

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Efeito da injeção de polímeros na recuperação de óleos pesados

AUTORES:

Pablo Morelato Assunção

Lorenzno Marrochi Nolding Rodrigues

Oldrich Joel Romero

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Efeito da injeção de polímeros na recuperação de óleos pesados

Abstract

The injected fluids and injection process supplement the natural energy in addition interact with the reservoir rock/oil system to create conditions favorable for oil recovery, for example lower interfacial tension, oil swelling, oil viscosity reduction, wettability modification or favorable phase behavior. The use of polymer injection in heavy oil reservoirs is the subject of extensive studies since its implementation does not depend of major technological devices, requiring only mixing and filtration equipments in addition to those already used for common water injection. Moreover, polymers are not toxic or corrosive and can generate favorable mobility ratios in both borders of the injection seat. The adoption of this solution reduces the water/oil ratio of production, thus reducing the operational costs and consequently creating higher economic return. This work aims to evaluate the potential of polymer injection in heavy oil reservoirs. Therefore, using the reservoir simulation CMG's IMEX, it was analyzed the influence of the polymer injection on the mobility ratio, advanced water front during the breakthrough, the oil recovery factor and BSW in homogeneous and heterogeneous stratified reservoirs saturated with oil. Water injection was proposed as a comparison to the polymer injection method

Introdução

A utilização de polímeros, como método de recuperação avançada de petróleo, é um assunto que tem assumido grande relevância dentro do cenário nacional e internacional. No Brasil, a Petrobras implementou, nas últimas duas décadas, três projetos-piloto de injeção de soluções poliméricas (Melo et al., 2002 e 2005). O objetivo destas iniciativas foi obter conhecimento prático do processo para aplicação futura em outros reservatórios. Diversos outros trabalhos, como os de Du e Guan (2004) e Kaminsky et al. (2007), descrevem roteiros para aplicação da técnica detalhando todo o processo de simulação de reservatórios e de testes em laboratório.

Diferente da maioria dos processos de recuperação, cujo objetivo é projetado para melhorar a eficiência de deslocamento pela redução da saturação residual de óleo, a injeção de polímero está diretamente relacionada ao aumento da eficiência de varrido pela redução da razão de mobilidade, que é a característica singular mais importante em um projeto de injeção de água (Lake, 1989).

Segundo Rosa et al. (2006), a razão de mobilidade, M , de um projeto de injeção de água é a relação entre a mobilidade da água injetada, medida na saturação residual de óleo, e a mobilidade do óleo, medido na saturação de água conata, como apresentada na Equação 1, k e μ são as permeabilidades efetivas e viscosidades da água “w” e óleo “o”, respectivamente. Uma razão de mobilidade menor ou igual a um ($M \leq 1$) é considerável favorável.

$$M = \frac{(k_w / \mu_w)}{(k_o / \mu_o)} = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o} \quad (1)$$

Polímeros pertencem a uma classe de produtos químicos que quando adicionados à água, mesmo em baixas concentrações, aumentam a sua viscosidade e em muitos casos diminuem a permeabilidade efetiva da água e conseqüentemente são capazes de reduzir a razão de mobilidade para valores próximo de 1 (um) podendo-se assim aumentar a eficiência do método de recuperação, o processo é denominado de controlado. A redução da razão de mobilidade diminui o desenvolvimento dos *viscous fingers*, ou fenômeno de digitação viscosa. Esta instabilidade da interface resulta em caminhos preferenciais entre os poços injetores e produtores percorrido pelo fluido injetado devido a maior mobilidade no meio (Figura 1).

