

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

Simulação numérica da injeção de vapor em poços horizontais

AUTORES:

Francis Carneiro Madureira; Acto de Lima Cunha.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Sergipe

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA INJEÇÃO DE VAPOR EM POÇOS HORIZONTAIS

Abstract

A large part of the world market depends on oil in the production chain. There is a need to keep the oil industry active and this requires that the maximum oil present in the reservoirs be removed. However, there is some difficulty in removing all existing oil in the pores, especially when it is a heavy oil, such as in reserves in Venezuela, Canada or Northeast Brazil. For these cases conventional recovery methods are inefficient, so especial recovery methods such as the thermal method are used to increase the temperature in the reservoir to decrease the oil viscosity and thus move more easily. One of the thermal methods more used is the continuous injection of steam in the reservoir of horizontal wells which has as principle the injection of the steam in a temperature higher than oil temperature in the reservoir. There is a heat transfer from the steam to the oil which goal is reduce the viscosity of the oil so it's possible to analyze the effects on the oil recovery. With this information, on this project, was realized simulations using the ANSYS CFX, the math model used match with mass conservation equation, momentum and energy that is available in the CFX beyond the closing equations of the problem, the physical domain is represent by a reservoir with 4 horizontals wells, being two upper injector wells and two lower producer wells. Were analyzed on the simulations the influence of the distance between the producer and injector wells when applied the method of injection of steam in horizontals wells being the distances between the injector/producer wells defined as 5, 8 and 11 meters. Analyzing the results of the simulations, it can be observed that the reservoir with 11 meters between the injector and producer wells had the best recovery factor comparing with the others two cases. A bigger distance between the wells present a better distribution of pressure and temperature of the steam on the reservoir slowing down the production of the injected fluid.

Keywords: especial recovery methods; recovery factor; horizontal well.

Introdução

O petróleo é um dos mais importantes recursos naturais do mundo. Segundo site da CPRM (Serviço geológico do Brasil) 60% das matérias primas utilizadas na indústria mundial provem do petróleo. Por causa de sua importância no mercado mundial de energia e também em outras indústrias, há uma necessidade de resgatar o máximo de petróleo que puder em um reservatório.

Porém, pela complexidade dos reservatórios e os mecanismos de produção pouco eficientes, boa parte do óleo fica retida nos poros e por isso é importante o estudo nas tecnologias da área de recuperação de óleo, principalmente, do óleo pesado. Quase 1,1 trilhões de barris de petróleo pesado ou extrapesado e betume natural podem ser tecnicamente recuperados no mundo, em comparação com 950 bilhões de barris de petróleo leve (American Geosciences Institute). No Brasil, segundo dados da ANP, apenas 14,7% do petróleo produzido em fevereiro de 2018, foi de óleo pesado.

Uma das formas de recuperação do petróleo é pelos métodos de recuperação convencionais e especiais. Os métodos convencionais ocorrem por ação mecânica e tem como base a injeção de um fluido, água ou gás, para que ele tome o lugar do óleo nos poros e assim o eleve. Porém nos casos em que o óleo residual tem grau API baixo, esses métodos não tem uma boa recuperação, pois como o fluido injetado é menos viscoso que o fluido nos poros, este irá se mover mais facilmente e assim chegará aos poços produtores prematuramente, por caminhos preferenciais, portanto a eficiência de varrido será baixa (Ayres, 2013; Barillas, 2005).

Já os métodos especiais atuam no aumento de produtividade do reservatório, então, eles modificam a viscosidade, interferem na tensão interfacial e etc, e são divididos em métodos químicos, miscíveis e térmicos. No caso de reservatórios com óleos pesados, o método térmico é o mais indicado pois tem como base aquecer o óleo, diminuindo sua viscosidade e assim elevando até a superfície. É classificado em Combustão in situ, Injeção cíclica de vapor e Injeção contínua de vapor. Este último método térmico, no Brasil, é amplamente usado em Bacias do Nordeste e do Espírito Santo (Ayres, 2013; Lima, 2016; Lima, 2015).

