

RECUPERAÇÃO DE ÓLEO MEDIANTE A INJEÇÃO DE SURFACTANTE E SOLUÇÃO POLIMÉRICA

Brenda da Cunha Feitoza¹, Thiago Costa Souto¹, Sara Saraiva de Lira Araújo¹ & Oldrich Joel Romero^{1}*

RESUMO

FEITOZA, B.C.; SOUTO, T.C.; ARAÚJO, S.S.L.; ROMERO, O.J. Recuperação de óleo mediante a injeção de surfactante e solução polimérica . **Perspectivas Online: Exatas & Engenharia**, v.08, n. 21, p. 56 - 67, 2018.

Neste trabalho é efetuada a simulação numérica do deslocamento de óleo contido em um reservatório do tipo $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, a partir da injeção de bancos de surfactante / solução polimérica aquosa. É utilizado o *software* acadêmico UTCHEM[®] – *University of Texas Chemical Compositional Simulator* para resolver o conjunto de equações do escoamento de fluidos no meio poroso. Diversos parâmetros são alterados e seu efeito na produção acumulada de óleo é apresentada

e analisada. Os resultados mostram que o aumento da produção é favorecida com o aumento das concentrações de surfactante e de polímero na solução deslocante. Por outro lado, efeito negativo na produção é observada para óleos pesados, teores elevados de água no reservatório e porosidade cada vez maior, aumentada de forma isolada. O *breakthrough* de óleo, depende de diversos parâmetros principalmente da concentração de surfactante.

Palavras-chave: EOR; Simulação numérica de reservatórios; UTCHEM; Polímeros; Surfactantes.

ABSTRACT

In this work, the numerical simulation of oil displacement from a $\frac{1}{4}$ five-spot reservoir by surfactant polymer injection is presented. The academic software, UTCHEM[®] – *University of Texas Chemical Compositional* is used to solve the governing equations. It is presented and analyzed the effect of several parameters in the cumulative oil production. Results

show that the cumulative oil production increase with the surfactant and polymer concentration of the displacing fluid. In the other hand, negative effects are observed with heavy oil, high water saturation in the reservoir and high reservoir porosity. Finally, the oil breakthrough is a function of several parameters, mainly of surfactant concentration.

Keywords: EOR; Reservoir numerical simulation; UTCHEM; Polymers; Surfactants.

¹Graduanda em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus, ES, Brasil;

(*) e-mail: oldrich.romero@ufes.br

Data de recebimento: 23/08/2016. Aceito para publicação: 23/02/2018.

1. INTRODUÇÃO

A rocha-reservatório, na qual se encontra contida o petróleo a ser produzido, possui uma energia inicial que normalmente é suficiente para deslocar os fluidos até as instalações de superfície. A viabilização deste processo depende de algumas variáveis do reservatório, tais como volume, porosidade, dimensões, permeabilidade, pressão inicial e atual, temperatura, além de variáveis do próprio fluido, como densidade, viscosidade, teor de impurezas, dentre outros (MATTE, 2011). O processo é dinâmico, alterando-se à medida que o hidrocarboneto é produzido. Ocorre por exemplo a descompressão dos fluidos presentes no reservatório o que altera suas características iniciais. Isso tudo contribui para diminuir a capacidade produtiva, tal que da quantidade inicial de petróleo existente no reservatório, apenas uma fração consegue, na prática, ser extraída. Assim, grande parte do óleo permanece aprisionado no interior do meio poroso. O parâmetro que mede a eficiência do processo extrativo é o fator de recuperação (), que compara o volume de óleo movimentado até a superfície () com o volume inicial de óleo no reservatório – *Original Oil in Place* (), isto é (ROMERO & FEJOLI, 2015a)

(1)

O aumento do fator de recuperação do óleo, estendendo a vida útil do campo petrolífero, é o objetivo dos métodos de recuperação avançada (EOR-*Enhanced Oil Recovery*). Diversas são as opções EOR disponíveis (DAKE, 1978, GREEN & WILLHITE, 1998, ROMERO & FEJOLI, 2015a, ROMERO & FEJOLI, 2015b, ROMERO & PEREIRA, 2014, BORTOLOTTI *et al.*, 2015), a diferença entre eles é pelo princípio físico de atuação predominante, que pode ser: redução da viscosidade do óleo, aumento da viscosidade do fluido injetado, redução das forças capilares ou a tensão interfacial, expansão do óleo e alteração da molhabilidade. Desta forma os métodos são agrupados em químicos, miscíveis, térmicos e outros; entretanto essa categorização não é unanimidade.

