



## SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA RECUPERAÇÃO TÉRMICA DE PETRÓLEO UTILIZANDO INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE

Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira<sup>1</sup>; José Luis Gomes Marinho<sup>2</sup>; Wagner Roberto de Oliveira Pimentel<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal de Alagoas, Unidade Acadêmica de Engenharia Química –  
[leonardo.m.ten@gmail.com](mailto:leonardo.m.ten@gmail.com)

<sup>2</sup> Universidade Federal de Alagoas, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo - [jlmrinho@ctec.ufal.br](mailto:jlmrinho@ctec.ufal.br)

<sup>3</sup> Universidade Federal de Alagoas, Unidade Acadêmica de Engenharia Química- [wropimen@yahoo.com.br](mailto:wropimen@yahoo.com.br)

### RESUMO

Mediante o declínio das reservas petrolíferas dos últimos anos, cresce o interesse por processos que buscam o máximo aproveitamento dos reservatórios de petróleo e poços maduros, de modo a elevar o volume de óleo recuperado. Desse modo, os métodos de recuperação avançada podem ser uma alternativa ao se injetar fluidos na formação rochosa, os quais geram um gradiente de pressão na direção do poço produtor, ou modificam propriedades físico-químicas do sistema em favorecimento ao escoamento do óleo armazenado. Neste trabalho foi utilizado o método avançado baseado na energia térmica da injeção de água quente para recuperação de óleos viscosos através da simulação em fluidodinâmica computacional (CFD). O domínio selecionado foi quadrático em conformação *five spot* de injeção. Foi observado que o método térmico obteve desempenho 100% superior que o caso isotérmico analisado, refletindo a influência da temperatura no aumento da mobilidade do óleo.

**Palavras-chave:** Recuperação avançada, petróleo, fluidodinâmica computacional.

### 1. INTRODUÇÃO

A atual dependência por fontes de energia não-renovável e o alto consumismo desenvolvido no mundo têm despertado a atenção para a eficiência dos processos de extração das matérias-primas fósseis. De acordo com a Agência Internacional de Energia [IEA, 2014], o petróleo e o gás natural correspondem a 61,6% de toda energia produzida no mundo, e de 1973 até 2013 esse consumo cresceu 21,5%.

Durante o processo de produção de petróleo, é a diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço que gera a expansão do óleo e a contração dos poros da formação rochosa. Esse fenômeno, conhecido como recuperação primária, utiliza apenas a energia inicial do reservatório para escoar os fluidos lá

armazenados [Thomas, 2004; Curbelo, 2006]. Na recuperação primária, o volume de óleo recuperado é baixo, girando em torno de 15% do total do reservatório [Bressan, 2008].

Dentre os métodos de recuperação existentes, o mais comum ao se lidar com óleos pesados é o método térmico de água quente, o qual se caracteriza pela injeção desse fluido a uma temperatura acima daquela do reservatório de modo a promover alterações nas propriedades do óleo sensíveis ao calor e favorecer seu escoamento [Rosa *et al.* 2011; Voltatoni, 2012].

Na literatura existem muitos trabalhos que contemplam a simulação de reservatórios utilizando métodos térmicos de recuperação, os quais são voltados quase que exclusivamente para óleos pesados.



Guimarães et al. [2002] compararam os fatores de recuperação de óleo em um reservatório de baixa profundidade dos métodos de injeção de água quente e de água à temperatura da formação e observaram que a aplicação térmica obteve desempenho superior a 50% em relação à isotérmica. Costa *et al.* [2003] afirmaram que a injeção de água quente se apresenta como método eficaz em poços de baixa profundidade, de modo que se desprezam as perdas térmicas ao longo do comprimento de tubulação.

Costa *et al.* [2010] e Cunha [2010] simularam um reservatório retangular assimétrico em sistema de injeção *five spot* as metodologias de recuperação térmica e isotérmica com água, constatando que para os casos térmicos o volume de óleo recuperado chega a ser quase 40% maior que para o caso isotérmico.

Desse modo, este trabalho tem como objetivo discretizar um reservatório real em formato quadrático simplificado, com esquema de injeção *five spot*, com quatro poços injetores periféricos e um central produtor, simulando a recuperação térmica com água quente considerando a presença de óleo de alta viscosidade. Especificamente buscando avaliar o fator de recuperação e os aspectos qualitativos do fenômeno de escoamento, tendo como parâmetro de comparação um modelo isotérmico do mesmo processo.

