

Integração de métodos petrofísicos em carbonatos da bacia potiguar: complementaridade técnica e análise multivariada

Integration of Petrophysical Methods in Carbonates from the Potiguar Basin: Technical Complementarity and Multivariate Analysis

Irosvaldo Ferreira de Carvalho Filho¹; Milton Morais Xavier Junior²

¹ UFRN, PPGG, Natal/RN, Brasil. Email: irosvaldo.carvalho.075@ufrn.edu.br
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-4284-1783>

² UFRN, PPGG, Natal/RN, Brasil. Email: milton.morais@ufrn.br
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9072-6475>

Resumo: Este estudo apresenta uma análise integrada de três técnicas petrofísicas: porosimetria a gás, saturação por imersão em água e ressonância magnética nuclear (RMN), aplicadas a 89 amostras de rochas carbonáticas da Bacia Potiguar, nas litofácies Grainstone, Dolowackstone e Bioturbado. Foram realizadas estatísticas descritivas, correlações de Pearson, análise de variância (ANOVA) com teste de Tukey e análise de componentes principais (PCA) para avaliar a complementaridade e a variabilidade entre métodos. O Índice de Complementaridade Técnica (ICT) foi de 0,948, indicando alta concordância global, com maior similaridade entre RMN e porosimetria a gás (0,963). A saturação apresentou subestimativa sistemática, especialmente em rochas microporosas. A ANOVA revelou diferenças significativas ($p < 0,001$) entre litofácies, com Grainstone exibindo as maiores médias de porosidade. A PCA demonstrou que o primeiro componente principal (PC1) explica 96,5% da variância total com cargas fatoriais superiores a 0,98 para todos os métodos, confirmando que medem essencialmente o mesmo atributo físico fundamental, embora com sensibilidades distintas. Os resultados evidenciam que a integração estatística e multivariada permite reduzir incertezas e aprimorar a caracterização petrofísica de carbonatos heterogêneos, destacando implicações diretas na estimativa de volumes de fluidos.

Palavras-chave: Porosidade; Reservatório; Componentes Principais.

Abstract: This study presents an integrated analysis of three petrophysical techniques: gas porosimetry, water immersion saturation, and nuclear magnetic resonance (NMR), applied to 89 carbonate rock samples from the Potiguar Basin, within the Grainstone, Dolowackstone, and Bioturbated lithofacies. Descriptive statistics, Pearson correlations, analysis of variance (ANOVA) with Tukey's test, and principal component analysis (PCA) were performed to evaluate complementarity and variability among methods. The Technical Complementarity Index (TCI) was 0.948, indicating high overall agreement, with the greatest similarity observed between NMR and gas porosimetry (0.963). Saturation systematically underestimated porosity, particularly in microporous rocks. ANOVA revealed significant differences ($p < 0.001$) among lithofacies, with Grainstone showing the highest average porosity. PCA demonstrated that the first principal component (PC1) explains 96.5% of the total variance, with factor loadings above 0.98 for all methods, confirming that they essentially measure the same fundamental physical attribute, albeit with different sensitivities. The results highlight that statistical and multivariate integration reduces uncertainties and improves petrophysical characterization of heterogeneous carbonates, with direct implications for fluid volume estimation.

Keywords: Porosity; Reservoir; Principal Components.

1. Introdução

A caracterização petrofísica de rochas carbonáticas é desafiadora devido à alta heterogeneidade de seus sistemas porosos, influenciados por processos deposicionais e diagenéticos (KARGARPOUR, 2020). Essas rochas apresentam desde poros intergranulares bem conectados até microporos isolados, o que afeta diretamente o armazenamento e transporte de fluidos. Diante dessa complexidade, métodos petrofísicos distintos tendem a capturar frações diferentes desse sistema poroso (AMELOKO, UHEGBU e BOLUJO, 2019), embora individualmente informativos, esses métodos apresentam limitações quando aplicados isoladamente, o que motiva abordagens integradas capazes de capturar a complexidade multiescalar do sistema poroso carbonático (MUKHAMETDINOVA *et al.*, 2020; DUAN *et al.*, 2021).

