

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



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DA TAXA DE INJEÇÃO DE AR NO PROCESSO DE COMBUSTÃO IN-SITU COM
PRODUÇÃO DE ÓLEO EM POÇOS HORIZONTAIS

AUTORES:

Rafael Ruan Serrão Miranda, Ramiro Arthur Sobrinho Freire Silva, Brenda Matos da
Costa, Dayana de Cássia Brito e Brito, Edson de Andrade Araújo

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

ANÁLISE DA TAXA DE INJEÇÃO DE AR NO PROCESSO DE COMBUSTÃO IN-SITU COM PRODUÇÃO DE ÓLEO EM POÇOS HORIZONTAIS

Abstract

In the current oil context, due to discoveries in heavy and extra heavy-oil fields, it is becoming imperative to invest in technologies able to extract these kinds of oil. Comes to light a necessity of studying recovery techniques that may enable exploration in these fields. In-situ combustion (ISC) comes up as a solution, being an injection of fluids to be heated into the well aiming to reduce viscosity, which facilitates oil flow in porous media. THAI™ (Toe-to-Heel Air Injection) is an improved version of ISC, for it consists in an enhanced integrating recovery process in horizontal wells with short distance displacements. In the following paper, it was done a parametric study of THAI™ in a semi-synthetic reservoir with properties of real reservoirs from Brazilian Northeast, with the objective of analyzing operational parameters, such as air injection flow rate. From this, the rate of recovered oil during 16 years was analyzed. Commercial software for reservoir simulation, named STARS, made by CMG, which functions by reproducing thermal processes, was used. Obtained results showed that THAI™ is efficient because it substantially improved oil recovery. Also, it was show that increases in the injection of Oxygen caused a greater oil recovery.

Introdução

De acordo com estimativas, no ano de 2025 o óleo pesado será a principal fonte de energia fóssil no mundo. No atual contexto petrolífero brasileiro, a maior incidência de óleo pesado se dá na Bacia de Campos, no Rio Janeiro, que corresponde a 90% da produção no território nacional. (MOTHÉ; SILVA JÚNIOR, 2007) Em concomitância a isso, há campos, como alguns *onshore* da Bacia Potiguar, no Nordeste Brasileiro, que estão em fase avançada e declinante de produção. (BATISTA, 2016) Assim, técnicas de recuperação devem tornar-se necessárias para a continuidade da exploração com viabilidade econômica em grandes bacias. Tudo isso justifica a necessidade da indústria em desenvolver novas tecnologias capazes de extrair o óleo pesado.

Os reservatórios com acumulações de óleos pesados são aqueles em que o óleo apresenta dificuldade em escoar, ou seja, uma alta viscosidade (HYNE, 2014), o que faz com que seus planos de desenvolvimento se difiram daqueles para os reservatórios de óleos leves e médios (ALVARADO; MANRIQUE, 2010). Os métodos térmicos são métodos de recuperação avançada e habilitam-se a serem aplicados a reservatórios de óleo de alta viscosidade, pois injetam fluidos e/ou ar aquecidos, aumentando a temperatura e, conseqüentemente, reduzindo a viscosidade, viabilizando o escoamento do fluido. (ABDULKADIR *et al.*, 2017) Um desses métodos é a combustão in-situ (CIS) (JAHN *et al.*, 2012), que consiste num processo de recuperação de petróleo por injeção de gás no qual o calor, gerado no reservatório mediante a queima de uma parcela do óleo, é utilizado como um auxiliar na recuperação (SARATHI, 1999). Apesar de ser o método de recuperação mais antigo (*ibid.*), a CIS é um processo difícil de ser controlado, motivo que levou esse método a não ser uma tecnologia amplamente utilizada no trato com óleos pesados (GREAVES; DONG; RIGBY, 2012).

