

## **Influência do Refinamento da Malha na Simulação Numérica do Processo de THAI (*Toe-to-Heel Air Injection*)**

Rodrigo Pereira Borges<sup>1</sup>; Luciana Silva Souza<sup>1</sup>; Anthony Andrey Ramalho Diniz<sup>2</sup>; Pedro Tupã Pandava Aum<sup>1</sup>; Edson de Andrade Araújo<sup>1</sup>

*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](mailto:edsonaa@ufpa.br)

**Resumo:** Os métodos térmicos têm sido cada vez mais utilizados nos campos de exploração de petróleo, visando um maior tempo de produção e rentabilidade do reservatório. Dentre os métodos térmicos, a combustão in-situ tem um longo histórico de aplicação no setor petrolífero. Sendo assim, este trabalho tem como objetivo realizar uma análise da influência da malha do reservatório com a aplicação do processo de combustão in-situ com produção de óleo através de poços horizontais em função do tempo de simulação e da produção acumulada de óleo. Os resultados obtidos mostraram que a produção acumulada de óleo tende a se estabilizar com o aumento do número de blocos do sistema, enquanto que o tempo de simulação aumenta de forma significativa com o aumento do número de blocos.

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

### **Introdução**

No mundo, há inúmeros reservatórios de petróleo que tiveram que estão chegando ou chegaram ao fim da sua vida econômica, mesmo tendo uma quantidade significativa de óleo nesses locais (MOORE et al., 2012). Nesses locais, os mecanismos de recuperação primária e métodos convencionais não foram suficientes para minimizar o seu declínio ou aumentar sua produção de petróleo, esses reservatórios podem ser bons candidatos para implementação da recuperação terciária (HANDAYANI; SIMAMORA, 2012).

Porém, esta classificação pode ser tida como inconveniente, onde as operações não são conduzidas necessariamente nesta ordem, uma vez que existem reservatórios (por exemplo, reservatórios de óleo pesado) que já iniciam sua vida produtiva necessitando da aplicação de um método terciário para que seja possível produzir a vazões econômicas (BAUTISTA, 2014). Em função dessas situações, o termo “recuperação terciária” caiu em desuso na literatura, passando a ser mais aceita a designação “métodos especiais de recuperação” (Enhanced Oil Recovery – EOR). Portanto, os processos de recuperação de óleo são agora classificados como

recuperação primária, recuperação secundária e processos “*Enhanced Oil Recovery (EOR)*”. Existe ainda outra classificação comumente utilizada, conhecida por métodos avançados de recuperação (Improved Oil Recovery – IOR), que abrange os métodos “*Enhanced Oil Recovery (EOR)*”, injeção de água e injeção de gás, entre outros (GALVÃO, 2012).

Segundo Green & Wilhite (1998), os métodos especiais de recuperação de petróleo podem ser divididos em cinco categorias: químicos, controle da mobilidade, miscíveis, térmicos e outros. Tendo em vista o enfoque do presente trabalho, somente os métodos térmicos serão abordados. Os processos térmicos se baseiam na injeção de energia térmica ou na geração in-situ de calor para a melhoria da recuperação de óleo. A injeção de vapor e a combustão in-situ a partir da injeção de ar ou de oxigênio são exemplos, respectivamente, de métodos dessa categoria. Esses métodos ocasionam alterações na viscosidade do óleo, comportamento de fase favorável, entre outras (SARATHI, 1999).

A combustão in-situ apresenta em sua forma convencional uma combinação de poços verticais (injetores e produtores). 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).

Contudo, há um custo significativo na aplicação dessas técnicas em campo sem conhecimento prévio da produção nesses locais. Para minimizar esse grau de incerteza, podem ser utilizadas ferramentas computacionais que permitem estimar a produção de óleo através de diferentes sistemas de produção (combustão in-situ, injeção de vapor, injeção de água, entre outros), com baixo custo e em um curto período de tempo (BATYCKY et al., 2007). Estes programas de computador são geralmente conhecidos, na literatura, como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos e reservatórios de petróleo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Nesses casos os resultados são influenciados pela modelagem da malha do sistema, onde as variáveis mudam rapidamente. Para evitar que alguns desses resultados não possam ser

visualizados, o refinamento da malha do reservatório é um processo natural para lidar com estas situações. Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise de sensibilidade referente ao tamanho do bloco no sistema através do processo de injeção de ar com produção de óleo em poços horizontais (THAI), por seis formatos diferentes de malhas, em função da produção acumulada de óleo e do tempo de simulação.

