

# 10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



## TÍTULO DO TRABALHO:

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROCESSO DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS  
INJETANDO VAPOR**

## AUTORES:

Ianna Batista Cabral<sup>1</sup>, Dr. Acto de Lima Cunha<sup>2</sup>

## INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Sergipe

## SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROCESSO DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS INJETANDO VAPOR

### Abstract

The growing energy demand of humanity is driving the intensified oil production in the world. However, only a small portion of the oil present in the world reserves can be extracted and although API low grade oil reserves are predominant, their production is on a minority scale. Studies and development of methods that allow the maintenance or increase of the recovery factor and consequently the oil production in heavy oil reservoirs and mature fields are inferred. Among the different alternatives to improve the flowability of heavy oils are the special recovery method of continuous steam injection assisted by gravitational differential oil drainage. Given the conjuncture, the present research aims to numerically study the process of heavy oil recovery in an oil reservoir using the above mentioned special recovery method, evaluating the effect of temperature and steam injection flow on parameters such as viscosity, saturation and the oil recovery factor, and the flow rates and volumes produced from oil and steam, performing nine cases of three-dimensional and transient numerical simulations in the ANSYS CFX 18.0 software. Higher temperatures and especially higher steam injection rates positively manipulate the recovery factor and oil production, causing less oil to be retained in the reservoir. Steam injection time to heat transfer from steam to oil proved to be an important parameter for the success of the operation, aiming to increase oil recovery.

### Introdução

O petróleo é a maior fonte de energia primária do planeta. O desenvolvimento dessa matriz energética deu-se paralelamente ao avanço tecnológico e a crescente demanda energética da humanidade. Além disso, o petróleo serve de insumo para uma diversa gama de produtos de ampla utilização na atual conjuntura da sociedade. Esse cenário implica esforços para que essa matéria-prima seja produzida de maneira eficiente.

Avalia-se que a maior parte dos recursos de petróleo do mundo corresponde a hidrocarbonetos viscosos e pesados. Segundo Alboudwarej (2007) *apud* Mothé e Júnior (2007), as estimativas do total de reservas de petróleo no mundo oscilam entre 9 a 13 trilhões de barris, incluindo óleos pesados, ultrapesados e o betume que, somados apresentam cerca de 70% dos recursos petrolíferos (OLIVEIRA *et al.*, 2014). Embora as reservas de petróleo de baixo grau API sejam predominantes, a sua produção se dá em escala minoritária. Dentre os fatores que induzem tal constatação, tem-se que a alta viscosidade desse tipo de óleo que influencia negativamente o seu escoamento e fator de recuperação. Daí entende-se a importância do estudo e desenvolvimento de métodos e tecnologias que venham a otimizar essa produção.

Algumas das diferentes alternativas para melhorar a capacidade de escoamento dos óleos pesados e aumentar a sua recuperação são: a estimulação cíclica de vapor, a combustão *in situ*, a injeção de vapor, e o processo de drenagem de óleo por diferencial gravitacional com injeção de vapor ou comumente chamado de SAGD (siglas em inglês que significam: “*steam assisted gravity drainage*”), que é um derivado da injeção contínua de vapor. O processo SAGD envolve dois poços horizontais paralelos um acima do outro, onde o poço superior é injetor de vapor e o inferior é produtor de óleo. Nesse processo, o papel da força gravitacional é maximizado. Este método de recuperação avançada é mais efetivo para óleos com alta viscosidade, ou para betume, e tem sido demonstrado ser economicamente viável em projetos comerciais de recuperação de petróleo (BARILLAS, 2005 *apud* QUEIPO *et al.*, 2002).