Ainda assim, o desenvolvimento de campo de uma tecnologia mais nova, o método THAI™ (*Toe to Heel Air Injection*), parece haver renovado o interesse na CIS. Isso ocorreria porque o método é um processo integrado avançado de recuperação em poços horizontais que procede mediante um deslocamento de curta distância, e essa propriedade confere a esse método algumas vantagens em relação à CIS tradicional (que, em contraste, opera com deslocamentos de longa distância – isso pode ser dezenas ou centenas de metros). A saber, essas vantagens são: a captura do petróleo mobilizado no produtor horizontal a apenas alguns metros de distância; a preservação de uma valiosa atualização *in situ*; o não contato e não fluxo entre os fluidos em camadas inferiores de menor temperatura; maior estabilidade e controle, menor interferência de pequenas incertezas geográficas, ocasionados pelo fato de que a área frontal da combustão automaticamente se propaga da zona “traseira” (*toe*) à “dianteira” (*heel*) do poço horizontal (GREAVES; DONG; RIGBY, 2012).

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo paramétrico de algumas variáveis operacionais no processo THAI™, usando um reservatório semissintético, com características do Nordeste Brasileiro. Os parâmetros operacionais estudados foram: a vazão de injeção de ar, analisando o percentual de óleo recuperado em 16 anos. Para isso, foi utilizado um programa comercial de simulação de reservatórios de petróleo usando processos térmicos, denominado STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*).

Metodologia

O modelo de reservatório estudado é homogêneo com características do Nordeste Brasileiro. As características do reservatório e as dimensões da malha podem ser observadas na Tabela 1.

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

O sistema selecionado utiliza coordenadas cartesianas nas direções “i”, “j” e “k”, com dimensões de 100 m x 300 m x 26 m, que constituem a malha de simulação. 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.

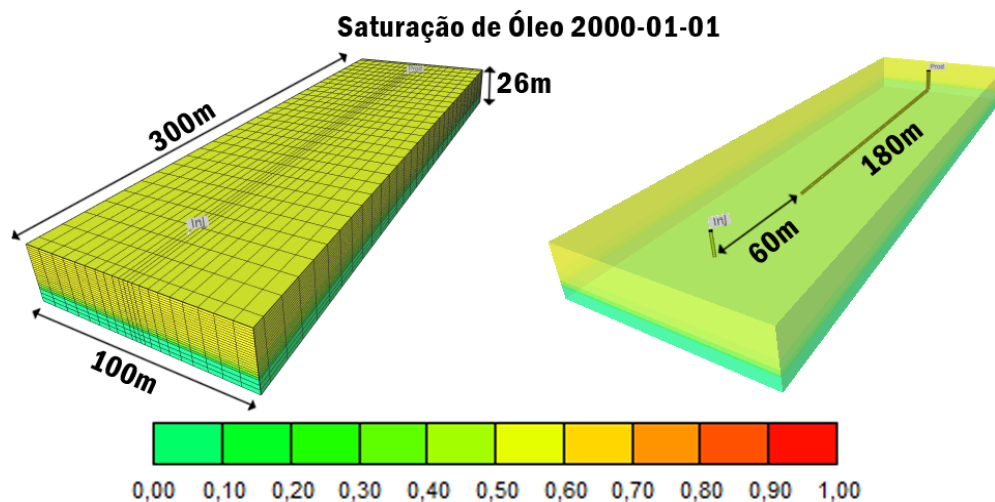


Figura 1 – Modelo base 3D do reservatório (saturação de óleo).

O modelo de fluido apresenta 5 componentes e 6 pseudocomponentes: 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 pseudocomponente. A mistura de hidrocarbonetos possui uma viscosidade de 883,7 cP à 1987 kPa (287,9 psi), no topo do reservatório (ARAÚJO, 2015).

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₊	0,26010000
C ₆ -C ₉	0,00267920	Nitrogênio (N ₂)	0,00148444

As reações químicas consideradas neste estudo, assim como suas energias de ativação e entalpia, foram: 1-6: Oxidação, 7-11: Craqueamento das frações em componentes mais leves e o coque (C), 12: Oxidação do coque (C) (ARAÚJO, 2015).

