

Modelagem computacional da injeção de espumas em reservatórios de petróleo

Rômulo Fieni Fejoli, Oldrich Joel Romero*

Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES campus São Mateus, Rodovia BR 101 Norte, km 60, Litorâneo, CEP 29.932-540, São Mateus, ES, Brasil

*Autor para correspondência

Endereço eletrônico: romulofieni@hotmail.com (Fejoli, R. F.), oldrich.romero@ufes.br (Romero, O. J.)

Uma das tarefas mais importantes na Engenharia de Petróleo é a caracterização das propriedades dos reservatórios para a aplicação do método que trará maior fator de recuperação de petróleo. Dentre os diferentes métodos especiais de recuperação com grande potencial de melhoria do fator de recuperação de petróleo, pode-se citar a injeção de espumas. A espuma pode ser utilizada como agente de bloqueio seletivo do reservatório, o que diminui a permeabilidade efetiva de zonas já varridas com alta permeabilidade. Uma ferramenta muito utilizada para este fim é a simulação numérica de reservatórios de petróleo, que por meio da aplicação de métodos numéricos permite obter a solução da equação da difusividade hidráulica. Este trabalho trata da modelagem computacional da injeção de espumas em reservatórios de petróleo utilizando o software Eclipse®. O objetivo principal desta pesquisa é compreender quais são os parâmetros técnicos que potencializam o aumento do fator de recuperação do óleo quando a injeção de espuma é utilizada. Resultados de simulações mostraram que os principais parâmetros atuantes para o método de recuperação são a viscosidade do óleo e a concentração de surfactante para geração da espuma. Os aumentos iniciais da concentração de surfactante foram o que promoveram um maior acréscimo da produção de óleo, alcançando uma recuperação superior a 30 % de óleo. Acima de uma certa concentração crítica de surfactante, de aproximadamente 0,2 lb/stb, o aumento de produção não foi relevante.

Palavras chave: Recuperação avançada de petróleo. Injeção de espumas. Simulação numérica. Eclipse.

1. Introdução

No processo de produção do petróleo há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços produtores. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas ou capilares presentes no meio poroso que se reflete principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüente redução da produtividade. O uso de métodos especiais de recuperação (*Enhanced Oil Recovery* - EOR) visa aumentar o fator de recuperação de óleo, ou seja, recuperar a maior fração possível do OOIP (*Original Oil in Place*) em relação àquela que seria recuperada somente através de métodos convencionais. O OOIP é o volume de óleo originalmente contido no reservatório, estimado durante o período de exploração. Os métodos especiais de recuperação são classificados na literatura como químicos (refere-se à injeção de soluções poliméricas (ROMERO e CHUQUER, 2013a; ROMERO e BORTOLOTTI, 2013b), surfactantes, álcalis, ASP (ROMERO *et al.*, 2013c) e espumas (ROMERO *et al.*, 2013d; ROMERO e FEJOLI 2013e; FEJOLI, 2014)), térmicos (injeção de vapor cíclica e contínua, combustão *in situ*), miscíveis (gás carbônico, nitrogênio e solventes orgânicos) e outros métodos como injeção de micro-organismos, estimulação sísmica, injeção de vapor com solventes, etc. Por limitações de espaço será detalhado apenas a injeção de espumas. Para conceitos referente a outros métodos, sugere-se consultar a literatura sobre EOR, por exemplo Lake (1998) e Rosa *et al.* (2006).

As espumas atuam principalmente na melhoria da eficiência de varrido, tanto por viscosificação da água de injeção como pelo bloqueio físico de canais de alta permeabilidade (COTIA, 2012; FEJOLI, 2013; ROMERO *et al.*, 2014); portanto, a espuma força o fluido injetado a percorrer as áreas não varridas. A espuma tem sido amplamente utilizada em processos de recuperação melhorada de óleo na indústria do petróleo ao longo de décadas (AL-MOSSAWY *et al.*, 2011). Existem dois mecanismos

principais em que a utilização da espuma no processo de recuperação de óleo torna-se importante (Fig. 1). A primeira, que é objeto de estudo neste trabalho, é que permite controlar a mobilidade de gás injetado (Fig. 1a). Isto é, nas aplicações de injeção de gás ou nas técnicas de injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gas - WAG*) no reservatório, a alta mobilidade e a baixa densidade do gás o conduzem a fluir em canais através das zonas de maior permeabilidade, e, em seguida, ao topo do reservatório através da segregação gravitacional. Assim, a espuma tem sido utilizada para controlar a mobilidade do gás melhorando a eficiência do varrido por meio do aumento da viscosidade efetiva e da diminuição da permeabilidade relativa do gás. Uma segunda aplicação da espuma é no controle do *conning* de gás, que ocorre quando o contato gás/óleo atinge o poço produtor e por consequência o gás, que é mais móvel, começa a ser produzido ao invés do óleo. Espuma é injetada para ser depositada no topo da formação produtora, no poço produtor reduzindo com isso o influxo de gás, como ilustrado na Fig. 1b (VIKINGSTAD, 2006).