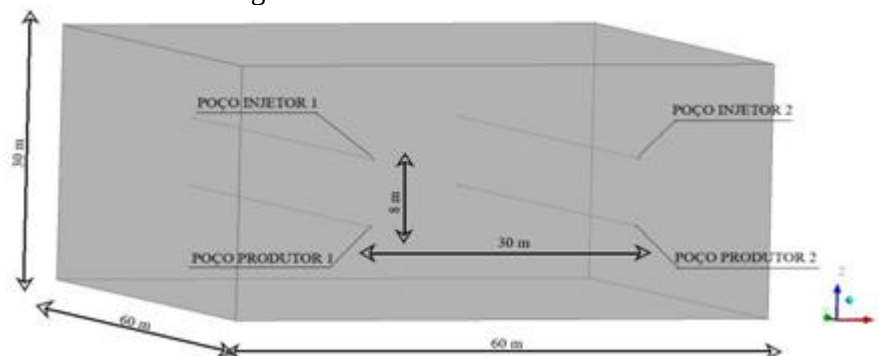
Dado a conjuntura, o presente trabalho estuda comportamento numérico hipotético de um reservatório de óleo pesado também hipotético sobre o efeito do método de recuperação avançada de injeção de vapor, assistido por drenagem gravitacional, ao variar-se os parâmetros de vazão e temperatura. Essa análise respaldará a escolha do cenário mais eficiente para a manutenção ou o aumento da produção de óleo em reservatórios de óleo pesado e campos maduros para as situações avaliadas.

## Metodologia

### Geometria do Reservatório e Malha Hexaédrica Tridimensional

Por meio do software ICEM CFD da ANSYS foi possível a elaboração da geometria do reservatório e dos poços e a geração da malha hexaédrica tridimensional. A construção da geometria do reservatório consistiu na elaboração de curvas e consequentes superfícies que resultam em um reservatório de 60 m de largura, 60 m de comprimento e 30 m de altura. Um total de quatro poços horizontais (extensão perpendicular ao plano Y) foram construídos com o raio de 0,1 m, sendo dois poços injetores (Injetor 1 e 2) e dois poços produtores (Produtor 1 e 2). Os poços Produtor 1 e Produtor 2 tem seus eixos centrais a 11 m de altura no plano Z e se localizam respectivamente nas coordenadas -15 e 15 no plano X, enquanto os poços Injetor 1 e Injetor 2 tem seus eixos centrais a 19m de altura no plano Z e se localizam respectivamente nas coordenadas -15 e 15 no plano X (estando acima dos poços produtores). Todos os poços são paralelos ao eixo Y. A geometria do reservatório pode ser observada na Figura 3:

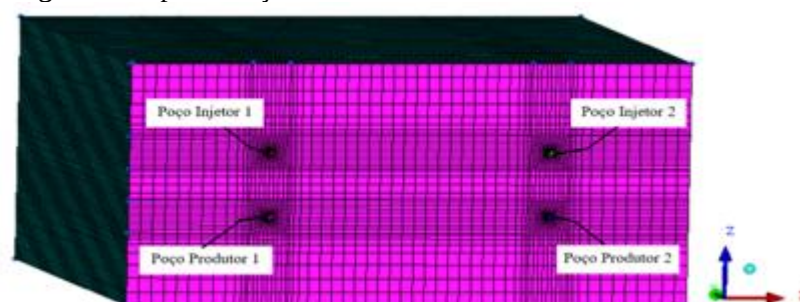
Figura 3: Geometria do Reservatório



Fonte: Próprio Autor

Após a construção da geometria do reservatório e poços é feita a blocagem, associação de curvas e arestas do reservatório para a posterior geração de malha. A geração da malha foi feita de forma experimental até que a quantidade de elementos demonstrasse um bom refinamento (qualidade de malha) adequado para a capacidade de processamento dos computadores e para que os resultados de estudo possam ser analisados. A geometria do reservatório objeto de estudo e a discretização do mesmo por meio da malha hexaédrica tridimensional podem ser observados na Figura 5.