Neste contexto, a integração de métodos petrofísicos torna-se fundamental para superar a complexidade multiescalar dos carbonatos. Este estudo focou na aplicação conjunta de três técnicas complementares: a porosimetria a gás (N_2) que quantifica o volume interconectado acessível ao gás; A saturação com água que determina a fração efetivamente ocupada pelo líquido, e a ressonância magnética nuclear (RMN) sensível a micro e mesoporos, incluindo zonas de fluidos residuais (KENYON *et al.*, 1988; COATES, 1999).

Na Bacia Potiguar, os carbonatos apresentam elevada variabilidade litofacial, dentre as litofácies estudadas, destacam-se: Grainstone, rochas de textura granular, alta energia deposicional e boa conectividade; Dolowackstone, composta por matriz micrítica com poros intercrystalinos e dolomitização parcial; Bioturbado, definida pelo predomínio de estruturas de bioturbação com presença de estruturas biogênicas e porosidade irregular. Essa heterogeneidade torna essencial a utilização de metodologias integradas para caracterização petrofísica adequada (ARAÚJO *et al.*, 2021; BAGNI *et al.*, 2022, LOPES *et al.*, 2023).

A comparação entre essas abordagens permite não apenas avaliar a concordância, mas também identificar sua complementaridade na caracterização de reservatórios. O presente estudo busca integrar essas técnicas para: avaliar a correlação e o grau de complementaridade entre métodos; identificar diferenças significativas de porosidade entre litofácies representativas; aplicar análises multivariadas para integrar os resultados e verificar padrões estruturais nos dados.

2. Metodologia

Foram analisadas 89 amostras de rochas carbonáticas provenientes de testemunhos de poços e afloramentos da Bacia Potiguar (RN, Brasil). As amostras foram classificadas conforme critérios petrográficos baseados em Araujo *et al.*, (2021) e Lopes *et al.*, (2023) nas seguintes litofácies: Grainstone (n = 47), Dolowackstone (n = 22) e Bioturbado (n = 20).

2.1. Técnicas Petrofísicas

A Porosimetria a gás (N_2), realizada no equipamento Coreval 700, sob pressão de confinamento de 1000 psi (~6,9 MPa). O método baseia-se na Lei de Boyle-Mariotte, relacionando a variação de pressão do gás ao volume de poros acessíveis Tiab e Donaldson (2004). Para a porosidade por saturação com água, utilizou-se o método gravimétrico com solução salina de KCl (20.000 ppm) incorporada sob vácuo, para obtenção da porosidade efetiva pela diferença de massas antes e após a saturação. Este procedimento segue as recomendações experimentais descritas por Newgord *et al.* (2020), que ressaltam a importância do controle da pressão de vácuo e da salinidade da solução para minimizar efeitos de dissolução mineral e garantir uma saturação completa e estável nos poros. A RMN foi conduzida no equipamento MesoMR12-060H-I, Baseia-se na detecção do sinal de relaxação transversal (T_2) de prótons de hidrogênio, utilizando a sequência CPMG. O tempo de relaxação está correlacionado ao tamanho dos poros, sendo sensível a microporos e fluidos capilarmente ligados (KENYON *et al.*, 1988; COATES, 1999, SOUZA, 2012).

2.2. Análises Estatísticas

Para as análises foram consideradas as Estatísticas descritivas (média, desvio-padrão, quartis); A Correlação de Pearson, realizando a avaliação da associação linear entre pares de técnicas, embora seja amplamente utilizado em estudos comparativos, a Correlação de Pearson, apresenta limitações na avaliação de complementaridade, especialmente quando as variáveis analisadas possuem diferentes escalas ou distribuições (CANTOR *et al.*, 2022), por isso, para quantificar a

concordância global entre os métodos, foi calculado o Índice de Complementaridade Técnica (ICT), definido conforme a Equação 1, onde r representa o coeficiente de correlação de Pearson para cada par de técnicas. Valores de ICT próximos a 1 indicam alta similaridade entre os métodos e valores mais baixos sugerem divergências.

$$ICT = \frac{r_{gás-saturada} + r_{gás-RMN} + r_{saturada-RMN}}{3} \quad (1)$$

Embora o coeficiente de correlação de Pearson seja amplamente utilizado em estudos comparativos, ele apresenta limitações na avaliação de complementaridade, especialmente quando as variáveis analisadas possuem diferentes escalas ou distribuições (Cantor *et al.*, 2022).