Um dos métodos EOR bastante utilizado na recuperação avançada de petróleo é a injeção de soluções poliméricas. O banco de solução polimérica tem como objetivo diminuir a mobilidade do fluido deslocante, aumentando sua viscosidade, melhorando desta forma a razão de mobilidades fluido deslocante / óleo. Com isso, há uma uniformização da frente de avanço, que melhora a eficiência de varrido areal e vertical. Outra consequência é a redução da quantidade de água utilizada uma vez que o *breakthrough* é retardado (ROSA *et al.*, 2006). O método requer conhecimento da temperatura, salinidade, dureza e pH da rocha reservatório (CORREIA & FRANÇA, 2002). Outro método EOR é a injeção de surfactantes (ROMERO & FEJOLI, 2015b). Atua através da sua adsorção nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás, sólido-líquido, reduzindo a tensão interfacial entre a água, o petróleo e a rocha reservatório. Essa adsorção aumenta, também, a molhabilidade da água sendo possível deslocar o óleo com mais facilidade.

A utilização combinada, injetando bancos de surfactante seguido por bancos de solução polimérica, engloba o benefício das duas substâncias, que é a redução das forças capilares e controle da mobilidade. O esquema de varredura do reservatório na utilização do método é mostrado na Figura 1.

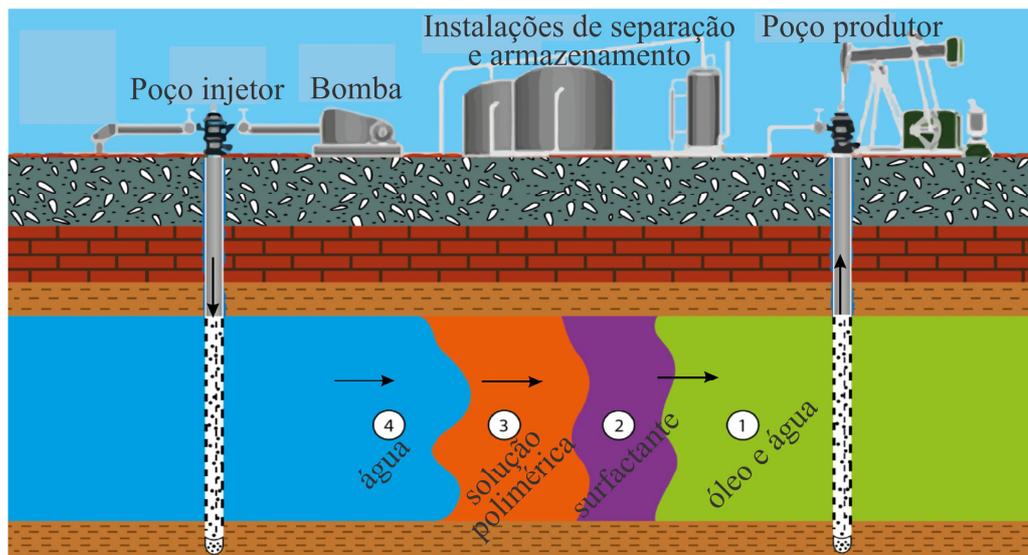


Figura 1: Vista em corte vertical do processo de deslocamento de óleo mediante injeção de bancos de surfactante, solução polimérica e água (Adaptado de ANDERSON, 2006).

Neste trabalho é realizado a simulação numérica do deslocamento de óleo contido em um reservatório do tipo $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, a partir da injeção de bancos de surfactante / solução polimérica aquosa. É utilizado o software acadêmico UTCHEM® – University of Texas Chemical Compositional Simulator, versão 9.82 (UTCHEM, 2000), para resolver o conjunto de equações do escoamento de fluidos no meio poroso. Diversos parâmetros, como viscosidade do óleo, vazão de injeção e concentração do polímero na solução, são alterados e seus efeitos na produção acumulada de óleo é apresentada e analisada.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelo físico

A Figura 2 apresenta um esquema do reservatório de configuração $\frac{1}{4}$ de *five-spot* com 250 ft de lado e 10 ft de espessura. O reservatório é horizontal e estratificado em duas camadas com um poço injetor e um poço produtor diagonalmente opostos de 0,5 ft de diâmetro. As pressões e vazões são:

- Pressão mínima de fluxo no fundo do poço = 0 psi;
- Pressão máxima de fluxo no fundo do poço = 5.000 psi;
- Pressão de fundo do poço produtor = 1 psi;
- Vazão total máxima do poço injetor = 1.000 ft³/d;
- Vazão da solução de polímeros/surfactantes = 112,3 ft³/d;
- Raio dos poços injetor e produtor = 0,5 ft.

