

## **Influência da vazão de injeção contínua de água no processo de recuperação de óleos: modelagem e simulação**

### **Influence of continuous water injection flow rate in the oil recovery process: modeling and simulation**

DOI:10.34117/bjdv7n4-454

Recebimento dos originais: 14/03/2021

Aceitação para publicação: 17/04/2021

#### **Helton Gomes Alves**

Mestre em Engenharia Química pela Universidade Federal de Campina Grande  
Instituição: Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Campus universitário Lagoa Nova - CEP 59078-970  
e-mail: helton.02@hotmail.com

#### **Hortência Luma Fernandes Magalhães**

Mestre em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Campina Grande  
Instituição: Universidade Federal de Campina Grande  
Rua José Marinho Falcão, 105 - bloco i - AP 104 – bodocongó - Campina Grande  
e-mail: hortencia.luma@gmail.com

#### **Veruska do Nascimento Simões**

Mestre em Engenharia Química pela Universidade Federal de Campina Grande  
Instituição: Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Campus universitário Lagoa Nova - CEP 59078-970  
e-mail: veruskasimoes@hotmail.com

#### **Wanessa Raphaella Gomes dos Santos**

Doutora em Engenharia de Processos pela Universidade Federal de Campina Grande  
Instituição: Universidade Federal da Paraíba  
Rua quimera, quadra D3, número 19 - Ouro Preto – Olinda  
e-mail: wanessa.raphaella@yahoo.com.br

#### **Danielle Alves Ribeiro da Silva**

Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Instituição: Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Campus universitário Lagoa Nova - CEP 59078-970  
e-mail: danokalves@hotmail.com

#### **Antônio Gilson Barbosa de Lima**

Doutor em Engenharia Mecânica pela Universidade de Campinas  
Instituição: Universidade Federal de Campina Grande  
Rua Aprígio Veloso, 882 - Universitário, Campina Grande - PB, 58428-830  
e-mail: antonio.gilson@ufcg.edu.br

**Severino Rodrigues de Farias Neto**

Doutor em Engenharia de processos pela Universidade de Nantes  
Instituição: Universidade Federal de Campina Grande  
Rua Aprígio Veloso, 882 - Universitário, Campina Grande - PB, 58428-830  
e-mail: s.fariasn@gmail.com

**RESUMO**

Embora uma série de ferramentas numéricas e analíticas tem sido desenvolvida para estudar o comportamento do fluxo e prever o desempenho de produção de petróleo em poços horizontais, vários problemas que podem afetar significativamente as previsões de desempenho encontram-se em constante desenvolvimento. Assim, o presente trabalho tem como objetivo avaliar numericamente a influência da vazão de injeção de água no processo de recuperação de óleos em reservatórios petrolíferos, utilizando o Ansys CFX 15.1 para a resolução das equações de conservação de massa e momento linear generalizadas a Lei de Darcy auxiliado com o modelo de mistura de fluidos contínuos (água/óleo) em fluxo transiente e um passo de tempo de 24 horas. Através da distribuição de fração volumétrica de água apresentadas em isosurfaces, da distribuição de velocidade superficial de água, perfil de pressão e curvas de óleo recuperado pôde-se concluir que modelagem matemática utilizada permitiu representar os fenômenos físicos envolvidos no processo e que o aumento da vazão mássica de água apresenta um aumento na recuperação de óleos até um certo limite.

**Palavras-Chave:** Recuperação de óleo; Poços produtores horizontais; Simulação; CFX.

**ABSTRACT**

Although a number of numerical and analytical tools have been developed to study flow behavior and predict oil production performance in horizontal wells, several problems that can significantly affect performance predictions are under constant development. Thus, the present work aims to numerically evaluate the influence of water injection flow rate on the oil recovery process in oil reservoirs, using Ansys CFX 15.1 for solving the generalized linear mass and momentum conservation equations Darcy's Law aided with the continuous fluid (water/oil) mixing model in transient flow and a 24-hour time step. Through the distribution of water volume fraction presented in isosurfaces, the distribution of water surface velocity, pressure profile and oil recovery curves it was possible to conclude that the mathematical modeling used allowed representing the physical phenomena involved in the process and that the increase of water mass flow presents an increase in oil recovery up to a certain limit.

