



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN  
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DO PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub>(GAGD) APLICADO A  
UM RESERVATORIO DE ÓLEO LEVE.**

Otacílio Maurício Damasceno Neto

**Orientadora:** Prof. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas

**Natal/RN, Junho de 2015**

**Otacílio Maurício Damasceno Neto**

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub>(GAGD) APLICADO A  
UM RESERVATORIO DE ÓLEO LEVE.**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte  
dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de  
Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2015.

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas  
Orientadora – UFRN

---

Prof. Dr. Tarcílio Viana Dutra Júnior - UFRN

---

Ma. Sara Amélia de Oliveira Galvão

**Damasceno Neto. Otacílio Maurício** – Estudo do processo de injeção de CO<sub>2</sub>(GAGD) aplicado a um reservatório de óleo leve. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2015.

**Orientadora:** Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes de Meneses Barillas.

## RESUMO

Os reservatórios, em sua origem, possuem uma energia, denominada energia primária. A dissipação dessa energia, implica numa queda nos índices de produção, que leva a necessidade da utilização de métodos de recuperação suplementar. Visando aumentar a produtividade dos poços, foi apresentado o processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD), que consiste basicamente na injeção de um gás (CO<sub>2</sub>, metano, etano, propano, nitrogênio, etc) no topo de um reservatório e produção por um poço na base e foi criado como alternativa a outros métodos de injeção de gás, sendo aplicado em reservatórios maduros horizontais e de óleo leve. Para o estudo do método GAGD foi idealizado um reservatório homogêneo com características similares aos campos de óleo leve do Nordeste brasileiro e um modelo de fluido multicomponente. Foi utilizada a ferramenta computacional GEM da CMG (*Computer Modelling Group*) para a simulação do projeto, com duração de 14 anos. Os parâmetros estudados foram: a vazão de injeção e diferentes configurações de disposição dos poços injetores. Os resultados mostraram que a injeção de CO<sub>2</sub> no processo GAGD, aumentou consideravelmente a recuperação de óleo.

**Palavras-Chave:** GAGD, Produção, CO<sub>2</sub>.

**Damasceno Neto. Otacílio Maurício** – Estudo do processo de injeção de CO<sub>2</sub>(GAGD) aplicado a um reservatório de óleo leve. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2015.

**Orientadora:** Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Jennys Lourdes de Meneses Barillas.

## **ABSTRACT**

The reservoirs in origin, have an energy, called primary energy. The dissipation of this energy, entails a fall in production rates, which lead to the need for using supplementary recovery methods. In order to increase the productivity of the wells, it was brought the gravitational draining process assisted by gas (GAGD), which basically consists of injecting a gas (CO<sub>2</sub>, methane, ethane, propane, nitrogen, etc.) on top of a reservoir and production by a well on the base and is designed as an alternative to other methods of injection gas, being applied to horizontal mature reservoirs and light oil. For this GAGD method was devised a homogeneous reservoir with characteristics similar to light oil fields of northeastern Brazil and a model of multi-component fluid. The computational tool GEM was used to simulate the project, lasting 14 years. The parameters studied were: a flow injection and different layout configurations of injection wells. The results showed that the injection of CO<sub>2</sub> in GAGD process considerably increased the oil recovery.

**Keywords:** GAGD, Production, CO<sub>2</sub>.

## Conteúdo

|   |    |
|---|----|
| <b>CAPÍTULO 1:</b> .....  | 1  |
| 1 Introdução .....  | 2  |
| 1.1 Objetivo Geral .....  | 3  |
| 1.2 Objetivos Específicos .....   | 3  |
| <b>CAPÍTULO 2:</b> .....  | 4  |
| 2 Aspectos Teóricos .....   | 5  |
| 2.1 Injeção de CO <sub>2</sub> como Método de Recuperação de Petróleo .....                       | 5  |
| 2.2 Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo .....   | 7  |
| 2.2.1 Métodos Miscíveis .....   | 8  |
| <b>CAPÍTULO 3:</b> .....  | 11 |
| 3 Modelagem do Processo .....   | 12 |
| 3.1 Ferramentas Computacionais .....  | 12 |
| 3.1.1 Winprop – CMG .....   | 12 |
| 3.1.2 Builder – CMG .....   | 12 |
| 3.1.3 Simulador GEM – CMG .....   | 13 |
| 3.2 Modelagem do GAGD .....   | 13 |
| 3.2.1 Modelo de Fluido .....  | 14 |
| 3.2.2 Modelo Físico do Reservatório .....   | 18 |
| 3.2.3 Modelo de Configuração Estudado para o GAGD .....   | 19 |
| 3.2.4 Disposição dos Poços Injetores .....  | 20 |
| 3.2.5 Parâmetros Operacionais dos Poços .....   | 23 |
| 3.2.6 Descrição dos Casos Simulados .....   | 23 |
| <b>CAPÍTULO 4:</b> .....  | 25 |
| 4 Resultados e Discussões .....   | 26 |
| 4.1 Análise Comparativa Entre o Modelo Base GAGD com a Recuperação Primária do Reservatório ..... | 26 |
| 4.2 Análise das Configurações Propostas em Função das Vazões de Injeção .....                     | 28 |
| 4.3 Análise Comparativa Entre as Configurações Propostas .....                                    | 33 |
| <b>CAPÍTULO 5:</b> .....  | 37 |
| 5 Conclusões e Recomendações .....  | 38 |
| 5.1 Conclusões .....  | 38 |
| 5.2 Recomendações .....   | 38 |
| <b>CAPÍTULO 6:</b> .....  | 39 |
| 6 Referências .....   | 40 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1: Representação esquemática da recuperação avançada de petróleo por meio da injeção de CO <sub>2</sub> . | 6  |
| Figura 2: Fluxograma dos Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo.  | 7  |
| Figura 3: Processo do GAGD.  | 9  |
| Figura 4: Gráfico da razão de solubilidade gás-óleo (Rs) em função da pressão.                                   | 15 |
| Figura 5: Gráfico do fator volume de formação do óleo (Bo) em função da pressão.                                 | 15 |
| Figura 6: Gráfico da viscosidade do óleo em função da pressão.   | 16 |
| Figura 7: Curva de permeabilidade relativa do sistema água-óleo.   | 17 |
| Figura 8: Curva de permeabilidade do sistema líquido-gás.  | 17 |
| Figura 9: Visão do reservatório em 3D.   | 19 |
| Figura 10: Esquema do refinamento da malha e da completação do poço produtor e injetor.                          | 20 |
| Figura 11: Configuração com Dois Poços Injetores Horizontais.  | 20 |
| Figura 12: Configuração com Oito Poços Injetores Verticais   | 21 |
| Figura 13: Configuração com Seis Poços Injetores Verticais   | 21 |
| Figura 14: Configuração com Quatro Poços Injetores Verticais.  | 22 |
| Figura 15: Configuração com Dois Poços Verticais   | 22 |
| Figura 16: Gráfico comparativo do fator de recuperação de óleo do modelo com injeção e sem injeção de gás.       | 26 |
| Figura 17: Gráfico comparativo da vazão de óleo do modelo com injeção e sem injeção de gás.                      | 27 |
| Figura 18: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para o Modelo Base  | 28 |
| Figura 19: Vazão de Óleo em Função do Tempo  | 29 |
| Figura 20: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 1                                       | 30 |
| Figura 21: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 2                                       | 31 |
| Figura 22: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 3                                       | 32 |
| Figura 23: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 4                                       | 32 |
| Figura 24: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 5                                       | 33 |
| Figura 25: Gráfico Comparativo Entre as Configurações de Poços   | 34 |
| Figura 26: Vazão de Gás no Poço Produtor em Função do Tempo  | 35 |
| Figura 27: Saturação de Gás no Primeiro Ano para as Configurações Estudadas                                      | 36 |

## **LISTA DE TABELAS**

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Tabela 1: Composição dos pseudo-componentes.....</b>                        | <b>14</b> |
| <b>Tabela 2: Dados das propriedades do reservatório .....</b>                  | <b>18</b> |
| <b>Tabela 3: Parâmetros operacionais dos poços produtores e injetores.....</b> | <b>23</b> |
| <b>Tabela 4: Casos simulados.....</b>  | <b>24</b> |

---

# **CAPÍTULO 1:**

## **Introdução**

---

## **1 Introdução**

---

Devido à necessidade cada vez maior do consumo de energia no mundo, houve um grande avanço técnico-científico na indústria petrolífera nas últimas décadas, tendo em vista, que o petróleo é, atualmente, o principal elemento da matriz energética mundial. Tais avanços contribuíram para o aumento da produção de petróleo e consequentemente para a otimização dos processos envolvidos na exploração e exploração dos hidrocarbonetos.

Em meio a este cenário de altas produções e de buscas por novas reservas (que se tornam cada vez mais escassas), os reservatórios de petróleo maduros voltam a ter maior atenção, já que das reservas apenas uma fração do petróleo consegue ser extraído.

A princípio os reservatórios são dotados de uma quantidade de energia, denominada energia primária. Porém, nem sempre essa energia é suficiente para que haja produção e quando suficiente apresenta baixos fatores de recuperação, devido à dissipação dessa energia pela descompressão dos fluidos e a resistência ao escoamento para o poço produtor.

Em busca pela otimização desses índices, gerando assim, maior retorno financeiro, houve a utilização de métodos de recuperação que apresentou resultados, em média, de 28% de fator de recuperação, chegando a alguns casos a mais de 70%. (Rodrigues, F., 2008, apud Bautista, E. V., 2010).

O processo de drenagem gravitacional assistida por gás(GAGD) foi apresentado na busca por novas e melhores técnicas de recuperação de óleo.O método consiste basicamente na injeção de um gás (CO<sub>2</sub>, metano, etano, propano, nitrogênio, etc.) no topo de um reservatório e produção por um poço na base. O processo foi criado como alternativa a outros métodos de injeção de gás, sendo aplicado em reservatórios maduros horizontais e de óleo leve. Uma das principais vantagens da aplicação está na utilização da segregação gravitacional natural dos fluidos para maximizar a produção de óleo.

Em laboratório e em modelos físicos o GAGD apresentou um fator de recuperação de até 70%, segundo testes feitos por Rao *apud* Bautista (2010).

No Brasil, o interesse nesse método de recuperação cresce quando se considera a possibilidade de seu uso para a recuperação de óleo no pré-sal, onde a Petrobras encontrou óleo leve e boa quantidade de CO<sub>2</sub>, que terão de ser tratados para a separação

desse gás na plataforma. Para que não se ventile esse gás poluente na atmosfera, a reinjeção nos reservatórios é uma opção.

### 1.1 **Objetivo Geral**

O presente trabalho tem como objetivo analisar a produtividade, através de simulação numérica, de um reservatório de óleo leve com características do Nordeste Brasileiro, submetido ao método de recuperação GAGD.

### 1.2 **Objetivos Específicos**

- Analisar diferentes vazões de injeção e a influência desse parâmetro operacional na recuperação de petróleo;
- Analisar diferentes configurações de poços e a influência desse parâmetro na recuperação de petróleo.

---

# **CAPÍTULO 2: Aspectos Teóricos**

---

## **2 Aspectos Teóricos**

---

Nesta seção será abordados alguns conceitos relacionados a área da engenharia de petróleo, afim de haver uma melhor compreensão do trabalho. Dessa forma, são apresentados os principais aspectos teóricos que envolvem os métodos de recuperação suplementar, com foco no método GAGD.

### **2.1 Injeção de CO<sub>2</sub> como Método de Recuperação de Petróleo**

A injeção de dióxido de carbono em formações geológicas para recuperação melhorada de óleo é uma tecnologia madura comprovada comercialmente. A injeção de CO<sub>2</sub> como método de recuperação tem sido usado pela indústria de petróleo há mais de 40 anos, mas só recentemente mostrou seu potencial como método de sequestro de carbono. A ideia de separar e capturar CO<sub>2</sub> do gás de combustão de usinas de energia não começou com a preocupação com o efeito dos gases estufa. E sim, ganhou atenção como uma possível fonte econômica, especialmente para uso em operações de recuperação avançada de óleo, onde o CO<sub>2</sub> é injetado nos reservatórios para aumentar a mobilidade do óleo e, assim, a produtividade do reservatório.

O dióxido de carbono tem duas características que o tornam uma boa escolha para injeção em reservatórios: pode ser miscível com o petróleo bruto e seu custo é relativamente menor do que outros fluidos miscíveis. No entanto, os reservatórios subterrâneos de CO<sub>2</sub> são relativamente baratos, além de serem uma fonte de gás que pode ser extraída grandes quantidades, tornando uma escolha mais sensata. (Matte, 2010).

