

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



## TÍTULO DO TRABALHO:

Análise da Vazão de Injeção de Ar no Processo CAGD em Reservatórios de Óleo Pesado do Nordeste Brasileiro.

## AUTORES:

Alínia Rodrigues dos Santos; Antonio Adrielson dos Santos Carvalho; Bertha Pfiz Lopes; Rebeca do Nascimento Pinto Lima; Mirella Lopes da Rocha; Edson de Andrade Araújo .

## INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Pará - UFPA

## ANÁLISE DA VAZÃO DE INJEÇÃO DE AR NO PROCESSO DE CAGD EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO DO NORDESTE BRASILEIRO

### Abstract

Currently, the world search for oil has grown considerably, since several oil reservoirs have a decline in their production history and economic activity due to their extensive productive activity, therefore, there is a need to seek new alternatives that will help in the recovery of production. One of these alternatives are the special methods that aim to increase the time of production, as its economic profitability. In-situ combustion represents an especially efficient method when applied to reservoirs with a wide range of properties and this method is based on the injection of air containing a percentage of oxygen which reacts with the oil forming to form a combustion zone. There are variations of the traditional in situ combustion method that presents vertical wells and is being implemented for horizontal wells due to studies carried out on the influence of obtaining better oil recovery factors. Combustion assisted gravity oil drainage (CAGD) is an EOR (Enhanced Oil Recovery) process that utilizes dual horizontal wells for air injection and heavy oil production, contributing to the development of the combustion chamber and the stability of the growth of the combustion front. In view of this, the present work has the purpose of executing detailed simulations of the reservoir in order to analyze the air injection flow through the CAGD process in reservoirs of heavy oils similar to that of the Northeast of Brazil. Thus, a commercial software called "STARS" (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) from CMG (Computer Modeling Group) was used for the purpose of analyzing different flow rates of air in the recovery of heavy oil. The results showed that a good choice of air injection flow positively influences the oil recovery factor, in which the air injection flow was worked within an injection limit to prevent large air production occurring that would end up compromising the oil production. In the simulations related to the percentage of recovered oil, it was perceivable that the good choice of air flow generates high oil flows produced in a short period of application of the method, and, it influences the combustion in order to generate large amount of oil sweep inside of the reservoir due to the oil bank arriving faster to the well with the well configuration (horizontal wells) used in the CAGD method.

### Introdução

Com o aumento da demanda por petróleo, as reservas de óleo leve tendem a diminuir, tornando imprescindível a exploração dos chamados óleos pesados. Estes óleos possuem grau API menor que 19, alta viscosidade e densidade, cujas características tornam a sua extração onerosa e complexa. As reservas de óleos pesados estão presentes em vários países, mais precisamente no Brasil, o volume de óleo pesado e viscoso descobertos pela Petrobras nos últimos anos nas bacias de Campos e de Santos já ultrapassa 15 bilhões de barris (CHICUTA, 2009).

Diante desse cenário, métodos de recuperação são estudados e aplicados com a finalidade de explorar reservatórios que atingiram ou estão prestes a atingir o seu limiar econômico. Os métodos aplicados são divididos em três: o método primário, o qual utiliza a energia natural do reservatório para produzir, o método convencional ou método secundário que faz a injeção de água ou gás criando um efeito pistão, e os métodos especiais ou método terciário que tem como objetivo a alteração das propriedades do óleo (aumento da mobilidade, diminuição da viscosidade) acarretando o incremento da produção de óleo desses reservatórios (ARAÚJO, 2015).

Entre os métodos térmicos a combustão *in-situ* convencional (CIS), com poços injetores e produtores verticais, foi amplamente aplicada em diversos campos petrolíferos (GREAVES *et al.*, 2007). Esse método tem a finalidade de aumentar a temperatura do reservatório por meio da injeção de fluídos aquecidos ou gerando calor dentro do próprio meio poroso. Porém, dificuldades são encontradas no processo CIS, dentre

elas encontra-se presente: o difícil controle do processo, o avanço irregular da frente de combustão em relação a frente de injeção, a formação de canais preferenciais devido a heterogeneidade das rochas, dentre outros (CHICUTA, 2009).