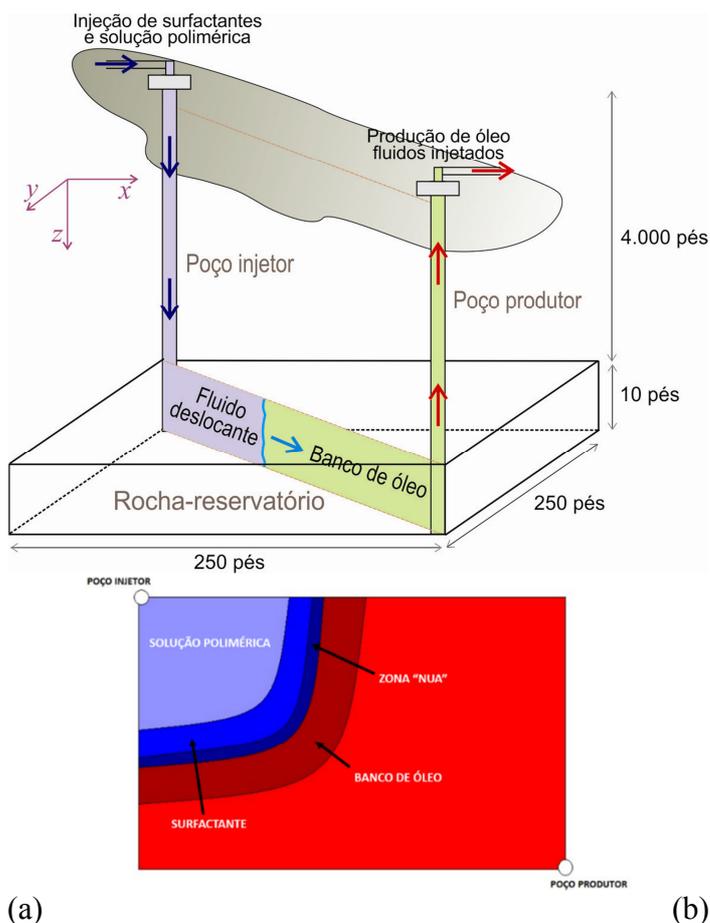


Figura 1: a) reservatório de óleo na configuração $\frac{1}{4}$ de *five-spot*; b) vista em planta do deslocamento identificando a área com óleo, a frente de deslocamento e a área varrida preenchida pela solução polimérica.

O reservatório tem porosidade constante de 20%; permeabilidades tanto em x quanto em y , assumem os valores de 100 mD em uma camada e 500 mD em outra, em z o valor é 50 mD nas duas camadas; saturação inicial de água é de 65%; viscosidade do óleo de 4 cP; e a concentração da solução de polímeros/surfactantes é de 0,03 e 0,05 para surfactantes e polímeros, respectivamente. O óleo é insolúvel em água sem a presença do surfactante. O nível elevado de saturação de água, que normalmente é de 10%, é porque na simulação se considera uma situação em que houve injeção de água configurando a recuperação convencional.

2.2 Modelagem matemática

Estudo do fluxo de fluidos em meios porosos é baseado na equação da difusividade hidráulica ou simplesmente equação da difusividade. Esta é obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da continuidade, a lei de Darcy, e a equação de estado. As equações para modelar o fluxo de fluidos no meio poroso são apresentadas a seguir.

A equação da continuidade para o componente em associação com a lei de Darcy é expressa em termos de volume total de componentes por unidade de volume poroso.

$$\frac{d}{dt} \left(\sum_{i=1}^N \epsilon_i C_i \right) + \sum_{i=1}^N \frac{1}{V} \nabla \cdot \mathbf{q}_i = 0 \quad (2)$$

onde ϵ é a porosidade; C_i é a concentração adsorvida de espécies i ; ρ_i é a massa específica do componente i ; N é o número de fases; \mathbf{q}_i é o fluxo da fase da lei de Darcy; \mathbf{q}_d expressa o fluxo dispersivo e \mathbf{q}_i são as combinações das vazões para um componente particular (UTCHEM, 2000).

