

Análise da Injeção de Vapor no Processo de Combustão *In-Situ* com Produção de Óleo em Poços Horizontais - THAI (*Toe-to-Heel Air Injection*)

Rodrigo Pereira Borges¹; Luciana Silva Souza¹; Anthony Andrey Ramalho Diniz²; Pedro Tupã Pandava Aum¹; Edson de Andrade Araújo¹

Universidade Federal do Pará – Campus Universitário de Salinópolis – Faculdade de Engenharia
Universidade Federal de São Paulo – Campus Baixada Santista – Instituto do Mar
autor correspondente: edsonaa@ufpa.br

Resumo: No mundo, há inúmeros reservatórios com longo histórico que chegaram ou estão chegando ao seu limiar econômico, com uma quantidade significativa de óleo nesses locais. Esses reservatórios se tornam propícios para aplicação de métodos térmicos com a finalidade de otimizar a produção de óleo. Os métodos térmicos podem ser divididos em combustão *in-situ* e injeção de fluidos quentes. O método térmico analisado foi o THAI (*Toe-to-Heel Air Injection*), que consiste em inteirar a combustão *in-situ* em poços produtores horizontais e a injeção de vapor e/ou ar em poços injetores verticais, com uma determinada periodicidade, em um reservatório semissintético com características do Nordeste Brasileiro. Dessa forma, o trabalho teve como objetivo analisar a influência de três tipos de regime de injeção de vapor/ar em função da produção de óleo e oxigênio durante 16 anos de projeto. Para realização deste, foi utilizado o simulador ‘*STARS*’ (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group*).

Palavras-chave: reservatórios; óleo pesado; métodos térmicos; combustão *in-situ*; simulação numérica.

Introdução

No mundo, há inúmeros reservatórios de petróleo que estão chegando ou chegaram ao fim da sua vida econômica, mesmo tendo uma quantidade significativa de óleo nesses locais (MOORE et al., 2012). Neste tipo de reservatório, os mecanismos de recuperação primária e métodos convencionais não foram suficientes para minimizar o seu declínio ou aumentar sua produção de petróleo, tornando-se bons candidatos para implementação da recuperação terciária, com o intuito de extrair o petróleo restante no meio poroso (HANDAYANI; SIMAMORA, 2012).

No Brasil, o estado do Rio Grande do Norte, destaca-se como sendo um dos maiores produtores de petróleo pesado em poços *onshore*. Nesta região, há inúmeros reservatórios com óleo de alta viscosidade e baixa mobilidade, sendo estas características desfavoráveis para o escoamento através do meio poroso, diminuindo o fator de recuperação do óleo (CATONHO, 2013).

Dessa forma, a aplicação dos métodos térmicos irá atuar, principalmente, na redução da viscosidade e aumento da mobilidade do óleo destes reservatórios, proporcionando o

incremento da produção de óleo nesses locais (ARAÚJO, 2012). Os métodos térmicos podem ser classificados em duas principais categorias: injeção de fluidos quentes, na qual a geração de calor é realizada na superfície e repassada para um fluido que logo após é injetado no poço e a combustão *in-situ*, onde o calor é gerado dentro do próprio reservatório (ARAÚJO, 2015).

A combustão *in-situ* apresenta em sua forma convencional uma combinação de poços verticais (injetores e produtores). O princípio de funcionamento é uma reação de combustão entre o óleo do reservatório e o oxigênio do ar, com a produção de dióxido de carbono, água e calor. Uma parte do óleo irá entrar em ignição e criar uma frente de combustão responsável por vaporizar as frações mais leves do petróleo e proporcionar o aquecimento do reservatório até a área do poço produtor, com isso, a composição do óleo irá afetar a quantidade de energia liberada pela reação de combustão. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). A combustão *in-situ* pode ser classificada como seca, quando só ar é injetado, ou molhada, quando ar e água são injetados no interior do reservatório (TARIFA, 2014).

O método THAI (Toe-to-Heel Air Injection) pode ser classificado com uma variação do processo de queima convencional, que integra a combustão *in-situ* e os avanços tecnológicos na perfuração de poços horizontais. Nesse sistema, um poço produtor é posicionado em uma unidade de linha no reservatório e a injeção de ar se dá através de poços de injeção verticais ou horizontais, esses arranjos são identificados como, VIHP e HIHP, respectivamente (GREAVES; REN; XIA, 1999).

Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise de sensibilidade referente a injeção intermitente de água, no estado de vapor, e ar no meio poroso em função do percentual de óleo recuperado. Para tal análise, foi utilizado como ferramenta o simulador comercial denominado “STARS” (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), desenvolvido pela CMG (Computer Modelling Group).

Metodologia

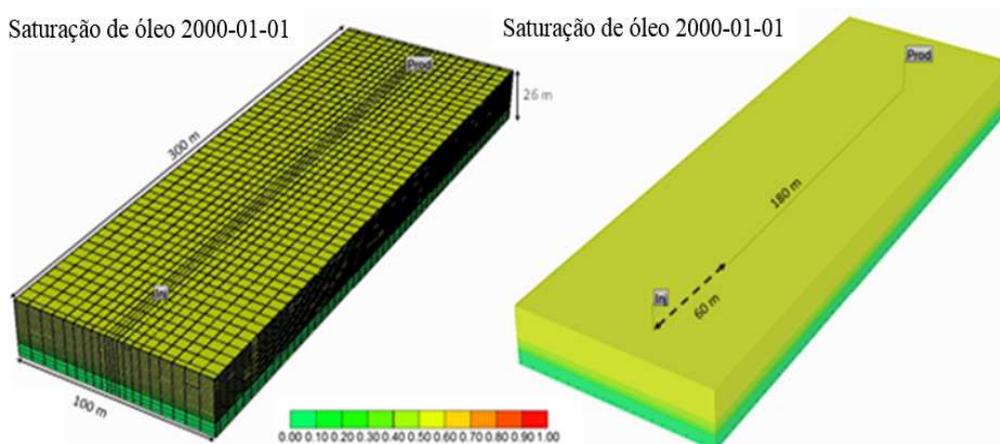
Foi analisado um reservatório homogêneo, semissintético, que possui características similares aquelas encontradas no Nordeste Brasileiro. Na Tabela 1 podem ser observadas as dimensões da rocha-reservatório, espessura da zona de óleo, profundidade do topo do reservatório, contato água-óleo, permeabilidades (horizontal e vertical), entre outras características.

Tabela 1: Características da rocha-reservatório.

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 in place (m ³)	91.288,10
Número de blocos i, j, k	21, 51, 23	Compressibilidade da formação efetiva, 1/kPa	0,000435
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1000	Capacidade calorífica da rocha, kJ/(m ³ *°C)	2.347,89
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	100	Condução térmica da rocha, J/(s*m*°C)	1,73
Porosidade (%)	30	Pressão máxima no poço injetor, kPa	7.196,14
Temperatura inicial (°C)	38	Pressão mínima no poço produtor, kPa	196,45

A Figura 2 mostra uma representação 3D do reservatório analisado, com 21 blocos na direção i, 51 blocos na direção j e 23 blocos na direção k, totalizando um modelo com 24.633 blocos (modelo base). Além disso, podemos observar a saturação de óleo, as dimensões do modelo, e o local dos poços (injetores e produtores). O poço vertical foi completado nas primeiras 12 camadas (12 m de profundidade a partir do topo do reservatório), e o poço produtor horizontal foi completado na camada 15 (15 m de profundidade a partir do topo do reservatório), sendo 180 m de comprimento, e 60 m distância a partir do poço vertical.

Figura 1: reservatório estudado em 3D.



O modelo do fluido apresenta 7 pseudos-componentes: C₁-C₃, C₄-C₅, C₆-C₉, C₁₀-C₁₉, C₂₀-C₃₉, C₄₀₊ e o pseudocomponente sólido, denominado, coque. Além disso, apresenta outros quatro componentes: água (H₂O), gases inertes (CO₂ e N₂) e oxigênio (O₂). Esses componentes e pseudocomponentes integram as reações químicas que governam o processo de combustão in-situ com produção de óleo em poços horizontais. A Tabela 2 apresenta a fração molar inicial, com uma viscosidade de 883,7 cP à 1987 kPa (287,9 psi), no topo do reservatório.

Tabela 2: Fração molar inicial dos componentes e pseudocomponentes.

