

Classificação do Espaço Poroso de Coquinas (Fm. Morro do Chaves – Bacia de Sergipe-Alagoas) por meio da análise de dados de Ressonância Magnética Nuclear

LUNA, J.L., LAGEP/UFRJ; PEROSI, F.A., LAGEP/UFRJ; RIBEIRO, M.G.S., LAGEP/UFRJ; BORGHI, L., LAGESED/UFRJ; SOUZA, A., BRGC/SCHLUMBERGER.

Copyright 2017, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 31 July to 3 August, 2017.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 15th 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.

Resumo

Os reservatórios da camada Pré-sal brasileira, compostos por microbialitos e coquinas, apresentam alto grau de heterogeneidade, sendo considerados como um desafio para a geologia e a petrofísica. Desta forma, diversas pesquisas visando obter informações que ajudem na compreensão destes estratos vem sendo realizadas através de análogos destes sistemas, como por exemplo, a Fm. Morro do Chaves (Bacia de Sergipe-Alagoas) possuidora de largas camadas de coquinas de idade e características semelhantes as encontradas no Pré-Sal brasileiro. Neste trabalho, é realizada a análise do espaço poroso de 5 amostras provenientes de uma camada de 1 metro de espessura deste análogo, por meio de dados provenientes da técnica de ressonância magnética nuclear. Tais dados, obtidos em termos de tempo, são convertidos para unidades de tamanho de poros (μm), sendo determinada a contribuição de cada faixa de porosidade (micro, meso e macro poros) para a porosidade total.

Introdução

Em termos mundiais, as formações carbonáticas são responsáveis por cerca de 50% das reservas petrolíferas (Ramakrishnan et al., 2001). Desta forma, diversos estudos recentes procuram informações que facilitem a compreensão de tais sistemas (Al-Shahwan, M.F., Al-Ilessa, I.A.A., 2015; Goda et al., 2007; Taktak et al., 2011; Ballay et al., 2007; Knackstedt et al., 2007; Sadeq, Q.M., Yusoff, W.I.W.B.W., 2015; Eberli et al., 2007), caracterizados por seu alto grau de heterogeneidade em suas propriedades petrofísicas e geológicas, proveniente de diversos processos físico-químicos, como a dissolução, precipitação, re-precipitação, dolomitização e fraturamento.

As pesquisas, em termos mundiais, sempre possuíram maior foco em formações carbonáticas provenientes de sistemas deposicionais marinhos. Em termos nacionais, tais estudos se voltaram para os sistemas carbonáticos lacustres (coquinas e microbialitos) devido a descoberta dos reservatórios lacustres de Pampo, Badejo, Linguado e Trilha, na Bacia de Campos, nos anos 70, e reacquecidos com a descoberta de estratos de alta capacidade produtiva na camada Pré-Sal desta. Tais estudos procuram uma melhor compreensão da

sedimentologia, estratigrafia e petrofísica destes sistemas altamente complexos (Tavares, A.C. et al., 2015; Câmara, 2013; Neto et al., 2007; Azambuja, e Arienti, 1998; Feijó and Pereira, 1994).

Um dos principais problemas associados a compreensão destes sistemas em termos petrofísicos é a análise do espaço poroso, uma vez que, ao contrário dos sistemas reservatórios siliciclásticos (em geral compostos por arenitos com um sistema poroso mono-modal), os sistemas carbonáticos podem possuir espaços porosos bi ou tri modais.

Desta forma, este trabalho analisa, por meio da ressonância magnética nuclear, a distribuição do espaço poroso de 5 amostras de coquinas (Figura 1) provenientes de uma camada de 1 metro de espessura – camada B2B (Figura 2), da formação Morro do Chaves (Bacia de Sergipe-Alagoas), uma vez que esta apresenta longos estratos de coquinas semelhantes as encontradas nos extratos produtores do Pré-Sal, visando obter informações que possam ajudar na compreensão destes.



Figura 1: Conjunto de amostras analisadas (série 4A) obtidas em afloramento da formação Morro do Chaves.

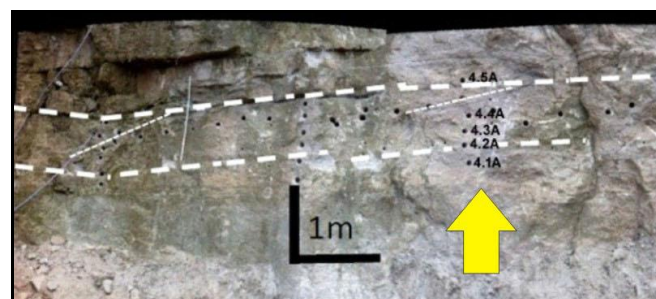


Figura 2: Camada B2B, delimitada pela linha branca, e indicação do ponto de retirada das amostras através da seta amarela (foto por Patrick W. M. Corbett).

