



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR  
APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

**Tiago Carvalho Cavalcante de Barros**

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

Natal/RN, Novembro de 2014.

**TIAGO CARVALHO CAVALCANTE DE BARROS**

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR  
APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

“Este trabalho foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.”

Natal, 14 de Novembro de 2014

**Banca Examinadora**

---

Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas  
(Orientadora – UFRN)

---

Prof. Dr. Edney Rafael Vieira Galvão  
(Membro interno – UFRN)

---

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim  
(Membro externo à instituição - ANP)

# DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais,  
**João Maria Cavalcante de Barros  
Júnior e Noilde Pereira de  
Carvalho Barros**, que sempre me  
apoiaram e me deram confiança nos  
momentos em que mais precisei.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que sempre me deram carinho, educação e me conduziram para o caminho certo. Obrigado por sempre acreditarem em mim durante toda minha vida acadêmica e por estarem sempre dispostos a me auxiliar em tudo que precisei, vocês são os melhores. Dedico um agradecimento especial ao meu pai, pelo exemplo dado e por me inspirar a escolher a engenharia como carreira.

Ao meu irmão, André, por sempre tentar me alegrar e por todo o carinho e preocupação.

À minha orientadora, Prof<sup>a</sup>. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela atenção, apoio, orientação e sugestões, estando sempre disponível para tirar dúvidas e ajudar no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos de infância, Alyson, Arthur, Everton e Matheus por estarem sempre presentes na minha vida.

À toda minha família, especialmente aos primos Jefferson, Marcelo e Michelle e aos tios e tias Ângela, Expedito, Rosa e Terezinha.

Aos colegas de laboratório, pelos momentos de descontração durante a espera das simulações.

Aos professores do Departamento de Engenharia de Petróleo e aos professores da Escola de Ciências e Tecnologia, por todo o conhecimento passado.

À CMG, pela licença do simulador usado neste trabalho.

**BARROS, Tiago Carvalho Cavalcante** – “Estudo do processo de injeção cíclica de vapor aplicado a um reservatório de óleo pesado”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

**Orientadora:** Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

## Resumo

A produção de reservas de óleo pesado apresenta um grande desafio para a indústria do petróleo. Devido a sua alta viscosidade, o escoamento desse tipo de óleo no reservatório é mais difícil quando comparado a óleos leves, o que resulta em um baixo fator de recuperação primário. Com o objetivo de diminuir a viscosidade do óleo e conseqüentemente melhorar a produção e o fator de recuperação, foram desenvolvidos os métodos térmicos, que são métodos de recuperação especial que visam aumentar a temperatura do óleo no reservatório. A injeção cíclica de vapor é o método utilizado nesse trabalho, sendo feita também uma comparação com o método de injeção contínua. O estudo foi feito através de simulações usando o software STARS do Computer Modelling Group (CMG). A malha de injeção utilizada foi do tipo nine-spot, tanto normal quanto invertida no caso da injeção contínua. A vazão de injeção foi variada para observar seu efeito no fator de recuperação, também foram testados diferentes intervalos entre os ciclos de injeção e variações na qualidade do vapor. A variação desses parâmetros nem sempre resulta em fatores de recuperação mais altos, por isso a necessidade de um estudo detalhado.

**Palavras-chave:** Métodos de recuperação especial, injeção de vapor, simulação numérica.

**BARROS, Tiago Carvalho Cavalcante** – “Estudo do processo de injeção cíclica de vapor aplicado a um reservatório de óleo pesado”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

**Orientadora:** Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

## Abstract

The production of heavy oil reservoirs presents a big challenge to the oil industry. Due to its high viscosity, the flow of this kind of oil inside the reservoir is more difficult when compared to light oils, which results in a low primary recovery factor. In order to lower the oil viscosity and thus improve the production and the recovery factor, thermal methods were developed, which are enhanced oil recovery methods that try to raise the oil temperature inside the reservoir. The cyclic steam stimulation was the method used in this paper, making a comparison with the regular steam injection. The study was made through simulations using the STARS software, made by the Computer Modelling Group (CMG). The injection pattern used was the nine-spot pattern, both normal and inverted for the continuous injection. The injection rate was changed to observe its effect in the recovery factor, different intervals between the injection cycles and variations on the steam quality were also tested. The increase in the injection rate does not always improve the recovery factor, thus the need to do detailed analysis.

**Keywords:** Enhanced oil recovery, steam injection, numeric simulation.

# SUMÁRIO

|   |    |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO .....                                     | 13 |
| 2. OBJETIVOS .....                                      | 16 |
| 3. ASPECTOS TEÓRICOS .....                              | 18 |
| 3.1 Simulação numérica de reservatórios .....           | 18 |
| 3.2 Métodos de recuperação avançada .....               | 19 |
| 3.3 Métodos térmicos .....                              | 20 |
| 3.3.1 Injeção cíclica de vapor .....                    | 20 |
| 3.3.2 Uso de poços horizontais na injeção cíclica ..... | 22 |
| 3.3.3 Injeção contínua de vapor .....                   | 23 |
| 4. METODOLOGIA .....                                    | 26 |
| 4.1 Modelo de fluido .....                              | 26 |
| 4.2 Modelagem do reservatório .....                     | 29 |
| 4.3 Configuração dos poços .....                        | 31 |
| 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....                        | 35 |
| 5.1 Análise da injeção cíclica .....                    | 35 |
| 5.1.1 Tempo de injeção .....                            | 35 |
| 5.1.2 Tempo de soaking .....                            | 35 |
| 5.1.3 Frequência dos ciclos de injeção .....            | 36 |
| 5.1.4 Vazão de injeção .....                            | 40 |
| 5.1.5 Qualidade do vapor .....                          | 43 |
| 5.1.6 Poço horizontal .....                             | 44 |
| 5.2 Análise da injeção contínua .....                   | 47 |
| 5.2.1 Malha <i>nine-spot</i> normal .....               | 47 |
| 5.2.2 Malha <i>nine-spot</i> invertida .....            | 49 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 5.3   | Comparação entre os métodos .....                       | 51 |
| 5.3.1 | Fator de recuperação e produção acumulada de óleo ..... | 51 |
| 5.3.2 | Total de vapor injetado e água produzida.....           | 53 |
| 6.    | CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....                        | 57 |
| 6.1   | Conclusões .....  | 57 |
| 6.2   | Recomendações futuras .....                             | 57 |
| 7.    | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....                         | 60 |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 3.1: Métodos de recuperação avançada. ....   | 19 |
| Figura 3.2: Injeção cíclica de vapor. (Fonte: Sefton Resources Inc.) .....                                      | 21 |
| Figura 3.3: Injeção cíclica em poços horizontais. (Fonte: Canadian Natural)...                                  | 23 |
| Figura 3.4: Injeção contínua de vapor. (Fonte: U.S. department of energy).....                                  | 24 |
| Figura 4.1: Composição inicial do óleo.....   | 27 |
| Figura 4.2: Modelo original da malha, mostrando as curvas de nível.....   | 29 |
| Figura 4.3: Modelo gerado no simulador.....   | 30 |
| Figura 4.4: Malha nine-spot normal.....   | 32 |
| Figura 4.5: Malha nine-spot invertida. ....   | 32 |
| Figura 4.6: Corte do reservatório mostrando o poço horizontal.....  | 33 |
| Figura 5.1: Comparação entre as frequências de injeção.....   | 36 |
| Figura 5.2: Fator de recuperação para diferentes frequências de injeção. ....                                   | 37 |
| Figura 5.3: Saturação de óleo ao final da simulação para ciclos de injeção a cada ano.....                      | 38 |
| Figura 5.4: Saturação de óleo ao final da simulação para ciclos de injeção a cada três meses. ....              | 38 |
| Figura 5.5: Razão Óleo-Vapor para as diferentes frequências de injeção. ....                                    | 39 |
| Figura 5.6: Comparação do fator de recuperação para diferentes vazões de injeção.....                           | 41 |
| Figura 5.7: Comparação do fator de recuperação focando o final das simulações. ....                             | 42 |
| Figura 5.8: Saturação de água para vazão de injeção de 100 m <sup>3</sup> /d.....                               | 43 |
| Figura 5.9: Saturação de água para vazão de injeção de 250 m <sup>3</sup> /d.....                               | 43 |
| Figura 5.10: Comparação entre o fator de recuperação para diferentes qualidades do vapor. ....                  | 44 |
| Figura 5.11: Comparação entre malha nine-spot e poço horizontal.....  | 45 |
| Figura 5.12: Saturação inicial de óleo. ....  | 46 |
| Figura 5.13: Saturação final de óleo.....   | 46 |
| Figura 5.14: Comparação entre as vazões de injeção para a malha normal. ..                                      | 47 |
| Figura 5.15: Corte do reservatório mostrando a temperatura para a vazão de injeção de 50 m <sup>3</sup> /d..... | 48 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 5.16: Corte do reservatório mostrando a temperatura para a vazão de injeção de 100 m <sup>3</sup> /d..... | 49 |
| Figura 5.17: Fator de recuperação para diferentes vazões de injeção com a malha invertida.....                   | 50 |
| Figura 5.18: Temperatura média para diferentes vazões de injeção com a malha invertida.....                      | 51 |
| Figura 5.19: Fator de recuperação para o melhor resultado de cada método..                                       | 52 |
| Figura 5.20: Injeção acumulada de água para cada configuração.....   | 54 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 4.1: Composição inicial do óleo.....                         | 26 |
| Tabela 4.2: Dados de laboratório do óleo. ....                      | 27 |
| Tabela 4.3: Permeabilidades relativas água-óleo e líquido-gás. .... | 28 |
| Tabela 4.4: Propriedades térmicas dos sistema.....                  | 31 |
| Tabela 5.1: produção acumulada de água. ....                        | 40 |
| Tabela 5.2: Fator de recuperação e produção acumulada de óleo. .... | 53 |
| Tabela 5.3: Água injetada e produzida.....                          | 55 |

**Capítulo I**

**Introdução**

## 1. INTRODUÇÃO

A dificuldade na exploração de reservatórios de óleo pesado ocorre devido a alta viscosidade do óleo, que torna o seu escoamento mais difícil quando comparado à óleos mais leves. Além disso outro fator que dificulta a exploração desses campos é o valor comercial desse tipo de óleo, que é menor que o de óleos mais leves, já que seu refino resulta em uma menor quantidade de componentes leves, que possuem valor econômico mais elevado.

Esse fato fica evidente ao realizar uma comparação de preços. O petróleo *brent*, um óleo leve com grau API de aproximadamente 36, tem seu valor comercial oscilando atualmente em torno de 100 dólares por barril. O preço do *Western Canadian Select*, um óleo pesado com grau API entre 19 e 22, oscila em torno de 80 dólares por barril.

O Brasil possui grandes reservas de óleo pesado, principalmente nas bacias localizadas na região nordeste, como a bacia potiguar e a bacia do recôncavo. Apesar das dificuldades, a exploração desse tipo de óleo pode ser bastante lucrativa. Com o auxílio dos métodos de recuperação térmicos é possível desenvolver melhor esse tipo de campo e obter fatores de recuperação mais elevados.

Os métodos térmicos de recuperação especial foram desenvolvidos com o intuito de aumentar a temperatura do óleo, diminuindo assim sua viscosidade e melhorando a sua produção. Dentre os métodos térmicos, pode-se destacar a injeção de vapor como um dos métodos mais simples, seguros e efetivos. O vapor injetado no reservatório troca calor com o óleo e libera calor ao mudar de fase, aquecendo o óleo e ocasionando a diminuição da sua viscosidade.

A injeção de vapor é amplamente utilizada em todo o mundo. Na região nordeste, pode-se destacar o projeto de injeção contínua na bacia potiguar, na região do Vale do Açu, onde foi construído o maior Vaporduto do mundo, com extensão de aproximadamente 30 km.

Devido ao grande número de variáveis operacionais do método, tais como vazão de injeção, tempo de *soaking*, tempo de injeção e intervalo entre os ciclos de injeção, se faz necessário o estudo detalhado desses parâmetros,

analisando como sua variação afeta o comportamento do reservatório para otimizar um projeto de recuperação especial.

Este trabalho possui seis capítulos, além das referências bibliográficas. O capítulo II traz os objetivos esperados no desenvolvimento do trabalho. No capítulo III é feita uma revisão dos principais tópicos abordados no estudo. A metodologia utilizada é descrita no capítulo IV, detalhando como foi feita a modelagem do fluido e do reservatório. O capítulo V apresenta os resultados obtidos e faz uma análise comparativa entre os métodos. As conclusões obtidas no estudo são vistas no capítulo VI.



**Capítulo II**

**Objetivos**

## 2. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo estudar, através de simulações numéricas, um reservatório de petróleo a ser drenado usando o método de injeção cíclica de vapor. Os principais parâmetros envolvidos no método serão analisados, de modo a tentar entender como a sua variação muda o comportamento do sistema e afeta a produtividade e o fator de recuperação.

Será feita uma comparação entre a injeção cíclica e a injeção contínua, analisando a capacidade de produção e destacando as vantagens e desvantagens de cada método. Também será feita uma comparação entre a injeção cíclica com malha *nine-spot* e a injeção cíclica com um poço horizontal.

Além disso, o trabalho servirá para a familiarização e desenvolvimento de habilidades com o simulador de reservatórios STARS do CMG (Computer Modelling Group).

## **Capítulo III**

### **Aspectos Teóricos**

### 3. ASPECTOS TEÓRICOS

#### 3.1 Simulação numérica de reservatórios

A simulação numérica é um conjunto de técnicas e métodos usados na engenharia de petróleo para estimar as características e prever o comportamento de um reservatório. O uso de simuladores é essencial na indústria do petróleo, pois os valores investidos em um projeto são muito altos e é necessário prever o comportamento do reservatório para ajudar na tomada de decisões.

Os simuladores podem ser classificados de acordo com Rosa quanto a três características distintas: pelo tratamento matemático utilizado, pelo número de dimensões e pelo número de fases consideradas.

Quanto ao tratamento matemático, os simuladores podem ser do tipo *black oil* ou composicional. No modelo *black oil* se considera que cada fase presente no reservatório seja constituída de um único componente. Para o modelo composicional, os componentes individuais de cada fase são considerados.

Com relação ao número de dimensões, o simulador pode ser unidimensional, quando só admite fluxo em uma única direção, bidimensional, quando admite o fluxo em duas direções ou tridimensional, onde se considera o fluxo nas três direções.

Considerando o número de fases, os simuladores podem ser monofásicos, onde só se admite uma única fase (gás, óleo ou água), bifásicos, que consideram duas fases (normalmente óleo e água) ou trifásico, onde são consideradas todas as fases.

Por se tratar de um estudo de um método térmico, será utilizado o simulador STARS (*Advanced Process & Thermal Reservoir Simulator*), do Computer Modelling Group (CMG). O STARS pode ser classificado como um simulador composicional, tridimensional e trifásico.

### 3.2 Métodos de recuperação avançada

Os reservatórios de petróleo inicialmente possuem uma determinada quantidade de energia, chamada de energia primária. Com a produção, o reservatório é depletado e essa energia primária é dissipada. Para compensar os efeitos dessa depleção, foram desenvolvidos os métodos de recuperação convencionais. Os dois principais são a injeção de água e a injeção de gás imiscível. Esses métodos funcionam através da manutenção da pressão do reservatório, sem alterar as características do óleo. Os principais tipos de métodos de recuperação podem ser visualizados na Figura 3.1.

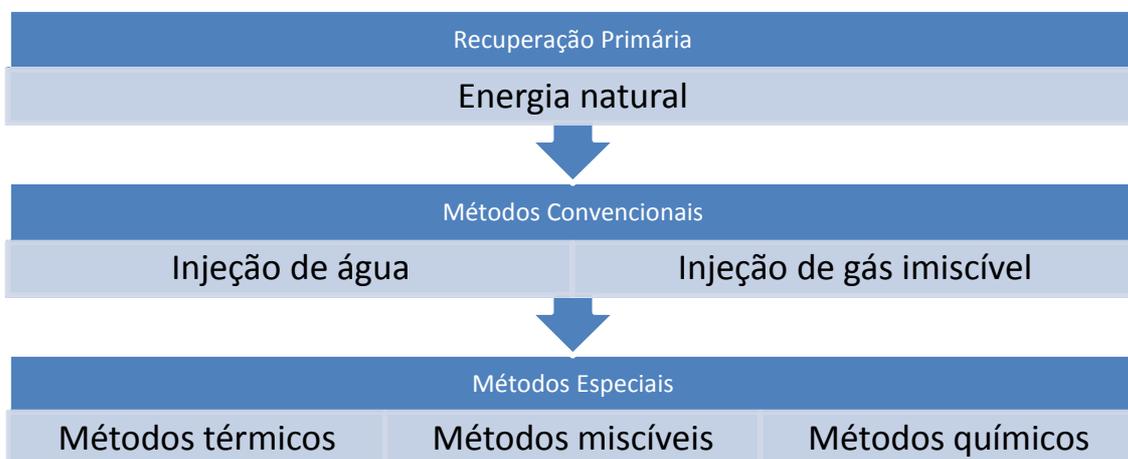


Figura 3.1: Métodos de recuperação avançada.

