

Recuperação de óleo leve através da injeção contínua de água: modelagem e simulação

Light oil recovery through continuous water injection: modeling and simulation

¹Helton G. Alves, ¹Hortência L. F. Magalhães, ¹Wanessa R. G. dos Santos,
¹Veruska N. Simões, ²Antonio G. B. de Lima, ¹Severino R. de Farias Neto

¹Universidade Federal de Campina Grande, Departamento de Engenharia Química
Campina Grande. PB

²Universidade Federal de Campina Grande, Departamento de Engenharia Mecânica
Campina Grande - PB.

¹e-mail: helton.02@hotmail.com

Submetido em 21/08/2019; Versão revisada em 01/11/2019; Aceito em 02/11/2019

Resumo

A crescente demanda da população mundial por produtos e subprodutos proveniente da indústria petrolífera em conjunto com a escassez das reservas produtoras de fácil acesso, tem despertado o interesse de pesquisadores e engenheiros que visam aprimorar as técnicas de recuperação de óleo. O presente trabalho tem como objetivo estudar numericamente a fluidodinâmica do processo de recuperação de óleo utilizando a injeção contínua de água. As equações de conservação de massa e momento linear foram resolvidas no pacote comercial Ansys CFX[®] 15.1. Para assegurar uma resposta representativa dos resultados, foi realizado uma análise de sensibilidade na qualidade da malha numérica. Os resultados, de distribuição de pressão, velocidades das fases, campo vetorial e fração volumétrica, certificaram que o modelo matemático utilizado foi capaz de representar o processo em estudo.

Palavras chave: Simulação numérica, CFX, Recuperação de óleo.

Abstract

The growing demand from the world population for products and by-products arising from oil industry coupled with the scarcity of easily accessible production reserves has sparked the interest of researchers and engineers aiming to improve oil recovery techniques. The present work aims to study numerically the fluid dynamics of the oil recovery process using continuous water injection. The conservation equations of mass and linear momentum were solved in the commercial package Ansys CFX[®] 15.1. To ensure a representative response of the results, a sensitivity analysis on the numerical mesh quality was performed. The results of pressure distribution, phase velocities, vector field and volumetric fraction confirmed that the mathematical model used was able to represent the process studied.

Keywords: Numerical Simulation, CFX, Oil Recovery

INTRODUÇÃO

Um reservatório de petróleo inicialmente possui uma certa quantidade de energia, denominada energia primária. Com o avanço da produção essa energia declina e acarreta a redução da produtividade dos campos, em virtude da descompressão dos fluidos e o aumento das resistências de deslocamento dos fluidos (óleo/água) na direção dos poços produtores [1,2,3].

A perda de energia primária pode ser minimizada pela adição de uma energia suplementar, através da injeção de certos fluidos em determinados poços ou a redução das resistências viscosas e/ou capilares, utilizando métodos de recuperação alternativos que visam aumentar ou acelerar a produção de óleo, como por exemplo, métodos térmicos ou métodos químicos [4,5].

A aplicação de um processo de suplementação, vai além da simples intervenção em alguns poços produtores, visto que o reservatório é analisado em sua totalidade, independente da simplicidade ou complexidade do método escolhido [6].

As técnicas de recuperação foram classificadas inicialmente como recuperação primária, secundária e terciária. Entretanto, com o passar do tempo, essas expressões perderam a sua conotação cronológica e passaram a designar a natureza do processo. Atualmente, convencionou-se designar como Métodos Convencionais de Recuperação, os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e apresentam grau de confiança na aplicação elevado, assim como, denominar de Métodos Especiais de Recuperação, os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas [6, 4, 2].

Frente ao universo de tecnologias existentes, o método de recuperação de óleo através de injeção de água, atualmente é o mais utilizado no Brasil, devido a sua simplicidade de operação e viabilidade econômica. [7].

A partir das informações mencionadas, o presente trabalho pretende aplicar a fluidodinâmica computacional para compreender fisicamente alguns

fenômenos que ocorrem no processo de recuperação de óleo utilizando injeção contínua de água em reservatórios petrolíferos, no pacote comercial Ansys CFX 15.1.