A equação da pressão é desenvolvida pela soma das equações de balanço de massa ao longo de todos componentes de volume ocupados, substituindo a lei de Darcy pelo termo de fluxo de fases, usando a definição de pressão capilar, e note que $\mathbf{q}_i = -\frac{k_{r,i}}{\mu_i} \nabla p_i$. A equação da pressão em termos da pressão de fase de referência (fase 1) é

$$\sum_{i=1}^N \frac{k_{r,i}}{\mu_i} \nabla p_i = -\frac{k}{\mu_1} \nabla p_1 \quad (3)$$

onde k é a mobilidade relativa total e $k_{r,i}$ é a mobilidade relativa com correção para fluido compressível; μ é a compressibilidade total; p_1 é a pressão da fase 1; z é a profundidade vertical; N é o número total de componentes que ocupam algum volume (UTCHEM, 2000).

2.3 Abordagem numérica

O problema analisado neste trabalho é resolvido utilizando o *software* acadêmico UTCHEM® – *University of Texas Chemical Compositional Simulator*, versão 9.82. Os dados do problema descritos na seção 2.1, assim como outros dados numéricos referente à discretização espacial e temporal, são alimentados no simulador mediante um arquivo de formato de texto (*.txt) que requer de uma sintaxe específica. O processamento dos resultados obtidos no UTCHEM é realizado com o MS-Excel apresentando-se gráficos de produção acumulada de óleo para diversos cenários.

2.3.1 Teste de independência de malha

Optou-se por alterar o número de blocos nas direções x e y (plano de escoamento) para definir o refinamento apropriado para o problema. Quatro malhas são consideradas: 11x11x2, 20x20x2, 30x30x2 e 40x40x2 blocos nas direções x , y e z , respectivamente. A resposta da produção acumulada para cada nível de refinamento é apresentado na Figura 3. Percebe-se que até o *breakthrough* as repostas são similares, a diferença ocorre no nível de estabilização da produção. A malha de 11x11x2, que é a mais grosseira, estabiliza em 34,6% e a malha de 40x40x2, que é a mais fina, estabiliza em 38,1%. De uma forma geral a variação é considerada pequena, desta forma é escolhida a discretização espacial de 11x11x2, com 242 células, onde cada bloco nas direções x e y possuem 22,727 ft e em z 5 ft de comprimento, respectivamente (Figura 4).

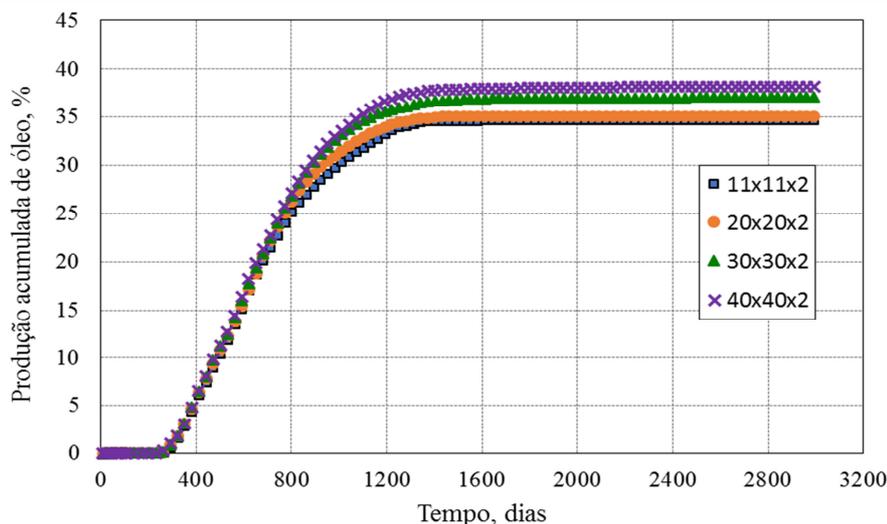


Figura 3: Produção acumulada de óleo para diferentes graus de refinamento da malha.

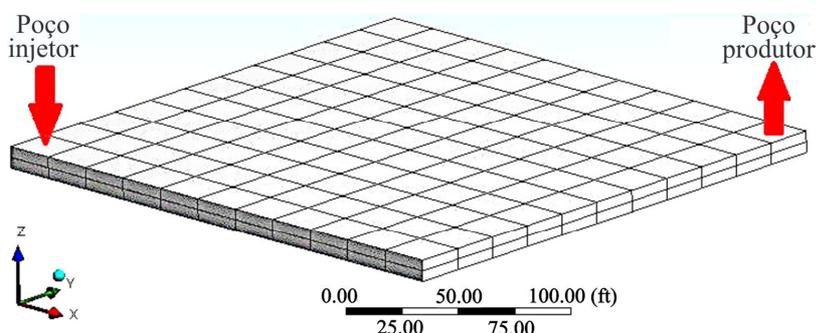


Figura 4: Reservatório discretizado com a localização dos poços injetor e produtor.