Mesmo com a recuperação secundária, parte de óleo ainda fica retido no reservatório. No caso da injeção de água por exemplo, a eficiência total do método é determinada pela eficiência de varrido horizontal, pelo fator de contato e pela eficiência de deslocamento. Nesse sentido, os métodos especiais de recuperação tentam melhorar os fatores de eficiência para recuperar uma parte adicional do óleo remanescente (ROSA, 2006).

Os métodos miscíveis são usados para recuperar o óleo residual retido pelas forças capilares. Seu mecanismo consiste em injetar um fluido miscível com o óleo, aumentando assim a saturação do novo fluido formado, facilitando o escoamento.

Já os métodos químicos funcionam através da correção da mobilidade (injeção de polímero) ou através da diminuição da tensão interfacial água-óleo (injeção de tensoativos).

Os métodos térmicos tem como mecanismo principal o aumento da temperatura e diminuição da viscosidade do óleo para facilitar a produção. O método abordado neste trabalho, a injeção de vapor, é classificado como um método térmico.

### **3.3 Métodos térmicos**

A mobilidade de um fluido é a razão entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade. Os métodos térmicos aplicam calor ao reservatório, reduzindo assim a viscosidade do óleo e melhorando portanto sua mobilidade. Outro mecanismo básico de funcionamento dos métodos térmicos é a dilatação do óleo após o aquecimento. Durante uma injeção de vapor o óleo pode se expandir de 10 a 20%, gerando energia e facilitando a produção. (ROSA, 2006).

Os métodos térmicos podem ser divididos em injeção de fluidos quentes ou em combustão *in-situ*. A injeção de fluidos quentes é composta pelos métodos de injeção de água quente, injeção cíclica de vapor e injeção contínua de vapor. Neste trabalho iremos focar na injeção cíclica de vapor, comparando os resultados com a injeção contínua.

A aplicação de um método de injeção de fluido quente requer um reservatório com características específicas. O reservatório precisa ter baixa profundidade, para minimizar as perdas de calor, além disso, o calor latente é maior para pressões mais baixas. Finalmente, é preciso que o reservatório tenha uma espessura mínima (de 9 a 15m) para limitar as perdas de calor.

#### **3.3.1 Injeção cíclica de vapor**

Esse método foi descoberto acidentalmente pela empresa Shell na Venezuela durante uma injeção contínua de vapor, quando foi perdido o

controle de um poço injetor e este passou a produzir óleo com uma vazão maior do que a de um poço convencional.

O método pode ser bastante eficiente, especialmente nos primeiros ciclos. Apesar disso, seu fator de recuperação é de 20 a 25%, menor do que outros métodos como o SAGD. Ainda assim, o método pode ser economicamente mais vantajoso, devido ao seu custo reduzido quando comparado a outros métodos.

A injeção é considerada cíclica pois ocorre em três fases distintas. A primeira consiste em injetar vapor durante um período de tempo, chamada fase de injeção, depois deixa-se o vapor aquecer o óleo durante a fase de *soaking* e finalmente, o óleo é escoado na fase de produção. A Figura 3.2 mostra as fases da injeção cíclica.

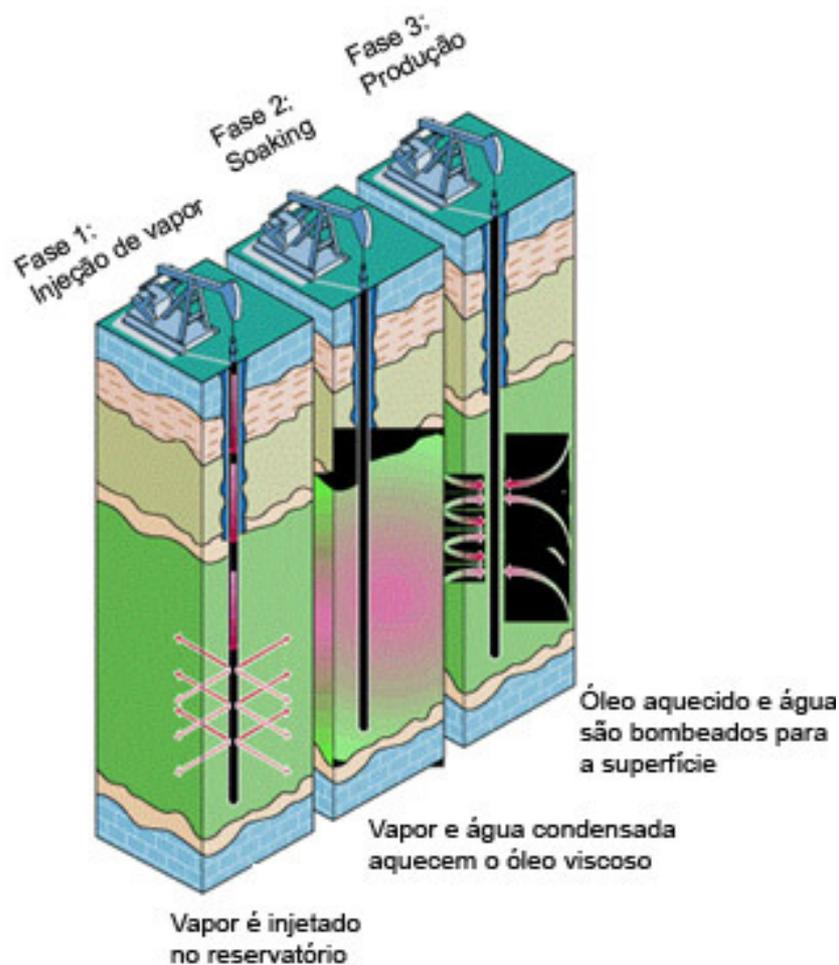


Figura 3.2: Injeção cíclica de vapor. (Fonte: Sefton Resources Inc.)

A fase de injeção possui uma duração média 5 a 15 dias, deve-se injetar o volume de vapor calculado de maneira rápida e é sugerida a injeção de 10 a 100 toneladas de vapor por metro de espessura efetiva do reservatório. Na fase de soaking, o poço permanece fechado e o calor latente do vapor (calor liberado na mudança de fase) é transferido para a rocha e para o óleo. Sua duração costuma ser de 2 a 10 dias. Durante a fase de produção, o poço é aberto e o óleo aquecido é produzido, porém, a água condensada é produzida em grande quantidade juntamente com o óleo. Os poços podem ser surgentes, mas normalmente são equipados com bombeio mecânico.

Os principais parâmetros operacionais do método são a vazão de injeção de vapor, o tempo de injeção, o tempo de soaking, o tempo de produção, a qualidade (título) do vapor injetado e a temperatura do vapor.

O aumento da temperatura do reservatório faz com que ocorra uma diminuição na viscosidade do óleo, aumentando assim sua mobilidade e facilitando sua extração. Essa redução de viscosidade é temporária, pois com o passar do tempo o óleo vai sendo resfriado. Dentre as desvantagens do método destacam-se o alto custo para a geração do vapor e a infraestrutura de geradores e compressores necessária.

Na injeção cíclica é comum a produção de grandes volumes de água, decorrente do vapor condensado, tornando o manuseio da água produzida um fator importante para o método (ROSA, 2006).

### **3.3.2 Uso de poços horizontais na injeção cíclica**

A indústria petrolífera vem utilizando a injeção cíclica em poços horizontais com sucesso na produção de reservatórios de óleo betuminoso. Quando comparada ao método SAGD, a injeção cíclica possui a vantagem de utilizar apenas um poço, resultando em um investimento mais baixo, apesar de geralmente resultar em um menor fator de recuperação.

Em Alberta, no Canadá, esse tipo de injeção vem sendo utilizada no desenvolvimento da formação *Clearwater*, em Cold Lake. De acordo com Scott (2002), a injeção cíclica apresentou fatores de recuperação significativamente maiores que o SAGD nessa mesma formação.

Como pode ser observada na Figura 3.3, a injeção é feita da mesma maneira que em poços verticais, com uma fase de injeção, uma fase de soaking e em seguida uma fase de produção.

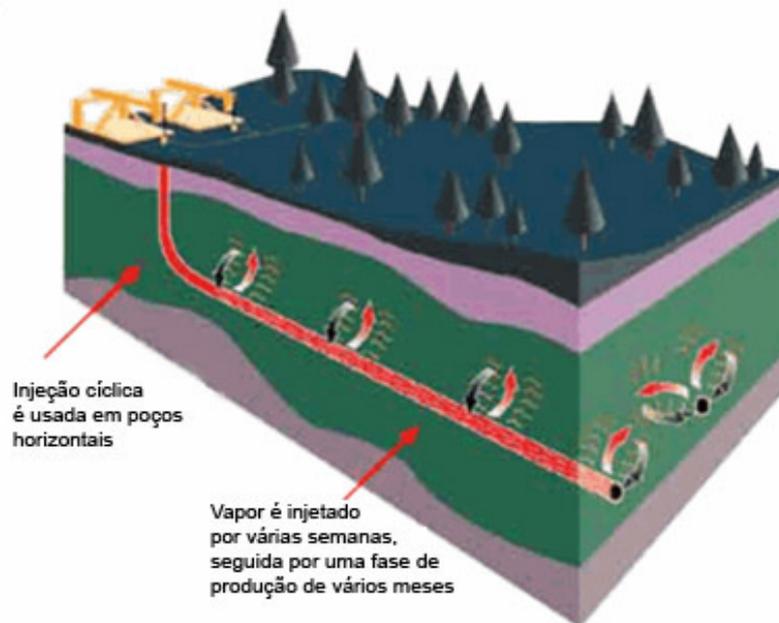


Figura 3.3: Injeção cíclica em poços horizontais. (Fonte: Canadian Natural)

### 3.3.3 Injeção contínua de vapor

Na injeção contínua, diferente da cíclica, são utilizados poços distintos para injeção e produção. A injeção em malhas repete um mesmo padrão por toda a extensão do reservatório, com um único poço produtor central cercado por poços injetores, a malha do tipo *five-spot* por exemplo possui quatro injetores e um produtor. Também é possível injetar com a malha “invertida”, com um poço injetor no centro cercado por poços produtores.

Com a injeção, uma zona de vapor é formada ao redor dos poços injetores, com uma frente de água condensada adiante. Essa frente de água condensada ajuda a deslocar o óleo, melhorando assim o fator de recuperação quando comparada a recuperação da injeção cíclica. Na Figura 3.4 pode-se observar a formação dessa frente de água quente empurrando o óleo até o poço produtor.

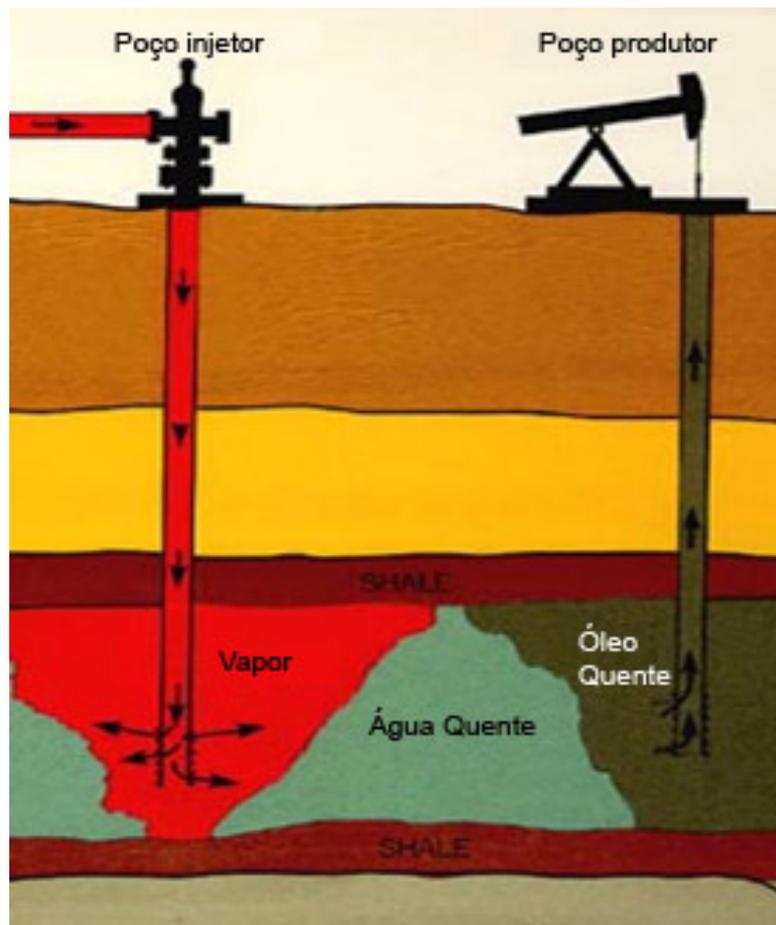


Figura 3.4: Injeção contínua de vapor. (Fonte: U.S. department of energy)

**Capítulo IV**

**Metodología**

## 4. METODOLOGIA

O estudo foi realizado através de simulações de um reservatório de óleo pesado produzindo com injeção cíclica ou contínua. O modelo de fluido foi gerado utilizando dados experimentais, depois foi criado o modelo 3D do reservatório e foram feitas as simulações com diversas configurações.

### 4.1 Modelo de fluido

No desenvolvimento deste trabalho, foi utilizado o software WinProp (*Phase Behaviour & Fluid Program*), do *Computer Modelling Group* (CMG), para criar o modelo de fluido do reservatório. O WinProp é uma ferramenta capaz de caracterizar o fluido do reservatório a partir de análises PVT feitas em laboratório.

Para criar o modelo de fluido a Tabela 4.1 foi inserida no WinProp, com a composição inicial do óleo. Devido à alta fração de componentes pesados, o óleo do reservatório estudado pode ser classificado como pesado de acordo com a ANP, com grau API de 16,76 (densidade relativa de 0,9544). Essa alta fração de componentes pesados fica mais evidente observando a Figura 4.1, com os componentes agrupados para facilitar a visualização.

| Componente      | Composição molar (%) | Componente       | Composição (%) |
|-----------------|----------------------|------------------|----------------|
| CO <sub>2</sub> | 0,45                 | C <sub>9</sub>   | 0,04           |
| N <sub>2</sub>  | 0,27                 | C <sub>10</sub>  | 0,12           |
| C <sub>1</sub>  | 9,91                 | C <sub>11</sub>  | 0,63           |
| C <sub>2</sub>  | 0,18                 | C <sub>12</sub>  | 0,73           |
| C <sub>3</sub>  | 0,27                 | C <sub>13</sub>  | 1,39           |
| iC <sub>4</sub> | 0,1                  | C <sub>14</sub>  | 2,06           |
| nC <sub>4</sub> | 0,13                 | C <sub>15</sub>  | 2,73           |
| iC <sub>5</sub> | 0,04                 | C <sub>16</sub>  | 1,41           |
| nC <sub>5</sub> | 0,05                 | C <sub>17</sub>  | 2,15           |
| C <sub>6</sub>  | 0,05                 | C <sub>18</sub>  | 1,53           |
| C <sub>7</sub>  | 0,07                 | C <sub>19</sub>  | 4,03           |
| C <sub>8</sub>  | 0,1                  | C <sub>20+</sub> | 71,56          |

Tabela 4.1: Composição inicial do óleo.

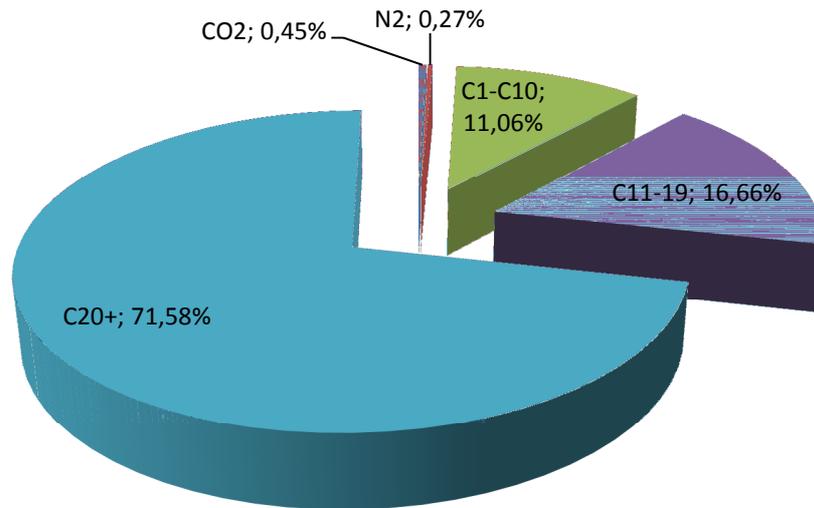


Figura 4.1: Composição inicial do óleo.