Portanto, novas alternativas na aplicação do processo de combustão *in-situ* vêm se mostrando favoráveis na recuperação de óleos pesados. O processo “*Combustion Assisted Gravity Drainage*” (CAGD) trata-se de uma ramificação do método CIS que foram auxiliados pelos avanços tecnológicos na perfuração de poços, com um arranjo diferente daquela observada no processo de combustão *in-situ* convencional (ROCHA, 2016).

## Metodologia

O modelo analisado representa um reservatório homogêneo, semissintético, em três dimensões (3D) no sistema cartesiano, no qual apresenta características semelhantes aquelas encontradas no Nordeste brasileiro. Na Tabela 1 podem ser visualizados as características da rocha-reservatório, como volume de óleo *in place*, porosidade, permeabilidades (horizontal e vertical), saturação de água conata, temperatura inicial, entre outras características.

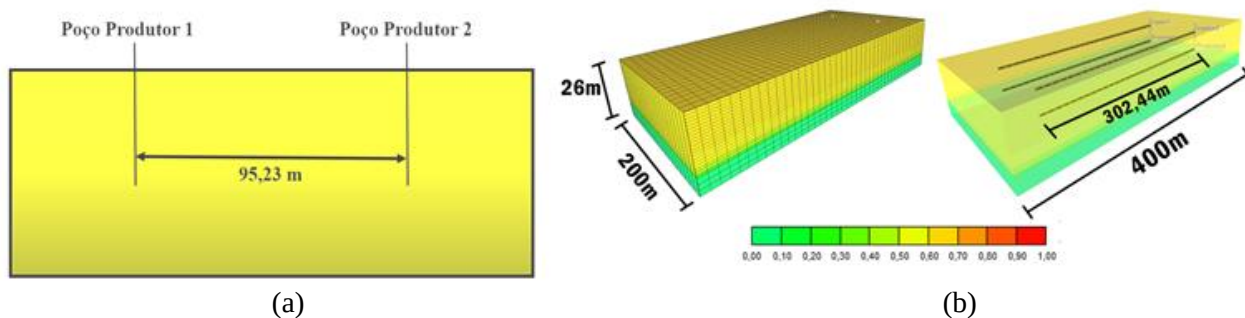
Tabela 1 - Dados de malha e propriedades da rocha reservatório.

| Propriedades                                  | Valores | Propriedades                                            | Valores   |
|-----------------------------------------------|---------|---------------------------------------------------------|-----------|
| Permeabilidade horizontal (Kh, mD)            | 1000    | Volume de óleo <i>in place</i> (m <sup>3</sup> )        | 91.288,10 |
| Permeabilidade vertical (Kv, mD)              | 100     | Compressibilidade da formação efetiva, 1/kPa            | 0,000435  |
| Porosidade (%)                                | 30      | Capacidade calorífica da rocha, kJ/(m <sup>3</sup> *°C) | 2.347,89  |
| Temperatura inicial (°C)                      | 38      | Condução térmica da rocha, J/(s*m*°C)                   | 1,73      |
| Saturação de água conata                      | 0.36    | Pressão máxima no poço injetor, kPa                     | 7.196,14  |
| Pressão inicial no topo do reservatório (kPa) | 1978    | Pressão mínima no poço produtor, kPa                    | 196,45    |
| Profundidade do poço injetor 1 e 2 (m)        | 6       | Comprimento do poço inj. 1 e 2 (zona canhoneada em m)   | 302,44    |
| Profundidade do poço produtor 1 e 2 (m)       | 16      | Comprimento do poço prod. 1 e 2 (zona canhoneada em m)  | 302,44    |

Fonte: Adaptado de RAHNEMA & MAMORA, 2010.

