

# Análise dos reservatórios carbonáticos do Albiano no Campo de Tubarão Martelo, Bacia de Campos

Juliana Medina do Vale Pacheco<sup>1,\*</sup>, Gabriel Sousa dos Santos Ribeiro<sup>1</sup>; Giovanni Chaves Stael<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON)

<sup>2</sup> Departamento de Engenharia Civil-TEC-UFF

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 4 a 6 de outubro de 2022. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IX 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

Os reservatórios carbonáticos são de suma importância por constituírem as rochas que exercem um papel relevante na indústria do petróleo (Leal, 2021), e representam cerca de 50% dos reservatórios de hidrocarbonetos no mundo (Spadini & Marçal, 2005). O cerne deste trabalho foram os reservatórios carbonáticos pertencentes à Formação Macaé/Membro Imbetiba no Campo de Tubarão Martelo, Bacia de Campos. A pesquisa foi desenvolvida no poço 3-OGX-41D-RJS a partir da análise de perfis geofísicos de poços e relatórios de exploração disponíveis, com o objetivo de avaliar a formação Macaé/Membro Imbetiba. Através da avaliação de formação é possível identificar as zonas portadoras de hidrocarbonetos e descrever as suas propriedades permoporosas (Ellis & Singer, 2007). Os principais objetivos foram: (i) avaliar o comportamento das propriedades de reservatório na formação e (ii) determinar o intervalo portador de hidrocarboneto a partir das estimativas do *net pay*. A metodologia foi dividida em sete etapas: I) carregamento e controle de qualidade dos dados; II) estimativa do volume de argilosidade; III) identificação das zonas reservatórios; IV) determinação do cálculo de porosidade; V) estimativa da saturação de água; VI) determinação dos *cutoffs* para as propriedades de reservatórios e VII) estimativa do *net pay*. Dessa forma, a formação Macaé/Membro Imbetiba foi dividida em quatro zonas distintas com base no comportamento das propriedades de reservatório. A zona 1 (2.058m a 2.074m), apresenta baixos valores de porosidade e permeabilidade, além de um aumento na densidade. Esse intervalo é composto majoritariamente por calcilito, o que sugere a presença de grãos finos alojados nos espaços vazios obstruindo as conexões porosas. A zona 2 (2.074m a 2.231m) apresenta menores valores de argilosidade e saturação de água que, combinados aos altos valores de porosidade e permeabilidade, exibem o melhor intervalo reservatório com uma espessura de 132m de *net pay*. A zona 3 (2.231m a 2.275m) apresenta uma perda das propriedades permoporosas, configurando uma zona não reservatório. E, por fim, na zona 4 (2.275m a 2.340m), verificam-se altos valores de porosidade, permeabilidade e fluidos livres, porém, este intervalo encontra-se abaixo do contato óleo/água. Portanto, a zona 2 apresenta as melhores propriedades permoporosas que permitem o alojamento e o fluxo dos hidrocarbonetos, caracterizando um intervalo propício à acumulação de óleo.

## Referências

- Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists* (Vol. 692). Dordrecht: Springer.
- Leal, I. P. M. (2021). Avaliação de Propriedades de Reservatórios Utilizando Parâmetros de Porosidade de Saturação Fixos e Variáveis Aplicados as Coquinas do Campo de Linguado – Bacia de Campos.
- Lima, N. M. D. (2013). Métodos de Recuperação em Reservatórios Carbonáticos.
- Spadini, A. R., & Marçal, R. A. (2005). Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 1, p. 129-138, nov.