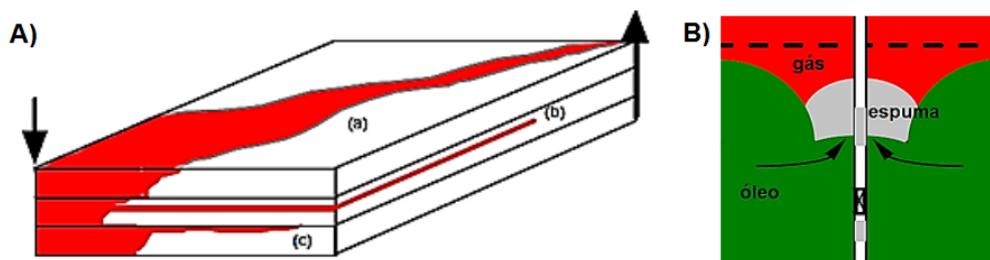


Figura 1: Utilização da espuma: A) controle da mobilidade do gás quando existem caminhos preferenciais (a) e (b), e segregação gravitacional (c); B) controle do *conning* de gás (VIKINGSTAD, 2006).

A espuma é uma mistura gás/líquido sendo a fase líquida contínua (contendo o surfactante) a que molha a rocha, enquanto que a fase gasosa é organizada de forma descontínua em bolhas de gás. As bolhas contatam entre si por filmes de líquido denominadas de lamelas, detalhes na Fig. 2 (FARAJZADEH *et al.*, 2012).

O surfactante tem um papel importante na geração e estabilidade da espuma no reservatório. O surfactante adequado deve ter as seguintes propriedades: ser capaz de gerar uma espuma duradoura nas condições do reservatório, ter baixa perda por adsorção e decomposição para a rocha, aumentar a eficiência de varrido e a recuperação de óleo e, além disso, deve ser comercialmente disponível e barato (AL-MOSSAWY *et al.*, 2011).

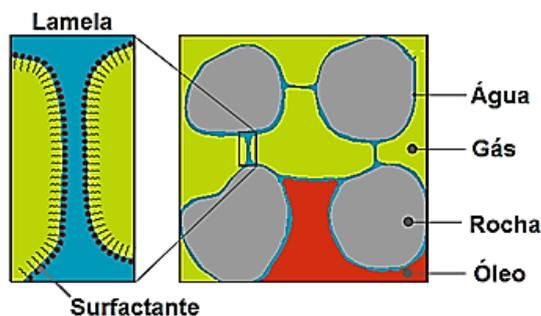


Figura 2: A espuma evidenciando a lamela. Modificado de Farajzadeh *et al.* (2012).

A espuma é gerada adicionando um surfactante em uma fase aquosa, e passando o gás através do surfactante para gerar uma dispersão estável de bolhas de gás no líquido. A espuma pode ser transportada com um fluxo de gás para dentro do reservatório, sendo o efeito benéfico a redução da mobilidade do gás. A espuma também reduz a tensão superficial entre óleo e água, sendo que este efeito não é significativo. A redução da mobilidade do gás depende tipicamente de vários fatores, como pressão e taxa de cisalhamento que refere-se à velocidade de injeção do gás (ECLIPSE, 2012).

Existem diversos tipos de espuma. Aquela que possui textura grosseira com grandes bolhas é referida como uma espuma fraca, pois desenvolve uma baixa redução na mobilidade do gás. Já uma espuma com textura fina formada por pequenas bolhas (Fig. 3) é referida como uma espuma forte, pois reduz drasticamente a mobilidade do gás (ZHANG *et al.*, 2009).

A sua estabilidade ou manutenção das suas características originais por longos períodos de tempo, é controlada pela interação das partículas que a compõem. Se a força de contato entre essas partículas for baixa ao contato com o óleo, ocorre a quebra dessas partículas, tornando a espuma pouco eficiente

(MAYBERRY *et al.*, 2008). Geralmente a espuma é desestabilizada ao contato com o óleo se a concentração de surfactante for baixa, isto ocorre principalmente na borda dianteira do banco de espuma. Se o tamanho do banco for muito pequeno, a desestabilização será potencializada, resultando em um banco com maior mobilidade e uma razão de mobilidades desfavorável entre o óleo e o banco de espuma (FARNAZEH e SOHRABI, 2013). A estabilidade da espuma é uma característica muito importante neste método. Tipicamente a espuma sofre de adsorção pela matriz rochosa, decaimento ao longo do tempo e deterioração na presença de água e óleo. A estabilidade da espuma depende de vários parâmetros adicionais, por exemplo, temperatura, salinidade, molhabilidade, e composição de óleo e devem ser levadas em conta na modelagem (FARAJZADEH *et al.*, 2012). **Figura 3** mostra espumas com concentração de surfactante suficiente para manter sua estabilidade na presença de óleo.

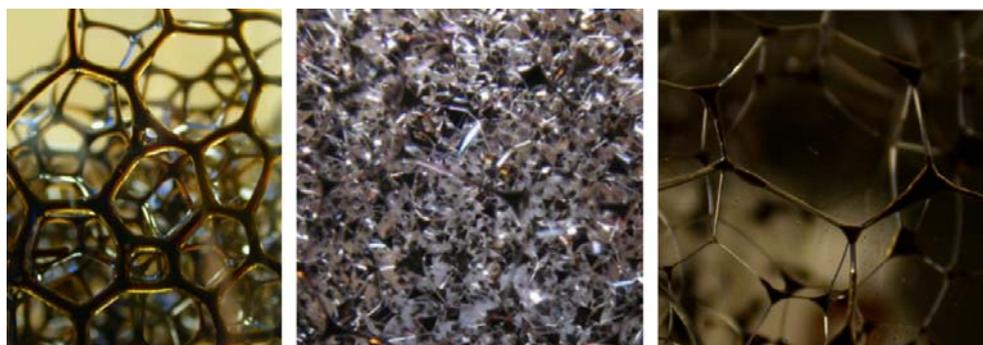


Figura 3: Espumas resistentes na presença de óleo (VIKINGSTAD, 2006).