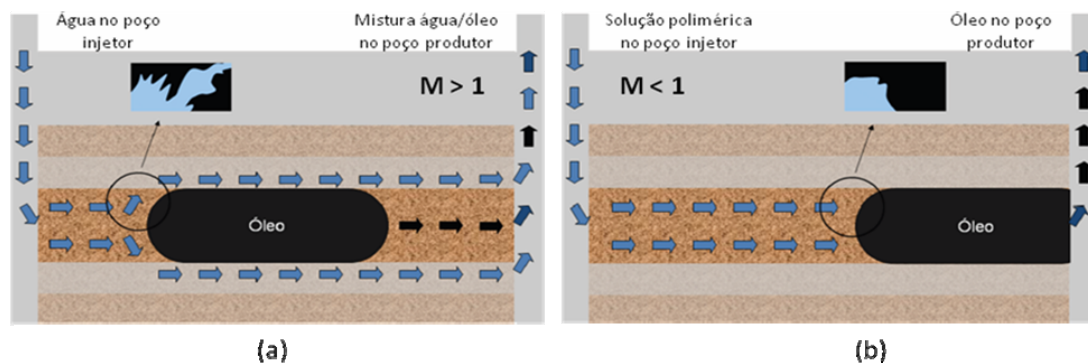


Figura 1: a) The formation of viscous fingers in a process of injecting water ($M > 1$). b) Controlled process obtained by the injection of polymer solution ($M \leq 1$). Modified of Venério (2010).

Polímeros são moléculas formadas por milhares de blocos, chamados monômeros, que se repetem resultando em cadeias com elevados pesos moleculares. Tal como mencionado por Rosa et. al, (2006), os polímeros mais frequentemente utilizados no método de recuperação avançada são os biopolímeros polissacarídeos e as poliácridamidas parcialmente hidrolisadas. Devido a seu elevado peso molecular, concentrações relativamente baixas de polímero, de 250 ppm a 1.500 ppm, misturadas com a água, resultam em uma solução polimérica com viscosidade elevada, que quando utilizada como fluido deslocante permite uma diminuição da razão de mobilidades resultando em um incremento da recuperação do óleo pela melhora da eficiência de varrido, tanto areal (horizontal) como vertical. A principal desvantagem dos polímeros é a sua degradação química, bacteriana ou por cisalhamento.

Os polímeros utilizados, e por tanto as soluções poliméricas, são fluidos não-Newtonianos que apresentam comportamento mecânico e representação matemática complexa. Existem modelos, variando desde os algébricos mais simples até os viscoelásticos extremamente sofisticados, que tentam reproduzir a resposta quando submetidas a diversas condições de escoamento (Chhabra e Richardson, 2009, Machado, 2002; Larson, 1999; Bird et al., 1987). A obtenção da solução, mediante técnicas numéricas, de um problema cuja equação constitutiva é não-Newtoniana, pode ser tão difícil a depender do modelo escolhido. No caso do comportamento viscoelástico, que é representado por equações diferenciais parciais de segunda ordem de comportamento hiperbólico, a dificuldade é tal que é exigido conhecimentos de técnicas numéricas específicas para obter a solução do sistema de equações governante (Romero, 2003).

Metodologia

Para facilitar a implementação do modelo assim como a compreensão do processo de deslocamento do óleo e a interpretação dos resultados, a geometria do reservatório foi definida como sendo a correspondente a um quarto do *five-spot*. Dois modelos de reservatórios foram utilizados, um homogêneo e outro heterogêneo, detalhados nos próximos parágrafos. Os casos analisados foram baseados nos trabalhos descritos em Túpac (2005) e Zheng et al. (1998). Os dois modelos de reservatórios possuem dimensão areal de 375 metros x 375 metros e vertical de 100 metros, apenas uma camada está totalmente saturada em óleo em condições de sub-saturação sendo desconsiderada a presença de aquífero e capa de gás. Um extenso teste de malha foi conduzido para realizar uma adequada escolha da discretização espacial.

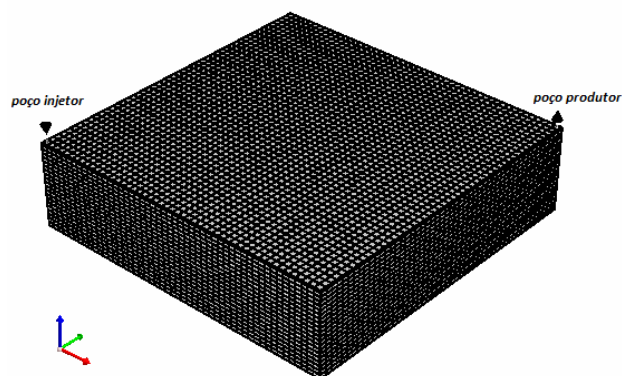


Figura 2: Spatial discretization for the 3D reservoir model used in this study.