Para diminuir o tempo das simulações, os hidrocarbonetos foram agrupados em pseudo-componentes utilizando a ferramenta lumping do WinProp.

Foram inseridos também os dados experimentais para fator volume de formação do óleo ( $B_o$ ), razão de solubilidade ( $R_s$ ), viscosidade do óleo ( $\mu_o$ ) e densidade do óleo ( $\rho_o$ ), que podem ser vistos na Tabela 4.2. A partir desses dados e utilizando técnicas de regressão, o WinProp gerou o modelo de fluido utilizado nas simulações.

| Pressão - (kgf/cm <sup>2</sup> ) | $B_o$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> std) | $R_s$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> std) | $\mu_o$ (cP) |
|----------------------------------|--|--|--------------|
| 71,03                            | 1,0241                                     | 6,35                                       | 819,2        |
| 61,03                            | 1,0254                                     | 6,35                                       | 794,4        |
| 51,03                            | 1,0268                                     | 6,35                                       | 769,6        |
| 41,03                            | 1,0282                                     | 6,35                                       | 741,6        |
| 27,03                            | 1,0304                                     | 6,35                                       | 706,2        |
| 16,03                            | 1,024                                      | 3,87                                       | 816,3        |
| 1,03                             | 1,0138                                     | 0  | 1121,1       |

Tabela 4.2: Dados de laboratório do óleo.

Além desses dados, a Tabela 4.3 também foi utilizada no WinProp. Ela contém as permeabilidades relativas óleo-água e líquido-gás, onde  $S_{w1}$  é a saturação de água,  $K_{rw}$  é a permeabilidade relativa da água,  $K_{row}$  é a permeabilidade relativa óleo-água,  $P_{cwo}$  é a pressão capilar água-óleo,  $S_{l1}$  é a saturação de líquido,  $K_{rg}$  é a permeabilidade relativa do gás,  $K_{rog}$  é a permeabilidade relativa óleo-gás e  $P_{cog}$  é a pressão capilar óleo-gás.

| <b>Sw1</b>    | <b>Krw</b> | <b>Krow</b> | <b>Pcwo</b> | <b>S<sub>l1</sub></b> | <b>Krg</b> | <b>Krog</b> | <b>Pcog</b> |
|---------------|------------|-------------|-------------|-----------------------|------------|-------------|-------------|
| <b>0,35</b>   | 0          | 0,9         | 2,416       | <b>0,77</b>           | 0,45       | 0           | 0,1441      |
| <b>0,3753</b> | 0,0018     | 0,8285      | 1,697       | <b>0,7853</b>         | 0,406      | 0,0139      | 0,1307      |
| <b>0,4006</b> | 0,0051     | 0,758       | 1,229       | <b>0,8007</b>         | 0,363      | 0,0395      | 0,1188      |
| <b>0,4258</b> | 0,0094     | 0,6886      | 0,913       | <b>0,816</b>          | 0,322      | 0,0726      | 0,1083      |
| <b>0,4511</b> | 0,0145     | 0,6203      | 0,694       | <b>0,8237</b>         | 0,283      | 0,1117      | 0,0989      |
| <b>0,4764</b> | 0,0202     | 0,5533      | 0,537       | <b>0,839</b>          | 0,245      | 0,1564      | 0,0906      |
| <b>0,5017</b> | 0,0266     | 0,4876      | 0,423       | <b>0,8543</b>         | 0,209      | 0,2048      | 0,0831      |
| <b>0,5269</b> | 0,0335     | 0,4233      | 0,338       | <b>0,8697</b>         | 0,175      | 0,2587      | 0,0764      |
| <b>0,5522</b> | 0,0409     | 0,3607      | 0,273       | <b>0,885</b>          | 0,143      | 0,3161      | 0,0703      |
| <b>0,5775</b> | 0,0488     | 0,2997      | 0,224       | <b>0,9003</b>         | 0,114      | 0,3769      | 0,0649      |
| <b>0,6028</b> | 0,0572     | 0,2409      | 0,185       | <b>0,9157</b>         | 0,0866     | 0,4421      | 0,06        |
| <b>0,6281</b> | 0,0659     | 0,1843      | 0,154       | <b>0,931</b>          | 0,062      | 0,5096      | 0,0555      |
| <b>0,6533</b> | 0,0751     | 0,1305      | 0,13        | <b>0,9387</b>         | 0,0402     | 0,5805      | 0,0515      |
| <b>0,6786</b> | 0,0847     | 0,0802      | 0,11        | <b>0,954</b>          | 0,0219     | 0,6547      | 0,0478      |
| <b>0,7039</b> | 0,0947     | 0,0349      | 0,094       | <b>0,9693</b>         | 0,0077     | 0,7313      | 0,0444      |
| <b>0,7292</b> | 0,105      | 0           | 0,081       | <b>0,9847</b>         | 0          | 0,8111      | 0,0414      |
| <b>1</b>      | 0,35       | 0           | 0,022       | <b>1</b>              | 0          | 0,9         | 0,0384      |

Tabela 4.3: Permeabilidades relativas água-óleo e líquido-gás.

## 4.2 Modelagem do reservatório

Para a modelagem do reservatório foi utilizado o módulo builder do simulador STARS, que permite o desenvolvimento e visualização em 2D e 3D do modelo criado. As simulações foram feitas para um período de 15 anos, começando em 01/01/2000 e terminando em 01/01/2015.

O reservatório possui 320 metros de comprimento, 290 metros de largura e 43 metros de espessura. Com o objetivo de diminuir o tempo das simulações, a malha foi dividida em 9600 blocos, com 30 divisões na direção  $i$ , 20 na direção  $k$  e 16 na direção  $j$ .

A Figura 4.2 mostra o modelo original. A baixa quantidade de blocos não permite precisão para determinar a que camada pertence um determinado bloco, sendo assim, os blocos foram alocados nas camadas que continham a maior parte da sua área, resultando num modelo bem próximo ao original, como pode ser visto na Figura 4.3.

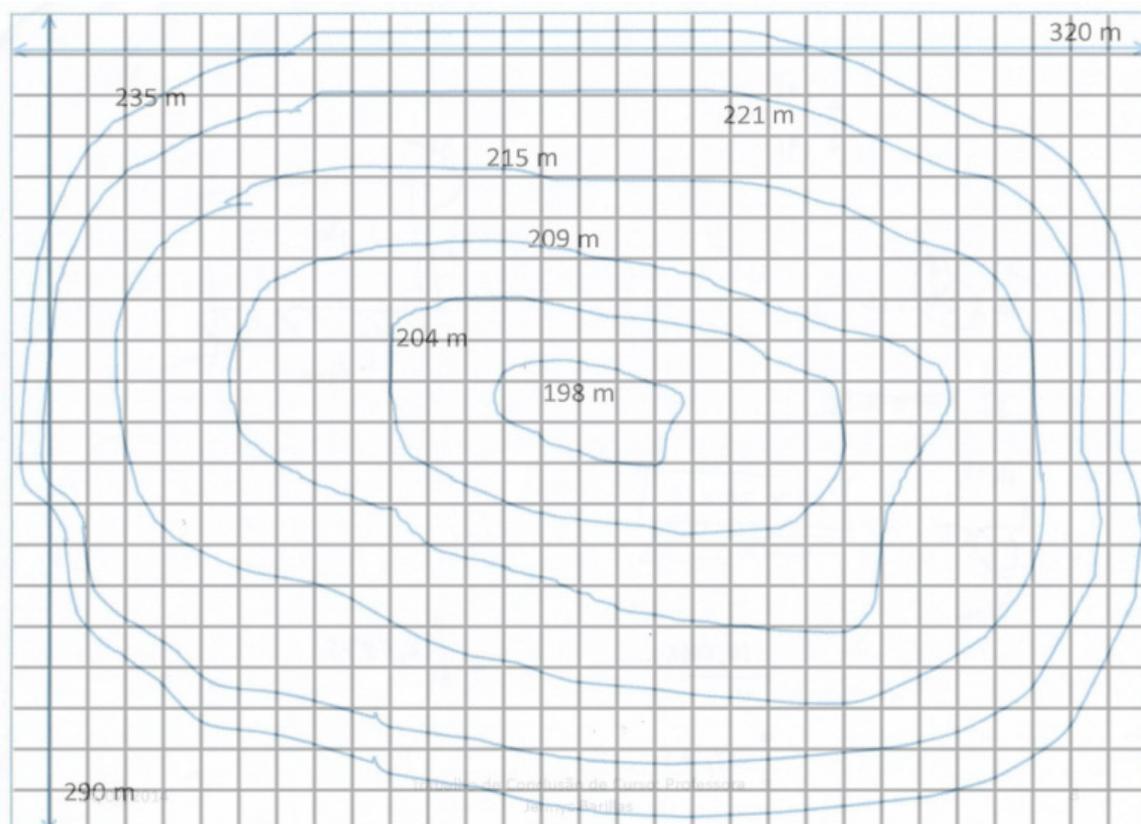


Figura 4.2: Modelo original da malha, mostrando as curvas de nível.

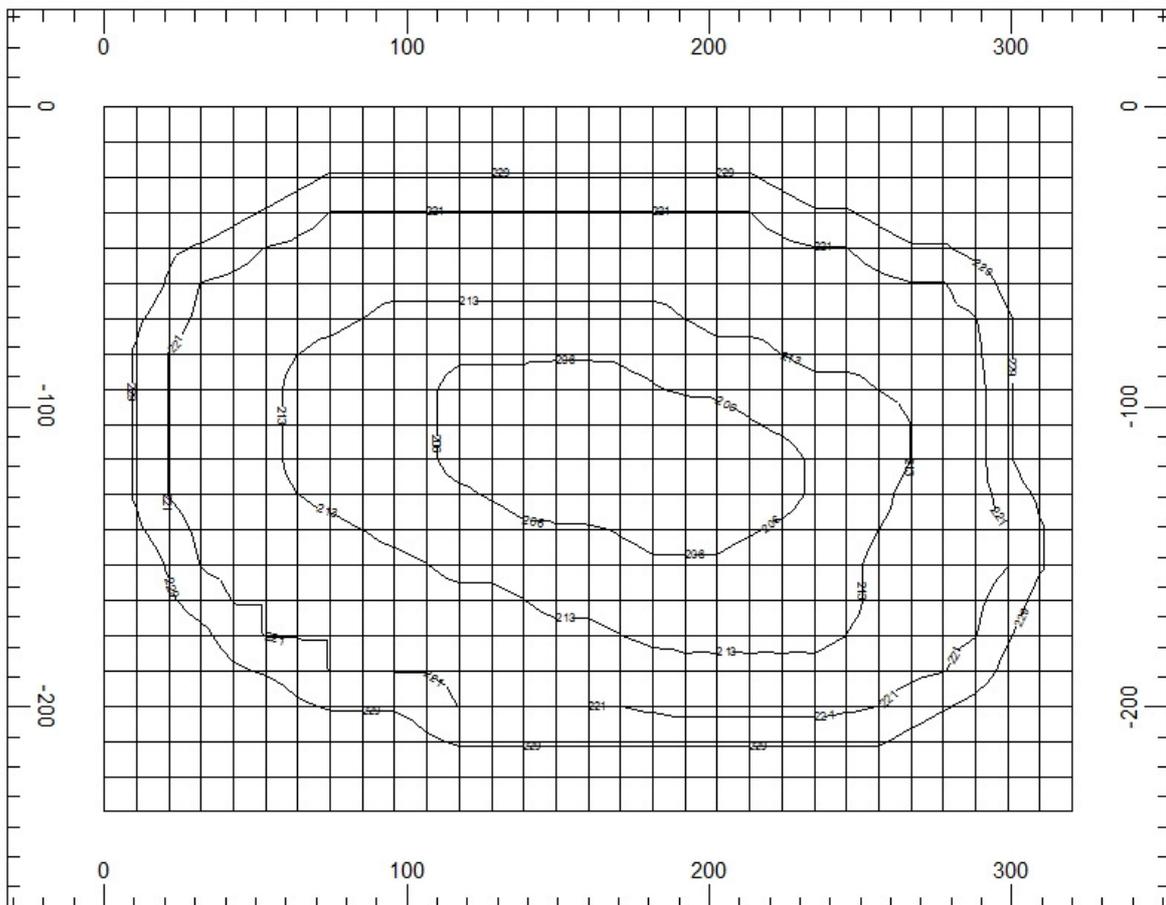


Figura 4.3: Modelo gerado no simulador.

O reservatório pode ser considerado raso, com o topo da formação localizado a apenas 198 metros de profundidade. A baixa profundidade facilita a perfuração de poços verticais, mas pode impossibilitar a perfuração de poços horizontais, devido a falta de distância para ganhar ângulo. Além disso, a baixa profundidade resulta numa pressão inicial média de apenas 287 psi e uma temperatura inicial média de 38 °C.

A porosidade média em toda a extensão do reservatório é de 23%, com uma saturação de óleo inicial média de 26%. O volume de óleo in place é de 159800 m<sup>3</sup> e o contato água-óleo ocorre na profundidade de 240 metros. A permeabilidade horizontal é de 1100 mD e a permeabilidade vertical é de 121 mD.

As propriedades térmicas da rocha reservatório e dos fluidos podem ser vistas na Tabela 4.4.

|                                 | <b>Capacidade Calorífica<br/>Volumétrica - Btu/(ft<sup>3</sup> °F)</b> | <b>Condutividade Térmica -<br/>Btu/(m * dia * °F)</b> |
|---------------------------------|--|---|
| <b>Rocha<br/>Reservatório</b>   | 35   | 78,74   |
| <b>Formação<br/>Overburden</b>  | 35   | 78,74   |
| <b>Formação<br/>Underburden</b> | 35   | 78,74   |
| <b>Fase Água</b>                | -  | 28,54   |
| <b>Fase Óleo</b>                | -  | 5,91  |
| <b>Fase Gás</b>                 | -  | 1,97  |

Tabela 4.4: Propriedades térmicas dos sistema.

### 4.3 Configuração dos poços

Os parâmetros operacionais dos poços, com exceção da vazão de injeção, foram mantidos constantes em todas as simulações. Para os produtores foi utilizada uma pressão mínima de fundo de poço de 27 psi e vazão máxima de 750 m<sup>3</sup>/d, nos injetores foi utilizada uma pressão de fundo máxima de 1000 psi. O canhoneio dos poços foi feito apenas na zona de óleo, deixando distância da zona de água.

Inicialmente foram utilizados apenas poços verticais, com sua alocação feita seguindo uma malha de injeção do tipo *nine-spot*. Para a injeção contínua, foram feitas simulações com a malha *nine-spot* normal e invertida.

Devido ao formato do reservatório, os poços não foram distribuídos de maneira simétrica. A distribuição foi feita seguindo a configuração da malha e tentando atingir o maior volume da zona de óleo possível.

A Figura 4.4 mostra a configuração final dos poços para a malha normal, numa vista 3D com a saturação de óleo inicial do reservatório. A Figura 4.5 mostra a malha invertida.

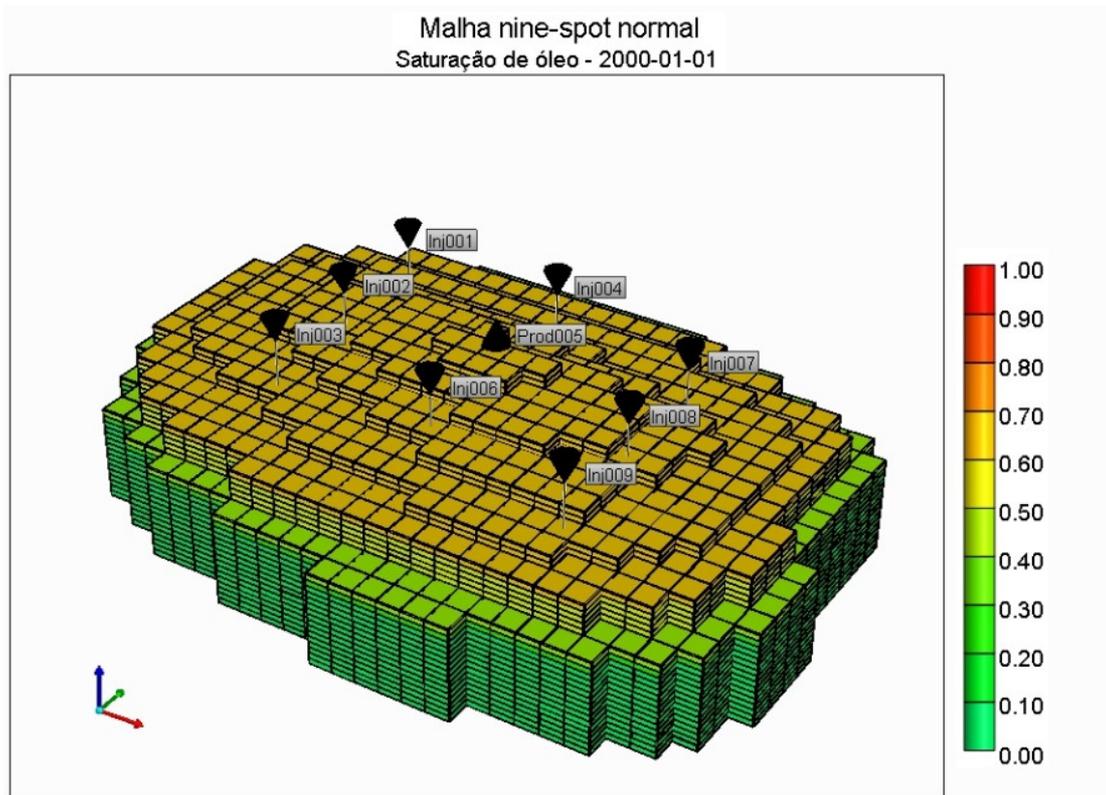


Figura 4.4: Malha nine-spot normal.