METODOLOGIA

Descrição do Problema

O domínio de estudo corresponde a uma parcela de um reservatório petrolífero (Figura 1). Entretanto, a simulação numérica de um reservatório de petróleo, com dimensões quilométricas, exigiria um grande esforço computacional, em virtude da relação entre a quantidade de equações a serem resolvidas e o número de elementos ou volumes de controle que compõem a malha numérica. Portanto, devido a essas limitações, uma abordagem simplificada baseada na região de interesse no reservatório foi utilizada.

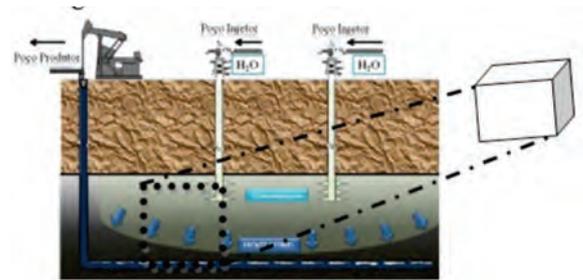


Figura 1 – Parcela do reservatório referente ao domínio de estudo utilizado na simulação numérica. Adaptado [6].

O trecho correspondente a um cubo com dimensão 20x10x20 m, composto por uma parcela de um quarto (1/4) de um poço injetor de 10 m e uma parcela de um meio (1/2) de um poço produtor de 10 m, ambos de raio de 0,01m (Figura 2).

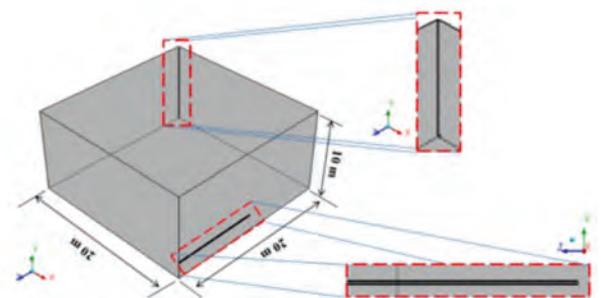


Figura 2 – Representação da geometria e detalhes do poço injetor (Vertical) e poço produtor (Horizontal).

As malhas utilizadas nas simulações foram confeccionadas no software ICEM CFD, com diferentes densidades, empregando a estratégias de blocagem, e possuem respectivamente 329513; 603588; 792901 e 841924 elementos hexaédricos (Figura 3).

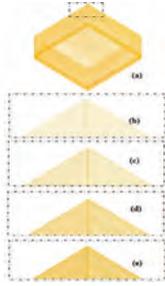


Figura 3 – Representação da malha numérica do domínio computacional estudado, bem como, detalhes das malhas confeccionadas com diferentes densidades: (b) 329.513; (c) 603.588; (d) 792.901 e (e) 841.924 elementos hexaédricos.

Modelagem matemática

A definição do modelo matemático para descrever o escoamento no meio poroso é baseada na generalização das equações de conservação de massa e quantidade de movimento linear (Navier-Stokes). Além disso, o escoamento multifásico no meio poroso foi analisado empregando a aproximação Euleriana-Euleriana, considerando que:

- ✓ Fluido newtoniano, incompressível e com propriedades físico-químicas constantes;
- ✓ Fluxo transiente e isotérmico;
- ✓ Transferência massa e momentum interfacial, bem como a fonte de massa foram desconsiderados;
- ✓ As forças interfaciais de não arraste (forças de sustentação, lubrificação de parede, massa virtual, dispersão turbulenta e pressão de sólido) foram desprezadas;
- ✓ O óleo e a água são definidos como fase contínua;
- ✓ Pressão de referência igual à zero atm;
- ✓ Foi desprezado o coeficiente empírico de perda do termo fonte.

Com estas considerações as equações podem ser escritas como sendo:

Equações da Conservação de massa

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \nabla \cdot (\rho\mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (1)$$

onde, t é o tempo, ϕ é a porosidade volumétrica, ρ é densidade volumétrica, (\mathbf{K}^j) é um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de tensor porosidade de área e \vec{U} é o vetor velocidade real.

