



## Utilização da técnica de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) para caracterização petrofísica de coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas

MARTINS, L. P.; LIMA, M.; ORLANDI, A.; LUPARELLI, A. R.; VALLE, B. O.; MENDES, M.; BORGHI, L. F.; COUTO, P. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Copyright 2018, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VIII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salinópolis, 18 a 20 de setembro de 2018. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VIII 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

Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é uma técnica não-destrutiva comumente utilizada para caracterização de reservatórios, a fim de estimar porosidade, distribuição de tamanhos de poros, saturação de fluidos e permeabilidade. Compreender o comportamento do espaço poroso de uma rocha influencia na capacidade de armazenamento de fluido e condutividade hidráulica, afetando o potencial de produção do reservatório. Em rochas carbonáticas como coquinas, este comportamento pode ser ainda mais complexo, devido aos processos deposicionais e, principalmente, diagenéticos sofridos. Assim, verificar a satisfatoriedade dos resultados obtidos com a técnica de RMN neste tipo de rocha, análogas ao intervalo Pré-sal das bacias de Campos e Santos, apresenta-se de grande importância.

### Introdução

Medidas do tempo de relaxação transversal ( $T_2$ ) a partir da técnica de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) se tornaram rotina na caracterização de reservatórios, principalmente em rochas siliciclásticas (Ehrlich *et al.*, 1991), devido à sua aplicação na petrofísica. A partir desta medida no *log* de RMN, pode-se obter informações *in situ* da formação, como porosidade, distribuição do tamanho de poros, saturação irreduzível e permeabilidade (Kenyon, 1997). Mas, apesar da ampla utilização desta técnica em arenitos, considerados uma rocha comportada e homogênea, a sua aplicação em carbonatos pode se tornar mais problemática. Rochas carbonáticas são largamente conhecidas pelo seu complexo comportamento petrofísico. E isto se deve, em sua maioria, à alta heterogeneidade do espaço poroso, que influencia em uma petrofísica sem correlação direta entre porosidade e permeabilidade (Westphal *et al.*, 2005). Esta heterogeneidade está relacionada, principalmente, aos processos diagenéticos, que causam modificações no sistema permo-poroso das rochas (Choquette & Pray, 1970), afetando diretamente as propriedades petrofísicas. Este é um dos principais fatores que representa a dificuldade de interpretação petrofísica em rochas carbonáticas quando comparadas às siliciclásticas. Além disso, trabalhos especificamente em coquinas, rochas carbonáticas formadas pela concentração de conchas e/ou seus fragmentos, depositados por ação de algum agente de transporte

(Schäfer, 1972), este tipo de análise dificilmente é encontrado na literatura. Por esses motivos, validar a medição de porosidade e estimativa de permeabilidade a partir da Ressonância Magnética Nuclear, comparando os resultados com os dados de petrofísica básica, método padrão tido como referência neste estudo, se mostra de extrema relevância, a fim de determinar a satisfatoriedade desta técnica aplicada à estes complexos reservatórios carbonáticos.

### Metodologia

As amostras utilizadas no presente estudo foram obtidas do furo de sondagem 2-SMC-02-AL (9°45'29.05"S / 36° 9'10.65"O), com aproximadamente 200 metros contínuos de rocha, perfurado na Mina CIMPOR, antiga Pedreira Atol, pertencente à empresa *Intercement*, localizada no município de São Miguel de Alagoas (AL). Estas são compostas por coquinas provenientes da Formação Morro do Chaves, de idade Jiquiá (Barremiano/Aptiano), da Bacia de Sergipe-Alagoas, consideradas análogas aos reservatórios do intervalo Pré-sal das bacias de Campos e Santos. A partir do testemunho previamente descrito, foram retirados 15 plugues para submissão à petrofísica básica (de rotina) e especial (RMN). Para análise do sistema poroso, foram confeccionadas 15 lâminas petrográficas. Estas foram descritas por geólogos do Projeto SACL (*Sergipe-Alagoas Carbonate Laboratory*), obtidas em microscópio ZEISS *Axiolmager A2m e M2m*, no Laboratório de Geologia Sedimentar (Lagesed), na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). As coquinas são classificadas litologicamente de acordo com Grabau (1906); e os tipos de poros são descritos de acordo com Choquette & Pray (1970). Foram descritas calcarenitos e calcirruditos compostos por fragmentos de conchas e com matriz predominantemente siliciclástica; e uma amostra é descrita como arenito com dispersos fragmentos de conchas. As amostras apresentam diversos tipos de poros: interpartícula, intrapartícula, móldico, vulgular e intercrystalino. Medidas de petrofísica de rotina foram realizadas em porosímetro *CoreLab UltraPore-300* e permeâmetro a gás *CoreLab UltraPerm-600*, em pressão de confinamento padrão de 500 psig, gerando resultados de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta. Posteriormente, os plugues foram saturados em KCl a 30 Kppm e submetidos à sequência de pulsos CPMG para análise do tempo de relaxação transversal  $T_2$  em *GeoSpec2* com campo magnético de 2 MHz, da *Oxford Instruments*, no Laboratório para Aplicações da RMN e Petrofísica (UFFLAR), na Universidade Federal Fluminense (UFF). A permeabilidade RMN foi estimada pelos modelos mais utilizados na indústria: Timur-Coates