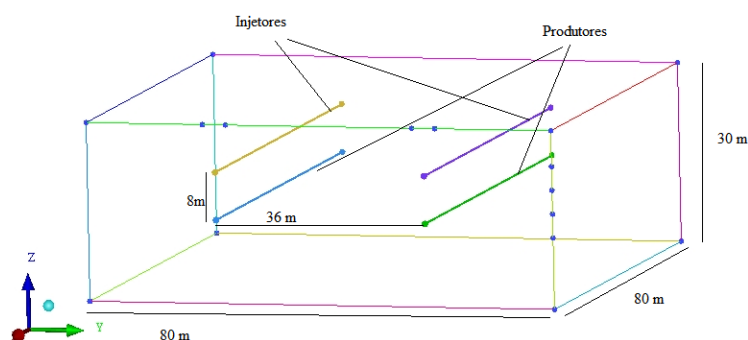
A partir do conhecimento sobre o método térmico de recuperação de óleo, mas especificamente, de injeção contínua de vapor, neste trabalho, são apresentadas simulações do método de injeção de vapor em poços horizontais. Para isso, será utilizado o programa CFX e para análise de desempenho alterando as distâncias entre os poços injetores e produtores. Ao final das simulações estudou-se os resultados referentes a pressão, saturação, temperatura no reservatório e recuperação de óleo.

Metodologia

Construção do reservatório

Inicialmente construiu-se um reservatório com dimensões 80 x 80 x 30 metros no ICEM CFD 18.1 (um dos módulos do ANSYS CFX) e como a variável de análise do trabalho é a distância entre os poços injetores e produtores, foram construídos 3 reservatórios com espaços entre estes poços de 5, 8 e 11 metros. Os poços são horizontais, sendo os superiores injetores e os inferiores produtores (Figura 1).

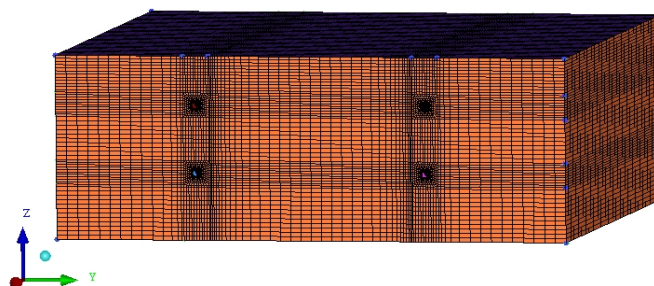
Figura 1: Reservatório com 2 poços injetores e 2 poços produtores horizontais.



Fonte: Própria

Após construção da geometria do reservatório, foi criado blocos e eles foram cortados e associados para depois ser feita a identificação dos poços. Para finalizar, foram geradas malhas em cada um dos reservatórios, aumentando a densidade de volumes de controle nas áreas de interesse (Figura 2).

Figura 2: Exemplo de malha do reservatório.



Fonte: Própria

Modelo matemático e condições de contorno

O escoamento no meio poroso é uma junção das equações de conservação de massa, quantidade de movimento (Navier – Stokes) e a lei de Darcy. As substâncias fluidas são descritas por conjunto de equações de Navier – Stokes, nelas são estabelecidas que mudanças no momento linear e aceleração de uma partícula fluida são resultados das mudanças na pressão e forças viscosas atuantes no fluido.

- Conservação de massa

É definida pela seguinte equação:

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

Onde: $\vec{U}$ é o vetor velocidade real; t é o tempo; ϕ é a porosidade volumétrica; ρ é a densidade volumétrica; $\mathbf{K} = (K^{ij})$ é um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de tensor porosidade de área. Lembrando que o produto escalar de um tensor simétrico de segunda ordem com um vetor é um vetor.