O CO<sub>2</sub> tem uma forte atração pelo óleo, dissolvendo-se bem no mesmo, causando vaporização e inchamento, reduzindo a viscosidade e a densidade, facilitando conseqüentemente deslocamento do óleo no interior do reservatório. A miscibilidade do CO<sub>2</sub> com o óleo atua da seguinte forma: a partir da redução da viscosidade e a densidade, ocorre a redução da razão de mobilidade ( $\downarrow M = \frac{\mu_o \times K_d}{\mu_d \times K_o}$ ), a partir da redução da razão de mobilidade, há um aumento da eficiência da recuperação. Para que seja gerada uma frente miscível entre CO<sub>2</sub> e óleo deve-se obter condições favoráveis de temperatura, pressão e composição do óleo. Existe uma pressão mínima de miscibilidade (pressão necessária para ocorrer a miscibilidade). A pressão necessária

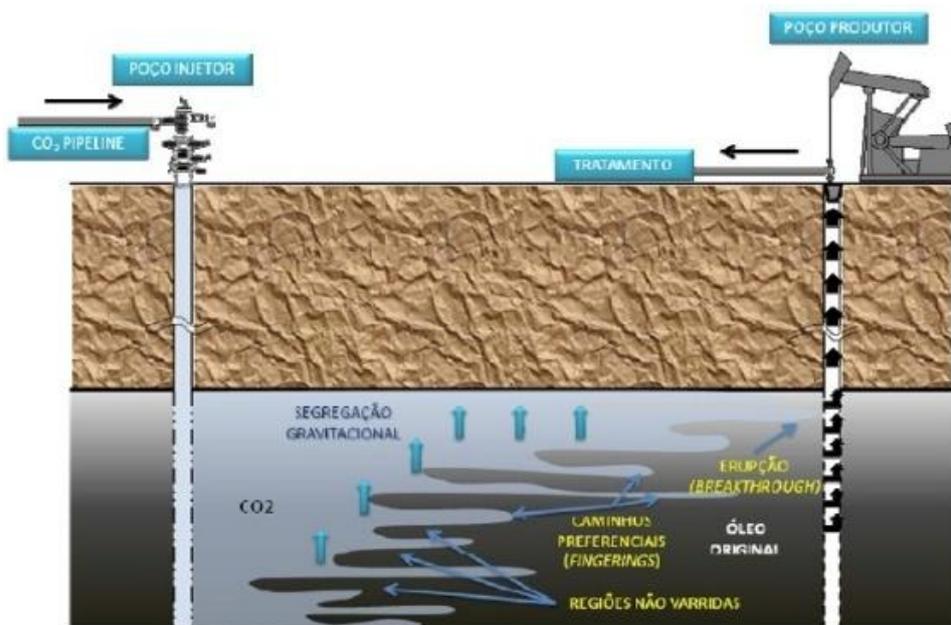
para se obter deslocamento miscível de um dado óleo é frequentemente muito menor para o CO<sub>2</sub> do que para o gás pobre, reduzindo os custos e ampliando a aplicação do dióxido para a recuperação suplementar. Quanto à temperatura, as baixas incentivam a miscibilidade entre o CO<sub>2</sub> e o óleo. Em relação à composição do óleo, se o óleo estiver saturado em gás, a solubilização se torna mais difícil, diminuindo a eficiência do processo (Matte, 2010).

Para a injeção usando o CO<sub>2</sub> miscível vários esquemas têm sido sugeridos, tais como:

- Injeção contínua de CO<sub>2</sub> do início ao fim do projeto.
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por água.
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por gás de hidrocarbonetos.
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por injeção alternada de água e CO<sub>2</sub>.
- Banco de CO<sub>2</sub> deslocado por injeção alternada de água e gás de hidrocarbonetos.

O uso de hidrocarbonetos provoca uma miscibilidade bem eficiente, mas essa prática gera custos elevados, por isso, será dada ênfase a injeção contínua de CO<sub>2</sub> do início ao fim do projeto, como está ilustrada na Figura 1.

Figura 1: Representação esquemática da recuperação avançada de petróleo por meio da injeção de CO<sub>2</sub>.



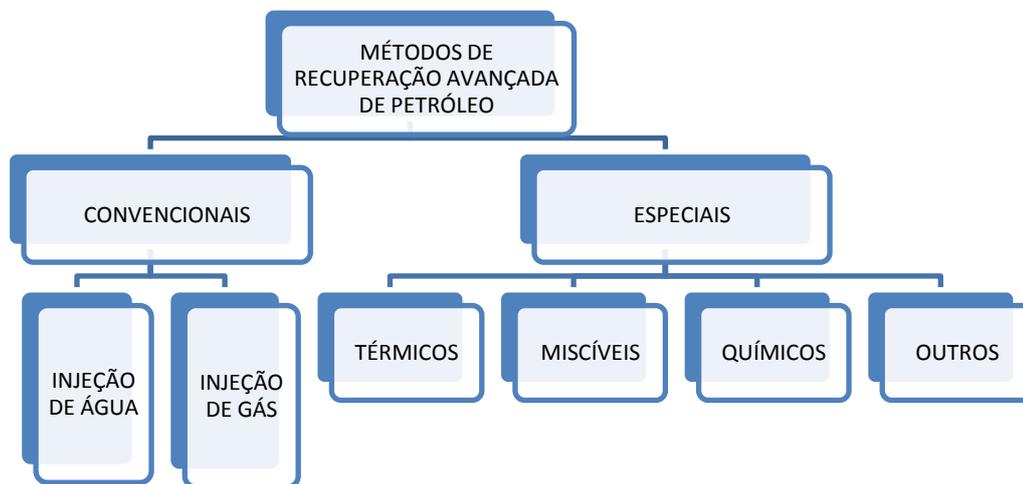
## 2.2 Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo

Os reservatórios cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação, que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favoreceram a retenção de óleo (THOMAS, 2004).

A dissipação da energia primária se deve ao fato da descompressão dos fluidos do reservatório e também pelas resistências encontradas pelos mesmos fluírem em direção aos poços de produção. O consumo de energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva e consequente redução da produtividade dos poços (ROSA et al, 2011)

A Figura 2 mostra o fluxograma dos métodos de recuperação avançada de petróleo.

Figura 2: Fluxograma dos Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo.



Fonte: SILVA (2013).

### **2.2.1 Métodos Miscíveis**

Os processos de recuperação por deslocamentos miscíveis são indicados para reduzir as tensões interfaciais que impedem que o fluido injetado desloque o óleo para a superfície. Essas tensões podem ser explicadas pelas forças capilares e interfaciais geradas entre os fluidos, já que estes não se misturam. A miscibilidade dos fluidos é a propriedade que permite que dois ou mais fluidos se misturem e formem um sistema homogêneo composto por uma única fase.

Com o objetivo de se atingir a miscibilidade, a injeção de gás, no modo miscível, pode envolver a injeção de vários tipos de gás para diferentes tipos de óleo. O processo de injeção atua na manutenção da pressão do reservatório e age no deslocamento do óleo de forma imiscível e/ou miscível fazendo com que haja melhor recuperação de óleo (Bautista, 2010).

Os principais processos do método miscível são:

- Injeção Contínua de Gás (*Continuus Gas Injection - CGI*);
- Injeção Alternada de Água e Gás (*Water Alternating Gas – WAG*);
- Processo de Extração com Solvente (*Vapor Extraction Process – VAPEX*);
- Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (*Gas Assisted Gravity Drainage - GAGD*).

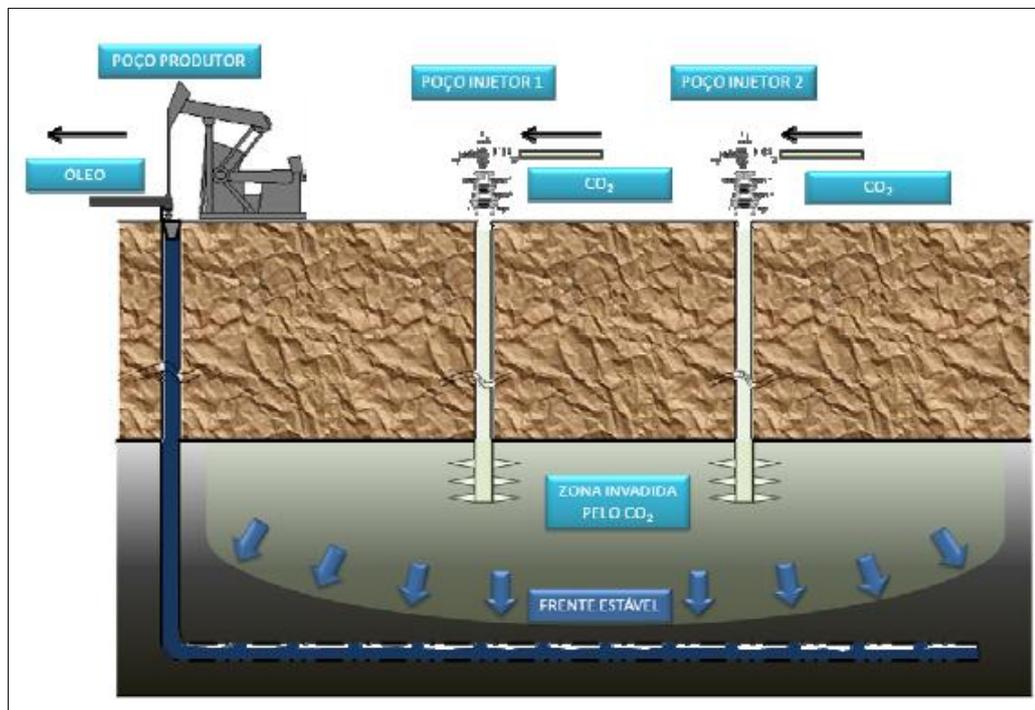
Como o foco deste trabalho é o GAGD, este será abordado mais detalhadamente no próximo tópico.

#### **2.2.1.1 Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás - GAGD**

A ideia do processo GAGD, apresentou-se como uma extensão natural do processo de injeção de gás gravitacionalmente estável. Foi demonstrado que pode-se tirar proveito do fenômeno da segregação gravitacional aliando as características naturais do reservatório com o processo de injeção de gás. O nome foi escolhido intencionalmente para imitar o processo, proposto por Butler (1985), de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) para óleos pesados (Rao et al., 2004, apud Pinto, 2009).

O método de recuperação GAGD consiste em um poço produtor horizontal e um poço de injeção de gás horizontal ou poços de injeção verticais. A Figura 3 mostra o esquema do processo, com a utilização de dois poços verticais de injeção. O gás que é injetado ( $\text{CO}_2$ , metano, etano, propano, nitrogênio, etc) vai se acumulando no topo do reservatório devido à segregação gravitacional, fazendo com que o óleo seja empurrado até o poço produtor horizontal, colocado no fundo do reservatório, mas acima do contato água-óleo (Bautista, 2010)

Figura 3: Processo do GAGD.



Fonte: Bautista (2010, p.29).

Com o objetivo de induzir os efeitos de varridos transversais e longitudinais no óleo por todo reservatório e permitir o seu deslocamento com eficiência, o gás, geralmente  $\text{CO}_2$ , é injetado continuamente. Além disso, o uso de água é dispensado para intensificar a eficiência de deslocamento, assim, não aumenta a saturação do fluido (Bautista, 2010).

A fim de maximizar a eficiência de deslocamento do óleo, a pressão do  $\text{CO}_2$  deve ser mantida levemente acima da pressão de miscibilidade. Havendo a miscibilidade dos

fluidos, aumenta consideravelmente a recuperação do óleo em relação ao processo quando imiscível (Bautista, 2010).

O GAGD, inicialmente, age por deslocamento. Depois que ocorre a erupção do gás o mecanismo de deslocamento tem sua eficiência reduzida porque necessita de um alto diferencial de pressão, porém esse diferencial de pressão tende a diminuir e se aproximar de zero. Depois do *breakthrough* (chegada do gás ao poço produtor) o mecanismo de deslocamento dá lugar ao mecanismo de gravidade, onde a segregação vertical começa a ganhar força drenando os fluidos do topo para o fundo até poço horizontal para estes serem produzidos (Rao, et al, 2004, *apud* Bautista, 2010).

Com isso, o processo proposto possui não somente o potencial de aumentar a recuperação final do óleo, mas também mantém igualmente ou às vezes superior as taxas de produção se comparada com o processo de injeção alternada de água e gás (WAG) que é muito utilizado no mundo (Kalkarni, 2005, *apud* Pinto, 2009).

---

# **CAPÍTULO 3:**

# **Modelagem do Processo**

---

### 3 Modelagem do Processo

---

Na seção modelagem do processo, são mostradas as ferramentas utilizadas para a realização da simulação, o modelo do reservatório, o modelo do fluido e as condições operacionais do processo GAGD.

#### 3.1 Ferramentas Computacionais

Para a realização do trabalho foram utilizadas as ferramentas computacionais do grupo CMG (*Computer Modelling Group*) Winprop, Builder, o GEM e o simulador *Laucher*.

##### 3.1.1 Winprop – CMG

O Winprop, da CMG usa equações de estado a partir das propriedades de equilíbrio multifásico, com o seguinte objetivo (CMG, 2007):

- Caracterização do fluido;
- Agrupamento (“*Lumping*”) dos componentes;
- Ajuste de dados de laboratório através da regressão;
- Simulação de processos de contato múltiplo;
- Construção do diagrama de fases;
- Simulação de experimentos de laboratório (liberação diferencial, teste do separador óleo-gás, etc.);

Com o Winprop é possível avaliar o comportamento de fases gás - óleo no reservatório e gerar propriedades dos componentes para o simulador composicional GEM, como também nos outros simuladores (IMEX E STARS) (Bautista, 2010).

Essa ferramenta gera um arquivo de entrada com extensão *.gem*, para ser inserido no *Builder* na seção de componentes.

##### 3.1.2 Builder – CMG

O *Builder* é uma ferramenta usada para criar arquivos de simulação para serem analisados com os diferentes simuladores da CMG (GEM, STARS e IMEX). Para a criação do arquivo de entrada se fez necessário (CMG, 2007):

- Descrição do modelo do reservatório;
- Modelo do fluido (óleo e gás injetado);
- Propriedades rocha - fluido;
- Condições iniciais do reservatório;
- Descrição dos poços injetores e produtores;

### **3.1.3 Simulador GEM – CMG**

O GEM (“*Generalized Equation – of – State Model compositional reservoir simulator*”) da CMG é indispensável no processo de modelagem de reservatórios muito complexos com complicadas interações no comportamento de fases que tem interferência direta nos mecanismos dos métodos de recuperação. São características do simulador GEM (CMG, 2007):

- Simulador composicional baseado na equação de estado para modelar o fluxo de três fases, fluidos que apresentam multicomponentes;
- Capaz de modelar processos tanto imiscíveis como miscíveis;
- Modelar qualquer tipo de reservatório, no qual a importância da composição do fluido e as suas interações são essenciais para o processo de recuperação.