## 2. METODOLOGIA

A simulação numérica no ambiente computacional passou por três etapas principais: Elaboração do modelo físico e geração da malha numérica, desenvolvimento do modelo matemático e aplicação das condições iniciais e de contorno, bem como as propriedades do sistema.

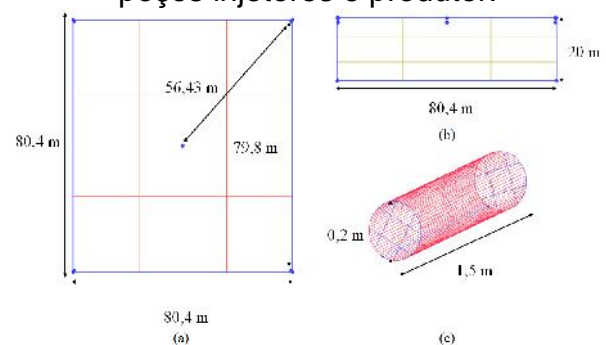
### 2.1. Definição do modelo físico

O modelo físico corresponde a uma fração de reservatório de petróleo em

escala real sobre o qual foi gerada uma malha numérica formada por um conjunto de volumes finitos que subdividem o domínio em volumes menores. Em cada um desses volumes as equações diferenciais parciais que regem o fenômeno de escoamento são resolvidas numérica e simultaneamente através da interação entre volumes vizinhos.

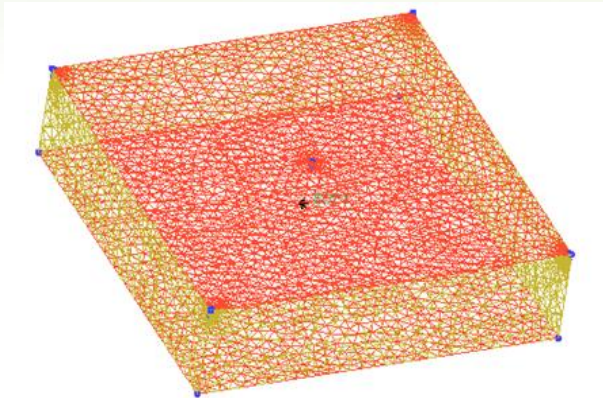
O domínio proposto foi criado no aplicativo Ansys Icem CFD e foi caracterizado por um esquema de quatro poços injetores periféricos e um poço produtor central, conformação conhecida como *five spot*. As dimensões correspondentes, indicadas de modo esquemático na Figura 1, corresponderam a uma formação rochosa de 80,4 m de lado e 20m de profundidade. Cada poço periférico distando 56,43 m do poço central e 79,8 m entre seus vizinhos de vértices. A porção de poço considerada dentro do reservatório abrangeu 1,5 m de comprimento com diâmetro de 0,2 m.

Figura 1: Geometria do reservatório. (a) Vista superior do reservatório; (b) Vista lateral do reservatório; (c) Dimensões dos poços injetores e produtor.

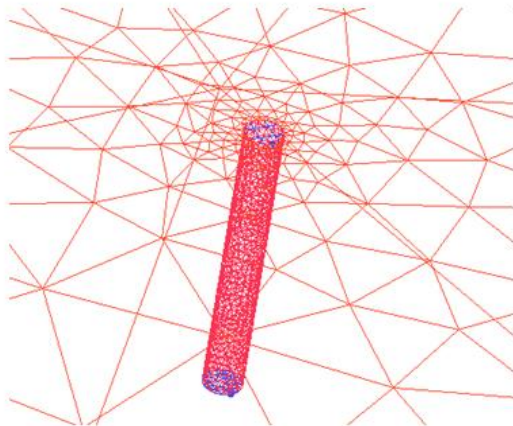


Com a geometria definida, gerou-se uma malha numérica não-estruturada composta de 151 mil elementos tetraédricos e 30 mil nós tal como mostrado na Figura 2.

Figura 2: (a) Malha numérica não-estruturada; (b) Detalhe da malha para um dos poços injetores.