(TC) (Timur, 1968; Coates and Denoo, 1988) e Schlumberger-Doll-Research (SDR) (Kenyon *et al.*, 1986). O valor de *cutoff* de  $T_2$  adotado foi de 92 ms (Straley *et al.*, 1997) para o volume de fluido irredutível na equação TC.

Os resultados de porosidade e permeabilidade obtidos pela RMN serão comparados aos dados de petrofísica de rotina, método padrão tido como referência neste estudo. A análise petrográfica realizada irá auxiliar no entendimento do comportamento do espaço poroso.



Figura 1. Localização do poço 2-SMC-02-AL extraído da cava da antiga Pedreira Atol, em Alagoas.

**Resultados e Discussões**

Os resultados obtidos de petrofísica de rotina são mostrados no gráfico permeabilidade (K) versus porosidade (Phi) a seguir (Figura 2).

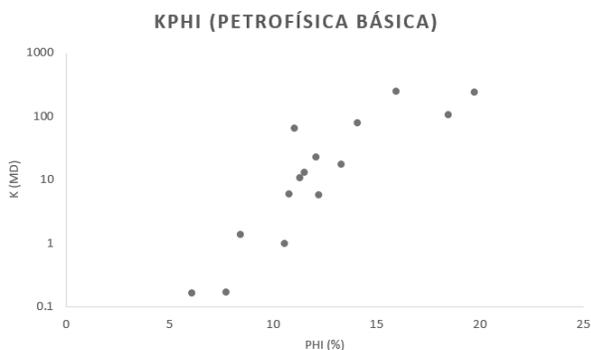


Figura 2. Gráfico KPhi dos dados de Petrofísica básica.

O valor médio de porosidade medida é de 11.54%, com mínimo de 6.09% e máximo de 19.77%; e o valor médio da permeabilidade obtida é de 13.01mD, com mínimo de 0.162mD e máximo de 244.97mD. Verifica-se que, em geral, os maiores valores de permeabilidade se encontram em calcirruditos e calcarenitos que

apresentam porosidade predominante intrapartícula e vugular; e os menores valores se encontram em rochas com porosidade predominante interpartícula.

As amostras com tipo de poro intrapartícula predominante apresentam porosidade variando de 7.74% a 19.77% e permeabilidade de 0.166mD a 232.93mD. Já amostras com predomínio de porosidade interpartícula apresentam porosidade entre 8.44% e 18.48% e permeabilidade variando entre 1.33 mD e 103.49 mD. Amostras com predomínio de porosidade vugular apresentam porosidade variando de 6.09% a 15.95% e permeabilidade de 0.162 mD a 244.97 mD. Por fim, porosidade móldica predominante apresenta porosidade de 14.08% e permeabilidade de 77.17 mD.

Baseado nisto, identifica-se que a associação dos tipos de poros no sistema poroso pode ter uma provável relação com as variações encontradas nos valores de porosidade e permeabilidade das amostras. A partir da descrição das lâminas petrográficas, constata-se que as amostras com associação de poros intrapartícula, móldico e vugular geralmente são as que exibem altas porcentagens de porosidade, acima de 10%, e permeabilidade chegando a 244.97 mD. Já a associação de poros interpartícula com pequenos valores de poros intercrystalinos exibe os mais baixos valores.

Os resultados da medição de porosidade a partir do tempo de relaxação transversal  $T_2$  ( $\phi_{RMN}$ ) e os valores de porosidade a gás ( $\phi_{ref}$ ) são mostrados na Tabela 1 abaixo. De modo geral, os resultados obtidos pela RMN apresentam um desvio inferior a 1.5 pontos percentuais, quando comparados a  $\phi_{ref}$ . Em 7 das 15 amostras estudadas, a porosidade por RMN apresenta valores maiores do que os de referência.

Tabela 1. Resultados de porosidade obtidos por porosímetro a gás ( $\phi_{ref}$ ) e RMN ( $\phi_{RMN}$ ).