Componentes	Fração Molar inicial	Componentes	Fração Molar inicial
CO ₂	0,00398480	C ₆₋₉	0,00267920
N ₂	0,00148444	C ₁₀₋₁₉	0,17299000
C ₁₋₃	0,07788000	C ₂₀₋₃₉	0,47571000
C ₄₋₅	0,00326740	C ₄₀₊	0,26010000

Para este trabalho foram consideradas um conjunto de 12 reações químicas em função do número de pseudos-componentes (ARAÚJO, 2015). Estas reações químicas tiveram como parâmetro o modelo cinético proposto por Crookston, Culham e Chen, 1979. A aplicação da injeção de vapor foi considerada com a finalidade de otimizar a injeção de ar. Dessa forma, favorecer o deslocamento da frente de combustão no meio poroso, proporcionando um incremento na produção de óleo e reduzir o percentual de oxigênio acumulado em 16 anos de projeto. Para realizar este estudo foi considerado, o caso de injeção de ar com o período de intermitência de 2 anos com produção de óleo, %FR - 25,5%, e percentual acumulado de oxigênio, %O₂ - 1,2%, (ARAÚJO. 2015). Para efeito de comparação, também foi considerada a taxa de injeção contínua de ar, 25.000,00 m³STD/dia, e intermitente, 50.000, 00 m³STD/dia, acarretando o mesmo volume de ar injetado em 16 anos. Os esquemas de injeção para o período estudado são mostrados na Tabela 3.

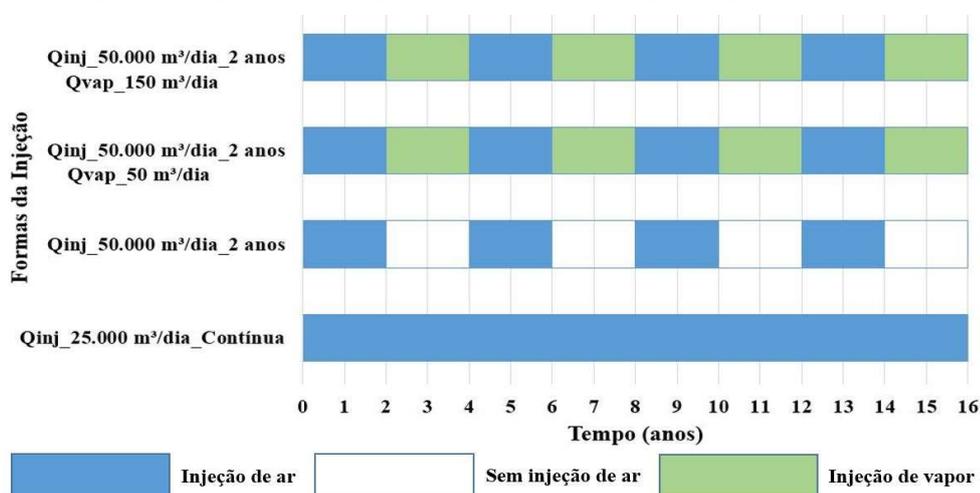
Tabela 3: Esquemas de injeção aplicados no processo THAI.

Casos	Q _{inj} (m ³ STD/dia)/ Q _{vap} (m ³ STD/dia)	Formas de Injeção (16 anos)	Ar Injetado (m ³) (16 anos)
Injeção Contínua	25.000,00	Contínua	1,46x108
Injeção com 2 anos	50.000,00	2 anos com injeção de ar/ 2 anos sem injeção de vapor	1,46x108
Injeção com 2 anos	50.000,00/ 50	2 anos com injeção de ar/ 2 anos com injeção de vapor	1,46x108
Injeção com 2 anos	50.000,00/ 150	2 anos com injeção de ar/ 2 anos com injeção de vapor	1,46x108

A Figura 2 mostra como se procede os esquemas de injeção de ar, para os casos contínuo, intermitente e alternada no reservatório. Observa-se que no caso de injeção contínua, o ar foi injetado em todo o período do projeto.