A Figura 1 mostra um reservatório 3D, com coordenadas cartesianas nas direções “i”, “j” e “k”, com dimensões 200m x 400m x 26m (com 20m de zona de óleo e 6m de zona de água), contendo 21 blocos em “i”, 41 blocos em “j” e 23 blocos em “k”, totalizando em 19.803 blocos, constituindo uma malha com área total igual a 80.000m<sup>2</sup>. Este sistema apresenta dois poços produtores e dois injetores, sendo de 95,23 metros a distância entre eles, como mostrado na Figura 1 (a). A Figura 1 (b) apresenta o modelo 3D do reservatório, sendo possível observar que ambos os poços (produtor e injetor) foram completados nas primeiras 12 camadas, ou seja, 12m de profundidade a partir do topo do reservatório (profundidade do topo do reservatório igual a 200m).

Figura 1- (a) – Distância entre os poços produtores; (b) - Modelagem do Reservatório em 3D



A Tabela 2 exhibe as composições do fluido, no qual o modelo em análise apresenta sete pseudo-componentes, sendo eles: óleo pesado (C40+), óleo médio (C20-C39 e C10-C19), óleo leve (C6-C9, C4-C5 e C1-C3) e o pseudo-componente sólido, denominado coque. Ademais, tem-se presente outros componentes como: água (H<sub>2</sub>O), gases inertes (NO<sub>2</sub>) entre outros. Esses componentes e pseudocomponentes integram as reações químicas que governam o processo de combustão *in-situ*, onde suas propriedades de energia de ativação e entalpia da reação são representadas nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 2 - Propriedade dos componentes

| Componentes             | Fração Molar Inicial | Temperatura Crítica (F) | Pressão Crítica (Psi) | Massa Molar (g/mol) |
|-------------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|
| Água (H <sub>2</sub> O) | 0,00000000           | 705,560                 | 3197,40               | 18,0000             |
| CO <sub>2</sub>         | 0,00398480           | 1069,87                 | 87,89                 | 44,0100             |
| C1-C3                   | 0,07788000           | 672,290                 | -102,52               | 17,0178             |
| C4-C5                   | 0,00326740           | 526,790                 | 317,31                | 62,0691             |
| C6-C9                   | 0,00267920           | 439,020                 | 541,88                | 102,154             |
| C10-C19                 | 0,17299000           | 255,850                 | 857,09                | 219,889             |
| C20-C39                 | 0,47571000           | 179,230                 | 1131,5                | 388,499             |
| C40+                    | 0,26010000           | 89,2200                 | 1436,77               | 686,179             |

Fonte: ARAÚJO, 2015.

Neste trabalho foram consideradas um conjunto de doze reações químicas em função do número de pseudos-componentes, sendo modeladas e baseadas no trabalho realizado por Araújo (2015). Deste modo, foi considerado a combustão direta dos componentes, onde as reações de 1 a 6 correspondem ao fenômeno de oxidação/combustão que ocorrem com os pseudos-componentes (C1-C3, C4-C5, C6-C9, C10-C19, C20-C39, C40+). Já as reações de 7 a 11 representam o craqueamento das frações em componentes mais leves juntamente com o coque, e, por fim, a reação 12 corresponde a oxidação do coque. Estas reações de oxidação têm como produto dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e água (H<sub>2</sub>O).

