



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

## TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

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

Leandro de Almeida Gonçalves

Matrícula - 2013079511

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

**Natal/RN, Dezembro de 2014.**

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

Monografia apresentada a fim de cumprir os requisitos para Graduação em Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2014.

**ORIENTADORA:**

---

**JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS**  
**PROF<sup>a</sup>. DR<sup>a</sup>. – UFRN**

**MEMBRO:**  
**EXAMINADOR**

---

**CÉLIO GURGEL AMORIM**  
**PROF. MSc. - UFRN**

**MEMBRO:**  
**EXAMINADOR**

---

**GLYDIANNE MARA DIÓGENES FERNANDES**  
**MSc. - UFRN**

## DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais, **Osman Gonçalves Júnior e Maria Teresa de Almeida Gonçalves**, e ao meu Padrasto **Themistocles José da Costa Filho**, que sempre me deram apoio e conselhos, e me mostram que tudo é possível com força de vontade e determinação.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a **Deus**, por ter me dado saúde e sabedoria para vencer todos os desafios da vida.

Aos **meus pais**, por todos os anos de sacrifício e esforços para a minha formação.

Aos **meus avós**, Osman Gonçalves e Edilia Muniz Gonçalves que sempre me deram incentivo e motivação na vida.

Ao **meu irmão**, Eduardo de Almeida Gonçalves por sempre me ajudar nas situações difíceis.

À **minha amiga e orientadora**, Dr<sup>a</sup> Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela dedicação em auxiliar-me nos meus estudos e trabalhos, contribuindo imensamente no meu desenvolvimento profissional.

À **minha namorada**, Julliana Varella Pereira Pinto por sempre me dar incentivo e apoio.

À **Marli Severina da Silva** por ter participado e colaborado na minha caminhada.

Aos **professores** do curso de engenharia de petróleo, pelas orientações e contribuições científicas.

Aos **amigos** que me ajudaram em todos os momentos da graduação, com paciência e compreensão.

À **CMG** por fornecer o acesso ao software, pois foi fundamental para o desenvolvimento desse trabalho.

Muito Obrigado!

**GONÇALVES, Leandro de Almeida – “ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA E CONTÍNUA 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:** Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas

## **RESUMO**

Os métodos especiais de recuperação são aplicados em reservatórios de óleos pesados, com o objetivo de obter um maior volume de óleo recuperado. Um dos mais aplicados, dentre os métodos térmicos é a injeção cíclica e contínua de vapor em poços verticais, aplicado em reservatório com óleo de viscosidade elevada. Com o auxílio do simulador *STARS CMG Launcher Technologies 2012*, é possível analisar o sistema em geral para que possamos definir qualitativamente a aplicação do método. A fim de alcançar melhores resultados de fator de recuperação e maior produção acumulada de óleo, foram feitas mudanças nas configurações dos poços, na vazão de injeção e nas perfurações (variações de profundidade). Para a aprovação, no ponto de vista técnico, foram feitas várias simulações que geraram gráficos de fator de recuperação, vazão de óleo, produção acumulada de óleo e produção acumulada de água para a conclusão do melhor modelo. A injeção contínua de vapor (modelo *Five-Spot* invertido) foi a que proporcionou uma maior recuperação de óleo.

**Palavras Chave:** Injeção cíclica. Injeção contínua. Vapor. Óleo pesado.

**GONÇALVES, Leandro de Almeida** – “ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA E CONTÍNUA 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**

Special methods are applied in the recovery of heavy oil reservoirs, aiming to get a greater volume of recovered oil. One of the most applied among the thermal methods, is the cyclic and continuous steam injection in vertical wells, applied in reservoirs with high viscosity oil. With the aid simulator CMG STARS Launcher Technologies 2012, it is possible to analyze the system in general so we can qualitatively define the application of the method. In order to achieve better results and greater recovery of accumulated oil production factor, changes were made to the configuration of the wells, to the injection flow and to the perforations (depth variation). For the approval, in the technical point of view, several simulations that generated graphs of the recovery factor, oil flow, cumulative oil production and cumulative water production for the completion of the best model were made. The continuous steam injection (inverted five-spot model) was the one that provided greater oil recovery.

**Keywords:** Cyclic Injection. Continuous injection. Steam. Heavy oil.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	2
1.1	OBJETIVOS .....	3
2	ASPECTOS TEÓRICOS .....	5
2.1	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA.....	5
2.1.1	MÉTODOS TÉRMICOS.....	5
2.1.1.1	Injeção cíclica de vapor .....	6
2.1.1.2	Injeção contínua de vapor .....	8
2.1.1.3	Aplicação .....	10
2.1.1.4	Vantagens.....	10
2.1.1.5	Desvantagens .....	11
3	MODELAGEM DO PROCESSO .....	13
3.1	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS .....	13
3.2	MODELAGEM DO RESERVATÓRIO .....	14
3.2.1	<b>Modelo de Fluido</b> .....	14
3.2.1.1	Permeabilidade Relativa .....	15
3.2.2	<b>Modelo Físico</b> .....	17
3.3	CONDIÇÕES OPERACIONAIS .....	20
3.3.1	<b>Modelo Base</b> .....	20
3.3.2	<b>Metodologia</b> .....	21
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	23
4.1	COMPARATIVO ENTRE A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E A INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR.....	23
4.1.1	<b>Análise das Pressões, temperaturas e saturações de óleo a partir dos gráficos 3D.</b> .....	27
4.2	COMPARATIVO ENTRE A UTILIZAÇÃO DA INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR E A INJEÇÃO CONTÍNUA NO MODELO <i>FIVE-SPOT</i> .....	32
4.2.1	<b>Análise das Pressões, temperaturas e saturações de óleo a partir dos gráficos 3D.</b> .....	36
4.3	ANÁLISE DA INJEÇÃO CONTÍNUA FIVE-SPOT E A INJEÇÃO CONTÍNUA FIVE-SPOT INVERTIDO .....	41

<b>4.3.1</b>	<b>Análise das Pressões, temperaturas e saturações de óleo a partir dos gráficos 3D.</b> .....	45
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	52
5.1	CONCLUSÕES .....	52
5.2	RECOMENDAÇÕES .....	52
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	54

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1: Viscosidade para diferentes óleos (BARILLAS, 2005). .....	6
Figura 2-2: Esquema da Injeção Cíclica de vapor (BORGES, 2013). .....	7
Figura 2-3: Esquema da injeção contínua de vapor (NASCIMENTO, 2013). .....	8
Figura 3-1: Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa .....	15
Figura 3-2: Curva de permeabilidade relativa líquido – gás .....	16
Figura 3-3: Visão do reservatório em 3D .....	18
Figura 3-4: Modelo Five-Spot injeção contínua de vapor .....	19
Figura 3-5: Modelo Five-Spot invertido injeção contínua de vapor .....	19
Figura 3-6: Modelo Five-Spot injeção cíclica de vapor .....	20
Figura 4-1: Fator de recuperação versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica.....	23
Figura 4-2: Produção acumulada versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica.....	24
Figura 4-3: Vazão de óleo versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica	25
Figura 4-4: Água acumulada versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica .....	26
Figura 4-5: Mapas de pressão versus tempo.....	28
Figura 4-6: Mapas de temperatura versus tempo.....	30
Figura 4-7: Mapas de saturação de óleo versus tempo.....	31
Figura 4-8: Fator de recuperação versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo Five-Spot) .....	32
Figura 4-9: Produção acumulada de óleo versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo Five-Spot) .....	33
Figura 4-10: Vazão de óleo versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo Five-Spot).....	34
Figura 4-11: Água acumulada versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo Five-Spot).....	35
Figura 4-12: Mapas de pressão versus tempo.....	37
Figura 4-13: Mapas de temperatura versus tempo.....	39
Figura 4-14: Mapas de saturação de óleo versus tempo.....	40
Figura 4-15: Fator de recuperação versus tempo para a injeção contínua (modelo Five-Spot e Five-Spot invertido).....	41
Figura 4-16: Produção acumulada de óleo versus tempo para a injeção contínua (modelo Five-Spot e Five-Spot invertido) .....	42
Figura 4-17: Vazão de óleo versus tempo para a injeção contínua (modelo Five-Spot e Five-Spot invertido).....	43
Figura 4-18: Água acumulada versus tempo para a injeção contínua (modelo Five-Spot e Five-Spot invertido).....	44
Figura 4-19: Mapas de pressão versus tempo.....	46
Figura 4-20: Mapas de temperatura versus tempo.....	48
Figura 4-21: Mapas de saturação de óleo versus tempo.....	49

## **LISTA DE TABELA**

Tabela 3.1: Agrupamento e composição dos pseudo-componentes .....	14
Tabela 3.2: Características do reservatório.....	17
Tabela 3.3: Condições operacionais do modelo base .....	20

# **CAPÍTULO 1:**

## **Introdução**

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, vêm sendo descobertas grandes reservas de óleo pesados, com alta viscosidade e densidade (API menor que 20°), os quais muitas vezes não são explorados devido à complexidade técnica para extração.

Outro fator é que o óleo pesado é mais barato em relação ao óleo leve, chamado de óleo *Brent*, e, ainda, este tipo de óleo gera produtos de maior valor, como por exemplo, a gasolina e o óleo diesel, enquanto que óleo pesado gera produtos de menor valor, como o asfalto.

Apesar disso, a exploração de reservas de óleos pesados não deve ser descartada. As principais razões para a extração deste óleo seria o preço, que ainda é atrativo, e os avanços tecnológicos para a extração do mesmo, chegando a 60% o fator de recuperação pelo método térmico (combustão *in situ*).

Neste âmbito, quando não há mais energia suficiente para retirar o óleo do reservatório, ou seja, quando o poço não é mais surgente, há a necessidade de implantar os métodos de recuperação suplementar, em especial os métodos térmicos que são os mais utilizados no mundo devido às poucas mudanças no equipamento e à resposta rápida no fator de recuperação.

No método térmico, a injeção cíclica de vapor é aplicada para reduzir a viscosidade do óleo e fazer a limpeza do poço para que o óleo seja produzido. Esse método consiste em períodos de injeção, tempo de espera (*soaking*) e o período de produção. Esse método forma um ciclo e à medida que são feitos vários ciclos, a tendência é a queda da eficiência, com isso é aplicado o método de injeção contínua de vapor.

Na injeção contínua de vapor, é injetado o fluido continuamente. Na injeção cíclica tanto a injeção do fluido como a produção é feita em um mesmo poço, diferentemente da injeção contínua que utiliza poços distintos.

Nesse trabalho foram realizadas diferentes configurações de injeção de vapor, através da injeção cíclica e contínua de vapor, analisando o tempo ideal para a injeção cíclica e a vazão que demonstre uma melhor produção e recuperação de óleo. Para as

análises realizadas foi utilizado o simulador STARS (*“Steam, thermal, and advanced processes reservoir simulator”*), do grupo CMG (*“Computer Modelling Group”*).

## 1.1 OBJETIVOS

Os principais objetivos do trabalho são:

- Elaborar um modelo de fluido que possa representar as características dos fluidos contidos no reservatório de óleo pesado;
- Desenvolver a área usando o método de injeção cíclica de vapor e injeção contínua;
- Realizar uma otimização do processo, analisar qual o melhor período para a utilização da injeção contínua;
- Analisar as mudanças para estudar qual o melhor modelo a ser utilizado.

# **CAPÍTULO 2:**

## **Aspectos Teóricos**

## **2 ASPECTOS TEÓRICOS**

Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos que englobam a área de engenharia de petróleo com o objetivo de demonstrar os principais aspectos teóricos relacionados aos métodos de recuperação avançada, em especial o método de injeção cíclica e o método de injeção contínua de vapor.

### **2.1 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA**

Em reservatórios cuja produção não é satisfatória, ou seja, quando grandes quantidades de óleo ficam retidos no reservatório, há a necessidade da implementação de técnicas que visam uma obtenção de uma recuperação suplementar. Essas técnicas são chamadas de métodos de recuperação avançada.

#### **2.1.1 MÉTODOS TÉRMICOS**

No método térmico, o objetivo é aquecer o reservatório para que possa diminuir a viscosidade do óleo e aumentar o fator de recuperação. Na injeção de fluido aquecido o calor é gerado na superfície e levado para o reservatório pelo fluido injetado, geralmente a água, resultando em um projeto de injeção de vapor ou de água quente.

Com a diminuição da viscosidade do óleo devido à injeção de fluido aquecido, há um aumento da eficiência de varrido. Além disso, ocorre a expansão e destilação do óleo, o que aumenta a eficiência de deslocamento. O êxito do processo se dá pela combinação desses mecanismos.

O efeito mais óbvio do aquecimento de um reservatório é a redução da viscosidade do óleo. Quanto à influência do aquecimento sobre a viscosidade, observa-se na prática que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início dos aumentos de temperatura. Na Figura 2-1 são mostradas três curvas de viscosidades para diferentes tipos de óleos em relação à temperatura (ROSA, 2006).

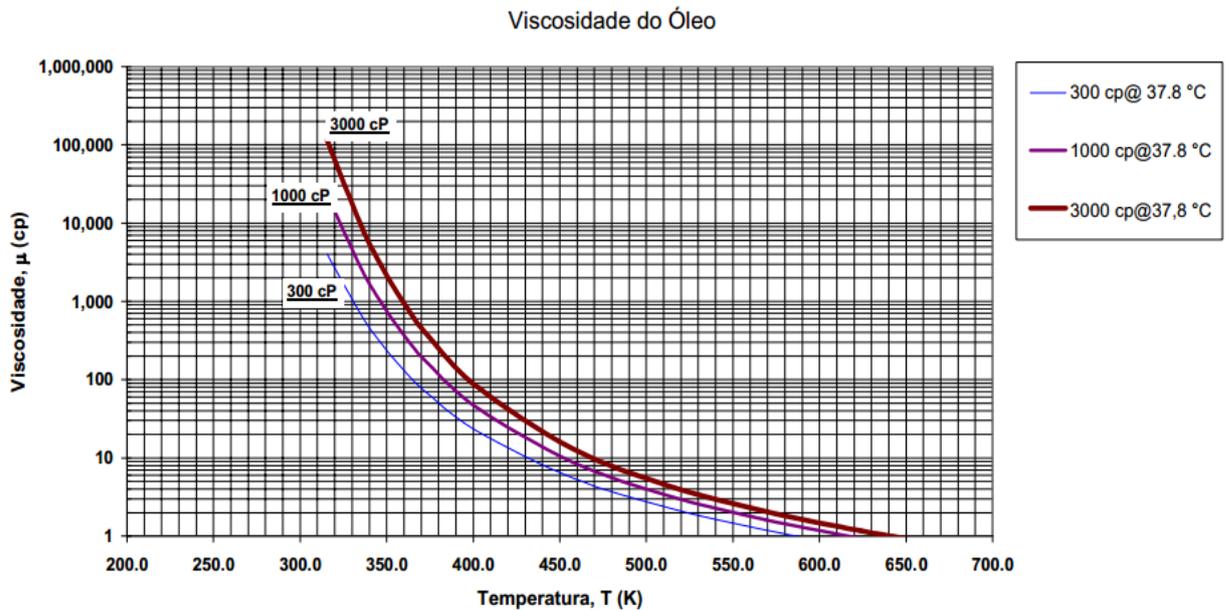


Figura 2-1: Viscosidade para diferentes óleos (BARILLAS, 2005).