Equações de transferência de momento linear

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho\vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e\mathbf{K} \cdot (\nabla\vec{U} + (\nabla\vec{U})^T)) + S_i^M + \vec{M}_\alpha \quad (2)$$

onde, μ_e é a viscosidade efetiva, S_i^M o termo fonte por unidade de volume, \vec{M}_α descreve a força total por unidade de volume sobre a fase α devido à interação com a fase β definido por:

$$M_\alpha = C_D \rho_{\alpha\beta} \frac{f_\beta f_\alpha}{d_{\alpha\beta}} \left| \vec{U}_\alpha - \vec{U}_\beta \right| \cdot (\vec{U}_\alpha - \vec{U}_\beta) \quad (3)$$

onde C_D é o coeficiente de arraste, o qual foi assumido valor padrão de 0,44, o qual não tem muita influência devido a baixa velocidade dos fluidos no meio poroso, $\rho_{\alpha\beta}$ é a densidade da fase de interação entre os fluidos e $d_{\alpha\beta}$ é o comprimento de escala de mistura, assumido o valor de 1mm.

$$S_i^M = -C^{Ri} U_i \quad (4)$$

onde C^{Ri} é o coeficiente linear de resistência, U velocidade superficiais.

Sendo assim, a lei de Darcy passa a ser generalizada por:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_i} = \frac{\mu}{k} U_i \quad (5)$$

onde μ é a viscosidade dinâmica e $k\mu$ não pode ser zero.

Com a utilização das velocidades superficiais o coeficiente C^{Ri} passa a ser definidos por:

$$C^{Ri} = \frac{\mu}{k} \quad (6)$$

Condições de contorno

Para complementar a modelagem matemática foi adotada algumas condições de contorno sobre as fronteiras do domínio de estudo (Figuras 4):

- a) Na face superior e na face inferior do reservatório foi adotado condição de não deslizamento, ou seja:

$$U_x = U_y = U_z = 0 \quad (7)$$

- b) Nas faces do lado direito, esquerdo, frontal e de trás foi adotado uma condição de simetria, ou seja, derivadas da velocidade e fração volumétrica são nulas.
- c) No poço injetor foi admitida vazão mássica de água de 0,05 kg/s, fração volumétrica igual a 1,0 para água e 0,0 para óleo.
- d) No poço produtor foi considerada uma pressão estática de 100 atm.
- e) Inicialmente foi admitido que o reservatório estivesse saturado de óleo a uma pressão de 120 atm, baseado em [2].
- f) Rocha incompressível.

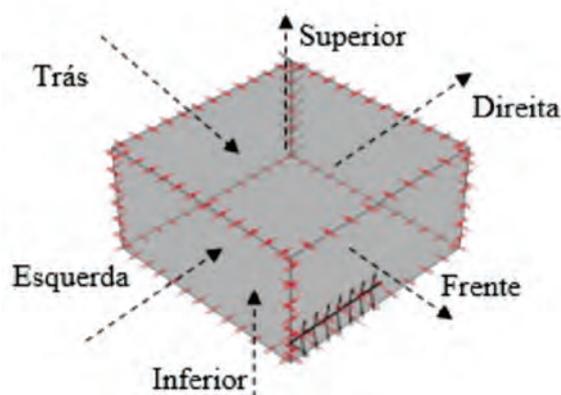


Figura 4 – Representação das condições de contorno nas fronteiras do reservatório com poço produtor disposto horizontalmente.

Propriedades físico-química

As propriedades físico-químicas dos fluidos utilizadas nas simulações numéricas estão apresentadas na Tabela 1 e as propriedades do meio poroso estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 1 – Propriedades Físico-Químicas dos Fluidos em estudo

| | Propriedade | Valores |
|------|--------------------------------|---------|
| Água | Densidade (kg/m ³) | 997* |
| | Massa molar (kg/kmol) | 18,02* |
| Óleo | Densidade (kg/m ³) | 868,7** |
| | Viscosidade (Pa.s) | 0,2** |

Fonte: *Manual do CFX 15.1; **[5]

Tabela 2 – Propriedades do reservatório petrolífero

| Propriedade | Valores |
|----------------------------------|---------------------|
| Permeabilidade (m ²) | 7x10 ^{-9#} |
| Porosidade | 0,25## |

Fonte: #[9], ##[10].

Resultados e Discussão

Inicialmente foi realizada uma análise com relação à influência da malha sobre os resultados obtidos. Para isto, foi utilizado quatro malhas com diferentes densidades de elementos hexaédricos, ao final de 100 dias de injeção de água. O teste descrito foi realizado seguindo o princípio da superposição das curvas do perfil de fração volumétrica de água sobre a linhas posicionada em (X,Y,Z), conforme ilustrado na Figura 5b.

