

Análise de escoamentos bifásicos em meios porosos para duas diferentes configurações através de simulação numérica 2D utilizando OpenFOAM.

Cláudio Soares Vivas (Doutorando - MCTI), caduvivas@gmail.com;

Ivan Costa da Cunha Lima (Orientador - MCTI), ivandacunhalima@gmail.com;

André Telles da Cunha Lima (Coorientador - UFBA), atcl@ymail.com

Faculdade SENAI CIMATEC

Palavras Chave: meios porosos, lei de Darcy, dinâmica dos fluidos, CFD, OpenFOAM.

Introdução

Em um cenário de baixos preços do petróleo no mercado internacional e a necessidade de elevados investimentos para a indústria do petróleo no desenvolvimento de novos campos descobertos, o investimento na otimização da exploração de campos maduros é uma alternativa para aumentar a produtividade e os lucros. Inovações na gestão e uso de novas tecnologias influenciam cada vez mais as decisões operacionais. Os constantes avanços na computação de alto desempenho têm permitido o uso de softwares CFD (computational fluid dynamics) na obtenção de soluções numéricas, em um tempo aceitável, para as equações que modelam a dinâmica em reservatório. Neste trabalho, o software usado para a solução numérica das equações diferenciais foi o OpenFOAM [2], que é uma plataforma de código aberto que pode ser customizada. O solver usado em nossas simulações implementa a solução numérica das equações modeladoras que tem como base a lei de Darcy e a equação de conservação de massa [1], em que as principais variáveis são as pressões e as saturações dos fluidos.

Neste trabalho, a produtividade de um campo de petróleo maduro foi avaliada através da comparação dos volumes acumulados de óleo no poço produtor, para duas diferentes configurações de poços sob as mesmas condições iniciais e de fronteira em simulações 2-D. A configuração mais produtiva (com o maior volume acumulado de óleo) foi ainda estudada através da aplicação de diferentes gradientes de pressão entre o poço de injeção de água e o poço de produção, em busca de uma

relação entre a pressão aplicada e a quantidade de óleo removido. Cinco diferentes gradientes de pressão foram testados e classificados pelo volume de óleo acumulado.

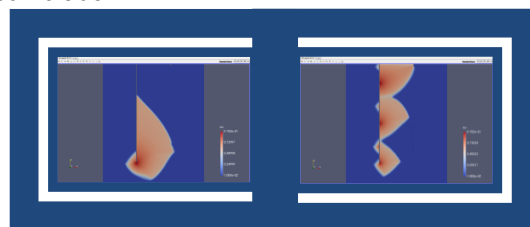


Figura 1: Comparação entre a configuração A (à esquerda) e a configuração B (à direita) em um mesmo tempo.

Métodos e resultados parciais

O fluxo em um meio poroso [4] (fluxo laminar) é abordado pela lei de Darcy e pela equação de conservação de massa [3].

$$\bar{v}_\alpha = -\frac{1}{\mu_\alpha} \cdot K_\alpha (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha g \nabla z) \quad (1)$$

Onde α representa o tipo de fase (água (w) ou óleo (o)).

$$\frac{\partial(\phi \rho_\alpha S_\alpha)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho_\alpha \bar{v}_\alpha) + q_\alpha \quad (2)$$

Substituindo a Eq. (1) na Eq. (2), e considerando que é um fluxo bifásico, as equações de conservação de massa para cada fluxo (água e óleo) torna-se:

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_w}{\mu_w} K_w \left(\nabla p_o - \frac{dp_c}{dS_w} \nabla S_w - \rho_w g \nabla z \right) \right) = \frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\partial t} - q_w \quad (3)$$

Seminário Anual de Pesquisa – 2017

Faculdade SENAI CIMATEC

Programa de Pós-Graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial

III Workshop de Gestão, Tecnologia Industrial e Modelagem Computacional.

ISSN online 2447-9640

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_o}{\mu_o} K_o (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) = \frac{\partial (\phi \rho_o (1 - S_w))}{\partial t} - q_o \quad (4)$$

Onde ρ é o peso específico, μ a viscosidade, p a pressão, S a saturação, K a permeabilidade, q uma quantidade que representa uma fonte, V a velocidade de Darcy e g a gravidade.