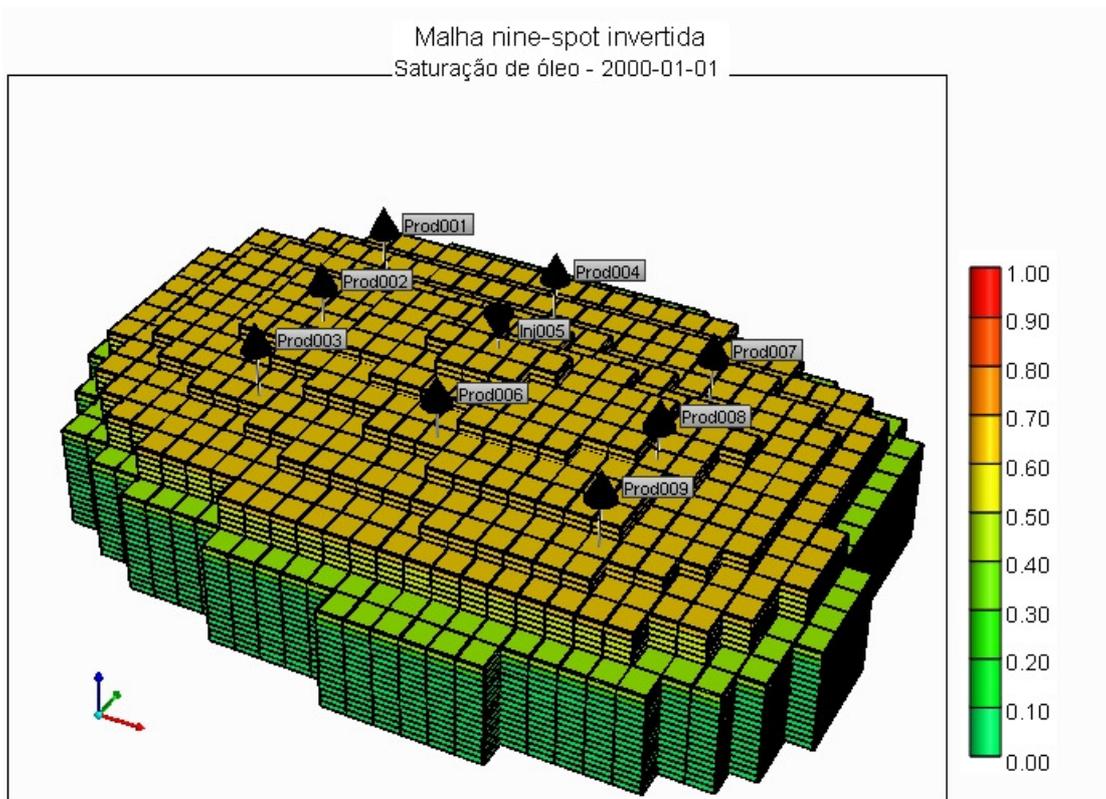


Figura 4.5: Malha nine-spot invertida.

Para a simulação da injeção cíclica com poço horizontal, o poço foi posicionado próximo ao centro do reservatório e a certa distância da zona de água. A Figura 4.6 mostra um corte no reservatório, deixando o poço horizontal em evidência.

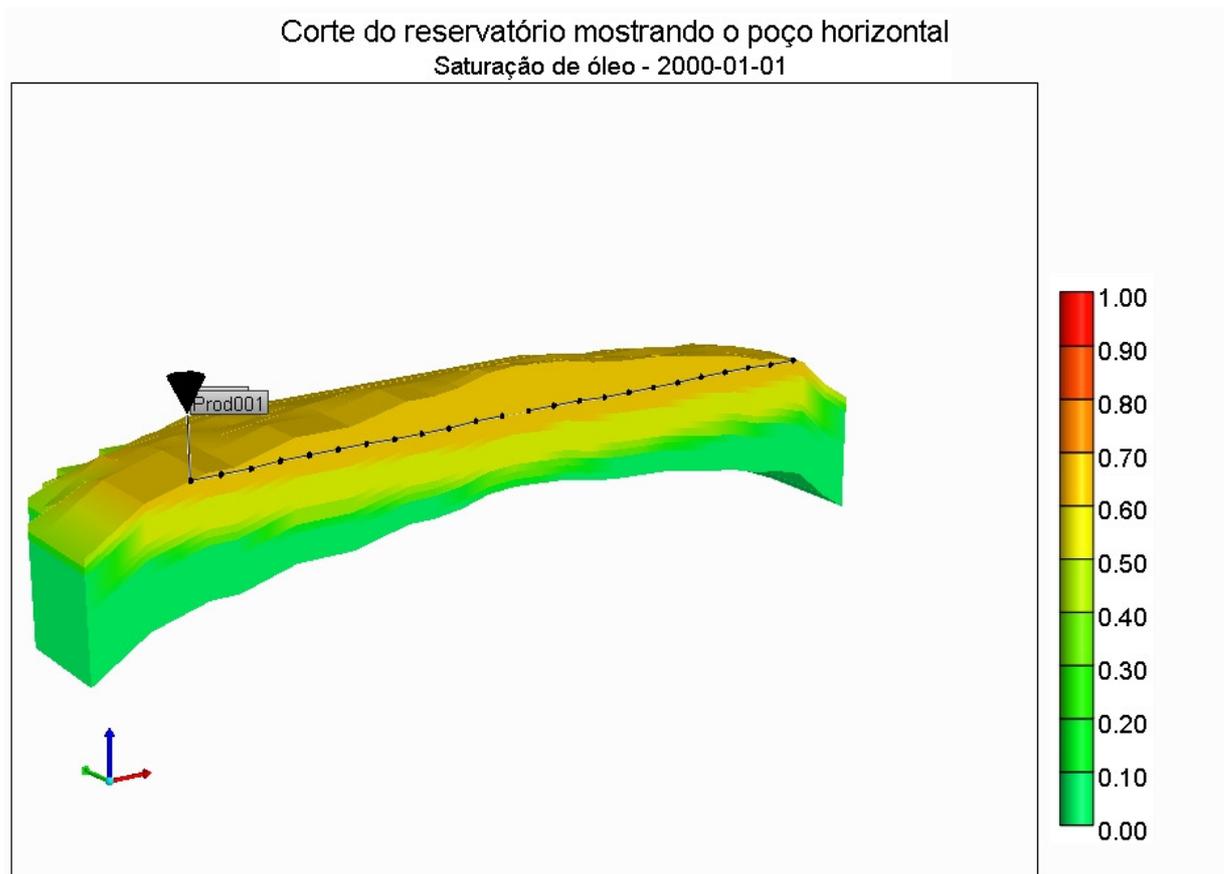
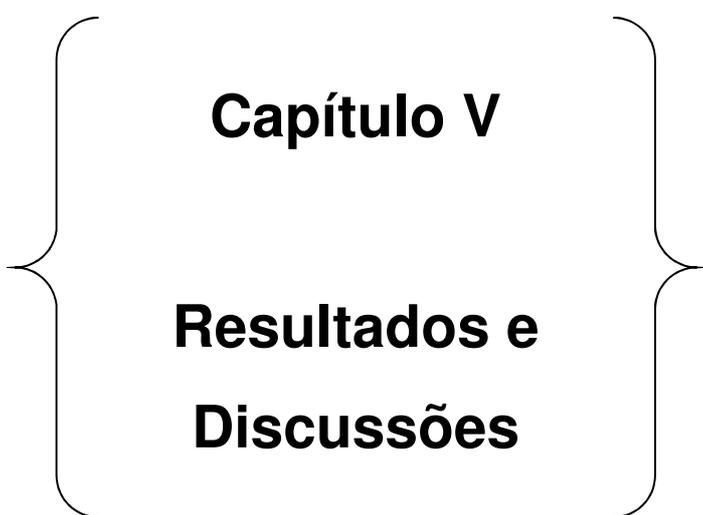


Figura 4.6: Corte do reservatório mostrando o poço horizontal.



**Capítulo V**

**Resultados e  
Discussões**

## **5. RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Para o estudo realizado neste trabalho, alguns parâmetros operacionais da injeção cíclica foram mantidos constantes, como tempo de injeção e tempo de soaking. Os parâmetros que foram variados para analisar seu efeito no fator de recuperação foram vazão de injeção, tempo entre os ciclos de injeção e qualidade do vapor. Nas simulações iniciais, a qualidade do vapor utilizada foi de 50% com temperatura de 232 °C.

### **5.1 Análise da injeção cíclica**

#### **5.1.1 Tempo de injeção**

De acordo com Queiroz (2006, p. 104) “A produção acumulada de óleo aumenta com o aumento do tempo de injeção, pois a quantidade de vapor recebida é maior para um maior tempo de injeção”. Sendo assim, para as simulações da injeção cíclica o período de injeção utilizado foi de 30 dias, o maior valor sugerido pela literatura.

#### **5.1.2 Tempo de soaking**

O tempo de soaking é de grande importância na injeção, pois durante este intervalo o poço permanece fechado para permitir a troca de calor entre o vapor injetado e o óleo do reservatório.

A variação no tempo de soaking não resulta em mudanças significativas no fator de recuperação (QUEIROZ, 2006). Portanto o tempo de soaking utilizado nas simulações foi de 7 dias, o menor sugerido na literatura.

### 5.1.3 Frequência dos ciclos de injeção

Na injeção cíclica os poços são abertos para produção após o período de soaking, sendo mantidos em produção até atingir um limite mínimo para recomençar a injeção. Para analisar o efeito da frequência dos ciclos de injeção, a vazão de injeção de vapor por poço foi mantida constante e igual a 50 m<sup>3</sup>/d.

A primeira simulação foi feita com intervalos de dois anos entre os ciclos de injeção, mas foi verificado que os poços só produzem por um curto período de tempo após o fim da injeção, passando muito tempo sem nenhuma vazão de óleo, como pode ser observado na Figura 5.1.

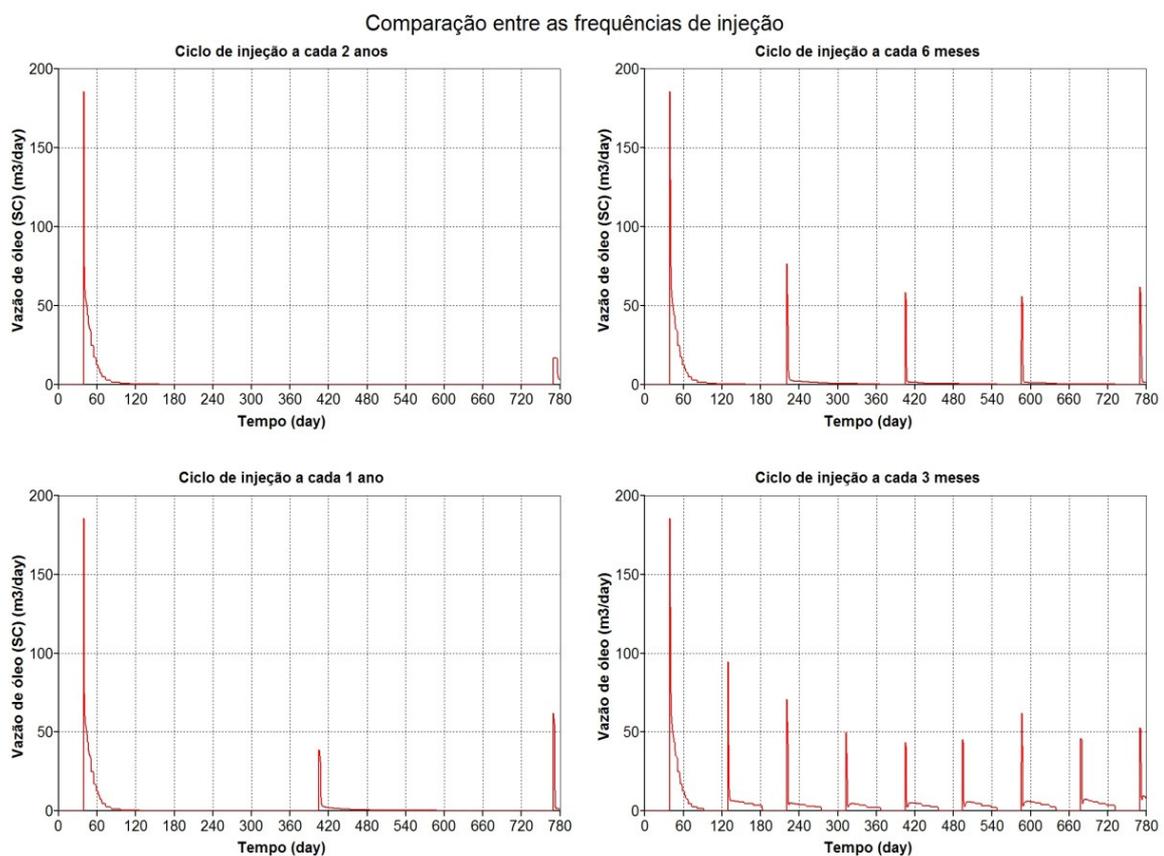


Figura 5.1: Comparação entre as frequências de injeção.

Para tentar diminuir o tempo que os poços passam sem produzir, foram simulados ciclos de injeção a cada ano, a cada seis meses e a cada três meses.

É possível que a realização de um ciclo de injeção a cada três meses seja inviável prática, devido a restrições operacionais e a grande quantidade de ciclos. Mesmo assim a análise com ciclos a cada três meses foi feita, para observar o comportamento do reservatório e comparar com as outras configurações do sistema.

Como era esperado, as simulações com maior quantidade de ciclos de injeção resultaram em fatores de recuperação mais altos, como pode ser observado na Figura 5.2.

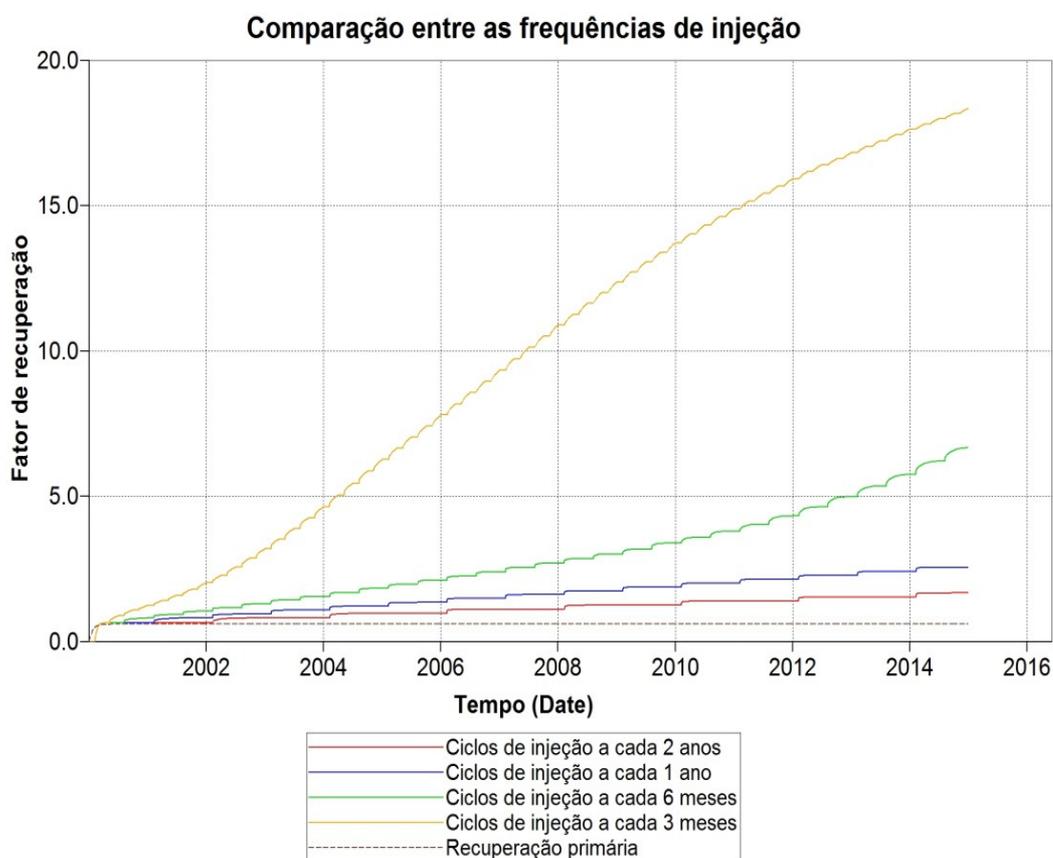


Figura 5.2: Fator de recuperação para diferentes frequências de injeção.