## Metodologia

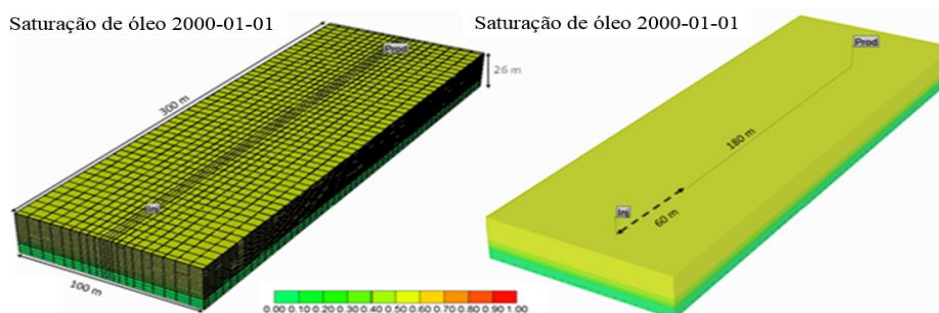
Foi analisado um reservatório homogêneo, semissintético, que possui algumas características similares aquelas encontradas no Nordeste Brasileiro. A Tabela 1 apresenta as dimensões da rocha-reservatório, espessura da zona de óleo, profundidade do topo do reservatório, contato água-óleo, permeabilidades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

Tabela 1: Características da rocha-reservatório.

Propriedades	Valores	Propriedades	Valores
Área do reservatório, (m <sup>2</sup> )	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 <sup>3</sup> )	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 <sup>3</sup> *°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. Foi considerada uma vazão de injeção de ar de 20.000 m<sup>3</sup>STD/dia com 21% de oxigênio e 79% de nitrogênio.

Figura 1: reservatório estudado em 3D.



O modelo do fluido apresenta 7 pseudocomponentes: C<sub>1</sub>-C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>-C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>, C<sub>10</sub>-C<sub>19</sub>, C<sub>20</sub>-C<sub>39</sub>, C<sub>40+</sub> e o pseudocomponente sólido, denominado, coque. Além disso, apresenta outros quatro componentes: água (H<sub>2</sub>O), gases inertes (CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>) e oxigênio (O<sub>2</sub>). 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.

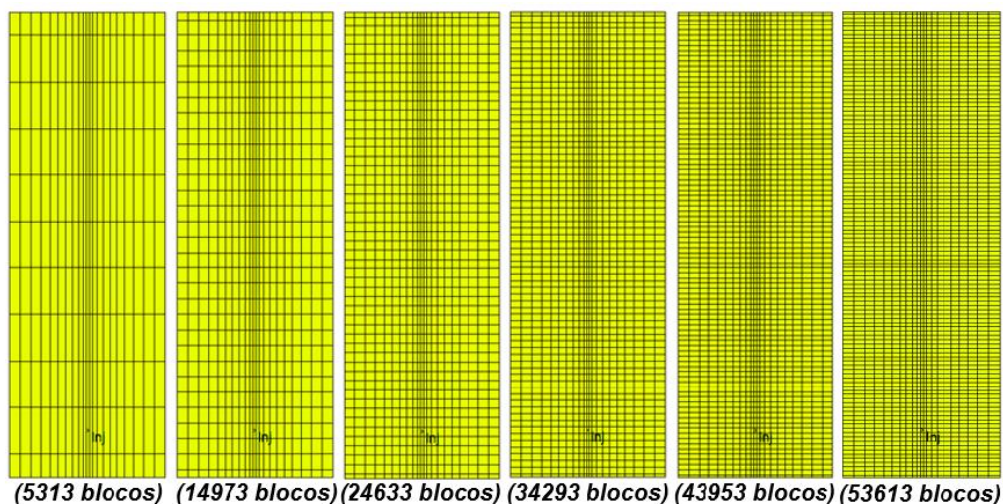
Tabela 2: Fração molar inicial dos componentes e pseudocomponentes.