Quanto à discretização temporal, o passo de tempo empregado não é constante.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A produção acumulada de óleo, em porcentagem, para o reservatório com a geometria da Figura 2, com 20% de porosidade, 4 cP de viscosidade do óleo, 65% de saturação inicial de água, 112,3 ft³/d de taxa de injeção da solução polimérica e surfactante e 3% de concentração de surfactante, é mostrada na Figura 5.

De forma geral, quatro regiões ficam evidentes na figura. A região I, para os primeiros 261 dias aproximadamente em que a produção de óleo é quase zero. Isso ocorre devido ao período de adsorção do surfactante, uma vez que tem-se a condição do óleo não ser solúvel em água sem a presença da substância tensoativa. Esse período é chamado de *breakthrough time* ou apenas *breakthrough* do óleo e está relacionado com efeitos da molhabilidade e forças capilares (ANDERSON, 2006). A região II em que o óleo é produzido na mesma proporção do volume injetado. Este trecho linear termina quando o fluido injetado começa a ser produzido, iniciando-se a região III na qual cada vez menos óleo é movimentado para a superfície. Finalmente, tem-se a região IV, onde independente do volume injetado a quantidade de óleo permanece constante. O último trecho representa o limite de produção para as condições planejadas, neste caso 35% do óleo existente foi produzido, 65% permanece retido no reservatório.

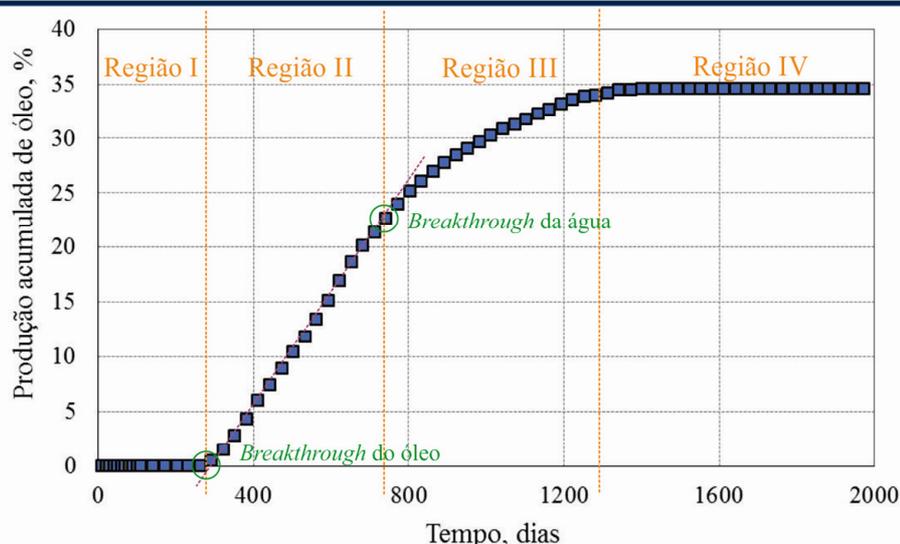


Figura 5: Produção acumulada de óleo com quatro regiões do processo em destaque.

O *breakthrough* do óleo pode ser entendido como o tempo necessário para que o reservatório reaja à injeção de fluidos, o fim desse período se dá quando a produção é iniciada. Sabe-se que o mesmo é dependente da molhabilidade, o qual é verificado ao comparar-se a resposta de um reservatório cujas rochas são preferencialmente molhadas por água e outro que é molhado igualmente por ambos os fluidos. Segundo Anderson (2016) o primeiro apresentará um menor *breakthrough* de óleo e isso pode ser explicado devido ao fato deste proporcionar uma maior mobilidade ao óleo, pois este não molha a rocha preferencialmente, o que lhe permite escoar pelo espaço intersticial localizado entre os filmes de água presentes na superfície rochosa.

Também é realizado um estudo de sensibilidade para alguns parâmetros relacionados aos fluidos, às propriedades do reservatório e à injeção de fluido. As variáveis modificadas foram a viscosidade do óleo, porosidade do reservatório, saturação inicial da água e concentração de surfactantes e polímeros.

3.1 Influência da concentração de surfactante na solução

O valor inicial da concentração de surfactante era de 3%. A fim de comparar a influência da concentração do mesmo na produção acumulada de óleo alteramos os valores para 0,5%, 6%, 8% e 10%. Observa-se que o aumento na concentração de surfactante tem um nítido impacto positivo na curva de produção acumulada, Figura 6, uma vez que se diminui as tensões interfaciais, melhorando a mobilidade do óleo na rocha reservatório.

