



# Análise Petrofísica e Avaliação da Heterogeneidade das Rochas Carbonáticas do Pré-Sal na Bacia de Santos

Palavras-Chave: PRÉ-SAL, PETROFÍSICA, ROCHAS CARBONÁTICAS

Everton Galvão Feitoza, IG/UNICAMP

Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal, IG/UNICAMP

---

## INTRODUÇÃO:

A Bacia de Santos está localizada no sudeste da margem continental brasileira e possui área de aproximadamente 350.000 Km<sup>2</sup>, sendo limitada ao norte pelo alto de Cabo Frio com a Bacia de Campos e a sul pelo alto de Florianópolis com a Bacia de Pelotas (Moreira et al., 2007). Tratando-se de uma bacia de margem passiva, seu contexto tectônico e estratigráfico possibilitou o desenvolvimento de um notável sistema petrolífero, culminando em extensas reservas de hidrocarbonetos.

De acordo com informações do boletim emitido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em maio de 2023, a produção de petróleo e gás natural no Brasil alcançou uma média de aproximadamente 3,201 MMbbl/d (milhões de barris por dia), sendo que o Pré-Sal exerceu uma significativa contribuição de 77,8% para esse total. Assim, devido a essa relevante participação, o estudo do Pré-Sal torna-se fundamental visando o aprimoramento das técnicas de exploração e o aproveitamento sustentável desses recursos energéticos de grande importância econômica para o Brasil.

Porém, a exploração dos carbonatos do Pré-Sal tem representado um desafio significativo, devido à complexidade e heterogeneidade dessas rochas, bem como à ausência de análogos idênticos. Na Formação Barra Velha, as rochas carbonáticas do Pré-Sal exibem variações diagenéticas laterais e verticais, resultando em uma notável variabilidade dos parâmetros petrofísicos, como a permeabilidade. Diante desse cenário, o objetivo deste trabalho consistiu em quantificar a permeabilidade e compreender sua relação com as diferentes fácies geológicas.

## METODOLOGIA:

O presente estudo iniciou-se com uma revisão bibliográfica cujo objetivo foi compreender o contexto tectônico, estratigráfico e deposicional da Bacia de Santos. De acordo com Gomes *et al.* (2020), embora os principais constituintes das rochas se mantenham constantes (shubs, esferulitos, argila), há uma complexa variação textural decorrente da diagênese, a qual afeta diretamente os parâmetros petrofísicos que influenciam as características do reservatório. Assim, foi de extrema importância compreender esses condicionantes, já que os valores de permeabilidade das rochas carbonáticas estão intrinsecamente relacionados com a diagênese.

Na etapa seguinte, foram utilizados cerca de 28 metros de testemunho de um poço do pré-sal e aproximadamente 50 lâminas delgadas para realizar uma análise petrofísica no laboratório de Modelagem Geológica de Reservatórios do CEPETRO/UNICAMP, com o objetivo de quantificar a permeabilidade. As análises foram conduzidas utilizando o permeâmetro de ar *TinyPerm II*, com medições no testemunho por meio de uma malha de 5x5 cm.

Com base na teoria dos meios porosos de Darcy (1856), a qual estabelece que o fluxo de um fluido em um meio poroso é proporcional à diferença de pressão por unidade de medida, o *TinyPerm II* fornece inicialmente um valor adimensional. Esse valor foi posteriormente convertido para milidarcy (mD) por meio da equação (1) presente no manual do equipamento:

$$T = -0,8206 \times \log_{10}(K) + 12,8737 \quad (1)$$

Onde, T é o valor adimensional fornecido e K representa a permeabilidade em milidarcy.

Por fim, o passo seguinte (ainda em andamento) consiste na descrição das lâminas delgadas equivalentes ao testemunho, a fim de entender melhor como os principais constituintes e a diagênese interferiram nos resultados encontrados.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO:

A caracterização petrofísica até o momento identificou dois principais constituintes no reservatório em análise, sendo eles os "shrubs" e "esferulitos". Essa identificação foi possível graças às análises macroscópicas e microscópicas. Porém, apesar de haver apenas 2 componentes principais, foi constatado que a complexa variação textural desempenha um papel crucial na modificação dos parâmetros petrofísicos, o que influencia diretamente a qualidade do reservatório.

Os tipos de porosidade reconhecidos variam significativamente, com predominância de porosidade vugular e porosidade interpartícula, seguidas de porosidade intrapartícula, móldica e por fratura, sendo essa última menos frequente. Durante o estudo, com o uso do *Tiny Perm II*, os valores de permeabilidade registrados variaram de 0,46 mD a 945 D no único poço analisado, estando essa variação diretamente relacionada aos processos de diagênese.

Assim, identificou-se que a dissolução é um dos principais processos responsáveis pelo aumento da permeabilidade, uma vez que propicia a formação de porosidade vugular. Por outro lado, a cimentação, especialmente por sílica, foi identificada como um fator que prejudica a permeabilidade do reservatório. Além disso, observou-se também a ocorrência de cimentação por dolomita, embora em menor quantidade.

Uma observação de destaque foi a variação significativa dos valores de permeabilidade (1,87 mD até 1450 mD) em um intervalo muito restrito de testemunho, com apenas 0,9 metros. Essa variação pode ser atribuída à presença de cimentação por sílica e dolomita próxima a intervalos com maior concentração de *vugs*. De acordo com Tiab & Donaldson (2015), a qualidade do reservatório varia de pobre a muito boa nesse pequeno intervalo. Porém, apesar da variação observada nos valores de permeabilidade neste caso, o valor médio geral foi de 4.668 mD, indicando que o reservatório, em média, possui boa qualidade ao longo de todo o intervalo estudado.

## CONCLUSÕES:

Por meio da análise petrográfica executada, é possível perceber como a diagênese interfere nos valores de permeabilidade nas rochas carbonáticas e visualizar que pontos relativamente muito próximos (escala de centímetros) podem apresentar valores extremamente distintos, o que impacta na qualidade do reservatório.

Por fim, a compreensão aprofundada da heterogeneidade dos reservatórios do Pré-Sal é de extrema importância para otimizar a exploração dessas reservas petrolíferas, contribuindo para a eficiência na produção destes recursos energéticos de grande importância econômica para o Brasil.

## **BIBLIOGRAFIA**

ANP (Agência Nacional de Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural (Maio/2023). Rio de Janeiro, 2023.

DARCY, H. Les fontaines publiques de la Ville de Dijon. Paris: Victor Dalmont, 1856. 647 p.

TIAB, Djebbar; DONALDSON, Erle C. Chapter 3 – Porosity and Permeability. In: TIAB, Djebbar; DONALDSON, Erle C. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 4ª edição. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2015. p. 67-186.

GOMES, J.P. et al. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. Marine and Petroleum Geology, v. 113, p. 104176, 2020.

MOREIRA, J.L.P. et al. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.