Tabela 3 – Reações químicas

|                                                |   |                                                  |
|------------------------------------------------|---|--------------------------------------------------|
| <b>Reação 1:</b> C40+ + 73,80 O <sub>2</sub>   | → | 48,87 CO <sub>2</sub> + 49,87 H <sub>2</sub> O   |
| <b>Reação 2:</b> C20-39 + 41,90 O <sub>2</sub> | → | 27,60 CO <sub>2</sub> + 28,60 H <sub>2</sub> O   |
| <b>Reação 3:</b> C10-19 + 23,84 O <sub>2</sub> | → | 15,56 CO <sub>2</sub> + 16,56 H <sub>2</sub> O   |
| <b>Reação 4:</b> C6-9 + 11,23 O <sub>2</sub>   | → | 7,15 CO <sub>2</sub> + 8,15 H <sub>2</sub> O     |
| <b>Reação 5:</b> C4-5 + 6,93 O <sub>2</sub>    | → | 4,29 CO <sub>2</sub> + 5,29 H <sub>2</sub> O     |
| <b>Reação 6:</b> C1-3 + 2,11 O <sub>2</sub>    | → | 1,07 CO <sub>2</sub> + 2,07 H <sub>2</sub> O     |
| <b>Reação 7:</b> C40+                          | → | 0,44C20-39 + 0,78C10-19 + 1,68C6-9 + 13,19 Coque |

**Reação 8:** C<sub>20-39</sub> → 0,66C<sub>10-19</sub> + 1,42C<sub>6-9</sub> + 7,47 Coque

**Reação 9:** C<sub>10-19</sub> → 1,61C<sub>6-9</sub> + 4,22 Coque

**Reação 10:** C<sub>6-9</sub> → 0,61C<sub>4-5</sub> + 2,25C<sub>1-3</sub> + 1,96 Coque

**Reação 11:** C<sub>4-5</sub> → 2,73C<sub>6-9</sub> + 1,19 Coque

**Reação 12:** Coque + 1,25 O<sub>2</sub> → CO<sub>2</sub> + 0,5 H<sub>2</sub>O

Fonte: ARAÚJO, 2015.

Tabela 4 – Dados do modelo de reação

| Reações          | Energia de Ativação<br>(BTU/lbmol) | Entalpia da Reação<br>(BTU/lbmol) |
|------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| <b>Reação 1</b>  | 32785                              | 814240                            |
| <b>Reação 2</b>  | 32785                              | 4521600                           |
| <b>Reação 3</b>  | 32785                              | 2102400                           |
| <b>Reação 4</b>  | 32785                              | 2102400                           |
| <b>Reação 5</b>  | 32785                              | 2102400                           |
| <b>Reação 6</b>  | 32785                              | 2102400                           |
| <b>Reação 7</b>  | 28800                              | 230000                            |
| <b>Reação 8</b>  | 28800                              | 20000                             |
| <b>Reação 9</b>  | 28800                              | 20000                             |
| <b>Reação 10</b> | 28800                              | 20000                             |
| <b>Reação 11</b> | 28800                              | 20000                             |
| <b>Reação 12</b> | 28800                              | 20000                             |

Fonte: ARAUJO, 2015.

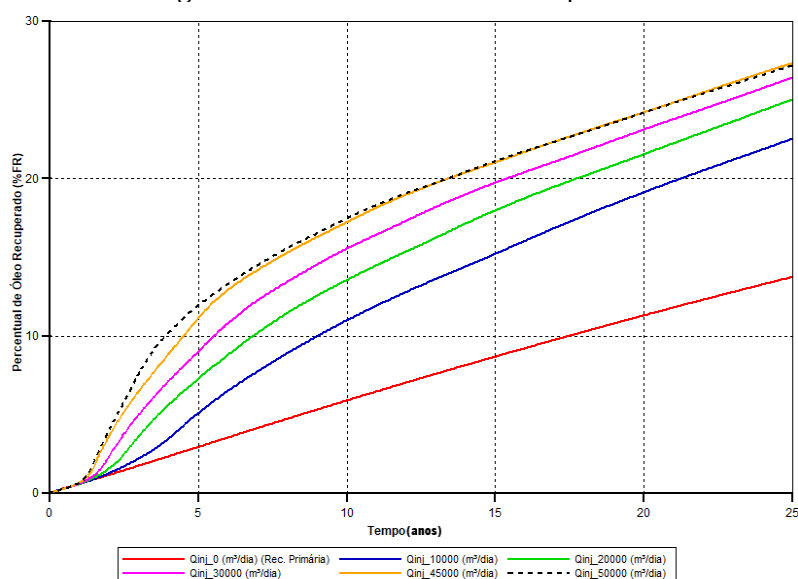
Portanto, este trabalho objetiva analisar, por meio de simulação numérica, a vazão de injeção de ar em reservatórios de óleo pesado com injeção e produção em poços horizontais, tendo características similares ao Nordeste brasileiro. Estas simulações foram realizadas através do módulo *STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator)* desenvolvido pela empresa CMG (*Computer Modelling Group*) na versão 2018.10. Este módulo é um simulador trifásico de múltiplos componentes, o qual tem como propósito realizar a simulação de recuperações térmicas, entre elas a combustão *in-situ*.