A discretização mais apropriada em termos de tempo de processamento e refinamento, definida após o teste de malha, contém 50 células x 50 células na seção areal e 20 células na seção vertical, tal como mostrado na Figura 2. O processo de simulação começa pela injeção de água. Após este estágio inicial de recuperação convencional, a solução polimérica é injetada para deslocar o óleo remanescente a fim de aumentar o fator de recuperação e diminuir o BSW – *Basic Sediments and Water*.

O primeiro modelo utilizado foi o de reservatório homogêneo com dados geológicos descritos na Tabela 1. Estes parâmetros são mantidos constantes em todo o reservatório. Um segundo modelo utilizado, considerando heterogeneidade vertical da permeabilidade, é denominado reservatório heterogêneo. As espessuras e permeabilidades de cada camada são mostradas na Tabela 2, foram definidas de tal forma a atender a proporção utilizada por Zheng et al. (1998) para facilitar a comparação dos resultados.

Tabela 1: Dados geológicos para o modelo homogêneo.

Parâmetro	Valor
Permeabilidade	400 mD em todas as direções
Porosidade	0,25
Pressão inicial	35.000 kPa
Profundidade	6.100 m
Lâmina d'água	2.000 m

Tabela 2: Dados geológicos para o modelo heterogêneo.

Camada	Espessura	Permeabilidade (i)	Permeabilidade (j)	Permeabilidade (k)	Porosidade
1	55 m	100 mD	100 mD	80 mD	0,25
2	25 m	1.000 mD	1.000 mD	800 mD	0,25
3	20 m	25 mD	25 mD	20 mD	0,25

O modelo selecionado para caracterizar os fluidos do reservatório é o black-oil por ser de ampla utilização na indústria do petróleo e por retornar respostas de forma mais imediata. Para este modelo são necessários dados provenientes de análises PVT e da produção. A informação necessária é menor do que a exigida na modelagem composicional, isto torna a simulação menos complexa e por tanto mais rápida. Adicionalmente, para uma certa faixa de valores as repostas com os dois modelos são bastante similares o que justifica a utilização do black-oil (CMG, 2008). Tabela 3 mostra as propriedades dos fluidos do reservatório e as características rocha-fluido do sistema. Vale ressaltar que

esses valores e as correlações utilizadas foram determinados através da revisão bibliográfica, limitando-se os valores dentro das especificações para um modelo black-oil (CMG, 2008).

Tabela 3: Dados do sistema rocha-fluido para o modelo heterogêneo.

Parâmetro	Valor
Temperatura do reservatório	120 °C
Densidade do óleo	933 kg/m ³ (20 °API)
Densidade do gás	0,795 kg/m ³
Densidade da água	958,8 kg/m ³
Pressão de saturação	16.000 kPa
Saturação inicial de óleo	100 %
Saturação de óleo irreduzível	30 %
Saturação de gás conata	5 %
Permeabilidade relativa ao óleo em água conata	80 %
Permeabilidade relativa a água em óleo irreduzível	30 %
Permeabilidade do gás em líquido conato	30 %

A viscosidade da solução polimérica injetada, μ_{pl} , foi modelada como variando linearmente com as viscosidades da água μ_w e do polímero μ_{pr} , respectivamente, conforme mostra a Equação 2 (Rosa et al., 2006). Esta última, μ_{pr} , é dita de viscosidade de referência e é calculada na concentração de referência C_{pr} do polímero. Como é de se esperar, a viscosidade da mistura também dependente da concentração do polímero, C_p , incorporado na equação linear mediante o parâmetro adimensional α , este é calculado como sendo $\alpha = C_p / C_{pr}$.

$$\mu_{pl} = \alpha\mu_{pr} + (1 - \alpha)\mu_w \quad (2)$$

Neste modelo, a viscosidade de referência do polímero foi estimada em 10 cP na concentração de referência de 0,5 kg/m³, Rosa et al. (2006).

Em relação às pressões que regem a fluidodinâmica no reservatório, seus valores foram estabelecidos após consulta extensa na literatura disponível. A pressão do reservatório como dado de entrada foi estimada em 35.000 kPa e as pressões de fluxo no fundo do poço foram estipuladas conforme a estratégia descrita na Tabela 4. Por fim, estipulou-se que a pressão de injeção fosse igual a 76.000 kPa.