Essas características do GEM fazem com que o método GAGD seja modelado e simulado corretamente.

## **3.2 Modelagem do GAGD**

Nessa seção são abordadas as características do modelo de fluidos, assim como as características do reservatório estudado.

### **3.2.1 Modelo de Fluido**

A partir de dados experimentais como a composição do fluido, viscosidade, fator volume formação do óleo, densidade do óleo, a razão de solubilidade em função da pressão, foi ajustado o modelo de fluidos. Também foram utilizados dados como o grau API e a pressão de saturação. A Tabela 1 apresenta a composição do fluido após o agrupamento em sete pseudo-componentes.

**Tabela 1: Composição dos Pseudo-componentes.**

| <b>Componente</b>                  | <b>Fração Molar</b> |
|------------------------------------|---------------------|
| CO <sub>2</sub>                    | 0,0000              |
| N <sub>2</sub> to CH <sub>3</sub>  | 0,0039              |
| IC <sub>4</sub> to NC <sub>5</sub> | 0,0705              |
| C <sub>6</sub> to C <sub>10</sub>  | 0,4706              |
| C <sub>11</sub> to C <sub>15</sub> | 0,1039              |
| C <sub>16</sub> to C <sub>19</sub> | 0,0435              |
| C <sub>20</sub> +                  | 0,3074              |

Os gráficos com os dados relativos à razão de solubilidade, fator volume de formação do óleo e viscosidade do óleo, são mostrados na Figura 4, Figura 5 e Figura 6. Vale ressaltar que as curvas são apresentadas para pressões com valores maiores que a pressão de bolha. O valor da pressão de saturação é de 54,76 psi.

Figura 4: Gráfico da razão de solubilidade gás-óleo ( $R_s$ ) em função da pressão.

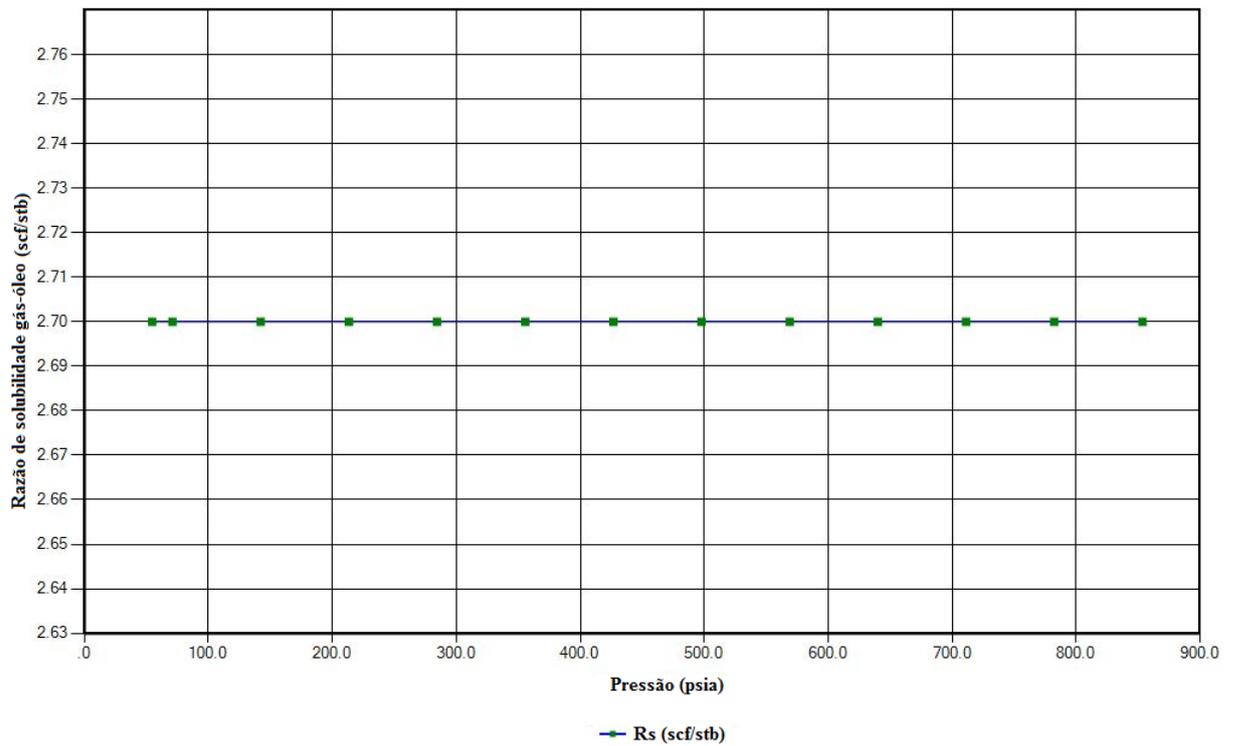


Figura 5: Gráfico do fator volume de formação do óleo ( $B_o$ ) em função da pressão.

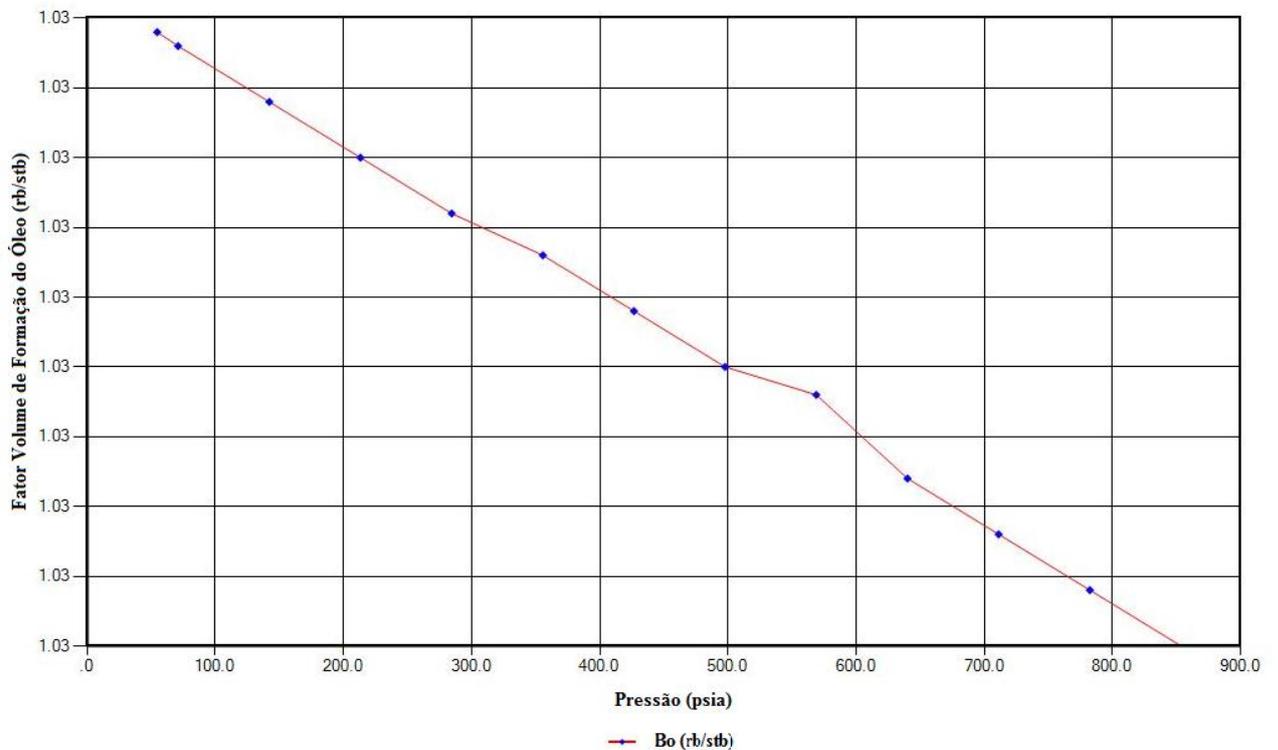
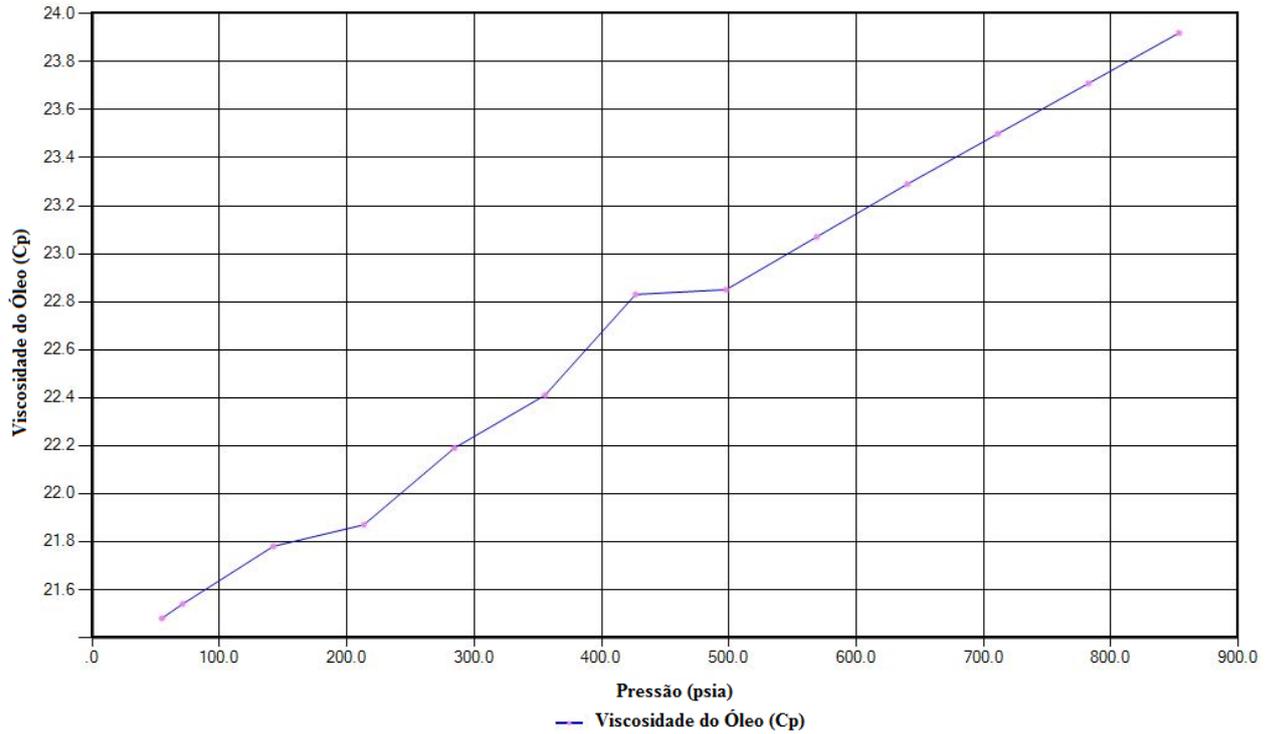


Figura 6: Gráfico da viscosidade do óleo em função da pressão.



### 3.2.1.1 Interação Rocha-Fluido

Os dados da permeabilidade relativa referente ao sistema água-óleo estão ilustrados na Figura 7, e os dados que se referem ao sistema líquido-gás estão apresentados na curva de permeabilidade da Figura 8.

Figura 7: Curva de permeabilidade relativa do sistema água-óleo.