A física do processo de injeção de espuma e seu deslocamento no meio poroso é, em geral, bastante complexa. As bolhas de espuma tipicamente preenchem os poros da matriz rochosa. Estas bolhas tendem a se movimentar somente quando uma pressão elevada é aplicada, de tal forma a comprimir e deformar as bolhas pelas gargantas. Em seguida, por sua vez, mais bolhas são geradas na nova pressão mais elevada, mas com o tamanho da bolha original (ECLIPSE, 2012).

Segundo Al-Mossawy *et al.*, (2011) a elaboração do projeto de injeção de espuma requer experimentos de laboratório e estudos abrangentes de simulação de reservatórios. Os parâmetros operacionais que devem ser investigados por experimentos de laboratório são a formulação e a concentração de surfactante, o gradiente de pressão necessário para estabilizar o fluxo de espuma, e uma estratégia de injeção preparada antes da injeção, podendo ser uma co-injeção de uma solução de surfactante e gás, ou uma injeção alternada de gás com uma solução de surfactante.

Outra aplicação importante da espuma é em processos de recuperação ambiental, como em aquíferos contaminados em que espuma desloca as substâncias poluidoras por meio de um controle de razão de mobilidade. A espuma ainda pode ser utilizada para extinção de incêndios por meio da sua capacidade de agir como uma barreira entre o ar e o combustível (VIKINGSTAD, 2006). Pode ainda ser utilizada em fluidos de perfuração. Os fluidos a base de espuma são utilizados para lubrificar a broca e para transportar cascalhos para a superfície. A perfuração a base destes fluidos permite que baixas pressões sejam aplicadas a formação, o qual é importante quando se perfura em reservatórios de baixa pressão (HAN, 2004).

2. Metodologia

Os fluidos envolvidos neste estudo são gás e espuma, como fluidos injetados, e o óleo e água do reservatório propriamente, como fluidos deslocados. O modelo físico de reservatório considerado é $\frac{1}{4}$ de *five-spot* com dimensões areal de 1.000 ft x 1.000 ft e espessura de 100 ft, contempla um poço injetor e um poço produtor. A representação esquemática do modelo é apresentado na **Fig. 4**. A injeção de gás no reservatório ocorre a uma vazão de 1.000 scf/d (pés cúbicos standard/dia) a uma profundidade de 8.400 ft. Enquanto que a produção de óleo ocorre a uma vazão de 20.000 STB/d (*Stock Tank Barrels*/dia), sendo a pressão de fluxo de fundo de poço de 1.000 psia na profundidade de 8.400 ft. O reservatório é considerado sendo tridimensional (3D) formado por três camadas na direção vertical *z* com espessuras e permeabilidades diferentes e detalhados na **Tabela 1**.

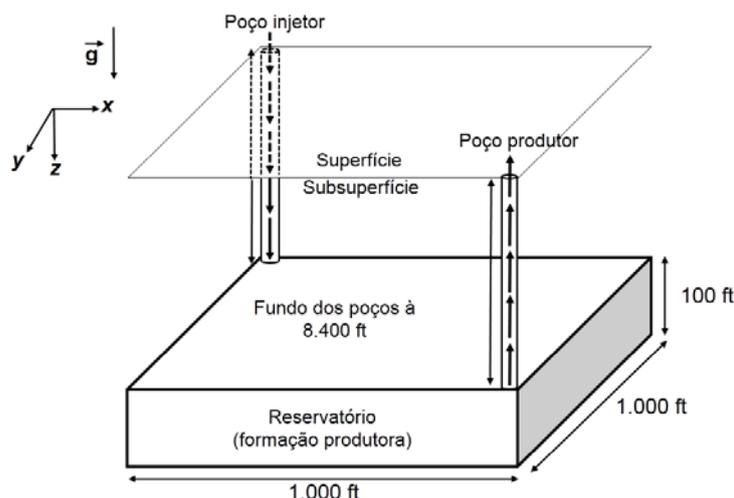


Figura 4: Representação esquemática do reservatório 3D.

Tabela 1: Descrição do reservatório.

Parâmetro	1ª camada (topo)	2ª camada	3ª camada (fundo)
Espessura da camada, ft	20	30	50
Permeabilidade, mD	500	50	200
Porosidade	0,3	0,3	0,3

Diversas informações referentes à permeabilidade relativa à água, permeabilidade relativa ao gás, permeabilidade relativa ao óleo-água, propriedades PVT da água, propriedades PVT do gás seco, propriedades PVT do óleo vivo (com gás dissolvido), na forma de tabelas estão disponíveis em Fejoli (2014), não são apresentadas neste artigo por limitação de espaço.

A compressibilidade da rocha é $3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$; as densidades do óleo, água e gás, em lb/ft^3 são, respectivamente, 49,1, 64,79 e 0,06054 em condições de superfície. A variação da viscosidade com a pressão, do óleo pesado, intermediário e leve é apresentada na Fig. 5. A pressão de bolha é 4.000 psia.