Tabela 4: Diminuição da pressão de fluxo no fundo do poço ao longo dos 20 anos de produção.

Período de Produção, anos	Pressão de fluxo no fundo do poço
2011 a 2016	27.000 kPa
2016 a 2021	23.500 kPa
2021 a 2026	20.000 kPa
2026 a 2031	16.500 kPa

Para esse estudo foi utilizado o simulador de reservatórios IMEX – *IMplicit-EXplicit Black Oil Simulator*, da CMG – *Computing Modelling Group Ltd.*, CMG (2008). O IMEX é um simulador *black-oil* que leva em consideração a gravidade, efeitos viscosos e capilares no reservatório. Para acompanhamento dos resultados e visualização da variação temporal dos parâmetros em todas as

células da malha, utilizou-se os pós-processadores RESULTS e GRAPHICS que compõem o software do grupo de Calgary, Canada.

Resultados e Discussão

O objetivo fundamental de todo processo de deslocamento é que o mesmo seja “tipo pistão” para assim maximizar a área contatada sem ultrapassar o banco de óleo. Uma forma de se conseguir que a frente de deslocamento seja uniforme é garantindo que as viscosidades dos fluidos deslocante e deslocado (óleo) tenham valores similares. Como a viscosidade do óleo, que é o fluido a ser deslocado, é normalmente maior do que a viscosidade da água, que é o fluido deslocante injetado na superfície; e considerando ainda a dificuldade inerente que existe para a diminuição da viscosidade do óleo do reservatório, a forma de aproximar as viscosidades é injetando um fluido com elevada viscosidade. Este fluido pode ser obtido através de uma solução polimérica cuja concentração determina a viscosidade da mistura, que tem como finalidade aproximar à viscosidade do óleo do reservatório, resultando assim em uma razão de mobilidades próxima de 1.

Para análises dos resultados verificou-se como a injeção da solução polimérica influencia tanto quantitativamente quanto qualitativamente. Apresenta-se a seguir, utilizando a Equação 1, uma análise comparativa do efeito na razão de mobilidade, M , para um reservatório 100 % saturado em óleo de 20 °API, quando é utilizado água e uma solução polimérica como fluido deslocantes.

Razão de mobilidade para o caso com injeção de água:

$$M_1 = \frac{(k_w / \mu_w)}{(k_o / \mu_o)} = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{0,3}{0,80} \times \frac{1,34}{0,39} = 1,22$$

Razão de mobilidade para o caso com injeção da solução polimérica:

$$M_2 = \frac{(k_{pol} / \mu_{pol})}{(k_o / \mu_o)} = \frac{k_{pol}}{\mu_{pol}} \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{0,3}{8,08} \times \frac{1,34}{0,39} = 0,12$$

Verifica-se que a injeção da solução polimérica, quando bem projetada, é capaz de diminuir a razão de mobilidades, neste caso de 1,22 para 0,12; consequentemente como indicam diversos estudos (Zheng et al., 1998; Zhang et al., 2010) aumentar a eficiência de varrido e resultando em volumes adicionais de óleo recuperado.

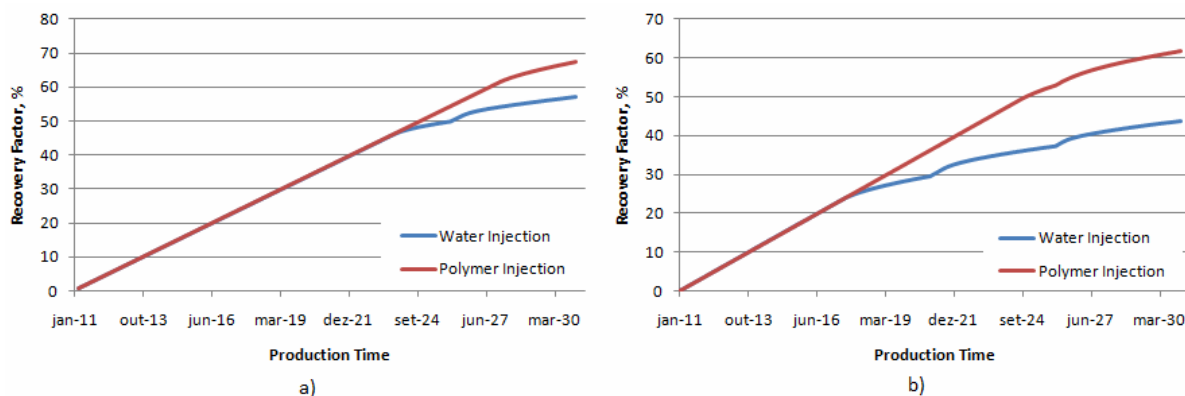


Figura 3: Recovery factor during the production period for the homogeneous (a) and heterogeneous (b) models.