Devido a sua alta viscosidade, o óleo ao redor dos poços só escoar por um curto período de tempo após o fim da injeção, portanto, quanto mais ciclos de injeção maior a produção de óleo. Além disso, a maior quantidade de vapor injetado permite uma melhor drenagem ao redor dos poços. Esse fato fica evidente ao comparar a Figura 5.3 com a Figura 5.4.

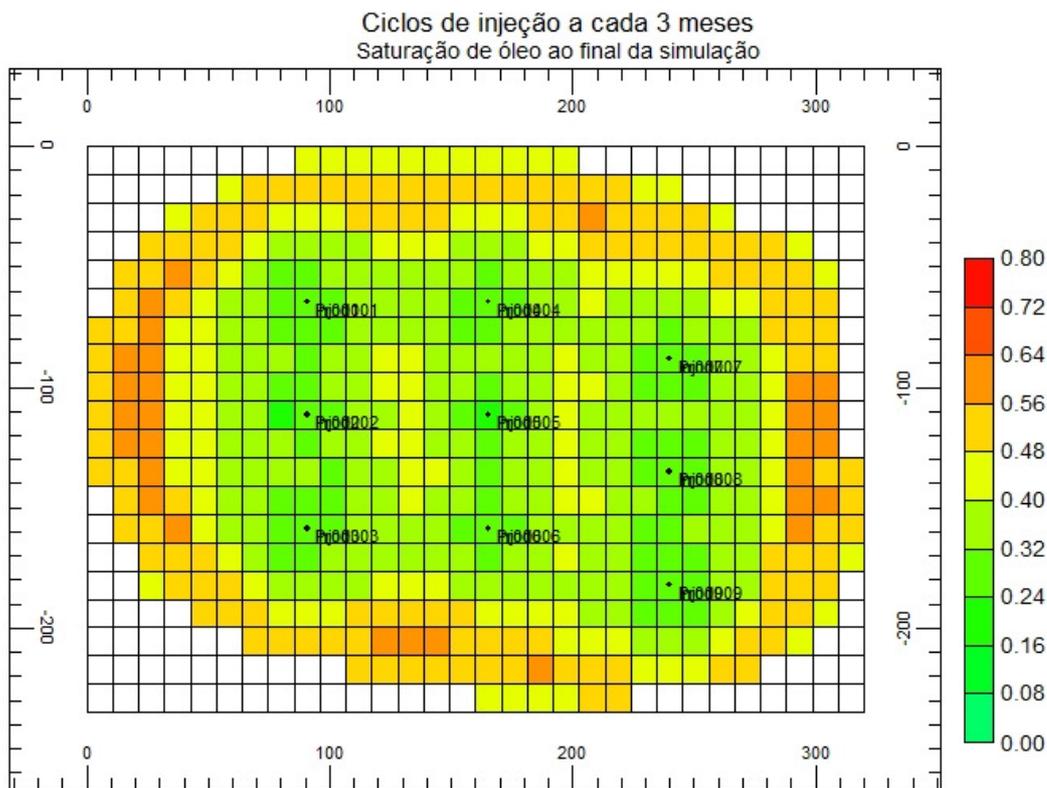


Figura 5.3: Saturação de óleo ao final da simulação para ciclos de injeção a cada ano.

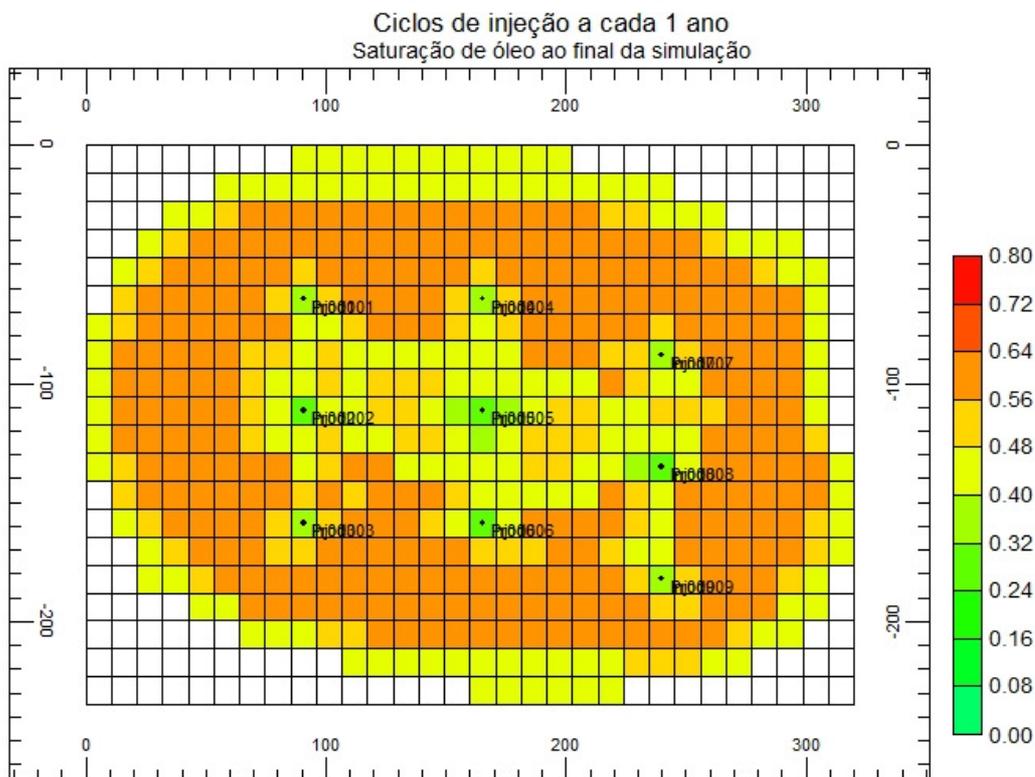


Figura 5.4: Saturação de óleo ao final da simulação para ciclos de injeção a cada três meses.

A Razão Óleo-Vapor (ROV) é um bom indicador da eficiência energética dos métodos de injeção de vapor. A ROV apresentou um comportamento distinto para as diferentes frequências de injeção, com seu valor caindo rapidamente para as simulações com ciclos de injeção mais frequentes. Quanto maior a frequência dos ciclos de injeção, pior a eficiência energética do método, como pode-se ver na Figura 5.5, a injeção a cada três meses obteve a pior ROV.

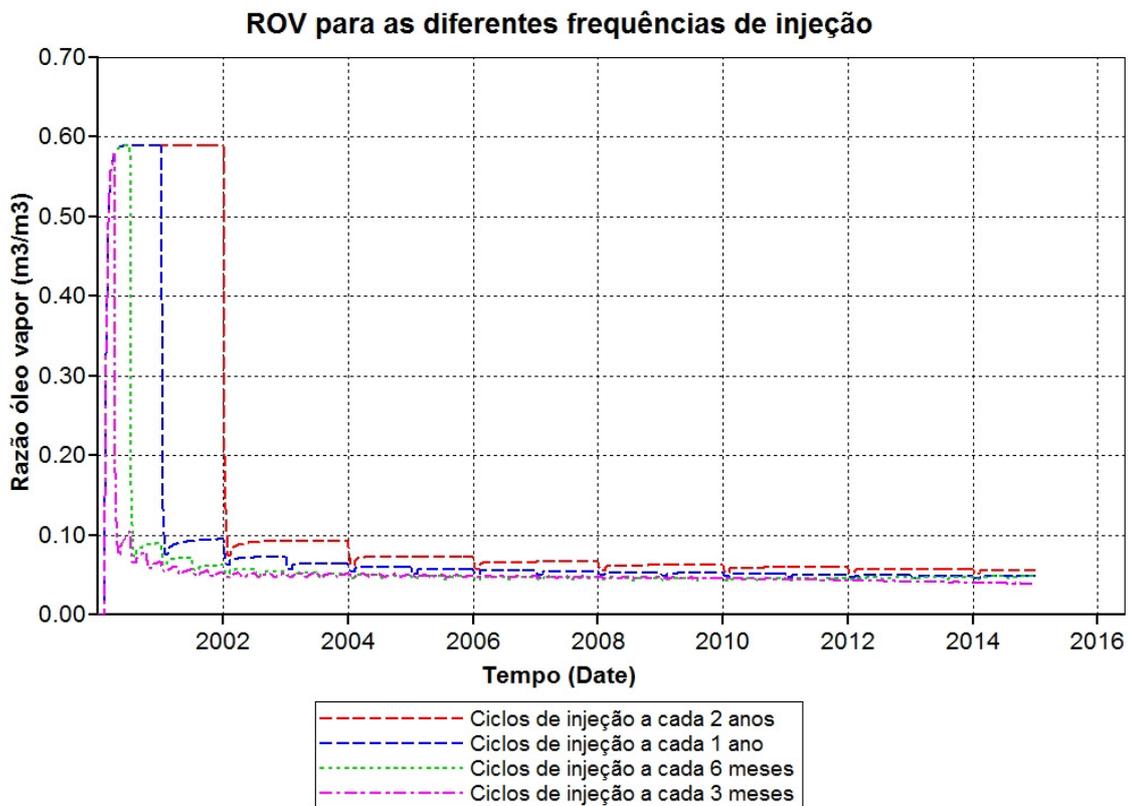


Figura 5.5: Razão Óleo-Vapor acumulada para as diferentes frequências de injeção.

Outro problema quando se aumenta a quantidade de vapor injetado além do custo adicional para a geração do vapor é o aumento da produção de água, que ocorre devido a condensação do vapor injetado.

Como pode ser observado na Tabela 5.1: produção acumulada de água. quanto mais ciclos de injeção maior será a produção de água, com a injeção a cada três meses resultando em uma produção de água 16 vezes maior que a injeção a cada dois anos.

| <b>Frequência de injeção</b> | <b>Produção acumulada de água (m<sup>3</sup> std)</b> |
|------------------------------|---|
| <b>Sem injeção</b>           | 7782  |
| <b>2 anos</b>                | 47444   |
| <b>1 ano</b>                 | 83901   |
| <b>6 meses</b>               | 222726  |
| <b>3 meses</b>               | 759461  |

Tabela 5.1: produção acumulada de água.

#### 5.1.4 Vazão de injeção

A vazão de injeção afeta diretamente a quantidade de calor transferido ao reservatório e conseqüentemente o fator de recuperação, sendo portanto um parâmetro importante para o método. Para a análise da variação na vazão de injeção foi utilizado o modelo de injeção a cada 3 meses.

Era esperado que ocorresse um aumento no fator de recuperação a medida em que se aumenta a vazão de injeção de vapor, pois o reservatório estaria recebendo uma maior quantidade de calor. Porém esse comportamento só foi observado nos dois primeiros incrementos na vazão de injeção (de 50 para 75 e 100 m<sup>3</sup>/d). A partir daí o aumento na vazão de injeção resultou numa queda no fator de recuperação.

Os fatores de recuperação para cada vazão podem ser vistos na Figura 5.6. A Figura 5.7 mostra apenas o período final do projeto, para facilitar a visualização do fator de recuperação. A vazão de 50 m<sup>3</sup>/d apresentou o pior fator de recuperação final, de 18,35%. O aumento na vazão de 50 m<sup>3</sup>/d para 75 m<sup>3</sup>/d resultou em um ganho considerável no fator de recuperação, que foi para aproximadamente 20%. As vazões de 100 m<sup>3</sup>/d e 150 m<sup>3</sup>/d apresentaram os melhores resultados, com fatores de recuperação em torno de 20,55%. O aumento na vazão de 150 m<sup>3</sup>/d para 200 m<sup>3</sup>/d ocasionou uma queda no fator

de recuperação, voltando para próximo de 20% e a vazão de 250 m<sup>3</sup>/d teve o segundo pior fator de recuperação, de 19,32%.

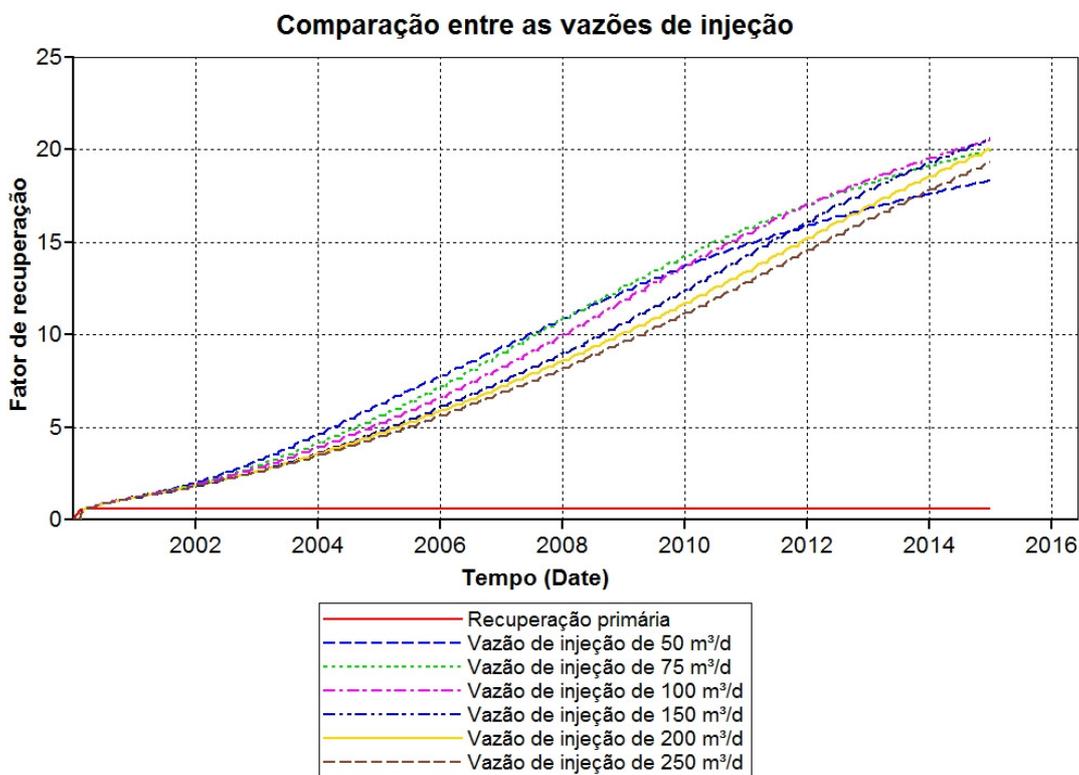


Figura 5.6: Comparação do fator de recuperação para diferentes vazões de injeção.

