

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS NO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN SITU* USANDO UM POÇO HORIZONTAL COMO PRODUTOR DE ÓLEO (THAI™)

AUTORES:

EDSON DE ANDRADE ARAÚJO, JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS NO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN SITU* USANDO UM POÇO HORIZONTAL COMO PRODUTOR DE ÓLEO (THAI™)

Abstract

The process “toe-to-heel air injection” (THAI™) is a new method of oil recovery that further combustion is the integration of in-situ (ISC) with technological advances in horizontal drilling. The main feature of this method is air injection, rather than vertical production wells as are used for combustion in-situ (ISC) conventional. This method of thermal recovery has performed additional feasible, both technically and economic, with the dominant factor in the firing process for heavy oil and bitumen recovery. This process was not yet applied in Brazil, and it is necessary study this methods to Brazilian reality, specifically for Brazilian northeast, that it has heavy oil reserves. Due this, it was analyzed a reservoir with Brazilian northeast characteristics when is used THAI process. For this, it was used the commercial software STARS (steam thermal and advanced processes reservoir simulator) from Computer Modelling Group and analyzed the influence of some operational variables on oil recovery. Results shown, those air rate and oxygen fractions have influence on cumulative oil production, and the combustion front is also influence by those parameters.

Introdução

Com um número crescente de campos maduros, a recuperação de óleo pesado tem se apresentado um dos grandes desafios do setor petrolífero. O Nordeste Brasileiro, por exemplo, possui reservatório de óleo pesado que estão sendo explorados com injeção de vapor. Estes reservatórios não convencionais não são grandemente desenvolvidos pela dificuldade na extração do conteúdo e o alto custo em produzir, transportar e refinar do que o óleo e o gás convencional, cumprindo os requerimentos de prevenção ao meio ambiente.

O método “*toe-to-heel air injection*” (THAI™), marca registrada pela Petrobank Energia e Recursos Ltd, é um processo recuperação de petróleo avançado novo que consiste na integração de combustão *in-situ* com os avanços tecnológicos na perfuração do poço horizontal. A principal característica deste método “*toe-to-heel air injection*” é a utilização de poços produtores horizontais, mantendo o poço injetor vertical para a injeção de ar, em vez de poços produtores verticais utilizados na combustão *in-situ* convencional, possibilitando uma maior quantidade de extração de óleo pesado em reservatórios maduros (GREAVES; TURTA, 1997).

Neste processo, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Dessa forma, o reservatório é aquecido por esta frente de combustão, que queima, aproximadamente, 10% do volume de óleo *in place* (VOIP), propagando o calor através do reservatório (GREAVES; XIA; TURTA; AYASSE, 2000). A eficiência deste método para extração de óleo pesado e betume em reservatórios de areia são superiores em relação ao processo de combustão *in-situ* (CIS) convencional. Isto é conseguido por causa da eliminação de gás primordial no processo. Trata-se de formar uma frente de combustão que viaja ao longo da produção do poço horizontal, aquecendo e escoando o óleo em direção ao poço produtor pelo efeito da força gravitacional, permitindo um maior fator de recuperação final do óleo. A área de combustão, com temperaturas acima de 700 °F é identificado durante o seu desenvolvimento. A zona de deposição de coque (ou seja, o combustível de processamento) é criada apenas à frente da frente de combustão. Por sua vez, à frente destas duas zonas está a zona de óleo aquecido, onde se desloca o óleo com viscosidade do óleo reduzida devido ao aquecimento (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

Além disso, este método de injeção de ar em poços horizontais proporciona uma melhora na qualidade da frente de combustão, por sua vez esta frente fica contida pelo gradiente de pressão criado pelo poço horizontal, e ensaios de laboratório têm mostrado um ganho de qualidade do óleo produzido por volta de 10° API, sendo considerado ideal para a produção de petróleo a menos de 15°API. No entanto, exames laboratoriais realizados em uma amostra de 20°API fornecida pela *British Petroleum* (BP), a partir de seu campo Clair no Norte do Reino Unido, indicam que também poderia trazer benefícios a óleos pesados (HeavyOilinfo, 2010).

