

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



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO COMPARATIVO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E OXIGÊNIO NO PROCESSO DE COMBUSTÃO IN-SITU COM DIFERENTES CONFIGURAÇÃO DE POÇOS EM RESERVATÓRIOS DE CAMPOS MADUROS DO NORDESTE BRASILEIRO

AUTORES:

RAFAEL RUAN SERRÃO MIRANDA, PEDRO TUPÃ PANDAVA AUM, CLÁUDIO REGIS DOS SANTOS LUCAS, MIRELLA LOPES DA ROCHA, EDSON DE ANDRADE ARAÚJO

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

ESTUDO COMPARATIVO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E OXIGÊNIO NO PROCESSO DE COMBUSTÃO IN-SITU COM DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE POÇOS EM RESERVATÓRIOS DE CAMPOS MADUROS DO NORDESTE BRASILEIRO

Abstract

The occurrence of heavy oil reservoirs is increasing significantly, becoming one of the major challenges in the oil industry. Due to the high viscosity of the oil, conventional oil recovery methods cannot be applied at these locations, thus requiring greater investments and, consequently, the development of new technologies in order to make the exploitation of these reservoirs feasible. The conventional in-situ combustion (CIS) process is one of the oldest oil recovery techniques of these high viscosity oil reservoirs, where fluids are heated within the reservoir using producing wells and vertical injectors. However, this process has many apparent flaws, mainly related to inadequate reservoir application problems, operational difficulties such as gravity segregation and instability due to the injection of injected air into the producing well, which can cause serious operational problems. With the development of horizontal drilling, comes the process called THAITM (Toe-to-Heel Air Injection), which consists of vertical injector wells and horizontal producer wells. This well configuration is a promising concept that attempts to overcome conventional CIS problems by providing greater combustion front stability while minimizing the risk of explosion due to oxygen production. This study aimed to perform a comparative study of oxygen production between the two processes, conventional CIS and THAITM, using a semi-synthetic reservoir with characteristics from the northeast region of Brazil. Air injection was analyzed in both processes, showing a great influence on the percentage of recovered oil, and a maximum air injection rate was identified between both processes, with the production well oxygen rate reaching 10.13% over gas flow at the end of production in the THAITM method and 12.95% in the conventional CIS method.

Keywords: Heavy oil, numerical simulation, in-situ combustion, toe-to-heel air injection, oxygen.

Introdução

O petróleo pesado e as areias betuminosas ocorrem em muitos países, com um total de recursos da ordem de 8 trilhões de barris in-place. As maiores acumulações são no Canadá (3 trilhões de bbls) e na Venezuela (2 trilhões de bbls) (FAROUK, 2002). Em âmbito nacional, o Rio Grande do Norte se constitui em um dos estados brasileiros onde há produção de óleo pesado em poços *onshore*, que apresenta campos maduros com uma significativa quantidade de hidrocarbonetos que podem vir a ser recuperados com o auxílio de novas tecnologias (ARAUJO et al., 2013).

Entre os métodos de recuperação existentes, temos a combustão in-situ convencional, com poços injetores e produtores verticais, que foi amplamente aplicada em diversos campos petrolíferos pelo mundo, chegando a diferentes graus de sucesso, mas também inúmeros insucessos, muitas vezes por causa de reservatórios mal escolhidos (GREAVES et al., 2007). O método “*toe-to-heel air injection*” (THAITM), marca registrada pela *Petrobrank Energy and Resources Ltd.*, é uma variação do processo convencional, que consiste na integração da combustão in-situ, na qual o ar é injetado em poços verticais, com produção de óleo em poços horizontais (GREAVES; TURTA, 1997). A Figura 1 representa os dois métodos e suas configurações.