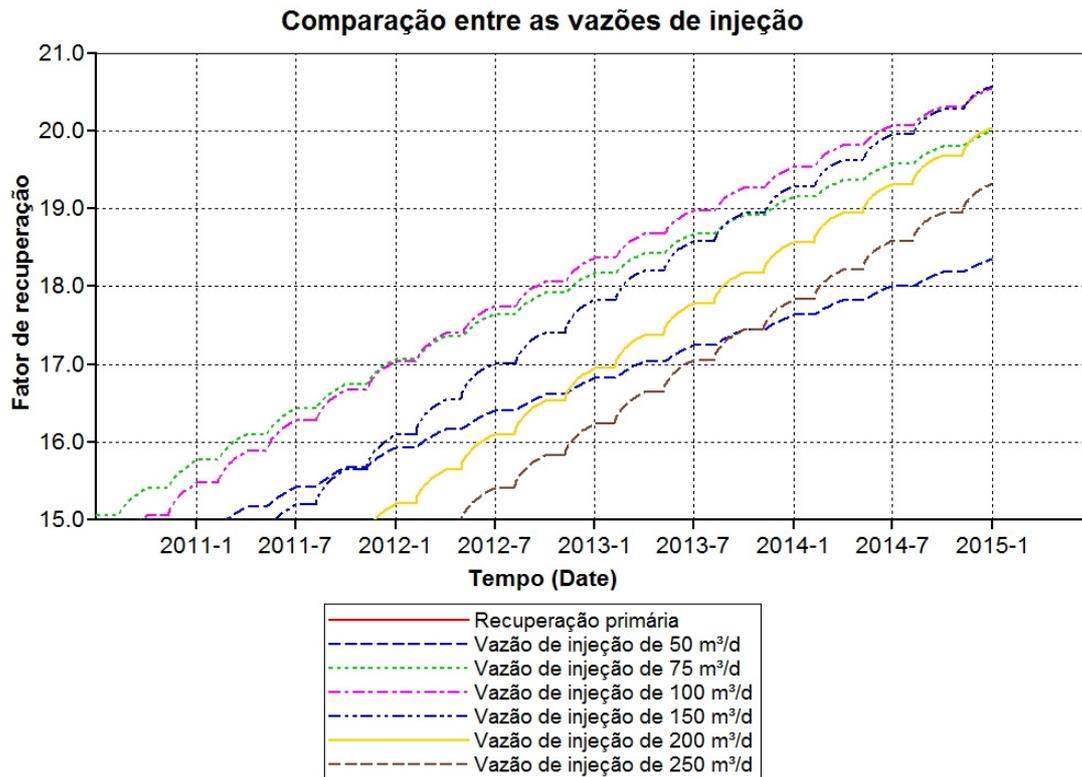


Figura 5.7: Comparação do fator de recuperação mostrando o final das simulações.

Essa queda no fator de recuperação devido ao aumento da vazão de injeção ocorre devido ao aumento da saturação de água no entorno dos poços, fazendo com que eles produzam água ao invés de óleo durante a fase de produção. As figuras Figura 5.8 e Figura 5.9 mostram um corte no reservatório evidenciando a maior saturação de água ao redor dos poços na simulação com maior vazão de injeção.

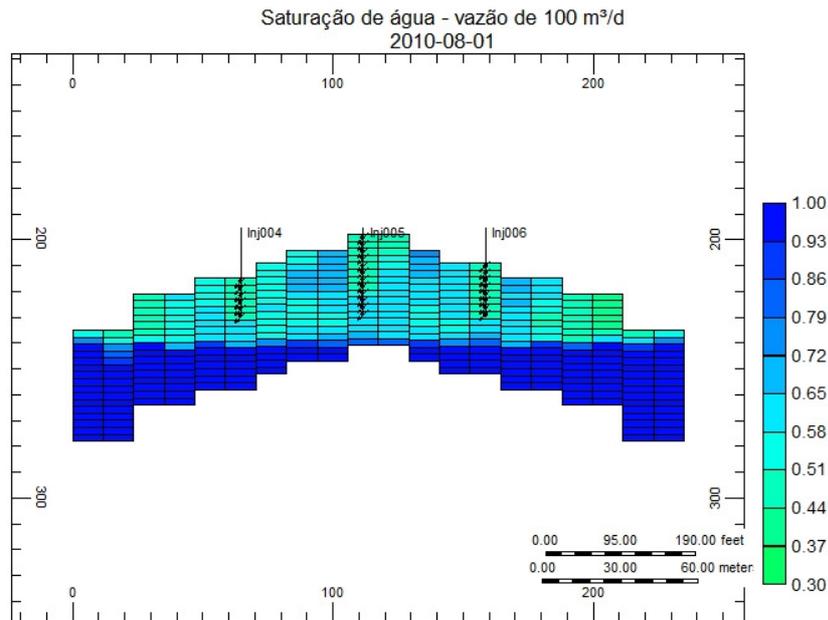


Figura 5.8: Saturação de água para vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup>/d.

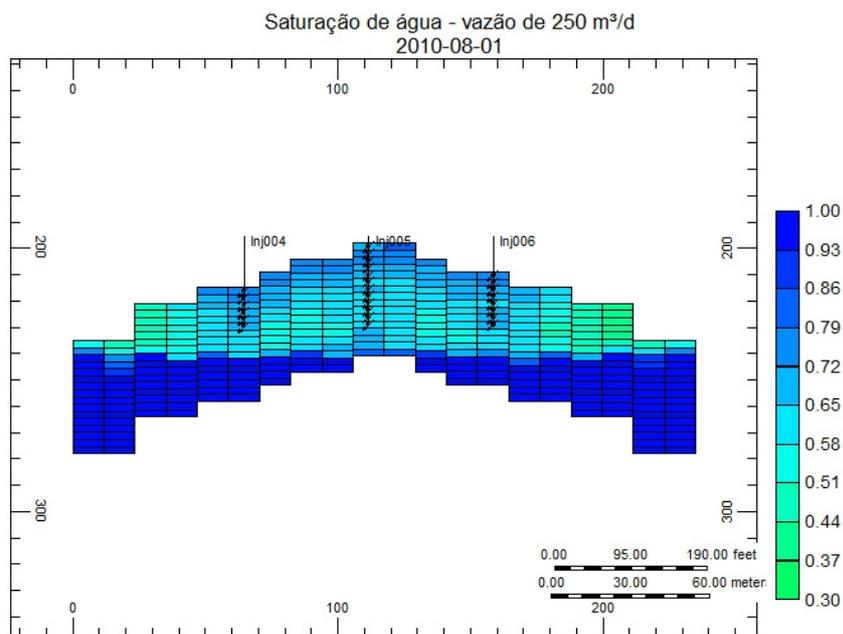


Figura 5.9: Saturação de água para vazão de injeção de 250 m<sup>3</sup>/d.

### 5.1.5 Qualidade do vapor

A qualidade do vapor (ou título) é a fração mássica de vapor numa determinada mistura, ou seja, o quanto do que está sendo injetado é realmente vapor. Quanto maior a qualidade do vapor, maior será a quantidade de calor latente que chega ao reservatório.

O título do vapor usado no modelo base foi de 50%. Para analisar seu efeito no sistema, o título foi aumentado para 65% e 80%. As simulações utilizadas na comparação da qualidade do vapor foram com vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup>/d e ciclos de injeção a cada 3 meses. A Figura 5.10 mostra o fator de recuperação para essas simulações.

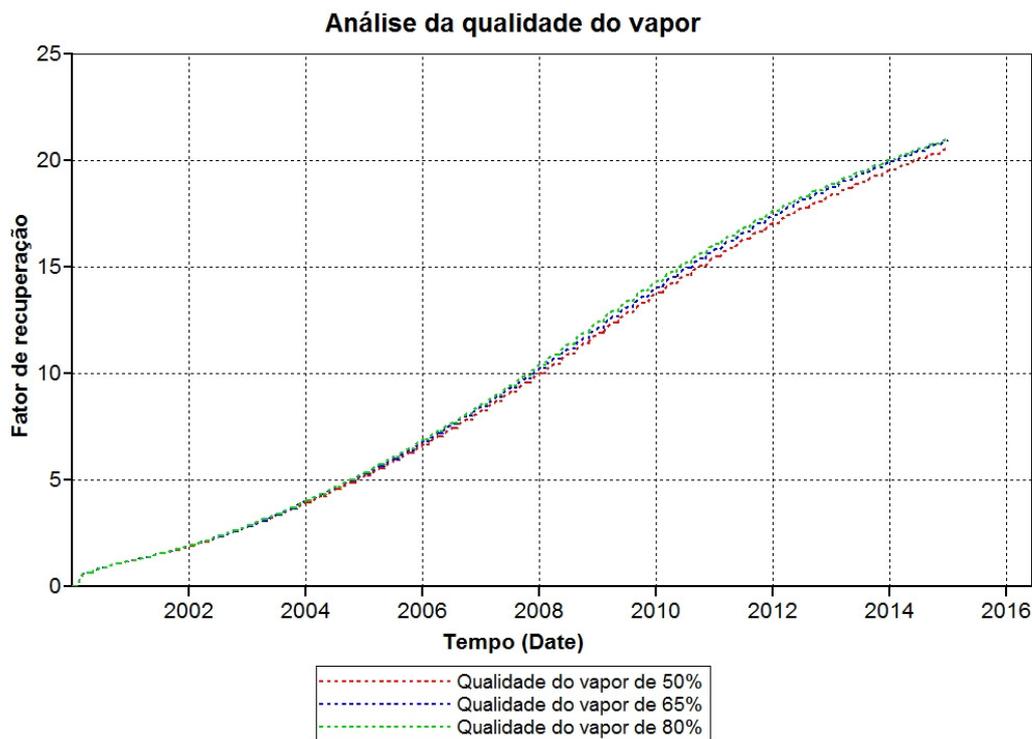


Figura 5.10: Comparação entre o fator de recuperação para diferentes qualidades do vapor.

O aumento na qualidade do vapor de 50% para 65% resultou em uma pequena melhora no fator de recuperação, de 20,55% para 20,93%. Porém, a variação de 65% para 80% na qualidade do vapor quase não mudou o fator de recuperação, ficando em aproximadamente 21%.

### 5.1.6 Injeção cíclica com um poço horizontal

A injeção cíclica com um poço horizontal apresentou um bom fator de recuperação. A produção de óleo foi quase a metade da malha *nine-spot*,

porém, considerando que se trata de apenas um poço, o resultado pode ser considerado satisfatório.

Para as simulações do poço horizontal, foi utilizada uma qualidade do vapor de 50%, ciclos de injeção a cada três meses e foram testadas várias vazões de injeção. A Figura 5.11 traz os fatores de recuperação para as diferentes vazões com um poço horizontal e faz uma comparação com o melhor resultado da malha *nine-spot*.

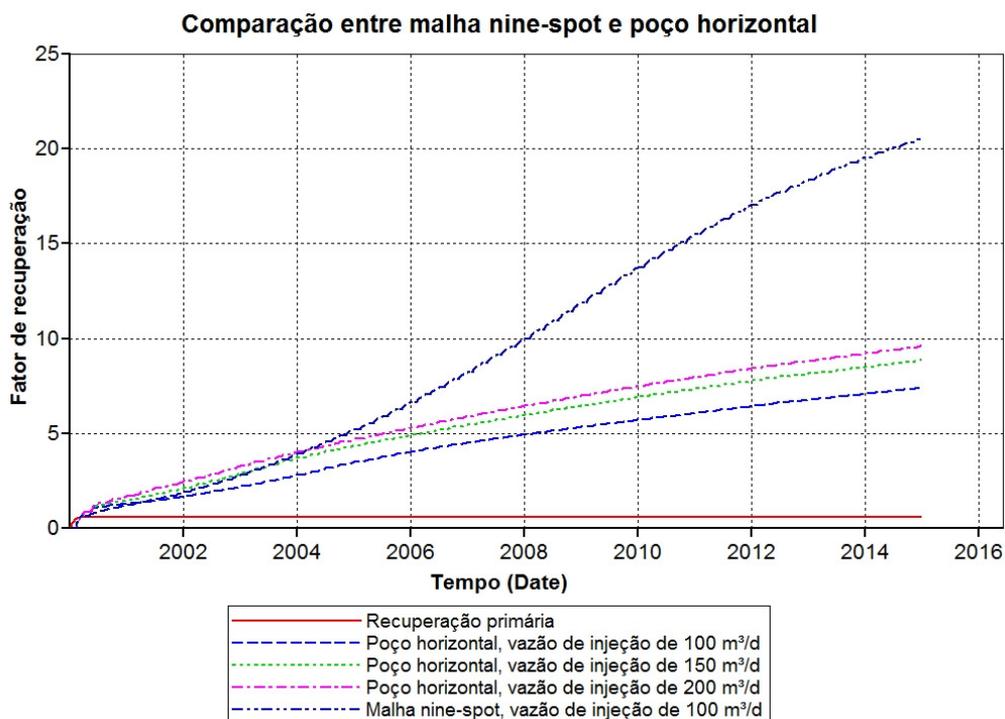


Figura 5.11: Comparação entre malha nine-spot e poço horizontal.

O aumento na vazão de injeção resultou em uma melhora no fator de recuperação. A vazão de 100 m³/d obteve 7,43% de fator de recuperação, a vazão de 150 m³/d aumentou esse valor para 8,87%, com o melhor resultado sendo de 9,61% para a vazão de 200 m³/d. Não foram testadas vazões maiores, pois a diferença entre a produção com 150 m³/d e 200 m³/d foi pequena e não justificaria o aumento na vazão.

O método foi capaz de obter uma boa drenagem ao redor do poço, porém uma quantidade considerável de óleo ficou retida nas extremidades do reservatório ao final do projeto. As figuras Figura 5.12 e Figura 5.13 mostram a

saturação de óleo no início e no fim da simulação, para a vazão de injeção de 200 m<sup>3</sup>/d.

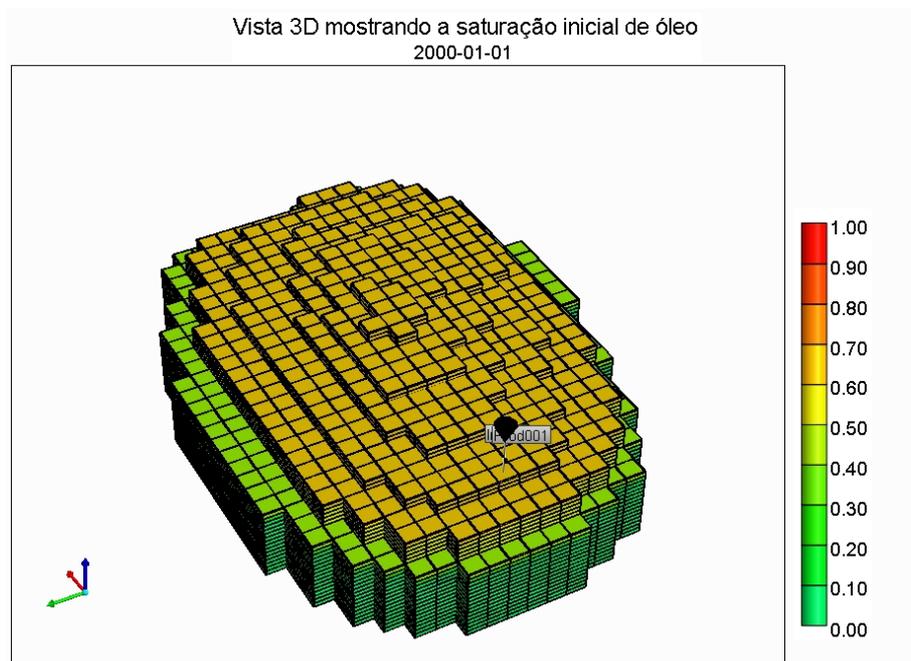


Figura 5.12: Saturação inicial de óleo para configuração com poço horizontal.

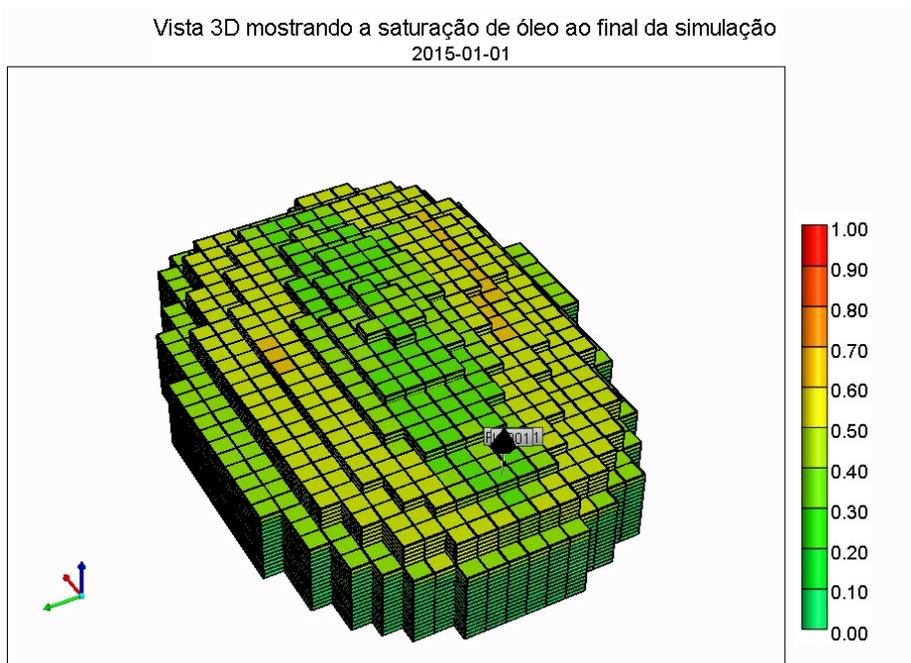


Figura 5.13: Saturação final de óleo para configuração com poço horizontal.