Já no caso com injeção de bancos de ar por período de 2 anos, a injeção foi realizada pelo mesmo período, seguido de uma pausa na injeção, sendo esse ciclo repetido até o encerramento do projeto. Com relação a injeção alternada ar/vapor por períodos de 2 anos, foi considerada a injeção de ar pelo mesmo período, seguido pela injeção de vapor ao longo do projeto. Para esses casos de injeção alternada foram considerados duas vazões de injeção de vapor, 50 m³/dia e 150 m³/dia.

Figura 2: Regimes de injeção de ar considerados para o processo THAI.



Dessa forma, o presente trabalho tem como finalidade analisar como os resultados são influenciados pelos períodos de injeção de vapor relacionados ao processo de combustão in-situ com injeção de ar em poços verticais e produção de óleo em poços horizontais.

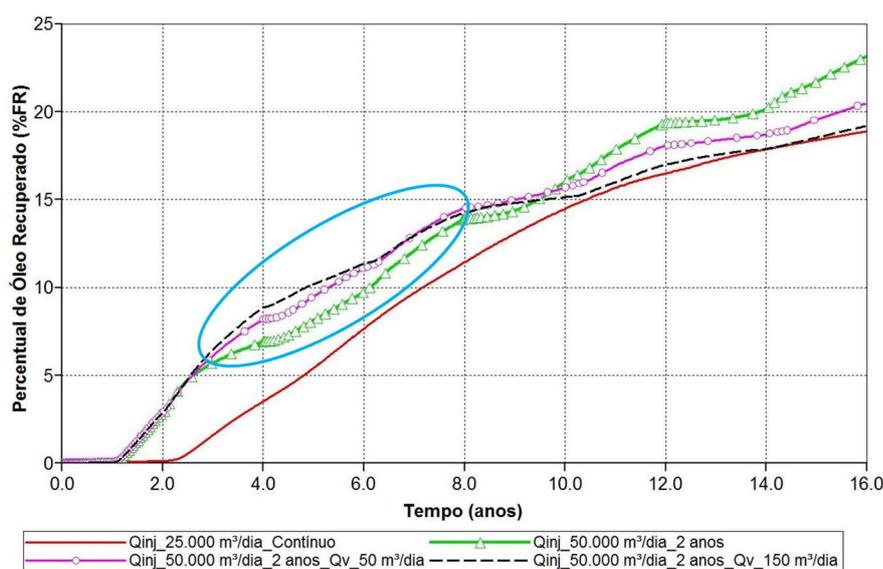
Resultados e Discussão

A Figura 3 mostra o percentual de óleo recuperado em função do tempo para os casos descritos na Figura 2. Observa-se que a injeção de ar e vapor, por períodos alternados de 2 anos, não proporcionou incremento na produção de óleo, quando comparados com o caso em que foi aplicada a injeção intermitente de ar ao fim do projeto.

No entanto, na mesma Figura 3, também é possível observar que, entre o terceiro e oitavo ano de projeto, a injeção de vapor (50 m³/dia e 150 m³/dia) acarretou um aumento do percentual de óleo quando comparado com o processo de injeção intermitente de ar, destacados

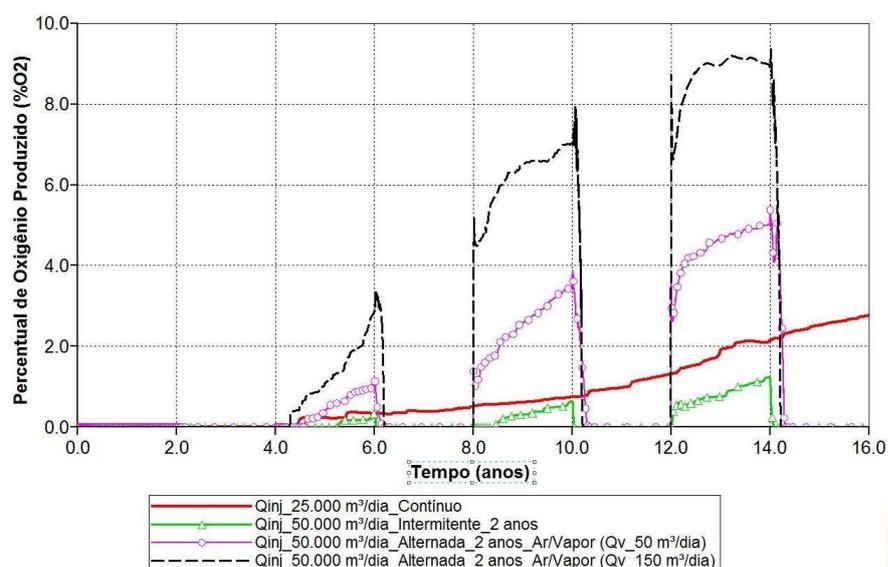
pelo círculo azul. Esse incremento observado ocorreu devido à injeção de vapor acarretar um efeito pistão no reservatório, deslocando o ar contido no meio poroso para a frente de calor, proporcionando o incremento da produção de óleo. No entanto, em outros intervalos do tempo de projeto, o efeito pistão provocado pela injeção de vapor favoreceu a chegada de oxigênio no poço produtor, minimizando o incremento do percentual de óleo recuperado, quando comparada com o processo de injeção intermitente de ar, ao final do tempo de projeto.