#### 2.1.1.1 Injeção cíclica de vapor

Relatado por Haan e Van Hookeren (1959), este método de recuperação foi descoberto pela Shell na Venezuela em 1959 quando se produzia óleo pesado por injeção contínua de vapor. Durante a injeção ocorreu um rompimento (*breakthrough*) de vapor e, para reduzir a pressão de vapor no reservatório o poço injetor foi posto em produção, sendo observada a produção de óleo com vazões consideráveis. Esse método também é conhecido como ‘*huff and puff*’ (QUEIROZ, 2006).

A injeção cíclica de vapor é aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É primeiramente uma técnica de estimulação que, através da redução de viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo (ROSA, 2006).

Este método é frequentemente usado em projetos de injeção contínua de vapor. Na maioria desses projetos a injeção de vapor começa como um programa de injeção cíclica e posteriormente mudado para injeção contínua quando o programa cíclico torna-se marginal (ROSA, 2006).

Tal técnica consiste de períodos de injeção, de espera (*soaking*) e de produção. A injeção de um determinado volume de vapor frequentemente é seguida por um período de espera para que o calor injetado seja mais bem distribuído a uma maior parte do reservatório. O poço entra então em produção, até que o ciclo seja repetido. Todas as fases do ciclo podem sofrer variações para aperfeiçoar o processo (ROSA, 2006). A Figura 2-2 mostra o esquema da injeção cíclica de vapor.

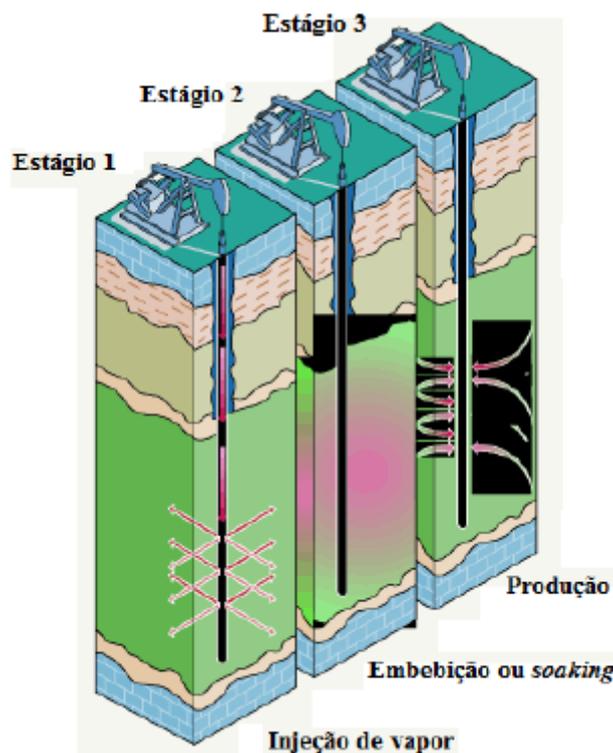


Figura 2-2: Esquema da Injeção Cíclica de vapor (BORGES, 2013).

A resposta à injeção cíclica de vapor varia consideravelmente com o tipo do reservatório. Para estruturas espessas, muito inclinadas, a drenagem por gravidade é dominante e muitos ciclos são possíveis, à medida que óleo menos viscoso e aquecido continue a fluir para baixo em direção ao poço produtor. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o gás em solução, a energia do

reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção (ROSA,2006).

Independentemente do tipo do reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente á proporção que o número de ciclos aumenta. Esse fato é evidente em várias estatísticas de produção. As vazões médias e máximas, junto com a recuperação total de óleo diminuem nos últimos ciclos (QUEIROZ, 2006).

À proporção que a resposta diminui, torna-se mais difícil justificar tratamentos adicionais que fazem com que a duração dos ciclos aumente. De um ponto de vista econômico, um bom indicador de desempenho da recuperação é a razão óleo produzido para água injetada (QUEIROZ, 2006).

#### 2.1.1.2 Injeção contínua de vapor

A injeção de vapor, diferentemente da injeção cíclica, consiste em uma injeção contínua desse fluido. Enquanto na injeção cíclica tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço, na injeção contínua os poços injetor e produtor são diferentes. Uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório (ROSA, 2006). A Figura 2-3 apresenta o esquema de injeção contínua de vapor.

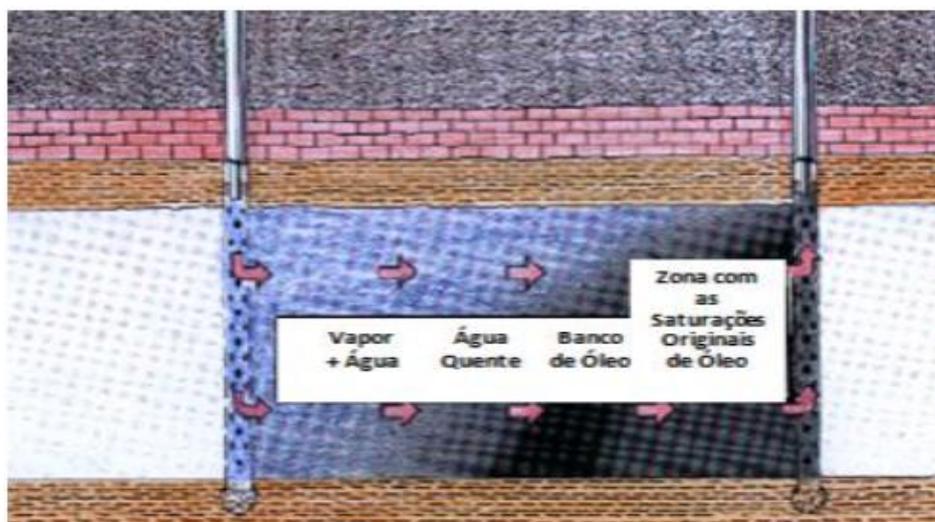


Figura 2-3: Esquema da injeção contínua de vapor (NASCIMENTO, 2013).

A recuperação por injeção de vapor depende de vários fatores. Os mais importantes são os efeitos de injeção de água quente na zona de água condensada. A redução da saturação de óleo é máxima nesta zona por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura. Na zona invadida pelo vapor a saturação de óleo é posteriormente reduzida por efeitos de mecanismos de gás e possivelmente destilação por vapor e extração por solventes. Os efeitos do mecanismo de gás geralmente são mínimos, mas a destilação por vapor pode contribuir significativamente para a produção de certos óleos (ROSA, 2006).

A quantidade de calor recebida e retida pela formação produtora determina a resposta ao processo de injeção de vapor. O crescimento rápido e continuado da zona de vapor, resultando em alta vazão de deslocamento do óleo, requer que um mínimo de calor seja perdido através das linhas de superfície, nos poços de injeção e para formações adjacentes. As perdas de calor durante a injeção de vapor são uma função da temperatura de injeção, das características do reservatório e do equipamento usado. As perdas na superfície e no poço podem ser parcialmente controladas, mas nas condições de reservatório não podem, e elas são as mais críticas na determinação da viabilidade do projeto (ROSA, 2006).

Para uma injeção contínua obter sucesso, o reservatório deve ser espesso, pelo menos 5 m de espessura, e preferivelmente mais espesso. A razão para isto é que as perdas de calor para as camadas sub e sobrejacentes (*overburden e underburden*) representam uma excessiva proporção do total de calor requerido para reservatórios pouco espessos (RODRIGUES, 2012).

Normalmente, projetos de sucesso com injeção contínua de vapor estão em reservatórios relativamente rasos e espessos – por exemplo, 300 a 600 m de profundidade e 30 m de espessura. Estes reservatórios geralmente consistem em areias inconsolidadas ou fracamente consolidadas com permeabilidade e porosidade razoavelmente elevadas, e alta saturação de óleo. Em alguns casos, à medida que os campos submetidos à injeção contínua se depletam, injeta-se água para recuperar parte do óleo remanescente. Nesta situação é ainda desejável estimular os produtores periodicamente se a produção tender a cair com a redução da temperatura promovida pela injeção de água (RODRIGUES, 2012).

### 2.1.1.3 Aplicação

Para um bom resultado, os reservatórios devem ter as seguintes características, segundo (ROSA, 2006):

- Óleos viscosos com grau API entre 10 e 20, pois tem mais facilidade em reduzir a viscosidade.
- Reservatórios poucos profundos, em média de 900 metros, pois minimizam as perdas de calor, devido o calor latente ser maior com baixas pressões, ou seja, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor em reservatórios de baixa profundidade.
- A permeabilidade tem que ser maior que 500 *md*, para que proporcione o fluxo de óleos viscosos.
- A saturação de óleo deve estar em torno de 0.15 m<sup>3</sup> para obter um resultado satisfatório.
- Para evitar a perda de calor para a formação, é necessário que a espessura do arenito exceda 9 metros a 15 metros.

### 2.1.1.4 Vantagens

A recuperação térmica por injeção de fluido quente é um método comprovado na prática para produzir óleos viscosos de baixo *API*. Em muitos casos nenhum outro método pode ser exequível para reforçar a recuperação primária ou secundária. Apresenta uma vantagem sobre a combustão *in-situ* que é a de danificar menos os poços. Além disso, os métodos de injeção de vapor fornecem maiores vazões de injeção de calor do que outros métodos térmicos. Assim, mais calor é aplicado rapidamente ao reservatório (ROSA, 2006).

A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor à proporção que mais óleo flui. As saturações de óleo atrás da zona de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5% (ROSA, 2006).

A água quente pode ser usada para transportar calor com variações mínimas nos equipamentos em relação à injeção de água convencional. Esse método é aplicável em zonas sensíveis à água doce ou em zonas de alta pressão, onde o vapor não pode ser empregado (ROSA, 2006).

#### 2.1.1.5 Desvantagens

As perdas de calor, gerado na superfície a alto custo, são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação. Por causa disso, o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade (ROSA, 2006).

O pessoal do campo deve estar familiarizado com a operação do gerador para manter a eficiência. Operações a altas temperaturas acarretam riscos de segurança adicionais (ROSA, 2006).

A falha na cimentação, em poços de completação convencional, é frequente sob operações térmicas. Os poços novos devem ser completados e equipados para operar em altas temperaturas. A produção de areia é comum em projetos térmicos. A formação de emulsão é possível com alguns óleos durante a injeção de vapor (ROSA, 2006).

*Fingers* (caminhos preferenciais) de vapor podem acontecer na parte superior da formação que está sendo contatada (ROSA, 2006).

# **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, o modelo físico do reservatório e as condições operacionais do processo da injeção de vapor.

#### 3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

As ferramentas computacionais necessárias para a realização do trabalho foram o *Winprop*, *Builder*, *STARS*, *Results graph* e *Results 3D*. Todas essas ferramentas fazem parte do grupo *CMG (Computer Modelling Group)*.

O módulo *Winprop* tem a finalidade de modelar as propriedades dos fluidos do reservatório, gerando um arquivo de entrada para ser adicionado no *Builder*. O *Winprop* faz o agrupamento dos componentes, ajusta dados de laboratório através da regressão, simula processos de contato múltiplo e constrói diagramas de fases (PVT) (CMG, 2007).

O *Builder* é uma ferramenta para a construção do modelo do reservatório. Nele foi inserido o modelo de fluido para saber a quantidade ideal de vazão de injeção, quantidades de poços necessários para uma produção satisfatória, entre outros (CMG, 2007).

A ferramenta *STARS* é uma ferramenta de processamento dos dados que realiza as simulações do reservatório e é utilizada para simular métodos térmicos (recuperações térmicas) (CMG, 2007).

O *Results graph* e o *Results 3D* são ferramentas de pós-processamento para gerar os resultados em 2D e 3D respectivamente (CMG, 2007).

## 3.2 MODELAGEM DO RESERVATÓRIO

Na seção modelagem do reservatório são mencionadas as propriedades do reservatório assim como o modelo de fluido.

### 3.2.1 Modelo de Fluido

A partir do programa *Winprop*, foi realizado o modelo de fluido. Foram inseridos dados como: composição do fluido do reservatório, fator volume formação do óleo, densidade do óleo em função da pressão, viscosidade, razão de solubilidade e massa específica. Em seguida criou-se os pseudo-componentes (agrupamento de componentes para a constituição de outro componente). Com todas essas informações, é possível definir o fluido contido no reservatório.

A Tabela 3.1 apresenta a composição dos pseudo-componentes do fluido do reservatório.

*Tabela 3.1: Agrupamento e composição dos pseudo-componentes*

Componentes	Porcentagem em Mol (%)
CO <sub>2</sub> – N <sub>2</sub>	0.77
CH <sub>4</sub> – C <sub>3</sub> H	11.14
IC <sub>4</sub> – C <sub>9</sub>	0.63
C <sub>10</sub> – C <sub>16</sub>	7.60
C <sub>17</sub> – C <sub>20</sub>	30.04
C <sub>27</sub> – C <sub>34</sub>	16.89
C <sub>35</sub> – C <sub>39</sub>	7.51
C <sub>40+</sub>	25.42

## 3.2.1.1 Permeabilidade Relativa

A Figura 3-1 apresenta o gráfico da permeabilidade relativa óleo-água em relação à saturação da água. Com o aumento da saturação da água, a permeabilidade relativa à água aumenta, enquanto que a permeabilidade relativa ao óleo diminui.