(a)



(b)

## 2.2. Modelo matemático

Foi desenvolvido um modelo em meio poroso fazendo-se uso das equações fundamentais de conservação de massa, momento e energia. Tal abordagem foi baseada no trabalho de Costa *et al.* [2010] e apresentou as seguintes considerações:

- Escoamento bifásico incompressível em regime transiente;
- Efeito gravitacional na forma de empuxo;
- Ausência de reações químicas;
- Sem transferência de massa na interface;
- Abordagem Euleriana-Euleriana com modelo interfacial de mistura para ambas as fases (água e óleo) contínuas;
- Força de arraste considerada invariável.

Foi selecionado no Ansys CFX 13.0 o Modelo de Darcy para fluxos em meios

porosos. Assim, as equações de conservação assumiram a seguinte forma:

### 2.2.1. Conservação de massa e momento

$$\frac{\partial \dots W}{\partial t} + \nabla \cdot (\dots K \vec{U}) = 0 \quad [1]$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial w \dots \vec{U}}{\partial t} + \nabla \cdot (\dots (K \cdot \bullet \vec{U}) \times \vec{U}) \\ - \nabla \cdot (\sim_e K \bullet (\nabla \cdot \vec{U} + (\nabla \cdot \vec{U})^T)) \\ = -wR \bullet \vec{U} - w \nabla p \end{aligned} \quad [2]$$

Onde  $\vec{U}$  é o vetor velocidade real,  $w$  é a massa específica do fluido,  $\sim_e$  é a viscosidade efetiva e  $R$  é a representação da resistência ao fluxo no meio poroso, o qual é função direta das propriedades dos fluidos, do reservatório e de forças externas atuantes. E  $K$  é o chamado tensor porosidade de área [Manual CFX 11.0, 2006]. Na Equação 1 encontra-se a definição da equação da continuidade, ou seja, o primeiro termo representa a taxa de acúmulo de massa e o segundo termo o gradiente de velocidade no meio poroso. Já a Equação 2 representa a equação de conservação de momento, com o primeiro termo do lado direito da igualdade sendo a taxa de acúmulo de momento, o segundo termo representa o fluxo advectivo de momento e o terceiro termo é o fluxo difusivo de momento. Do lado direito da igualdade dessa equação têm-se os termos de fonte de movimento.

A partir das considerações impostas ao modelo, os três termos do primeiro membro se anulam, principalmente porque o diferencial de pressão possui intensidade muito maior, sendo  $R$  o fator que equilibra a grande resistência nos poros. Desse modo, a equação 2 se torna:





$$\vec{U} = \frac{\nabla p}{R} \quad [3]$$

### 2.2.2. Conservação de energia

$$\frac{\partial \dots wH}{\partial t} + \nabla \cdot (\dots K \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e K \cdot \nabla H) = wS^H \quad [4]$$

Onde  $H$  é a entalpia específica do fluido,  $\Gamma_e$  é a difusividade térmica específica e  $S^H$  é a fonte de calor. Nessa equação, analogamente à Equação 2, do lado esquerdo da igualdade têm-se os termos de acúmulo, advecção e difusão de energia, enquanto no lado direito é apresentada a energia gerada no domínio.

### 2.3. Condições iniciais e de contorno e propriedades dos fluidos

Na Tabela 1 se encontram as informações referentes às condições da formação rochosa.

Tabela 1: Características e condições iniciais do reservatório.

Propriedades da Rocha	
Permeabilidade (m <sup>2</sup> )	2x10 <sup>-12</sup>
Volume poroso	0,25
Coeficiente de perda de Resistência $K_{loss}$	0
Pressão inicial (atm)	580
Temperatura inicial (K)	370

Na Tabela 2 são apresentadas as características dos fluidos utilizados na simulação.

Tabela 2: Características e condições iniciais dos fluidos.

Propriedades	Petróleo	Água
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	881	942,5
Tensão superficial entre fases (N/m)		0,03
Massa molar estimada (kg/kmol)	105,47	18,02
Viscosidade (Pa.s)	0,17/Eq.58	Eq.57
Saturação inicial	1	0
Temperatura inicial (K)	323	323*/370**

\*Isotérmico; \*\* Térmico

Foram considerados dois estudos de caso em carácter de comparação: térmico e isotérmico. Para a análise isotérmica, as temperaturas do óleo contido no reservatório e da água foram consideradas iguais a 323 K. Já no estudo térmico, o fluido injetor entrou no reservatório com temperatura de 370 K caracterizando o método de recuperação por água quente.