Este método possui semelhanças ao SAGD (*Steam Assisted Gravity Drenagem*), ou seja, o “*toe-to-heel air injection*” (THAITM) possibilita um “deslocamento de óleo de curta distância” contrariando à combustão convencional *in-situ*, que cobre uma grande distância entre a injeção e o produtor de poços (TABASINEJAD; KARRAT, 2006).

Este processo ainda não foi aplicado no Brasil, e é necessário o estudo destas novas tecnologias às realidades locais, por isso, este trabalho consiste em realizar um estudo paramétrico do processo de combustão *in-situ* com produção em poços horizontais, para analisar a influência de alguns parâmetros operacionais na recuperação de óleo, usando um reservatório semi sintético com características do Nordeste Brasileiro. Neste artigo as variáveis estudadas são parâmetros operacionais como: injeção de ar e a fração de oxigênio injetada, e foi analisada a influência destes fatores na frente de combustão e a produção acumulada de óleo.

Metodologia – Modelagem do reservatório

Neste trabalho foi analisado um reservatório homogêneo com características do Nordeste Brasileiro. As dimensões da malha e as características do reservatório podem ser observadas na Tabela 1.

Tabela 1. Modelo da malha.

	Sistema 3D
Área do reservatório, (m ²)	100 x 300
Espessura da zona de óleo, h (m)	20
Número de blocos em i	21
Tamanho do bloco em i (m)	Variável
Número de blocos em j	22
Tamanho do bloco em j (m)	Variável
Número de blocos em k	21
Tamanho do bloco em j (m)	Variável
Permeabilidade horizontal, Kh (mD)	1000
Permeabilidade Vertical, Kv, (mD)	0.1 x Kh
Porosidade (%)	30
Pressão inicial (psia) @ 200 m	287
Temperatura inicial (°C)	38

Para realizar as simulações utilizou-se o módulo STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da empresa *Computer Modelling Group* (CMG) na versão 2010.10. Este módulo é um simulador trifásico de múltiplos componentes, que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo, tais como: injeção de vapor, THAITM (“*toe-to-heel air injection*”), combustão *in-situ*, aquecimento eletromagnético, injeção de vapor e solvente, VAPEX (“*Vapor Extraction*”), SAGD (“*Steam-Assisted Gravity Drainage*”), ES-SAGD (“*Expanding Solvent –SAGD*”), entre outros. A Figura 1 mostra uma representação do reservatório estudado em 3D,

e nesta pode ser observada a distribuição da saturação inicial do óleo, as dimensões do modelo e a localização dos poços injetor e produtor. No sistema: a saturação média de óleo inicial é de 0,64, a distância entre o poço injetor vertical e o começo do produtor é de 40 m, o poço vertical injetor foi completado nas primeiras 12 camadas (12 m), e o poço produtor horizontal foi localizado na décima quinta camada do reservatório com 180 m de comprimento.

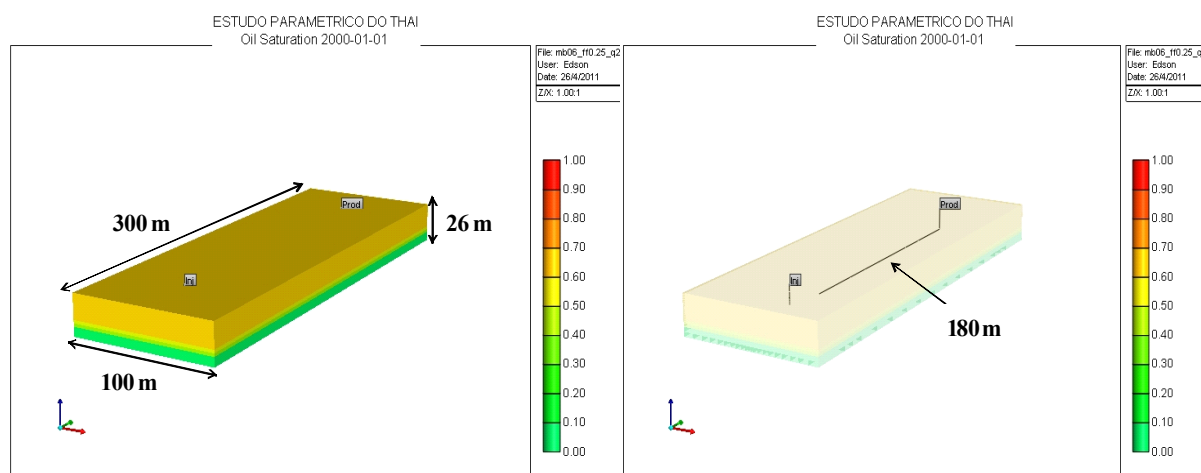


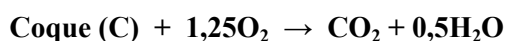
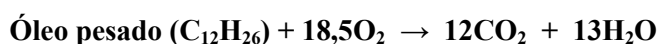
Figura 1. Modelo do reservatório em 3D (saturação de óleo).

