

Ensemble Smoother adimensional com múltipla assimilação aplicado a um problema inverso de reservatório multicamadas com zona de skin.

Adailton José do Nascimento Sousa, Abelardo Borges Barreto Jr ¹

PUC-Rio, RJ

Thiago de Menezes Duarte e Silva²

SLB, RJ

Renan Vieira Bela³

Petrobras

Sinesio Pesco⁴

PUC-Rio, RJ

A análise de testes de injetividade é crucial na caracterização de reservatórios de petróleo, estimando parâmetros como permeabilidade e fator de skin. Diferentes modelos matemáticos foram desenvolvidos para determinar diferenças de pressão. Barreto et al. (2011) [1] discute o campo real, Neto et al. (2020) [2] considera reservatórios de três regiões, mas com apenas uma camada. Para duas camadas, Mastbaum et al. (2021) [3] obteve resultados promissores e expandiu o modelo para duas regiões. Viana et al. (2022) [4] abordou casos com um número arbitrário de camadas e regiões, considerando fluxo cruzado, porém com fluxo monofásico. Esses estudos utilizam resultados no domínio de Laplace, convertidos para o domínio real com o algoritmo de Stehfest (1970) [5].

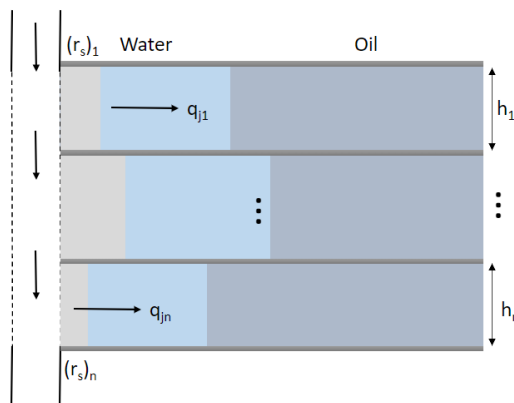


Figura 1: Modelo de Reservatório

Neste estudo, propõe-se um teste de injetividade considerando a zona de skin. São analisadas três regiões em um reservatório de petróleo com um número arbitrário de camadas (conforme

¹adailton.jns@gmail.com, abelardo.puc@gmail.com

²thiagomenez@gmail.com

³renan.bela@petrobras.com.br

⁴sinesio@puc-rio.br

Figura 1). A abordagem analítica no domínio de Laplace é utilizada, assumindo deslocamento pistão para a água injetada. Apesar de uma pequena perda de precisão, essa abordagem oferece uma vantagem significativa no cálculo da taxa de vazão, um dos dados de entrada para o modelo estatístico usado na estimativa das propriedades da zona de skin. Esse modelo aprimora o trabalho anterior de Silva et al. (2021) [6], que considera apenas a diferença de pressão como dado.

Neste trabalho, utilizaremos o Ensemble Smoother adimensional com múltipla assimilação de Zhang et al. (2002) [7] para estimar as propriedades do reservatório. O método envolve a assimilação de dados de fluxo e diferença de pressão. Inicialmente, geramos um conjunto inicial de parâmetros distribuídos normalmente. Em seguida, aplicamos o método para obter um conjunto final que concorde com os dados observados calculados pelo modelo matemático. Utilizamos a Equação (1) como base para estimar os parâmetros.

$$\delta m_j^{k+1} = (G_d^k)^T (G_d^k (G_d^k)^T + \alpha_{k+1} I_{N_d})^{-1} y_j^k, \quad (1)$$

onde, δm_j^{k+1} representa o vetor adimensional atualizado dos parâmetros, $(\Delta M^k)^\dagger$ é a pseudoinversa de ΔM^k , y_j^k é o vetor adimensional dos dados calculado como $C_d^{-1/2}(d_{uc,j}^k - d_j^k)$, G_d^k é a matriz de sensibilidade adimensional do método, C_d é a matriz de covariância dos dados e α_{k+1} é um fator de inflação considerado.

Referências

- [1] A. Barreto, A. Peres e A. Pires. “Water Injectivity Tests on Multilayered Oil Reservoirs”. Em: **Society of Petroleum Engineers Brasil Offshore - Macaé, Brazil (2011-06-14)** (2011).
- [2] J. Neto, R. Bela, S. Pesco e A. Barreto. “Pressure Behavior During Injectivity Tests - A Composite Reservoir Approach”. Em: vol. Day 2 Tue, July 28, 2020. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. D021S010R002. Jul. de 2020. DOI: 10.2118/198983-MS. eprint: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-pdf/19LACP/2-19LACP/D021S010R002/2356334/spe-198983-ms.pdf>. URL: <https://doi.org/10.2118/198983-MS>.
- [3] A. Mastbaum, A. Souza, J. Neto, R. Bela e A. Barreto. “Dual-phase flow in two-layer porous media: a radial composite Laplace domain approximation”. Em: **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology** 11 (set. de 2021). DOI: 10.1007/s13202-021-01295-y.
- [4] I. Viana, R. Bela, S. Pesco e A. Barreto. “An analytical model for pressure behavior in multilayered radially composite reservoir with formation crossflow”. Em: **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology** (fev. de 2022). DOI: 10.1007/s13202-022-01460-x.
- [5] H. Stehfest. “Algorithm 368: Numerical Inversion of Laplace Transforms [D5]”. Em: **Commun. ACM** 13.1 (jan. de 1970), pp. 47–49. ISSN: 0001-0782. DOI: 10.1145/361953.361969. URL: <https://doi.org/10.1145/361953.361969>.
- [6] T. Silva, R. Bela, S. Pesco e A. Barreto. “ES-MDA applied to estimate skin zone properties from injectivity tests data in multilayer reservoirs”. Em: **Computers & Geosciences** 146 (2021), p. 104635. ISSN: 0098-3004. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2020.104635>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098300420306130>.
- [7] F. Zhang, A. Reynolds e D. Oliver. “Evaluation of the Reduction in Uncertainty Obtained by Conditioning a 3D Stochastic Channel to Multiwell Pressure Data”. Em: **Mathematical Geology** 34 (ago. de 2002), pp. 715–742. DOI: 10.1023/A:1019805310025.