A análise de variância unidirecional (ANOVA) para testar a existência de diferenças estatisticamente significativas entre as médias de porosidade das litofácies. Para identificar quais grupos diferiam entre si, utilizou-se o teste de Tukey HSD (*Honestly Significant Difference*) por meio das comparações múltiplas "par a par" entre as litofácies.

Visando uma avaliação integrada e a redução da dimensionalidade dos dados, realizou-se uma Análise de Componentes Principais (PCA). O pré-processamento dos dados para a PCA incluiu a normalização *Z-score* (subtração da média e divisão pelo desvio padrão) para garantir que todas as variáveis contribuíssem igualmente para a análise, independentemente de suas escalas originais. A PCA foi executada a partir da decomposição da matriz de covariância dos dados padronizados, com o objetivo de identificar variáveis latentes (componentes principais) que explicassem a máxima variância nos dados. A interpretação dos componentes baseou-se na análise do *scree plot* e, principalmente, nas cargas fatoriais (*loadings*).

Todas as análises estatísticas e a geração dos gráficos foram realizadas utilizando a linguagem de programação Python, empregando as bibliotecas científicas “pandas” e “numpy” (para manipulação de dados), “scipy.stats” (para estatísticas descritivas, correlação de Pearson, ANOVA e teste de Tukey), “scikit-learn” (para a execução da PCA e normalização *Z-score*) e “matplotlib” e “seaborn” (para visualização de dados e criação das figuras, incluindo os gráficos de *scree plot* e *loading plot*).

3. Resultados e discussão

Os resultados das análises petrofísicas e estatísticas revelaram padrões distintos e complementares entre os métodos. De modo geral, a porosimetria a gás apresentou valores médios de porosidade mais elevados, seguida pela RMN, enquanto a saturação apresentou sistematicamente menores valores. Esses padrões refletem a sensibilidade distinta de cada técnica: a porosimetria a gás acessa essencialmente poros interconectados; a RMN detecta tanto poros interconectados quanto parte dos micros/mesoporos com fluido ligado; e a saturação subestima valores em meios microporosos devido à capilaridade, molhabilidade e gargantas estreitas. Casos extremos, como a amostra AT01-A-11 (Δ Gás-Saturada = 14,2%), ocorrem predominantemente na litofácia Grainstone. Esse comportamento aparentemente contraditório, dado o elevado grau de conectividade do Grainstone, pode ser atribuído a heterogeneidades, como zonas microcristalinas ou cimentos de calcita que bloqueiam gargantas específicas, criando microporos inacessíveis ao fluido líquido, mas detectáveis pelo gás.

Tabela 1 - Amostras com as maiores discrepâncias absolutas (%) entre os pares de métodos petrofísicos.

Amostra	Litofácies	Method Pair	Δ Porosidade (%)
AT01-A-11	Grainstone	Gás \times Saturada	14,2
AA03-A-12	Grainstone	Gás \times Saturada	6,9
AA05-A-06	Grainstone	Gás \times Saturada	5,83
AA05-A-05	Grainstone	Gas \times RMN	5,4

Fonte: autores (2025).

3.1. Análise Multivariada (PCA)

Na Análise Multivariada (PCA) o primeiro componente principal (PC1) explicou 96,5% da variância total dos dados (Figura 1a), demonstrando a existência de um único fator dominante responsável pela variabilidade nas medições. A investigação das cargas fatoriais (*loadings*), que representam a correlação de cada variável com os componentes, revelou

uma concordância notável entre os métodos. Como detalhado na Tabela 2, todas as técnicas exibiram cargas fatoriais extremamente elevadas e positivas no PC1 (Gás = 0,985; Saturação = 0,983; RMN = 0,996), este padrão é visualmente confirmado pelo *Loading Plot* (Figura 1b), onde os vetores das três variáveis aparecem como longas setas praticamente sobrepostas e alinhadas com a direção do PC1. Isso evidencia que todos os três métodos medem essencialmente o mesmo parâmetro físico, o volume de porosidade efetiva da rocha.