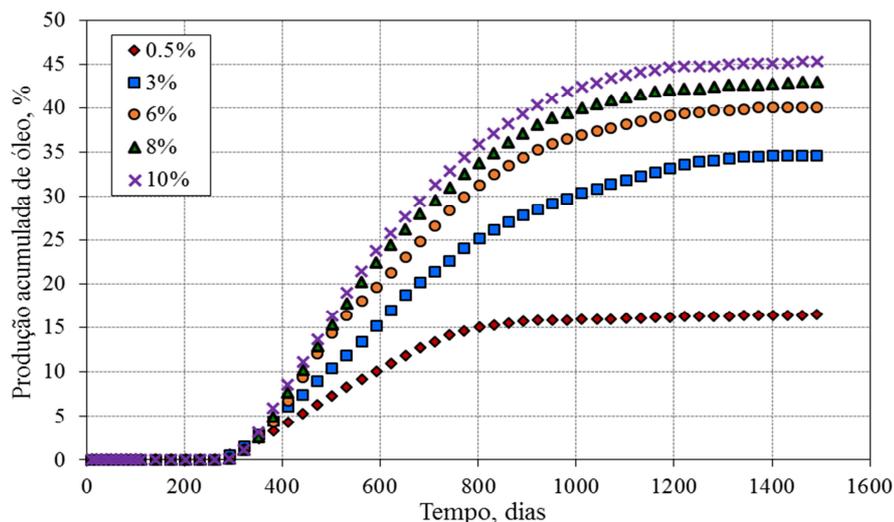


Figura 6: Produção acumulada de óleo para diferentes concentrações de surfactante.

Pode-se afirmar que o aumento da produção, observado na Figura 10, foi esperado, pois uma maior concentração de surfactante implica em um maior controle da fase óleo, devido ao fato da tensão interfacial entre o óleo e água ter sido mais efetivamente diminuída. Vale ressaltar que esse aumento da concentração em condições mais realistas deve também levar em consideração a estrutura de poros da rocha e sua capacidade de absorção (SANDERSEN, 2012).

3.2 Influência da concentração de polímero na solução

O mesmo é feito para a concentração de polímero, que inicialmente era de 5% e foi alterada para 0,8%, 8%, 10% e 12%. Observa-se que a alteração na concentração de polímero tem uma influência positiva muito pequena na produção acumulada de óleo, Figura 7, uma vez que temos a condição do óleo não ser solúvel em água sem a presença de surfactante.

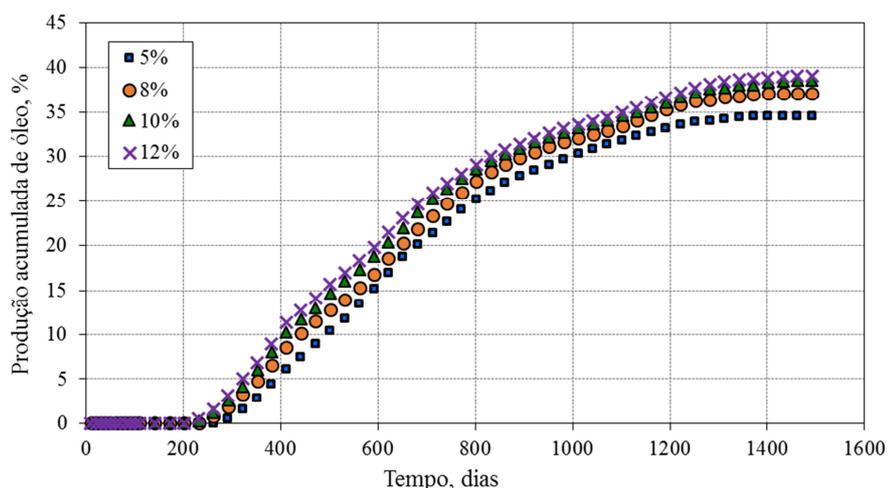


Figura 7: Produção acumulada de óleo para diferentes concentrações de polímero na solução.