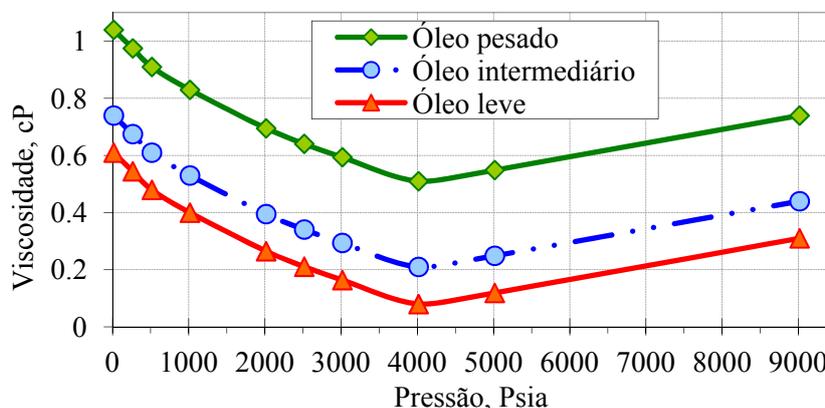


Figura 5: Variação da viscosidade com a pressão.

O modelo matemático considera o escoamento tridimensional, moderadamente compressível, em regime transiente, escoamento multifásico (óleo, água, gás e espuma) em um reservatório horizontal. Embora a espuma seja essencialmente uma mistura de gás, água e surfactante, é modelado como sendo uma concentração de surfactante transportada na fase gasosa ou na fase aquosa. A distribuição da espuma injetada por uma fase gasosa é modelada pela Eq. (1)

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V_b S_g C_s}{B_g} \right) + \frac{d}{dt} \left(V_b \rho_r C_s^a \frac{1-\phi}{\phi} \right) = \sum \left[\frac{T k_{rg}}{B_g \mu_g} M_{rf} (p_g - \rho_g g D_z) \right] C_s + Q_g C_s - \Lambda (S_w, S_o) V_b C_s \quad (1)$$

e para uma fase aquosa é dada por

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V_b S_w C_s}{B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left(V_b \rho_r C_s^a \frac{1-\phi}{\phi} \right) = \sum \left[\frac{Tk_{rw}}{B_w \mu_w} (p_w - \rho_w g D_z) \right] C_s + Q_w C_s - \Lambda (S_w, S_o) V_b C_s \quad (2)$$

sendo V_b o volume de controle, S_g , S_w e S_o as saturações do gás, da água e do óleo respectivamente, C_s a concentração surfactante, B_g e B_w os fatores volume de formação do gás e da água, ρ_r , ρ_g e ρ_w as massas específicas da rocha, do gás e da água, C_s^a a concentração de surfactante adsorvido na rocha, ϕ a porosidade, \sum o somatório sobre as células vizinhas, T a transmissibilidade, K_{rg} e K_{rw} as permeabilidades relativa do gás e da água, μ_g e μ_w as viscosidades do gás e da água, M_{rf} o fator de redução da mobilidade do gás, P_g e P_w as pressões do gás e da água, g é a aceleração da gravidade, D_z a profundidade do centro da célula, Q_g e Q_w as taxas de produção do gás e da água, e Λ é o parâmetro taxa de decaimento ou meia-vida da espuma gerada em função da saturação da água e do óleo.

Conceitos adicionais como a adsorção de surfactante pela formação rochosa, seu decaimento em função da saturação de água e da saturação de óleo, os modelos que descrevem a diminuição da mobilidade do gás causada pela espuma, o modelo matemático completo, assim como sua discretização por diferenças finitas podem ser encontrado em Fejoli (2014).

Foi utilizado o *software* Eclipse[®] para efetuar a modelagem computacional do fenômeno. A definição do grau de refinamento da malha é um dos desafios enfrentados, ainda mais por se tratar de uma modelagem 3D. O compromisso de representatividade física e tempo computacional apropriado devem ser adequadamente ponderados. Esta análise é apresentada resumidamente na Fig. 6 para quatro níveis de refinamento. Com isso, a discretização para o reservatório escolhida foi de 50 elementos na direção x , 50 elementos na direção y e 3 elementos na direção z para uma melhor representação física do modelo, apesar de que o teste não apresentou grandes variações. Os poços injetor e produtor estão localizados, respectivamente, nas coordenadas $i=1$ e $j=1$, e $i=10$ e $j=10$. Para o teste de malha foi considerado óleo leve (detalhes na próxima seção).

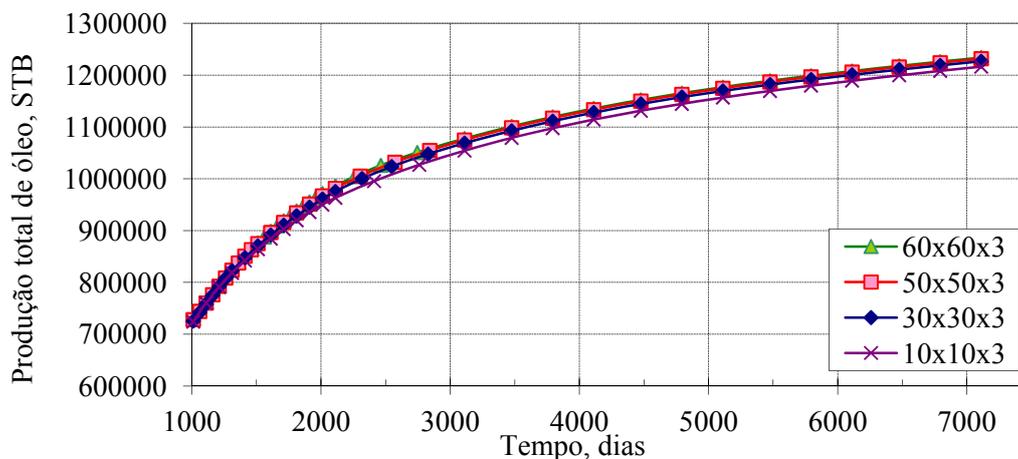


Figura 6: Teste de independência da malha.