- Equação de transferência de momento linear

Para meios porosos é definida por:

$$\frac{\partial(\rho\phi\vec{U})}{\partial t} + \nabla \bullet (\rho\phi(\mathbf{K}\vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla \bullet (\mu_e \mathbf{K}(\nabla \vec{U} + \nabla \vec{U}^T)) + S_i^M \quad (\text{eq. 2})$$

Sendo: μ_e é a viscosidade efetiva; S_i^M representa a fonte de quantidade de movimento linear.

No ANSYS CFX a fonte de quantidade de movimento linear é representada por:

$$S_i^M = -C^{R1}U_i - C^{R2} |\vec{U}| U_i + S_i^{spec} \quad (\text{eq. 3})$$

onde C^{R1} é o coeficiente linear de resistência; C^{R2} é o coeficiente de resistência quadrático; S_i^{spec} outras fontes de quantidade de movimento relacionadas com as espécies presentes; U e U_i são velocidades superficiais.

Então, a lei de Darcy é dada por:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_i} = \frac{\mu}{\mathbf{K}} U_i + K_{loss} \rho |\vec{U}| U_i \quad (\text{eq. 4})$$

onde μ é a viscosidade dinâmica; K_{loss} é o coeficiente empírico de perda; $\frac{\mu}{\mathbf{K}}$ não pode ser zero.

Fazendo a comparação das equações 3.3 e 3.4 e utilizando velocidades reais ao invés das velocidades superficiais, os coeficientes C^{R1} e C^{R2} são expressos por:

$$C^{R1} = \frac{\mu}{\phi \mathbf{K}} \quad (\text{eq. 5})$$

$$C^{R2} = \frac{K_{loss}\rho}{\phi^2} \quad (\text{eq. 6})$$

Ao usar as velocidades superficiais, os coeficientes C^{R1} e C^{R2} serão expressos por:

$$C^{R1} = \frac{\mu}{K} \quad (\text{eq. 7})$$

$$C^{R2} = K_{loss}\rho \quad (\text{eq. 8})$$

- Conservação de energia

No meio poroso, a conservação de energia é expressa por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho H) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \phi S^H \quad (\text{eq. 9})$$

Sendo: Γ_e é a difusividade térmica efetiva; H é a entalpia; S^H contém uma fonte de calor (que pode ser positiva ou negativa).

A primeira parte da equação 9 é referente ao acúmulo de energia, o segundo a transferência de calor por convecção e a terceira parte a transferência de calor por difusão.

- No modulo CFX –Pre define-se o modelo matemático e é colocado as condições de contorno e iniciais necessárias para estudo do escoamento em meios porosos. A seguir algumas das condições colocadas:

- a) Tipo de escoamento: Laminar;
 - b) Porosidade de 20% e permeabilidade de 10^{-15} ;
 - c) Condição inicial do reservatório com pressão de 3441,9 psi, 233,24 °F e fração volumétrica de 1 para o óleo e 0 para o vapor;
 - d) Foi colocada condições de contorno em cada parte do reservatório: parede lateral, topo e base como uma fronteira adiabática e foi delimitado os poços injetores e produtores;
 - e) Nos poços injetores, foi admitida uma vazão mássica de 0,2 kg/s, fração volumétrica de óleo igual a 0 e de vapor igual a 1;
 - f) No poço produtor foi adotada uma pressão relativa de 2000 psi;
 - g) Coeficiente de arrasto equivalente a 0,44;
 - h) Massa molar do vapor igual a 18,02 kg/kmol, sua densidade de 393,32 kg/m³ e capacidade calorífica de 4160 J/kgK. Já o óleo tem massa molar de 420 kg/Kmol, 982,5 kg/m³ de densidade e 2092 J/kgK de capacidade calorífica.
 - i) Tempo total de 15000 horas, sendo que cada timestep dura 3h.
- Depois de passar pelo CFX – pre, a simulação segue para ser processada no CFX – Solver Manager para então os resultados serem coletados no CFX – Post.

