

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



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise Econômica da Produção de Óleo na Aplicação do Método Toe-To-Hell Air Injection (THAI™)

AUTORES:

Alínia Rodrigues dos Santos; Luiz Fernando Dias de Carvalho; Rafael Ruan Serrão Miranda; Cláudio Regis dos Santos Lucas; Pedro Tupã Pandava Aum; Edson de Andrade Araújo.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Pará - UFPA

ANÁLISE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE ÓLEO NA APLICAÇÃO DO MÉTODO TOE-TO-HELL AIR INJECTION (THAI™)

Abstract

There is a growing number of exploration sites containing heavy oil and the increased use of these mature field scenarios as a source of energy leads to the need for improved use of recovery methods to continue economically viable production. One such method is in-situ-combustion, an advanced oil recovery technique in which vertical wells are used to inject air into the area of interest, where heat is generated from the burning of a portion of oil and consequently, an increase in temperature and decrease in oil viscosity, thus favoring the flow. With the integration of horizontal well drilling technology and in-situ combustion technique, a technique called "toe-to-heel air injection" (THAI™) emerges, which features a well configuration consisting of an injector well vertical and a horizontal producer well. Thus, the present work seeks to make an economic analysis of the viability of the THAI™ method through the use of a semi-synthetic reservoir model, homogeneous and with characteristics similar to those found in the Brazilian Northeast. The results show that the choice of an injection flow that has a better efficiency in the proposed scenario using the THAI™ method does not mean that this flow will return a favorable economic viability with satisfactory net present value (NPV). This can be evidenced by the fact that the difference in recovered oil production between some air injection flows is so small that the cost of reservoir air injection ends up being more influential giving a lower economic return when making a comparison between the injection flow rates used.

Introdução

O constante avanço na indústria petrolífera para a recuperação de óleos pesados emerge em um grande obstáculo devido à complexidade das características dos reservatórios e grandes reservas existentes (RODRIGUES, 2012). Segundo Rojas, 2010, aproximadamente 70% das fontes de hidrocarbonetos do mundo envolvem óleo pesado, óleo extrapesado e betume, onde 90% de tais acumulações ocorrem na Venezuela e no Canadá.

O Nordeste brasileiro apresenta estados os quais possuem processo de produção e exploração de petróleo onde, nessa perspectiva, o Rio Grande do Norte tem notoriedade dentre eles devido a uma expressiva produção de óleo pesado em poços terrestres que estão próximos de seu limiar econômico ou, até mesmo, já o alcançaram, o que acarreta na necessidade da aplicação de técnicas que possibilitem o aumento do percentual de óleo recuperado (ARAÚJO, 2015).

Nesse cenário, a utilização de métodos convencionais de recuperação não é apropriada devido ao fato da alta viscosidade do óleo dificultar o movimento dentro do meio poroso. Com isso, processos térmicos utilizam da injeção de vapor ou de ar para melhorar o escoamento do óleo através da redução da viscosidade e possibilitando a produção de petróleo em campos estimados inviáveis comercialmente pelos métodos convencionais de recuperação (RODRIGUES, 2012).

A combustão *in-situ* (CIS) promove um método alternativo viável para a produção de acumulações de hidrocarbonetos não convencionais. No entanto, a eficiência do processo não é facilmente conseguida devido à falta de controle da frente de combustão, entre outras variáveis. Dessa maneira, o *Toe-to-Heel Air Injection* (THAI™), marca registrada pela Petrobank Energia e Recursos Ltd., proporciona maior controle do processo por combinar um poço produtor horizontal e um poço injetor vertical onde é gerado a frente de combustão ao longo do poço produtor considerando o efeito gravitacional para incrementar a produção e proporcionar maior estabilidade operacional (ROJAS, 2010).

Além disso, para o aumento de lucros e diminuição de riscos presentes no projeto, o estudo da viabilidade técnica e econômica na recuperação avançada de petróleo é essencial, onde utiliza-se um

conjunto de métodos e técnicas para o levantamento e avaliação dos riscos financeiros envolvidos e fornece indicadores para a escolha das opções de investimento mais adequadas (RODRIGUES, 2012).