Para constatar o efeito da variação da viscosidade com a temperatura entre o óleo e a água, foram utilizadas correlações empíricas baseadas no trabalho de Cunha [2010] conforme as seguintes expressões:

$$\sim_{\text{água}} = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547T_f)T_f - 1000} \quad [5]$$

$$\sim_{\text{óleo}} = 10^{-3} \exp\{\exp[11,7613 - 2,099 \ln(T_f)] - 1,05\} \quad [6]$$

$$T_f = 1,8T_K - 459,67 \quad [7]$$

Onde  $T_f$  é a temperatura dada em graus Farenheit e  $T_K$  é a temperatura na escala absoluta Kelvin.



Ainda de acordo com a Tabela 2, utilizou-se alta viscosidade para o óleo durante o estudo isotérmico (0,17 Pa.s) objetivando a visualização do fenômeno de resistência ao escoamento em função da viscosidade.

De modo a fechar o modelo, foi imposta uma condição de domínio estático no tempo igual a zero, ou seja, o óleo armazenado possuindo velocidade nas três componentes vetoriais iguais a zero, enquanto que a vazão inicial do fluido injetor foi estabelecida como não-nula e constante (Tabela 3).

Tabela 3: Condições de contorno e iniciais.

Parâmetros	Atribuições
Vazão de injeção (kg/s)	0,1
Velocidades cartesianas iniciais (m/s)	0
Coefficiente de arrasto	40

Para a simulação foi utilizado um tempo total de 24000 horas de recuperação e uma tolerância de 0,000001 no erro.

#### 2.4. Parâmetros de Eficiência

Numericamente, foi estudada a variação da fração volumétrica dos fluidos, a qual pode ser definida pela equação 8:

$$f = \frac{n_i}{n_{total}} \quad [8]$$

Onde  $n_i$  é o volume de  $i$  e  $n_{total}$  é o volume total do sistema considerado [ROSA *et al.*, 2011].

E o fator de recuperação (%FR), representado pela equação 9:

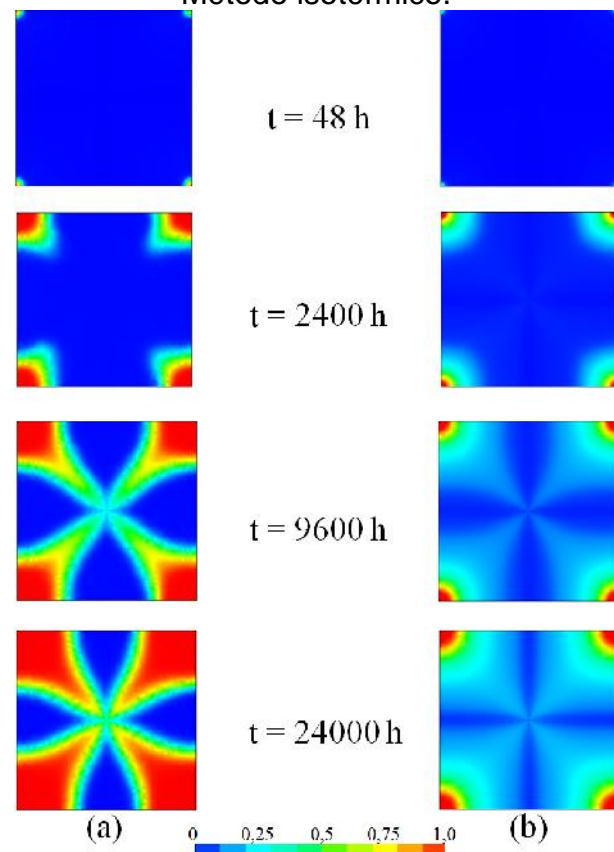
$$\% FR = \frac{V_{recuperado}}{V_{Inicial}} \quad [9]$$

Onde  $V_{recuperado}$  é o volume de óleo recuperado no tempo final de processo e  $V_{Inicial}$  é o volume de óleo no tempo igual a zero [ROSA *et al.*, 2011].

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Analisou-se os campos de fração volumétrica no reservatório em quatro instantes de tempo distintos de acordo com a Figura 3:

Figura 3: Variação da fração volumétrica do fluido injetor. (a) Método térmico; (b) Método isotérmico.