Figura 5: Representação Tridimensional da Malha do Reservatório



Fonte: Próprio Autor

A malha gerada é mais refinada nas áreas mais próximas aos poços. Essa maior densidade de volumes de controle próximos dos poços tem o objetivo de aumentar a precisão dos cálculos nas regiões de maiores variações das variáveis de interesse como, por exemplo, pressão, saturação dos fluidos, temperatura, reduzindo assim a propagação de erros numéricos e matemáticos para toda a malha. A malha contém um total de 156.408 nós e 145.950 elementos, o que empiricamente mostrou-se suficiente para as simulações realizadas, levando-se em consideração o seu refinamento e o tempo estimado para a simulação numérica que será realizada posteriormente.

### Modelagem Matemática

O comportamento matemático do escoamento de um fluido viscoso em meio poroso foi expresso por meio da generalização das equações de conservação da massa, quantidade de movimento (Navier-Stokes), da equação de conservação de energia e equações de fechamento que foram definidas inicialmente no módulo CFX-pré da ANSYS. A modelagem matemática A modelagem matemática foi apresentada por Cunha (2010) como:

▪ **Equação de conservação de massa**

A equação de conservação de massa para o escoamento em meios porosos é definida pela seguinte equação:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (3.1)$$

onde  $\vec{U}$  é o vetor velocidade real,  $t$  é o tempo,  $\phi$  é a porosidade volumétrica,  $\rho$  é a densidade volumétrica, e  $\mathbf{K} = (K^{ij})$  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**

A equação de conservação do momento linear para meios porosos é definida pela equação:

$$\frac{\partial(\rho\phi\vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\phi(\mathbf{K}\vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K}(\nabla\vec{U} + \nabla\vec{U}^T)) + S_i^M \quad (3.2)$$

onde  $\mu_e$  é a viscosidade efetiva e  $S_i^M$  representa a fonte de quantidade de movimento linear.

No ANSYS CFX 11.0 a fonte de quantidade de movimento linear é representada por:

$$S_i^M = -C^{R1}U_i - C^{R2} \nabla \vec{U} \nabla \vec{U}_i + S_i^{spec} \quad (3.3)$$

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 e  $U$  e  $U_i$  são velocidades superficiais.

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

$$-\frac{\partial P}{\partial x_i} = \frac{\mu}{\mathbf{K}} U_i + K_{loss} \rho |\vec{U}| U_i \quad (3.4)$$

onde  $\mu$  é a viscosidade dinâmica,  $K_{loss}$  é o coeficiente empírico de perda<sup>1</sup>, e  $\frac{\mu}{\mathbf{K}}$  não pode ser zero.

Comparando as Equações (3.3) e (3.4) e utilizando as velocidades reais ao invés das velocidades superficiais, os coeficientes  $C^{R1}$  e  $C^{R2}$  são expressos por:

$$C^{R1} = \frac{\mu}{\phi \mathbf{K}} \quad (3.5) \quad C^{R2} = \frac{K_{loss} \rho}{\phi^2} \quad (3.6)$$

Com a utilização das velocidades superficiais os coeficientes  $C^{R1}$  e  $C^{R2}$  passam a ser definidos por:

$$C^{R1} = \frac{\mu}{\mathbf{K}} \quad (3.7) \quad C^{R2} = K_{loss} \rho \quad (3.8)$$

▪ **Equação da conservação de energia**

A transferência de energia no meio poroso pode ser modelada com uma equação de forma semelhante a Equação 3.2, como segue:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho H) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \phi S^H \quad (3.9)$$

O primeiro termo da esquerda da Equação (3.9) é o termo de acúmulo de energia, o segundo termo refere-se a transferência de calor por convecção e o terceiro termo está relacionado a transferência de calor por difusão, onde  $\Gamma_e$  é a difusividade térmica efetiva,  $H$  é a entalpia e  $S^H$  contém uma fonte de calor (que pode ser positiva ou negativa).