## 5.2 Análise da injeção contínua

### 5.2.1 Malha *nine-spot* normal

O uso da malha nine-spot com configuração normal, com um produtor e oito injetores, resultou no melhor fator de recuperação obtido no estudo. Ao aumentar a vazão de injeção ocorreu, inicialmente, uma melhora no fator de recuperação.

A variação da cota de injeção de 50 m<sup>3</sup>/d para 100 m<sup>3</sup>/d resultou num ganho significativo de produção. Porém, a partir da vazão de injeção de 150 m<sup>3</sup>/d ocorreu uma queda no fator de recuperação. Isso se deve ao fato de existir um único produtor com uma vazão máxima de produção de 750 m<sup>3</sup>/d, sendo assim, uma grande quantidade de água condensada passou a ser produzida no lugar do óleo. Os fatores de recuperação podem ser visualizados na Figura 5.14.

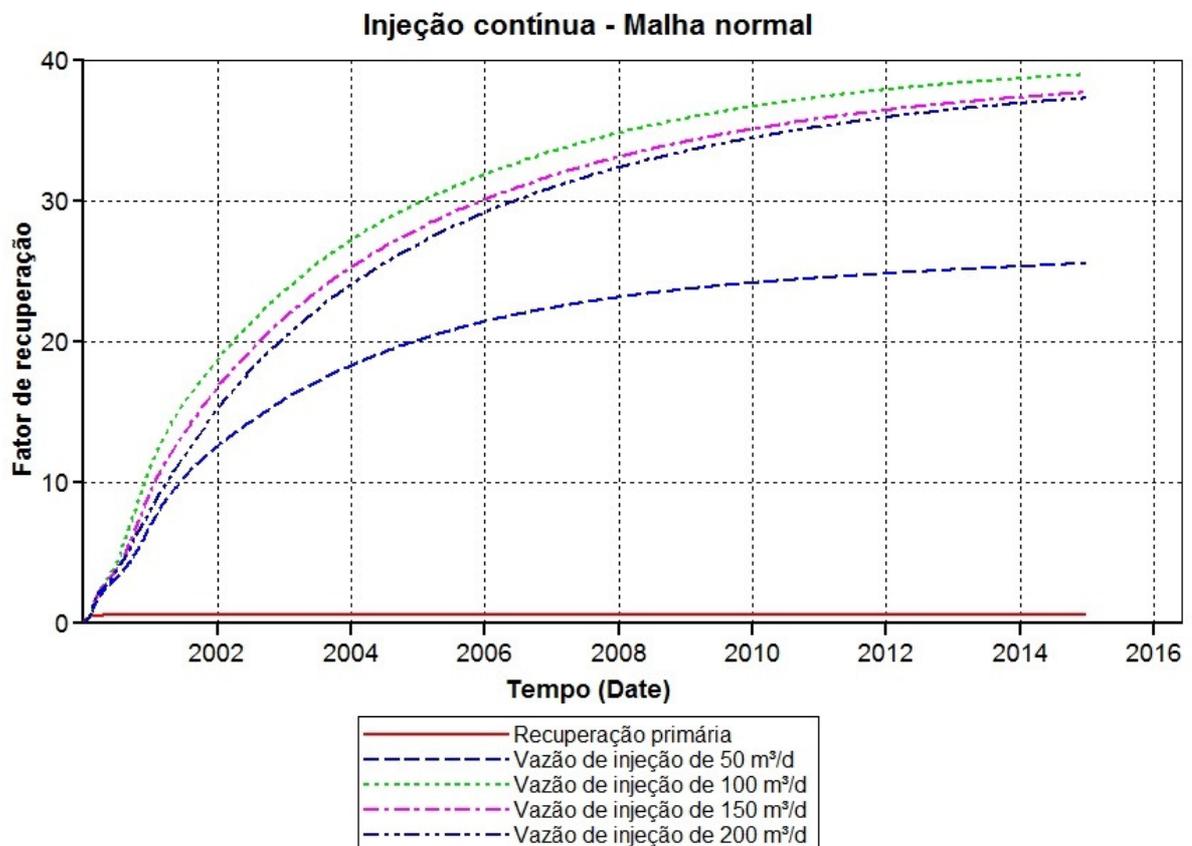


Figura 5.14: Comparação entre as vazões de injeção para a malha normal.

A variação da vazão de injeção resultou em mudanças significativas no perfil de temperatura do reservatório, como pode ser observado nas figuras Figura 5.15 e Figura 5.16, que mostram a temperatura em um corte do reservatório ao final do projeto.

A cota de injeção de 50 m<sup>3</sup>/d não foi capaz de aquecer adequadamente o fluido do reservatório, resultando em uma temperatura de aproximadamente 170 °C na área próxima aos poços. O aumento na vazão de injeção para 100 m<sup>3</sup>/d levou a temperatura ao redor dos poços para acima de 280 °C.

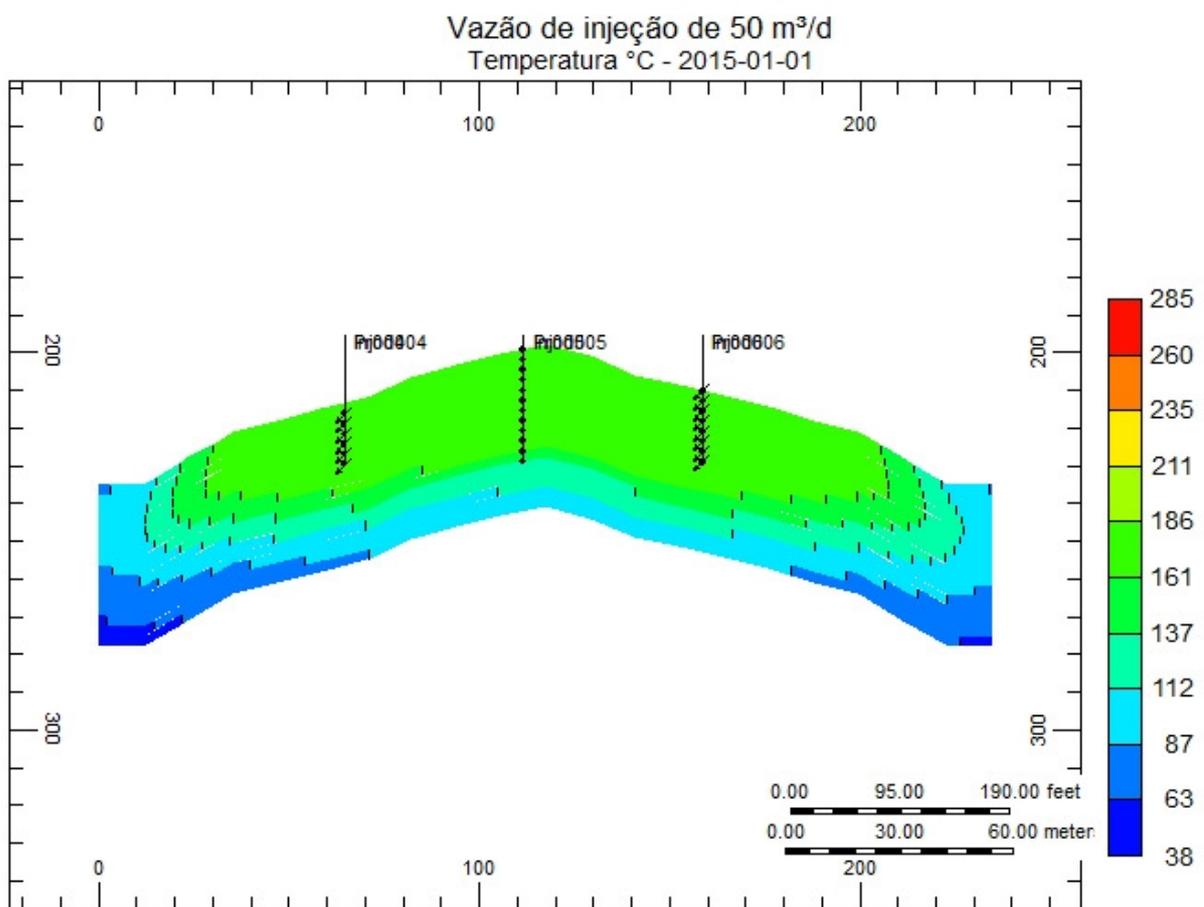


Figura 5.15: Corte do reservatório mostrando a temperatura para a vazão de injeção de 50 m<sup>3</sup>/d.

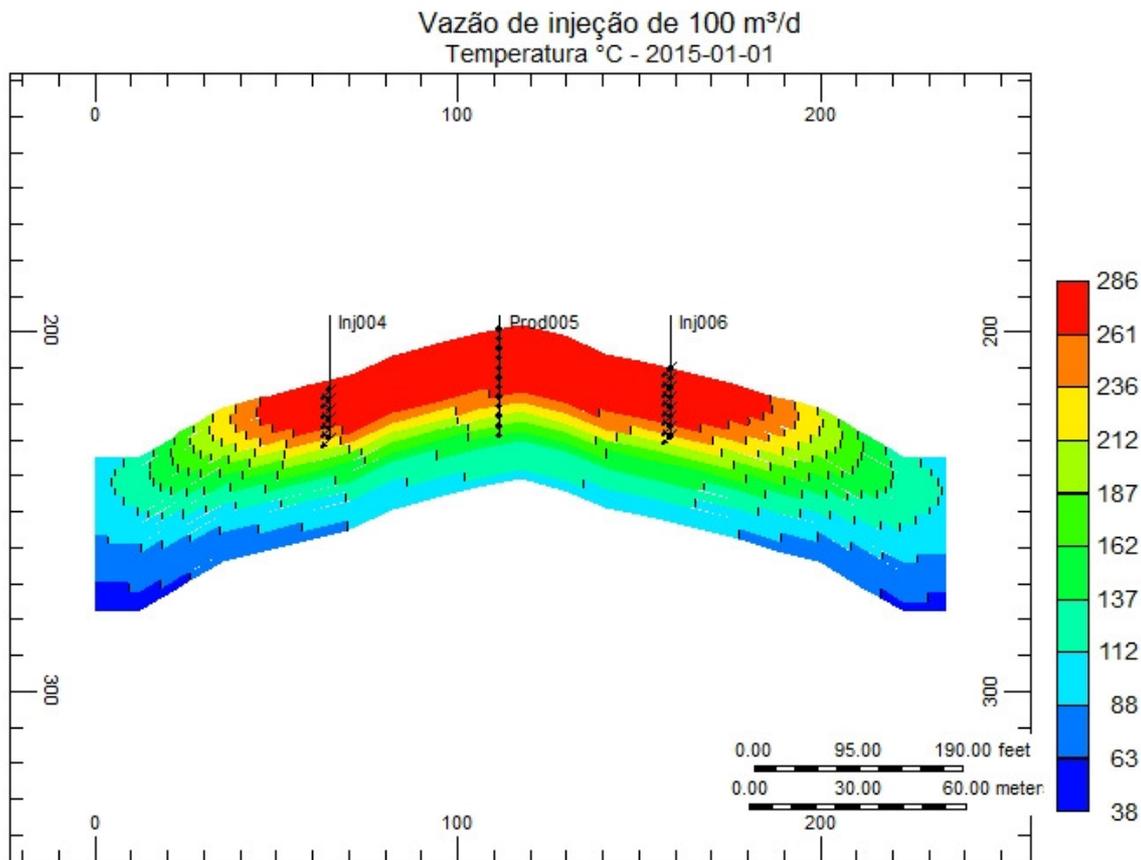


Figura 5.16: Corte do reservatório mostrando a temperatura para a vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup>/d.

### 5.2.2 Malha *nine-spot* invertida

Na malha *nine-spot* invertida existe apenas um poço injetor e oito produtores. Essa configuração resulta em uma menor quantidade de vapor injetado, assim como uma menor produção de água condensada, diminuindo assim os custos do projeto.

A injeção contínua com malha invertida apresentou um fator de recuperação próximo ao da injeção cíclica com malha *nine-spot* e menor que o da injeção contínua malha normal. A Figura 5.17 mostra os fatores de recuperação obtidos. O incremento da vazão de injeção resultou sempre em uma maior produção de óleo, com uma diferença significativa entre os fatores de recuperação com cota de injeção de 50 m<sup>3</sup>/d e 250 m<sup>3</sup>/d. A menor vazão de injeção apresentou fator de recuperação de 12,3% enquanto a maior obteve 22,15%.

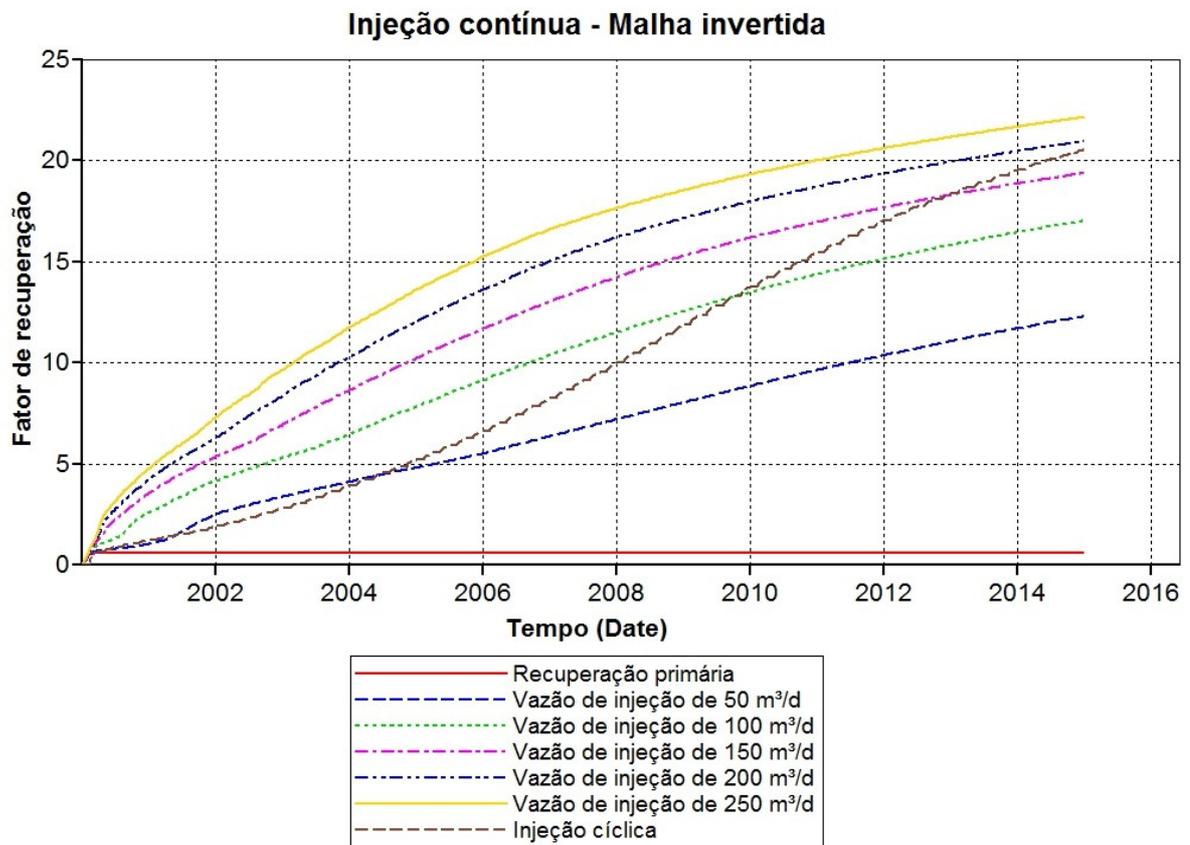


Figura 5.17: Fator de recuperação para diferentes vazões de injeção com a malha invertida, com o melhor resultado da injeção cíclica para comparação.

Esse comportamento acontece porque quanto maior a vazão de injeção, melhor o aquecimento do reservatório. Assim como o fator de recuperação, a temperatura média do reservatório apresentou incrementos para cada aumento na vazão de injeção, como pode ser observado na Figura 5.18.

