

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA 2D DA PERMEABILIDADE EM TESTEMUNHOS CARBONÁTICOS DA FORMAÇÃO BARRA-VELHA, BACIA DE SANTOS, BRASIL

Palavras-Chave: Permeabilidade, Geoestatística, Rochas carbonáticas

Autores:

Rafael Regi Sanches, IG – UNICAMP

Prof° Alexandre Campane Vidal (orientador), IG – UNICAMP

INTRODUÇÃO:

As rochas carbonáticas da Formação Barra-Velha, Bacia de Santos, apresentam elevada complexidade geológica devido variabilidade de fácies e processos diagenéticos. Portanto, compreender os parâmetros petrofísicos e petrológicos dessas rochas se torna crucial para o melhor desenvolvimento dos reservatórios. Neste estudo, investigamos a distribuição da permeabilidade ao longo de rochas testemunho, buscando a associação deste parâmetro petrofísico com as diferentes fácies sedimentares.

Em relação ao contexto geológico, a Bacia de Santos ocupa cerca de 350.000 km², e abrange diversos estados como Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (Moreira et al, 2017). O intervalo do pré-sal foi depositado durante o Barremiano até o Aptiano, devido ao rifteamento e ruptura da Gondwana, que criou um ambiente lacustre possibilitando a deposição de rochas carbonáticas (Lima e De Ros, 2019). O seu ambiente de formação da bacia era Lacustre de margem passiva, no qual possibilitou em um contexto tectônico e estratigráfico que desenvolvesse um sistema petrolífero, gerando reservatórios de hidrocarbonetos.

METODOLOGIA:

Para analisar a permeabilidade e as características litológicas, foram utilizados testemunhos com dimensões 12 cm x 90 cm x 8 cm, que apresentam grande variação dos valores de permeabilidade. Os dados de permeabilidade foram obtidos com o uso do aparelho TinyPerm 3, da empresa NER (New England Research). As medidas foram obtidas em uma malha regular de pontos, com aquisição a cada 5cm no eixo y e 3 pontos ao longo do eixo x, nas distâncias de 3,5cm, 6cm e 8,5cm (Figura 1). Os dados foram interpolados por meio de

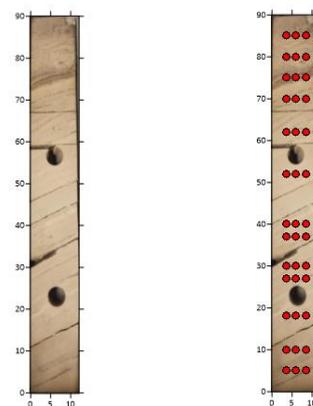


Figura 1 - Foto do testemunho analisado no estudo e malha de pontos de permeabilidade, feitas através das medições do aparelho TinyPerm 3 (NER)

x	y	z
3,5	85	1,00
6	85	9,53
8,5	85	1,04
3,5	80	1,38
6	80	52,28
8,5	80	1,67
3,5	75	20,88
6	75	363,77
8,5	75	1,10
3,5	70	30,66
6	70	416,09
8,5	70	1,00
3,5	60	8,06
6	60	135,81
8,5	60	5,00
3,5	50	9,27
6	50	2,33
8,5	50	7,62
3,5	40	12,99
6	40	1,00
8,5	40	6,44
3,5	35	17,19
6	35	26,10
8,5	35	22,13
3,5	30	14,13
6	30	118,83
8,5	30	33,71
3,5	25	26,19
6	25	52,74
8,5	25	60,77
3,5	15	14,53
6	15	25,18
8,5	15	19,78
3,5	10	4,73
6	10	22,98
8,5	10	5,29
3,5	5	2,93
6	5	1,00
8,5	5	9,81

métodos geoestatísticos, utilizando o método da Krigagem, com a aplicação de variograma com ajuste da função gaussiana. Além disso, foi realizado o processamento de imagem para a melhor definição das fácies litológicas. Os mapas de permeabilidade e as imagens de litologia foram associadas para a identificação de correlações entre esses parâmetros. Além disso, a partir de métodos de segmentação feitos por inteligência artificial, determina-se uma correlação da imagem segmentada com os valores de permeabilidade.



Figura 2 – Imagem analisada, feita a partir de métodos de segmentação, para a visualização das fácies carbonáticas

Tabela 1 – Dados de permeabilidade do testemunho, x representa a posição no eixo x, y representa a posição no eixo y, z representa a permeabilidade em mD (mili Darcy)

RESULTADOS E DISCUSSÃO:

Os resultados permitiram verificar que os valores de permeabilidade variam entre 416,09 à 1,00 mD, com valor médio de 40,18 mD. O conjunto de fácies F1 foi a que apresentou os melhores valores de permeabilidade enquanto o conjunto de fácies F2 os piores. A geração dos mapas possibilitou visualizar a elevada variação nos valores de permeabilidade, com variações significativas na direção horizontal (eixo x) de uma mesma fácies. A geologia apresenta dois tipos de fácies principais, designadas de F1 e F2, nas quais foram subdivididas em 3 subtipos: F1A; F1B e F1C, e F2A; F2B e F2C, respectivamente. As descrições forneceram que o conjunto de fácies F1, apresentaram presença de diferentes tipos de porosidades, estruturação maciça e grãos mal selecionados, desta forma foram caracterizados, a partir da ideia do retrabalhamento dos grãos, como grainstones, e o conjunto de fácies F2, apresentaram características lamíticas com presença de laminações paralelas e ausência de maiores estruturas de porosidade, portanto essas foram classificadas, devido a compactação da lama, como mudstones. Alguns fatores, como as fraturas e diagênese, influenciam nas características permeáveis destas rochas (Sartorato et al, 2020).