Na análise econômica há uma gama de modalidades de indicadores financeiros convenientes aos mais variados interesses por parte do investidor. Dentre eles, há o método chamado de Valor Presente Líquido (VPL) que se baseia em calcular o valor de fluxo de caixa atual a partir da taxa mínima de atratividade (ROCHA, 2016). Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise da viabilidade técnica do processo THAI em função da injeção de ar no período de 16 anos considerando um modelo homogêneo, semissintético, com características similares as dos reservatórios do Nordeste Brasileiro.

Materiais e Métodos

A Tabela 1 apresenta os dados considerados para as características do reservatório e as dimensões da malha referentes ao modelo.

Tabela 1 – Características do reservatório e dimensões da malha.

Propriedades	Valores	Propriedades	Valores
Área do reservatório (m ²)	100x300	Temperatura inicial (°C)	38
Espessura da zona de óleo, h (m)	20	Saturação de água conata	0,36
Profundidade do topo do reservatório (m)	200	Pressão inicial no topo do reservatório (kPa)	1978
Contato água óleo (m)	220	Volume de óleo <i>in place</i> (m ³)	91.288,10
Números de blocos i, j, k	21, 31, 23	Compressibilidade da formação efetiva (1/kPa)	0,000435
Número total de blocos	14.973	Capacidade calorífica da rocha, kJ/(m ³ ×°C)	2.347,89
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1000	Condução térmica da rocha, J/(s×m×°C)	1,73
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	100	Pressão máxima no poço injetor (kPa)	7.196,14
Porosidade (%)	30	Pressão mínima no poço produtor (kPa)	196,45

A Figura 1 representa o modelo 3D do reservatório estudado, onde também podem ser vistas as dimensões do modelo, a saturação de óleo e a localização dos poços. O poço vertical (injetor) foi completado nas primeiras 12 camadas do reservatório, e o poço horizontal (produtor) foi completado na camada 15 do reservatório com 180 m de comprimento.

O modelo de fluido apresenta 5 componentes e 6 pseudo-componentes: água (H₂O), oxigênio (O₂), gás inerte (CO₂ e N₂), coque (C), óleo pesado (C₄₀₊), óleo médio (C₂₀₋₃₉ e C₁₀₋₁₉), óleo leve (C₆₋₉, C₄₋₅ e C₁₋₃). A Tabela 2 apresenta a fração molar inicial de cada componente e pseudo-componente. A mistura de hidrocarbonetos possui uma viscosidade de 883,7 cP à 1987 kPa (287,9 psi), no topo do reservatório (ARAÚJO, 2015).

A Tabela 3 apresenta as reações químicas consideradas neste estudo foram: 1-6: Oxidação, 7-11: Craqueamento das frações em componentes mais leves e o coque (C), 12: Oxidação do coque (C) (ARAÚJO, 2015).

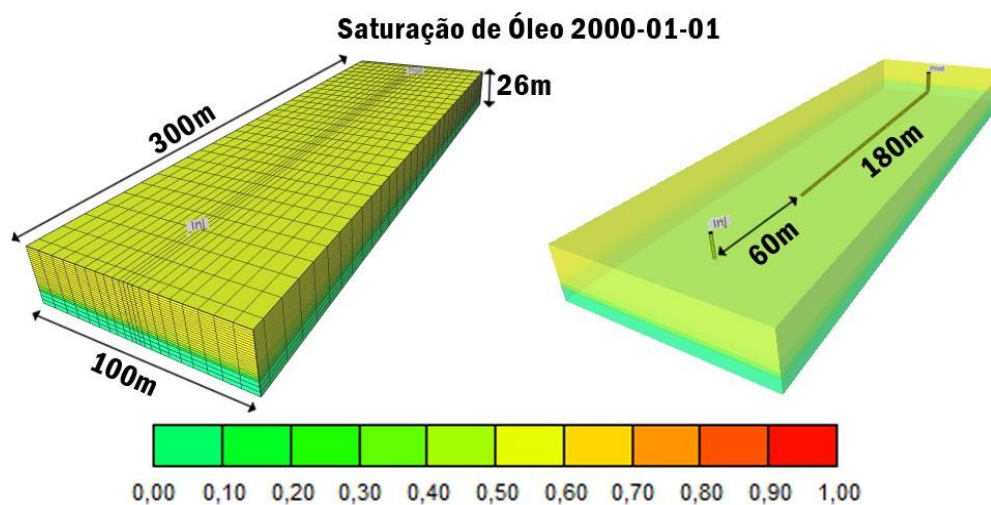


Figura 1 – Modelo base 3D do reservatório (saturação de óleo).