Na Figura 5a estão representados os perfis de fração volumétrica da água para malhas com diferentes densidades de elementos hexaédricos. Observa-se que, na posição estudada, a malha não apresenta influência significativa sobre a fração volumétrica. Resultado semelhante pode ser observado na Figuras 6, onde estão representados os valores da velocidade média superficial sobre os planos XZ, a 2m e 5m, respectivamente. Embora essa avaliação possa ser considerada simples, sua análise previa reduz consideravelmente o esforço computacional exigido, possibilitando a obtenção resultados independentes da malha numérica.

Com o intuito de avaliar o comportamento fluidodinâmico do reservatório com auxílio da distribuição de fração volumétrica de água, campos de pressão e campos de velocidade, estão apresentados na Figura 7 cinco planos horizontais XZ em diferentes posições (0.1; 0.2; 0.3; 1 e 2 m) e no plano diagonal.

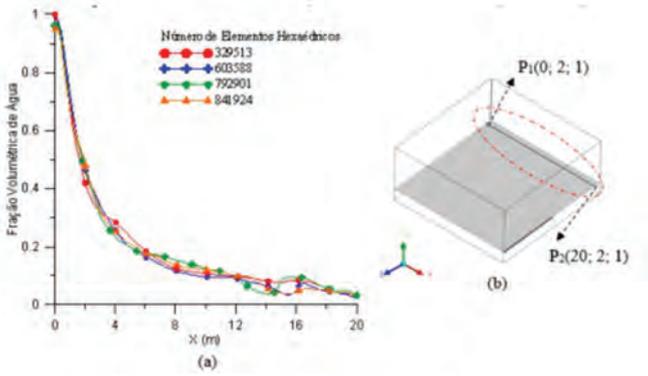


Figura 5 – Perfis de fração volumétrica da água obtidos na curva em destaque) com malhas com diferentes quantidades de elementos hexaédricos.

Entretanto, na Figura 5(a), observa-se que os perfis de fração volumétrica de água, obtidos na linha em destaque (Figura 5b), ao utilizar as malhas com 329.513 e 792.901 elementos hexaédricos, apresentam uma perceptível variação nos perfis, quando comparados aos obtidos utilizando as malhas com 603.588 e 841.924 elementos. Portanto, a malha escolhida para realização do estudo do processo de recuperação de óleo via injeção de água, foi a malha composta por 603.588 elementos hexaédricos, visto que a partir dessa malha o perfil de fração volumétrica apresenta a tendência de permanecer constante independentemente da quantidade de elementos utilizados.

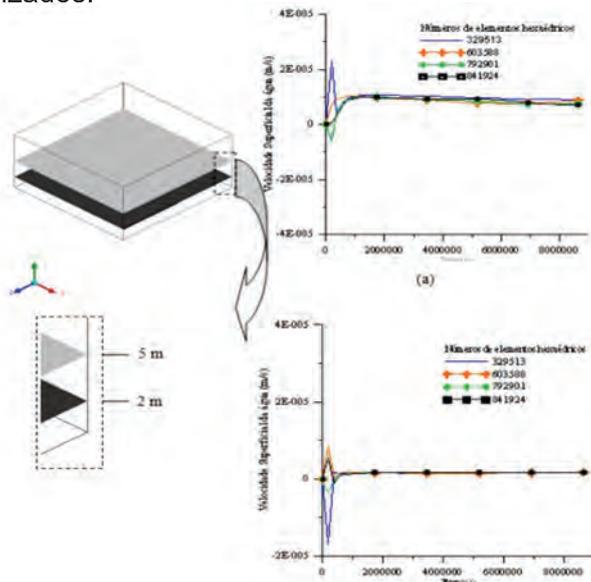


Figura 6 – Plano diagonal e planos horizontais com diferentes posições ao longo do reservatório

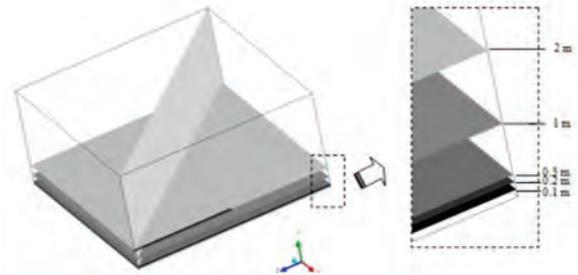


Figura 7 – Perfis de fração volumétrica da água obtidos na curva em destaque) com malhas com diferentes quantidades de elementos hexaédricos.