**Key-words:** Oil recovery; Horizontal producing wells; Simulation; CFX.

**1 INTRODUÇÃO**

Uma acumulação petrolífera pode ser classificada em função da natureza dos fluidos e pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório, podendo se apresentar líquida, gasosa ou ainda as duas fases em equilíbrio (ROSA *et al.*, 2006; CUNHA, 2010). De acordo com Thomas *et al.* (2001), existem três tipos de reservatório:

reservatórios de líquidos (também chamados de reservatórios de óleo), reservatórios de gás e reservatório mistos (Gás e óleo).

Um poço de hidrocarboneto pode ser definido como sendo uma perfuração realizada a partir de um conjunto de operações em plataformas, na terra ou no mar, com o propósito de produzir (ou injetar fluidos) óleo e/ou gás contido em uma formação subterrânea (CORRÊA, 2003). O poço de petróleo seria o elemento de ligação para o fluxo dos fluidos das formações para a superfície, assim, a atividade de perfuração é complexa, como por exemplo, depende da localização dos reservatórios, da profundidade, do tipo de rocha, do tipo de fluido, e de alto custo (RUIZ, 2012; PAES, 2013).

De acordo com Thomas *et al.* (2001) e Paes (2013), os poços podem ser classificados de acordo com sua finalidade, localização, profundidade e quanto ao seu posicionamento. Os poços horizontais são aqueles em que as estruturas e o posicionamento dos equipamentos são próximos de 90° em relação à vertical (PAES, 2013).

Nas décadas de 60 e 70, propor perfuração de um poço com características horizontal, era algo ousado, com as tecnologias existentes, como o “whipstock”, tornava impossível a perfuração de um poço horizontal de longo alcance (ROCHA *et al.*, 2006). A partir da década de 80, o uso de poços horizontais passou a ser mais frequente na indústria petrolífera, devido ao desenvolvimento de novas técnicas de perfuração e completação (LIMA, 2011). No Brasil, a tecnologia de poço horizontal foi utilizada pela primeira vez em 1990 e vem sendo amplamente utilizada em campos de terra, especialmente na Bahia, onde as áreas com muitas falhas geológicas provocam afastamento consideráveis dos poços com relação à verticalidade que passa pelo objetivo (ROCHA *et al.*, 2006; PAES, 2013).

Arturo *et al.* (2007) relata que as vazões para poços horizontais podem ser de dois a cinco vezes maiores que para poços verticais que passaram por algum processo de estimulação, pois, uma estimulação pode aumentar a produção de um poço vertical, mas após um determinado tempo, a vazão declina rapidamente. Em geral, um poço horizontal é perfurado paralelo ao plano de um reservatório horizontal com o objetivo de interceptar a maior parte da zona produtora, superando as características de escoamento no reservatório e as possíveis dificuldades em reservatórios heterogêneos (LIMA, 2011).

Para Marques (2014) e Sansoni Júnior (2015) os poços horizontais são vantajosos em relação a outros poços quando se tem reservatórios delgados, com fraturas naturais, de baixas permeabilidades, alta viscosidade, e em alguns casos onde possa ocorrer

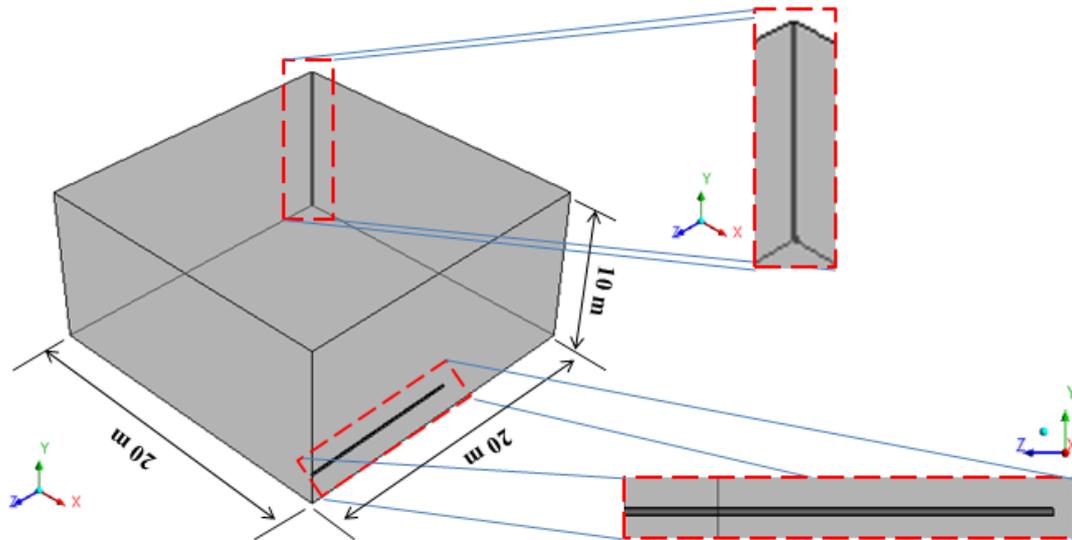
formação de cone de gás ou água, ou produção de areia, apresentando maior área efetiva de drenagem, maior capacidade de exploração e aumento da recuperação secundária. Esse aumento de produtividade deve-se a uma maior área de reservatório exposta ao poço, gerando um menor diferencial de pressão entre o reservatório e o poço, que é chamado de *drawdown* (SANSONI JÚNIOR, 2015).