**Condições de Contorno**

As Equações (3.1), (3.2) e (3.9) que descrevem o fenômeno estudado necessitam de condições de contorno sobre o reservatório, a fim de completar o modelo matemático.

a) Na seção de entrada de cada um dos poços de injeção foram admitidas vazões mássica de vapor iguais a 0,1 kg/s, 0,2 kg/s e 0,3 kg/s, e fração volumétrica igual a 1,0 para o vapor e 0,0 para o óleo pesado e, nas simulações térmicas admitiu-se temperaturas de 350 °F, 380 °F e 410 °F para o vapor injetado.

b) No poço produtor foi considerada uma condição de pressão estática igual 2.000 psi.

c) Nas faces superior, inferior e lateral, representativas das fronteiras do reservatório, bem como as paredes dos poços injetores e produtores foi adotado a condição de superfície impermeável, ou seja, componentes das

<sup>1</sup> O valor padrão no Ansys CFX 11.0 é nulo, ou seja,  $K_{loss} = 0$ , que foi adotado no presente trabalho.

velocidades nas três direções nulas. Nas simulações não-isotérmicas foi utilizada a condição de paredes adiabáticas.

e) Como condição inicial foi admitido que o reservatório estava a uma pressão de 3.441,9 psi, fração volumétrica igual a 0,0 para água e 1,0 para o óleo pesado, e temperatura de 233,24 °F para o óleo no reservatório.

#### Propriedades Térmicas, Físicas e Petrofísicas.

É imprescindível que as propriedades dos fluidos sejam definidas para a obtenção de resultados condizentes. As propriedades dos fluidos podem ser lidas na Tabela 2.

Tabela 2: Propriedades Térmicas, Físicas e Petrofísicas dos Fluidos

| Propriedades físicas          | Fase Contínua |          |
|-------------------------------|---------------|----------|
|                               | Vapor         | Petróleo |
| Peso Específico (kg/m³)       | 393,3         | 982,5    |
| Calor Específico (J/kg.K)     | 4160          | 2092     |
| Condutividade Térmica (W/m.K) | 0,016         | 0,143    |
| Massa Molar (kg/kmol)         | 18,02         | 420      |
| Número de Nusset              | 2             | 2        |

Fonte: Banco de Dados ANSYS

#### Estudo de Caso

A fim de se analisar a influência da variação da temperatura e da vazão do vapor a ser injetado sobre as variáveis termofísicas e sua consequência no fator de recuperação de óleo foram simulados 9 casos, onde apenas esses parâmetros sofreram variações.

Tabela 3: Casos Estudados

| Casos | Variáveis                                     |                                           |
|-------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------|
|       | Temperatura do Vapor, T <sub>vapor</sub> (°F) | Vazão do Vapor, Q <sub>vapor</sub> (kg/s) |
| 1     | 350                                           | 0,1                                       |
| 2     | 350                                           | 0,2                                       |
| 3     | 350                                           | 0,3                                       |
| 4     | 380                                           | 0,1                                       |
| 5     | 380                                           | 0,2                                       |
| 6     | 380                                           | 0,3                                       |
| 7     | 410                                           | 0,1                                       |
| 8     | 410                                           | 0,2                                       |
| 9     | 410                                           | 0,3                                       |