3.3 Influência da viscosidade do óleo

A viscosidade do óleo foi modificada utilizando-se os valores de 1 cP, 4 cP, 16 cP, 64 cP e 256 cP, respectivamente. Os resultados dessas variações na produção acumulada de óleo

são mostrados na Figura 8. Como era de se esperar, o aumento da viscosidade leva a uma diminuição na produção de óleo, uma vez que quanto mais viscoso o fluido, mais difícil é seu escoamento. O óleo torna-se menos móvel. Com isso, a razão de mobilidades é cada vez mais desfavorável. Este parâmetro compara mobilidade dos fluidos deslocante () e deslocado (),

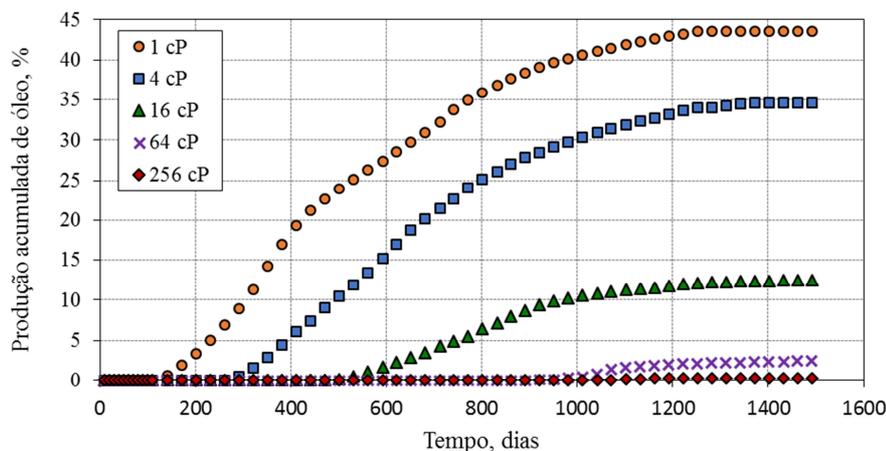


Figura 8: Produção acumulada de óleo para diferentes valores de viscosidade do óleo deslocado.

3.4 Influência da saturação inicial de água

Outro parâmetro alterado afim de comparações foi o de saturação inicial de água. Foram utilizados os valores de 45%, 55%, 65%, 75% e 85%. Observa-se na Figura 9 que com o aumento deste parâmetro a produção acumulada de óleo diminui. Isso se explica devido ao fato de se ter menor quantidade de óleo no reservatório.

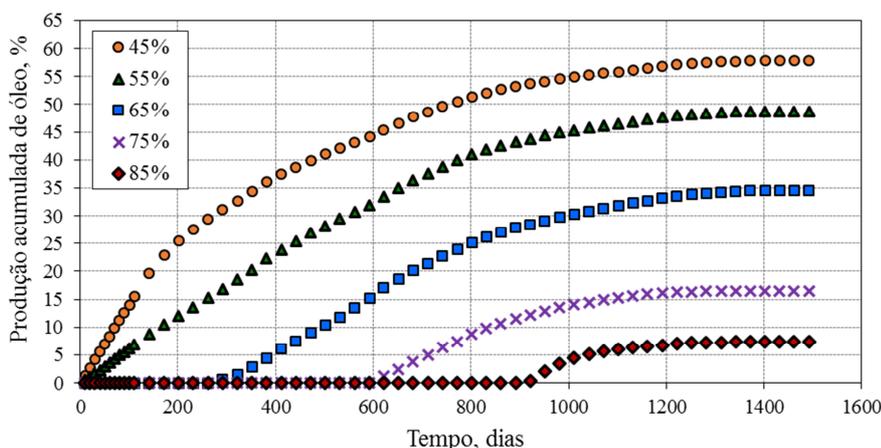


Figura 9: Produção acumulada de óleo para diferentes valores de saturação inicial de água.

3.5 Influência da porosidade do reservatório

A porosidade também foi alterada utilizando-se valores de 0,1, 0,2, 0,4, 0,6 e 0,8. Os resultados destas modificações na produção acumulada de óleo podem ser vistos na Figura 10. O aumento da porosidade resultou na diminuição da produção de óleo e isso se deve ao fato dessa variação ter sido feita de forma isolada, ou seja, ao aumentar a porosidade sem

aumentar a permeabilidade, estamos aumentando a quantidade de poros não-conectados, e isso significa aumentar a quantidade de óleo residual, influenciando negativamente na produção acumulada do mesmo.