Nas simulações foi utilizado o método de recuperação com injeção radial contínua de água em condições isotérmicas em regime transiente.

Na Figura 8 estão apresentados os campos de fração volumétrica de água sobre o plano XYZ, bem como, no plano horizontal XZ, em diferentes posições.

Observa-se que existe a tendência da água injetada escoar para a parte inferior do reservatório, resultados semelhantes foram obtidos por [2,7,11]. Além disso, é possível observar a formação de caminhos preferenciais percorridos pela água, denominado na literatura pelo termo fingers (dedos ou canais), o qual reduz a eficiência de varrido e ocasiona a formação de uma grande área de óleo intacta, fenômeno este, que pode ser associado a diferença de mobilidade e de densidade dos fluidos envolvidos^[7,12,13].

A Figura 9 apresenta a evolução da fração volumétrica da água no reservatório para diferentes tempos de injeção até 100 dias, sobre o plano horizontal, a 2 m da face inferior do reservatório, e sobre o plano diagonal. Observa-se que nas proximidades do poço injetor a água avança radialmente deslocando o óleo em direção ao poço produtor horizontal, comportamento semelhante ao encontrado na literatura [2,5,11,14,15].

Entretanto, à medida que a frente de avanço da água se propaga dentro do reservatório há mudança na forma da região invadida devido aumento na resistência do escoamento e diferença de viscosidade entre os fluidos.

Na Figura 10 estão representadas as distribuições de pressão sobre planos horizontais XZ em diferentes posições (0,1; 0,2; 0,3; 1; 2 m). Observa-se um comportamento semelhante dos gradientes de pressão nas diferentes posições do plano, proporcionando o deslocamento dos fluidos a partir do poço injetor em direção ao poço produtor, como pode ser observado a partir da Figura 11, onde estão representados os campos vetoriais sobre diferentes planos nas posições Y, iguais a 0,1; 0,2; 0,3; 1 e 2 m.

Na Figura 12 estão representados os campos de velocidades sobre diferentes planos horizontais, assim como, sobre um plano diagonal. Observa-se um gradiente de velocidade nas proximidades dos poços, injetor e produtor, entretanto os valores de velocidades estão na casa de 10^{-5} , como esperado, tendo em vista a alta resistência no meio poroso.

Na Figura 13 e na Figura 14 estão representadas as curvas de vazão mássica de óleo e de água, respectivamente, no poço produtor em função do tempo de injeção. É possível verificar o aumento progressivo da quantidade de óleo recuperado, este fato é decorrente a quantidade de água que atingiu o poço produtor, como pode ser observada na curva de vazão de água (Figura 14). Portanto, pode-se constatar que o método de recuperação de injeção de água torna-se atrativo a longo prazo, entretanto, é necessário avaliar suas consequências sobre o meio poroso, a exemplo, do surgimento de fraturas na rocha decorrente desse método.

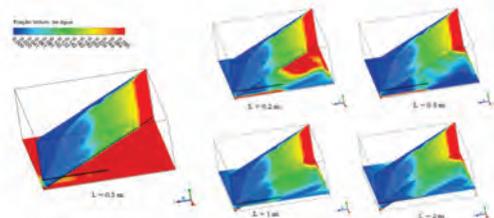


Figura 8 – Distribuição da fração volumétrica da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições.

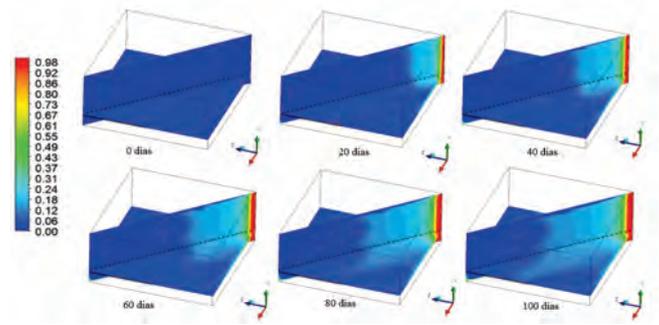


Figura 9 – Evolução da fração volumétrica da água sobre plano horizontal XZ (2000 mm) e plano diagonal XYZ durante a injeção.