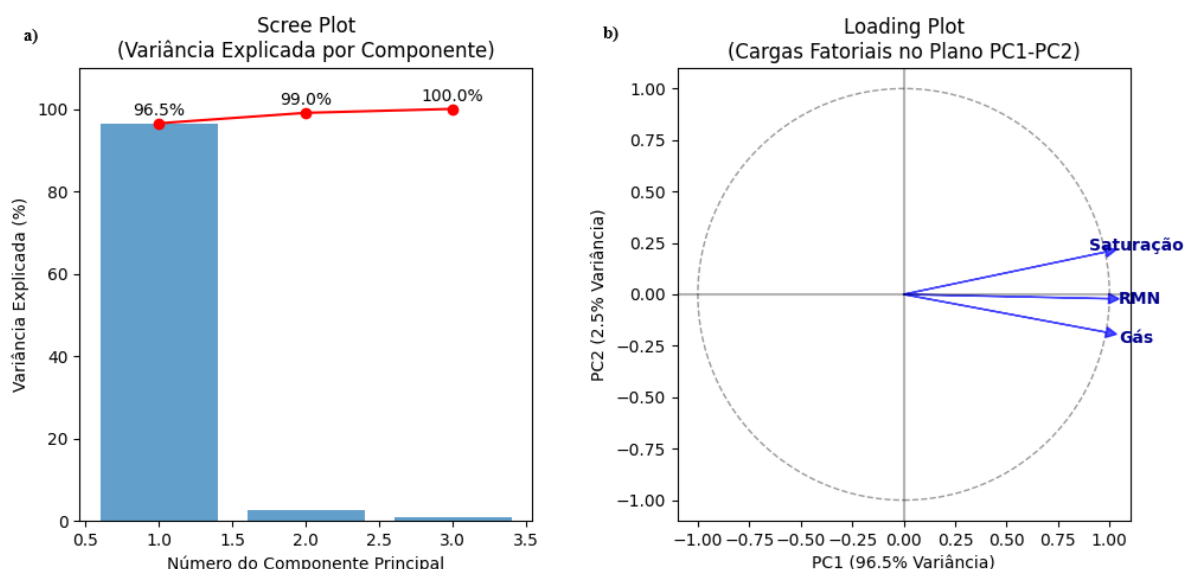


Figura 1 - Análise de Componentes Principais (PCA) dos métodos de medição de porosidade. (a) *Scree plot* da análise de componentes principais. (b) *Loading plot* mostrando a contribuição de cada método para os componentes principais.

Fonte: autores (2025).

Os componentes subsequentes foram considerados irrelevantes para a comparação metodológica. O PC2 explicou apenas 2,5% da variância residual, e suas cargas fatoriais, de magnitude baixa e sem um padrão coerente (Tabela 2), não capturam nenhuma discrepância sistemática ou informação adicional significativa entre as técnicas.

Tabela 2 - Cargas fatoriais dos métodos de porosidade nos três primeiros componentes principais.

Método	PC1 (96,5%)	PC2 (2,5%)	PC3 (1,0%)
Porosidade a Gás	0,985	-0,185	-0,081
Porosidade por Saturação	0,983	0,206	-0,058
Porosidade por RMN	0,996	-0,021	0,138

Fonte: autores (2025).

3.2. Análise Univariada e por Litofácies

A influência do arcabouço deposicional e diagenético é evidente nas médias por litofácies (Tabela 3). Grainstone apresentou as maiores médias em todos os métodos, confirmando maior conectividade intergranular como corroborado pelo trabalho de Lucia (2003) e Terra *et al.*, (2010). Dolowackstone apresentou os menores valores, o que é coerente com sua matriz micrítica menos conectada (JAFARI *et al.*, (2020). Em todas as litofácies, a saturação com água apresentou valores inferiores, reforçando a hipótese de que microporos não são plenamente preenchidos pelo fluido durante o teste.