Metodologia

As amostras, após serem limpas pelo método Soxhlet e secas em forno de humidade controlada, tiveram a sua porosidade efetiva (ϕ_G) obtida através do método de expansão de gás (Hélio), em uma pressão de confinamento de 800 psi utilizando o equipamento Coretest Systems Inc. (USA) AP-608. Este valor será utilizado como referência para a porosidade RMN, uma vez que as amostras apresentam vugs que podem prejudicar a eficácia do processo de saturação.

Após esta etapa, as amostras foram saturadas pela aplicação de uma pressão isostática de 2.000 psi, com salmoura de 30.000 ppm de NaCl e densidade de 1.043 g/cc de densidade a 21,5°C, sendo realizadas medidas da massa antes e depois da saturação (avaliação do índice de saturação).

Ao final do processo de saturação, visando minimizar a evaporação do fluido durante o processo de RMN, as amostras foram envolvidas em Teflon.

O tempo de relaxação transversal (T_2) foi obtido através de pulso de sequência CPMG (Coates et al, 1999) em um equipamento Maran Ultra DRX F (Oxford Inc., UK) de frequência de ressonância de 2.6 MHz para o núcleo ^1H . Um total de 16.834 ecos foram adquiridos e realizada a média do sinal para manter a relação sinal ruído superior a 100. Os parâmetros de aquisição são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros aplicados nas medidas de RMN.

Parâmetro	Valor
Tempo de Eco	400 μs
Número de médias	32
Tempo de espera entre médias	10 s
Largura de pulso 90°	12.2 μs
Largura de pulso 180°	24.4 μs
Temperatura	21°C

A etapa seguinte consistiu no processamento e análise dos dados obtidos, visando obter a distribuição de tamanho de poros nas amostras.

Resultados

A primeira etapa do processo de análise consiste na verificação da qualidade da saturação obtida. Para tal, mostra-se necessária a obtenção da porosidade por massa (Equação 1):

$$\phi_w = \frac{\left(\frac{\text{massa saturada} - \text{massa seca}}{\text{densidade da salmoura}} \right)}{\text{Volume da amostra}} \quad (1)$$

O índice de saturação será então a razão entre a porosidade a massa (ϕ_w) e a porosidade a gás (ϕ_G). Os valores obtidos são então apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Massas seca e saturada, porosidade a peso e gás, e índice de saturação.

Amostra	Massa Seca (g)	Massa Saturada (g)	ϕ_w (%)	ϕ_G (%)	Índice de Saturação (%)
4.1A	127.315	134.573	12.6	13.6	92.86
4.2A	123.732	131.310	13.5	14.1	95.67
4.3A	131.067	140.354	15.3	15.7	97.70
4.4A	123.393	133.146	16.7	18.1	91.93
4.5A	138.461	144.960	10.6	11.8	90.16

A porosidade a gás é considerada um método mais preciso de determinação da porosidade efetiva, uma vez que a pressão de confinamento garante que os vugs presentes na superfície da amostra serão preenchidos pelo gás, sendo então utilizada como de referência. Ao se realizar a razão entre a porosidade a peso e a porosidade a gás se obtém uma medida aproximada do quanto os poros (interligados) foram preenchidos pelo processo de saturação, sendo considerado como um bom índice de saturação valores entre 98% e 102%.

Observa-se que foram obtidas diferenças no índice de saturação entre 3 – 10%, os quais podem ser justificados pela incapacidade de se garantir a saturação das estruturas vulgares externas. Esta característica textural irá influenciar diretamente os valores obtidos pela ressonância, uma vez que o sinal é proporcional ao total de fluidos contidos no interior do espaço poroso.

Para a determinação da porosidade por RMN é necessária a realização de uma medida de calibração, realizada com uma amostra de volume conhecido do fluido utilizado para a saturação das amostras. Sabendo a massa e a densidade da amostra de calibração, o sinal proveniente do RMN pode ser relacionado ao volume de fluido contido no interior das amostras rochosas (Coates et al, 1999), sendo os resultados de porosidade RMN apresentados (junto a porosidade a gás e peso) na Tabela 3.