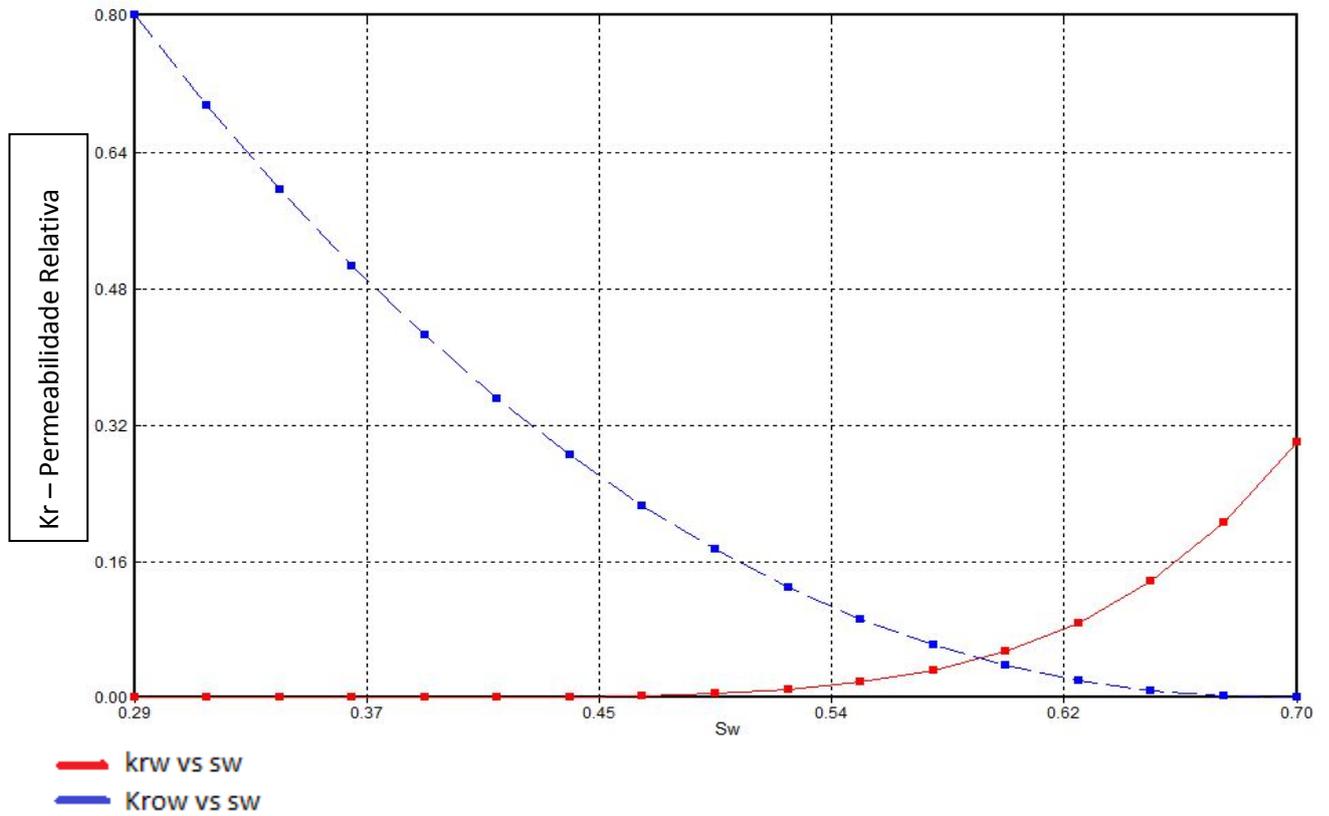
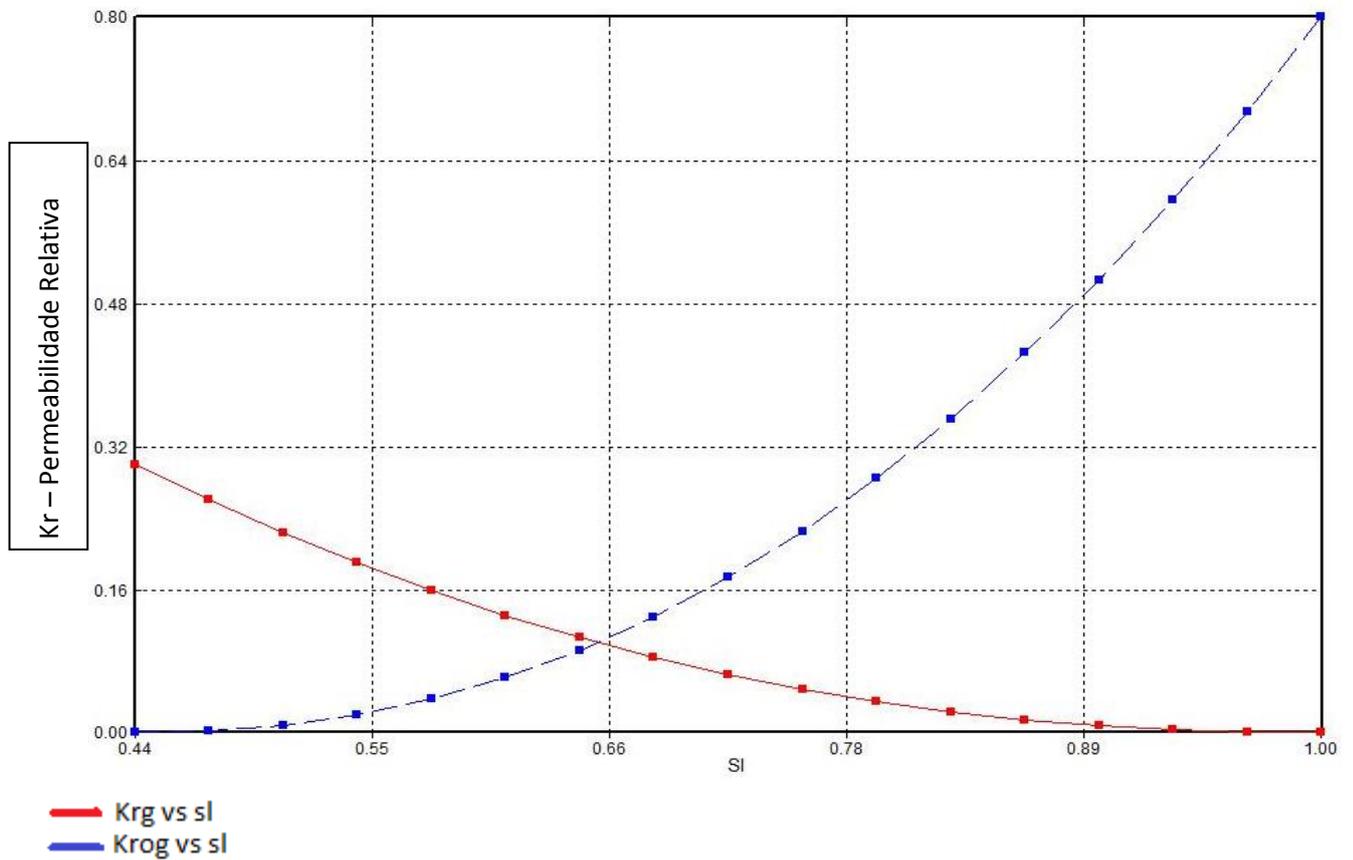


Figura 8: Curva de permeabilidade do sistema líquido-gás.



### **3.2.2 Modelo Físico do Reservatório**

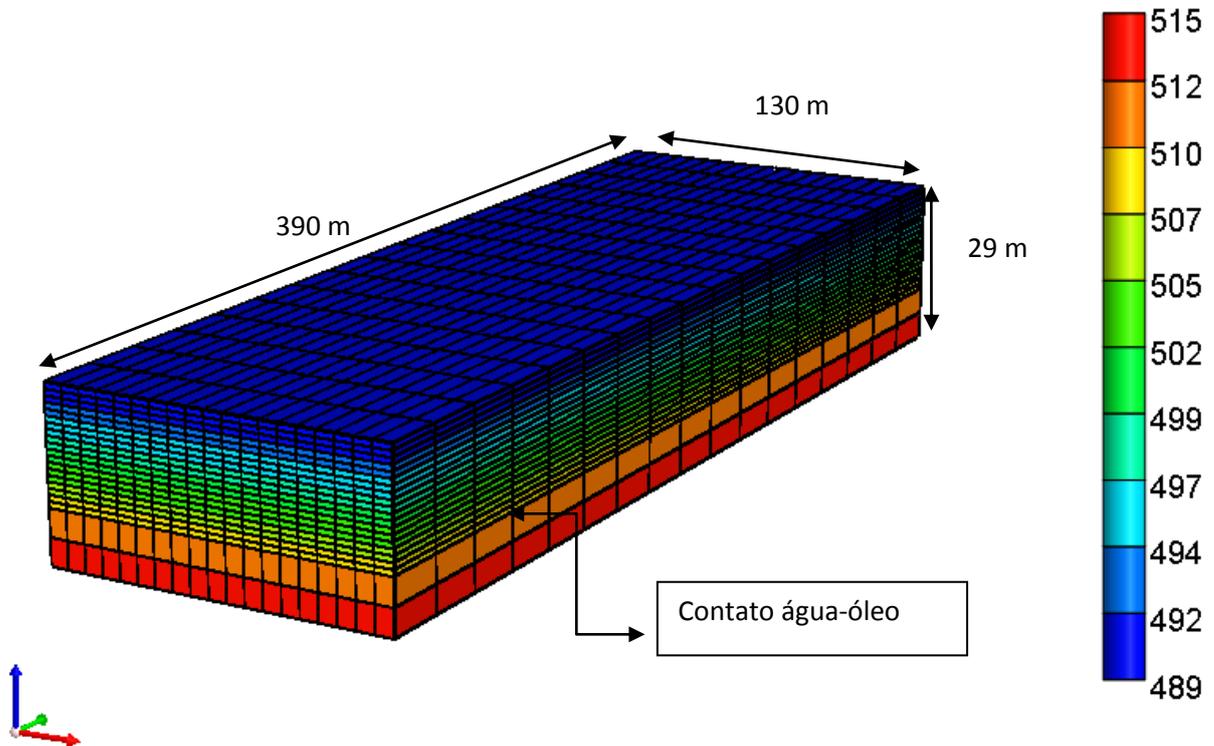
O reservatório em questão é considerado homogêneo e possui características típicas do Nordeste Brasileiro. Sua dimensão assim como as principais características são mostradas na Tabela 2.

**Tabela 2: Dados das propriedades do reservatório**

|   |                     |
|---|---------------------|
| Área do reservatório, m <sup>2</sup>            | 130x390             |
| Espessura do reservatório, m                    | 29                  |
| Número de blocos nas camadas i, j, k            | 19, 17, 21          |
| Total de blocos                                 | 6783                |
| Topo do reservatório, m                         | 489                 |
| Permeabilidade horizontal (kh), mD              | 500                 |
| Permeabilidade vertical (kv), mD                | 25                  |
| Porosidade                                      | 0.23                |
| Contato água-óleo, m                            | 510                 |
| Compressibilidade da formação @ 683psi<br>1/psi | $15 \times 10^{-7}$ |
| Temperatura inicial do reservatório, °C         | 50                  |
| Pressão @ 489 m (psi) (4709 kPa)                | 683                 |
| Base do reservatório, m                         | 520                 |

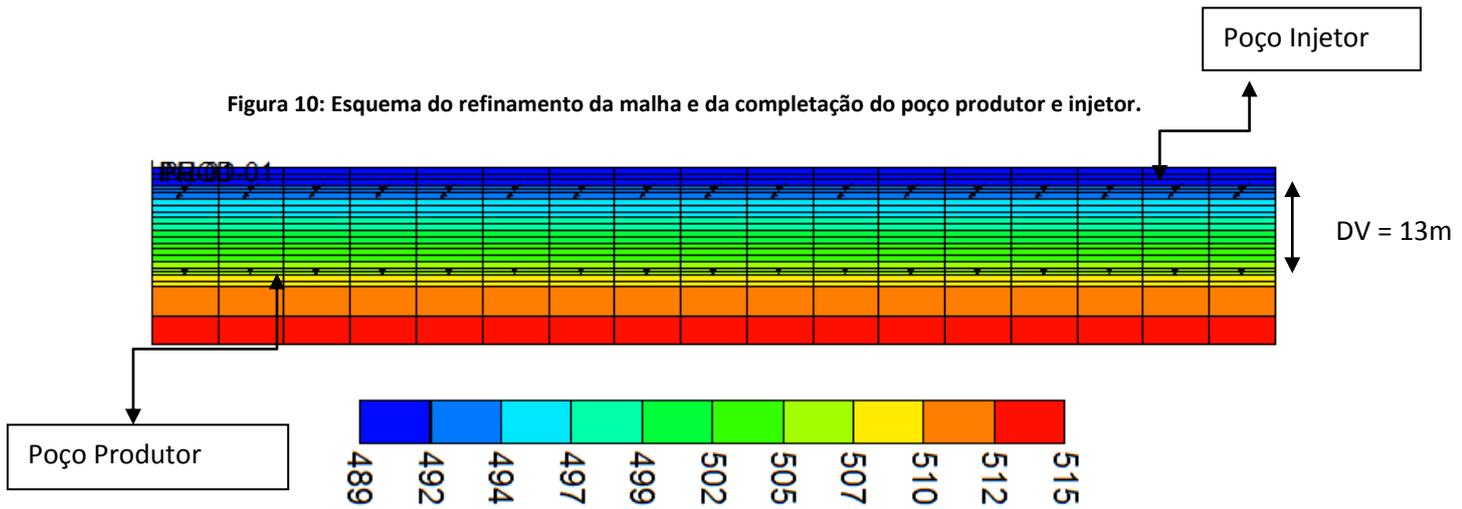
As dimensões do reservatório estão ilustradas na Figura 9, numa visão 3D, referenciado pela profundidade do reservatório e indicado o contato água-óleo.

Figura 9: Visão do reservatório em 3D.



### 3.2.3 Modelo de Configuração Estudado para o GAGD

Na etapa de modelagem do reservatório foi realizada a disposição dos poços para a configuração inicial. Foram dispostos dois poços horizontais na zona de óleo sendo um injetor, no topo do reservatório e o outro, de caráter produtor, localizado há alguns metros acima da zona de água para evitar a produção precipitada desse fluido. Com esta disposição dos poços, pretende-se maximizar o efeito da drenagem gravitacional dos fluidos até o poço produtor. O poço injetor está localizado a 3 metros do topo do reservatório numa profundidade de 592 metros e a uma distância vertical do poço produtor de 13 metros, como mostra a Figura 10, que também ilustra as completações realizadas e os refinamentos nas zonas de água e de óleo, sendo a zona de óleo mais refinada que a de água.

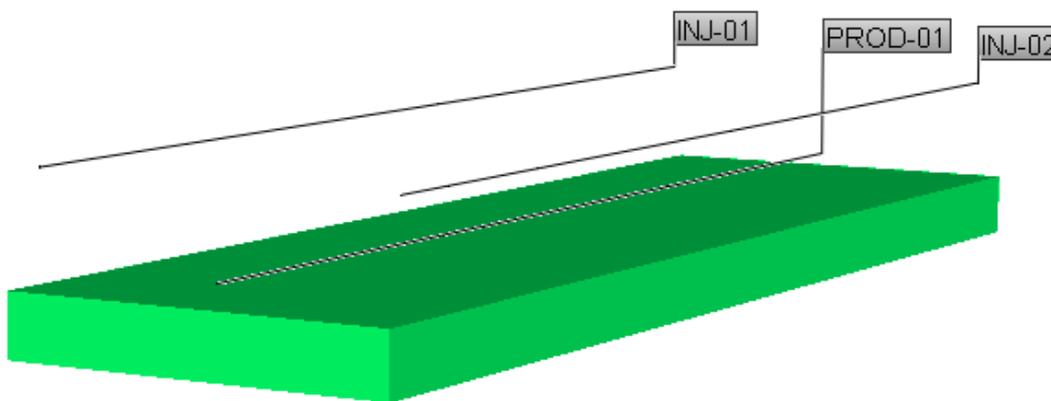


### 3.2.4 Disposição dos Poços Injetores

A fim de se analisar a produtividade do reservatório, foram realizadas cinco diferentes configurações dos poços injetores, mantendo o poço produtor fixo, disposto como no modelo base.