Tabela 2 – Fração molar inicial de cada componente e pseudo-componente.

Componentes	Fração Molar Inicial (%)	Componentes	Fração Molar Inicial (%)
CO ₂	0,00398480	C ₁₀ -C ₁₉	0,17299000
C ₁ -C ₃	0,07788000	C ₂₀ -C ₃₉	0,47571000
C ₄ -C ₅	0,00326740	C ₄₀ +	0,26201000
C ₆ -C ₉	0,00267920	Nitrogênio (N ₂)	0,00148440

Tabela 3 – Reações químicas do modelo analisado.

Reações	Reações Químicas				
R1:	C ₄₀ +	+	73,80O ₂	→	48,87CO ₂ + 49,87H ₂ O
R2:	C ₂₀₋₃₉	+	41,90O ₂	→	27,60CO ₂ + 28,60H ₂ O
R3:	C ₁₀₋₁₉	+	23,84O ₂	→	15,56CO ₂ + 16,56H ₂ O
R4:	C ₆₋₉	+	11,23O ₂	→	7,15CO ₂ + 8,15H ₂ O
R5:	C ₄₋₅	+	6,93O ₂	→	4,29CO ₂ + 5,29H ₂ O
R6:	C ₁₋₃	+	2,11O ₂	→	1,07CO ₂ + 2,07H ₂ O
R7:	C ₄₀ +	→	0,44C ₂₀₋₃₉ + 0,78C ₁₀₋₁₉ + 1,68C ₆₋₉ + 13,19 Coque		
R8:	C ₂₀₋₃₉	→	0,66C ₁₀₋₁₉ + 1,42C ₆₋₉ + 7,47 Coque		
R9:	C ₁₀₋₁₉	→	1,61C ₆₋₉ + 4,22 Coque		
R10:	C ₆₋₉	→	0,61C ₄₋₅ + 2,25C ₁₋₃ + 1,96 Coque		
R11:	C ₄₋₅	→	2,73C ₆₋₉ + 1,19 Coque		
R12:	Coque	+	1,25O ₂	→	CO ₂ + 0,5H ₂ O

A energia de ativação e a entalpia das reações químicas consideradas neste estudo são as mesmas propostas no trabalho de Araújo (2015), apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros cinéticos das reações químicas.

	Energia de Ativação (J/mol)	Entalpia da Reação (J/mol)		Energia de Ativação (J/mol)	Entalpia da Reação (J/mol)
R1	76.258	1.893.930	R7	66.989	46.520
R2	76.258	10.517.286	R8	66.989	46.520
R3	76.258	10.517.286	R9	66.989	46.520
R4	76.258	4.890.403	R10	66.989	46.520
R5	76.258	4.890.403	R11	66.989	46.520
R6	76.258	4.890.403	R12	66.989	53.498

Fonte: Araújo, (2015).

A análise de viabilidade econômica deste trabalho consistiu em uma avaliação do Valor Presente Líquido (VPL), a fim de comparar os ganhos financeiros obtidos com o aumento de óleo acumulado. Para o cálculo do VPL foram utilizados os dados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados considerados para a análise de viabilidade econômica.

Dados	Valor
Preço do Dólar (US\$)	4,09
Preço do petróleo (US\$/bbl)	60,31
Custo com eletricidade para injeção do ar (US\$/m³ STD)	0,01207
Taxa de juros (TMA)	0,15
Custo de produção do óleo (US\$/bbl)	5
Custo de produção de água e tratamento (US\$/m³STD)	3
Custo com perfuração Horizontal (US\$)	1.000.000
Custo com perfuração vertical (US\$)	500.000
Custo da aquisição do compressor (US\$)	285.000
Tempo do projeto (anos)	16

Para este trabalho, foi adotado o método denominado Valor Presente Líquido – VPL para a análise econômica, pois possibilita antecipar o nível de atratividade de um investimento, determinando o valor atual de pagamentos futuros. Esse método tem como objetivo encontrar um valor no período denominado inicial, a partir do fluxo de caixa resultante de uma série de custos e despesas e representa uma antecipação financeira dos resultados do projeto, caso o mesmo seja realizado (HIRSCHFELD, 2000). A Equação (1), mostra como são realizados os cálculos do valor presente líquido.