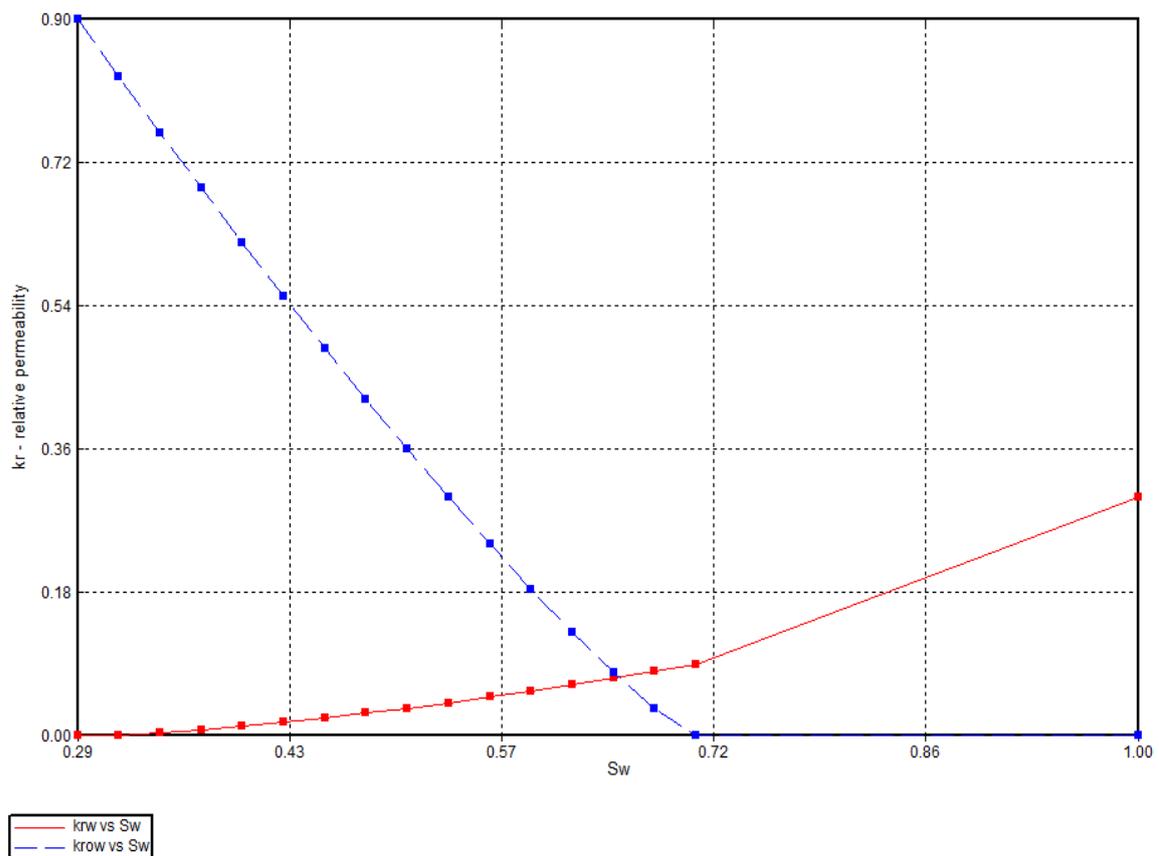


Figura 3-1: Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa

A Figura 3-2 mostra o gráfico da permeabilidade relativa do sistema líquido-gás em relação à saturação da água. Com o aumento da saturação do líquido, a permeabilidade relativa ao gás diminui enquanto que a permeabilidade relativa gás-óleo aumenta.

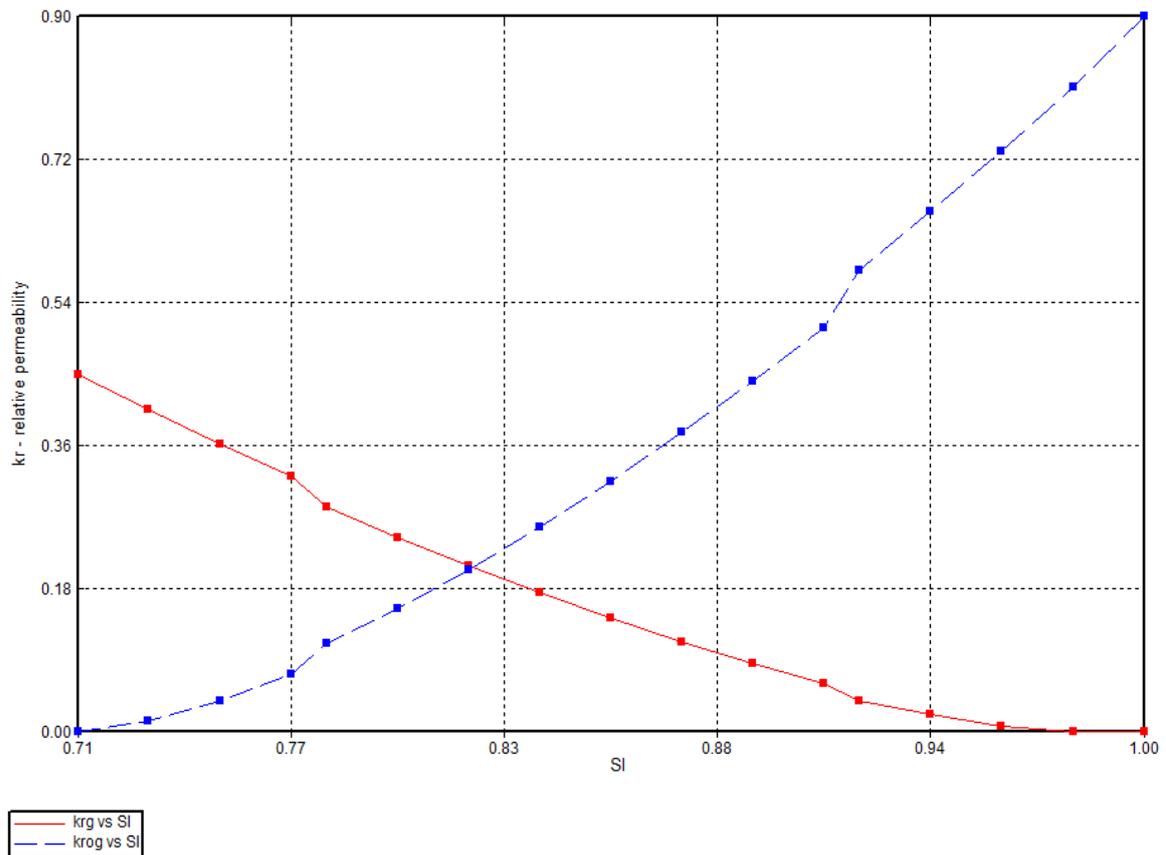


Figura 3-2: Curva de permeabilidade relativa líquido – gás

### 3.2.2 Modelo Físico

O reservatório estudado é homogêneo. As características da rocha-reservatório são apresentadas na Tabela 3.2.

*Tabela 3.2: Características do reservatório*

Área do reservatório (m <sup>2</sup> )	355 x 345
Espessura do reservatório (m)	29
Numero de blocos nas camadas i, j, k	25, 25, 15
Total de blocos	9375
Comprimento dos poços verticais (m)	227.5
Profundidade do reservatório (m)	200
Permeabilidade horizontal (mD)	750
Permeabilidade vertical (mD)	82.5
Porosidade @ 287 psi	0.18
Contato água-óleo (m)	225
Compressibilidade da formação @ 287psi (1/psi)	$15 \times 10^{-7}$
Temperatura inicial do reservatório (°C)	38
Pressão @ 200 m (psi)	287
Base do reservatório (m)	237

As dimensões do reservatório são representadas pela Figura 3-3.

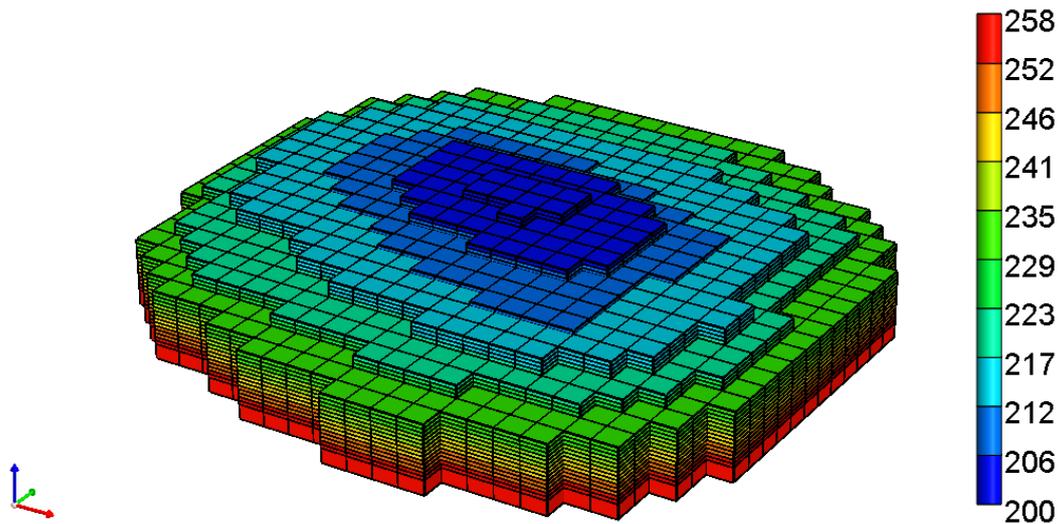


Figura 3-3: Visão do reservatório em 3D

Após a adição dos dados, foram efetuadas as perfurações. Foram perfurados poços injetores e produtores (somente uma malha) no modelo *Five-spot* e *Five-spot invertido*. Ambos os modelos estão posicionados no centro do reservatório para que a injeção de vapor seja distribuída de forma simétrica. Os poços produtores foram perfurados acima da zona de água para evitar a precipitação da produção de água.

O modelo *Five-Spot* possui um poço produtor (central) e quatro poços injetores, enquanto que no modelo *Five-Spot invertido* contem um poço injetor no centro e quatro poços produtores. A Figura 3-4 e a Figura 3-5 apresentam as configurações dos modelos.

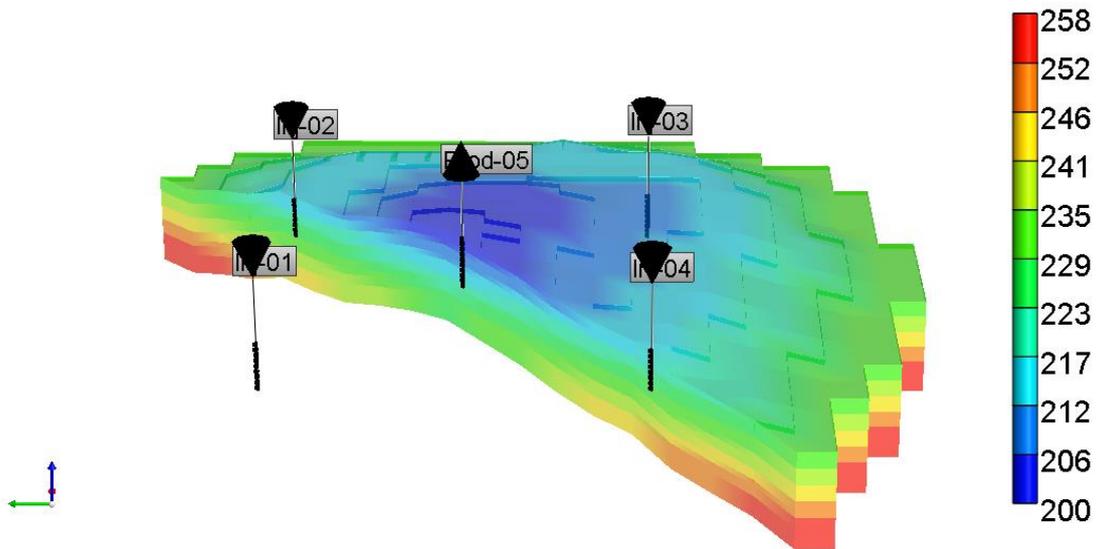


Figura 3-4: Modelo *Five-Spot* injeção contínua de vapor

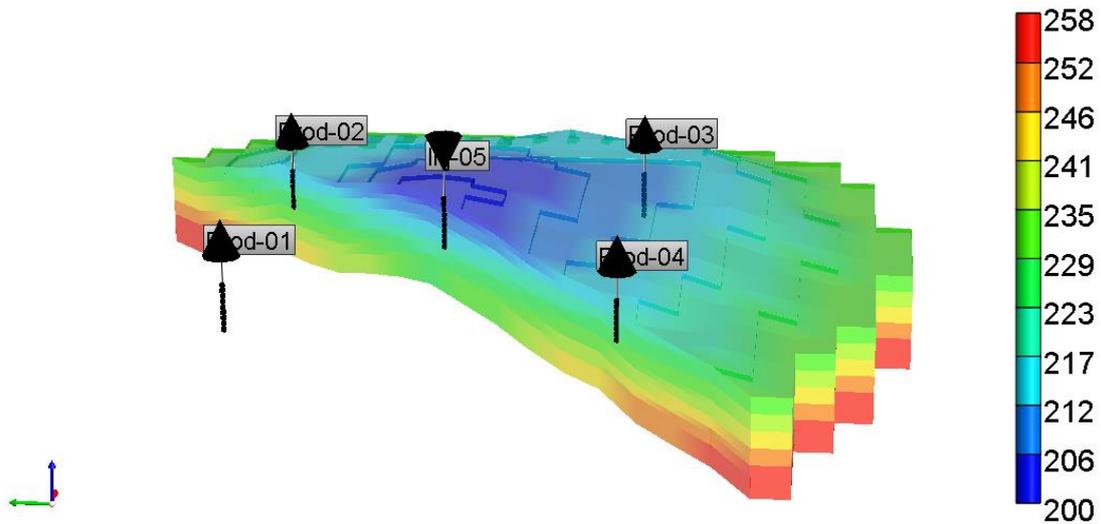


Figura 3-5: Modelo *Five-Spot invertido* injeção contínua de vapor

No caso da injeção cíclica de vapor, para a realização das simulações, tanto os poços injetores como os poços produtores são perfurados no mesmo lugar, mantendo o mesmo esquema da injeção contínua de vapor. A Figura 3-6 apresenta as configurações do modelo.

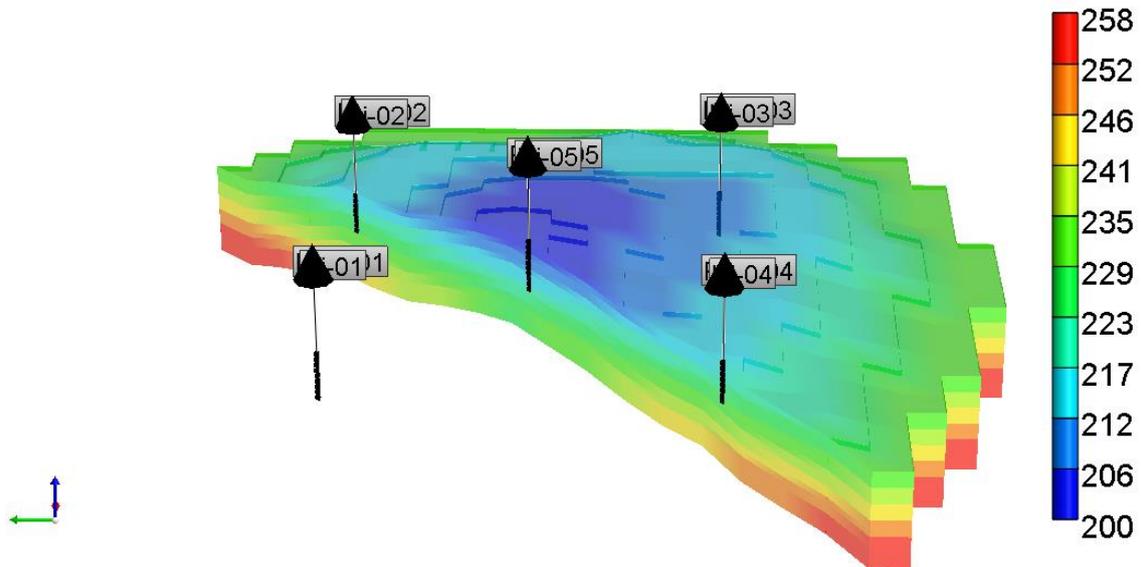


Figura 3-6: Modelo Five-Spot injeção cíclica de vapor

### 3.3 CONDIÇÕES OPERACIONAIS

#### 3.3.1 Modelo Base

As condições operacionais utilizadas do modelo base são mostradas na Figura 3-3.