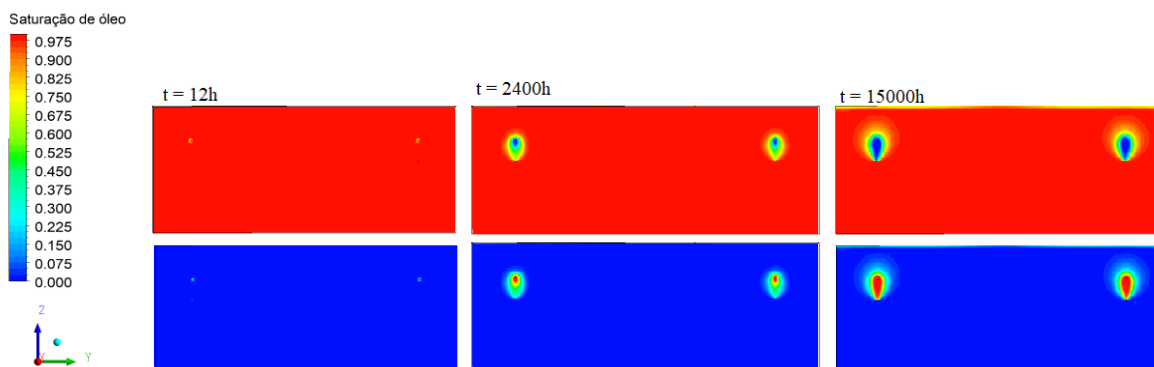
Resultados e Discussão

Os resultados foram obtidos no CFD – Post e neste modulo são obtidos resultados quantitativos e qualitativos de saturações, temperatura, pressão e vazão de produção. A partir destes resultados consegue-se avaliar os dados de produção acumulada de óleo e o fator de recuperação. Foram realizadas três simulações variando a distância entre os poços injetores e produtores, sendo o reservatório com 5 metros de distâncias entre os poços identificado como reservatório A, o de 8 metros como reservatório B e o de 11 metros o reservatório C.

Saturação de óleo e vapor

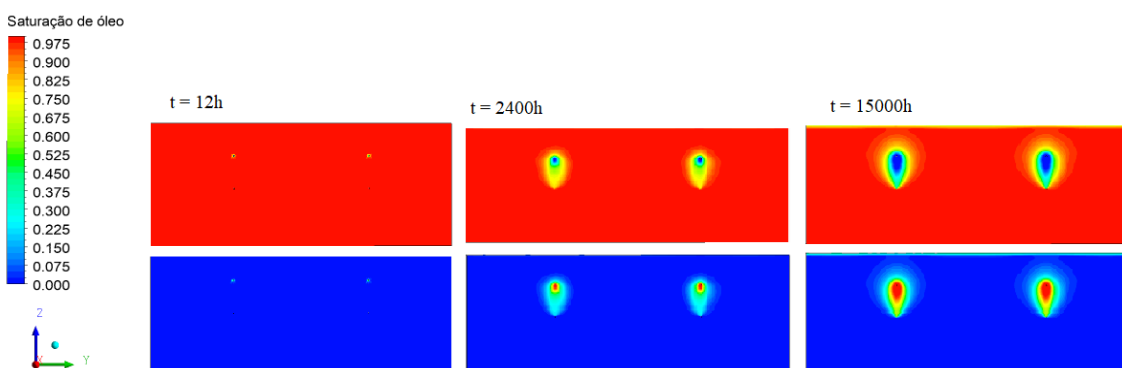
Nas figuras 3, 4 e 5 são mostradas a evolução da saturação do óleo e do vapor em um plano vertical passando pelos poços injetores e produtores. Nota-se que no decorrer do tempo, na região dos poços injetores a saturação de óleo vai declinando, resultado da transferência de calor do vapor para o óleo, que reduz as forças viscosas, melhorando o fluxo de óleo da região aquecida. Observa-se também, que no reservatório C a área vertical e horizontal do reservatório invadida pelo vapor foi maior quando comparado aos reservatórios A e B. Pode-se constatar que a distância entre os poços injetores e produtores é uma variável importante para a injeção de vapor em poços horizontais.

Figura 3: Saturação de óleo e saturação de vapor do reservatório A.