A ANOVA mostrou diferenças significativas ($p < 0,001$) entre litofácies para todas as técnicas. O teste de Tukey para comparações múltiplas apontou que Grainstone apresenta porosidades superiores, refletindo maior energia deposicional. Dolowackstone e Bioturbado não diferiram significativamente entre si ($p > 0,05$), indicando possíveis similaridades

estruturais e de conectividade. Esses padrões estão alinhados à petrografia: Grainstone, com textura aberta e pouco cimento, favorece elevada conectividade; Dolowackstone e Bioturbado possuem matriz micrítica e feições que limitam a interconexão dos poros.

Tabela 3 – Estatísticas descritivas (porosidade média, %) e padrão de resposta por litofácie.

Litofácies	Porosidade Gás (%)	Porosidade Saturada (%)	Porosidade RMN (%)	Padrão Observado
Grainstone	17,42	14,77	17,3	Alta conectividade intergranular; RMN \approx Gás
Dolowackstone	8,5	6,38	8,04	Matriz micrítica densa; maior subestimativa pela Saturação
Bioturbado	10,62	9,21	9,88	Heterogeneidade microestrutural; RMN > Saturação

Fonte: autores (2025).

3.3. Correlação entre Métodos e ICT

A Tabela 4 resume as correlações de cada técnica, O par Gás \times RMN apresentou maior correlação ($r=0,963$), indicando maior similaridade de resposta, a discrepâncias entre essas técnicas indicar que os poros detectados pelo T_2 é muito curto fora da janela ou difusão restrita. A saturação apresentou correlações altas, mas ligeiramente inferiores, refletindo desvios sistemáticos. Esses resultados explicam por que, em média, a RMN acompanha mais de perto o volume acessado pelo gás, enquanto a saturação tende a subestimar. O Índice de Complementaridade Técnica (ICT) foi de 0,948, confirmando elevada similaridade global e a robustez do uso integrado das técnicas para estimativas mais precisas de porosidade.

Tabela 4 – Matriz de correlação de Pearson (valor de r) entre os métodos petrofísicos para o conjunto total de dados.

Comparação	r	Valor-p
Gás \times Saturada	0,924	<0,001
Gás \times RMN	0,963	<0,001
Saturada \times RMN	0,955	<0,001

Fonte: autores (2025).

A Figura 2 apresenta os diagramas de dispersão entre os pares de métodos, corroborando visualmente as correlações discutidas. Em Gás \times Saturada, observa-se deslocamento abaixo da linha de equivalência, confirmando subestimativa sistemática da porosidade saturada frente ao gás. Em Gás \times RMN, os pontos se distribuem próximos a linha, sugerindo forte concordância entre a porosidade acessível ao gás e o sinal de RMN. Em Saturada \times RMN, os dados ficam ligeiramente abaixo da linha, coerente com a dificuldade do método de saturação em preencher poros finos, gargantas estreitas e efeitos capilares.

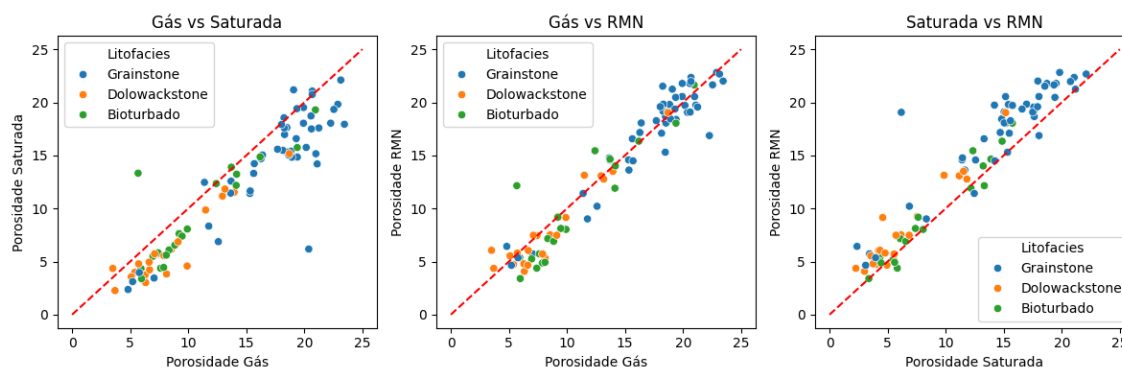


Figura 2 - Diagramas de dispersão entre pares de métodos petrofísicos.