Tabela 3.3: Condições operacionais do modelo base

	Injetor	Produtor
<b>Pressão do fundo do poço (mínima para o produtor, máxima para o injetor) (psi)</b>	1200	28.5
<b>Vazão (m<sup>3</sup> STD/dia)</b>	1000	500
<b>Distância entre poços produtores (m)</b>		142
<b>Tempo de projeto (anos)</b>		14

### 3.3.2 Metodologia

Para a realização do estudo foi adotado a seguinte metodologia

- 1) Montagem de modelo de fluidos;
- 2) Montagem de modelo de reservatórios;
- 3) Estudo do modelo base usando a injeção cíclica de vapor;
- 4) Comparativo entre a injeção cíclica de vapor e a recuperação primária;
- 5) Análise de diferentes vazões de injeção de vapor e tempo de injeção de vapor;
- 6) Estudo do modelo base usando a injeção contínua de vapor;
- 7) Comparativo entre a injeção cíclica de vapor, injeção contínua de vapor e a recuperação primária;
- 8) Análise de diferentes vazões de injeção de vapor e configurações de poços;
- 9) Comparativo entre a injeção contínua de vapor para os modelos Five-Spot e Five-Spot invertido e a recuperação primária;
- 10) Análise de diferentes vazões de injeção de vapor e configurações de poços;
- 11) Resultados e discussões.

# **CAPÍTULO 4:**

# **Resultados e Discussões**

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão mostrados os resultados e análises dos diferentes modelos e comparados através de gráficos como: produção acumulada de óleo, fator de recuperação, vazão de óleo e produção acumulada de água.

### 4.1 COMPARATIVO ENTRE A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E A INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR

Na primeira análise foi comparada a injeção cíclica de vapor e a recuperação primária. Na Figura 4-1 pode ser observada a recuperação de óleo no tempo para os diferentes casos estudados.

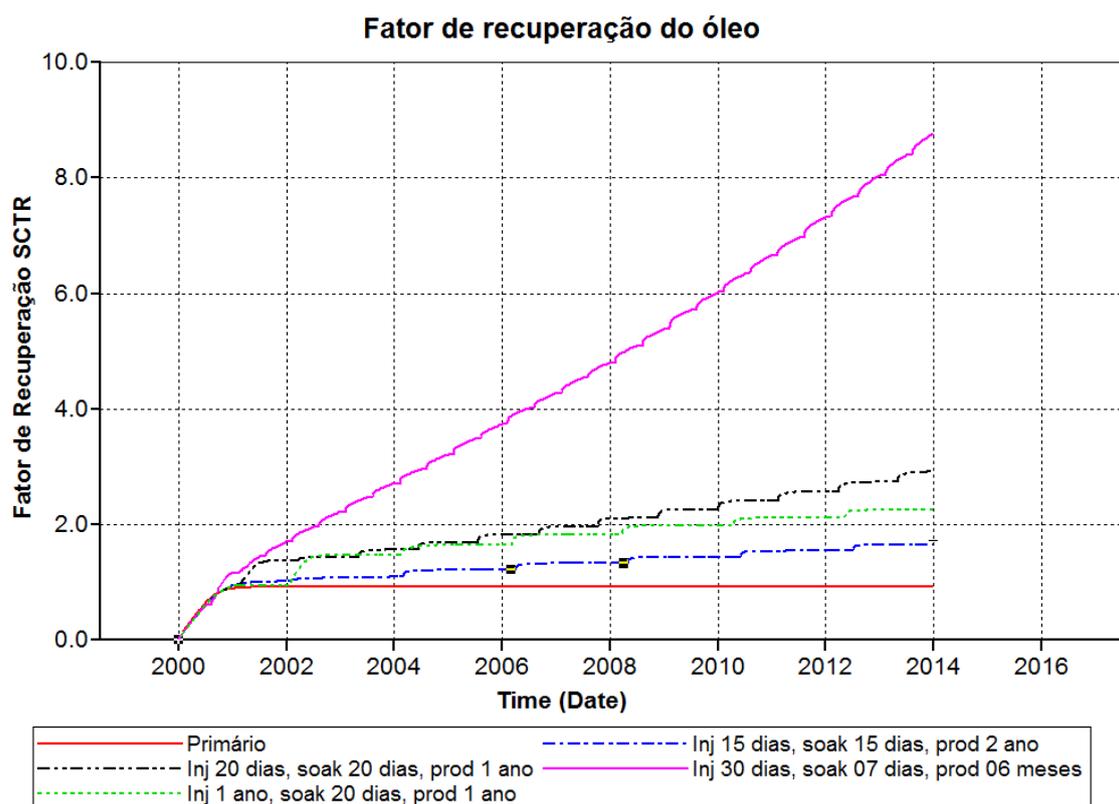


Figura 4-1: Fator de recuperação versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica

No gráfico (Figura 4-1), a recuperação primária é muito baixa devido ao reservatório ter óleo pesado e energia insuficiente para retirar o óleo do reservatório, com isso é baixa o fator de recuperação, em torno de 0.92 %.

Na injeção cíclica, quanto menor o tempo de *soak*, melhor a recuperação, uma vez que, quanto mais demorado for o período de *soaking*, maior será a perda de calor para camadas adjacentes. Outro fator importante é o tempo de produção que quanto menor for esse tempo, maior será a recuperação, devido a menor queda de pressão.

Nesse caso o melhor método foi injetando durante trinta dias, o tempo de espera (*soak*) de sete dias e produzindo seis meses, fornecendo um fator de recuperação de 8,77% (Figura 4-1).

No gráfico de Produção acumulada de óleo (Figura 4-2) foram comparadas as diversas vazões para a injeção cíclica de vapor e a recuperação primária.

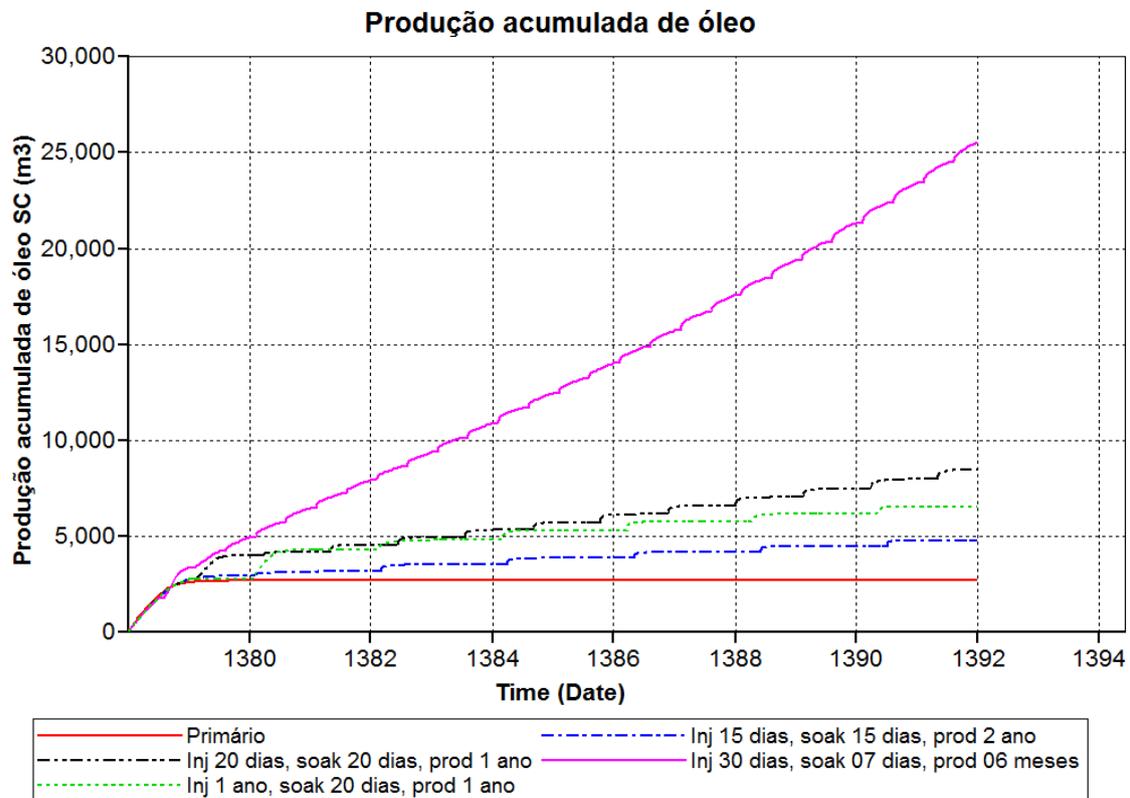


Figura 4-2: Produção acumulada versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica

A produção acumulada de óleo é extremamente baixa na recuperação primária, produzindo apenas 2690,94 m<sup>3</sup> durante 14 anos (Figura 4-2), o que já era esperado, pois como apresentado anteriormente, o fator de recuperação foi muito baixo. Já na injeção cíclica de vapor a produção acumulada de óleo do melhor método foi de 25570,9 m<sup>3</sup>

(Figura 4-2), visto que injetando o vapor diminui a viscosidade do óleo e, assim, facilitando o escoamento.

Na Figura 4-3 pode ser observada a vazão de óleo no tempo para os diferentes casos estudados.

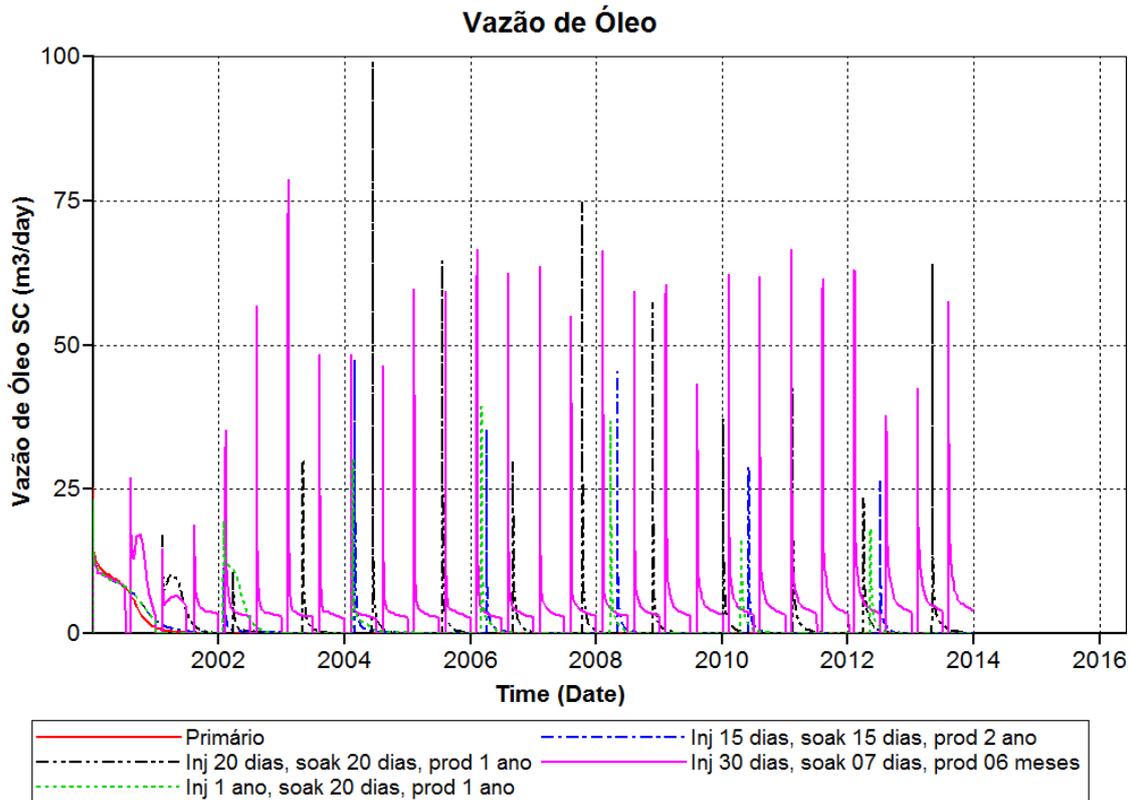


Figura 4-3: Vazão de óleo versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica

A Figura 4-3 mostra a vazão somente no primeiro ano na recuperação primária, e em seguida é nula a vazão. A razão deste fato é que o reservatório perdeu toda sua energia durante o primeiro ano de produção fazendo com que não tenha mais vazão de óleo.

Já na injeção cíclica, o método de injeção de vinte dias (linha preta do gráfico) possui os maiores picos (Figura 4-3), porém o tempo de produção é longo e, com isso, a queda de pressão é elevada, produzindo somente nos primeiros dias. Já no método de injeção de trinta dias, a vazão é constante favorecendo sua eficiência na produção.

Na Figura 4-4 pode ser observada a água acumulada no tempo para os diferentes casos na injeção cíclica de vapor.