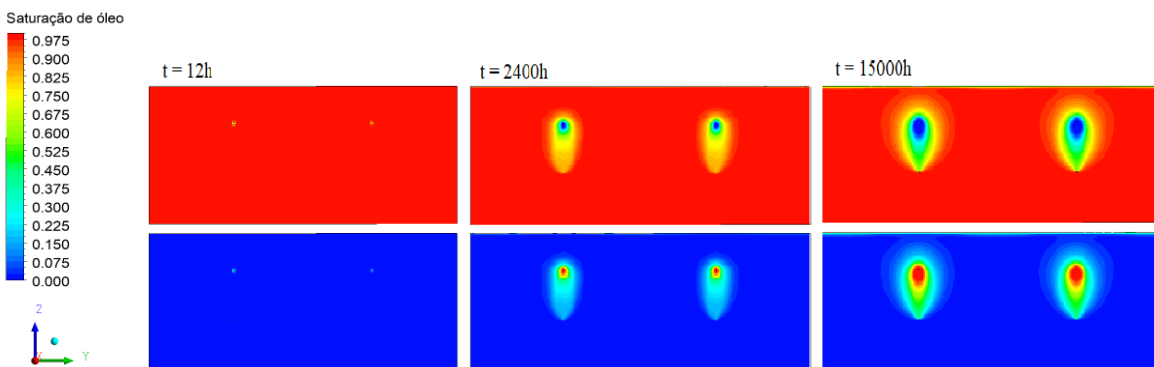
Fonte: Própria.

Figura 4: Saturação de óleo e saturação de vapor do reservatório B.



Fonte: Própria

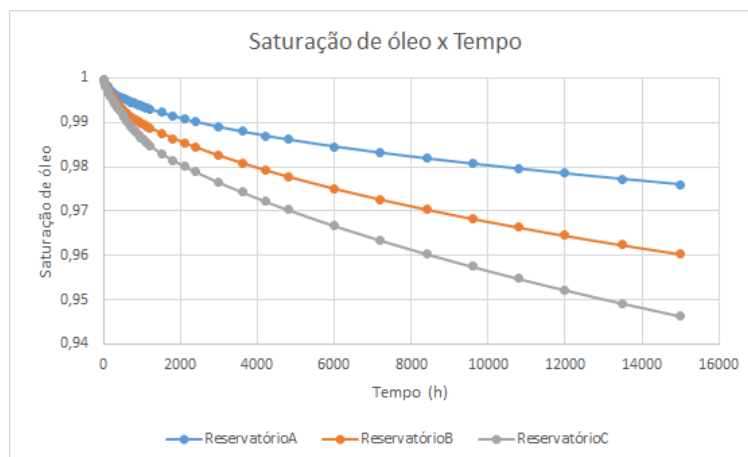
Figura 5: Saturação de óleo e saturação de vapor do reservatório C.



Fonte: Própria

Ainda nas figuras 3, 4 e 5, percebe-se que com o aumento da distância entre os poços, há uma melhor distribuição do vapor com o tempo, acarretando uma maior produção de óleo no reservatório C. Na figura 6 é apresentado uma análise de saturação média de óleo do reservatório no tempo. Pode ser observado que em um mesmo tempo a saturação média de óleo do reservatório C tem uma maior redução do que nos reservatórios A e B. Estes resultados evidenciam que uma maior distância entre os poços horizontais leva o vapor a permanecer mais tempo no reservatório sem ser produzido, aumentando a transferência de calor e a área drenada de óleo, ou seja, a redução da viscosidade do óleo, reduz a razão de mobilidade entre o óleo e o vapor, reduzindo as forças viscosas impostas pelo óleo pesado, melhorando a eficiência de varrido e de deslocamento, que se reflete no fator de recuperação de óleo apresentado na figura 7.

Figura 6: Saturação de óleo no tempo.