No modelo de fluidos foram considerados sete componentes: óleo leve (C_3), óleo pesado (C_{12}), nitrogênio (N_2), oxigênio (O_2), gás inerte (CO_x), água (H_2O) e coque (C). Na simulação foram consideradas quatro fases: fase gás, fase água, fase óleo e fase sólida, correspondente ao coque (C). Não foi considerado fluxo de fluidos nas fronteiras do reservatório, mas foi considerada a transferência de calor para as camadas sobrejacentes e subjacentes do reservatório. Algumas propriedades do fluido são mostradas na Tabela 2.

Tabela 2. Propriedades do fluido no reservatório.

Propriedades	Valor
Fração molar do óleo leve	0,2
Fração molar do óleo pesado	0,8
Viscosidade do óleo (cP)	210,6
°API	16,76

Neste trabalho foram usadas quatro reações químicas (Coats, 1980). As duas primeiras reações químicas representaram as reações de oxidação que ocorrem com os dois tipos de óleo. A terceira reação representa o craqueamento do óleo pesado (C_{12}), tendo como produto da reação o óleo leve (C_3) e o coque (C). A última reação envolve a oxidação do coque (C), devido a esta última reação é possível manter o avanço da frente de combustão no reservatório.



A energia de ativação e a entalpia da reação das reações podem ser observadas na Tabela 3, estas reações são exotérmicas.

Tabela 3. Dados do modelo de reações.

	Energia de ativação (J)	Entalpia da reação (J)
Reação 1	3,48e+7	3,68e+9
Reação 2	3,48e+7	1,0e+9
Reação 3	2,95e+7	2,11e+7
Reação 4	2,95e+7	2,40+8

[Fonte: Rojas, Ruiz e Vargas (2010)].

Neste trabalho foi realizado o estudo dos parâmetros operacionais: vazão de injeção e fração de oxigênio injetada, para verificar a influência destas variáveis na produção acumulada de óleo e na frente de combustão.

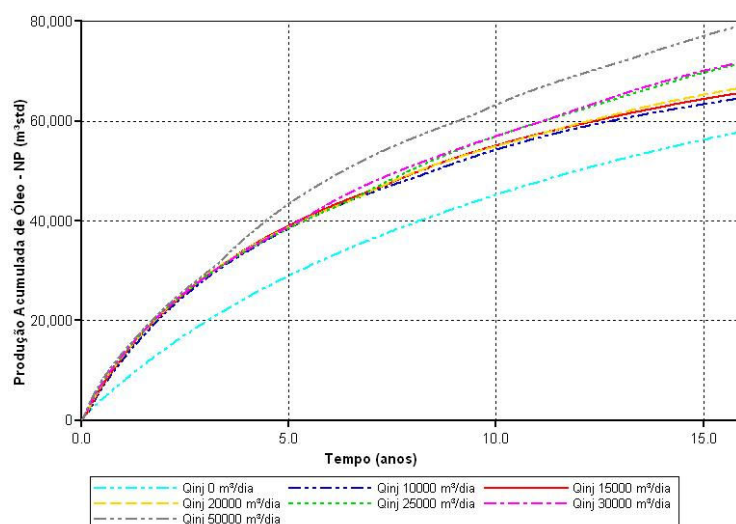
Resultados e Discussões

Foram realizadas simulações com diferentes vazões de injeção de ar com duas composições de oxigênio, a Tabela 4 mostra os valores usados nos casos analisados.

Tabela 4. Parâmetros operacionais analisados.