O modelo de espuma do Eclipse[®] não considera detalhes da geração de espuma nem seu colapso. A espuma é modelada como um marcador que pode ser transportada com gás ou uma fase aquosa, tendo em conta a adsorção na superfície da rocha e deterioração ao longo do tempo.

3. Resultados e discussões

A modelagem computacional via *software* Eclipse[®], aqui apresentada, reproduz o processo físico EOR (*Enhanced Oil Recovery*) com espuma que se inicia em 1º de janeiro de 2014 e termina em 1º de julho de 2033, contabilizando 7.121 dias, sendo os 10 primeiros dias somente com injeção de gás e os 7.111 dias restantes com injeção de espuma. Três tipos de óleos (pesado, intermediário e leve) foram considerados para análise do impacto da concentração de espuma em relação à injeção de gás.

Os primeiros resultados obtidos são apresentados na Fig. 7, na qual observa-se a produção total de óleo pesado para três concentrações de surfactante de 0,0, 0,5 e 5,0 lb/STB, ao longo dos 7.121 dias. Destaca-se que a concentração 0,0 lb/STB implica injeção de gás. Como o gás tem uma facilidade de

escoar muito maior que a do óleo, este processo resulta em uma razão de mobilidade desfavorável, a produção acumulada de óleo é baixa atingindo um máximo de 700.000 STB ao final dos 7.121 dias. Em um segundo momento é injetado espuma com uma pequena concentração de surfactante igual a 0,5 lb/STB. Como a espuma origina um aumento da viscosidade do fluido deslocante, e portanto uma razão de mobilidades menos desfavorável em relação ao gás, o resultado final é uma melhor eficiência volumétrica, trazendo como consequência que, imediatamente após a injeção da espuma uma melhora acentuada do processo seja registrado com um aumento significativo do óleo produzido.

Ao final da injeção tem-se 1.076.510 STB de óleo em superfície, valor este que representa 376.510 STB a mais do que o obtido com gás, significando por tanto um aumento de 53,8 % da produção. Na indústria, em termos monetários, deve-se verificar se o aumento de produção irá pagar os custos associados à injeção da espuma. Um aumento na concentração de surfactante para 5,0 lb/STB proporciona um incremento de 452.090 STB na produção acumulada de óleo pesado, representando uma produção 64,58 % superior em relação à injeção de gás.

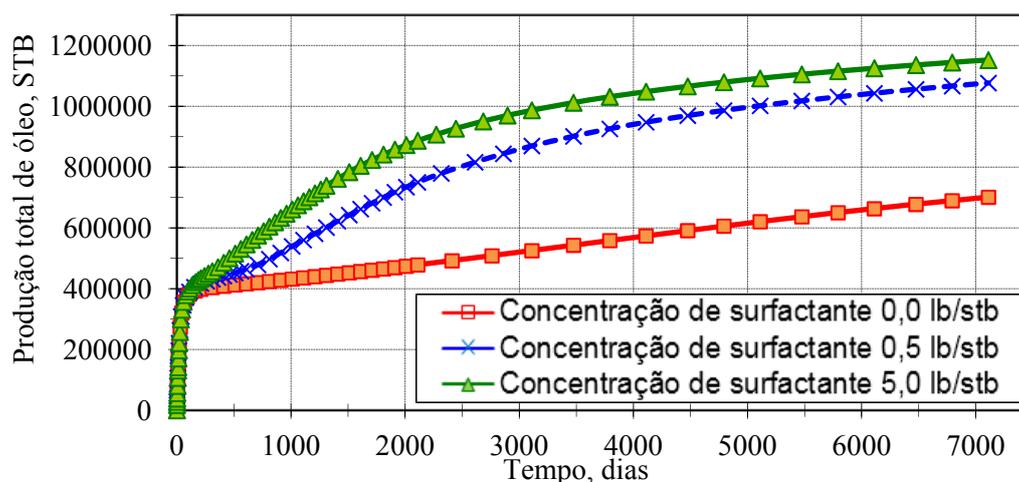


Figura 7: Influência da concentração de espuma na produção acumulada de óleo pesado.

Análise similar ao apresentado no parágrafo anterior também é realizado quando a espuma é utilizada para deslocar um óleo intermediário e um óleo leve. As tendências em ambos os casos são bastante similares, isto é, enquanto maior a concentração de surfactante para gerar a espuma, maior a produção acumulada de óleo tendendo a uma estabilização para tempos longos de produção. Por limitação de espaço, apenas a comparação para concentração de surfactante de 1,1 lb/STB, deslocando três tipos de óleo, é mostrada na Fig. 8. A análise desta figura permite concluir que enquanto menos viscoso o óleo a ser deslocado, mais eficiente é o processo EOR. Este comportamento é explicado pelo fato de que a razão de mobilidade é mais favorável com óleos leves, e portanto tem-se uma varredura mais eficiente enquanto menos viscoso for o fluido a ser deslocado.