$$VPL = \sum_0^n \left(\frac{\Delta N_{p(anual)} \times P_{\text{óleo}} - (\Delta N_{p(anual)} \times CP_{\text{óleo}} + \Delta W_{p(anual)} \times CP_{\text{água}} + \Delta G_{inj(anual)} \times CE_{ar})}{(1+i)^n} \right) - C_0 \quad \text{Eq.(1)}$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido

$\Delta N_{p(anual)}$: Produção anual acumulada de óleo (m³STD)

$P_{\text{óleo}}$: Preço de venda óleo (US\$/m³STD)

$CP_{\text{óleo}}$: Custo de produção do óleo (US\$/m³STD)

$\Delta W_{p(anual)}$: Produção anual acumulada de água (m³STD)

$CP_{\text{água}}$: Custo de produção da água (US\$/m³STD)

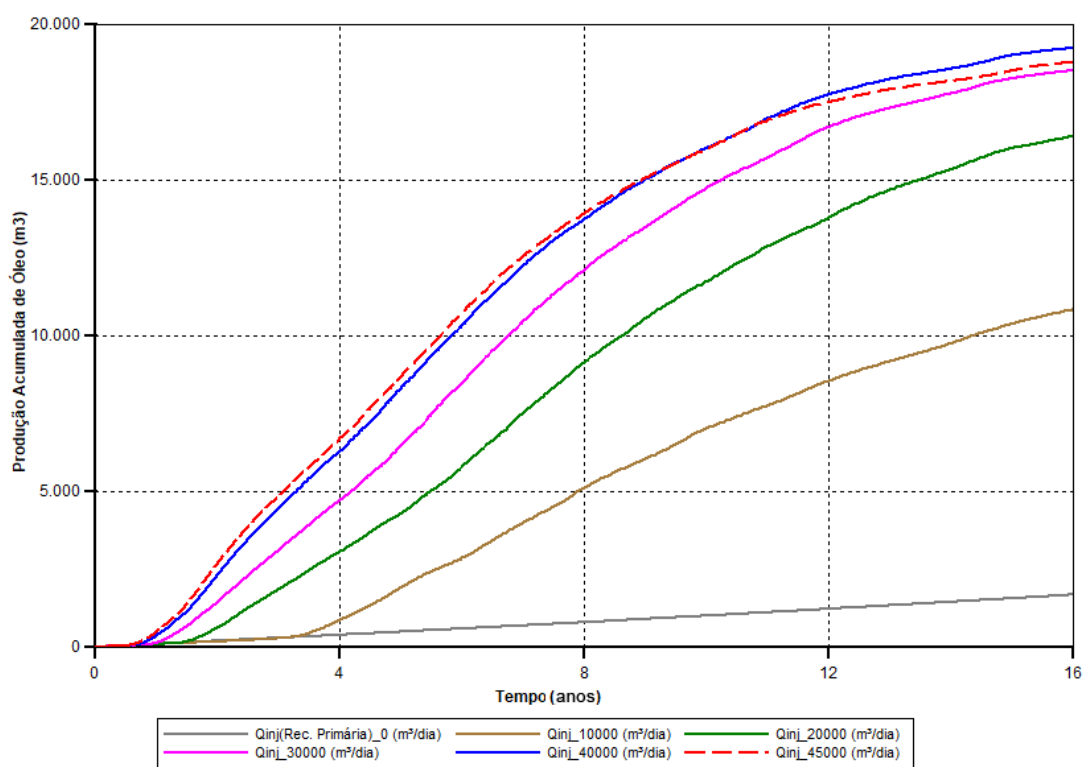
$\Delta G_{inj(anoal)}$: Injeção anual acumulada de gás (m^3STD)
 CE_{ar} : Custo da eletricidade para injeção do ar ($US\$/m^3STD$)
 C_0 : Custos iniciais
 i : Taxa mínima de atratividade
 n : Número de períodos envolvidos no fluxo de caixa

Resultados e Discussão

Os resultados obtidos através das simulações realizadas na utilização do método THAITM considerou um período de simulação de 16 anos com vazões de injeção que variaram entre 0, 10.000, 20.000, 30.000, 40.000 e 45.000 m^3/dia . Com isto, foi possível obter a produção acumulada de óleo e, posteriormente, uma análise da viabilidade econômica do método THAITM foi executada.

