

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/237751026>

SIMULAÇÃO DE RECUPERAÇÃO TÉRMICA EM ESCALA MICROSCÓPICA

Article

CITATIONS

0

READS

29

4 authors, including:



[Cláudio Lucas Nunes de Oliveira](#)

Universidade Federal do Ceará

35 PUBLICATIONS 344 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



[Murilo Almeida](#)

Universidade Federal do Ceará

49 PUBLICATIONS 1,463 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Copyright 2008, Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute - IBP

This Technical Paper was prepared for presentation at the *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008*, held between September, 15-18, 2008, in Rio de Janeiro. This Technical Paper was selected for presentation by the Technical Committee of the event according to the information contained in the abstract submitted by the author(s). The contents of the Technical Paper, as presented, were not reviewed by IBP. The organizers are not supposed to translate or correct the submitted papers. The material as it is presented, does not necessarily represent Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute's opinion, nor that of its Members or Representatives. Authors consent to the publication of this Technical Paper in the *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008 Proceedings*.

Resumo

Investigamos o efeito da temperatura na penetração de um fluido de baixa viscosidade em um meio poroso saturado com um fluido de alta viscosidade. Um gradiente de temperatura é aplicado ao longo do sistema. A viscosidade do fluido defensor é considerada como sendo uma função do tipo exponencial com a temperatura. Esse sistema representa uma pequena fração de um reservatório de óleo pesado onde injeção a vapor é aplicada. Os resultados mostram que a recuperação do fluido de alta viscosidade depende do gradiente da temperatura na forma de uma tangente hiperbólica, tendo um valor máximo para grandes gradientes. Nossos resultados indicam que a eficiência de recuperação pode aumentar substancialmente dependendo do gradiente de temperatura aplicado.

Abstract

We have investigated the effect of temperature in penetration of an inviscid fluid into a porous media saturated with a very high viscous fluid. Gradient of temperature is applied across the medium. The viscosity of the defending fluid is considered as an exponential-like function with temperature. This scheme represents a small fraction of a heavy oil reservoir where steam injection is applied. The results show that the recovery of the viscous fluid is a hyperbolic tangent function with the difference of temperature, where it has a maximum recovery for high gradient. Our results show, also, that the recovery efficiency can increase substantially with the gradient of temperature.

1. Introdução

Processos de recuperação térmica em reservatórios de petróleo têm sido largamente empregados nos últimos anos como um método estratégico para o aumento da produção de óleo pesado. Esses processos consistem, basicamente, no aumento da temperatura do reservatório através da utilização de uma fonte de calor, o que ocasiona a diminuição da viscosidade do óleo e o aumento da pressão. Dentre eles, podemos citar a injeção a vapor como um dos processos térmicos mais utilizados e bem sucedidos. Neste caso, a fonte de calor vem da injeção de um fluido cuja temperatura é maior do que a do reservatório. Em geral, parâmetros físico-químicos de óleos em reservatórios são de difícil obtenção, estudos sobre a importância e influência desses parâmetros na recuperação de óleo são fundamentais para um melhor entendimento do fenômeno e, posteriormente, para uma melhora na eficiência de recuperação (Turta *et al.* 2004)

Neste trabalho, realizamos um estudo teórico e qualitativo da recuperação de um fluido viscoso sendo empurrado, em escala de poro, por outro fluido de viscosidade nula. Para simular este fluxo bifásico em meios porosos, usamos um modelo de rede de poros desenvolvido por Aker *et al.* (1998) onde um gradiente de pressão é aplicado na direção de escoamento. Para tornar esse modelo mais abrangente e aplicável a um sistema de recuperação térmica, nós implementamos um gradiente de temperatura na mesma direção que o de pressão. Consideramos, também, que a viscosidade do fluido defensor depende da temperatura de maneira exponencial. Outros autores (Gerritsen *et al.* e Lu *et*

¹ Doutorando em Física – Universidade Federal do Ceará

² PhD, Professor – Universidade Federal do Ceará

³ PhD, Professor – Universidade Federal do Ceará

⁴ PhD, Professor – ETH Zurich

* Pesquisador Visitante – ETH Zurich

al.) se dedicaram a problemas semelhantes com combustão no reservatório. Neste trabalho, estamos interessados no estudo do fenômeno físico cujo principal objetivo é utilizar um modelo de rede de poros para investigar a dinâmica de escoamento, em escala microscópica, sob influência de um gradiente de temperatura e a porcentagem de recuperação volumétrica desta rede.