Fonte: autores (2025).

Com base nos resultados obtidos, propõe-se uma síntese operacional (Tabela 5) que serve como um guia prático para a seleção de métodos na caracterização de carbonatos heterogêneos. A análise revela que a porosimetria a gás estabelece-se como referência para a estimativa da porosidade efetiva em rochas bem conectadas. A RMN complementa a caracterização ao ser sensível a micro e mesoporos, além de fornecer informações sobre a mobilidade de fluidos. Por outro lado, embora seja um método mais simples e econômico, a saturação com água tende a subestimar sistematicamente a porosidade total em meios microporosos, devido a efeitos de capilaridade e molhabilidade. Portanto, conclui-se que a integração sinérgica das três técnicas é a abordagem mais robusta, permitindo reduzir incertezas inerentes a cada método isolado e viabilizando a construção de modelos petrofísicos mais confiáveis, especialmente em reservatórios carbonáticos heterogêneos como os estudados.

Tabela 5 - Síntese operacional das técnicas petrofísicas avaliadas: funções, vantagens, limitações e aplicabilidades.

Técnica	Vantagens	Limitações	Aplicabilidade Ideal
Porosimetria a Gás (N ₂)	Alta precisão e aplicabilidade; Referência para comparação.	Não detecta volumes de fluido capilarmente ligado; Não diferencia tipos de poros (interpartícula, intracristalino).	Calibração de modelos petrofísicos; Comparação intertécnicas; Caracterização de rochas com boa conectividade.
Ressonância Magnética Nuclear (RMN)	Fornecer a distribuição de tempos de relaxação (T ₂), relacionada à geometria dos poros.	Requer instrumentação específica e de alto custo.	Estudos dedicados de microporosidade e tamanho de poro; caracterização de fluidos residuais.
Saturação com Água	Metodologia simples e de baixo custo operacional.	Subestima em microporos devido a efeitos de capilaridade e molhabilidade.	Avaliação de saturação efetiva.
Integração	Explora a complementaridade técnica; permite um diagnóstico mais robusto.	Requer um esforço significativamente maior na aquisição de dados e na integração multivariada dos resultados.	Construção de modelos petrofísicos integrados.

Fonte: autores (2025).

4. Considerações finais

Este estudo demonstrou, por meio de uma abordagem estatística e multivariada integrada, a alta concordância e complementaridade entre as técnicas de porosimetria a gás, saturação por imersão e ressonância magnética nuclear (RMN) na caracterização de rochas carbonáticas da Bacia Potiguar. Entre os métodos avaliados, a RMN destacou-se como a

técnica que mais fielmente representa a porosidade efetiva, apresentando a maior correlação com o método de referência (porosimetria a gás; $r = 0,963$) e a maior carga fatorial no PC1 (0,996). Sua capacidade de detectar fluidos em microporos e zonas sujeitas à restrição capilar a torna não apenas uma alternativa robusta, mas também uma ferramenta complementar de maior abrangência em relação à porosimetria a gás, ao fornecer informações adicionais sobre a distribuição dos poros e sobre a mobilidade dos fluidos. Em contrapartida, o método de saturação por imersão tende a subestimar sistematicamente a porosidade total, particularmente em sistemas microporosos ou com gargantas estreitas, devido às limitações impostas pela capilaridade e molhabilidade. Seu uso requer, portanto, cautela e a consciência de que reflete uma porosidade efetiva de fácil acesso ao fluido utilizado.

A elevada correlação entre métodos e o valor do Índice de Complementaridade Técnica (ICT = 0,948) confirmam que, apesar das diferenças operacionais, todas descrevem o mesmo atributo petrofísico. A análise de componentes principais (PCA) reforçou que, para fins operacionais, a seleção metodológica pode ser orientada por fatores como custo, disponibilidade e objetivos específicos da investigação.