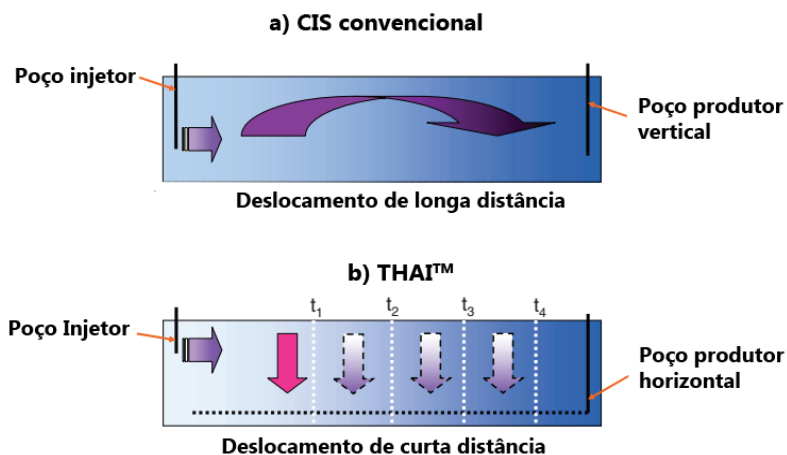


Figura 1 – a) Método CIS convencional e b) método THAI™. (Fonte: adaptado de GREAVES et al., 2012).

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo comparativo da produção de óleo e oxigênio no período de 16 anos entre o método CIS convencional e o método THAI™ usando um reservatório semissintético com as características de uma região do Nordeste Brasileiro. O parâmetro operacional estudado foi a vazão de injeção de ar para os dois processos (CIS convencional e THAI™). Para tal análise, 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

A Figura 2 representa o modelo 3D do reservatório estudado, na qual também podem ser vistas as dimensões do modelo, a saturação de óleo e a localização dos poços. Para o método de combustão in-situ convencional foi considerada duas malha five-spot invertido, em que os poços

injetores e produtores foram completados nas 12 primeiras camadas do reservatório, já para o modelo THAI™, 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.

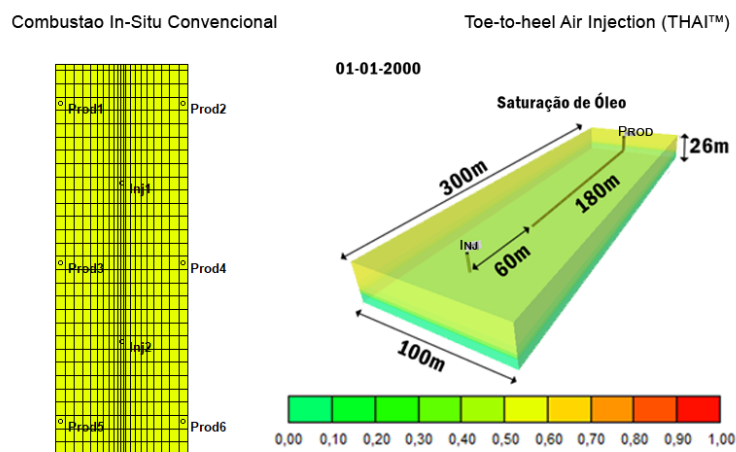


Figura 2 - Modelagem do reservatório (saturação de óleo).

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 a 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₊	0,26201000
C ₆ -C ₉	0,00267920	Nitrogênio (N ₂)	0,00148440

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).