Profundidade (m)	$\phi_{ref}$ (%)	$\phi_{RMN}$ (%)
93.00	19.77	17.9
94.40	18.48	17.9
122.45	12.23	12.1
126.05	11.54	11.5
128.05	12.08	13.6
132.15	11.3	9.6
133.90	13.33	13
136.85	15.95	15.1
143.25	8.44	8.9
148.00	6.09	6.2
151.15	10.58	10
154.20	14.08	16.2
169.45	7.74	8
173.50	10.79	11
184.95	11.06	11.2

Observa-se, também, que a amostra que evidencia a maior diferença abaixo da referência (93,00 m) possivelmente pode ter este comportamento explicado pela alta porcentagem de porosidade vulgular associada. Este fator é capaz de afetar negativamente o Índice de Saturação da amostra, já que a solução salina pode escapar pelos *vugs* nas paredes do plugue, ocasionando uma leitura de porosidade menor do que a esperada pelo RMN.

A Figura 3 mostra a relação dos valores de porosidade de rotina e por RMN. O coeficiente de determinação  $R^2 = 0,9234$  evidencia uma boa correlação entre as porosidades medidas pelas duas metodologias aplicadas.

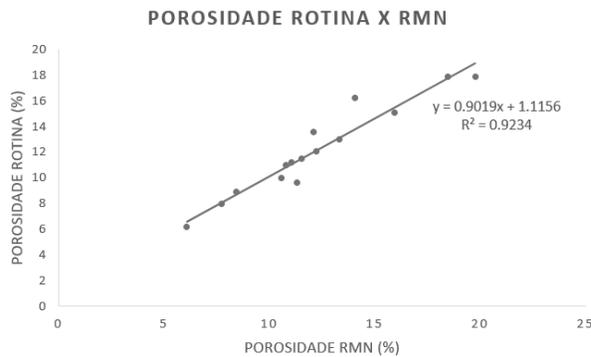


Figura 3. Correlação de porosidade medida pela petrofísica de rotina e medida por RMN.  $R^2 = 0,9234$ .

As estimativas de permeabilidade calculadas pela RMN são ilustradas nas figuras 4 e 5 seguir, em dois gráficos,  $K_{ref}$  versus  $K_{TC}$  e  $K_{ref}$  versus  $K_{SDR}$ . O coeficiente de determinação  $R^2$  para permeabilidade calculada pela equação TC é 0,832, e pela equação SDR é 0,7359.

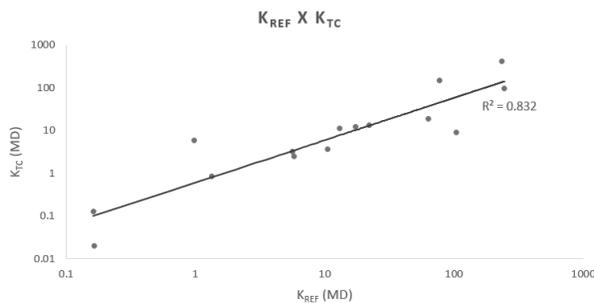


Figura 4. Correlação de permeabilidade medida pela petrofísica básica (referência) e estimada TC por RMN.  $R^2 = 0,832$ .

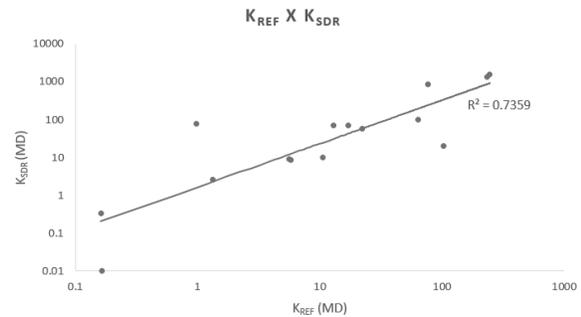


Figura 5. Correlação de permeabilidade medida pela petrofísica básica (referência) e estimada SDR por RMN.  $R^2 = 0,7359$ .

Ambas as equações evidenciam correlações satisfatórias. Porém, a equação de Timur-Coates se apresentou mais precisa que a SDR. Como ambas são funções exponenciais de porosidade  $\phi_{RMN}$ , uma possível justificativa para esta diferença se encontraria no segundo parâmetro das equações. Enquanto Timur-Coates leva em conta o tamanho do poro, implicitamente, através do  $T_{2cutoff}$ , que determina a razão FFI/BVI, a equação SDR relaciona este tamanho através do valor da média geométrica de  $T_2$  ( $T_{2LM}$ ). Assim, esta medida pode acabar resultando em uma maior imprecisão em sua leitura, visto que  $T_2$  pode se comportar diferente dependendo das condições de saturação da rocha.