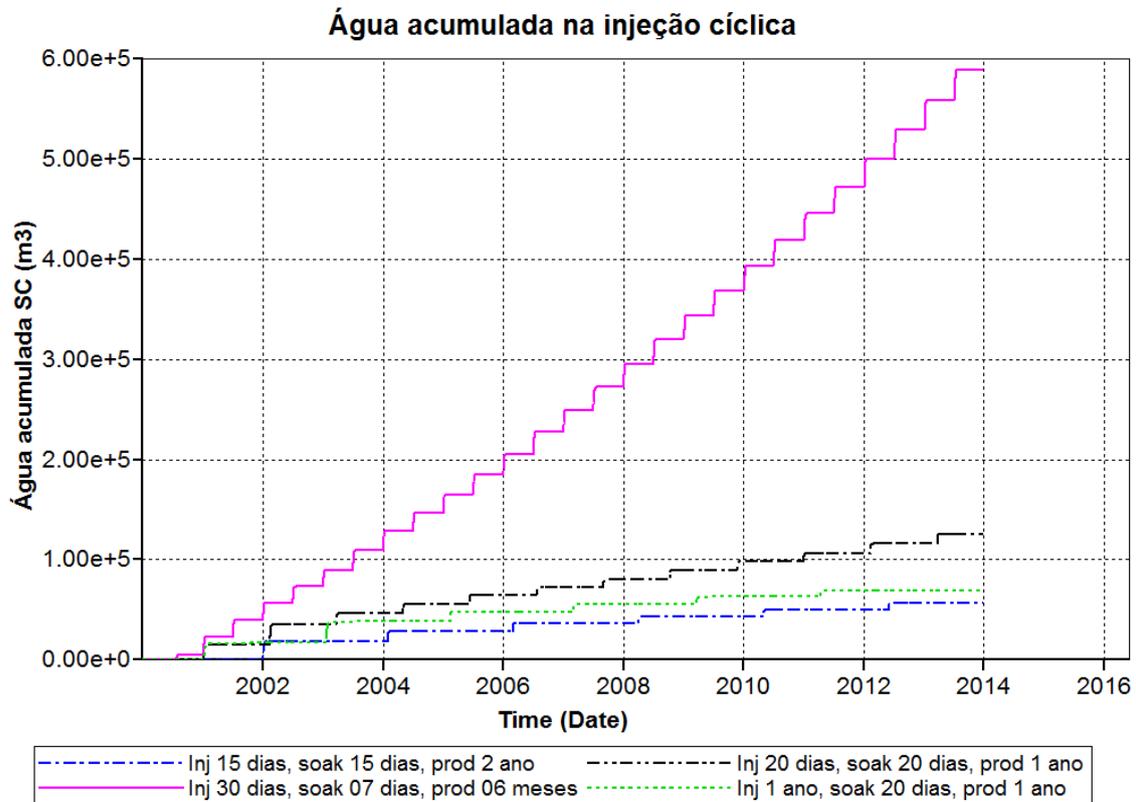


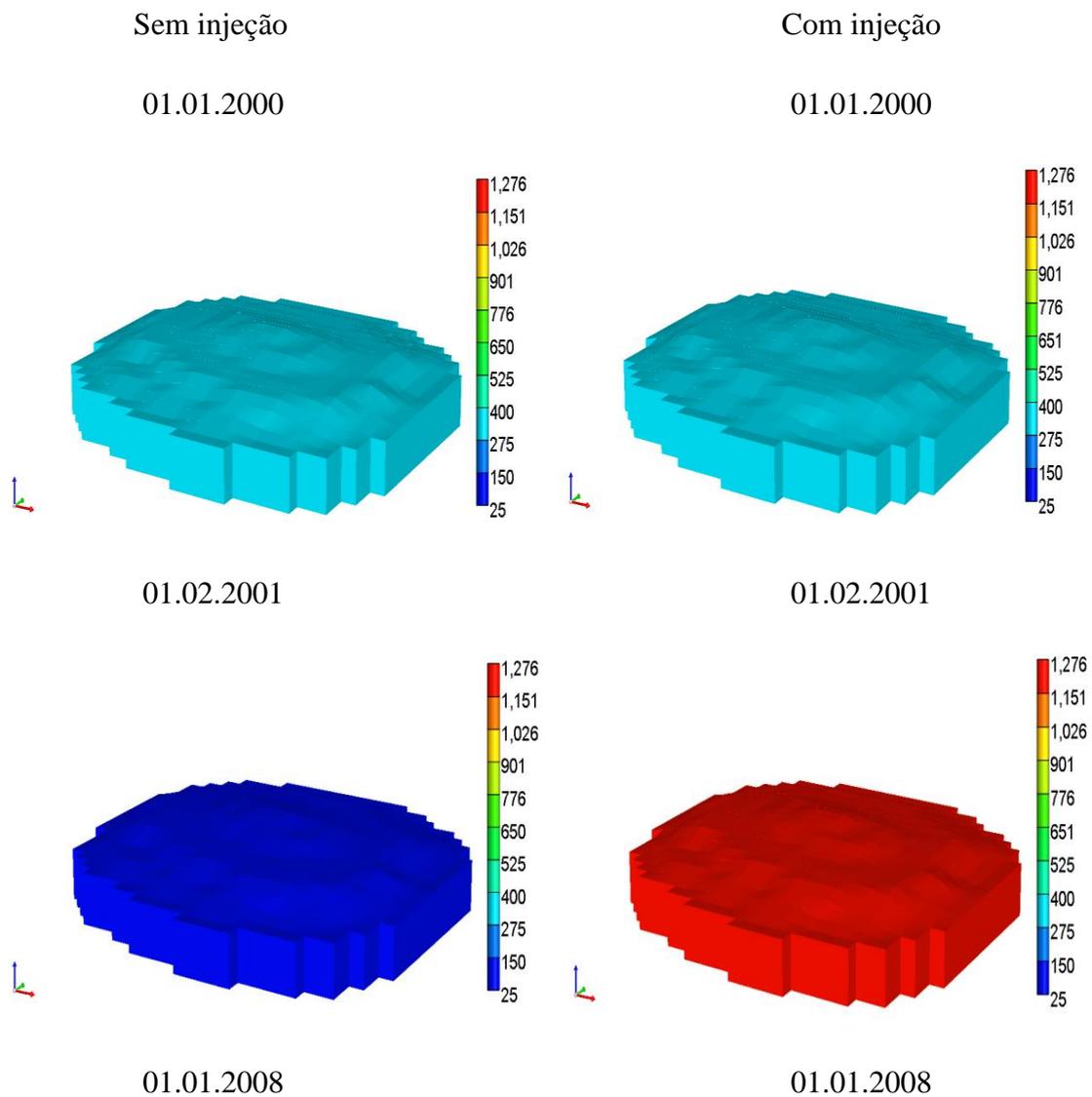
Figura 4-4: Água acumulada versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica

No gráfico da água acumulada (Figura 4-4), é perceptível que a injeção de trinta dias terá uma maior produção de água, aproximadamente  $588758 \text{ m}^3$ , já que é o maior tempo de injeção entre os métodos, fazendo com que a pressão não decline rapidamente.

#### 4.1.1 Análise das Pressões, temperaturas e saturações de óleo a partir dos gráficos 3D.

##### Pressão

A Figura 4-5 mostra a variação de pressão na recuperação primária comparada com a injeção cíclica de vapor (injetando trinta dias, tempo de *soak* de sete dias e tempo de produção de seis meses).



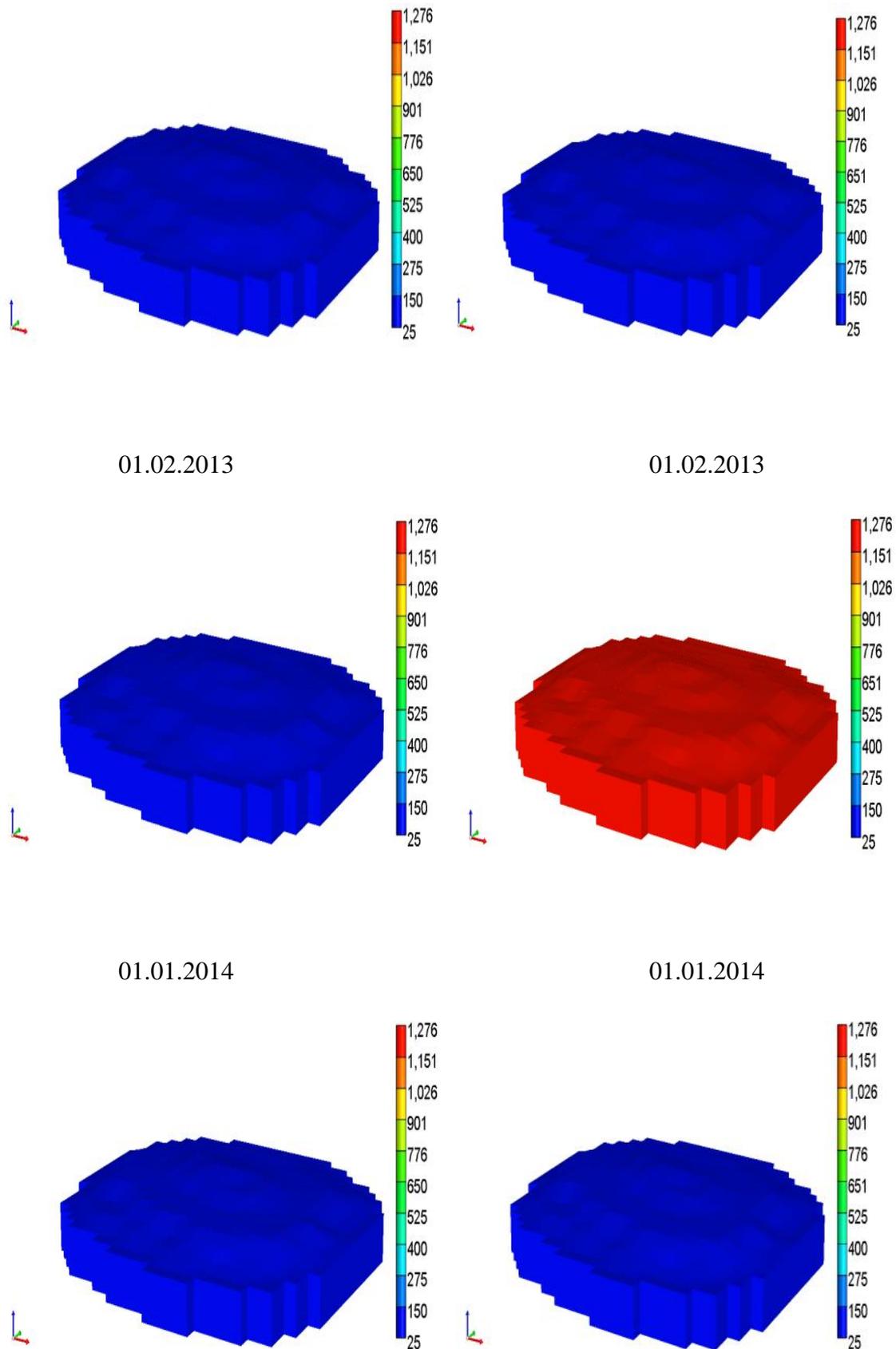
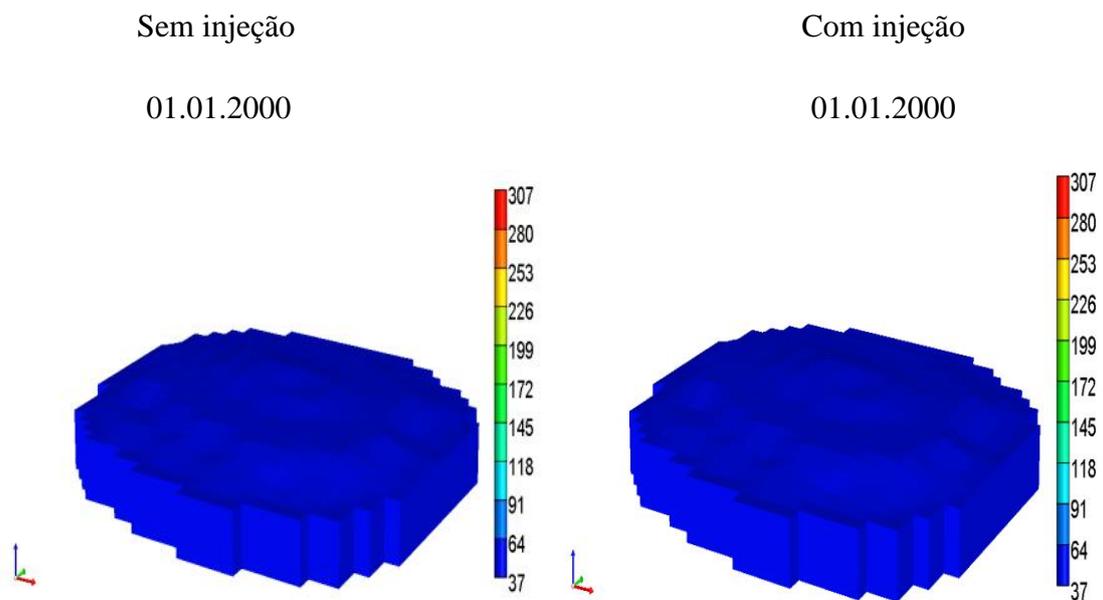


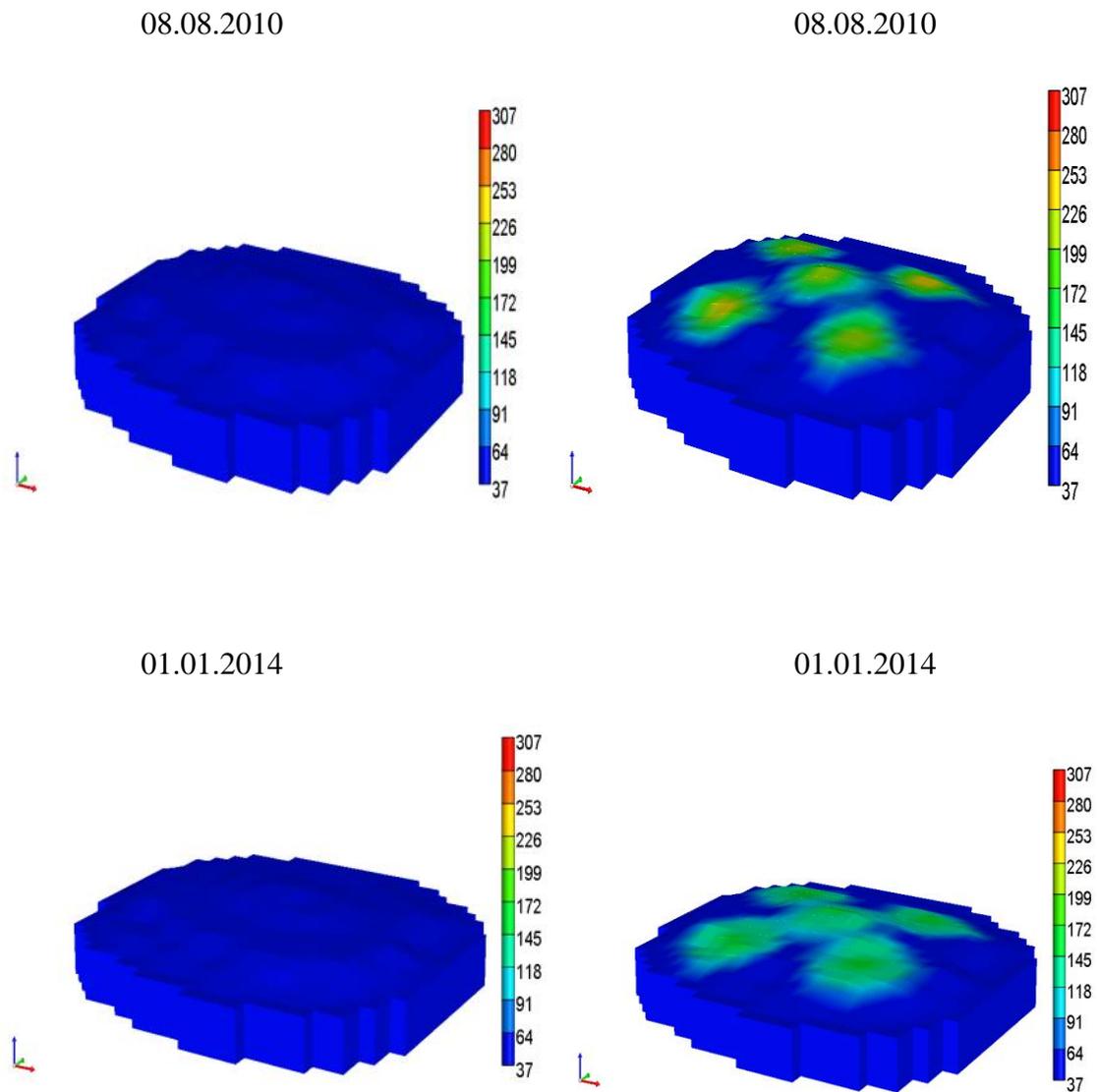
Figura 4-5: Mapas de pressão versus tempo

Observa-se que quando há a injeção de vapor (no ano de 2001 e 2013) a pressão sobe bruscamente. Após a injeção a pressão declina, já que está havendo produção, como vemos no ano de 2008 (Figura 4-5). Na recuperação primária, depois de um ano de produção a pressão cai e continua sempre baixa em todos os períodos, dificultando a produção.