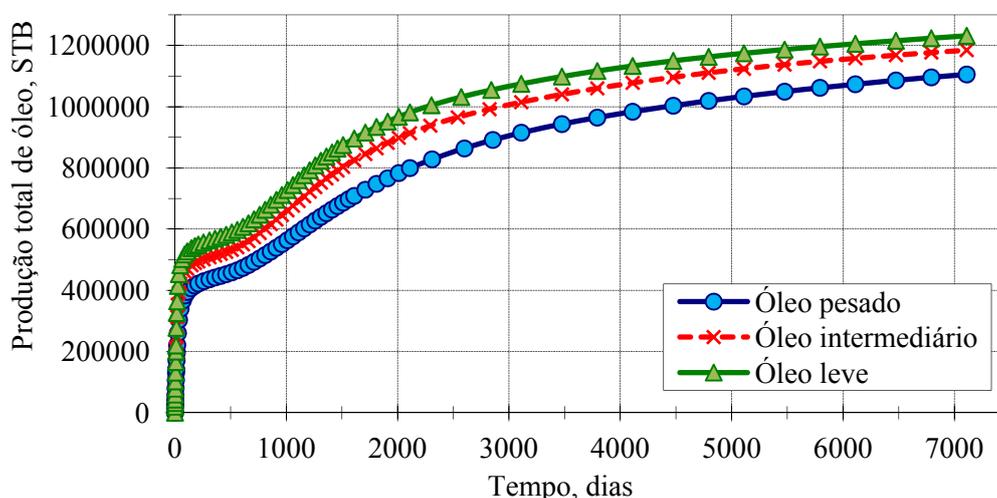


Figura 8: Produção acumulada de óleo para concentração de surfactante de 1,1 lb/STB.

Com a aplicação de diferentes concentrações de espuma em reservatórios de características variadas, o fator de recuperação de petróleo final de cada projeto de injeção de espumas irá apresentar variações. **Figura 9** mostra diferentes curvas de fator de recuperação para óleo leve e pesado para três concentrações de surfactante, 0,0 lb/stb (sem espuma), 0,5 e 5,0 lb/stb. Com a injeção de gás sem espuma o fator de recuperação foi cerca de 32% para o óleo leve e 25% para o óleo pesado, enquanto que com o uso da espuma de 0,5 lb/stb o fator de recuperação alcançado foi de 43% para o óleo leve e 38% para o óleo pesado. Para a espuma de 5,0 lb/stb o fator teve um pequeno acréscimo de 2% para ambos tipos de óleo.

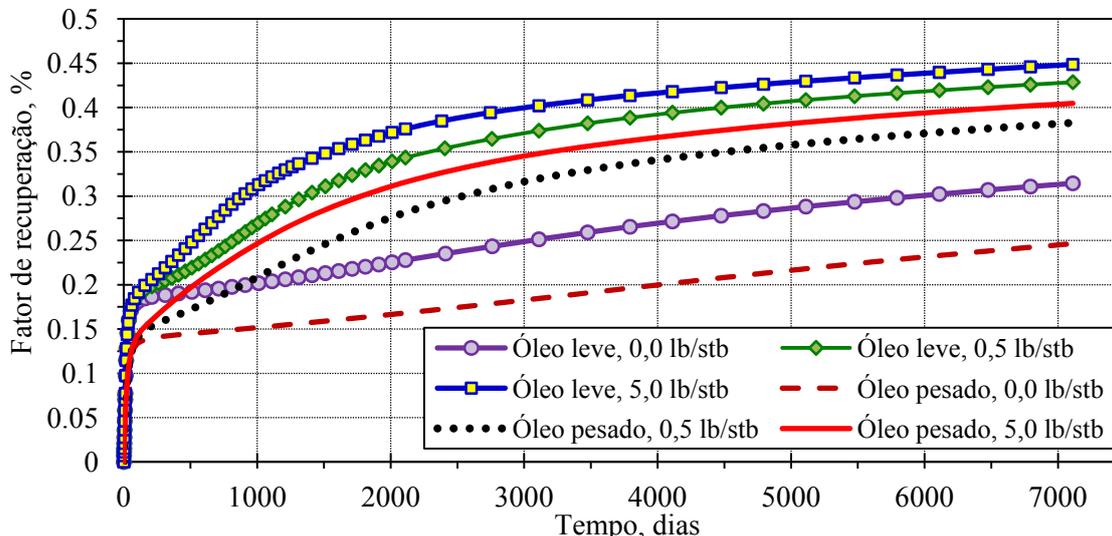


Figura 9: Fator de recuperação em função da concentração de surfactante e tipo de óleo.

Figura 10 retrata a quantidade de espuma injetada (para concentração de 0,5 lb/stb) como também a espuma adsorvida e decaída. Observa-se que o tipo de óleo não apresentou efeito significativo na variação da espuma decaída e adsorvida. Fica claro que apenas uma pequena fração da espuma injetada se torna ineficiente devido decaimento e adsorção, permanecendo estável grande parte da espuma injetada para atuar no aumento de produção do reservatório.