Vazão de injeção de ar (m ³ std/dia)	10000	15000	20000	25000	30000	50000
Fração de O ₂ (% massa)	21 - 40					

A Figura 2 mostra a produção acumulada de óleo *versus* tempo para diferentes vazões de injeção de ar com uma fração de oxigênio de 21%. Observa-se que há um incremento na produção acumulada de óleo (Np) com injeção de ar quando comparado à recuperação primária (Q_{inj} 0m³/dia), este aumento deve-se às reações químicas que ocorreram devido à presença de ar no sistema. O ar está sendo injetado frio (38° C) no reservatório, mas existe uma fonte de ignição no início da produção de forma a garantir o início da combustão, e o aumento na produção acumulada de óleo mostra que está acontecendo a combustão dentro do reservatório. Observa-se que o aumento da injeção de ar favorece o incremento da produção acumulada de óleo, isto devido à maior entrada de oxigênio no sistema, favorecendo a queima de combustível e o avanço da frente de combustão. Quando se comparam os casos de máxima (Q_{inj} 50000m³/dia) e mínima vazão (Q_{inj} 0m³/dia) se observa um aumento na Np de, aproximadamente, 21.440 m³ std no final do período de 16 anos.

Figura 2. Produção acumulada de óleo *versus* tempo para diferentes vazões.

A Figura 3 mostra a vazão de óleo *versus* tempo para as vazões máxima (50000 m³/dia) e mínima (0 m³/dia) de injeção de ar. Nesta figura pode se visualizar um incremento na vazão de óleo para a recuperação com combustão nos primeiros cinco anos, em seguida há uma queda na produção de óleo que passa a acompanhar o modelo sem injeção de ar, isto pode ser devido à diminuição da temperatura na frente de combustão, fazendo a vazão de óleo nos últimos anos se assemelhar a recuperação primária.

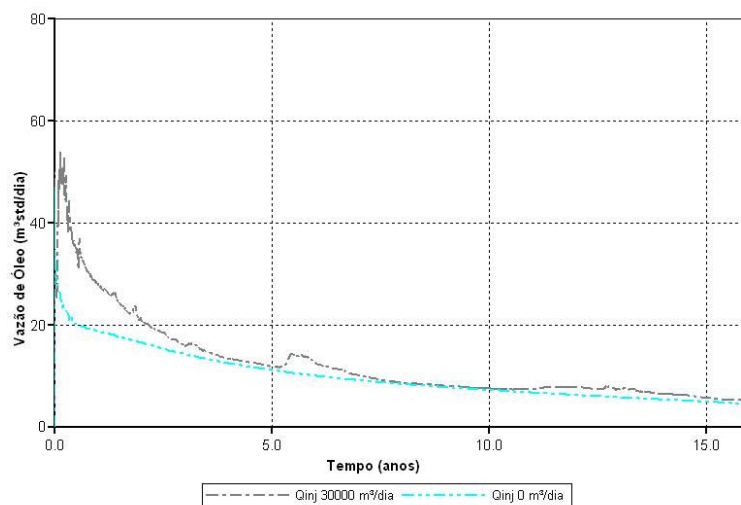


Figura 3. Razão de óleo versus o tempo para vazão máxima e mínima.

Para tentar manter a frente de combustão dentro do reservatório por mais tempo, foi simulado a injeção de ar com uma razão de oxigênio maior, de forma a aumentar a produção acumulada de óleo. O resultado desta análise pode ser visto na Figura 4, que mostra a produção acumulada de óleo (N_p) *versus* tempo para vazões de 30.000 m³ std/dia e 15.000 m³std/dia com frações de oxigênio de 21% e 40% respectivamente. Observa-se que não há muita diferença na produção de óleo nos casos estudados (21% e 40% de oxigênio), mas a maior vazão (q 30000 m3 std/dia) estudada com 40% de oxigênio teve a maior produção acumulada de óleo, isto devido à maior quantidade total de oxigênio no sistema.