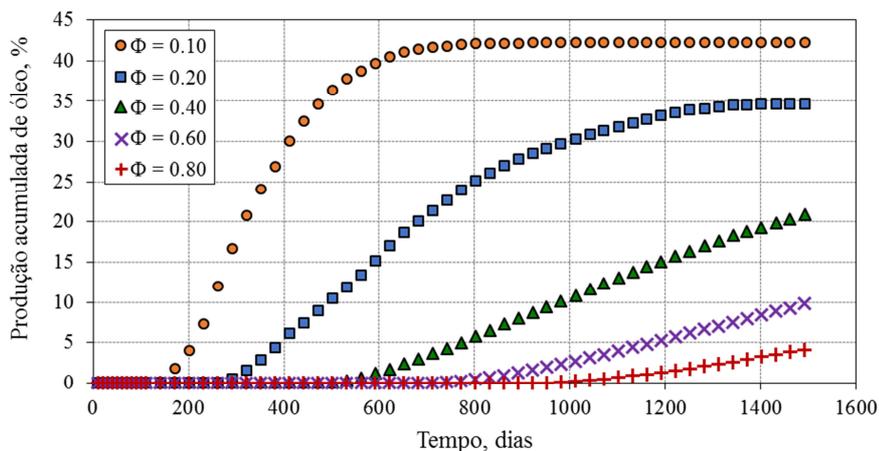


Figura 10: Produção acumulada de óleo para diferentes valores de porosidade.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A modelagem numérica do deslocamento de óleo pela injeção de surfactante e polímero em um reservatório do tipo $\frac{1}{4}$ de *five-spot* foi realizada com o *software* acadêmico UTCHEM®. Foi avaliada a produção acumulada de óleo com a alteração de alguns parâmetros que permitem destacar as seguintes conclusões:

- Elevado teor de surfactante assim como de polímero na solução deslocante favorece o aumento da produção de óleo;
- Quanto mais pesado o óleo, maior a dificuldade para sua movimentação no meio poroso e, por consequência, sua recuperação é prejudicada;
- Quanto maior o teor de água inicial no reservatório, menor é o volume de óleo e sua produção fica limitada;
- O aumento da porosidade do reservatório, de forma isolada, não favorece o aumento da produção; e
- O *breakthrough* de óleo, depende de diversos parâmetros, principalmente da concentração de surfactante. Aparentemente, baixa saturação de água inicial inibe o retardamento da produção de óleo.

5. REFERÊNCIAS

ANDERSON, G. A. Simulation of Chemical Flood Enhanced Oil Recovery Including the Effects of Reservoir Wettability. 2006. 269 f. Dissertação (Mestrado), The University of Texas, Austin, 2006.

BORTOLOTTI, G. B.; VIGANO, G. C.; ZUCATELLI, P. J. & ROMERO, O. J. Injeção de emulsões e seu impacto na produção de petróleo. Latin American Journal of Energy Research - Lajer (online), v. 2, p. 8-14, 2015.

CORREIA, D. Z. & FRANÇA, F. P. Recuperação de Petróleo influência da salinidade no comportamento reológico e no sinergismo de polímeros para recuperação avançada de petróleo, Revista TN Petróleo, n° 48, 2002.

DAKE, L. P. *Fundamental of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Science, 1978.

GREEN, D. W. & WILLHITE, G. P. *Enhanced oil recovery*, Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Found for AIME Society of Petroleum Engineers, 553 p., 1998.

MATTE, A. C. Métodos especiais de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de dióxido de carbono gasoso e seus processos derivados. Rio de Janeiro, 2011.74p. Projeto de Graduação – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ROMERO, O. J. & FEJOLI, R. F. *Fundamentos da recuperação avançada de petróleo: injeção de espumas*. 1. ed. Saarbrücken, Sarre, Alemanha: Novas Edições Acadêmicas, v. 1, 196 p., 2015a.

ROMERO, O. J. & FEJOLI, R. F. Utilização de espuma como mecanismo de controle da mobilidade em rochas-reservatório. *Rev. Int. Métodos Numér. Cál. Diseño Ing.*, v. 31, n. 4, p. 218–227, 2015b. DOI: 10.1016/j.rimni.2014.06.006.

ROMERO, O. J. & PEREIRA, F. R. Modelagem computacional da injeção de dióxido de carbono como método de recuperação de petróleo. *Estudos Tecnológicos (Online)*, v. 10, p. 10-23, 2014. DOI: 10.4013/ete.2014.101.02.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S. & XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, Editora Interciência, 2006.

SANDERSEN, S. B. *Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding*. 2012. 162 f. Tese (Doutorado), Technical University Of Denmark, Kongens Lyngby, 2012.

SANTOS, K. B.; ROMERO, O. J.; MENEGUELO, A. P. & RIBEIRO, D. C. A numerical investigation of immiscible water-oil displacement in simplified porous media. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, p. 2175-2183, 2016.

UTCHEM. *User's guide for UTCHEM-9.0: a three dimensional chemical flood simulator*. Austin, TX, 2000.