Reação	E. A. (J/mol)	Entalpia (J/mol)
1: C ₄₀₊ + 73,80O ₂ → 48,87CO ₂ + 49,87H ₂ O	76.258	1.893.930
2: C ₂₀₋₃₉ + 41,90O ₂ → 27,60CO ₂ + 28,60H ₂ O	76.258	10.517.286
3: C ₁₀₋₁₉ + 23,84O ₂ → 15,56CO ₂ + 16,56H ₂ O	76.258	10.517.286
4: C ₆₋₉ + 11,23O ₂ → 7,15CO ₂ + 8,15H ₂ O	76.258	4.890.403
5: C ₄₋₅ + 6,93O ₂ → 4,29CO ₂ + 5,29H ₂ O	76.258	4.890.403
6: C ₁₋₃ + 2,11O ₂ → 1,07CO ₂ + 2,07H ₂ O	76.258	4.890.403
7: C ₄₀₊ → 0,44C ₂₀₋₃₉ + 0,78C ₁₀₋₁₉ + 1,68C ₆₋₉ + 13,19 Coque	66.989	46.520
8: C ₂₀₋₃₉ → 0,66C ₁₀₋₁₉ + 1,42C ₆₋₉ + 7,47 Coque	66.989	46.520
9: C ₁₀₋₁₉ → 1,61C ₆₋₉ + 4,22 Coque	66.989	46.520
10: C ₆₋₉ → 0,61C ₄₋₅ + 2,25C ₁₋₃ + 1,96 Coque	66.989	46.520
11: C ₄₋₅ → 2,73C ₆₋₉ + 1,19 Coque	66.989	46.520
12: Coque + 1,25O ₂ → 53.498	66.989	53.498

Foi realizado o estudo do parâmetro operacional vazão de injeção de ar, mantendo fixa a concentração de oxigênio em 21%. As vazões analisadas são: 0 (Rec. Primária), 10.000 m³/dia, 20.000 m³/dia, 30.000 m³/dia, 40.000 m³/dia e 45.000 m³/dia.

Resultados e Discussão

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações do método THAITM a partir de gráficos e seções 2D do modelo, com suas respectivas discussões. A Figura 2 apresenta os resultados em função do percentual de óleo recuperado em 16 anos para cada vazão analisada.