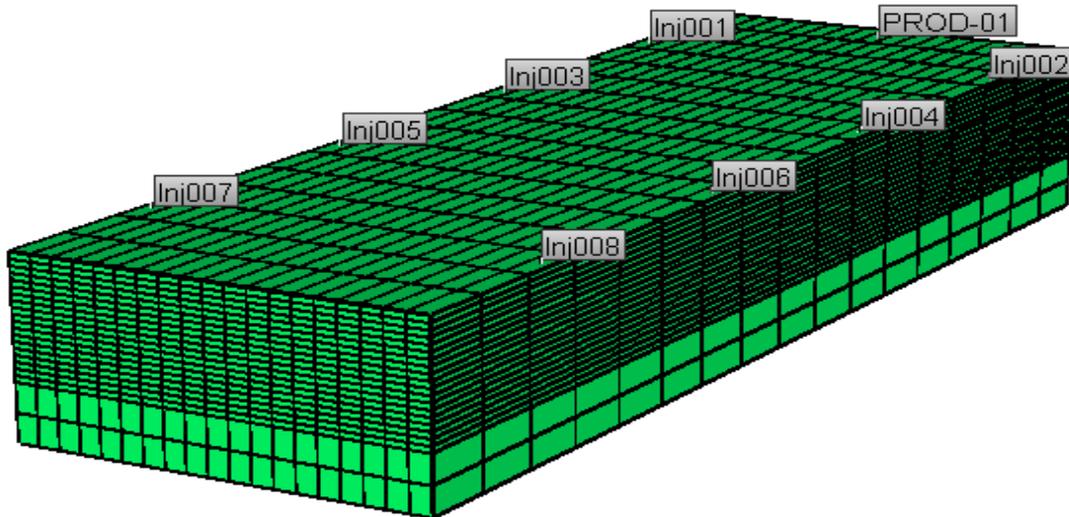
- **Configuração 1:** Dois poços injetores horizontais paralelos no topo do reservatório, com distância de 123 m entre eles.

Figura 11: Configuração com Dois Poços Injetores Horizontais



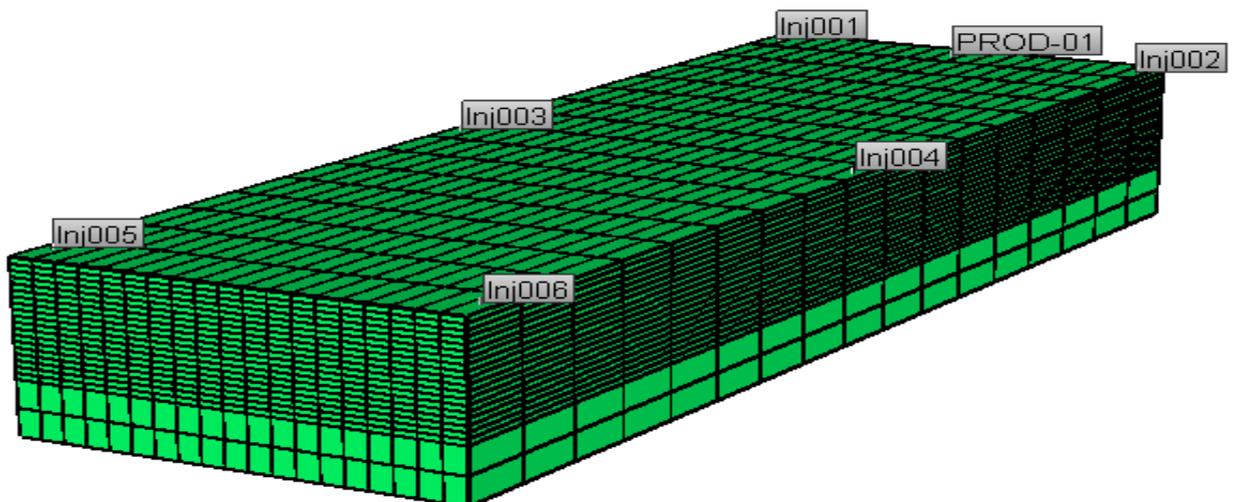
- **Configuração 2:** Oito poços injetores verticais com distância, entre eles, de 123 m na direção I e 92 m na direção J.

Figura 12: Configuração com Oito Poços Injetores Verticais



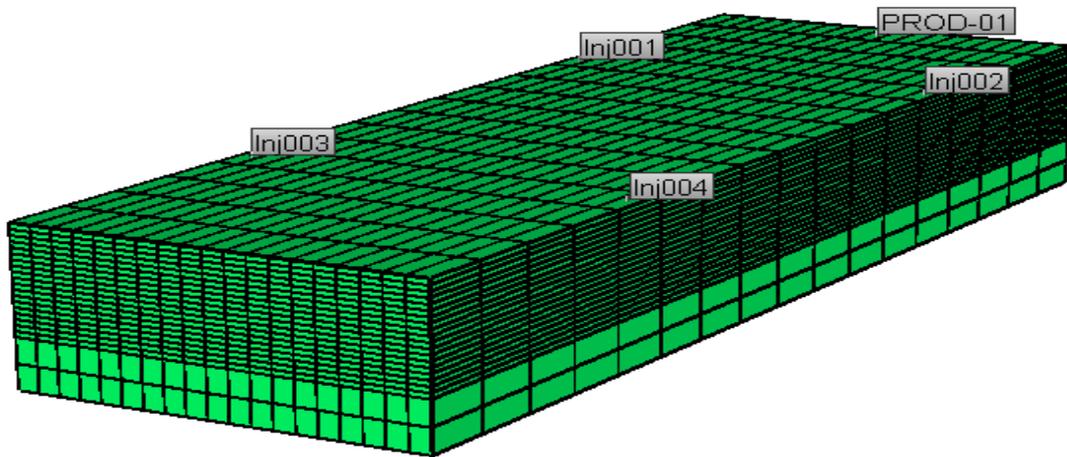
- **Configuração 3:** Seis poços injetores verticais com distância, entre eles, de 123 m na direção I e 184 m na direção J.

Figura 13: Configuração com Seis Poços Injetores Verticais



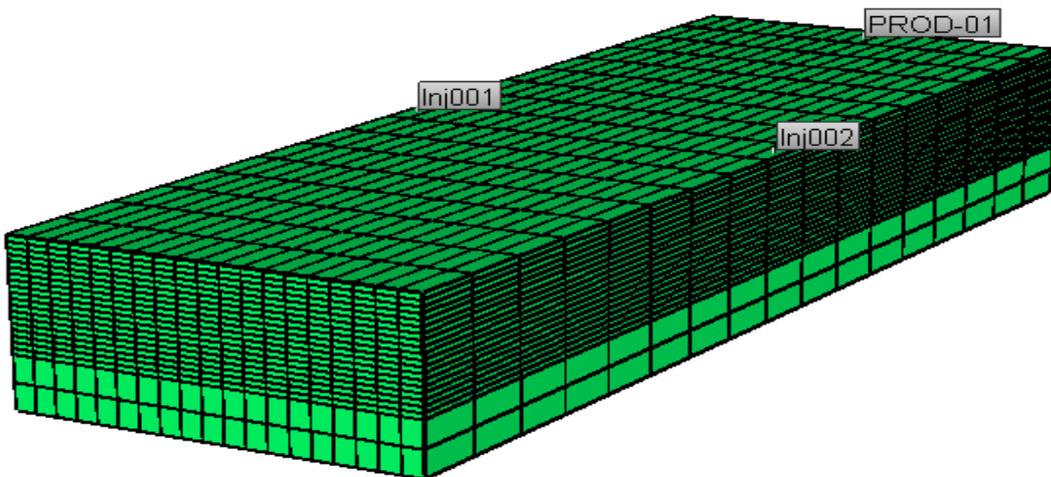
- **Configuração 4:** Quatro poços injetores verticais com distância, entre eles, de 123 m na direção I e 207 m na direção J.

Figura 14: Configuração com Quatro Poços Injetores Verticais



- **Configuração 5:** Dois poços injetores verticais, com distância de 123 m entre eles.

Figura 15: Configuração com Dois Poços Verticais



### **3.2.5 Parâmetros Operacionais dos Poços**

Os dados operacionais relativos aos poços produtor e injetor, em relação ao modelo base do projeto, se encontram na Tabela 3.

**Tabela 3: Parâmetros operacionais dos poços produtores e injetores.**

| <b>Dados dos Poços Produtores e Injetores</b>                         |      |
|---|------|
| Pressão Mínima do fundo (Poços Produtores) psi (200 kPa)              | 29   |
| Pressão Máxima do fundo (Poços injetores) psi (8274 kPa)              | 1200 |
| Vazão de Injeção máxima de CO <sub>2</sub> m <sup>3</sup> STD/dia     | 5000 |
| Vazão Máxima de Produção de líquido (Produtor) m <sup>3</sup> STD/dia | 300  |

### **3.2.6 Descrição dos Casos Simulados**

No modelo foi definida uma vazão de injeção de CO<sub>2</sub> de 5000 m<sup>3</sup>/dia e uma distância entre os poços de 13 m, para uma análise inicial do processo de recuperação de hidrocarbonetos pelo método GAGD. O projeto estudado tem uma duração de 14 anos.

A partir da criação do modelo base, alguns parâmetros foram alterados a fim de estudar a influência destes no processo. Para cada configuração foram analisadas algumas vazões, como mostra a Tabela 4.

**Tabela 4: Casos simulados**

|                | Vazão de Injeção - Q (m <sup>3</sup> /dia)                 |
|----------------|--|
| Configuração 1 | 5000, 10000, 20000, 30000, 40000, 50000, 75000 e<br>100000 |
| Configuração 2 |  |
| Configuração 3 |  |
| Configuração 4 |  |
| Configuração 5 |  |

Para que se mantivesse uma equivalência entre os modelos de configurações propostas, as vazões de injeção são consideradas independentes da quantidade de poços, ou seja, um valor de vazão total por configuração.

---

# **CAPÍTULO 4:**

## **Resultados e Discussões**

---

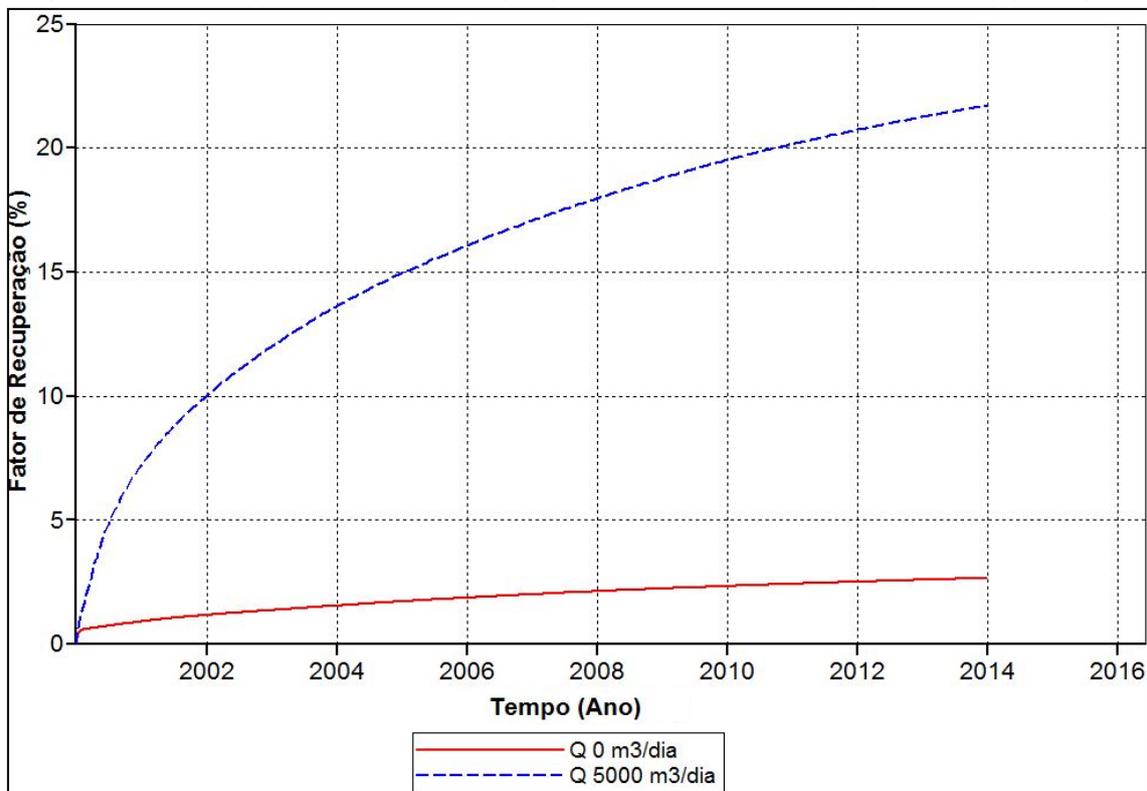
## 4 Resultados e Discussões

Esta seção apresenta os resultados e análises do projeto de recuperação com o método GAGD. As análises foram realizadas levando-se em conta os gráficos de produção como: fator de recuperação, produção acumulada de óleo e vazão de produção de óleo.

### 4.1 Análise Comparativa Entre o Modelo Base GAGD com a Recuperação Primária do Reservatório

Na primeira análise foi comparado o modelo base do GAGD - com vazão de injeção de 5000 m<sup>3</sup>/dia - com o modelo de mesma configuração, porém, sem injeção de gás (recuperação primária), como mostra a Figura 16 e a Figura 17.