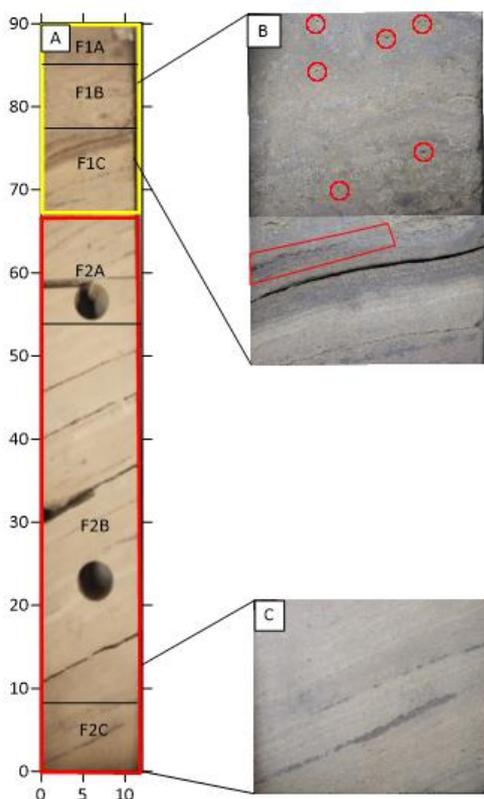


Figura 3 - Diferenciação das fácies: A) Disposição das fácies F1 e F2, sendo F1 uma fácies retrabalhada, evidenciando elevada porosidade, estruturação maciça, ausência de fábrica, grãos mal selecionados. F2 é uma fácies lamítica, com presença de laminações, com porosidades inter-fraturas. B) Aproximação da fácies retrabalhada, indicados em círculos, destacam-se as porosidades vulgares e destacado em retângulo evidência porosidade inter-fraturas. C) Aproximação da fácies lamítica, em que podemos observar as laminações e ao mesmo tempo a ausência de porosidade.

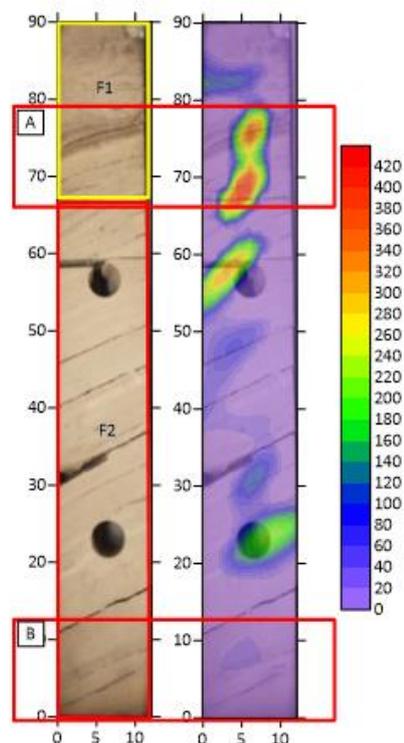


Figura 4 - Comparação petrológica e petrofísica, entre as fácies e o modelo de permeabilidade: A) F1 está relacionada com dados de permeabilidades maiores, uma vez que apresenta uma quantidade considerável de porosidade, e da sua natureza de retrabalhamento. B) F2 está relacionada com dados de permeabilidade menores, por causa dos fatores lámiticos que estão relacionados com esta facie.

CONCLUSÃO:

O método aplicado demonstrou grande potencial para a caracterização das propriedades geológicas e petrofísicas, ao apresentar essas variáveis na forma de mapas. Em suma, este estudo fornece informações cruciais sobre a distribuição da permeabilidade nas rochas carbonáticas da Fm. Barra-Velha, otimizando estratégias para a caracterização de reservatórios.

BIBLIOGRAFIA

Basso, M., Belila, A. M. P., Chinelatto, G. F., Souza, J. P. da P., & Vidal, A. C. (2021). **Sedimentology and petrophysical analysis of pre-salt lacustrine carbonate reservoir from the Santos Basin, southeast Brazil.** *International Journal of Earth Sciences*, 110(7), 2573–2595.

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

Basso, M., Chaves KURODA, M., & Campana VIDAL, A. (2017). **MODELAGEM 2D E 3D DA PERMO-POROSIDADE DE AMOSTRAS DE COQUINA DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS, BRASIL.**

Basso, M., Kuroda, M. C., & Vidal, A. C. (2017). **Análise geológica e petrofísica de um bloco de travertino como análogo de reservatório de hidrocarbonetos.** *Geologia USP - Serie Científica*, 17(2), 211–221.

de Ros, L. F., & Oliveira, D. M. (2023). **AN OPERATIONAL CLASSIFICATION SYSTEM FOR THE SOUTH ATLANTIC PRE-SALT ROCKS.** *Journal of Sedimentary Research*, 93(10), 693–704.

Gomes, J. P., Bunevich, R. B., Tedeschi, L. R., Tucker, M. E., & Whitaker, F. F. (2020). **Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt.** *Marine and Petroleum Geology*, 113.

Herlinger, R., Zambonato, E. E., & de Ros, L. F. (2017). **Influence of diagenesis on the quality of lower cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, Offshore Brazil.** *Journal of Sedimentary Research*, 87(12), 1285–1313.

Sartorato, A. C. L., Tonietto, S. N., & Pereira, E. (2020). **Silicification and dissolution features in the Brazilian Pre-salt Barra Velha formation: impacts in the reservoir quality and insights for 3D geological modeling.** *Rio Oil and Gas Expo and Conference*, 20(2020), 68–69.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2016). **Porosity and Permeability.** In *Petrophysics* (pp. 67–186). Elsevier.