

INSIM Númerico: Campos 3D

João P.T de Sá¹, Sinésio Pesco², Abelardo. B. B. Junior³

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ

José R. P. Rodrigues⁴, Rodrigo Gusmão Cavalcante⁵, Regina Reis da Costa Alves⁶

PETROBRAS R&D Center (CENPES), RJ.

Malú Grave⁷

Universidade Federal Fluminense, RJ.

A complexidade estrutural e operacional para obtenção de dados geofísicos para a previsão de produção de poços de petróleo é um dos desafios presentes nos simuladores de fluxo tradicionais. Outro aspecto a ser considerado é o alto custo computacional associado a esta classe de simuladores. Em vista da indispesabilidade de simulações e previsões para decisões comerciais e projetivas sobre campos de petróleo, novos modelos surgem. Com o objetivo de reduzir a dependência do conhecimento sobre características físicas, novos simuladores foram desenvolvidos, combinando dados históricos e recursos computacionais. Essa abordagem deu origem aos chamados modelos híbridos, que, além de oferecerem uma alternativa eficiente, apresentam um custo computacional inferior aos métodos tradicionais. Entre estes surge a concepção do INSIM-FT [1].

Neste simulador o campo de petróleo é descrito como uma malha de unidades de controle, no qual os nós representam poços e as arestas representam suas conexões. Os parâmetros necessários para a implementação são a porosidade, a permeabilidade, a distância entre poços, o volume poroso do reservatório, a compressibilidade da rocha e do fluído. Baseados nessas informações obtemos os dados de entrada ou parâmetros de correspondência histórica que corresponde ao volume poroso entre poços e a transmissibilidade das conexões. A validação dos dados anteriores ocorre através de ajuste de histórico utilizando o método ES-MDA [1].

O cálculo da pressão de um i -ésimo poço com uma única completação decorre da solução do sistema de equações calculadas a partir do balanço de massa total discretizada, considerando a ausência de capilaridade e a presença do fator gravitacional, da seguinte forma

$$\sum_{j=1}^{n_{c,i}} T_{i,j}^{n-1} \left(p_j^n - p_i^n - \left[\left(\gamma_{o,i,j}^{n-1} \frac{\lambda_o(S_{w,i,j}^{n-1})}{\lambda_t(S_{w,i,j}^{n-1})} + \gamma_{o,i,j}^{n-1} \frac{\lambda_w(S_{w,i,j}^{n-1})}{\lambda_t(S_{w,i,j}^{n-1})} \right) (D_i - D_j) \right] \right) + q_{t,i}^n = \frac{c_{t,i}^{n-1} V_{p,i}^{n-1}}{\Delta t_n} (p_i^n - p_i^{n-1}). \quad (1)$$

O expoente n denota o n -ésimo passo de tempo; $n_{c,i}$ representa o número de volumes conectados diretamente ao volume i ; D_i e D_j , respectivamente, representam a profundidade dos nós i e j em metros (m); $q_{t,i}$ em m^3/dia é a taxa total do poço no volume i , onde $q_{t,i}$ é positiva para injeção e negativa para produção; $\gamma_{m,i,j}^{n-1}$, $m = o, w$, denota o peso específico médio de óleo e água em kPa/m^3 para a conexão (i, j) no passo de tempo $n - 1$.

¹jopetes@gmail.com

²sinesio@puc-rio.br

³abelardo-puc@puc-rio.br

⁴jrprodrigues@petrobras.com.br

⁵rodrigogusmao@petrobras.com.br

⁶regina.costa@petrobras.com.br

⁷malugrave@id.uff.br

Obtido o resultado da pressão no passo n -ésimo de tempo, a saturação é calculada através da solução de uma equação de Buckley-Leverett. Neste procedimento, o método do casco convexo é utilizado para o avaliação do formato da função de fluxo fracionário e o resultado obtido é aplicado no algoritmo Front-Tracking para a solução da saturação. Um ponto contraposto a este algoritmo é que, apesar de sua eficácia na resolução do problema, ele impõe um elevado custo computacional.

A proposta deste trabalho surge em resposta às dificuldades encontradas na resolução do cálculo de saturação do INSIM-FT, bem como às inconsistências observadas no balanço de massa do modelo INSIM original [2], especialmente em casos envolvendo nós com múltiplas conexões. Por meio de soluções numéricas aplicadas à equação de transporte e da introdução de novos nós, denominados nós intermediários, acredita-se que seja possível reduzir a complexidade computacional do cálculo da saturação, além de aprimorar a precisão do balanço de massa em uma variedade de situações.

Referências

- [1] Z. Guo. “History Matching, Prediction and Production Optimization with a Physics-Based Data-Driven Model”. Dissertação de mestrado. The University of Tulsa, 2018.
- [2] H. Zhao, Z. Kang, X. Zhang, H. Sun, L. Cao e A. C. Reynolds. “A physics-based data-driven numerical model for reservoir history matching and prediction with a field application”. Em: **SPE Journal** 21.06 (2016), pp. 2175–2194.