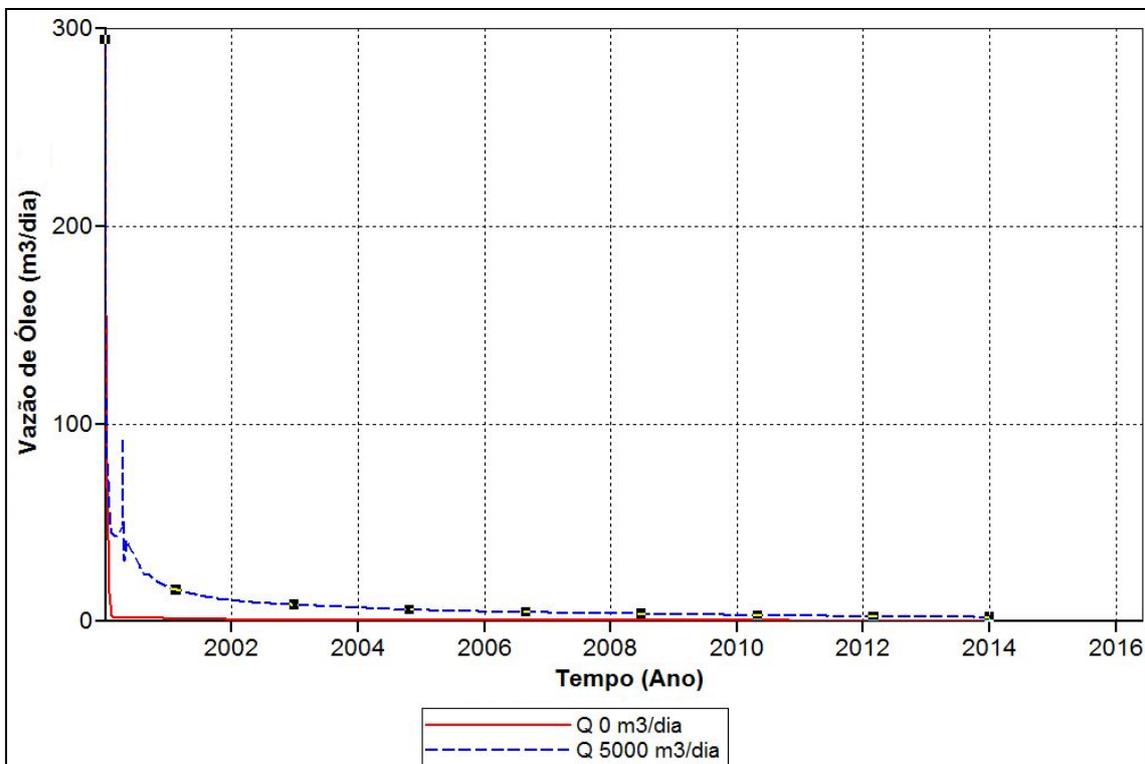
Figura 16: Gráfico comparativo do fator de recuperação de óleo do modelo com injeção e sem injeção de gás.



Na Figura 16 se observa claramente um incremento no fator de recuperação do modelo com injeção de CO<sub>2</sub> de quase 19% em relação ao modelo sem injeção. Esse aumento na recuperação se dá, inicialmente, devido ao deslocamento do óleo pelo gás injetado até o poço produtor. Após a erupção do gás a drenagem gravitacional ganha força, segregando os fluidos verticalmente e drenando-os do topo do reservatório até a base, a fim de serem produzidos. Sabe-se também que a ocupação do gás nos poros vazios deixado pelo óleo produzido evita que a pressão decline com tanta rapidez como no caso sem injeção, fazendo com que mantenha um diferencial de pressão e haja produção de óleo.

A Figura 17 mostra a vazão de óleo no poço produtor. O gráfico nos apresenta uma maior vazão de produção para o modelo com injeção, confirmando nossa análise quanto ao fator de recuperação. Observa-se que a chegada do gás ao poço produtor ocorre no 3º mês empurrando um banco de óleo que eleva a vazão e faz com que o índice não tenha um declínio rápido como no modelo sem injeção.

Figura 17: Gráfico comparativo da vazão de óleo do modelo com injeção e sem injeção de gás.



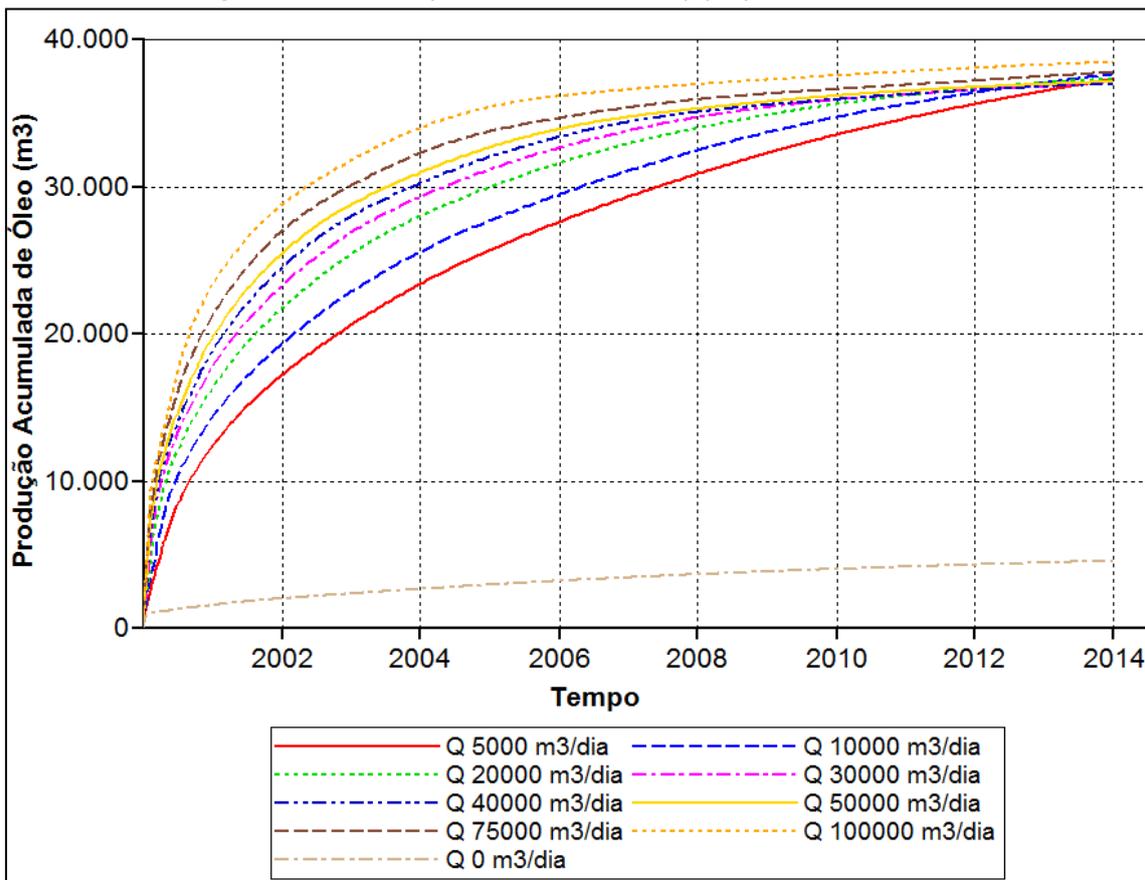
## 4.2 Análise das Configurações Propostas em Função das Vazões de Injeção

Após a verificação do melhor desempenho do modelo base GAGD em relação à recuperação primária, foi realizada a análise da influência na produção de petróleo das configurações propostas em função das vazões de injeção. As vazões que foram estudadas são encontradas na Tabela 4.

### - Modelo Base

A Figura 18 mostra a produção acumulada de óleo no tempo, é possível perceber que a produção de óleo aumenta com o aumento da vazão de injeção nos primeiros anos do projeto.

Figura 18: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para o Modelo Base

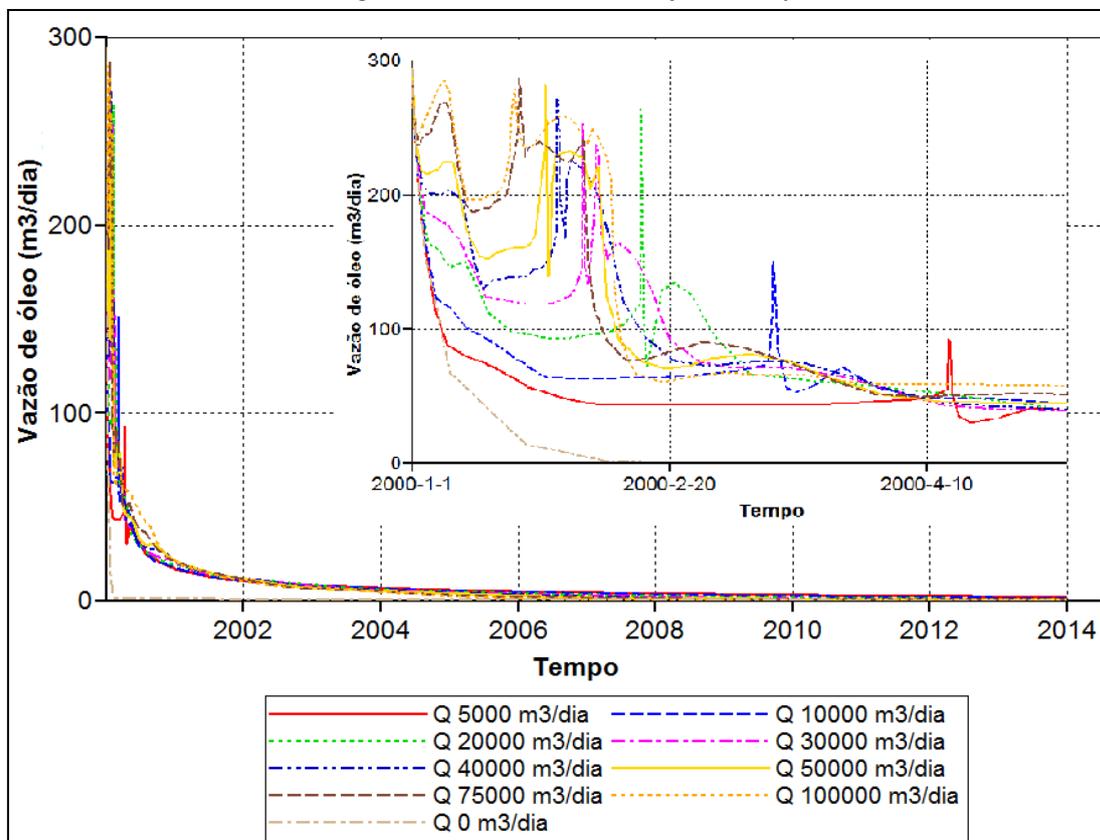


Esse incremento na produção, pode ser devido ao aumento no diferencial de pressão, causado pelas altas vazões de injeção, fazendo com que o óleo se desloque mais rapidamente. Porém, com o tempo de projeto mais avançado, há uma tendência de

cruzamento nas curvas de vazão, quanto menor a vazão, maior a produção acumulada ao fim do projeto. O cruzamento das curvas, pode ocorrer, devido às maiores vazões que aceleram a produção do óleo, na Figura 18 é possível observar uma certa estabilização dessas curvas. Além disso, como antes da erupção do gás o mecanismo é o de deslocamento do óleo, as maiores vazões têm maiores recuperação de óleo, porém com a chegada do gás ao poço produtor há a criação de caminhos preferenciais que diminuem o varrido no reservatório. Pode-se observar, também, que ao extrapolar as vazões acima de 50000 m<sup>3</sup>/dia, o óleo é quase todo produzido nos primeiros anos de projeto. As curvas de produção tendem a se estabilizarem do meio para o fim do projeto, devido a alta produção no começo, porém não há o cruzamento com as de menores vazões. Como não há estabilidade nas curvas de vazões menores, com o prolongamento do tempo de projeto, talvez fosse possível observar o cruzamento dessas curvas.

Através do gráfico de vazão de produção de óleo em função do tempo, Figura 19, é possível constatar a chegada dos bancos de óleo nos primeiros meses de produção.

Figura 19: Vazão de Óleo em Função do Tempo

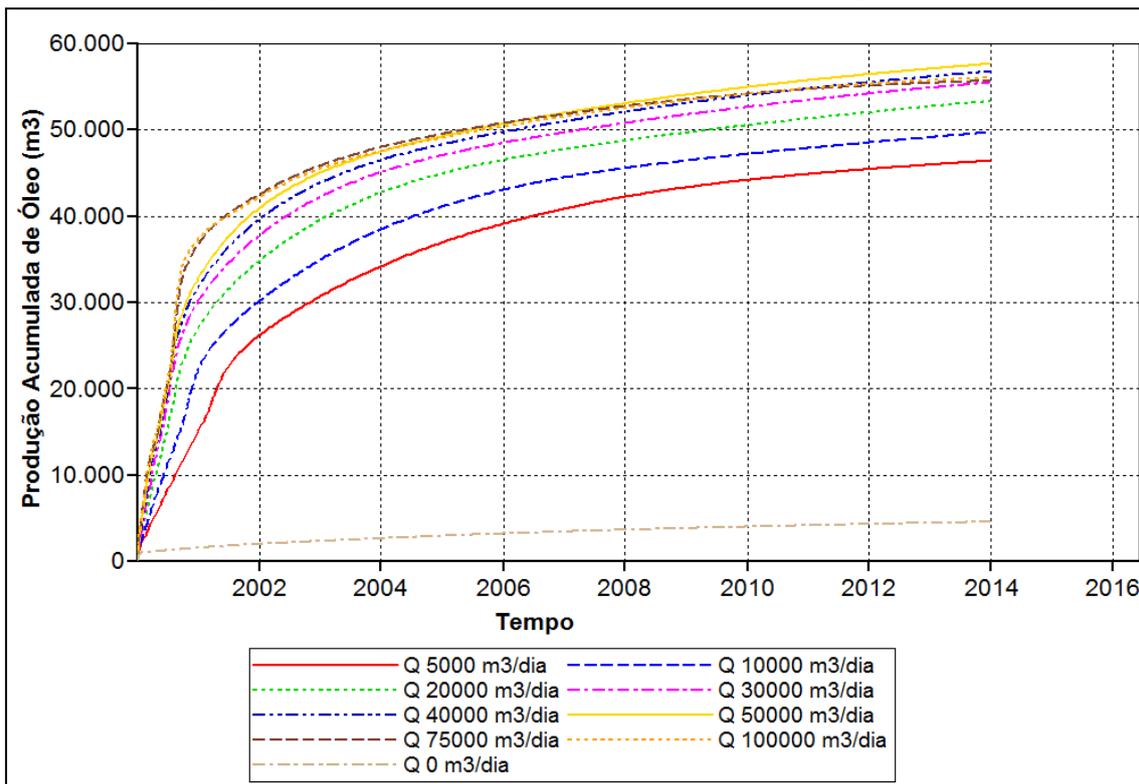


Para vazões de injeção mais altas os bancos de óleo chegam com maior vazão de produção e mais rapidamente. Além de a expansão do gás aumentar o varrido no reservatório, fazendo com que haja maiores picos na vazão de produção, as vazões mais altas podem fazer com que se atinja a pressão de miscibilidade e assim também desloque uma maior quantidade de óleo. A chegada mais rápida dos bancos de óleo é interessante se analisado de forma econômica, pois há o adiantamento de caixa.