## Temperatura

A Figura 4-6 mostra a variação de temperatura na recuperação primária e injeção cíclica de vapor (injetando trinta dias, tempo de *soak* de sete dias e tempo de produção de seis meses).





*Figura 4-6: Mapas de temperatura versus tempo*

Na recuperação primária a temperatura não se altera. Já na injeção de vapor, a temperatura aumenta reduzindo a viscosidade e facilitando o escoamento do óleo (Figura 4-6).

## Saturação de Óleo

A Figura 4-7 mostra as saturações de óleo na recuperação primária e injeção cíclica de vapor (injetando trinta dias, tempo de *soak* de sete dias e tempo de produção de seis meses).

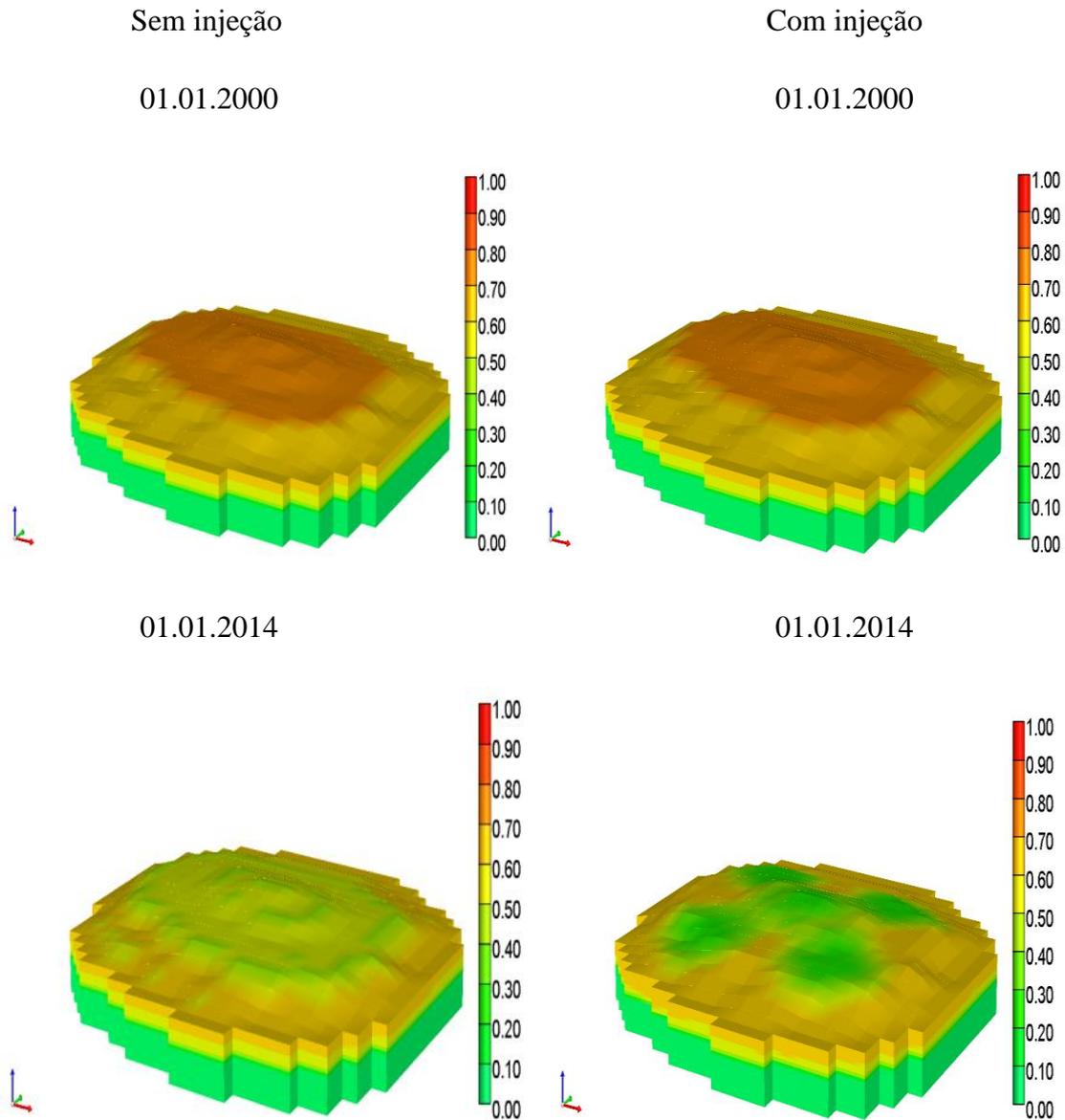


Figura 4-7: Mapas de saturação de óleo versus tempo

Na injeção cíclica de vapor, a saturação de óleo em 2014 (Figura 4-7) é menor em comparação com a recuperação primária, logo haverá mais produção de óleo como esperado, visto que a pressão nos períodos de injeção é maior e a temperatura também é aumentada facilitando a recuperação do óleo.

#### 4.2 COMPARATIVO ENTRE A UTILIZAÇÃO DA INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR E A INJEÇÃO CONTÍNUA NO MODELO *FIVE-SPOT*.

Foram realizadas várias mudanças na vazão de injeção contínua de vapor para obter o melhor fator de recuperação, a melhor produção e vazão de óleo, comparando com a injeção cíclica de vapor.

O modelo *Five-Spot* possui um poço produtor e quatro poços injetores e, com isso, a vazão de injeção será dividida pelos poços injetores. Por exemplo, se a vazão de injeção for de 600 m<sup>3</sup>/dia, então cada poço injetor vai inserir 150 m<sup>3</sup>/dia.

O gráfico de fator de recuperação (Figura 4-8) mostra as variadas simulações e os resultados obtidos.

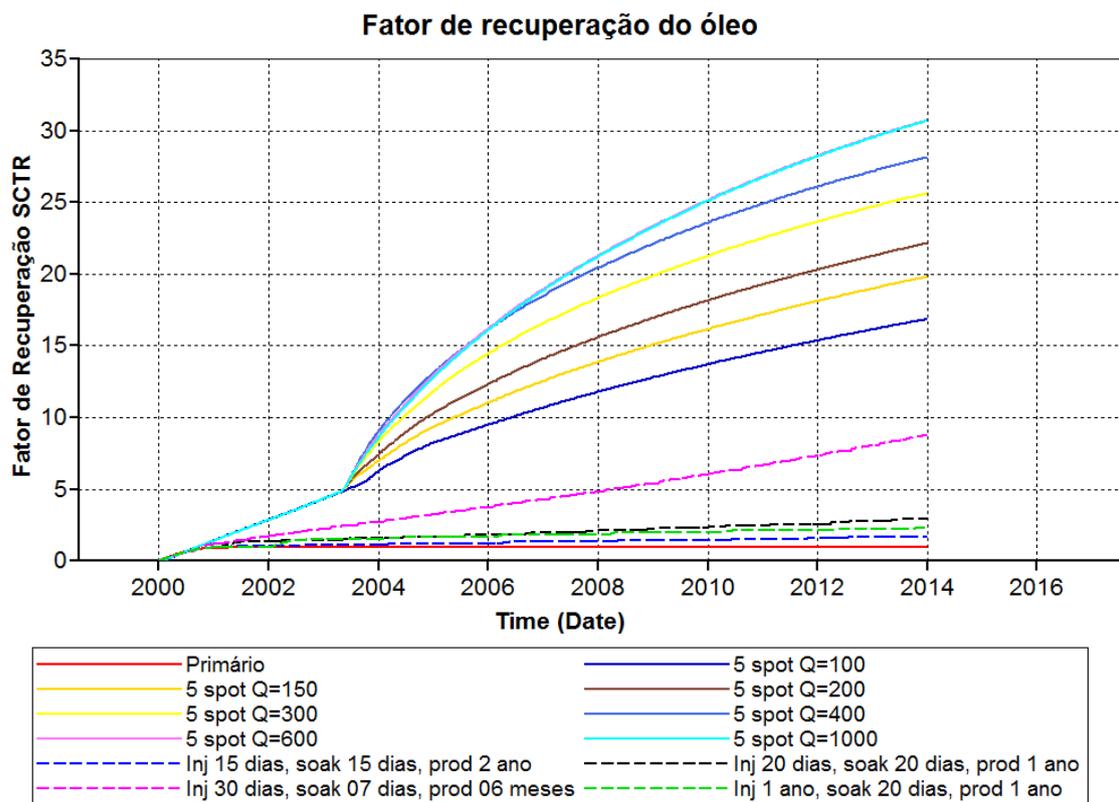


Figura 4-8: Fator de recuperação versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo *Five-Spot*)

Na injeção contínua de vapor, comparada com a injeção cíclica, é notória a diferença do aumento significativo do fator de recuperação de óleo, pois neste caso a injeção de vapor é feita de forma contínua, mantendo pressão e temperatura suficiente para a redução de viscosidade e, conseqüentemente, a larga produção.

Pelo gráfico de fator de recuperação (Figura 4-8), tanto a vazão de 600 m<sup>3</sup>/dia, como a vazão de 1000 m<sup>3</sup>/dia terão a mesma recuperação, de aproximadamente 31,34%, enquanto que na injeção cíclica a recuperação é de apenas 8.77%.

A Figura 4-9 apresenta as simulações realizadas para determinação da produção acumulada de óleo.

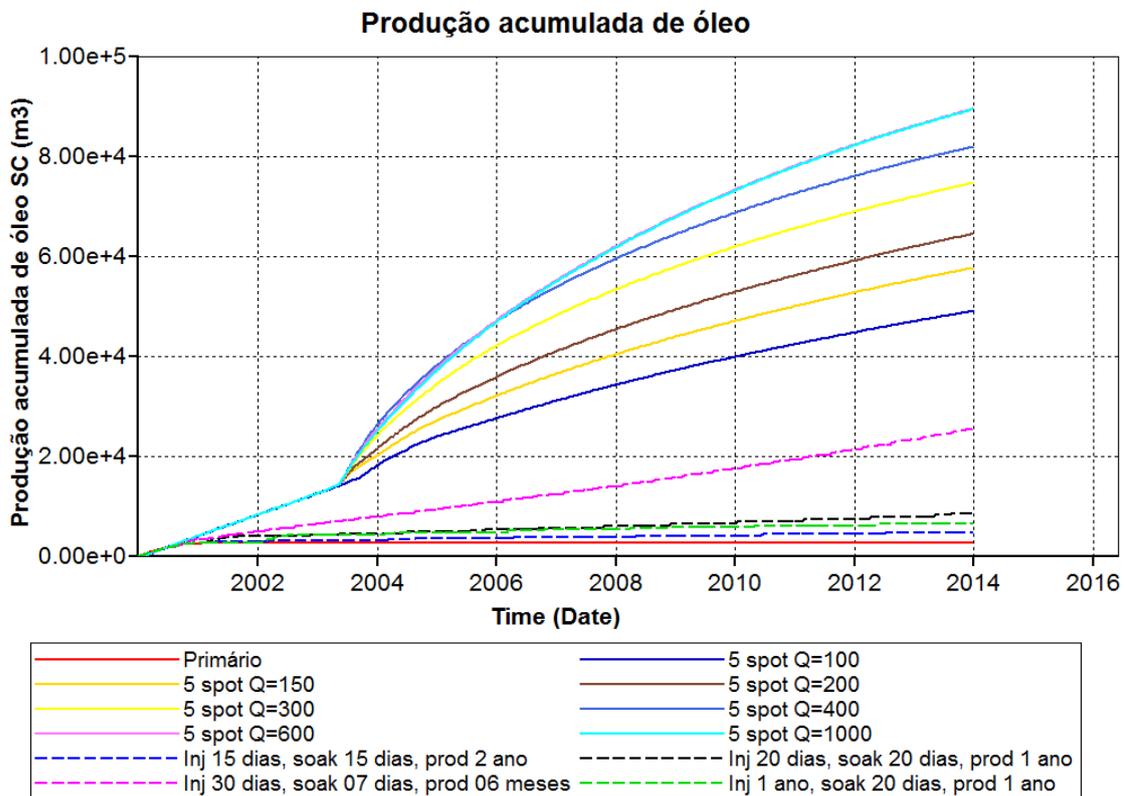


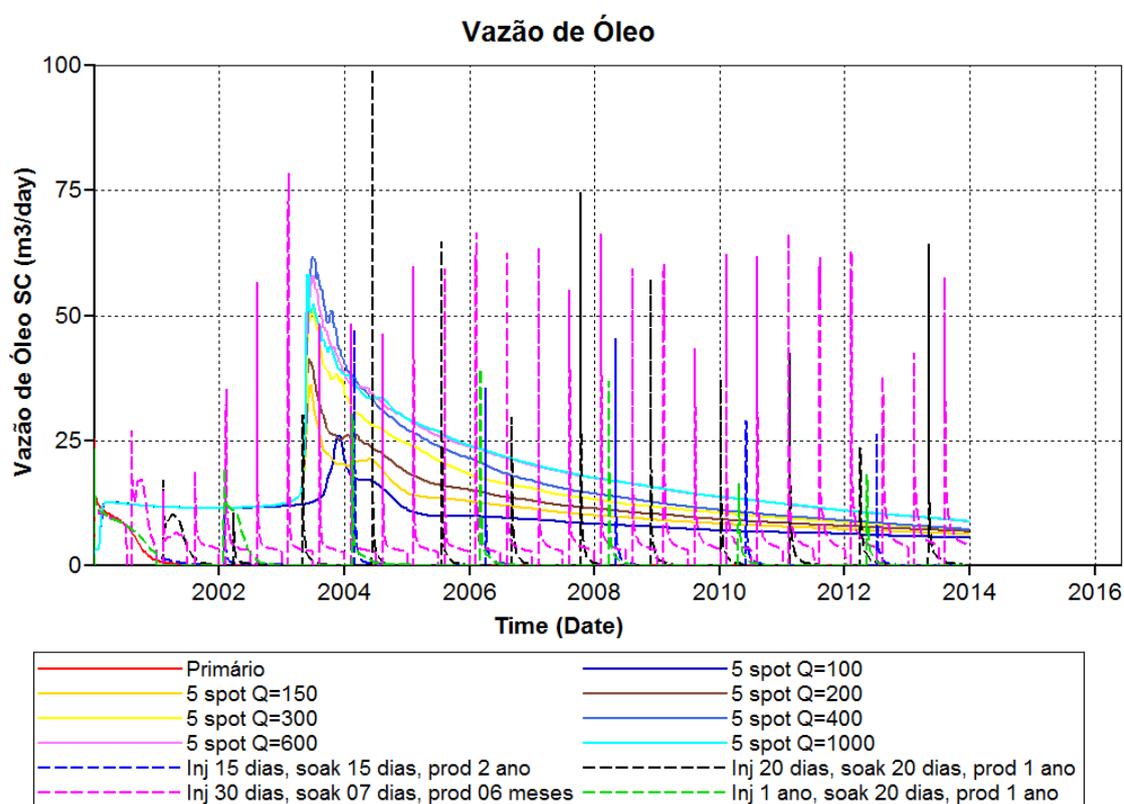
Figura 4-9: Produção acumulada de óleo versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo Five-Spot)

Quanto mais se injeta vapor na injeção contínua, maior será a produção (Figura 4-9), porém em um determinado momento as curvas vão se convergindo chegando ao

seu limite de produção sem grandes mudanças. Isso ocorre pelo fato do vapor está perdendo calor para as camadas adjacentes o que não terá retorno de maior produção.