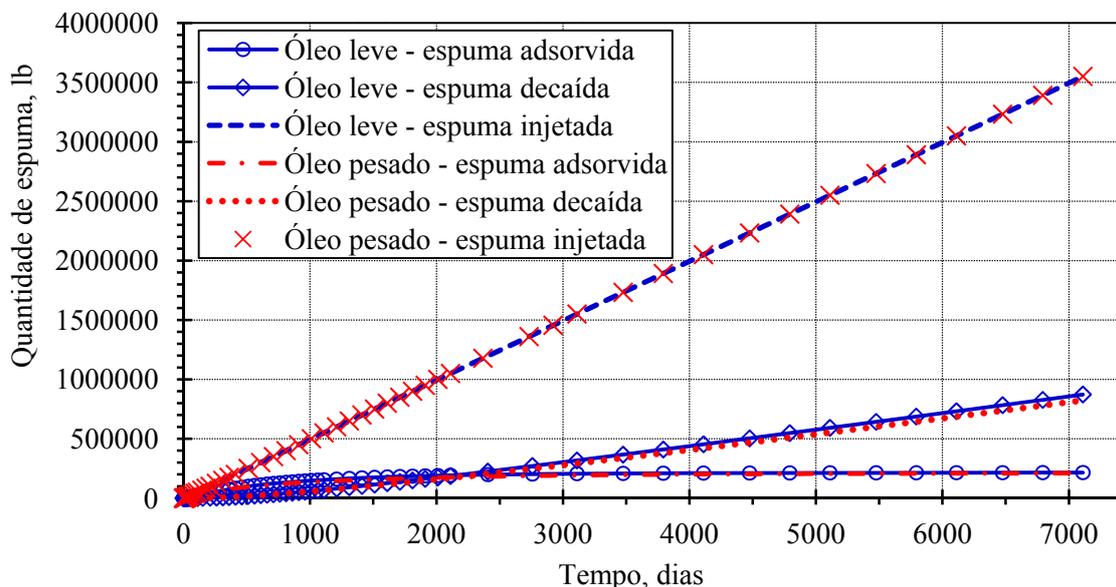


Figura 10: Quantidade de espuma injetada (0,5 lb/stb), decaída e adsorvida em função do tipo de óleo.

Por outro lado, uma análise global dos resultados obtidos permite concluir que o impacto positivo na produção do óleo é mais acentuado durante os incrementos iniciais da concentração da espuma. Este comportamento é claramente evidenciado na **Fig. 11**, que mostra a produção acumulada para diversas concentrações da surfactante durante o deslocamento dos óleos leve e pesado. A análise da figura mostra um aumento considerável na produção acumulada para baixas concentrações da espuma, até atingir uma concentração, que identificamos como concentração crítica (c^*), que neste caso é próximo de $c^* = 0,2$

lb/STB. Acima de c^* a melhora na produção não é muito relevante, uma vez que incrementos acentuados na concentração da espuma trazem aumentos marginais na produção de óleo. Este comportamento é obedecido pelos dois tipos de óleos considerados na Fig. 11. Para o caso do óleo pesado a análise mostra que um aumento de 10 vezes na concentração de surfactante (de 0,2 lb/STB para 2,0 lb/STB) traz um adicional de 7,11 % de óleo em superfície, e 5,46 % para o caso do óleo leve. Aumentando-se novamente 10 vezes a concentração de surfactante (de 2,0 lb/STB para 20,0 lb/STB) o aumento foi de 0,36 % para o óleo pesado em superfície, e 0,46 % para o caso do óleo leve (ambos casos em relação à concentração de 0,2 lb/STB).

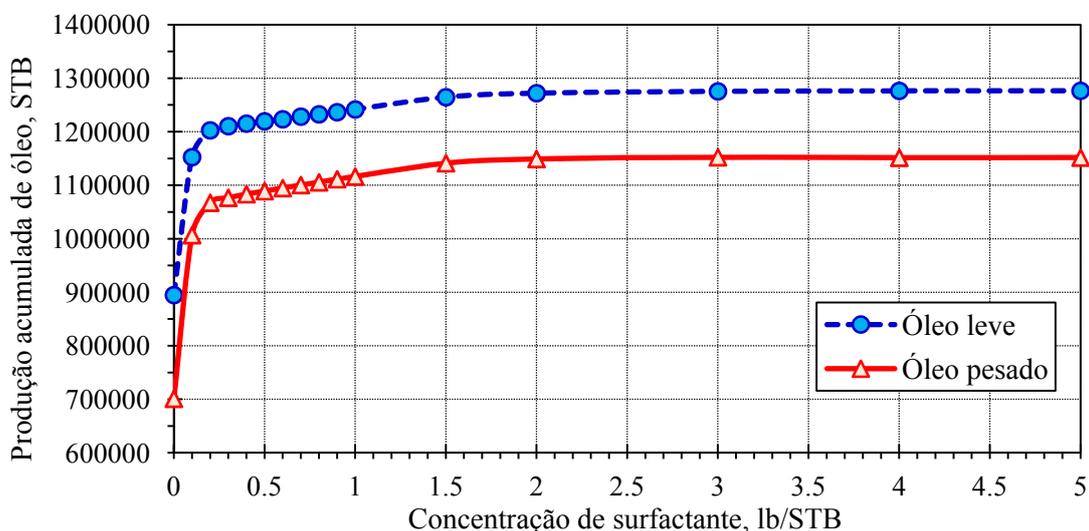


Figura 11: Produção acumulada de óleo para diversas concentração de surfactante

4. Considerações finais

O processo de recuperação mediante a injeção de espumas é bastante complexa, principalmente no que tange à modelagem matemática. Diversos parâmetros devem ser considerados tais como adsorção, decaimento, modelagem da redução de mobilidade do gás, dentre outros. A simulação numérica tem se mostrado uma ferramenta importante para estudar este processo. No caso apresentado a modelagem é 3D, multifásica e transiente; características que fazem do processo altamente especializado.