### - Configuração 1

O modelo de disposição dos poços na configuração 1 é dado por dois poços injetores horizontais paralelos no topo do reservatório e um poço produtor disposto um pouco acima da zona de água, no fundo do reservatório. A Figura 20 mostra as curvas produção acumulada de óleo em função das vazões de injeção.

Figura 20: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 1



Assim como na análise do modelo base, as maiores vazões apresentam maiores índices de produção de óleo no primeiros anos do projeto. Porém, pode ser observado o cruzamento mais rápido das curvas de vazão maiores que 50000 m<sup>3</sup>/dia, que pode se dá

devido a maior e mais rápida produção de óleo, se comparado com os gráficos de produção do modelo base.

**- Configurações 2, 3, 4 e 5**

As configurações 2, 3, 4 e 5 são semelhantes nos tipos e na disposição dos poços. São poços verticais, distribuídos nas bordas do reservatório de modo a manter a simetria e mesma distância entre eles. Houve uma diminuição na quantidade de poços em cada configuração a fim de analisar a influência do número de poços verticais na produção de óleo.

**Figura 21: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 2**

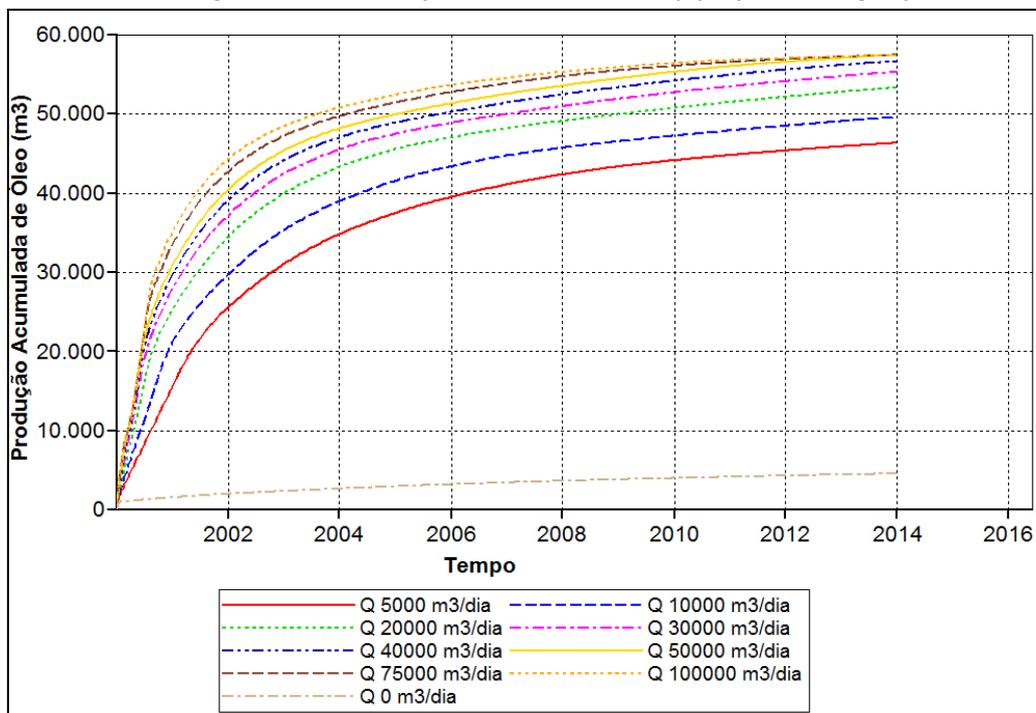


Figura 22: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 3

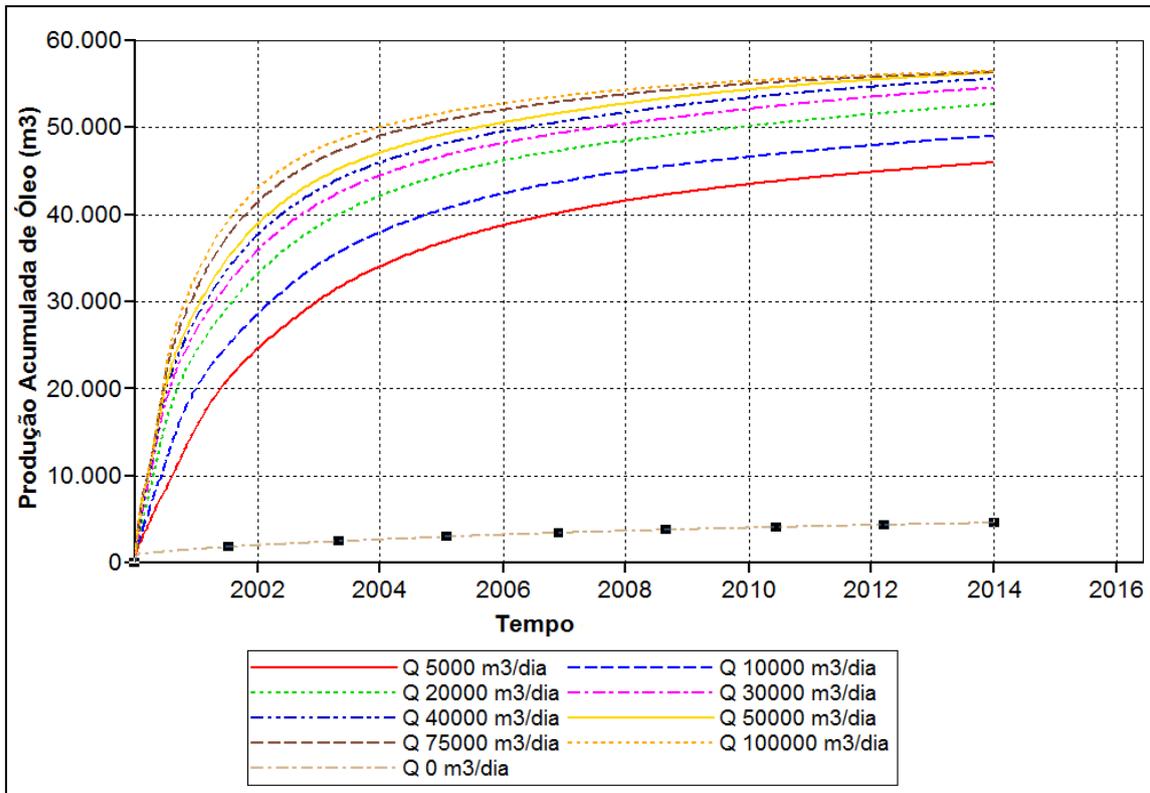


Figura 23: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 4

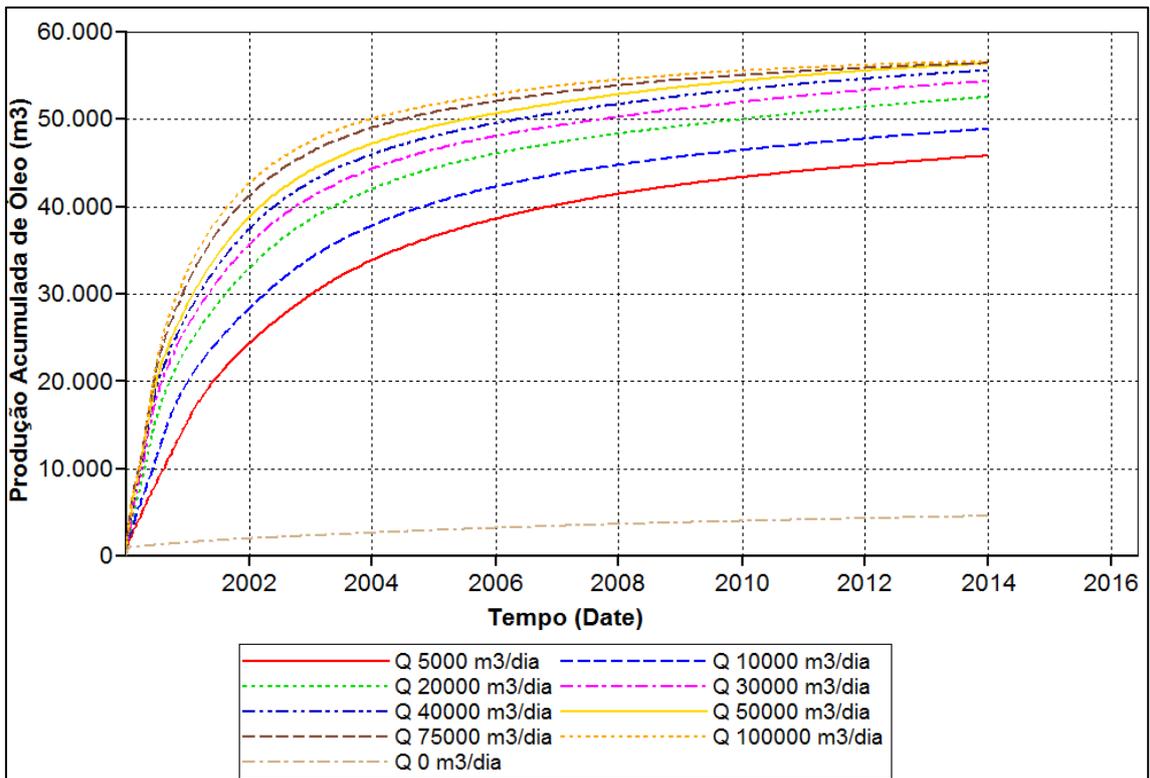
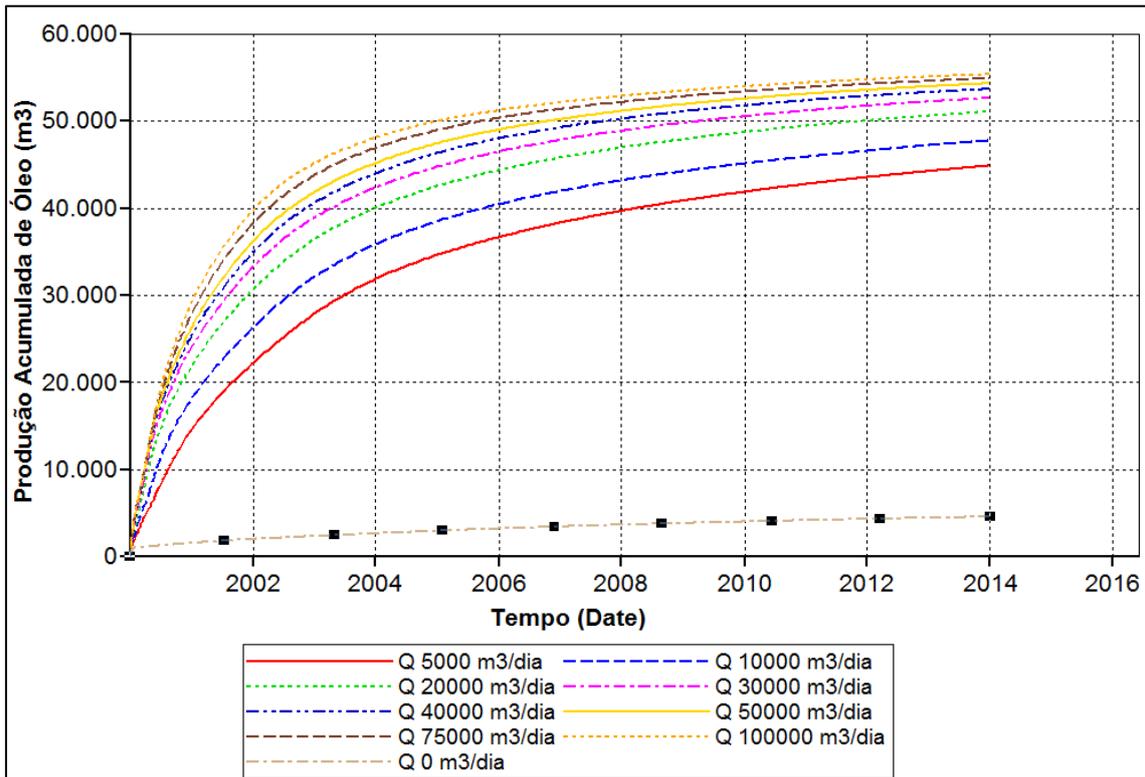