Embora uma série de ferramentas numéricas e analíticas tem sido desenvolvida para estudar o comportamento do fluxo e prever o desempenho de poços horizontais, vários problemas que podem afetar significativamente as previsões de desempenho encontram-se em constante desenvolvimento (LIMA, 2011; FORTUNATO et al., 2019). Assim, o presente trabalho tem como objetivo avaliar numericamente a influência da vazão de injeção de água no processo de recuperação de óleos em reservatórios petrolíferos, utilizando o Ansys CFX 15.1 para a resolução das equações de conservação de massa e momento linear generalizadas a Lei de Darcy auxiliado com o modelo de mistura de fluidos contínuos (água/óleo) em fluxo transiente e um passo de tempo de 24horas.

## 2 METODOLOGIA

O domínio de estudo corresponde a uma parcela de um reservatório petrolífero, correspondente na forma de um cubo com dimensão 20x10x20 m composto por uma parcela de um quarto (1/4) de um poço injetor disposto verticalmente com 10 m de comprimento e uma parcela de um meio (1/2) poço produtor disposto horizontalmente com 10 m de comprimento, ambos de raio de 0,01m (Figura 1).

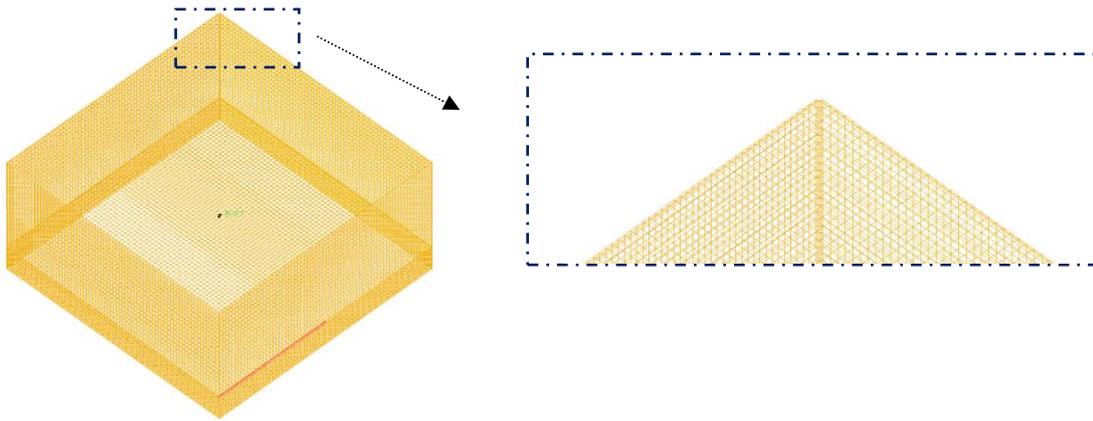
**Figura 1** – Representação do domínio de estudo



Apesar de toda o avanço da tecnologia e todos os recursos computacionais, em termos de velocidade de processamento, transferência e armazenamento de dados, o estudo numérico de um reservatório petrolífero 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 representativa do domínio de estudo, limitando assim o refinamento em regiões de interesse.

Foi utilizado o ICEM CFD para criar o domínio de estudo a partir de criação de pontos, curvas e superfície que delimitam e compõem as dimensões do domínio. A malha estruturada foi confeccionada utilizando a estratégia de blocagem predefinida empregando elementos hexaédricos, após diferentes refinamentos foi obtida uma malha estruturada formada por 603588 elementos hexaédricos (Figura 2).