Figuras 3 e 4 mostram uma comparação do fator de recuperação utilizando água e solução polimérica. Percebe-se que a presença do polímero proporcionou resultados mais significativos para o

modelo heterogêneo. Entretanto, para ambos os casos, o método mostrou-se eficiente, principalmente por antecipar a produção de óleo, retardar a produção de água e por manter um BSW menor ao longo de quase todo o período da vida produtiva.

Pode-se observar na Figura 3 que a injeção de polímero proporcionou um aumento de 10 % no fator de recuperação final no modelo homogêneo e 18 % no fator de recuperação no modelo heterogêneo.

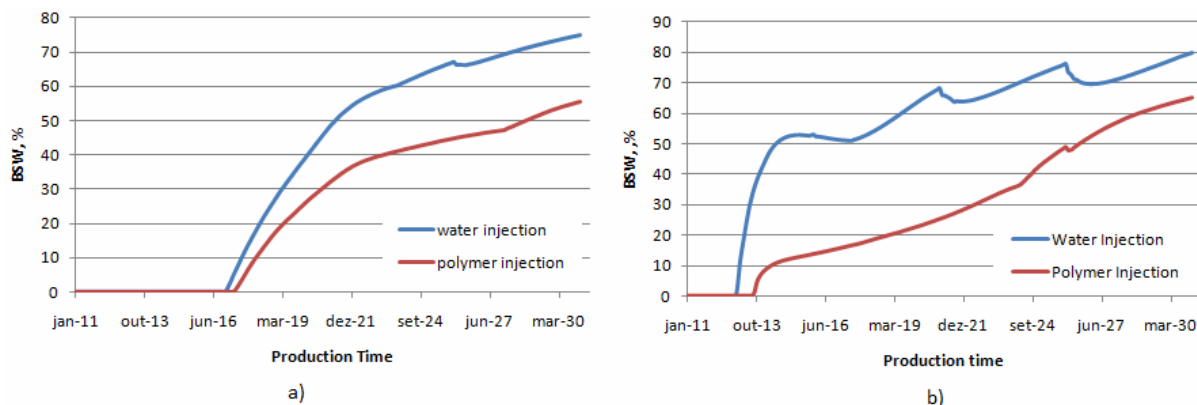


Figura 4: BSW during the production period for the homogeneous (a) and heterogeneous (b) models.

Na Figura 4 observa-se que a injeção de polímero no modelo heterogêneo permitiu que o BSW permanecesse significativamente abaixo do valor de BSW obtido quando utilizado a injeção de água. Fator este que também pode ser observado para o modelo homogêneo. Vale ressaltar que devido à alta permeabilidade da camada intermediária do modelo heterogêneo, segundo dados da Tabela 2, a água deslocou-se mais rapidamente, antecipando o *breakthrough* quando comparado com o modelo homogêneo.