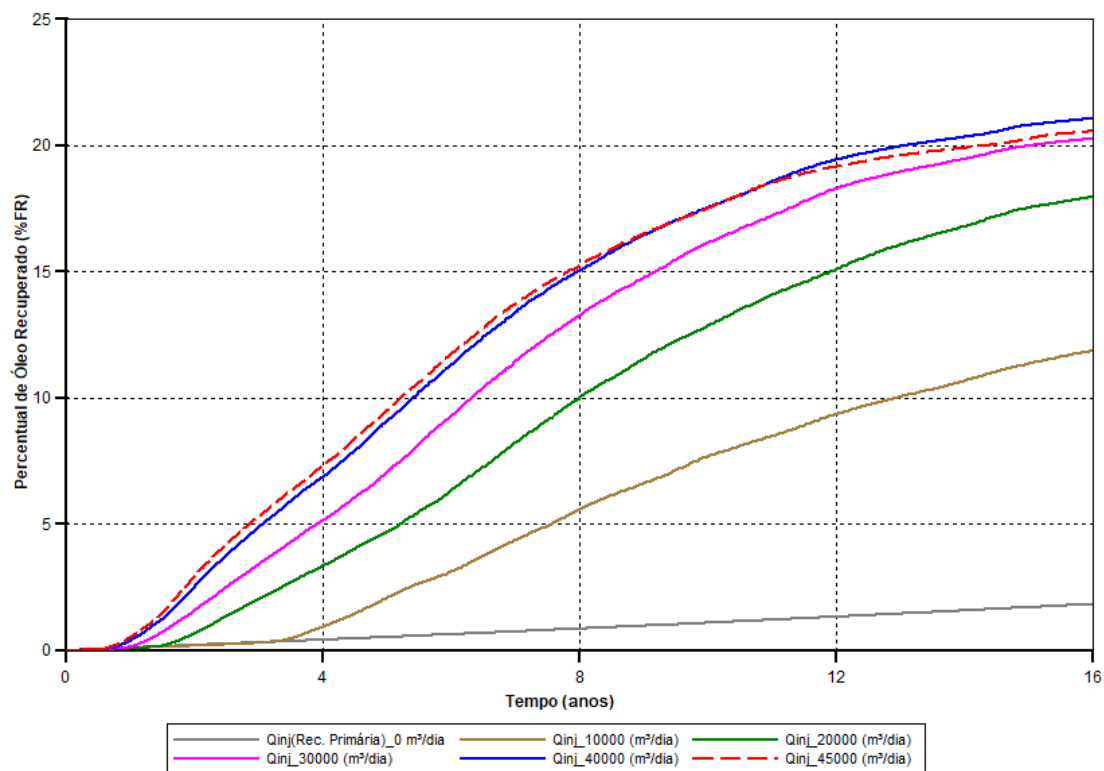


Figura 2 - Percentual de óleo recuperado para cada vazão analisada.

A Figura 2 mostra que a vazão de injeção de ar em 40.000 m³/dia apresentou o maior percentual de óleo recuperado, com 21,08%. Foi observado que, a partir dessa vazão, a produção de gás no poço produtor aumenta, diminuindo assim a eficiência da combustão in-situ e consequentemente o percentual de óleo recuperado, como é observado para a vazão de injeção de ar em 45.000 m³/dia, com 20,57%.

Na Figura 3, é possível compararmos a vazão de óleo em três contextos operacionais, a saber: na recuperação primária, na injeção de ar em 10.000 e 40.000 m³/dia. Ao ser injetada uma maior quantidade de ar, no processo THAITM, podemos observar uma maior recuperação de óleo, isto ocorre em decorrência da taxa de injeção de oxigênio que proporciona que a frente de calor formada se expanda no reservatório, viabilizando a formação do banco de óleo. Este incremento da vazão de óleo é oriundo das reações químicas e do aumento de pressão, ambos proporcionados pela injeção de ar no reservatório.

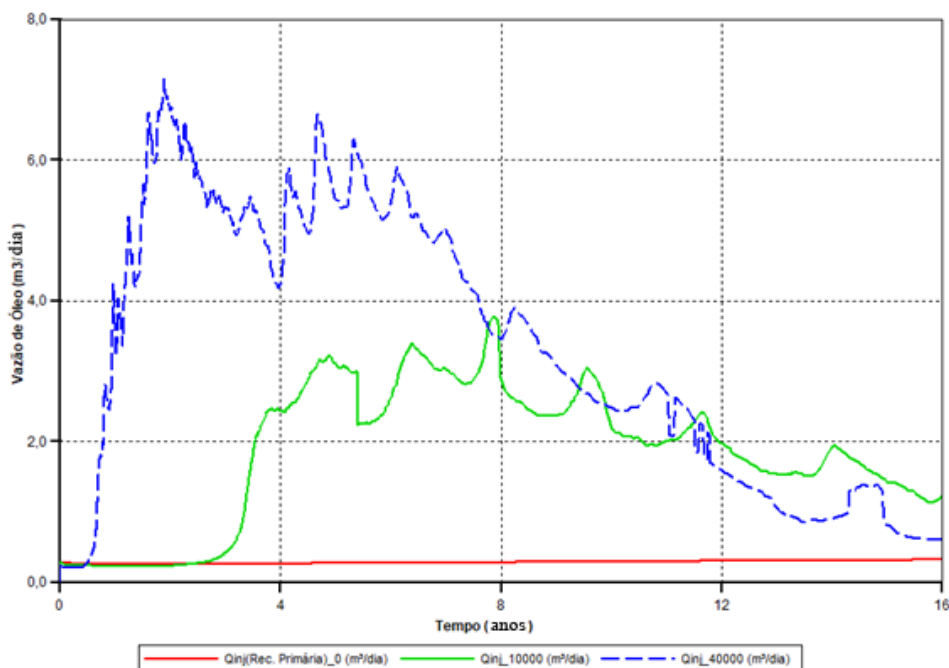


Figura 3 – Vazão de óleo para as vazões analisadas.