**Figura 2** – Malha numérica do domínio em estudo.



O modelo matemático definido para descrever o escoamento no meio poroso é baseado na generalização das equações de conservação de massa, quantidade de movimento linear (Navier-Stokes). 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,  $\phi$  é a porosidade volumétrica,  $\rho$  é densidade volumétrica,  $(\mathbf{K}^{ij})$  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,  $\mu_e$  é a viscosidade efetiva,  $S_i^M$  o termo fonte por unidade de volume,  $\vec{M}_\alpha$  descreve a força total por unidade de volume sobre a fase  $\alpha$  devido à interação com a fase  $\beta$  definido por:

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

onde  $C_D$  é o coeficiente de arraste, o qual foi assumido valor padrão de 0,44, este valor não tem muita influência devido à baixa velocidade dos fluidos no reservatório,  $\rho_{\alpha\beta}$  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.

No ANSYS CFX 15.1 o termo fonte é representado por:

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

onde  $C^{R_i}$  é o coeficiente linear de resistência,  $U_i$  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  $\mu$  é a viscosidade dinâmica e  $\frac{\mu}{k}$  não pode ser zero.

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

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

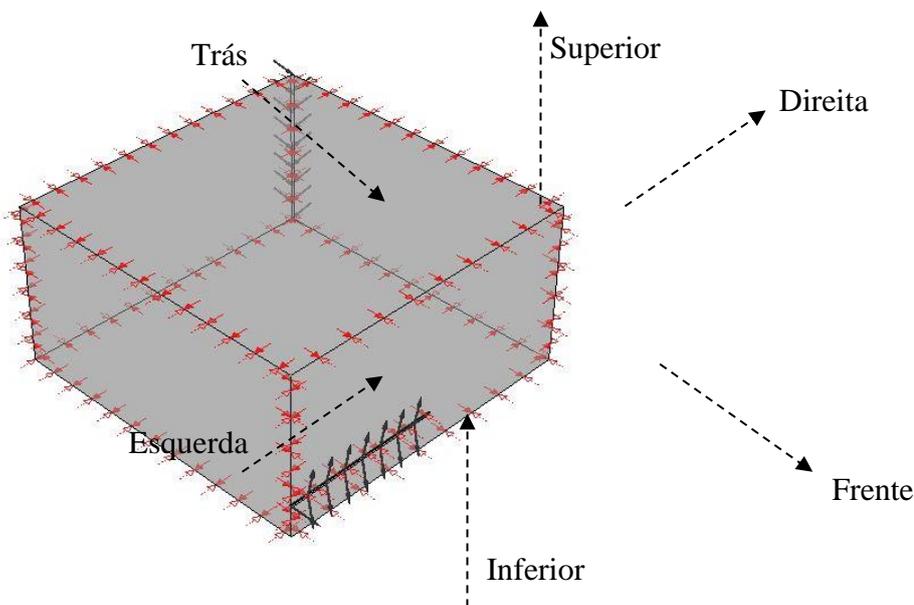
Para complementar a modelagem matemática foram adotadas algumas condições de contorno sobre as fronteiras do domínio de estudo (Figuras 3), foram as seguintes:

- 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 admitido vazão mássica de água de 0,04; 0,05; 0,06 ou 0,07 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 Cunha (2010).
- f) Rocha incompressível.

**Figura 3** – Representação das condições de contorno nas fronteiras do reservatório com poço produtor disposto horizontalmente.



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 4.2.

**Tabela 1** – Propriedades Físico-Químicas do Fluido em estudo

	<b>Propriedade</b>	<b>Valores</b>
Água	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	997*
	Massa molar (kg/kmol)	18,02*
Óleo	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	868,7**
	Viscosidade (Pa.s)	0.2** ou 0,006***

 Fonte: \*Manual do CFX 15.1; \*\*Araújo *et al.* (2009).