## Resultados e Discussão

Os resultados obtidos por meio das simulações realizadas foram relacionados ao comportamento do método CAGD em um período de 25 anos de simulação analisando através das vazões de injeções, que variou entre 0, 10000, 20000, 30000, 45000 e 50000 m<sup>3</sup>/dia, o percentual de óleo recuperado, a vazão de óleo e o comportamento da saturação de óleo durante o período de aplicação do método.

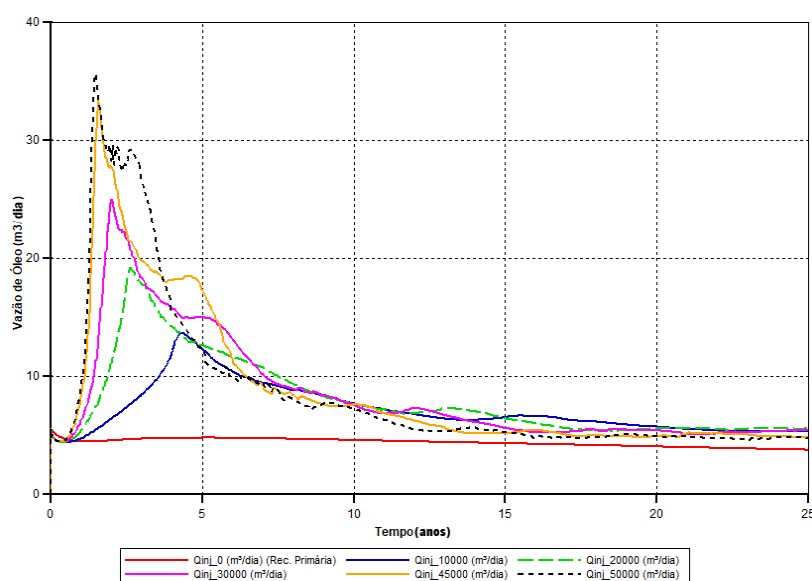
A Figura 2 apresenta o percentual de óleo recuperado em 25 anos de projeto em que pode ser observado o aumento do FR (Fator de Recuperação) com o incremento das vazões de injeção de ar. Das vazões de injeção de ar utilizadas foi possível observar que a correspondente a 45000 m<sup>3</sup>/dia apresentou resultado satisfatório quando comparada com a vazão de 50000 m<sup>3</sup>/dia. Apesar destas obterem valores de recuperação de óleo semelhantes (FR = 28%), a primeira vazão seria a mais favorável devido esta exigir um menor custo operacional.

Figura 2 - Percentual de Óleo Recuperado



Na Figura 3 uma análise da vazão de óleo ( $\text{m}^3/\text{dia}$ ) no tempo, em anos, para todas as vazões analisadas pode ser observada. A Figura 3 complementa as informações extraídas da Figura 2 mostrando que a vazão de óleo produzido para as vazões de injeção de ar de 45000 e 50000  $\text{m}^3/\text{dia}$  também obtiveram valores próximos.