Outra razão que poderia explicar a relativa baixa correlação da equação de SDR seria a fixação dos expoentes das equações. Como os valores para estes coeficientes foram testados e determinados para rochas siliciclásticas, utilizá-los em coquinas, rochas muito heterogêneas, gera uma menor acurácia na estimativa, em ambas as equações.

## Conclusões

O presente trabalho visou analisar a satisfatoriedade do estudo petrofísico de coquinas, rochas carbonáticas reservatórios do intervalo Pré-sal, através da técnica de Ressonância Magnética Nuclear.

Baseado nos resultados obtidos, conclui-se que a metodologia realizada se mostrou bastante eficaz. A ótima correlação dos valores medidos por porosidade a gás (rotina) e por RMN evidencia a acurácia desta técnica, mesmo quando realizada em rochas com comportamento petrofísico mais complexo que arenitos.

A análise microscópica pôde fornecer informações sobre a relação do tipo predominante de poro com os valores medidos de porosidade efetiva e a permeabilidade. Os 5 tipos de poros observados apresentaram grande variação nos valores destes parâmetros, exibindo altas e baixas porcentagens tanto para porosidade quanto para permeabilidade. Este comportamento possivelmente é justificado pela associação de dois ou mais tipos de poros em um mesmo sistema poroso. Pôde- concluir que

poros móldicos e vulgares associados são mais eficazes para permeabilidade do que poros interpartícula. Porém, um estudo mais completo sobre associação dos tipos de poros e sua relação com a conectividade e permeabilidade, utilizando-se de técnicas 3D de visualização, como tomografia micro-CT, se torna um assunto importante a ser investigado em trabalhos futuros.

As estimativas de permeabilidade geradas pelas equações usuais na indústria, equação de Timur-Coates e SDR, se mostraram satisfatórias em relação à permeabilidade medida a gás. Porém, a estimativa TC apresentou uma correlação melhor do que a estimativa SDR. Ainda assim, acredita-se que ambas podem ser calibradas para coquinas, visto que os expoentes das equações são fixos e expressam valores de ajuste para arenitos. Apesar disso, e muito embora as coquinas sejam rochas carbonáticas, o comportamento analisado das relações KPhi e da comparação direta das permeabilidades petrofísica básica e RMN indicam que estas rochas apresentam comportamento semelhante aqueles vistos em arenitos, com boas correlações lineares, como indicado nos gráficos anteriores.

#### Agradecimentos

Este trabalho foi desenvolvido durante o Projeto Pré-sal, registrado na Fundação Coppetec IGEO (UFRJ/Shell Brasil/ANP) e financiado pela Shell Brasil. Um agradecimento especial ao Laboratório de Geologia Sedimentar/UFRJ (Lagesed), por todo o suporte científico e de infraestrutura para realização do trabalho; e ao Laboratório para Aplicações da RMN e Petrofísica/UFF (UFFLAR), pela disponibilização do equipamento GeoSpec2 para realização das medidas de RMN.

#### Referências

- Choquette, P.W. and Pray, L.C. (1970), Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates, Bull. Am. Assoc. of Petroleum Geologists 54, 207–250.
- Coates, G.R. and Denoo, S. (1988), The Producibility Answer Product, Schlumberger Tech. Rev. 29 (2), 55.
- Ehrlich, R., Crabtree, S.J., Horkowitz, K.O., and Horkowitz, J.P. (1991), Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity, AAPG Bull. 75, 1547–1562.
- Grabau A.W. 1904. On The Classification of Sedimentary Rocks. American Geologist, 33:228-247.
- Kenyon, W.E. (1997), Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging, The Log Analyst 38, 21-43.
- Kenyon, W. E., Day, P. I., Straley, C., and Willemsen, J. F. (1986), A Three-part Study of NMR. Longitudinal Relaxation Studies of Water Saturated Sandstones, SPE Formation Evaluation, September, 1986, 662–636.

Schäfer W. 1972. Ecology and Paleocology of Marine Environments. Chicago, The University of Chicago Press, 568 p.

Straley, C., Rossini, D., Vinegar, H., Tutunjian, P., and Morriss, C. (1997), Core Analysis by Low-Field NMR, The Log Analyst 38, 84–94.

Timur, A. (1968), An Investigation of Permeability, Porosity And Residual Water Saturation Relationships, Annual Logging Symp. Tans. SPWLA, Paper K.