Na Figura 4 pode ser visualizado o mapa de saturação de óleo após corrido um ano do processo THAI™ para as vazões de injeção de ar de 10.000 e 40.000 m³/dia. Percebe-se inicialmente que não há muita diferença, exceto pelo fato do perfil com vazão de injeção de ar de 40.000 m³/dia apresentar uma irrisória diminuição na saturação de óleo na região do poço injetor, isso devido ao avanço da frente de combustão que, por sua vez, culminou em um maior banco de óleo na região ao redor do poço injetor (à direita), ocasionando o deslocamento do óleo até o poço produtor. Constata-se também que o processo de combustão não desloca o óleo de maneira imediata ao poço produtor – o incremento na produção é dado à medida que a frente de combustão vai se deslocando ao longo do reservatório. Esse deslocamento gera um incremento e uma diminuição na viscosidade do óleo, permitindo assim sua produção. Após 16 anos do processo, observa-se o comportamento da chegada do banco de óleo nos poços produtores horizontais para as vazões de injeção analisadas. Para o caso da vazão de injeção de ar de 40.000 m³/dia, o banco de óleo encontra-se mais avançado quando comparado ao caso da vazão de injeção de 10.000 m³/dia. Para poder afirmar que o deslocamento de óleo se deve ao avanço da frente de combustão, é necessário analisar os mapas de temperatura para os casos estudados.

Saturação de Óleo, Camada I: 11

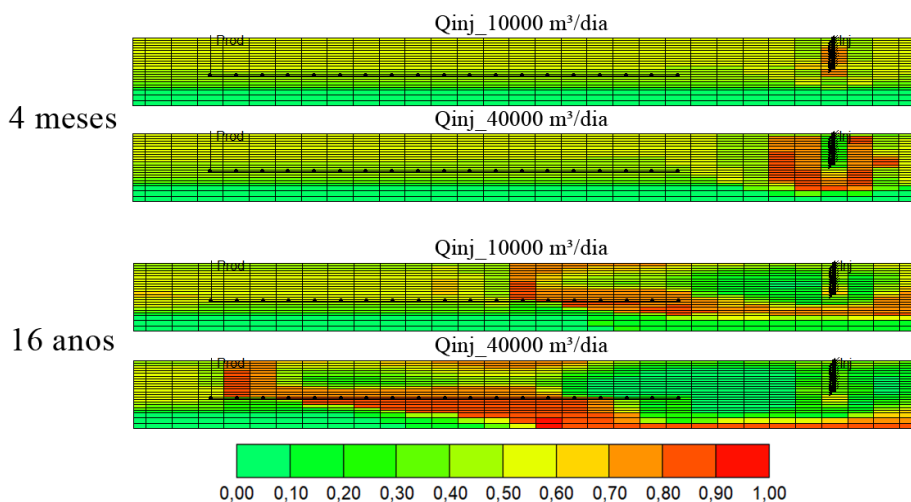


Figura 4 – Saturação de óleo em 4 meses e 16 anos.

Na Figura 5, observa-se que o perfil da temperatura se desenvolveu de formas especialmente diferentes para os dois valores diferentes de vazão de injeção ar (10.000 e 40.000 m³/dia), o que indica resultados gerais diferentes – e tais diferenças se acentuaram com o passar do tempo. Em ambos os casos, a temperatura após 4 meses começa como aproximadamente 100 °F, com os locais onde se iniciaram a combustão variando a até 250 °F, chegando a ter picos de até 400 °F no caso de maior vazão de injeção de ar, o que indica que as combustões realmente haviam se iniciado. Após 16 anos de simulação, pôde-se observar uma enfática expansão de temperaturas mais altas onde houve maior vazão de injeção de ar se comparado a onde houve menor, o que pode indicar uma combustão mais completa, e portanto uma maior expulsão dos fluidos.