Figura 3 – Vazões de óleo para diferentes vazões de injeção.



De posse da melhor vazão analisada (45000  $\text{m}^3/\text{dia}$ ) foi realizado um comparativo do comportamento da saturação de óleo com a menor vazão de injeção de ar para verificar o comportamento da frente de combustão, como mostrado nas Figuras 4 e 5 para dois diferentes anos, 2006 e 2024. A formação da câmara de combustão pelo método CAGD apresenta maior eficiência no deslocamento do óleo devido a formação da frente de combustão se desenvolver eficientemente em direções laterais e verticais promovendo o deslocamento do óleo para o poço produtor.

A partir disto, analisando a saturação de óleo com relação a vazão inicial de 10000  $\text{m}^3/\text{dia}$  e a vazão de 45000  $\text{m}^3/\text{dia}$ , foi constatado que, novamente esta última vazão apresentou resultados mais satisfatórios. Este resultado pode ter sido influenciado devido a chegada de oxigênio nos poços produtores, em que para vazões acima de 45000  $\text{m}^3/\text{dia}$  o oxigênio chegará ao poço produtor em um período de tempo semelhante,

impedindo assim que maiores vazões apresentem um melhor FR. Desta maneira, notou-se no mapa de forma clara que a saturação de óleo no interior do reservatório para a taxa de injeção de 45000 m<sup>3</sup>/dia apresentou maior deslocamento de óleo dentro do reservatório no ano de 2006, comparado com a vazão de injeção inicial.

Na Figura 5 foi analisado o último ano de simulação do reservatório no qual a vazão considerada a mais adequada apresentou maior varrido de óleo, ou seja, uma grande produção de óleo comparado com as outras simulações de diferentes vazões de injeção, devido ao banco de óleo ter chegado mais rápido ao poço produtor sendo influenciado pelo desenvolvimento da câmara de calor percorrendo toda a área do reservatório.

Figura 4 – Saturação de óleo para os primeiros 6 anos de simulação.

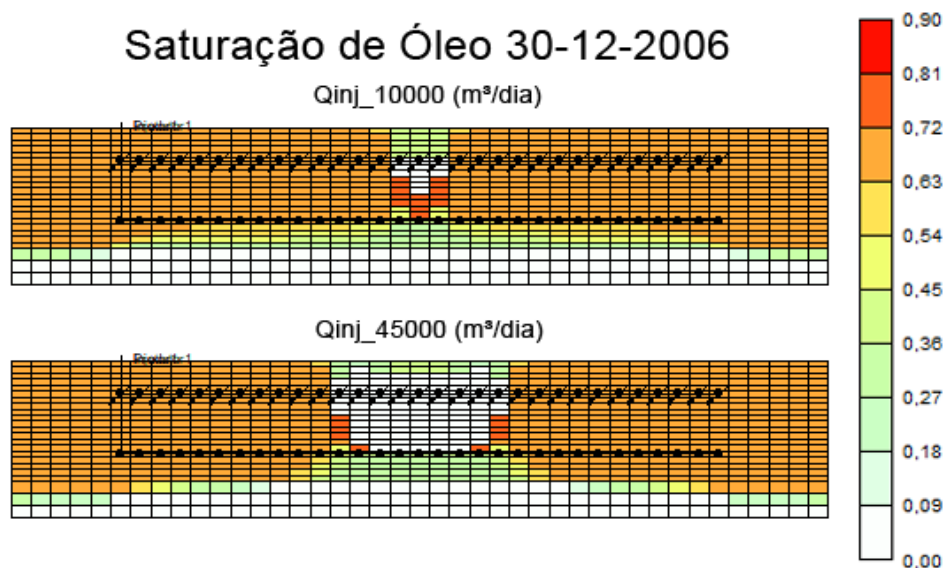
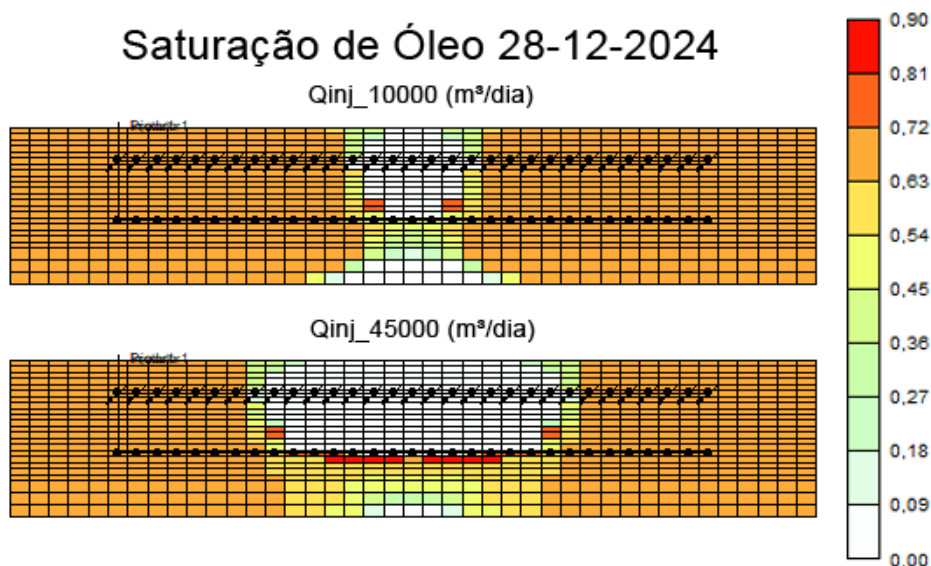