Reação 1:	C ₄₀₊	+	73,80O ₂	→	48,87CO ₂ + 49,87H ₂ O
Reação 2:	C ₂₀₋₃₉	+	41,90O ₂	→	27,60CO ₂ + 28,60H ₂ O
Reação 3:	C ₁₀₋₁₉	+	23,84O ₂	→	15,56CO ₂ + 16,56H ₂ O
Reação 4:	C ₆₋₉	+	11,23O ₂	→	7,15CO ₂ + 8,15H ₂ O
Reação 5:	C ₄₋₅	+	6,93O ₂	→	4,29CO ₂ + 5,29H ₂ O
Reação 6:	C ₁₋₃	+	2,11O ₂	→	1,07CO ₂ + 2,07H ₂ O
Reação 7:	C ₄₀₊	→	0,44C ₂₀₋₃₉ + 0,78C ₁₀₋₁₉ + 1,68C ₆₋₉ + 13,19 Coque		
Reação 8:	C ₂₀₋₃₉	→	0,66C ₁₀₋₁₉ + 1,42C ₆₋₉ + 7,47 Coque		
Reação 9:	C ₁₀₋₁₉	→	1,61C ₆₋₉ + 4,22 Coque		
Reação 10:	C ₆₋₉	→	0,61C ₄₋₅ + 2,25C ₁₋₃ + 1,96 Coque		
Reação 11:	C ₄₋₅	→	2,73C ₆₋₉ + 1,19 Coque		
Reação 12:	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 3.

Tabela 3 – 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).

Foi realizado o estudo do parâmetro operacional vazão de injeção de ar para os dois métodos (CIS convencional e THAI™), mantendo fixa a concentração de oxigênio em 21%. As vazões analisadas são: 0 (Rec. Primária), 10.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 40.000 m³/dia.

Resultados e Discussão

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos a partir dos processos CIS convencional e THAI, com gráficos, seções 2D do reservatório e suas respectivas discussões.

A Figura 3 apresenta os resultados em função do percentual de óleo recuperado em 16 anos. Observa-se que para todas as vazões de injeção de ar analisadas, o método Toe-to-heel Air Injection (THAI™) tem maiores percentuais de óleo recuperado. O maior percentual de óleo recuperado foi verificado para a vazão de injeção de ar de 40.000 m³/dia no método THAI™, com 21,08%.

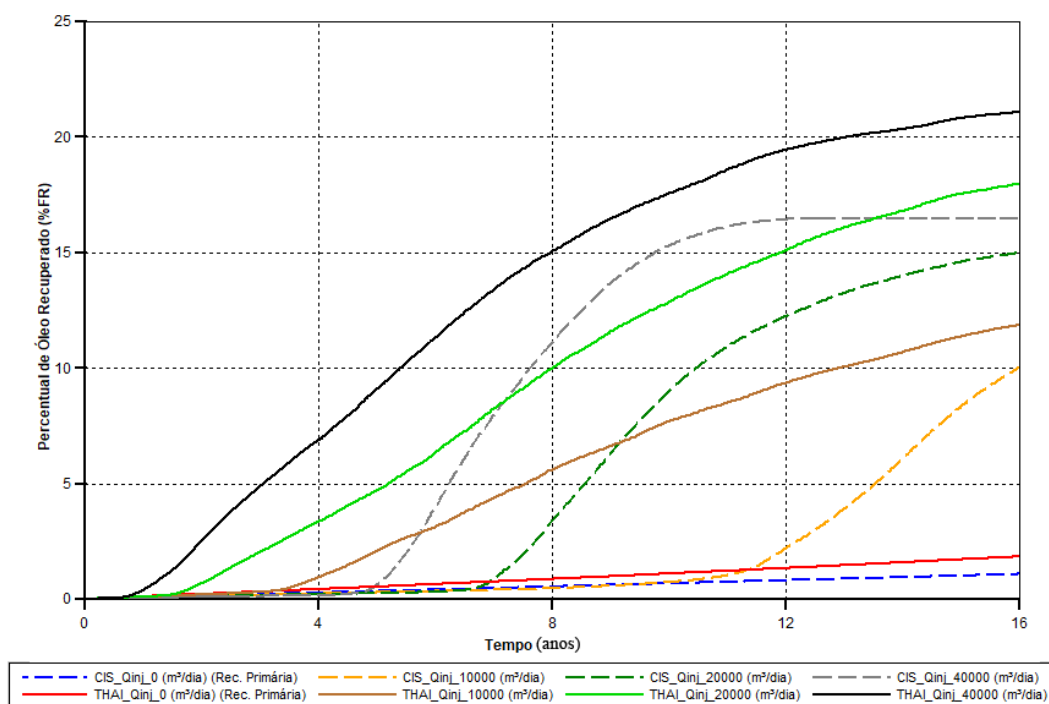


Figura 3 – Percentual de óleo recuperado nos métodos CIS convencional e THAI™.