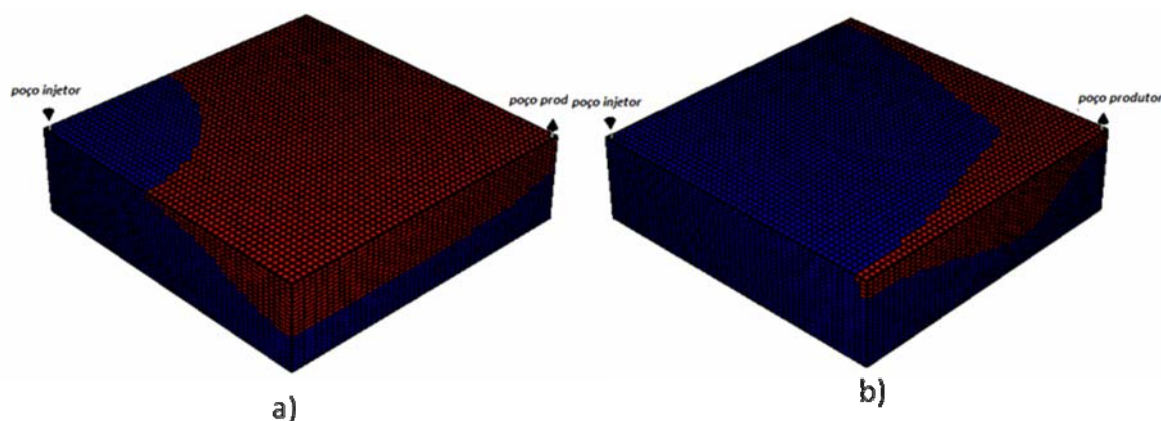


Figura 5: Homogeneous reservoir at the end of productive life. Model using water injection (a); Model using polymer injection (b)

Figuras 5 e 6 mostram a vista isométrica dos reservatórios tipo $\frac{1}{4}$ de *five-spot* com poço injetor na quina esquerda e poço produtor na quina direita. Os modelos são o homogêneo, Figura 5, e heterogêneo, Figura 6, mostrados no final da vida produtiva apresentando duas regiões, esquerda com óleo (região em vermelho) e direita com a solução injetada (região em azul). Entre as duas regiões, a presença da interface água/óleo. As comparações são realizadas com a injeção de água e com a injeção da solução polimérica. Na Figura 5, caso em que foi analisado o modelo homogêneo, percebe-se claramente que a varredura do óleo devido a injeção de polímero foi consideravelmente mais eficiente quando comparado com a varredura gerada pela injeção de água. Entretanto, devido à

densidade da água ser superior a do óleo, o fluido injetado preferencialmente percolou pelas camadas mais inferiores.

A injeção da solução da solução polimérica proporcionou resultados expressivamente positivos para o modelo heterogêneo, conforme mostra a Figura 6. Nota-se que a injeção de polímeros permitiu que a solução injetada proporcionasse melhor distribuição do fluido deslocante (região esquerda em cor azul), permitindo que este realizasse a varredura do óleo em quase todo o reservatório, diferentemente do ocorrido com o caso no qual se injetou apenas água. Percebe-se também para o modelo heterogêneo, que com a injeção de polímero o fluido deslocante percolou preferencialmente as zonas de maior permeabilidade (camada 2, segundo Tabela 2), abrangendo zonas anteriormente não alcançadas pela injeção de água.

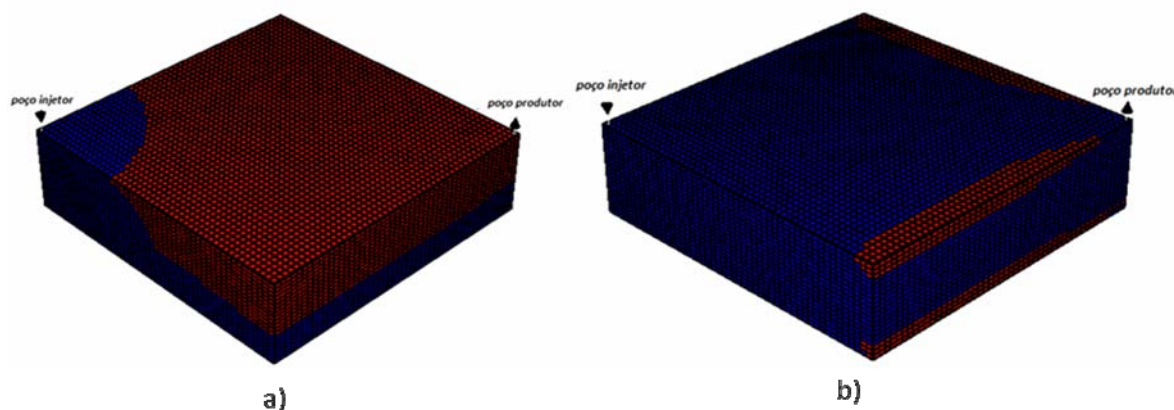


Figura 6: Heterogeneous reservoir at the end of productive life. Model using water injection (a); Model using polymer injection (b)