O trabalho está distribuído da seguinte maneira: na seção 2, apresentamos o modelo do meio poroso usado na simulação de fluxo bifásico e os parâmetros usados na simulação. Na seção 3, analisamos as estruturas do tipo “dedos viscoso” e a influência de diferentes gradientes de temperatura sobre a dinâmica de penetração. Os resultados e as conclusões, são descritos nas seções 4 e 5, respectivamente.

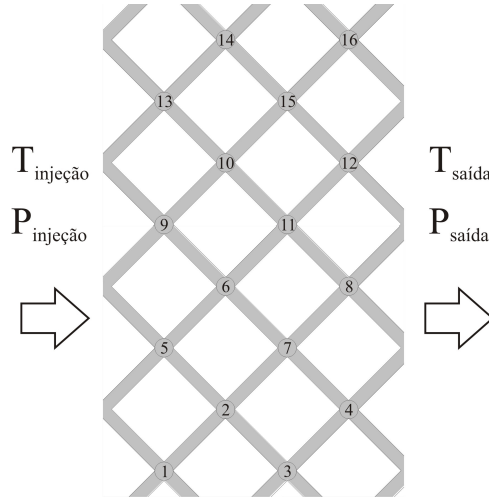


Figure 1. Esquema da rede de poros com 4x4 nós ($L = 4$). Uma diferença de pressão global é aplicada na direção horizontal. O fluido invasor é então injetado no lado esquerdo da rede. Na parte superior e inferior empregam-se condições de contorno periódicas.

2. Modelo do Meio Poroso

Nós usamos um modelo de tubos para representar o meio poroso, por onde escoam duas fases incompressíveis. Esse modelo é composto de uma rede quadrada cujas ligações são tubos inclinados 45 graus em relação à direção de injeção (veja a Figura 1). Desta forma, em um sistema homogêneo, onde os tubos são iguais e possuem mesma diferença de pressão, um líquido flui igualmente em todos os tubos. Quatro tubos vizinhos se conectam em um nó, que apesar de ter volume desprezível, permite aos tubos a troca de massa. Os tubos são cilíndricos com igual comprimento l , e para cada tubo é definido um raio r que é escolhido aleatoriamente no intervalo entre r_1 e r_2 . Essa aleatoriedade nos raios representa a desordem do meio poroso, onde r_1 e r_2 definem o comprimento de distribuição dos raios. Neste trabalho, consideramos o raio máximo como sendo igual ao comprimento do tubo e o mínimo 5% deste.

O escoamento do fluido viscoso de um nó i a um nó j , através de um tubo que conecta estes nós, é calculado pela lei de Hagen-Poiseuille que é definida, da seguinte maneira:

$$q_{ij} = \frac{\pi r_{ij}^2 k_{ij}}{l \mu_{ef}} \Delta p, \quad (1)$$

onde r_{ij} é o raio do tubo e l é o seu comprimento. $k_{ij} = r_{ij}^2/8$ é a permeabilidade e Δp é a diferença de pressão entre o nó i e j . Por simplicidade, nós consideramos aqui o caso em que as forças capilares são localmente desprezíveis no sistema. Isto é análogo a assumir que a diferença de pressão interfacial entre os fluidos é desprezível em cada poro. Uma viscosidade efetiva μ_{ef} é calculada para cada tubo usando uma regra linear de mistura que depende da saturação do fluido defensor, $\mu_{ef} = S_d \mu_d$, onde

$$\mu_d = \exp(B/T) \quad (2)$$

é a viscosidade do fluido defensor para uma temperatura T e B é uma propriedade física do fluido (Prats, 1982) que regula a taxa de diminuição da viscosidade com a temperatura.

Inicialmente, o meio poroso está saturado com um fluido viscoso e, então, um fluido invasor, de viscosidade desprezível, é injetado no lado esquerdo da rede, como mostrado na Figura 1, sendo que, na parte superior e inferior são empregadas condições de contorno periódicas. A cada passo de tempo, a conservação da massa é aplicada em cada nó, utilizando a seguinte equação

$$\sum_j q_{ij} = 0 \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, N \quad (3)$$

onde N é o número de nós no sistema. Isso nos dá um sistema de equações cujas incógnitas são as pressões dos nós. Como o fluido injetado tem viscosidade igual a zero, a pressão nos nós invadidos é instantaneamente ajustada à pressão de injeção. Isso diminui o custo computacional, pois diminui o número de equações a serem resolvidas. A diferença de pressão global é calculada, em cada passo de tempo, a fim de manter a taxa de injeção constante.