A vazão de injeção de ar de 20.000 m³/dia no método THAITM obteve maior percentual de óleo recuperado (17,99%) do que para a vazão de injeção de ar de 40.000 m³/dia no método CIS convencional (16,46%), refletindo em uma maior eficiência do processo THAITM neste estudo. Ainda para a vazão de injeção de ar de 40.000 m³/dia no método CIS convencional nota-se que não há incremento no %FR a partir de 12 anos de produção, em consequência do breakthrough do gás nos poços produtores e de sua alta produção, limitando a recuperação de óleo. Pode-se observar também que há uma antecipação da chegada do banco de óleo no método THAITM em comparação ao método CIS convencional, isso ocorre devido a extensão do poço produtor no método THAITM, que proporciona a produção desde o início do processo devido ao efeito gravitacional, diferente do método convencional, na qual a frente varre todo o reservatório deslocando o óleo em direção aos poços produtores.

A Figura 4 apresenta o percentual de oxigênio produzido em 16 anos para as vazões de 10.000, 20.000 e 40.000 m³/dia. Para a recuperação primária, não há produção de oxigênio, uma vez que, não foi considerado nenhum método de recuperação. Observa-se que para as vazões de injeção de ar analisadas, o método CIS convencional tem maiores percentuais de oxigênio produzido, devido a maior quantidade de poços produtores em sua configuração. Essa alta produção de oxigênio não é desejada, pois limita a produção do óleo, além de que, sua presença na superfície pode ocasionar graves problemas operacionais.

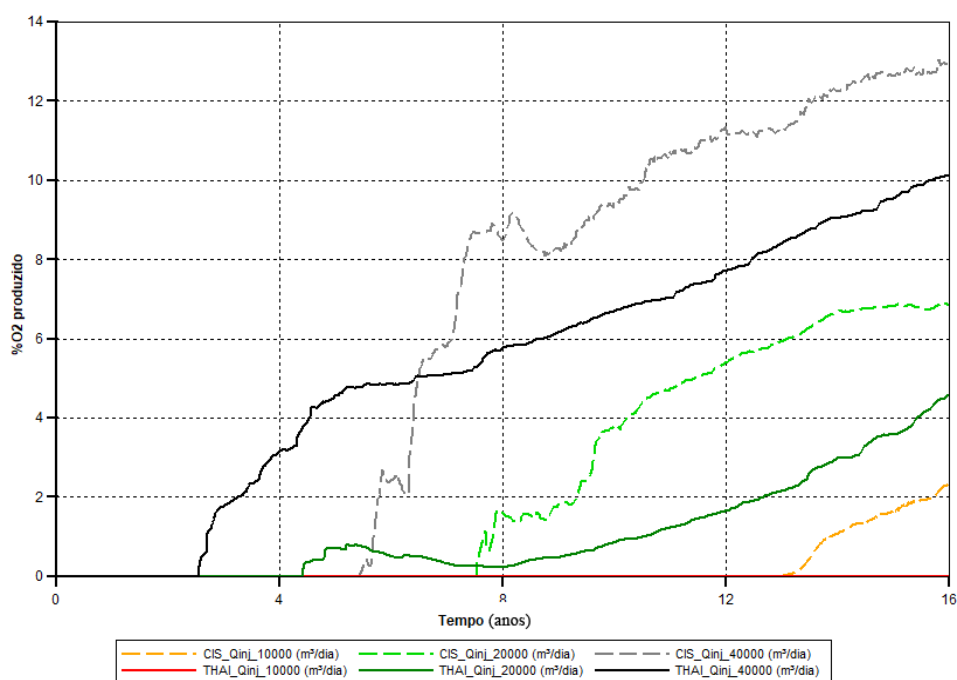


Figura 4 – Percentual de O₂ produzido.