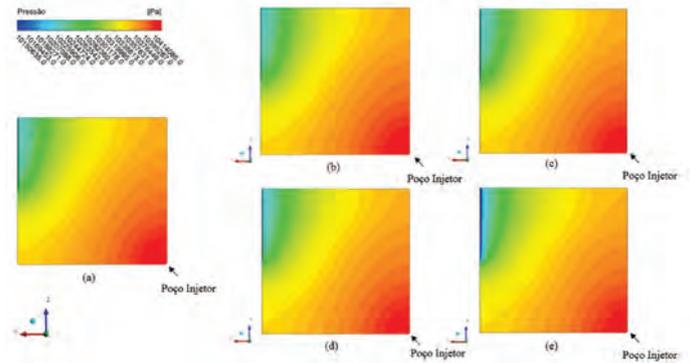


Figura 10 – Distribuição de pressão sobre planos horizontais XZ em diferentes posições: (a) 0.1; (b) 0.2; (c) 0.3; (d) 1; (e) 2 m.

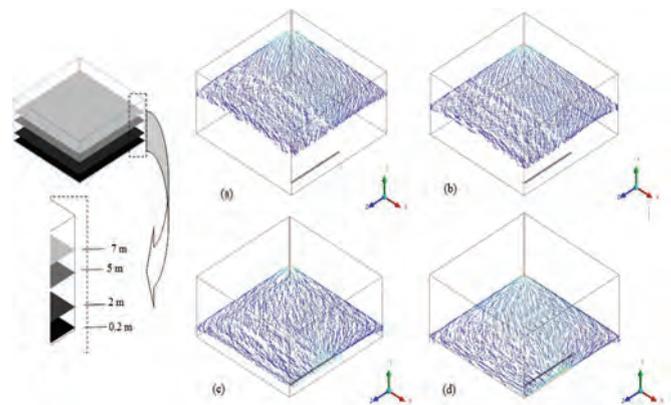


Figura 11 – Vetor velocidade sobre planos horizontais XZ em diferentes posições: (a) 0.2; (b) 2; (c) 5; (d) 7 m.

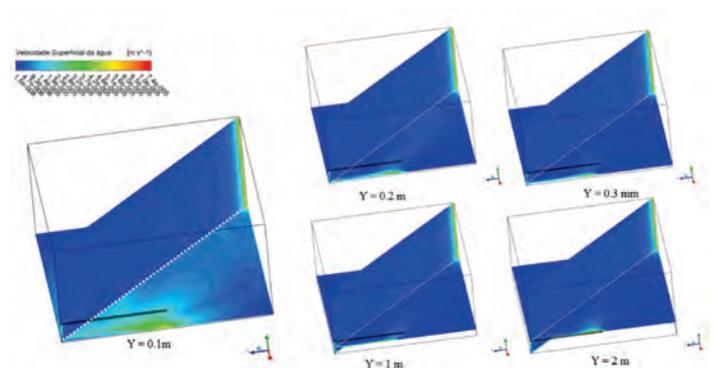


Figura 12 – Distribuição de velocidade sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições.