De acordo com a Figura 3, em  $t = 2400$  horas já é observado um volume de água mais acentuado com o método térmico e esse perfil continua até o processo se completar em  $t = 24000$  horas. Notou-se que o avanço da frente de água no caso térmico (a) ocorreu a uma alta taxa mesmo sujeito à resistência do óleo viscoso e também observou-se

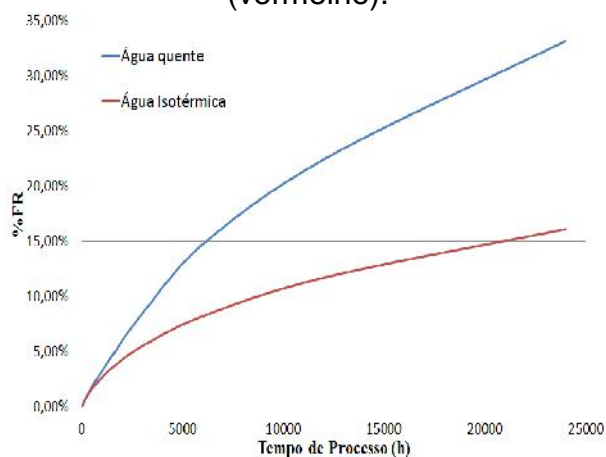


que a fração volumétrica de água na trajetória dos poços injetores ao poço produtor foi muito maior que no caso isotérmico, alcançando maior preenchimento dos poros da formação rochosa.

Notou-se que, tanto para o caso isotérmico quanto para o caso térmico, houve a tendência ao escoamento radial e deslocamento, fato constatado em Rosa *et al.* [2014].

Assim, os fatores de recuperação calculados para os estudos de caso foram comparados e constatou-se 16,11% na análise isotérmica e 33,19% na análise térmica (Figura 4). Tais valores foram validados com aqueles encontrados pela literatura consultada, que obtiveram %FR para o método térmico duas vezes maior que o isotérmico [Guimarães *et al.*, 2002; Costa *et al.*, 2003].

Figura 4: Fator de recuperação para o caso térmico (azul) e isotérmico (vermelho).



Constata-se na Figura 4 que a taxa de recuperação para o método com água quente manteve uma diferença crescente em relação à taxa de recuperação da abordagem isotérmica, a qual sofreu atenuação a partir de  $t = 8000$  horas.

#### 4. CONCLUSÕES

Com os resultados obtidos, conclui-se que:

- A modelagem da recuperação avançada com o método térmico de água quente se mostrou plausível ao representar o processo de escoamento baseado na redução da resistência viscosa.

- Foi observada a tendência de escoamento radial em ambos os estudos de caso (térmico e isotérmico).

- A simetria da geometria e do sistema de injeção repercutiu em uma recuperação bem distribuída através do domínio do reservatório.

- O método de injeção de água quente se mostrou muito mais eficiente do que em uma abordagem isotérmica, onde a diferença chegou a 17 unidades no fator de recuperação, sendo validado positivamente pela literatura citada.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio financeiro da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP – à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP, o PRH-40.

#### 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRESSAN, L. W. **Recuperação Avançada de Petróleo**. Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.

COSTA L. M.; GUIMARÃES, L. J. N.; PONTES FILHO, I. D. S. **Simulação de Injeção de água em Análogos de Reservatórios em Condições Não Isotérmicas**. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, 2003.

COSTA A. B.; ARAUJO, M. V.; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A. G. B.. **Simulação Numérica de Escoamento Não Isotérmico de Óleos Pesados Induzido**



**pela Injeção de Fluidos em Reservatório de Petróleo.** VII Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2010.

Federal do ABC, Programa de Pós-Graduação em Energia. Santo André – SP.

CUNHA, A. de L. **Recuperação Avançada Não Isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica.** 2010, 104p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Campina Grande – PB.

CURBELO, F. D. da S. **Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Tensoativos.** 2006, 190p. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal – RN.

GUIMARÃES, L. do N.; COSTA, L. M.; SANTOS, E. A.; COSTA, A. P.; PONTES FILHO, I. D. S. **Multiphase flow of water and oil in heterogeneous reservoir.** Mecânica Computacional, v. 21, p. 670-682, 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA, 2014. Disponível em:<[www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf)> em 29/03/2015.

MANUAL CFX 11.0, Ansys Harwell, UK, 2006.

ROSA, A. J. CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Interciência, 2011.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Interciência, 2004.

VOLTATONI, T. **Emprego de Ciclodextrinas para a Recuperação Avançada de Petróleo.** 2012, 90p. Dissertação de Mestrado, Universidade