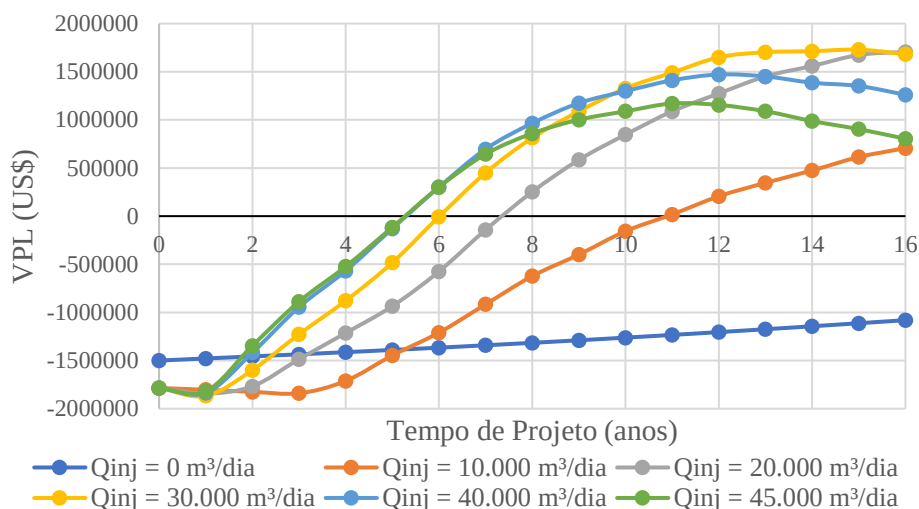
Na Figura 2 podemos observar a produção acumulativa de óleo para diferentes vazões de injeção em relação ao tempo de simulação, 16 anos. Dentre as vazões de injeção consideradas, observamos que há um limite para a vazão de injeção de 40.000 m^3/dia , em que valores acima deste propiciam uma antecipação da produção, porém não representam em incremento da produção em 16 anos.

Figura 2 - Produção Acumulada de Óleo



A Figura 3 mostra as curvas de valor presente líquido (VPL) em relação ao tempo para as diferentes vazões de injeção de ar no período de 16 anos. Para analisar o VPL consideramos os dados apresentados anteriormente na Tabela 5.

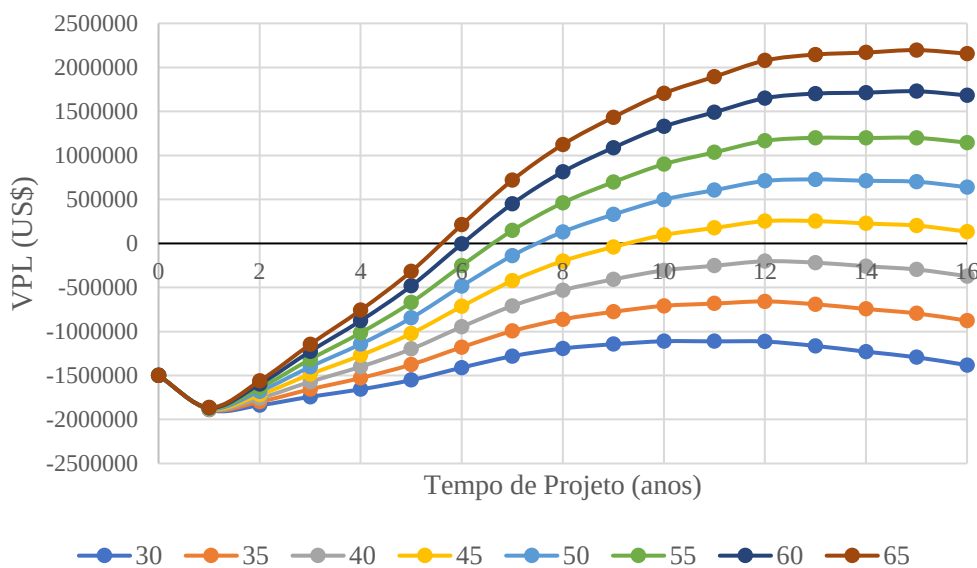
Figura 3 - Valor Presente Líquido (VPL) para diferentes vazões de injeção