Componentes	Fração Molar inicial	Componentes	Fração Molar inicial
CO <sub>2</sub>	0,00398480	C <sub>6-9</sub>	0,00267920
N <sub>2</sub>	0,00148444	C <sub>10-19</sub>	0,17299000
C <sub>1-3</sub>	0,07788000	C <sub>20-39</sub>	0,47571000
C <sub>4-5</sub>	0,00326740	C <sub>40+</sub>	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.

Na Figura 2 podem ser visualizados os seis diferentes “grids” analisados, com 5.313, 14.973, 24.633, 34.293, 43.953 e 53.613 blocos.

Figura 3: Diferentes “grids” analisados.



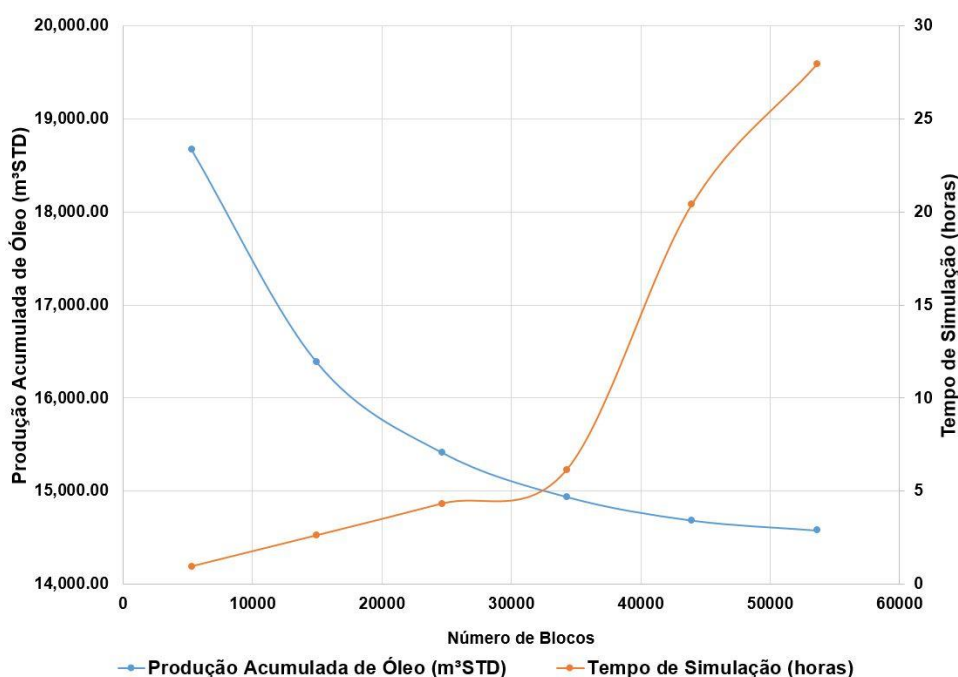
Dessa forma, o presente trabalho tem como finalidade analisar como os resultados são influenciados pela modelagem da malha do sistema relacionados ao processo de combustão *in-situ* com injeção de ar poços verticais e produção de óleo em poços horizontais.

## Resultados e Discussão

A Figura 2 mostra a produção acumulada de óleo e o tempo de simulação em função do número de blocos para os seis “grids” analisados, no período de 16 anos, em função do número de blocos, com 5.313, 14.973, 24.633, 34.293, 43.953 e 53.613 blocos, respectivamente. Nesta Figura, observa-se que a produção acumulada de óleo tende a se estabilizar com o aumento do número de blocos do sistema, decorrente da solução do problema minimizar o erro numérico, enquanto que, o tempo de simulação aumenta de forma significativa com o aumento do número de blocos.