Os resultados obtidos mostram que a injeção de espumas é um método eficiente para aumentar a recuperação de óleo, principalmente porque torna a razão de mobilidades menos desfavorável do que quando utilizado apenas gás imiscível. De forma geral, o aumento da concentração de espuma favorece o aumento da produção acumulada de óleo. Este comportamento é observado para diversos níveis de viscosidade do fluido deslocado, sendo que a recuperação é mais acentuada enquanto menos viscoso é o óleo a ser movimentado.

Outra característica importante observada na utilização de espumas, é que existe uma concentração crítica acima do qual a melhora na recuperação é apenas marginal, portanto concentrações pequenas promovem um incremento mais acentuado do que concentrações elevadas de espuma.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Schlumberger pela concessão da licença acadêmica do *software* Eclipse[®]. Professor Oldrich Joel Romero agradece à FAPES pelo suporte financeiro concedido.

Referências bibliográficas

AL-MOSSAWY, M. I., Demiral, B.; Raja, D. M. A.. *Foam Dynamics in Porous Media and Its Applications in Enhanced Oil Recovery: Review*. Universiti Teknologi PETRONAS, Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.

- COTIA, D. M. R.. Análise da Recuperação Avançada de Óleo Através da Injeção de CO₂ alternado com Água sob Incerteza Geológica. Danielle Marques Raposo Cotia. Projeto de Graduação. Rio de Janeiro: UFRJ, 2012.
- ECLIPSE. *Reservoir Simulation Software*. Technical Description, Version 2012.
- ECLIPSE. *Reservoir Simulation Software*. Reference Manual, Version 2012.
- FARAJZADEH, R.; Andrianov, A.; Krastev, R.; Hirasaki, G. J.; Rossen, W. R.. *Foam-oil interaction in porous media: Implications for foam assisted enhanced oil recovery*. USA, 2012.
- FARNAZEH, S. A.; Sohrabi, M.. *A review of the status of foam applications in enhanced oil recovery*. Society of Petroleum Engineers. SPE-164917. Presentation at the EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europe held in London, 2013.
- FEJOLI, R. F.. Estudo teórico da injeção de espumas em reservatórios de petróleo. Rômulo Fieni Fejoli. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, Centro Universitário Norte do Espírito Santo - CEUNES, São Mateus, ES, 2014.
- HAN, Y. K.. *The effect of critical micelle concentration on foam performance as a mobility agent in enhanced oil recovery*. University of New Brunswick, 2004.
- KOU, J.; Sun, S.. *On iterative IMPES formulation for two-phase flow with capillarity in heterogeneous porous media*. International Journal of Numerical Analysis and Modeling, Series B; Institute For Scientific Computing and Information; 2004.
- LAKE, L. W.. *Enhanced oil recovery*. Englewood Cliffs, N.J., Ed. Prentice Hall. 1989.
- MAYBERRY, D. J., Afsharpoor, A., Kam, S. I.. *The use of fractional-flow theory for foam displacement in presence of oil*. Journal of Reservoir Evaluation & Engineering of Society of Petroleum Engineers, Vol. 11, No. 4, pp. 707-718, 2008.
- MARSILI, M. D.. Simulação numérica da injeção de água como método de recuperação suplementar para um campo com alto grau de exploração. Marcelo Danenberg Marsili. Escola Politécnica Da Universidade Federal Do Rio De Janeiro. Rio de Janeiro – RJ, 2008.
- ROMERO, O. J.; Chuquer, E . Aplicação de soluções poliméricas no deslocamento de óleos pesados. *Petro & Química*, v. 349, p. 62-66, 2013a.
- ROMERO, O. J.; Bortoloti, G. B.. Avaliação da injeção de soluções poliméricas utilizando o *software* Eclipse. Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, 2013, Aracaju, SE, 2013b.
- ROMERO, O. J.; Caliman, I.; Saad, H. C.; Ribeiro, I. M. C.. Impacto da tecnologia ASP na produção de petróleo. Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, 2013, Aracaju, SE, 2013c.
- ROMERO, O. J.; Fejoli, R. F., Zucatelli, P. J., Salzmann, S. V.. Injeção de espumas em reservatórios de petróleo. Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, 2013, Aracaju, SE, 2013d.
- ROMERO, O. J.; Fejoli, R. F.. Recuperação avançada de petróleo utilizando espumas. *Petro & Química*, v. 353, pag 43-47, 2013e.
- ROSA, A. J.; Carvalho, R. de S.; Xavier, J. A. D.. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro. Editora Interciência. Petrobras, 2006.
- VIKINGSTAD, Anne Kari.. *Static and dynamic studies of foam and foam-oil interactions*. PhD Thesis - University of Bergen, 2006.
- WATTS, J. W.. *A compositional formulation of the pressure and saturation equations*. Society Of Petroleum Engineers, SPE Reservoir Engineering, 1986.
- ZHANG, Z.F.; Freedman, V.L.; Zhong, L.. *Foam transport in porous media: a review*. U.S. Department of Energy PNNL-18918, 2009.