Observou-se ainda que o arcabouço deposicional exerce influência significativa nos resultados, com a litofácies Grainstone apresentando os maiores valores de porosidade, em consonância com sua maior energia deposicional e conectividade intergranular. Contudo, foi nessa mesma litofácies que se registraram as maiores discrepâncias absolutas entre os métodos, revelando a heterogeneidade intra-fácies e ressaltando a importância da integração de técnicas mesmo em contextos aparentemente coesos.

Em síntese, os resultados obtidos reforçam que a escolha da técnica petrofísica em estudos de carbonatos deve ser estratégica e pautada não apenas pela disponibilidade e custo, mas sobretudo pelo objetivo científico ou aplicado da pesquisa. A integração de métodos, respaldada por análises estatísticas multivariadas, consolida-se como uma abordagem indispensável para reduzir incertezas, validar interpretações e aprimorar a construção de modelos preditivos mais robustos, com impacto direto na exploração e produção em reservatórios carbonáticos complexos.

Agradecimentos

O trabalho foi apoiado pelo Programa de Recursos Humanos em Geociências e Informática da UFRN (PRH ANP-42) e pelo Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica (PPGG-UFRN). Agradecemos também ao Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas (LPFR) e de Engenharia de Reservatórios de Petróleo (LABRES) pela coleta dos dados petrofísicos.

Referências

- AMELOKO, A. A.; UHEGBU, G. C.; BOLUJO, E. Evaluation of seismic and petrophysical parameters for hydrocarbon prospecting of G-field, Niger Delta, Nigeria. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 9, p. 2531–2542, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0735-5>
- ARAÚJO, R. E. B., LA BRUNA, V., RUSTICHELLI A., BEZERRA, F. H. R., XAVIER M. M., AUDRA, P., BARBOSA, J. A., ANTÔNIO C.D., Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil, *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 123, 104753, ISSN 0264-8172, Jan 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104753>.
- BAGNI, F. *et al.*, Karstified layers and caves formed by superposed epigenic dissolution along subaerial unconformities in carbonate rocks – Impact on reservoir-scale permeability. *Marine and Petroleum Geology*, v. 143, 105523, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105523>.
- CANTOR, Diana; OCHOA, Andrés; MESA, Oscar. Total variation-based metrics for assessing complementarity in energy resources time series. *Sustainability*, v. 14, n. 14, p. 8514, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14148514>
- COATES, G. R. *NMR Logging Principles and Applications*. Houston: Gulf Professional Publishing, 1999.
- DUAN, R. *et al.*, Characterization and classification of pore structures in deeply buried carbonate rocks based on mono- and multifractal methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 203, 108606, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108606>

JAFARI, J. *et al.*, The effects of diagenesis on the petrophysical and geochemical attributes of the Asmari Formation, Marun oil field, southwest Iran. *Petroleum Science*, v. 17, p. 292–316, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00421-0>

KARGARPOUR, M. A. Carbonate reservoir characterization: an integrated approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 10, n. 7, p. 2655–2667, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00946-w>

KENYON, W. E. *et al.*, A Three-Part Study of NMR Longitudinal Relaxation Properties of Water-Saturated Sandstones. SPE Formation Evaluation, v. 3, n. 03, p. 622–636, 1988. DOI: <https://doi.org/10.2118/15643-PA>

LOPES, J. *et al.*, Three-dimensional characterization of karstic dissolution zones, fracture networks, and lithostratigraphic interfaces using GPR cubes, core logs, and petrophysics: Implications for thief zones development in carbonate reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, v. 150, 106126, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106126>

LUCIA, F. J. *et al.*, Carbonate Reservoir Characterization. v. 55, n. 06, p. 70–72, 2003. DOI: <https://doi.org/10.2118/82071-JPT>

MUKHAMETDINOVA, A. *et al.*, Experimental features of low-permeability carbonate reservoir properties. *Energies*, v. 13, n. 9, p. 2233, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13092233>

NEWGORD, Chelsea; TANDON, Saurabh; HEIDARI, Zoya. Simultaneous assessment of wettability and water saturation using 2D NMR measurements. *Fuel*, v. 270, p. 117431, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117431>

SOUZA, A. *Estudo de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear*. 2012. 171 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

TERRA, G. J. S. *et al.*, Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 18, n. 1, p. 9–29, 2010.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2. ed. Burlington: Elsevier, 2004.