Figura 3: Produção acumulada de óleo e tempo de simulação em função do número de blocos, em 16 anos.



A Tabela 3 mostra o número de blocos, o seu tamanho individual na direção  $j$ , a produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) e o tempo de simulação em 16 anos. Para as dimensões  $i$  ( $2 \times 7$  m;  $2 \times 6$  m;  $2 \times 5$  m;  $2 \times 4$  m;  $1 \times 3$ ;  $3 \times 2$  m;  $1 \times 3$  m;  $2 \times 4$  m;  $2 \times 5$  m;  $2 \times 6$  m;  $2 \times 7$  m) e  $k$  ( $20 \times 1$  m;  $3 \times 2$  m), os tamanhos foram mantidos fixos.

Tabela 3: Os resultados para cada “grid” analisado, com variação na direção  $j$ , e com  $i$  e  $k$  constante.

Número de blocos ( $i=cte$ ; $j=var$ ; $k=cte$ )	Tamanho em $j$ (m)	$N_p$ (16 anos) $m^3$	Tempo de Simulação
11j – 5313 blocos	30	18.669,89	57 min
31j – 14973 blocos	10	16.385,79	2 h 37 min
51j – 24633 blocos	6	15.414,98	4 h 19 min
71j – 34293 blocos	4,28	14.935,85	6 h 9 min
91j – 43953 blocos	3,33	14.682,63	20 h 24 min
111j – 53613 blocos	2,73	14.575,10	27 h 56 min

Na Tabela 3, podemos observar os resultados para cada modelo, em termos de produção acumulada de óleo em 16 anos. Ao comparar o modelo menos refinado (5313 blocos) com o mais refinado (53613), há uma diferença 4124,79 m<sup>3</sup>STD (21,93% de diferença) para a produção acumulada de óleo, com um tempo de simulação 29,4 vezes maior.

Embora seja sabido que, quanto maior o refinamento da malha, mais a solução numérica do problema se aproxima da solução analítica, a utilização do modelo mais refinado acarreta um elevado tempo de simulação, o que dificultaria a necessidade de realizar muitos testes. Por essa razão, pode ser escolhido modelos intermediários, como por exemplo, o caso com 24.633 blocos para análises posteriores, por apresentar uma diferença na produção de acumulada de óleo de 839,88 m<sup>3</sup>STD (5,45% de diferença) em relação ao modelo mais refinado, em quase um sexto do tempo.

### **Conclusões**

A principal conclusão deste estudo foi que quanto maior o número de blocos, menor será a produção acumulada de óleo enquanto há um aumento no tempo de simulação de forma significativa. Esse incremento pode ser uma limitação na simulação numérica devido ao elevado tempo computacional para se analisar diferentes cenários.

### **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.- *Análise da Produção de Óleo e Oxigênio na Aplicação do Processo de Combustão In-Situ*. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de pós-graduação em ciência e Engenharia de Petróleo. Natal-RN, Brasil, 2015.

Batycky, R. P., Thiele, M. R., coats, K. H., Grindheim, A., Ponting, D., Killough, J.E., Settari, T., Thomas, L. K., Wallis, J., Watts, J. W., Whitson, C.H. *Reservoir Simulation*, In: Lake, L.W.; *Petroleum engineering handbook*, 2007, cap.17, p. V-1399- V-1478.

Bautista, E. V. *Estudo das forças capilar viscosa e gravitacional através de grupos assimensionais na simulação da drenagem gravitacioall assistida por gás, 2014.* 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, Natl, 2014.

Galvão, E. R. V. P. *Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado, 2012.* Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo). Prorama de pós-graduação em ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012 .

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.

Handayani N., Simamora, J. H. *Challenge in mature field.* IN: North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 20 – 22 February, 2012.

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.

Rosa, A. J., Carvalho, R.S., Xavier, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petrleo,* Rio de Janeiro: Inteciência, Petrobrás, 2006.

Sarathhi, P.; *In Situ Combustion Handbook-Principles and Practices,* United States Departament of Energy, National Petroleum Technology Office, Report DOE/PC/91008-0374, Janeiro, 1999.