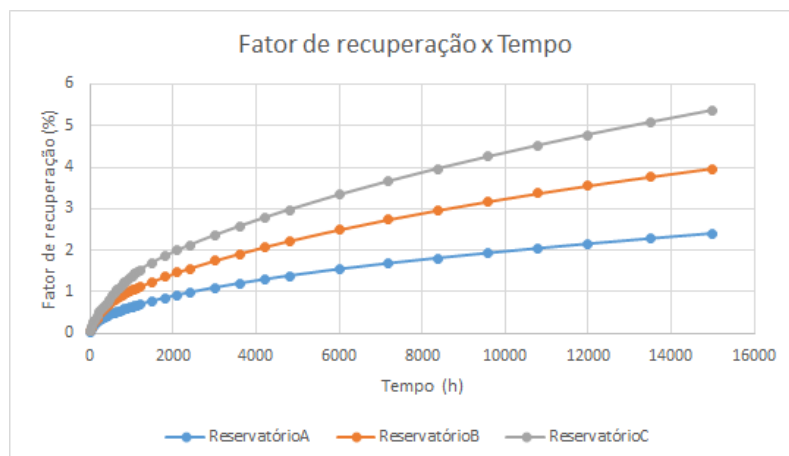


Fonte: Própria

Fator de recuperação

Na figura 7 está representado o comportamento da fração recuperada de óleo versus o tempo de injeção de vapor para os três casos apresentados. Então pode-se confirmar o que foi dito anteriormente sobre a melhor produção do reservatório C, que obteve melhor fator de recuperação seguido pelo reservatório B e depois o A. Uma maior distância entre os poços injetor e produtor faz com que haja uma maior distribuição de vapor no reservatório, que leva mais tempo para chegar ao poço produtor, produzindo mais óleo.

Figura 7: Fator de recuperação dos três reservatórios durante o tempo.



Fonte: Própria

Conclusões

Segundo os resultados obtidos e as análises feitas com base nos conhecimentos sobre recuperação de petróleo, foi observado com 11 metros de distância entre os poços injetores e produtores, mostrou-se mais promissor que os reservatórios 5 e 8 metros de distância entre os poços injetor e produtor. Um maior espaço entre os poços faz com que o vapor demore mais para chegar no poço produtor e a transferência de calor ocorra mais eficientemente com um maior contato entre o óleo e o vapor, produzindo mais óleo.

Para que haja uma melhor análise do comportamento dos três reservatórios é indicado um maior tempo de injeção de vapor, pois o melhor resultado, no caso deste trabalho, o reservatório C, obteve um fator de recuperação igual a 5,4%.

Agradecimentos

Os autores agradecem a COPES/UFS pela oportunidade de pesquisa, às Agências Brasileiras CNPq, CAPES por apoiar este trabalho, e ao Laboratório de Tecnologias Alternativas (LTA).

Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Petróleo, ANP. Boletim de produção de petróleo e gás natural, fevereiro de 2018. Disponível em http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_fevereiro-2018.pdf. Acessado em 08/07/2019.

American Geosciences Institute. Heavy oil, 2018. Disponível em <https://www.americangeosciences.org/geoscience-currents/heavy-oil>. Acessado em 08/07/2019.

Ayres, J. D. M. Estudo e desenvolvimento de um campo de óleo pesado submetido ao processo de injeção contínua de vapor, trabalho de conclusão de curso, Engenharia de Petróleo, UFRN, 2013.

Barillas, J. L. M. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRN, Rio Grande do Norte, 2005.

Branco, P. M. CPRM (Serviço Geológico do Brasil) – Petróleo, 2014. Disponível em <http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Canal-Escola/Petroleo-1256.html>. Acessado em 09/07/2019.

Lima, A. M. Métodos de recuperação secundária, 2016. Disponível em <https://www.linkedin.com/pulse/m%C3%A9todos-de-recupera%C3%A7%C3%A3o-secund%C3%A1ria-convencionais-adriano-max-lima>. Acessado em 09/07/2019.

Lima, L. S. S. Estudo da injeção contínua de vapor para diferentes tipos de óleo, trabalho de conclusão de curso, Engenharia de Petróleo, UFRN, 2015.