Definimos uma temperatura constante de injeção, no início da rede, e outra na saída. Consideramos, então, que a condutividade térmica de ambos os fluidos sejam iguais, a fim de manter um gradiente constante de temperatura ao longo do tempo. A diferença de temperatura pode ser definida como sendo $\Delta T = T_{\text{injeção}} - T_{\text{saída}}$. Com o objetivo de estudar um fenômeno físico mais geral, foi considerado ΔT tanto positivo quanto negativo. Um ΔT negativo representa uma injeção de um fluido com temperatura mais baixa do que a do reservatório. Os valores adimensionais usados para essas temperaturas foram $T_{\text{injeção}}, T_{\text{saída}} = 1, 2, 3, 4$ e 5 . Tal que $-4 < \Delta T < 4$.

3. Resultados e Discussões

Nas Figuras 2 e 3, são mostradas as configurações finais de penetração para um tamanho de rede $L = 256$ e para diferentes valores de ΔT e B . Para cada conjunto de parâmetros é mostrado o resultado obtido em uma realização. Devido à viscosidade do fluido invasor ser sempre igual a zero uma interface irregular entre dois fluidos aparece, ocasionando uma competição de escoamento para diferentes posições na interface. Isso gera a formação de “dedos viscosos”, como pode ser visto nessas Figuras. Ao aplicar o gradiente constante de temperatura ao longo do sistema, a viscosidade do óleo dependerá implicitamente da posição ao longo da direção x . Isto significa que esses “dedos viscosos” terão diferentes viscosidades à medida que penetram no meio. A viscosidade aumenta com x , quando ΔT for positivo, e diminui, no caso contrário. Isto aumenta (ou diminui) a competição natural do crescimento entre eles.

Na Figura 2, nós analisamos essas estruturas para diferentes valores de ΔT mantendo B igual a 5. Quando a temperatura de injeção é menor do que a de saída ($\Delta T < 0$), a viscosidade nas regiões próximas a entrada do sistema é alta. Isto dificulta o escoamento na parte inicial do sistema, mas, para os pontos da interface que conseguem penetrar, o escoamento torna-se cada vez mais rápido como consequência da diminuição da viscosidade do óleo. Isto é o que podemos ver no quadro a esquerda da Figura 2, onde pontos da interface conseguem ultrapassar a região de alta viscosidade. No quadro do meio, temos o resultado da simulação para o caso isotérmico ($\Delta T = 0$). No quadro a direita da Figura, temos o caso para uma diferença de temperatura positiva ($\Delta T = 4$), o que representa o caso da injeção a vapor. Neste caso, é possível notar uma saturação maior do fluido invasor, ocasionando uma melhor eficiência de recuperação. Isso acontece porque as regiões iniciais de penetração são menos viscosas, permitindo uma maior invasão desde o início do processo.

Na Figura 3, nós apresentamos os resultados das simulações para $\Delta T = 5$ com valores de $B = 1, 3$ e 5 . Ou seja, nós mantemos o mesmo gradiente de temperatura, mas modificamos o fator B da viscosidade do óleo com a temperatura, Equação 2. As estruturas apresentam uma formação bastante similar para diferentes valores de B , mas pode-se perceber uma dependência do volume da região invadida com este parâmetro.



Figure 2. Região invadida pelo fluido invasor (cinza escuro) no momento em que este alcança o final do sistema, para um meio poroso com $L = 256$. Da esquerda para a direita $\Delta T = -4, 0$ e 4 . Nesses casos $B = 5$.



Figure 3. Região invadida pelo fluido invasor (cinza escuro) no momento em que este alcança o final do sistema, para um meio poroso com $L = 256$. Da esquerda para a direita $B = 1, 3$ e 5 . Nesses casos $\Delta T = 5$.

As Figuras 2 e 3 mostram a última configuração dos “dedos viscosos” para uma realização típica de um meio poroso desordenado. Para se obter um resultado estatisticamente confiável deste sistema, nós realizamos 100 simulações com diferente configuração de desordem para cada conjunto de parâmetros.