Tabela 3: Porosidade RMN, Massa e Gás.

Amostra	ϕ_{NMR} (%)	ϕ_w (%)	ϕ_G (%)
4.1A	12.5	12.6	13.6
4.2A	13.7	13.5	14.1
4.3A	15.2	15.3	15.7
4.4A	16.4	16.7	18.1
4.5A	10.5	10.6	11.8

Observa-se uma excelente concordância entre as porosidades RMN e massa, que, quando comparadas a porosidade a gás apresenta valores menores, o que é explicado pela perda de fluido nos macro poros e vuggs externos.

O experimento de RMN CPMG mede o decaimento dos spins nucleares do fluido que preenche o espaço poroso. Este sinal pode então ser convertido, através do Método de Transformada de Laplace Inversa, em uma distribuição de T_2 (Coates et al., 1999), o qual é proporcional ao tamanho dos poros pela relação (Equação 3):

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2,Bulk}} + \frac{1}{T_{2,surface}} = \frac{1}{T_{2B}} + \rho_2 \frac{S}{V} \quad (3)$$

Onde T_2 é o tempo de relaxação transversal obtido, $T_{2,Bulk}$ o tempo de relaxação do fluido contido no interior dos poros (no caso 2,7 segundos) e $T_{2,surface}$ o tempo de relação da interação rocha/fluido, S/V é a razão área superficial por volume e ρ_2 é parâmetro de relaxatividade superficial associado a interação rocha/fluido. A distribuição de T_2 é apresentada na Figura 3, onde a área de cada curva representa a porosidade RMN.

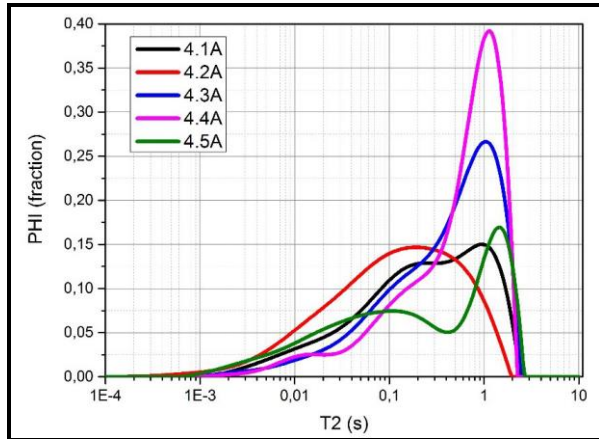


Figura 3: Distribuição do tempo de relaxação transversal, T_2 , com as áreas normalizadas para corresponder a ϕ_{RMN} .

Observa-se que as distribuições obtidas percorrem 3 ordens de magnitude, o que reflete a heterogeneidade das amostras analisadas. Nota-se pouca influência de $T_{2,Bulk}$, ou seja, sinais próximos de 2,7 segundos permitindo negligenciar esse termo, permitindo a interpretação que as distribuições obtidas são um reflexo da distribuição de tamanho de poro.

Desta forma, para realizar a conversão de T_2 para raios de poro, deve-se determinar o valor de ρ_2 . Para tal é utilizado o mapa bidimensional de difusão de T_2 (não mostrado), cujos detalhes experimentais são apresentados em Souza et al., 2013. Os valores de ρ_2 são apresentados na Tabela 4:

Tabela 4: Parâmetro de relaxatividade superficial (ρ_2).

Amostra	ρ_2 ($\mu\text{m/s}$)
4.1A	38.7
4.2A	37.1
4.3A	29.8
4.4A	33.5
4.5A	39.7

A conversão de T_2 para raio de poro será dada por (Equação 4):

$$r(T_2) = C \cdot \rho_2 \cdot T_2 \quad (4)$$

Onde C será o fator geométrico, o qual modela os poros como superfícies paralelas (1), cilindros (2) ou esferas (3).