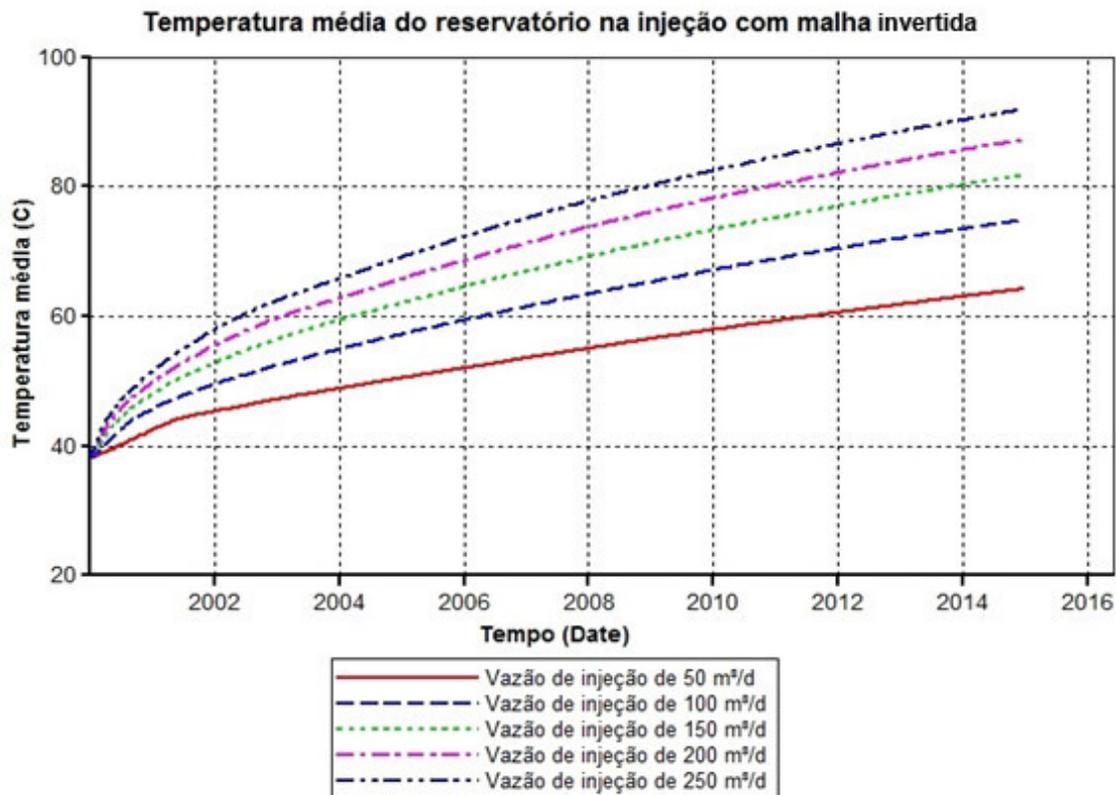


Figura 5.18: Temperatura média para diferentes vazões de injeção com a malha invertida.

### 5.3 Comparação entre os métodos

Para determinar qual o método mais indicado para o reservatório estudado não é suficiente comparar apenas a produção acumulada de óleo ou o fator de recuperação, é preciso levar em conta também a quantidade total de vapor injetado e a água produzida, pois esses fatores influenciam na viabilidade econômica do projeto.

#### 5.3.1 Fator de recuperação e produção acumulada de óleo

Mesmo extrapolando a quantidade de ciclos de injeção para valores que não são viáveis no campo, injetando a cada três meses, a injeção cíclica ainda apresentou um fator de recuperação menor que a contínua. O melhor resultado na cíclica foi de 20,55%. A injeção cíclica com poço horizontal obteve a pior

produção, com 9,6% de fator de recuperação. Apesar disso, ela ainda apresentou um resultado satisfatório ao levar em conta que foi utilizado apenas um poço, resultando em um custo bem menor para o projeto.

Para a injeção contínua a malha normal resultou no melhor fator de recuperação, de 39%, enquanto a malha invertida obteve o segundo melhor resultado do estudo, de 22,15%.

O resultado final com o melhor fator obtido para cada configuração pode ser visto na Figura 5.19.

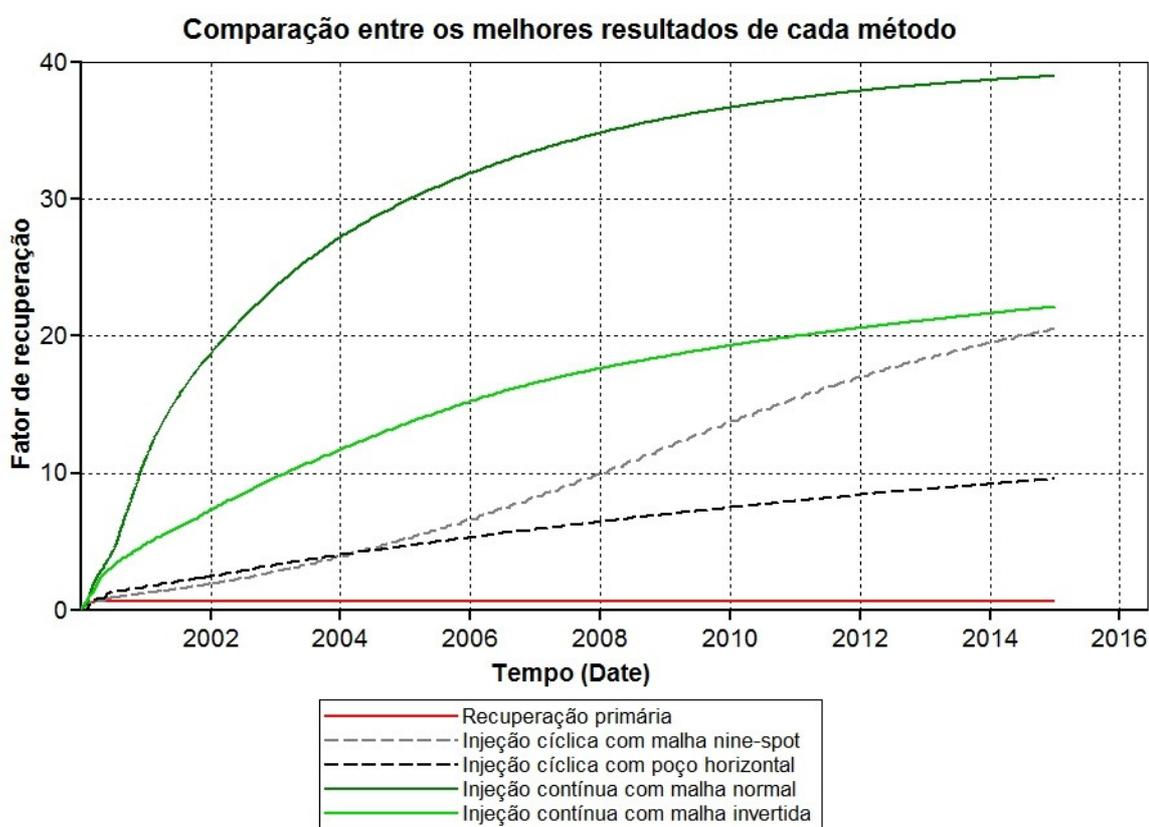


Figura 5.19: Fator de recuperação para o melhor resultado de cada método.

A produção acumulada, da maior para a menor, pode ser observada na Tabela 5.2, onde fica clara a maior produção obtida com a injeção contínua.

| <b>Método</b>  | <b>Vazão de injeção com melhor resultado</b> | <b>Fator de recuperação</b> | <b>Produção acumulada final de óleo</b> |
|--|--|-----------------------------|---|
| <b>Injeção contínua com malha <i>nine-spot</i> normal</b>    | 100 m <sup>3</sup> std/d                     | 39%                         | 392.310 stb                             |
| <b>Injeção contínua com malha <i>nine-spot</i> invertida</b> | 250 m <sup>3</sup> std/d                     | 22,15%                      | 222.734 stb                             |
| <b>Injeção cíclica com malha <i>nine-spot</i></b>            | 100 m <sup>3</sup> std/d                     | 20,55%                      | 206.561 stb                             |
| <b>Injeção cíclica com poço horizontal</b>                   | 200 m <sup>3</sup> std/d                     | 9,61%                       | 96.694 stb                              |

Tabela 5.2: Fator de recuperação e produção acumulada de óleo.

### 5.3.2 Total de vapor injetado e água produzida

O dimensionamento dos equipamentos que serão utilizados no campo deve ser feito de modo a acomodar a vazão de injeção a ser aplicada. Além disso, quanto maior for a cota de injeção, maiores serão os custos para a geração do vapor.

A injeção com malha normal obteve o pior resultado com relação ao total de vapor injetado e a água produzida, apesar de possuir o melhor fator de recuperação entre os métodos estudados. A malha invertida e a injeção cíclica resultaram em quantidades semelhantes de vapor injetado, enquanto a injeção cíclica com apenas um poço horizontal obteve o melhor resultado. A injeção acumulada de água para cada configuração pode ser vista na Figura 5.20.

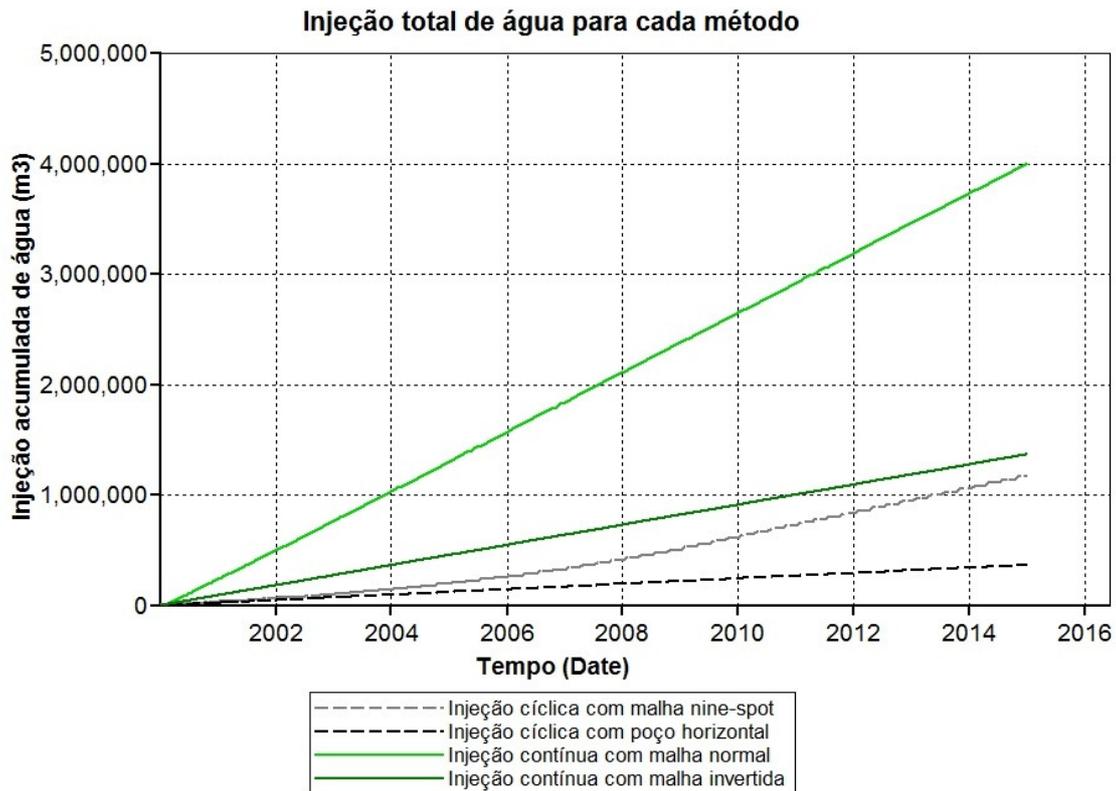


Figura 5.20: Injeção acumulada de água para cada configuração.

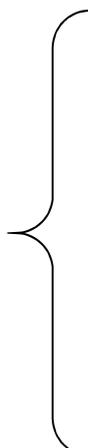
O manejo correto da água produzida é um aspecto importante para qualquer projeto. Toda a água produzida deverá ser tratada numa Estação de Tratamento de Água Produzida, de modo a atingir as especificações necessárias para o seu reaproveitamento ou descarte. Sendo assim, a quantidade de água produzida deve ser levada em conta no estudo do projeto.

A injeção contínua com malha normal resulta em uma produção considerável de água, quase três vezes maior que o segundo lugar. Novamente a malha invertida e a injeção cíclica apresentaram resultados semelhantes, com a injeção cíclica com poço horizontal obtendo a produção de água mais baixa.

Os dados de injeção acumulada e produção acumulada de água podem ser visualizados na Tabela 5.3.

| <b>Método</b>   | <b>Vazão de injeção<br/>com melhor<br/>resultado</b> | <b>Injeção<br/>acumulada de<br/>água</b> | <b>Produção<br/>acumulada de<br/>água</b> |
|---|--|--|---|
| <b>Injeção contínua<br/>com malha <i>nine-<br/>spot</i> normal</b>    | 100 m <sup>3</sup> std/d                             | 4.009.253 m <sup>3</sup> std             | 25.305.396 stb                            |
| <b>Injeção contínua<br/>com malha <i>nine-<br/>spot invertida</i></b> | 250 m <sup>3</sup> std/d                             | 1.369.749 m <sup>3</sup> std             | 8.745.008 stb                             |
| <b>Injeção cíclica<br/>com malha <i>nine-<br/>spot</i></b>            | 100 m <sup>3</sup> std/d                             | 1.165.772 m <sup>3</sup> std             | 7.405.339 stb                             |
| <b>Injeção cíclica<br/>com poço<br/>horizontal</b>                    | 200 m <sup>3</sup> std/d                             | 364.549 m <sup>3</sup> std               | 2.252.482 stb                             |

Tabela 5.3: Água injetada e produzida.



**Capítulo VI**

**Conclusões e  
Recomendações**



## 6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

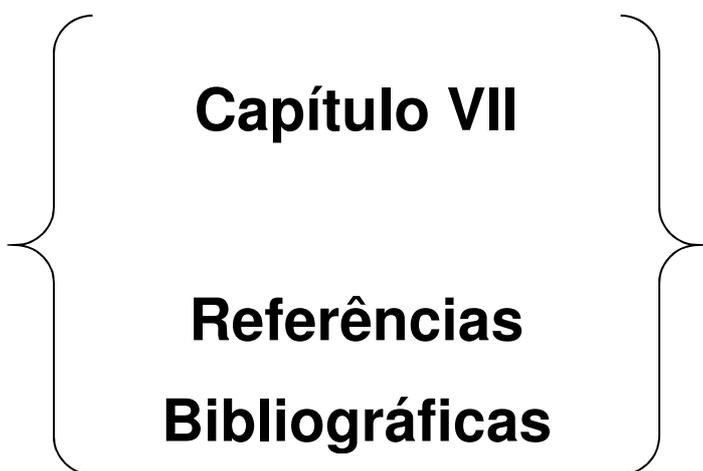
### 6.1 Conclusões

- Durante os 15 anos de produção do projeto, a injeção de vapor se mostrou uma boa alternativa para melhorar a produção do reservatório estudado. O aumento da temperatura e diminuição da viscosidade do óleo permitiram uma vazão muito maior quando comparada a recuperação primária.
- O aumento na vazão de injeção nem sempre resultou em melhoria no fator de recuperação, devido em parte a grande produção de água condensada associada ao método.
- O incremento do título do vapor não levou a mudanças significativas na produção.
- Quando comparada a injeção contínua com malha normal, a injeção cíclica apresentou menor produção acumulada de óleo, assim como uma menor quantidade de vapor injetado e água produzida. Quando comparada a injeção com malha invertida os resultados foram semelhantes.
- A utilização de um poço horizontal com injeção cíclica apresentou um baixo fator de recuperação, porém deve-se levar em conta que foi utilizado apenas um poço. Além disso, a quantidade total de vapor injetado e a água produzida foram significativamente menores que na malha *nine-spot*.

### 6.2 Recomendações futuras

- Realizar uma análise de viabilidade econômica para determinar qual alternativa apresenta o melhor retorno financeiro;

- Fazer um estudo mais detalhado sobre o uso de poços horizontais na injeção cíclica de vapor;
- Analisar a eficiência energética de cada configuração, através do estudo da razão óleo-vapor.
- Comparar a injeção de vapor com outros métodos térmicos de recuperação.



**Capítulo VII**

**Referências  
Bibliográficas**

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARILLAS, J. L. M. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

Canadian Natural. *Thermal In Situ Oil Sands*, disponível em: <<http://www.cnrl.com/operations/north-america/north-american-crude-oil-and-ngls/thermal-insitu-oilsands/>>. Acesso em: 10 de outubro de 2014.

QUEIROZ, G. O. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2006. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Praduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

ROSA, ADALBERTO JOSÉ, et. al. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência: PETROBRAS, 2006.

SCOTT, G. R. Comparison of CSS and SAGD Performance in the Clearwater Formation at Cold Lake. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary. 2002.

Sefton Resources. *Thermal Oil Recovery*, disponível em: <<http://www.cnrl.com/operations/north-america/north-american-crude-oil-and-ngls/thermal-insitu-oilsands/>>. Acesso em: 10 de outubro de 2014.

THOMAS, JOSÉ EDUARDO. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª edição. Interciência: PETROBRAS, 2004.

U.S. Department of Energy. *Soap, Bugs and Other Ways to Produce Oil*, disponível em: < <http://fossil.energy.gov/education/energylessons/oil/oil4.html>>.

Acesso em: 6 de outubro de 2014.