Na Figura 4, temos o perfil do valor médio da saturação do fluido invasor, S_i , ao longo do eixo de penetração, x . No quadro esquerdo da Figura 4, temos S_i para diferentes valores de ΔT , com $B = 5$. Quando $\Delta T < 0$, a saturação sempre diminui com x , sendo menor do que 20% a partir de $x/L = 0.2$. No caso de $\Delta T > 0$, existe uma região ($0.2 < x/L < 0.7$) em que a saturação é basicamente constante e aproximadamente igual a 23%. No quadro a direita, temos a saturação para diferentes valores de B mantendo $\Delta T = 5$. O efeito obtido pelo aumento de B é semelhante ao obtido pelo aumento de ΔT , quando $\Delta T > 0$.

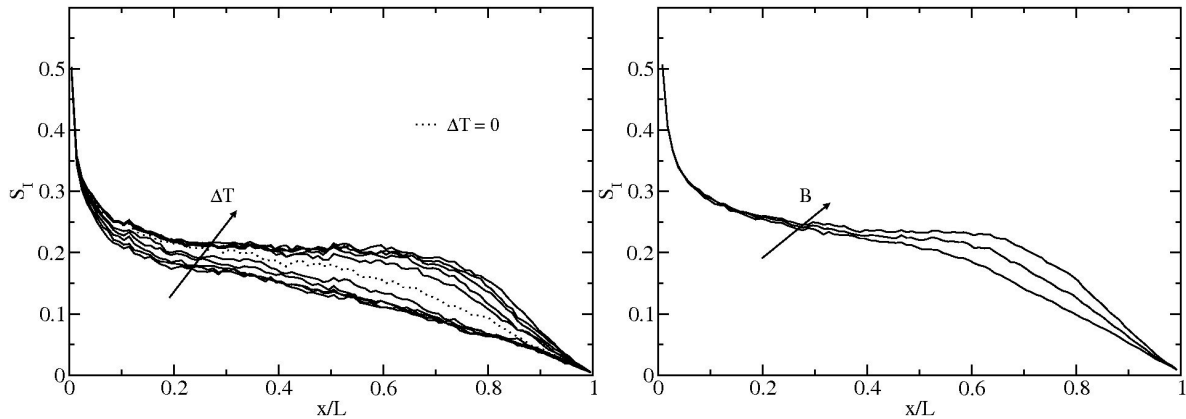


Figure 4. Perfil da saturação do fluido invasor no momento em que este alcança o final do sistema. No quadro a esquerda, foram feitas simulações com valores de ΔT indo de -4 a 4, com $B = 5$. O caso isotérmico é mostrado na linha pontilhada. No quadro a direita, temos três diferentes valores de B ($= 1, 2$, e 3) quando $\Delta T = 5$.

A Figura 5, no quadro a esquerda, mostra a porcentagem do volume recuperado, $R(\%)$, versus ΔT , para três tamanhos de rede, $L = 64, 128$ e 256 , com B igual a 3 e 5. Essas curvas foram todas colapsadas no quadro a direita da Figura. Os resultados mostram que $R(\%)$ obedece a seguinte equação

$$R(\%) = \frac{a + bB \tanh(\Delta T)}{L^\alpha} \quad (4)$$

onde $a = 51.11$ e $b = 1.74$. O expoente α é igual a 0.19 e pode ser obtido por $\alpha = 2 - d_f$, onde 2 é a dimensão euclidiana e d_f é a dimensão fractal das estruturas (Ferrer *et al.* 2007). Os resultados mostram que a partir de um certo valor de ΔT , aproximadamente igual a 2 , a recuperação atinge um valor máximo, o que representa uma saturação residual. Esse comportamento lembra a saturação residual do óleo devido às curvas de permeabilidade relativas. Porém, neste modelo a permeabilidade usada é apenas função do raio do poro, e não da saturação, permitindo, a princípio, a total recuperação do óleo de cada tubo.