Nesta Figura 3, podemos observar que o melhor resultado de VPL obtido está representado quando utilizada a vazão de injeção igual a 30.000 m³/dia e que para a vazão de injeção de 0 m³/dia não há retorno econômico. Portanto, a escolha de uma vazão de injeção que apresenta maior eficiência no cenário, neste caso temos a vazão de 40.000 m³/dia, não significará que a mesma vazão retornará uma viabilidade econômica favorável com maior VPL. Podemos explicar isto devido ao fato de que a diferença de produção de óleo acumulado entre as vazões de injeção é tão pequena (Figura 2) que o custo com a injeção de ar no reservatório é mais significativo, influenciando em um menor retorno econômico quando feita uma comparação entre as vazões utilizadas.

Na Figura 4 observa-se o VPL para uma vazão de injeção de ar de 30.000 m³/dia com variação no valor do preço do barril de petróleo. Observa-se que o retorno econômico na utilização dessa vazão de injeção se inicia próximo ao 10º ano de produção para o barril valendo US\$ 45. Ou seja, só ocorrerá um retorno econômico para preços de barril acima de US\$ 45.

Figura 4 - Avaliação do VPL para diferentes preços do petróleo



A Tabela 6 mostra um resumo das informações contendo os valores máximo de óleo acumulado, o ano em que foram atingidos o VPL máximo e o valor do mesmo de acordo com cada vazão de injeção utilizada.

Tabela 6 - Valores dos máximos de óleo acumulado e VPL.

Casos	Óleo Acumulado (m ³)	VPL máximo (Tempo - anos)	VPL máximo (US\$)
$Q_{inj} = 10.000 \text{ m}^3/\text{dia}$	10842,6	16	706398,1
$Q_{inj} = 20.000 \text{ m}^3/\text{dia}$	16426,4	16	1707005,7
$Q_{inj} = 30.000 \text{ m}^3/\text{dia}$	18519,6	15	1729105,9
$Q_{inj} = 40.000 \text{ m}^3/\text{dia}$	19246,2	12	1471250,9
$Q_{inj} = 45.000 \text{ m}^3/\text{dia}$	18785,3	11	1170029,1

Dessa forma, podemos observar que o caso com maior produção acumulada de óleo (na vazão de injeção de 40.000 m³/dia) não proporcionará o maior retorno econômico. Apesar que, para a vazão de injeção de 40.000 m³/dia ocorreu o maior VPL de US\$ 1.471.250,9 em 12 anos de projeto, enquanto que para a vazão de 30.000 m³/dia o maior VPL de US\$ 1.729.105,9 foi em 15 anos de projeto.

Conclusões

- Utilizando a aplicação do método THAITM a viabilidade econômica do método para este presente estudo não dependerá do valor de óleo acumulado. Isto é evidenciado no caso em que a vazão de injeção de 40.000 m³/dia com maior produção de óleo acumulado igual a 19.246,2 m³ obteve um VPL máximo com menor valor em comparação com a vazão de injeção de 30.000 m³/dia com máxima produção de óleo acumulado de 18.519,6 m³.
- Além disso, analisamos um gráfico de viabilidade econômica para a vazão de 30.000 m³/dia variando o valor do barril de petróleo e concluímos que na aplicação deste método, o retorno econômico só será viável para valores de barril acima de US\$ 45, no qual o retorno econômico aumenta cada vez mais de acordo com que o preço do barril também cresce.

Agradecimentos

À CMG (Computer Modelling Group) pelo programa, ao LCPetro (Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo) pela infraestrutura e aos professores da Faculdade de Engenharia do Campus Universitário de Petróleo (UFPA - Campus Salinópolis).

Referências Bibliográficas

ARAÚJO, E. A. **Análise da Produção de Óleo e Oxigênio na Aplicação do Processo de Combustão In Situ**. 2015. 131 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia Econômica e Análise de Custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores**. 7ª ed. São Paulo, Atlas, 2000.

ROCHA, M. L. **Análise comparativa de diferentes Configurações no processo de Combustão In Situ**. 2016. 125 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise de da viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2012. 231 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

ROJAS, J.; RUIZ, J; VARGAS, J. Numerical simulation of an EOR Process of Toe to Heel Air Injection (THAI). **Society of Petroleum Engineers**, April, 2010.