**Tabela 2** – Propriedades do reservatório petrolífero

<b>Propriedade</b>	<b>Valores</b>
Permeabilidade (m <sup>2</sup> )	$k = \frac{d^2}{72\tau^2} \frac{(\phi - \phi_p)}{(1 - \phi + \phi_p)^2} = 7 \times 10^{-9} \quad \# \quad (4.7)$
Porosidade (Meio Poroso 1 e 2)	0,25###
Porosidade (Falha)	0,1015####

 Fonte: #Devorkin *et al.* (2011); ##Costa *et al.* (2003); ###Roque *et al.* (2016)

 onde  $d$  é o diâmetro do grão igual a 0,20 mm,  $\phi$  é a porosidade efetiva igual a 0,25,  $\phi_p$  é a porosidade de percolação igual a 0.020 e  $\tau$  a tortuosidade igual a 2.5.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram realizadas simulações com diferentes vazões mássicas do fluido injetado (0,04; 0,05; 0,06 e 0,07 kg/s). Os resultados de distribuição de fração volumétrica de água são apresentados sobre uma isosurface em diferentes tempos de injeção de água. No tempo de 3 dias foi possível observar o comportamento radial da água e sua tendência em se deslocar pela região inferior do reservatório, fenômeno denominado segregação gravitacional, o qual toda a região da face inferior ao reservatório se encontra saturada pela água. É possível observar que no tempo de 60 dias já existe uma parcela considerável de água chegando ao poço produtor. Situação que foi observada a partir da distribuição de fração volumétrica na isosurface para diferentes vazões de injeção de água no tempo de 100 dias. Também se pode observar a área varrida pela água ao se deslocar em direção ao poço produtor, quanto maior a vazão de injeção maior a área de varrido, acarretando uma maior recuperação de óleo, comportamento semelhante obtido por Silva (2016) e Cunha (2010). Resultado que também influenciou no volume acumulado de óleo, entretanto, pode-se observar que as curvas para as vazões de 0,06 e 0,07 Kg/s

praticamente se sobrepõe, resultado que evidencia que o aumento da vazão de injeção não aumentará a eficiência de recuperação. São apresentadas as distribuições de velocidade superficial de água no plano diagonal  $(x,y,z)$ . Quanto maior a vazão de injeção da água maior a velocidade na região próxima ao poço injetor e na região nas camadas inferiores do reservatório, devido à quantidade de água presente a qual aumenta a mobilidade do fluido injetado. Mediante a diferença de pressão também se pode observar que ao chegar à parede impermeável contida na face inferior da parcela do reservatório, próximo ao poço produtor o fluido tende a escoar no sentido contrário a gravidade, ocasionando um *breackthrough*.

#### 4 CONCLUSÕES

A modelagem matemática utilizada permitiu representar os fenômenos físicos envolvidos no processo e que o aumento da vazão de água apresenta um aumento na recuperação de óleos até um certo limite.

## REFERÊNCIAS

ARTURO, N. V. C.; SANTOS, D. V.; MENDES, J. R. P.; MIURA, K; MOROOLA, C. K. **Estudo do acoplamento poço-reservatório para poços horizontais.** In: 4º PDPETRO. Campinas, SP 2007.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais,** Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, 2005.

COSTA, A. P. **Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo.** 2009. Monografia (Especialização em Tecnologia de Petróleo e Gás PRH-13/ANP) – Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, RJ, 2009.

CUNHA, A. L. **Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica.** 2014. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2010.

DVORKIN, J.; DERZHI, N.; DIAZ, E.; FANG, Q. Relevance os Computacional rock pysics. **Geophysics.** Vol. 76, n.5, p. 141-153, 2011.

FORTUNATO, T. B.; DUTRA, J. C. S.; DA SILVA, W. B. **Simulação de um escoamento bifásico óleo-água em reservatório de petróleo.** *Brazilian Journal of Development*, v.5, n.4. 2019

LIMA, S. R. **Escoamento Monofásico em Poços Horizontais.** Society of petroleum Engineers, Campinas, SP, 2011.

ROCHA, L. A. S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R.; VIEIRA, J. L. B.; SANTOS, O. L. A. **Perfuração Direcional,** 2ed. Editora Interciência: Petrobras:IBP, Rio de Janeiro, 2006.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Editora Interciência, Rio de Janeiro, 808p. 2006.

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.

SANSONI JÚNIOR, U. **Simulação do escoamento em poços horizontais com completção não convencional.** 2015. Tese de Doutorado (Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2015.

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.

THOMAS, J.E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C.A.; VEROTTO FILHO, C.; XAVIER, J. D.; MACHADO, J. C. V., **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**, ed. Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.