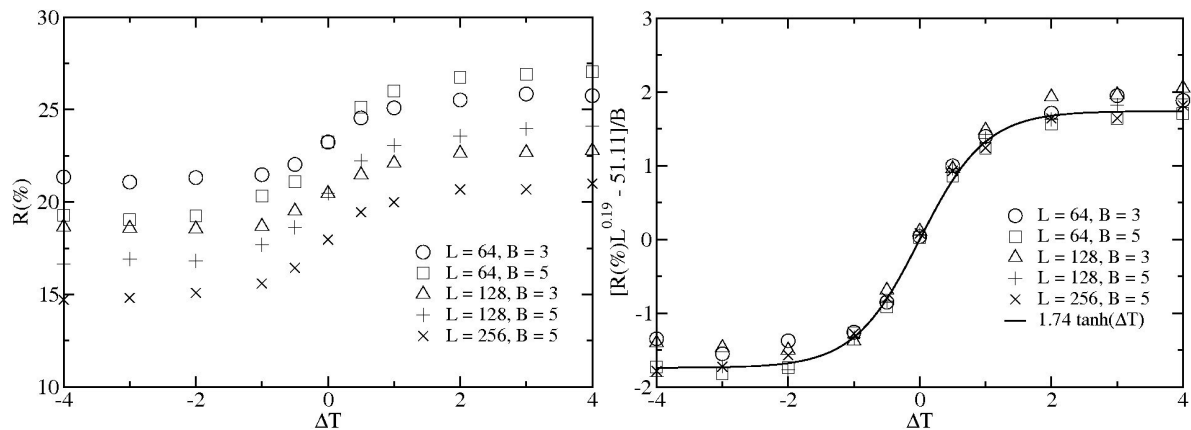


Figure 5. Porcentagem do volume recuperado versus ΔT para diferentes tamanhos de rede e diferentes valores de B . No quadro a direita essas curvas são colapsadas e ajustada a Equação 4. A linha sólida representa a equação $1.74 \tanh(\Delta T)$.

5. Conclusões

Nós realizamos um estudo qualitativo da penetração de um fluido de viscosidade desprezível em um meio poroso saturado com um fluido viscoso. Um modelo de rede de poros foi usado para simular o fluxo bifásico no meio poroso. Gradientes de pressão e de temperatura (ΔT) são aplicados no sistema na direção de penetração, sendo que o da temperatura é mantido constante ao longo do tempo. Esse esquema representa uma pequena porção de um reservatório de óleo pesado onde se utiliza injeção a vapor. A viscosidade do óleo é, então, considerada como sendo função da

temperatura, através da equação: $\exp(B/T)$, onde T é a temperatura e B é um propriedade física do fluido. As simulações são realizadas verificando a influência de diferentes valores de ΔT e B .

Análises das estruturas de penetração foram feitas usando a média sobre 100 realizações, para cada conjunto de parâmetros. Os resultados mostram que a saturação do fluido invasor sempre diminui com a direção de penetração, quando uma diferença negativa de temperatura é aplicada. Quando essa diferença é positiva, há uma região no centro da rede que tem um valor, aproximadamente, constante da saturação. Observamos também, que o aumento do parâmetro B equivale a um aumento na diferença de temperatura, quando essa diferença é positiva. Verificamos, também, que a porcentagem de óleo recuperado se comporta segundo uma função analítica com B e ΔT , do tipo $B \tanh(\Delta T)$. Os resultados mostram que existe um valor máximo de recuperação quando se aumenta a diferença de temperatura, o que mostra a existência de uma saturação residual. É importante comentar que essa saturação residual não está ligada as curvas de permeabilidades relativas, já que não usamos tais curvas neste modelo.

6. Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio do CNPq, Petrobras, Finep, Capes e Funcap.

7. Referências

- TURTA, A. T., SINGHAL, A. K., *Overview of short-distance oil displacement processes. J. of Canadian Petroleum Technology*, v. 43, n. 2, p. 29, 2004.
- GERRITSEN, M., KOVSCEK, A., CASTANIER, L., NILSSON, J., YOUNIS, R., HE, B., *Experimental investigation and high resolution simulator of in situ combustion processes; 1. Simulator design and improved combustion with metallic additives. SPE*, 86962, 2004.
- LU, C., YORTSOS, Y. C., *Dynamics of Forward Filtration Combustion at the Pore-Network Level. American Institute of Chemical Engineers*, v. 51, n. 4, p. 1279, 2005.
- AKER, E., MALOY, K. J., HANSEN, A., BATROUNI, G. G. A Two-Dimensional Networks Simulator for Two-Phase Flow in Porous Media. *Transp. in Porous Media.*, v. 32, p. 163-186, 1988.
- PRATS, M. Thermal Recovery. *Monograph Series SPE of AIME*, Richardson, 1982.
- FERER, M., BROMHAL, G. S., SMITH, D. H., *Crossover from capillary fingering to compact invasion for two-phase drainage with stable viscosity ratios. Advances in Water Resources*, v. 30, p. 284-299, 2005.