Figura 5 – Saturação de óleo para simulação de 24 anos de produção.



Algo importante de ser observado é que em 24 anos de simulação ainda se tem muito óleo presente no reservatório, portanto, seria necessário simular um maior tempo de projeto para obter resultados referentes a uma maior recuperação de óleo.

## **Conclusões**

A análise das vazões de injeção de ar de 45000 m<sup>3</sup>/dia e 50000 m<sup>3</sup>/dia apresentaram maior influência na quantidade de óleo recuperado em 25 anos de projeto devido a câmara de calor da combustão atingir em grande escala a área do reservatório. Por outro lado, foi observado que as duas maiores vazões de injeção de ar apresentaram os maiores picos de vazão de óleo em menor tempo se comparado as outras vazões de injeção devido ao maior varrido de óleo dentro do reservatório visto nos mapas de saturação. Com isso, conclui-se que analisando tecnicamente a simulação do método CAGD, a drenagem é o principal mecanismo de produção de óleo, em que foi possível obter bons resultados na simulação em relação ao fator de recuperação de óleos pesados representativos dos reservatórios do Nordeste Brasileiro.

## **Agradecimentos**

À CMG (Computer Modelling Group) pelo programa, ao LCPETRO (Laboratório de Ciência do Petróleo) pela infraestrutura e apoio ofertado e ao professor Edson Araújo pelo conhecimento repassado.

## **Referências Bibliográficas**

ARAÚJO, E. A. **Análise da produção de óleo e oxigênio na aplicação do processo de combustão in-situ**. 2015. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015

CHICUTA, A. M. **Estudo Experimental Sobre Recuperação de Óleo Pesado Através da Combustão In-Situ**. 2009. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, 2009.

GREAVES, M.; XIA, T. X., TURTA, A. T. Stability of THAI <sup>TM</sup> Process-Theoretical and Experimental Observations. **Petroleum Society of Canada**, June, 2007.

RAHNEMA, H.; MAMORA, D. D. Combustion assisted gravity drainage (CAGD) Appears Promising. **Society of Petroleum Engineers Journal**, October, 2010.

ROCHA, M. L. **Análise Comparativa de Diferentes Configurações de Poços no Processo de Combustão In-Situ**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.