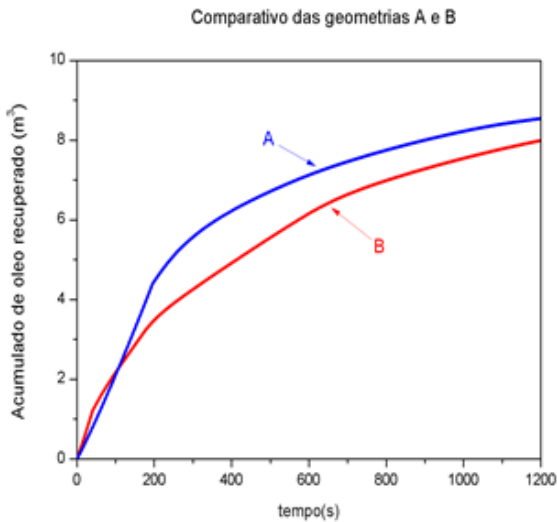


Figura 2: Gráfico comparativo entre as duas configurações, mostrando a influência da configuração geométrica na taxa de recuperação de óleo.

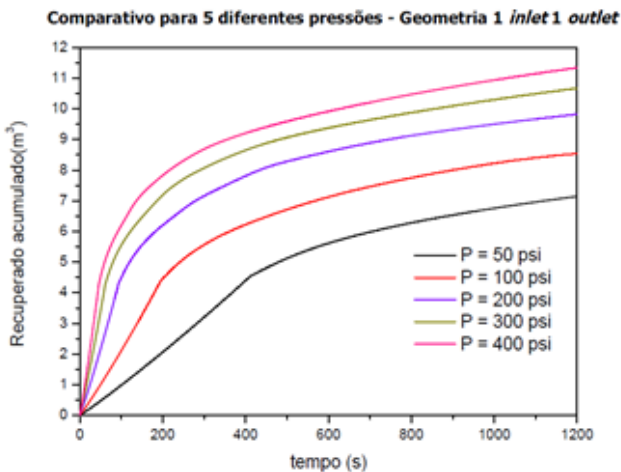


Figura 3: Além da geometria, é necessário buscar a pressão de injeção apropriada às características físicas do reservatório e à política de recuperação adotada.

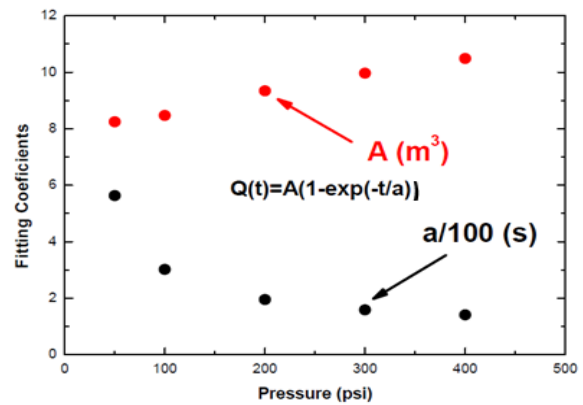


Figura 4: Não é necessário realizar a simulação até que a quantidade de óleo recuperado esteja estabilizada. Os dados podem ser ajustados para se obter uma curva para cada pressão com respeito aos parâmetros A e a, como mostrado na figura acima. De acordo com os dados obtidos pode-se notar que, com o aumento da pressão, o total acumulado tende a crescer enquanto que o tempo necessário para estabilizar a recuperação tende a diminuir.

Conclusões

- A configuração A (1 inlet e 1 outlet) é mais eficiente que a configuração B (6 inlets e 1 outlet). Na configuração A a taxa de recuperação de óleo mantém-se mais elevada quase todo o tempo.
- Uma replica entre o volume de óleo e o seu tempo de recuperação foi alcançada de acordo com o gradiente de pressão aplicado entre o poço de injeção e de produção (ajuste fino). O volume acumulado de óleo recuperado tende a aumentar e o tempo de recuperação tende a diminuir com o aumento da pressão aplicada.
- O estudo da melhor configuração geométrica (a determinação da localização, profundidade e número de saídas) do poço é o ajuste primário, porque, independentemente da pressão aplicada, a melhor geometria implicará em uma maior recuperação de óleo. No entanto, o nível de pressão aplicada, constitui um estudo secundário, o qual visa não só um incremento na produção como um ajuste da produção à política de exploração adotada de acordo com o mercado.

Referências

- ¹ Bear, Jacob. Dynamics of fluids in porous media. Courier corporation, 2013.
- ² GREENSHIELDS, C. J. OpenFOAM user guide. 2015.
- ³ Chen, Zhangxin. Reservoir simulation: mathematical techniques in oil recovery. Vol. 77. Siam, 2007.
- ⁴ Bear, Jacob, and Yehuda Bachmat. Introduction to modeling of transport phenomena in porous media. Vol. 4. Springer Science & Business Media, 2012.