Usando os valores obtidos e considerando o fator geométrico como esférico ($C=3$) a distribuição apresentada na figura 3 pode ser convertida para raios de poro, permitindo o particionamento em micro, meso e macro porosidades, utilizando o modelo proposto em Machado et al, 2011, apresentado na Figura 4:

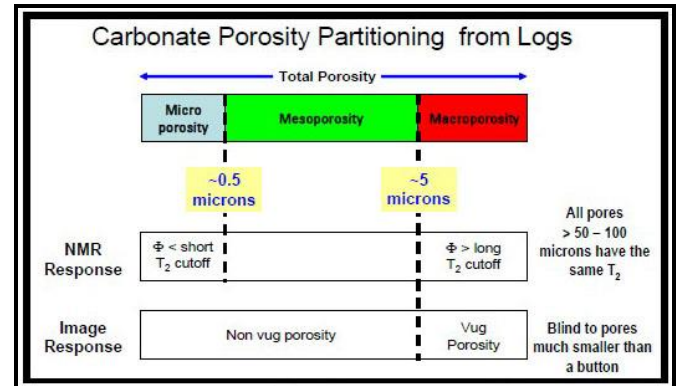


Figura 4: Esquema de particionamento do espaço poroso em carbonatos proposto em Machado et al. (2011).

O resultado do processo de conversão é apresentado na Figura 5, sendo observada muito pouca micro porosidade, com crescimento da importância da meso porosidade e predominância da macro porosidade.

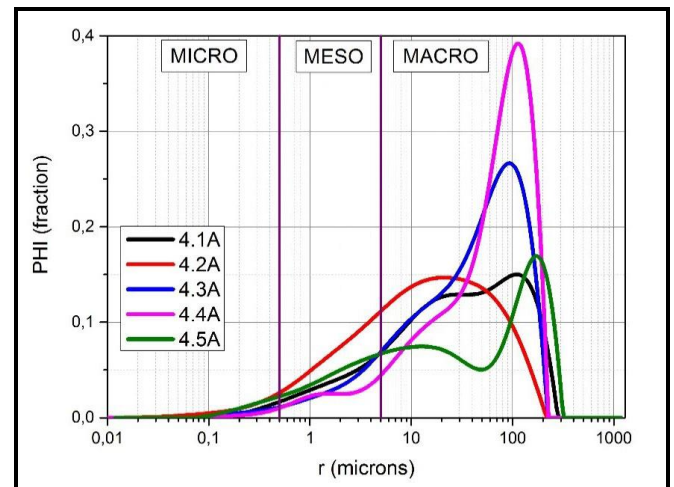


Figura 5: Distribuição de tamanhos de poros, com particionamento proposto em Machado et al. (2011).

A partir das distribuições de tamanho de poro mostradas na Figura 5, as porosidades relativas para a partição adotada foram calculadas para quantificar as frações micro, meso e macro da porosidade. A Tabela 5 os resultados, cuja soma deve ser igual à porosidade total RMN, e também a porcentagem de cada partição em relação a ϕ_{RMN} .

Tabela 5: Partição da porosidade de acordo com a classificação de tamanho de poro (micro, meso e macro) e seu percentual da porosidade total.

SAMPLE	Particionamento da Porosidade			% da Porosidade RMN total		
	Φ_{MICRO} (%)	Φ_{MESO} (%)	Φ_{MACRO} (%)	MICRO	MESO	MACRO
4.1A	0.2	2.0	10.3	1.6	16.0	82.4
4.2A	0.5	3.4	9.8	3.7	24.8	71.5
4.3A	0.2	1.7	13.3	1.3	11.2	87.5
4.4A	0.1	1.3	15.0	0.6	7.9	91.5
4.5A	0.4	2.3	7.8	3.8	21.9	74.3

Conclusões

As proporções encontradas indicam claramente que a macro porosidade é a fração de porosidade predominante, respondendo em média por aproximadamente 82% da porosidade total, enquanto a meso porosidade responde a aproximadamente 17%. A micro porosidade é muito pequena, respondendo por aproximadamente 2,2% da porosidade total em média. As amostras 4.3A e 4.4A apresentaram a maior quantidade de macro porosidade, juntamente com a menor quantidade de meso porosidade, 1,7 e 1,3%. Considerando os valores relativamente constantes encontrados para o parâmetro de relaxatividade superficial (ver Tabela 4), pode-se afirmar que as diferenças observadas nas distribuições T2 seriam causadas principalmente por diferenças relacionadas ao tamanho dos poros.

Acknowledgments

We would like to thank: to the PRH-18 ANP by doctoral fellowship; to the PRH-234 for technical and scientific support; to Professor Patrick Corbett, for providing the plugs to LAGEP/UFRJ for this research; to the BRGC/Schlumberger by petrophysical measurements; to CIMPOR Cimentos do Brasil Ltda. (CCB) for providing access to the outcrop; and to the members of the LAGEP and LAGESED team that aid at various stages in this work.