Figura 3: Percentual de óleo recuperado (%FR) para os casos com injeção intermitente ar/água.



Na Figura 4, pode ser observado o percentual de oxigênio produzido para os casos considerando injeção contínua, intermitente e alternada (ar/vapor) em função do tempo.

Figura 4: Percentual produzido para os casos com injeção contínua, intermitente e alternada (ar/água).



Nesta Figura 4, pode ser observado entre o quarto e sexto ano de projeto, a chegada do banco de oxigênio no poço produtor, acarretando aos casos em que foram considerados a injeção de vapor de 50 m³STD/dia e 150 m³STD/dia, picos máximos de 8,0% e 9,3%, respectivamente. Esses percentuais observados são decorrentes do efeito pistão provocado pelo vapor no meio poroso, favorecendo a chegada de oxigênio no poço produtor, apresentando índices superiores quando comparado com o processo de injeção contínua e intermitente de ar.

Conclusões

As principais conclusões deste estudo são:

- A utilização de uma injeção alternada de vapor e ar não conseguiu atingir um valor satisfatório comparado com a injeção intermitente de ar durante 16 anos de projeto. No entanto, somente em um período de cinco anos (entre o terceiro e oitavo ano) a injeção alternada obteve um fator de recuperação maior que os demais, isto se dá devido ao efeito pistão dentro do reservatório.
- Ademais, a injeção alternada com uma vazão de vapor de 150 m³/dia apresentou a maior porcentagem de produção de oxigênio, já com vazão de 50 m³/dia exibiu o segundo maior pico. Com isso, é possível

Agradecimentos

À CMG (*Computer Modelling Group*) pelo programa, ao LCP (Laboratório de Ciências do Petróleo) e ao Campus Universitário de Salinópolis pela infraestrutura e a Fundação Amazônia de Amparo a Estudos e Pesquisas (FAPESPA) pelo apoio financeiro.

Referências

ARAÚJO, E. A. *Estudo do processo de combustão in-situ usando poços horizontais como produtores de óleo*, 2012. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

ARAÚJO, E. A. *Análise da produção de óleo e oxigênio na aplicação do processo de combustão in-situ*, 2015. 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.

CATONHO, H. S. *Estudo do processo de combustão in-situ em reservatórios maduros de óleos médios e leves*, 2013. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

GREAVES, M., REN, S. R., XIA, T.X. *New air injection technology for ior operations in light and heavy oil reservoirs*. In: SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 25 – 26 October, 1999. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-57295-MS?id=conference-paper%2FSPE-57295-MS>>. Acesso em: 10 de Maio, 2018.

HANDAYANI, N., SIMAMORA, J. H. *Challenge in mature field*. In: North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 20 – 22 February, 2012. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-149853-MS?id=conference-paper%2FSPE-149853-MS>>. Acesso em: 08 de Maio, 2018.

MOORE, R. G., MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G., GUTIÉRREZ, D. *Potential for in situ combustion in depleted conventional oil reservoirs*. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April, 2012. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-154299-MS?id=conference-paper%2FSPE-154299-MS>>. Acesso em: 18 de Maio, 2018.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, Rio de Janeiro: Interciência, Petrobrás, 2006.

TARIFA, J. M. *Estudo dos modelos de reações no processo de combustão in situ*, 2014. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.