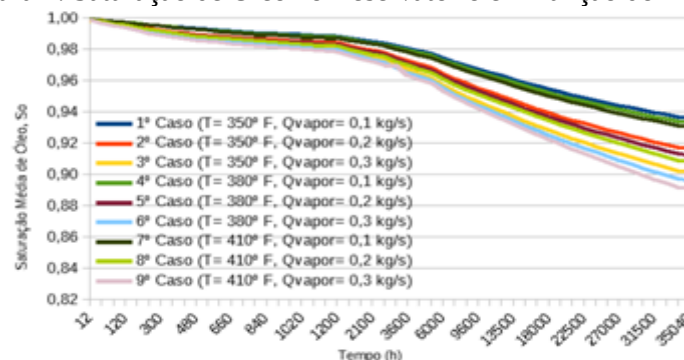
Fonte: Próprio Autor

## Resultados e Discussão

#### Saturação de Óleo no Reservatório e Fator de Recuperação

A saturação de um fluido em um meio poroso corresponde à fração volumétrica desse meio ocupada por um fluido, portanto, a redução de saturação de óleo no reservatório possibilita o exame da eficiência de deslocamento do método de recuperação utilizado. Na Figura 7 observa-se o comportamento da saturação de óleo no decorrer da simulação dos 9 casos em estudo no período de 4 anos.

Figura 7: Saturação de Óleo no Reservatório em Função do Tempo

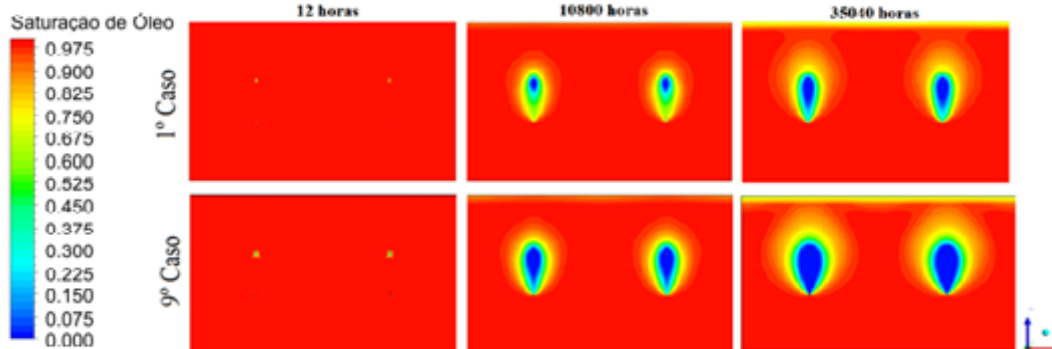


Fonte: Próprio Autor

Como verifica-se na Figura 6, a saturação média de óleo no reservatório decai com o tempo, apresentando inicialmente uma tímida inclinação que vem a se acentuar, possivelmente em função de uma maior área de contato entre o óleo e o fluido injetado, a medida que o vapor invade o meio poroso. Nota-se que a saturação média de óleo no reservatório é menor para os casos onde o vapor foi injetado a uma maior vazão (0,3 kg/s) e dentre os cenários de mesma vazão, o decaimento da saturação é maior onde o fluido foi injetado a uma maior temperatura (410 °F), ou seja, maiores temperaturas e vazões de injeção afetam positivamente a eficiência de deslocamento do óleo, o que é consequência de uma maior redução de viscosidade do óleo.

Na Figura 9 está ilustrada a evolução temporal da saturação do óleo no reservatório no plano zx no centro do reservatório ( $y=0$ ), para o 1º caso (menor vazão e menor temperatura de injeção) e para o 9º caso (maior vazão e maior temperatura de injeção).

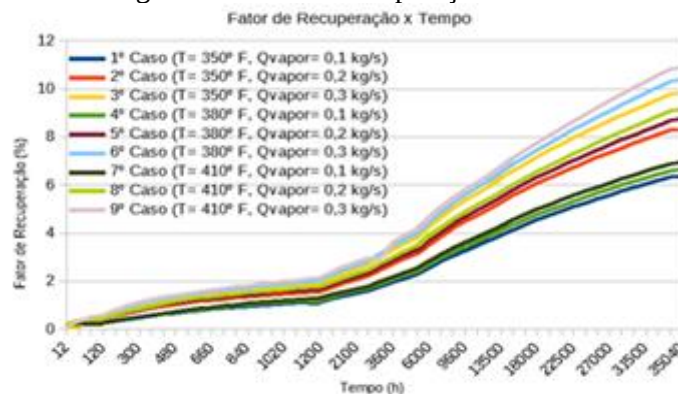
Figura 9: Saturação de Óleo no Reservatório em Função do Tempo (1º e 9º Caso)