Na Figura 4-9 tanto a vazão de 600 m<sup>3</sup>/dia, como a vazão de 1000 m<sup>3</sup>/dia, terão a mesma produção acumulada de óleo com valor de 91371,3 m<sup>3</sup> para ambas as injeções, com isso a escolha sempre será pela menor vazão pelo fato de reduzir custos de injeção, o tratamento e descarte de um maior volume de água produzida.

Na Figura 4-10 pode ser observada a vazão de óleo no tempo para os diferentes casos estudados.



*Figura 4-10: Vazão de óleo versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo Five-Spot)*

A vazão de óleo na injeção cíclica (Figura 4-10) tem maiores picos (98,99 m<sup>3</sup>/dia), porém somente após o período de injeção/*soaking*. Já a injeção contínua obteve picos de 78.73 m<sup>3</sup>/dia, porém a vazão de óleo não sofre essas alterações, mantendo sempre as vazões e continuamente mantendo a produção de óleo.

Na Figura 4-11 pode ser observada a água acumulada no tempo para os diferentes casos na injeção cíclica e contínua de vapor.

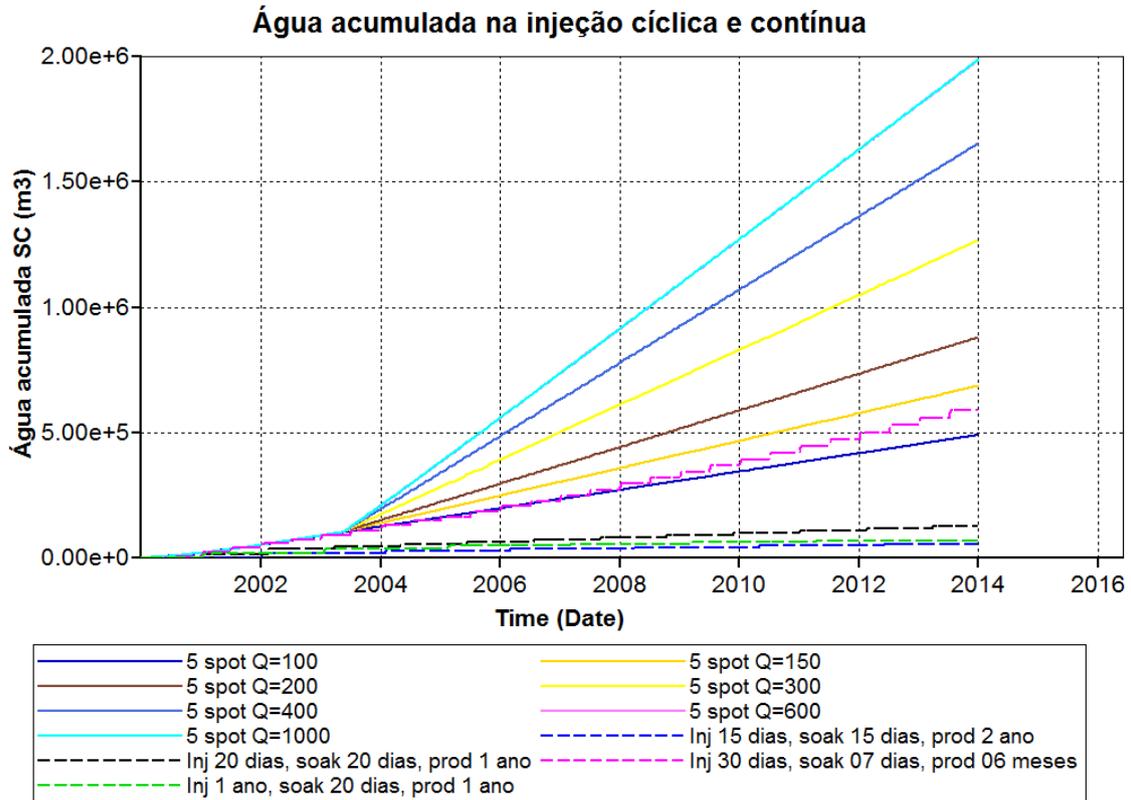


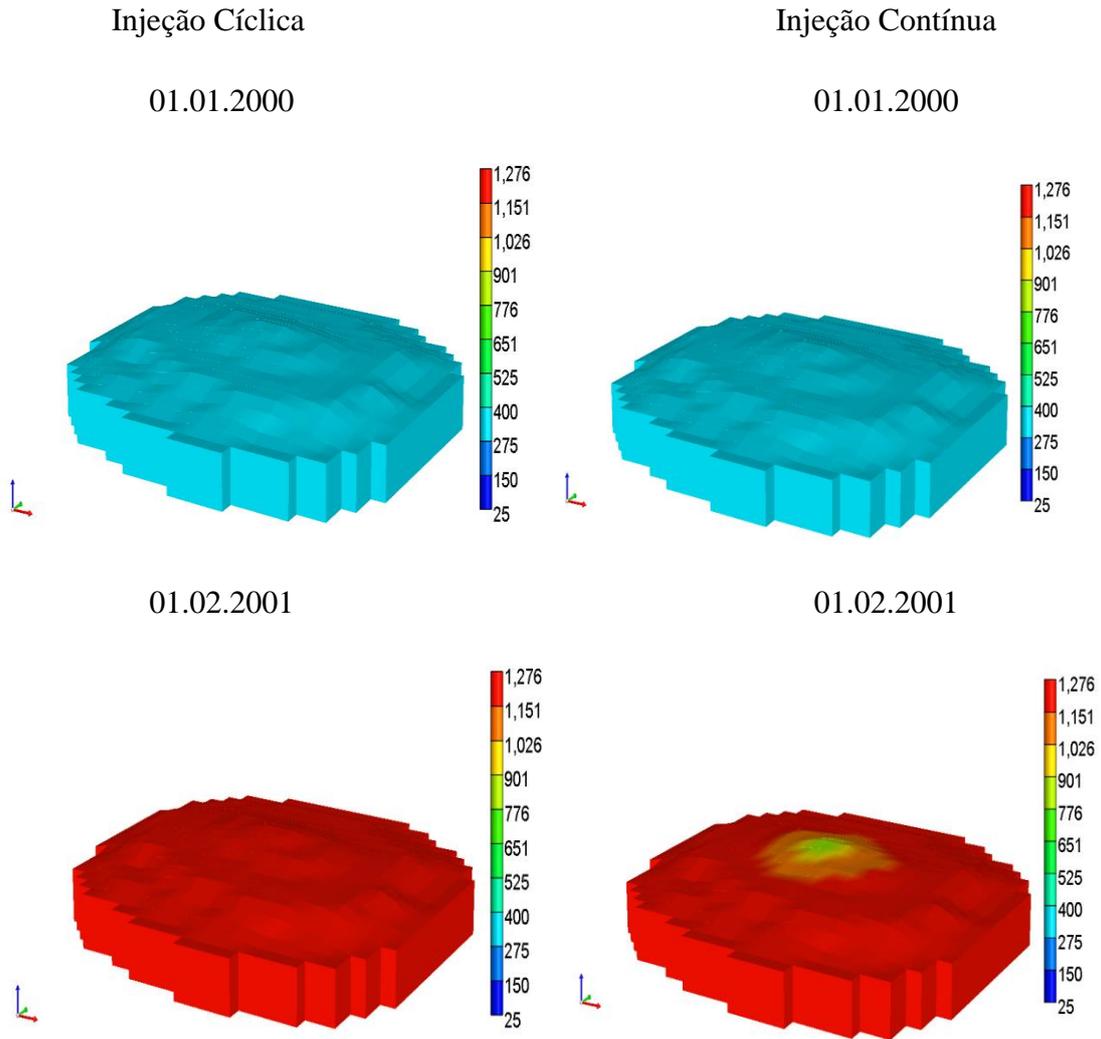
Figura 4-11: Água acumulada versus tempo para a injeção cíclica e a injeção contínua (modelo Five-Spot)

No gráfico da água acumulada (Figura 4-11) quanto mais se injeta vapor, maior será a produção de água. No caso das injeções de 600 m<sup>3</sup>/dia e 1000 m<sup>3</sup>/dia, a produção da água é igual (1.99x10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>), uma vez que, como dito anteriormente, a vazão de 1000 m<sup>3</sup>/dia perde calor para as camadas adjacentes.

### 4.2.1 Análise das Pressões, temperaturas e saturações de óleo a partir dos gráficos 3D.

#### Pressão

A Figura 4-12 mostra a variação de pressão na injeção cíclica e contínua de vapor dos seus melhores modelos.



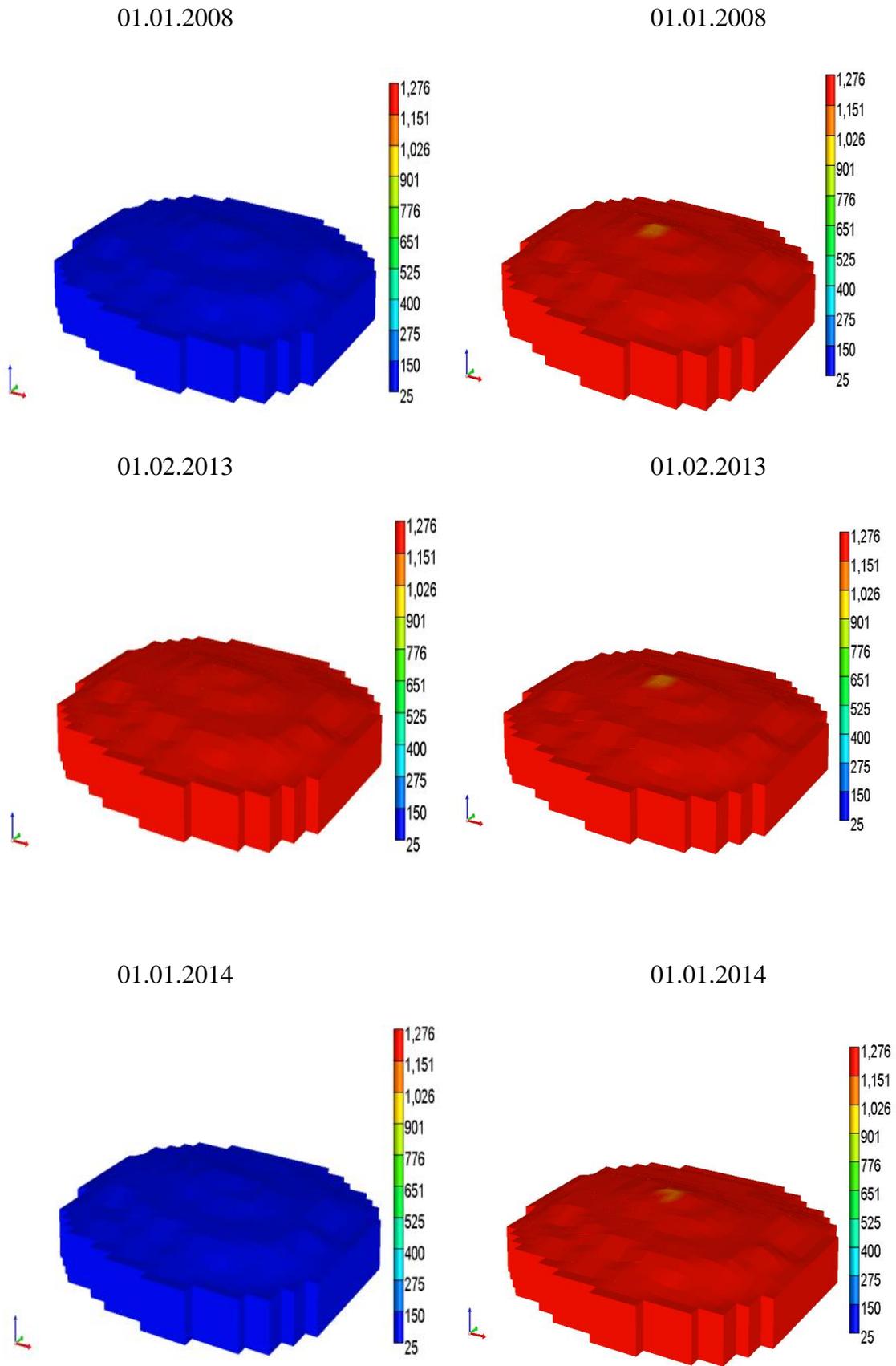
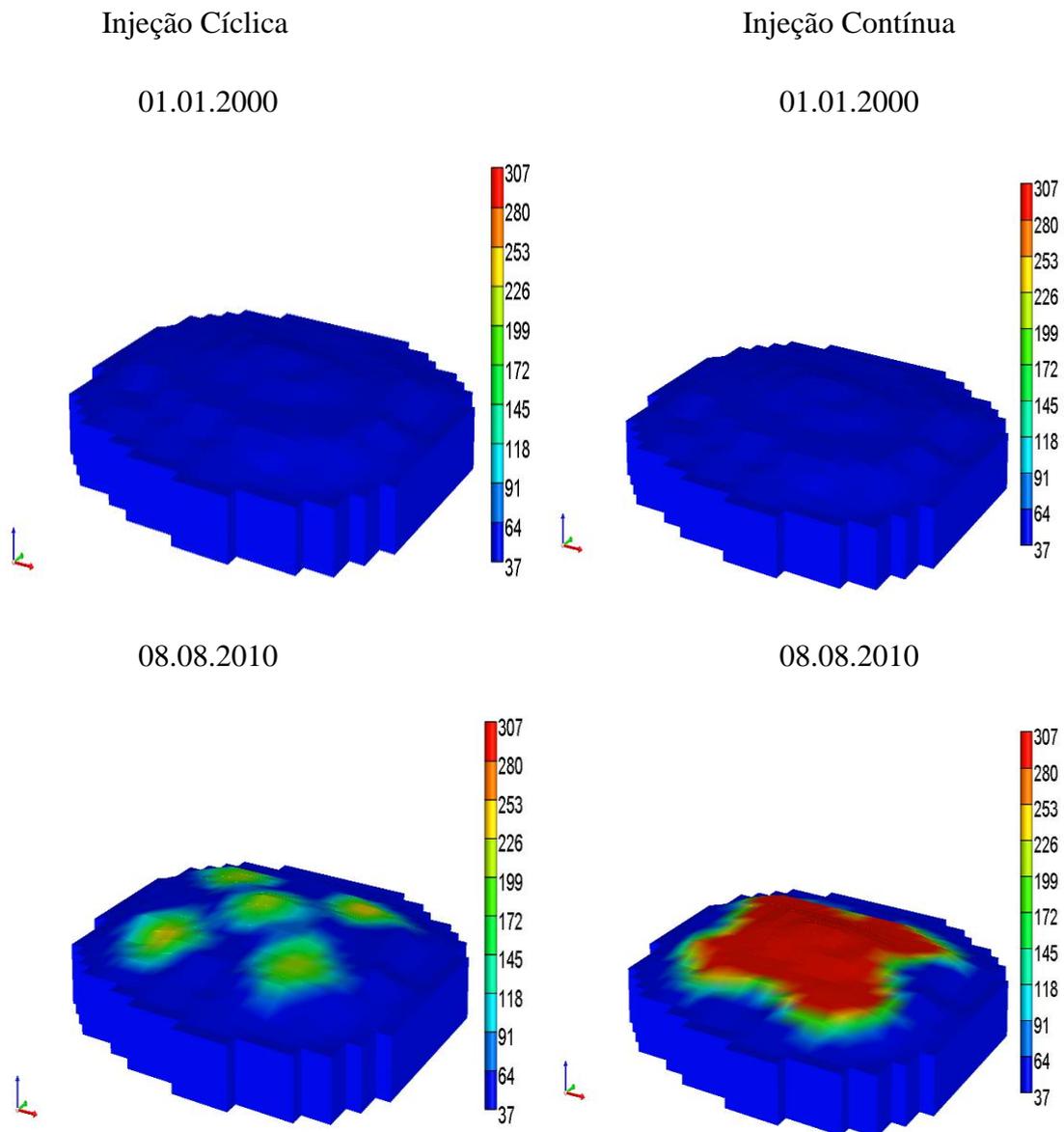


