN M. H., PIERSON B. J., YUSOFF W. I. W., 2012. Classification of Microporosity: Examples from Miocene Carbonate Reservoirs of Central Luconia, Offshore Sarawak, Malaysia. IPTC, Bangkok, Thailand, 7-9 fevereiro.
- ROMERO P., GOMEZ N., 2004. Method for Characterization of Rock Quality Based on Winland-Pittman and Timur-Coates Equations Applied to NMR Laboratory Data. SPWLA 45th Annual Logging Symposium, June 6-9.

Tabela 3 – Resultados finais da caracterização.

Amostra s	Poros (%)	Perme (mD)	Micro_PcHg (%) rgp<0,5µm	Meso_PcHg (%) 0,5<rgp<5µm	Micro_PcHg (%) rgp>5µm	T _{2Swirr} (ms)	T _{2K} (ms)	Micro RMN (%)	Macro RMN (%)	Poros_ RMN (%)	K _{RMN} (mD)	Swi RMN (%)
171	19,46	2	94,66	5,33	0,00							
174	19,53	1,25	95,95	4,05	0,00							
176	19,27	0,78				38,00	100,00	95,93%	3,03%	18,12%	1,03	48,83%
180	26	126,92	47,29	16,17	36,54							
182	22,84	398,22	36,63	7,58	55,79	65,00	250,00	38,19%	61,81%	23,03%	1069,66	24,40%
184	22,93	42,26	51,95	16,93	31,13							
185	21,8	84,63	41,40	7,53	51,08							
189	24,74	285,24	45,35	4,35	50,30							
191	25,79	106,21	43,64	8,75	47,62							
193	23,36	628,55										
195	29,19	191,7	51,92	6,69	41,39							
198	30,4	136,98	45,93	7,02	47,05							
199	30,92	118,98	51,73	11,17	37,11							
200	27,91	67,66	60,94	11,77	27,29							
202	28,11	70,47	64,60	14,97	20,44							
203	27,69	181,31	63,37	7,97	28,66							
206	20,27	114,78	64,43	10,53	25,04							
208	22,77	842,75	50,22	5,65	44,13							
211	24,52	968,9				70,00	250,00	50,87%	49,13%	22,22%	630,26	32,11%
212	24,22	498,71	33,93	7,13	58,94							
215	23,14	800,21	57,52	4,69	37,80							
221	21,42	357,84	54,07	7,27	38,66							
222	26,35	285,14	60,19	5,14	34,68							
225	23,41	364,96	59,65	6,09	34,26							
227	27,08	479,77	44,83	5,25	49,92							
228	26,49	571,49				50,00	200,00	43,18%	56,82%	24,16%	881,19	29,13%
229	25,24	876,88	54,36	5,79	39,86							
230	28,86	784,98	34,11	7,91	57,98							
231	25,52	529,89	43,02	4,77	52,22							
233	21,97	260,99	54,92	5,01	40,07							
235	24,86	248,19	59,20	7,02	33,78							
236	24,53	272,96	74,08	7,62	18,30							
237	25,73	269,28	58,94	7,44	33,62							
240	25,34	213,68	74,56	8,50	16,94							
242	23,88	138,75	54,10	7,67	38,23							
243	25,64	342,44				60,00	250,00	57,93%	42,07%	23,59%	440,99	28,82%
244	24,4	152,2	62,08	6,87	31,06							
247	25,25	391,35	54,03	5,96	40,01							
248	22,88	272,15	52,06	8,22	39,72							
258	28,08	385,15				40,00	200,00	51,31%	48,69%	26,45%	617,51	28,61%
263	28,34	447	50,13	5,57	44,30							
264	31,8	223,94	34,62	10,90	54,48							
266	32,38	654,05				40,00	220,00	69,45%	30,55%	28,70%	210,91	28,96%
270	30,6	354,04	47,81	5,59	46,60							
272	29,93	408,31	48,13	5,59	46,27							
276	29,47	1198,55	51,41	5,97	42,63							
277	29,32	1561,97				70,00	350,00	49,83%	50,17%	26,67%	661,40	24,17%
287	26,52	4,3	62,72	37,28	0,00							
293	21,98	1,03	86,59	13,41	0,00							