Fonte: Próprio Autor

Haja vista que para efeito de simulação considerou-se um reservatório 100% saturado em óleo, observa-se na Figura 7 que na região invadida pelo vapor a saturação de óleo aproximasse de 0 (zero), porém averigua-se que o método de recuperação apresentou baixa eficiência até o momento estudado (4 anos), pois a saturação média de óleo no reservatório apresentou um valor mínimo de 89% para o 9º caso (o mais eficiente levando-se em consideração a redução de saturação de óleo no reservatório), o que reflete no fator de recuperação do óleo conforme ilustrada na Figura 10.

Figura 10: Fator de recuperação do óleo



Fonte: Próprio Autor

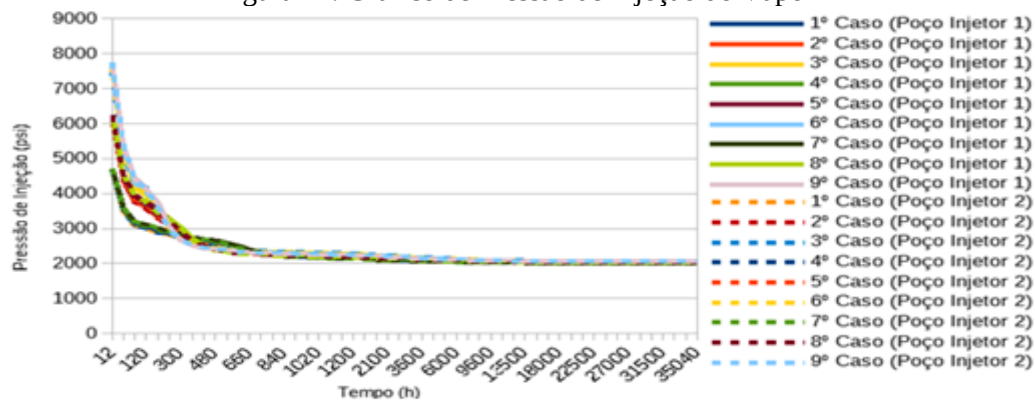
Para menores valores médios de saturação de óleo no reservatório, um maior valor do mesmo foi recuperado ou produzido, ou seja, uma menor quantidade de óleo ficou retida no reservatório. Ao contrário do que ocorre na análise de saturação nota-se que o fator de recuperação do óleo é maior para os casos onde o vapor foi injetado a uma maior vazão (0,3 kg/s) e dentre os cenários de mesma vazão, o aumento do fator de recuperação de óleo é maior onde o fluido foi injetado a uma maior temperatura. O maior fator de recuperação para os cenários em estudo foi referente ao 9º caso, que teve um fator de recuperação de 10,89%.

A princípio é recomendado um maior tempo de injeção de vapor para uma melhor observação do fator de recuperação do óleo, tendo em conta que esses tem comportamento crescente com o tempo que o vapor é injetado.

#### Pressão de Injeção e Vazões de Produção

O fluido injetado no reservatório exerce pressão sobre o meio poroso, e essa deve respeitar os limites de pressão de fratura do reservatório e as restrições do maquinário. Na Figura 11 observa-se o comportamento das pressões de injeção referentes aos dois poços injetores dos 9 casos em estudo.