This work was carried out during the ongoing SACL (Sergipe-Alagoas Carbonate Laboratory) Project, registered at Fundação Coppetec IGEO 15981 as "Análise geológica sedimentar de sucessões carbonáticas cretácias em uma bacia sedimentar brasileira" (UFRJ/BG Brasil/ANP) funded by BG Brasil under the ANP R&D levy as "Compromisso de Investimentos com Pesquisa e Desenvolvimento".

Bibliografia

Azambuja, N.C.; Arienti, L.M., 1998. **Guidebook to the Rift-Drift Sergipe-Alagoas, Passive Margin Basin, Brazil**. The 1998 American Association of Petroleum

Geologists International Conference and Exhibition. p.113, 1998.

Al-Shahwan, M.F., Al-Iessa, I. A.A., 2015. **Reservoir in Ratawi Oil Field, South of Iraq**. Journal of Basrah Researches ((Sciences)) Vol. (40), No. (4) A.

Ballay, R.E., Mathurin, G., Piasentin, A., 2007. **Petrophysical Characterization of Carbonate Formations for Geothermal Reservoir Analysis**. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, Germany, 30 May-1 June 2007.

Câmara, R.N. 2013. **Caracterização petrofísica de coquinas da formação Morro do Chaves (barremiano/aptiano), intervalo pré-sal da bacia de Sergipe-Alagoas**. Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 112p.

Coates, G.R., Xiao, L., Prammer, M.G., 1999. **NMR Logging: Principles and Applications**. Halliburton Energy Services, Houston, 1999.

Eberli, G.P., Baechle, G.T., Anselmetti, F.S., Incze, M.L., 2003. **Factors Controlling Elastic Properties in Carbonate Sediments and Rocks**. THE LEADING EDGE, JULY 2003.

Feijó, F.J.; Pereira, M.J. **Bacia de Sergipe-Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p.149-161, 1994.

Goda, H.M., Behrenbruch, P., Maier, H.R., 2007. **Alternative modelling approaches for the estimation of irreducible water saturation: Australian hydrocarbon basins**. Journal of Petroleum Science and Engineering 57 (2007) 60–69.

Knackstedt, M.A., Arns, C.H., Sheppard, A.P., Senden, T.J., Sok, R.M., Cinar, Y., Olafuyi, A.O., Pinczewski, W.V., Padhy, G., Loannidis, M., 2007. **Pore Scale Analysis of Electrical Resistivity in Complex Core Material**. International Symposium of the Society of Core Analysts, Calgary, Canada, 10-12 September, 2007.

Machado, V., Frederico, P., Netto, P., Bagueira, R., Boyd, A., Souza, A., Zielinski, L., Junk, E., 2011. **Carbonate Petrophysics in Wells Drilled with Oil-Base Mud**. SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, May 14-18, 2011.

Ramakrishnan, T.S., Ramamoorthy, R., Fordham, E., Schwartz, L., Herron, M., Saito, N., and Rabaute, A. 2001. **A Model-Based Interpretation Methodology for Evaluating Carbonate Reservoirs**. The Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, p. 01-15.

Sadeq, Q.M., Yusoff, W.I.W.B.W., 2015. **Carbonate Reservoirs Petrophysical Analysis of Bai Hassan Oil Field North of Iraq**. J Bioremed. Biodeg. 6:311. doi:10.4172/2155-6199.1000311.

Souza, A., Carneiro, G., Zielinski, L., Polinski, R., Schwartz, L., Hürlimann, M. D., Boyd, A., Rios, E.H., Santos, B.C.C., Trevizan, W.A., Machado, V.F., Azeredo, R.B.V., 2013. **Permeability Prediction Improvement Using 2D NMR Diffusion-T2 Maps**. SPWLA 54th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana June 22-26, 2013.

Taktak, F., Rigane, A., Boufares, T., Kharbachi, S., Bouaziz, S., 2007. **Modelling approaches for the estimation of irreducible water saturation and heterogeneities of the commercial Ashtart reservoir from the Gulf of Gabès, Tunisia**. Journal of Petroleum Science and Engineering 78 (2011) 376–383.

Tavares, A.C., Borghi, L., Corbett, P., Lopes, J.N.; Câmara, R., **Facies and depositional environments for the coquinas of the Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas Basin, defined by taphonomic and compositional criteria - Análise de fácies nas coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, sob enfoque tafonômico e composicional**. Brazilian Journal of Geology, 45(3): 415-429, September 2015