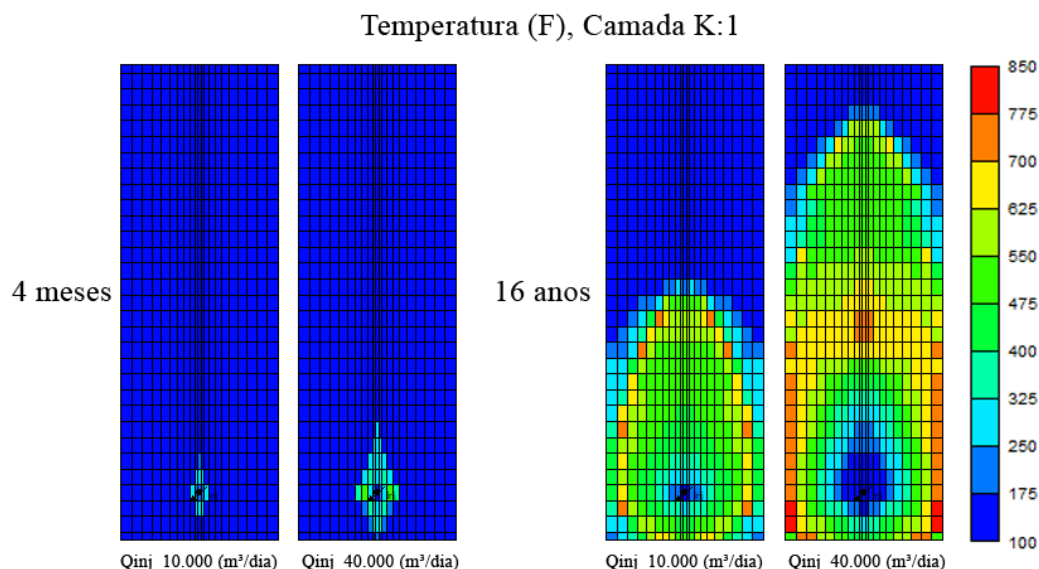


Figura 5 – Perfil de temperatura no sistema em 4 meses e 16 anos.

Conclusões

- Através da análise da vazão de injeção de ar, foi possível observar um limite de 40.000 m³/dia, que resultou em um percentual de óleo recuperado de 21,08%. Com vazões acima desse limite, foi possível observar uma depleção do reservatório, minimizando, assim, sua produção de óleo ao fim de 16 anos de projeto;
- Houve maior recuperação do óleo com uma injeção de maior quantidade de ar, em decorrência da injeção de oxigênio causar reações químicas e aumento de pressão, o que, por sua vez, acarreta uma expansão da frente de calor no reservatório;
- O processo de combustão no processo THAI™ não desloca o óleo de maneira imediata ao poço produtor – o incremento na produção é dado na medida em que a frente de combustão vai se deslocando ao longo do reservatório. Esse deslocamento gera um incremento e uma diminuição na viscosidade do óleo, permitindo assim sua produção.

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 de Exploração e Produção de Petróleo (UFPA-Campus Salinópolis).

Referências Bibliográficas

ABDULKADIR, U. et al. *Application for Thermal Methods for Heavy Oil Recovery*. International Journal for Advanced Research and Development, Panchkula, v. 2, n. 5, p. 102-120, 2017.

ALVARADO, V; MANRIQUE, E. *Enhanced Oil Recovery: Field planning and development strategies*. Burlington: Elsevier, 2010.

ARAÚJO, E. A. *Análise da Produção de Óleo e Oxigênio na Aplicação do Processo de Combustão In-Situ*. 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.

BATISTA, P. B. M. *Barreiras Econômicas na Exploração em Terra de Campos Maduros e Marginais: O Caso da Bacia Potiguar*. Dissertação (Mestrado em Energia), Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

GREAVES, M.; DONG, L. L.; RIGBY, S. P. *Validation of Toe-to-Heel Air Injection Bitumen Recovery Using 3D Combustion-Cell Results*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Richardson, v. 15, n. 1, p. 72-85, 2012.

HYNE, N. J. *Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production*. 2. ed. Tulsa: Pennwell, 2014.

JAHN, F. et al. *Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos*. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

MOTHÉ, C. H; SILVA JUNIOR, C. S. *Petróleo Pesado e Ultrapesado: Reservas e Produção Mundial*, TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 57, p. 76-81, 2007.

SARATHI, P. S. *In-Situ Combustion Handbook: Principles and practices*. Tulsa: National Petroleum Technology Office, 1999.