Figura 11: Gráfico de Pressão de Injeção do Vapor

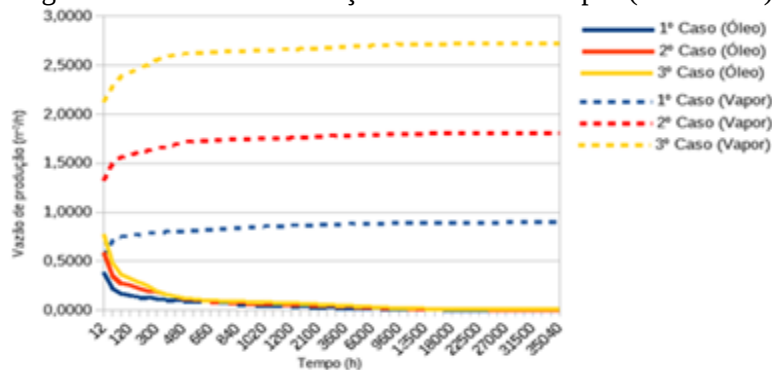


Fonte: Próprio Autor

A princípio necessita-se de valores mais altos de pressão de injeção para que a pressão do reservatório seja vencida, verifica-se que a pressão de injeção do fluido é maior à maiores valores de vazão de injeção, logo observa-se que a vazão de injeção de vapor máxima é limitada pela pressão de fratura da formação. A queda na pressão de injeção representa o avanço do vapor no reservatório e a consequente produção de óleo. No decorrer da vida produtiva do reservatório, o vapor injetado assume um caminho preferencial levando ao momento de *breakthrough* (início da produção de vapor) onde a pressão de injeção de fluido tende a um valor constante.

Na Figura 12 é possível observar que vazão de produção de óleo é decrescente e a de vapor é crescente. A vazão de produção do óleo e do vapor são maiores em cenários de maiores injeções de vapor logo nas primeiras horas de injeção, isso indica que o *breakthrough* ocorreu rapidamente, devido ao diferencial de pressão entre os poços injetores e produtores, distância entre eles que foi de 8 m, e a elevada diferença de densidade entre os fluidos (vapor e óleo). Vale ressaltar que nas simulações não é prevista a condensação do vapor, o que pode retardar a produção do mesmo. Na Figura 12 as vazões de produção de óleo e vapor podem ser observadas para a temperatura de injeção de vapor fixa em 350° F variando-se as vazões de injeção em 0,1 kg/s, 0,2 kg/s e kg/s para os 1º, 2º e 3º casos respectivamente.

Figura 12: Vazões de Produção de Óleo e de Vapor (T = 350° F)