Na Figura 5 é mostrada a distribuição da fração de oxigênio no reservatório para a vazão de injeção de ar que apresentou melhores percentuais de recuperação de óleo em ambos os métodos, 40.000 m³/dia, nos períodos de 1 ano, 3 anos e 7 anos.

No primeiro ano, a forma em que a zona de oxigênio se apresenta é simétrica e indica que o processo de combustão é estável em ambos os processos, no qual também pode-se observar esta simetria ao decorrer dos anos. O oxigênio na frente desta zona está em contato com a zona de combustão, onde é consumido por reações de alta temperatura de oxidação, tornando-se um ótimo indicador para a forma da frente de combustão. No método CIS convencional, a frente de oxigênio se expande pelo reservatório atingindo os poços produtores após 7 anos, havendo assim a canalização de gás injetado para os poços produtores.

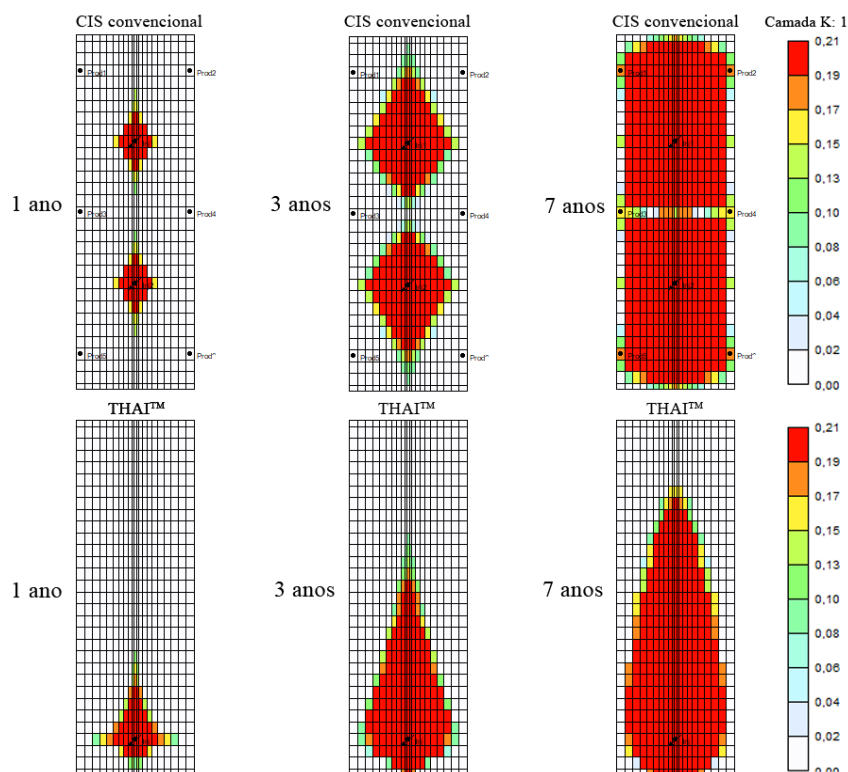


Figura 5 – Fração de O_2 para taxa de injeção de $40.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ (seção horizontal, K: 1).

Na Figura 6, observa-se um perfil do oxigênio localizado na parte superior do reservatório, oriundo da segregação gravitacional entre o ar e o óleo, denominado de “*gas overriding*”. Devido a configurações dos poços no método CIS convencional, este perfil chega de forma direta nos poços produtores havendo o breakthrough do ar injetado. No processo THAITM, devido a zona canhoneada do poço produtor estar localizada na parte inferior do reservatório, a influência do “*gas overriding*” é minimizada, o que torna este processo mais atrativo. Pode-se observar que para o método THAITM, a produção de oxigênio ocorre de forma antecipada quando comparada ao CIS convencional, devido a configuração de seus poços.