Conclusões

A adição de polímeros à solução aquosa resulta em um aumento da viscosidade da mistura polimérica a ser injetada, facilitando a obtenção de razões de mobilidades favoráveis. Para os casos analisados, verificou-se que a injeção da solução polimérica aumenta o fator de recuperação, retarda o início do *breakthrough* e melhora a eficiência de varrido, permitindo por consequência um maior retorno econômico. Observou-se que este método de recuperação é mais eficiente para o modelo heterogêneo, confirmando as informações obtidas na literatura que indicam que esse método seja apropriado para reservatórios estratificados com variações moderadas de permeabilidade. O melhor desempenho com a injeção da solução polimérica no modelo heterogêneo é devido a uma melhor distribuição do fluido injetado ao longo do reservatório, fazendo com que grande parte do óleo, não contatado quando realizada a injeção de água, seja deslocado e produzido, aumentando a eficiência de varrido.

Agradecimentos

Nosso agradecimento ao Professor Márcio da Silveira Carvalho do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio por facilitar o acesso ao simulador IMEX/CMG. Professor Oldrich Joel Romero agradece o financiamento do CNPq mediante concessão da bolsa de pesquisa.

Referências Bibliográficas

1. BIRD, R. B.; ARMSTRONG, R. C.; HASSANGER, O. *Dynamics of Polymeric Liquids, Vol. 1: Fluid Dynamics*, Wiley, New York, 1987.
2. CMG, *User's Guide IMEX: Advanced Oil/Gas Reservoir Simulation*, 2008.
3. DU, Y. e GUAN, L. *Field-scale polymer flooding: Lessons learnt and experiences gained during past 40 years*. SPE 91787 - SPE International Petroleum Conference, 2004.
4. KAMINSKY, R. D.; WATTENBARGER, R. C.; SZAFRANSKI, R. C., e COUTEE, A. S. *Guidelines for polymer flooding evaluation and development*. Dubai. International Petroleum Technology Conference, IPTC 11200, 2007.
5. LAKE, L. W. *Enhanced oil recovery*. Englewood Cliffs, N. J., Prentice Hall, 1989.
6. LARSON, R. G. *The structure and rheology of complex fluids*. New York: Oxford University Press, 1999.
7. MACHADO, José Carlos V. *Reologia e escoamento de fluidos: ênfase na indústria do petróleo*. Editora Interciência, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, 2002.
8. MELO, M. A.; DA SILVA, I. P. G.; GODOY, G. M. R.; e SAN MARTIM, A. N. *Polymer injection projects in Brazil: Dimensioning, field application and evaluation*. Tulsa. SPE/DOE Thirteenth Symposium on Improved Oil Recovery, SPE 75194., 2002.
9. MELO, M. A.; HOLLEBEN, C. R. C.; DA SILVA, I. P. G.; DE BARROS CORREIA, A.; DA SILVA, G. A.; ROSA, A. J.; LINS, A. G.; e DE LIMA, J. C. *Evaluation of polymer injection projects in Brazil*. Rio de Janeiro. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, SPE 94898, 2005.
10. CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. *Non-newtonian flow and applied rheology: engineering applications*. Butterworth Heinemann, Oxford (UK), 2008.
11. ROMERO, O. J. *Limite de vazão mínima do processo de revestimento por extrusão de soluções poliméricas*. 2003. 196 fl. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PUC-Rio, RJ, 2003.
12. ROSA, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência, Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, 2006.
13. TÚPAC, Y. J. *Sistema Inteligente de Otimização de Alternativas de Desenvolvimento de Campos Petrolíferos*, 2005. 163 fl. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC-Rio, RJ, 2005.
14. VENÉRIO, M. C. *Escoamento de polímeros em meios porosos*. Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2010.
15. ZHANG, L.; ZHANG, Y.; GONG, B. *The Development of a New Reservoir Simulator to Model Polymer Flooding and Advanced Wells for Enhanced Heavy Oil Recovery in Bohai Bay*, SPE, Canadian Society for Unconventional Gas, 2010.
16. ZHENG, C.; GALL, B. L.; FRENCH, T. R.; BRYANT, R. S. *Modeling and Simulation of Polymer-Enhanced Oil Production*. TRW Energy and Environment Systems, 1998.