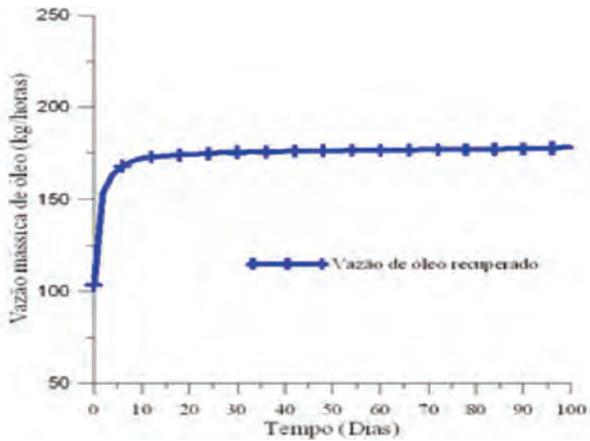


Figura 13 – Curva de recuperação de óleo no tempo estudado

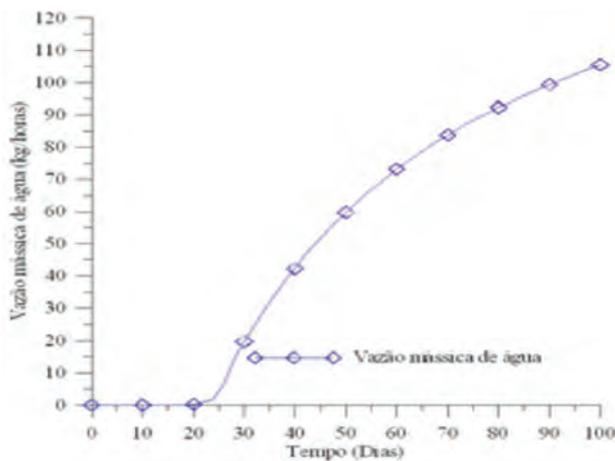


Figura 14 – Curva de vazão de água no poço produtor

CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos nas simulações numéricas do processo de recuperação de óleo leve pela injeção de água, as seguintes conclusões podem ser mencionadas: As malhas estruturadas com 603.588 e 841.924 elementos hexaédricos apresentaram resultados independentes da densidade de elementos da malha, sendo utilizada no estudo a malha com 603.588 elementos, por apresentar menor esforço computacional (Diferença média de 10 horas); Os campos de fração volumétrica de água, pressão e os vetores de velocidade proporcionaram uma visão dos fenômenos fluidodinâmicos que ocorrem dentro do reservatório; O método de recuperação analisado mostrou-se eficiente, porém, a longo prazo.

AGRADECIMENTOS

A Universidade Federal de Campina Grande, pela infraestrutura. As Unidades acadêmicas de Engenharia Química e de Engenharia Mecânica da UFCG e à CAPES pela ajuda financeira.

REFERÊNCIAS

- Rosa, A. J., Carvalho, R. S., Xavier, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência. 2006.
- Cunha, A. L. "Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica". 2010. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2010.
- Bortoloti, G. B., Vigano, G. C. "Injeção de emulsões e seu impacto na produção petróleo", *Latin American Journal of Energy Research*, 1:8-14, 2015.
- Queiroz, G. O. "Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado". 2006. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal do Rio Grande Do Norte, Natal, Brasil, 2006.
- Araújo, M. V., Farias Neto, S, R. "Estudo numérico da produção de óleo em reservatórios petrolíferos via injeção de água", VIII *Congresso de iniciação científica da Universidade Federal de Campina Grande*. Campina Grande, Brasil, 2009.
- Thomas, J.E., Triggia, A. A., Correia, C.A., Verotto Filho, C., Xavier, J. D., Machado, J. C. V., *Fundamentos de Engenharia do Petróleo*, Editora Interciência, 2001.
- Ruiz, C. P. A. "Estudo comparativo da injeção de água usando poços verticais e horizontais". 2012. Dissertação de Mestrado (Ciências e Engenharia de Petróleo) – PPGCEP – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2012.
- Barillas, J. L. M. "Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais", Programa de Pós-Graduação

tem Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, Brasil, 2005.

Dvorkin, J.; Derzhi, N.; Diaz, E.; Fang, Q. "Relevance of Computational rock physics", *Geophysics*, 5:141-153, 2011.

Roque *et al.*, D. S., Nogueira, F. C. C. "Análise de imagens de alta resolução aplicada ao estudo de reservatórios fraturados", *Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande*, Campina Grande, Brasil, 2016.

Silva, G. M. "Recuperação avançada de petróleo em reservatórios de forma complexa: Avaliação de parâmetros geométricos e hidrodinâmicos", 2016. Monografia (Especialização em Tecnologia de Petróleo e Gás PRH-25/ANP) – Curso de Graduação em Engenharia Mecânica - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2016.

Barbosa, E. S. "Escoamento bifásico em reservatórios

petrolíferos heterogêneos", 2006. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2006.

Ribeiro, S. M. S. "Estudo Numérico do Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Alta Viscosidade". 2008. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil, 2008.

Ahmed, T. H.; Mekinney, P.D. *Advanced Reservoir Engineering*, Gulf Professional Publishing, 2005.

Tavares, D. P.S.A; Farias Neto, S, R.; Lima, A. G. B. "Escoamento multifásico em reservatórios de óleo pesado", *Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande*, Campina Grande, Brasil, 2008.