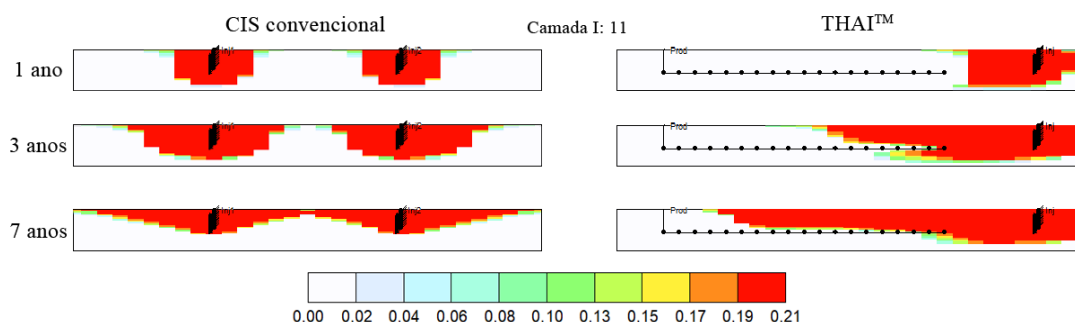


Figura 6 - Fração de O_2 para taxa de injeção de $40.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ (seção vertical, I: 11).

Conclusões

- Através da análise da vazão de injeção de ar, foi possível observar que o processo THAITM mostrou-se mais eficiente, com maiores percentuais de óleo recuperado, sendo o maior verificado na vazão de injeção de ar de $40.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ no método THAITM, com 21,08%. Observou-se que para a vazão de injeção de ar de $40.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ no método CIS convencional não há incremento no %FR a partir de 12 anos de produção, em consequência da alta produção do gás injetado;

- Quando em contato com a zona de combustão, a fração molar de oxigênio na frente da zona de oxigênio cai para zero. Dessa maneira, essa frente de oxigênio é um ótimo indicador para a forma da frente de combustão;
- Proveniente da segregação gravitacional entre gás e óleo, ocorre o que é denominado por “*gas overriding*”, no qual o processo THAITM, devido a sua configuração dos poços, mostrou-se ser menos influenciado, tornando-se mais atrativo quando comparado ao CIS convencional.
- Devido aos problemas operacionais causados pela produção de oxigênio, torna-se necessário realizar análises para minimizar a produção do percentual de oxigênio produzido.

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

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.

ARAUJO, E. A.; LIMA, D. M. S.; BARILLAS, J. L. M.; Estudo Comparativo entre o Processo de Combustão In-Situ Usando Poços Verticais e Horizontais em Reservatórios de Campos Maduros do Nordeste Brasileiro. 7º Congresso Brasileiro em P&D em Petróleo e Gás, Aracaju, SE, 2013.

FAROUQ ALI, S. M; Heavy Oil – evermore mobile. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2002.

GREAVES, M. et al.; THAI-New Air Injection Technology for Heavy Oil Recovery and In Situ Upgrading. Paper PETSOC-01-03-03. In: CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Digging Deeper, Finding a Better Bottom Line, in Calgary, Alberta, Canada, June 14 – 18, 1999.

GREAVES, M.; DONG, L. L.; RIGBY, S.; Validation of Toe-to-Heel Air-Injection Bitumen Recovery Using 3D Combustion-Cell Results. Paper SPE 143035-MS. In: SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 23–26 May 2011.

GREAVES, M., TURTA, A. T., Oil Fiel In Situ Combustion Process. United States Patent, N°5, 1997.

GREAVES, M., XIA, T. X., TURTA, A. T.; Stability of THAI process – theoretical and experimental observation. Paper PETSOC-2007-109. In: Petroleum Society’s 8th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, 12–14 June 2007.

XIA, T. X.; GREAVES, M.; Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI – SARA Analysis. Paper SPE 69693. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12 March 2001.