Figura 24: Gráfico Comparativo das Vazões de Injeção para a Configuração 5

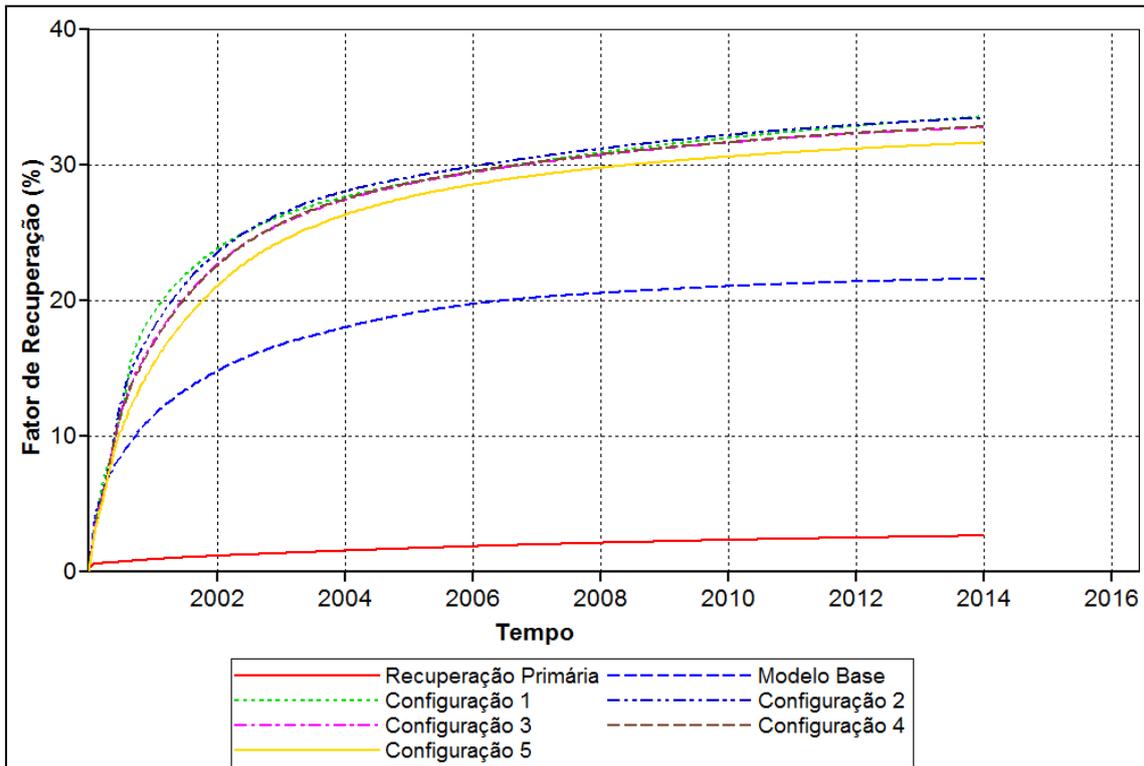


Pode-se observar nos gráficos de produção acumulada de óleo uma pequena diferença no incremento de produção com a diminuição dos poços. Nos gráficos comparativos, é possível perceber o mesmo comportamento das curvas, produz uma maior quantidade de óleo com o incremento na vazão de injeção, porém o cruzamento entre as curvas de maiores vazões ocorre, sutilmente, no fim do projeto.

#### 4.3 Análise Comparativa Entre as Configurações Propostas

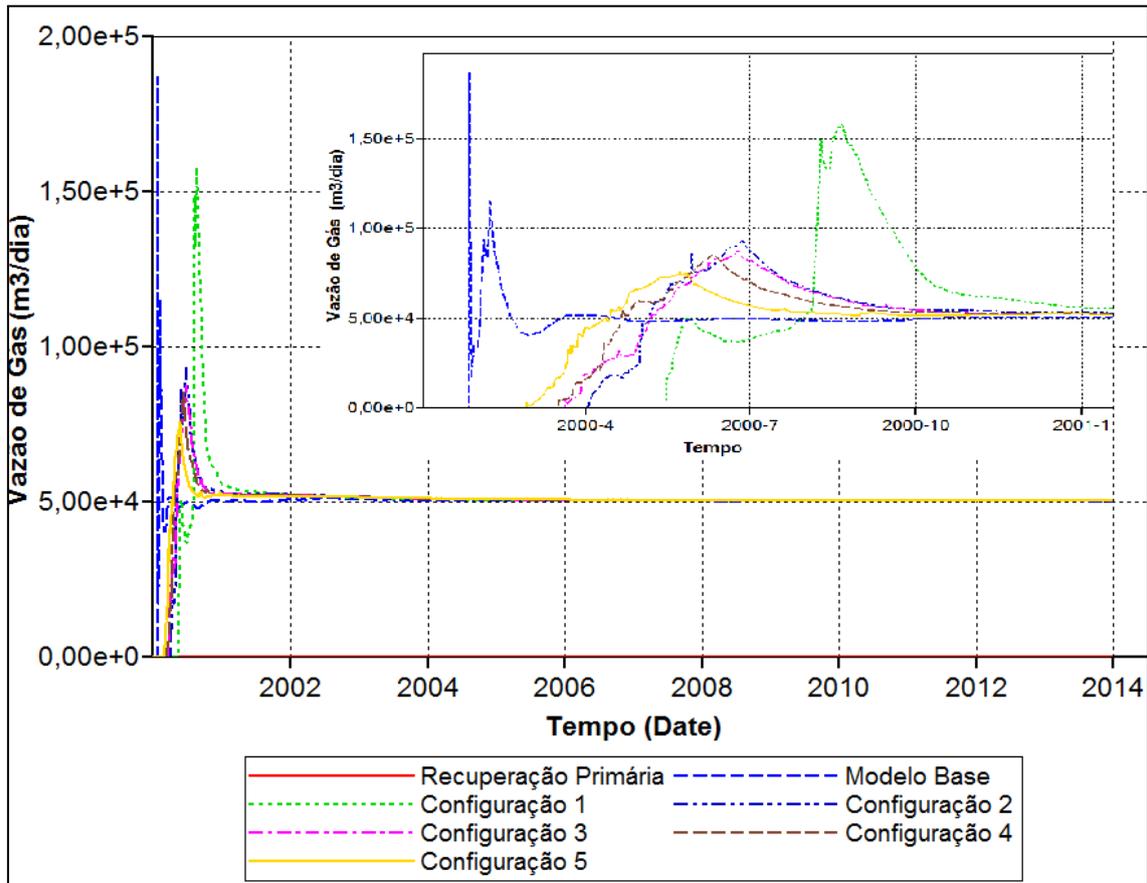
Foi realizada também, uma análise comparativa entre as configurações propostas. A vazão de injeção escolhida para a comparação foi a vazão de 50000 m³/dia, devido aos melhores índices de produção de óleo, na maioria dos casos, ao fim do projeto. No caso em que as vazões mais alta que 50000 m³/dia recuperam mais óleo, o incremento na produção é pequeno se comparado ao incremento na vazão de injeção.

Figura 25: Gráfico Comparativo Entre as Configurações de Poços



A Figura 25 mostra o fator de recuperação do óleo no tempo, pode ser constatado que os melhores índices de recuperação se deu para os casos de configurações 1 e 2, dois poços injetores horizontais no topo do reservatório e oito poços verticais, respectivamente. O aumento no fator de recuperação se deu em aproximadamente 12% em relação ao modelo base e 30% se comparado à recuperação primária do reservatório. As disposições dos poços injetores nos modelos de configuração 1 e 2, fazem com que o CO<sub>2</sub> injetado se distribua melhor no reservatório, aumentando o varrido e o tempo de chegada do gás ao poço produtor, fazendo assim com que aumente a produção.

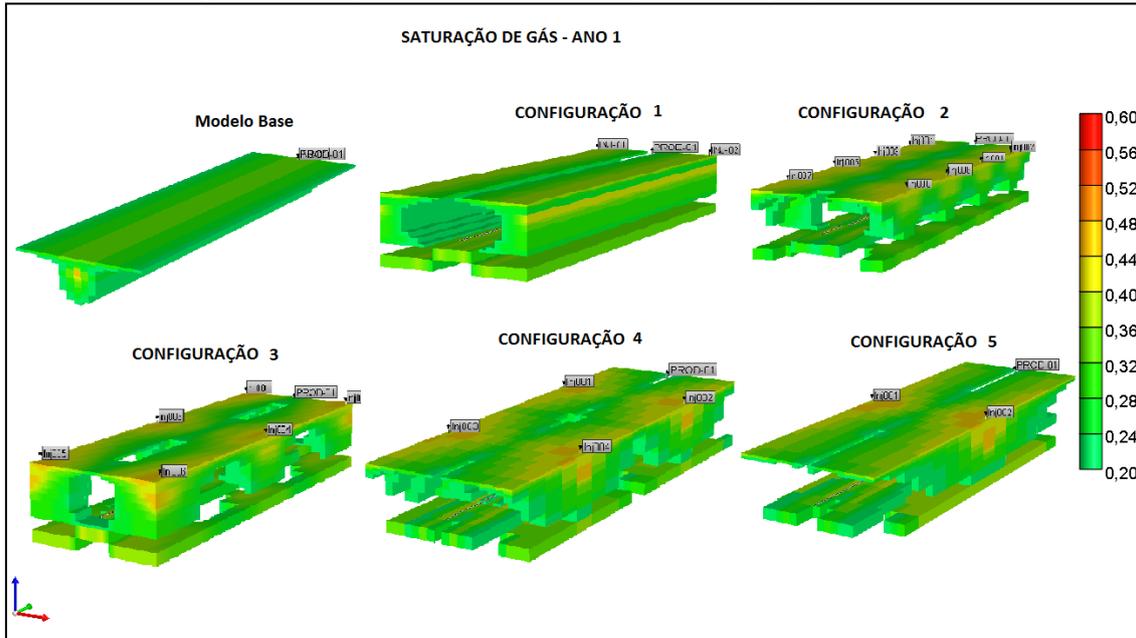
Figura 26: Vazão de Gás no Poço Produtor em Função do Tempo



Na Figura 26, é possível observar o tempo de chegada do gás ao poço produtor. Para o modelo base, por exemplo, há a erupção do gás no primeiro mês de projeto. A chegada antecipada do gás ao poço produtor aliada a altas vazões fazem com que se criem caminhos preferenciais, e assim, o gás injetado percorre o caminho direto para o poço produtor, diminuindo a drenagem do óleo. Um maior tempo de *breakthrough* permite que o gás forme uma frente estável que avança drenando uma quantidade maior de óleo.

A fim de se observar como se comporta o gás injetado dentro do reservatório para cada configuração, foram gerados gráficos no *results 3D*. A Figura 27 mostra a saturação de gás no primeiro ano de projeto, para cada configuração estudada.

Figura 27: Saturação de Gás no Primeiro Ano para as Configurações Estudadas



Na configuração do modelo base, por exemplo, observa-se que o gás injetado fica concentrado no primeiro ano de projeto no centro do reservatório próximo ao poço produtor. O tempo de *breakthrough* nesse caso é pequeno devido ao posicionamento dos poços, conseqüentemente há uma queda na produção. Observa-se também que nos modelos de configuração 1 e 2, que apresentaram maiores índices de produtividade, a saturação de gás aumenta de forma mais uniforme e melhor distribuída no reservatório, fazendo com que se aumente a quantidade de óleo drenado. Porém, ao observar o fator de recuperação na Figura 25, percebe-se que o incremento no fator de recuperação é pequeno se comparado as configurações 1, 2, 3, 4 e 5. A diferença no número e no tipo de poço de cada configuração, pode levar a escolha de outro modelo com menor índice de produtividade como o mais viável, mas faz-se necessário uma análise econômica.

---

# **CAPÍTULO 5:**

## **Conclusões e Recomendações**

---

## **5 Conclusões e Recomendações**

---

Neste tópico serão elucidadas as principais conclusões e recomendações do trabalho apresentado.

### **5.1 Conclusões**

As conclusões obtidas com a realização desse projeto foram as seguintes:

- Foi possível comprovar a eficiência que o GAGD tem na produção de petróleo, o método estudado apresentou um incremento na recuperação em torno de 19% em relação à recuperação primária do reservatório;
- Com as variações na vazão de injeção do CO<sub>2</sub> foi constatado que há o aumento da vazão aumenta a quantidade de óleo recuperado nos primeiros anos de produção, porém, com o tempo de projeto avançado há uma tendência de cruzamento das curvas de produção;
- As alterações nas configurações dos poços (posição, número e tipo de poço) influenciaram no aumento do fator de recuperação do óleo.

### **5.2 Recomendações**

- É aconselhável a realização de um estudo econômico para analisar a viabilidade econômica do processo e, assim, pode-se inferir com maior segurança o tipo de configuração mais viável;
- Estudar o efeito do GAGD com outro tipo de gás, como gás natural, metano e nitrogênio, a fim de se observar a influencia nos índices de produção;
- Aumentar o tempo de projeto;
- Analisar se no projeto é interessante a interrupção da injeção.

---

# **CAPÍTULO 6:**

## **Referências**

---

## **6 Referências**

- BAUTISTA, E. V. : *Análise Paramétrica da simulação Composicional do Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010. Natal-RN.
- PINTO, T. A. – *Estudo Paramétrico da Recuperação de Óleo no Processo de Drenagem Gravitacional com Injeção de CO<sub>2</sub>*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009. Natal-RN.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- THOMAS, J. E. - *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- CMG, *Computer Modelling Group Ltda. Guia para el usuario. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - GEM. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá*.
- Matte, A. C. - *Métodos Especiais de Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Injeção de Dióxido de Carbono Gasoso e seus Processos Derivados*. Projeto de Graduação Submetido ao Corpo Docente do Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- SILVA, Danielle Alves Ribeiro da– “Desenvolvimento de uma área petrolífera com características semelhantes com a do Nordeste Brasileiro de óleos pesados”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.