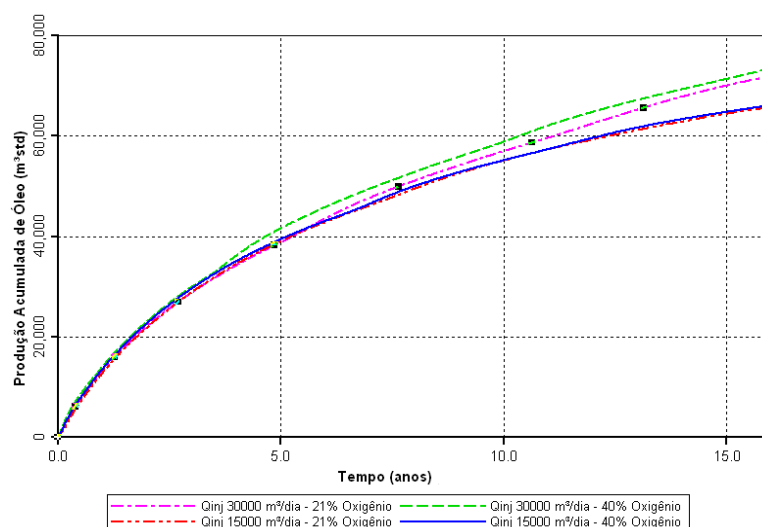


Figura 4. Produção acumulada de óleo *versus* tempo para diferentes vazões e concentração de oxigênio.

As frações mássicas de oxigênio foram estudadas com diferentes vazões de ar e os resultados são mostrados na Tabela 5, que apresenta as produções acumulada de óleo em 16 anos (N_p) para as

vazões com diferentes frações de oxigênio no período de 16 anos. Observa-se que para a fração de O_2 de 21% e de 40% houve um aumento com o incremento da vazão de injeção, até uma vazão de injeção $30.000 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$, porem quando se injetou uma vazão de $50.000 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$ a produção final com O_2 de 21% foi maior que com 40%, isto pode ser devido a que injetando $50.000 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$, o pico de produção foi maior no inicio, tendo uma produção inicial acumulada também maior, mas o reservatório se depletou mais rapidamente, e no final a recuperação foi menor.

Tabela 5. Produção acumulada de óleo, em 16 anos, para frações de oxigênio.

Vazão de injeção de ar (m^3/dia)	O_2 (21% em massa) $t=16$ anos	O_2 (40% em massa) $t=16$ anos
10000	64500	65000
15000	65500	66000
20000	66600	67300
25000	71490	71800
30000	71840	73400
50000	79240	77000

Para entender como a temperatura aumenta no reservatório devido às reações químicas, foi mostrado o avanço da frente de combustão, em dois períodos de produção (5 e 90 dias), para o modelo com vazão de injeção de $30.000 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$ (frações de oxigênio 40% e 21 %), na Figura 5 e pode ser observado que o modelo O_2 - 40% tem uma área aparente de maior temperatura.