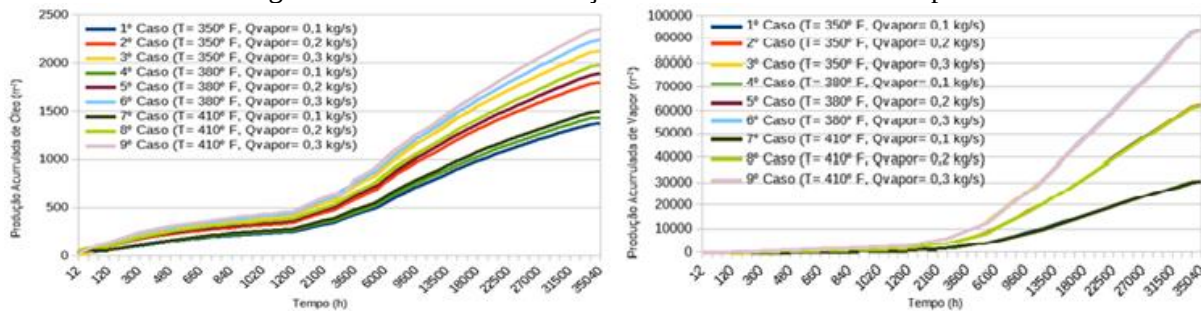


Fonte: Próprio Autor

#### Produção Acumulada de Óleo e de Vapor.

Na Figura 15 está ilustrado o comportamento da produção acumulada de óleo e de vapor com o tempo, respectivamente. A produção acumulada de óleo é maior para os casos onde o vapor foi injetado a uma maior vazão e dentre os cenários de mesma vazão, a produção acumulada de óleo é maior onde o fluido foi injetado a uma maior temperatura. Observa-se que maiores vazões de injeção de vapor, para a temperatura do vapor mais elevadas, ocorre um aumento na transferência de calor do vapor para o óleo, reduzindo sua viscosidade e a razão de mobilidade entre o óleo e o vapor, o que resulta em melhor eficiência de varrido (a área invadida pelo vapor aumenta) e melhor eficiência de deslocamento, com a redução drástica de saturação de óleo na região invadida pelo vapor, explicando assim a maior produção acumulada de óleo e fator de recuperação. Verifica-se que os valores de produção de vapor avançam em um grau bastante superior ao de óleo, isso ocorre devido a não incorporação do fenômeno de condensação do vapor o que resultaria em uma produção de vapor condensado, ou seja, água. É indicado que seja feita a análise para outros valores de vazões de injeção e temperatura do vapor, para avaliar fatores técnicos.

Figura 15: Gráficos de Produção Acumulada de Óleo e Vapor



Fonte: Próprio Autor

Os casos que possuem mesma vazão de injeção de vapor apresentam diferenças ordinárias entre si quanto a produção de vapor nos cenários estudados, em função disso as curvas representando os 1º, 4º e 7º; 2º, 5º e 8º; 3º, 6º e 9º casos se sobrepõem, indicando que o aumento de temperatura de vapor não afeta de forma significativa a produção de vapor.

## Conclusões

Os métodos térmicos de recuperação avançada de petróleo são, geralmente, empregados na recuperação de óleos pesados, pois o aumento da temperatura possibilita a redução da viscosidade do óleo, o que resulta em uma maior eficiência de deslocamento e consequentemente em uma maior produção de petróleo.

Nesse estudo foi verificada a ação da variação de parâmetros como a vazão de injeção de vapor e a temperatura de injeção no emprego do método de recuperação avançada de petróleo por injeção de vapor com o auxílio da ação da gravidade, e a decorrente influência desses parâmetros sobre outros, como a viscosidade, saturação e o fator de recuperação do óleo, e as vazões e volumes produzidos de óleo e vapor.

Verifica-se que maiores temperaturas e principalmente maiores vazões de injeção de vapor manipulam positivamente o fator de recuperação e a produção do petróleo, fazendo com que uma menor quantidade de óleo fique retida no reservatório. Porém, esses fatores também influenciam em uma maior e mais rápida produção de vapor. O tempo de injeção de vapor para transferência de calor do vapor para o óleo mostrou-se um parâmetro importante para o sucesso da operação, visando aumentar a recuperação de óleo.

## Agradecimentos

Agradecemos à COPES/UFS e às Agências Brasileiras CNPq e CAPES por apoiarem esse projeto.

## Referências Bibliográficas

Alboudwarej, H.; Felix, J.; Taylor, S. **Highlighting Heavy Oil**. *Oilfield Review*, Jun. 2006. Disponível em: <<http://www.slb.com>>. Acessado em: 00 08 2007 in: Oliveira, S.; Silva, C. A.; Antunes, A. M. S. **Prospecção Tecnológica em Recuperação de Óleos Pesados no Período de 2005 a 2010**, Congresso Brasileiro de Prospecção Tecnológica, 2013.

Queipo N. V.; Goicoche J. V; Pintos S. **Surrogate modeling-based optimization of sagd process**, *Jornal of Petroleo Science & Engineering*, 2002 in: Barillas, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**, Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Química, Natal, 2005.

Cunha, A. L. **Recuperação Avançada Não isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica**, Tese de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Química, Campina Grande, 2010.

Mothér, C. H; Junior, C. S. **Petróleo pesado e ultrapesado: Reservas e produção mundial**, *TN Petróleo*, Rio de Janeiro in: Oliveira, S.; Silva, C. A.; Antunes, A. M. S. **Prospecção Tecnológica em Recuperação de Óleos Pesados no Período de 2005 a 2010**, Congresso Brasileiro de Prospecção Tecnológica, 2013.