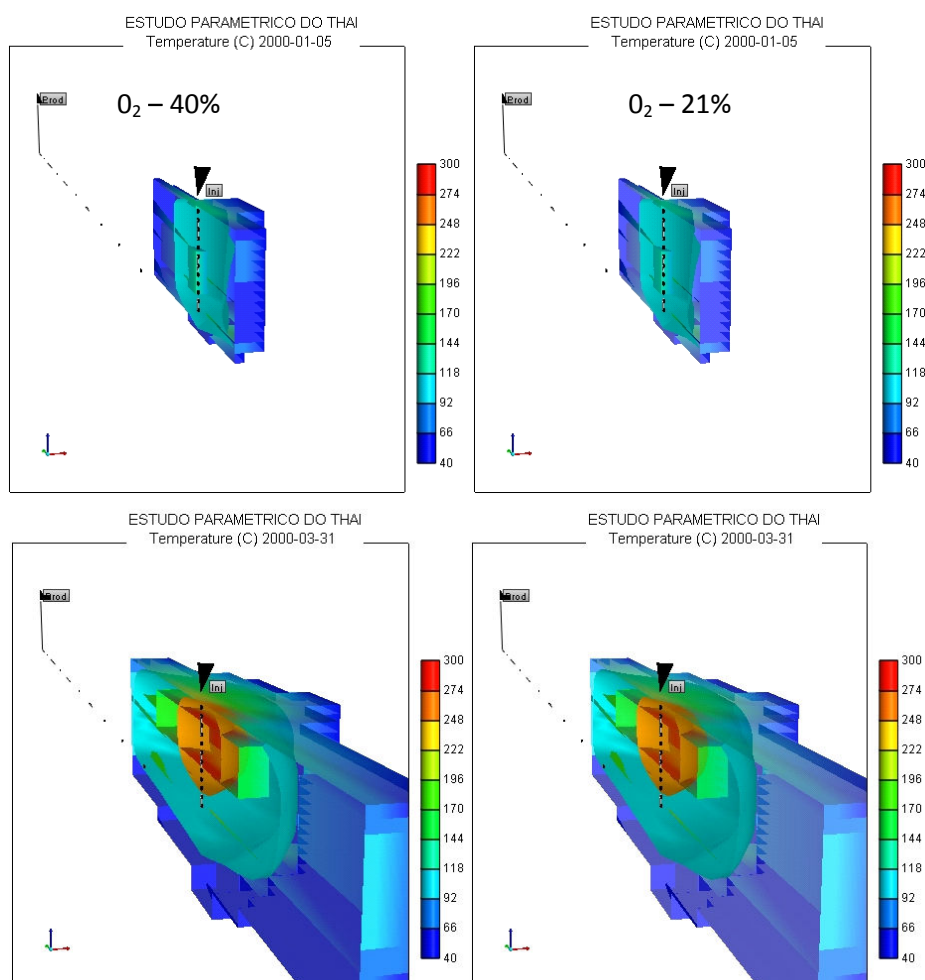


Figura 5. Temperatura do reservatório – 5 e 90 dias de produção.

Nesta Figura 5 pode se observar que com o aumento da fração de oxigênio houve um crescimento na frente de combustão melhorando assim a produção acumulada de óleo. Porém, ainda não foi possível manter a temperatura da frente de combustão ao longo de todo o poço horizontal; no entanto, isto é um trabalho que está sendo realizado, porque pode depender de outros parâmetros operacionais envolvidos, como, distância entre o injetor e o final do produtor, vazão de injeção, temperatura de injeção, tempo de aquecimento do reservatório, configuração dos poços, entre outros. Espera-se encontrar condições operacionais apropriadas à realidade do nordeste do Brasil, que permitam manter a frente de combustão por um tempo maior e em todo o comprimento do reservatório.

Conclusões

- ✓ Diante do exposto, foi possível concluir que a vazão de injeção de ar influencia na produção acumulada de óleo (Np). Para os casos citados acima, quanto maior foi a injeção maior foi a produção.
- ✓ Para baixas injeções as diferentes frações em massa de oxigênio não influenciaram no sistema; no entanto, para vazões maiores a fração de 40% em massa de oxigênio apresentou uma melhora na produção acumulada de óleo em relação à fração de 20% em massa de oxigênio.
- ✓ A frente de combustão se manteve por mais tempo para a fração de oxigênio, mostrando que a quantidade de oxigênio interfere no sistema e auxilia a propagação de calor ao longo do poço horizontal; no entanto, há uma queda acentuada com relação a essa frente. Esperamos ao longo do trabalho de dissertação e com a análise de outros parâmetros possamos solucionar este problema.

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer ao PRH-ANP 14 pelo apoio financeiro, ao LEAP (Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo) pela infraestrutura e a *Computer Modelling Group* (CMG) pelo apoio técnico recebido na execução desse trabalho.

Referências Bibliográficas

- COATS, K. H., In-Situ Combustion Model, PAPER 8394, 1980.
- GREAVES, M.; TURTA, A.; Oil field in-situ combustion process, United States Patent N° 5, 626, 191, 1997.
- GREAVES, M.; XIA, T. X.; TURTA, A. T.; AYASSE, C.; Recent Laboratory Results of THAI and Its Comparison with Other IOR Processes, PAPER SPE 59334, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 2000.
- HeavyOilinfo, Características do THAI. http://www.heavyoilinfo.com/feature_items/thai, acessado em 2010.
- ROJAS, J.; RUIZ, J.; VARGAS, J.; Numerical Simulation of an Enhanced Oil Recovery Process of Toe to Heel Air Injection (THAI), PAPER SPE 129215, Conference at Oil & Gas West Asia held in Muscat, Oman, 2010.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D.; Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, 2006.
- TABASINEJAD, F.; KARRAT, R.; Feasibility Study of In-Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs, PAPER SPE 103969, Petroleum U. Technology, Iran, and S. Vossoughi, SPE, U. of Kansas, 2006.