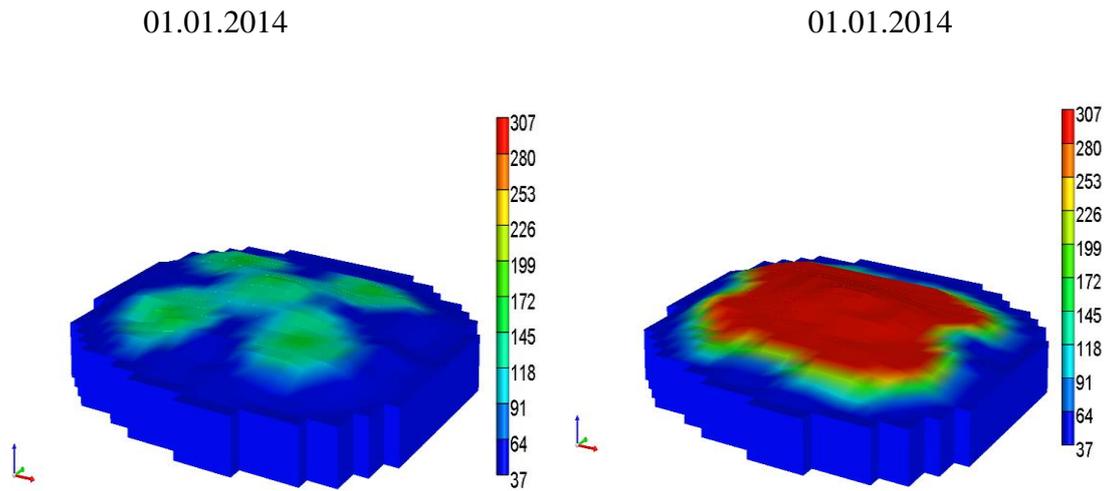
Figura 4-12: Mapas de pressão versus tempo

Pela Figura 4-12 fica clara a manutenção de pressão ao longo da produção do poço na injeção contínua de vapor, enquanto que na injeção cíclica só há pressão suficiente quando está no período de injeção de vapor.

## Temperatura

A Figura 4-13 mostra a variação de temperatura na injeção cíclica e contínua de vapor dos seus melhores modelos.





*Figura 4-13: Mapas de temperatura versus tempo*

Quando se injeta vapor, o calor é transferido para o reservatório através do efeito de convecção e condução. Na injeção contínua, o calor abrange quase toda a parte do reservatório, possibilitando o aumento de temperatura e a redução da viscosidade, ocasionado o aumento da recuperação.

No ano de 2010 e 2014 na injeção cíclica (Figura 4-13), o vapor injetado só atingiu as regiões próximas ao poço, o que resulta em uma produção limitada.

## Saturação de Óleo

A Figura 4-14 mostra as saturações de óleo na injeção cíclica e contínua de vapor dos seus melhores modelos.

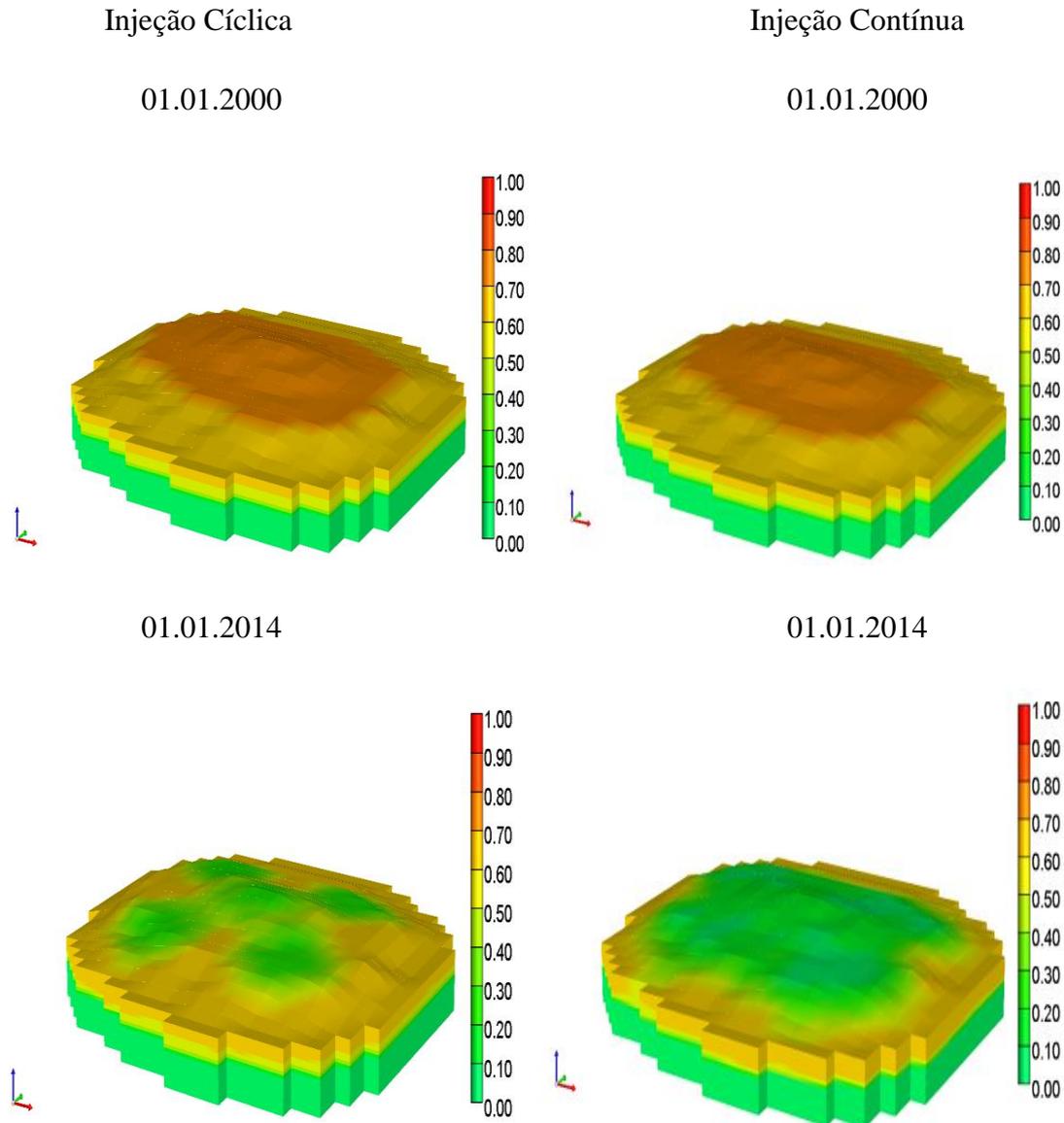


Figura 4-14: Mapas de saturação de óleo versus tempo

À medida que o fluido vai sendo produzindo, a saturação de óleo no reservatório vai diminuindo. Observa-se na Figura 4-14 que a maior queda de saturação é na injeção contínua de vapor, pois como vimos no gráfico de temperatura (Figura 4-13), o vapor se expande por todo o reservatório, enquanto que na injeção cíclica o vapor é limitado próximo aos poços fazendo com que só produza nas regiões próximas ao poço.

#### 4.3 ANÁLISE DA INJEÇÃO CONTÍNUA FIVE-SPOT E A INJEÇÃO CONTÍNUA FIVE-SPOT INVERTIDO

Foi mostrado que a injeção contínua, no modelo *Five-spot* foi bem mais produtiva em relação à injeção cíclica de vapor, com fator de recuperação de 31,34% contra 8,77%.

Para finalizar foi feita a análise do fator de recuperação das injeções contínuas para o modelo *Five-spot* e para o modelo *Five-spot* invertido, como estão representadas no gráfico (Figura 4-15).

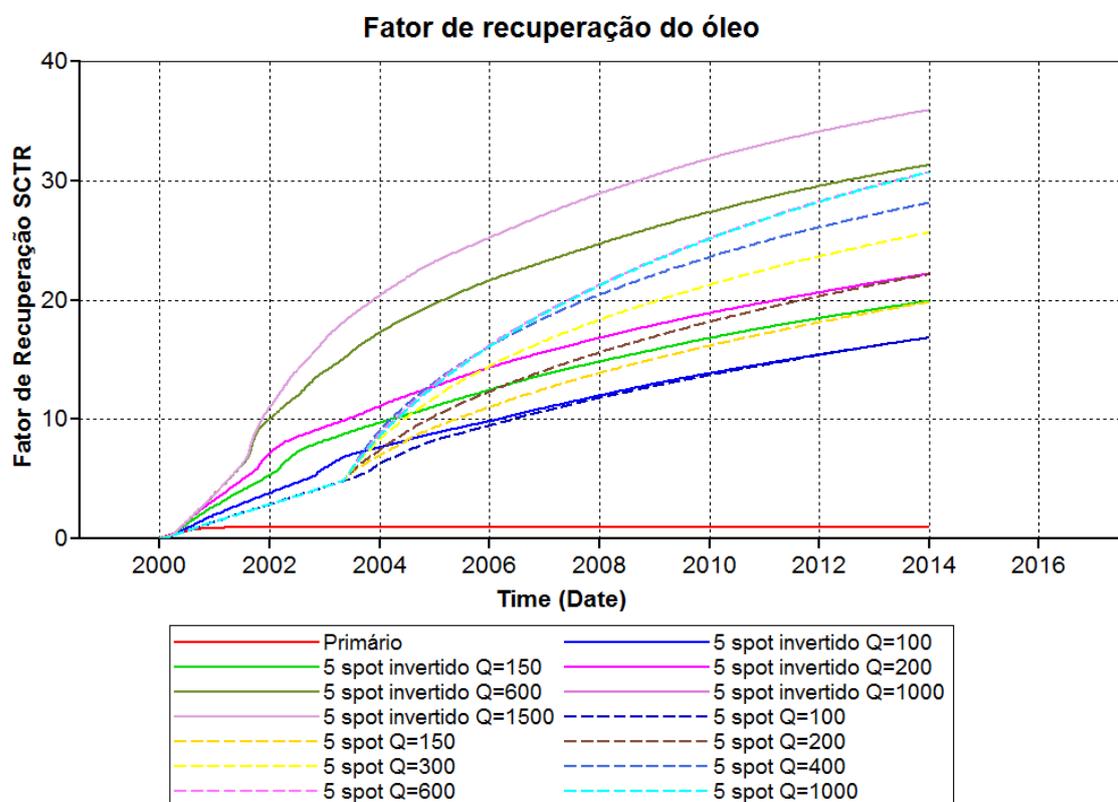


Figura 4-15: Fator de recuperação versus tempo para a injeção contínua (modelo *Five-Spot* e *Five-Spot* invertido)

Na sessão anterior, o modelo de injeção contínua *Five-spot* com vazões de 600 m<sup>3</sup>/dia e 1000 m<sup>3</sup>/dia convergiam tornando a menor vazão satisfatória com fator de recuperação de 31,34%. No modelo *Five-spot* invertido as vazões de 1000 m<sup>3</sup>/dia e 1500 m<sup>3</sup>/dia também convergiram, o que torna a vazão de 1000 m<sup>3</sup>/dia mais eficaz pelo

fato de reduzir custos de injeção, o tratamento e descarte de um maior volume de água produzida como dito previamente.

Pela Figura 4-15, o modelo *Five-spot* invertido forneceu o melhor fator de recuperação, com valor de 35,95%, enquanto que no modelo *Five-spot* teve uma recuperação de 31,34%.

A maior recuperação do modelo *Five-spot* invertido é devido a maior quantidade de poços produtores (quatro) em relação ao modelo *Five-Spot* que possui somente um, facilitando a produção.

A Figura 4-16 apresenta as simulações realizadas para determinação da produção acumulada de óleo.

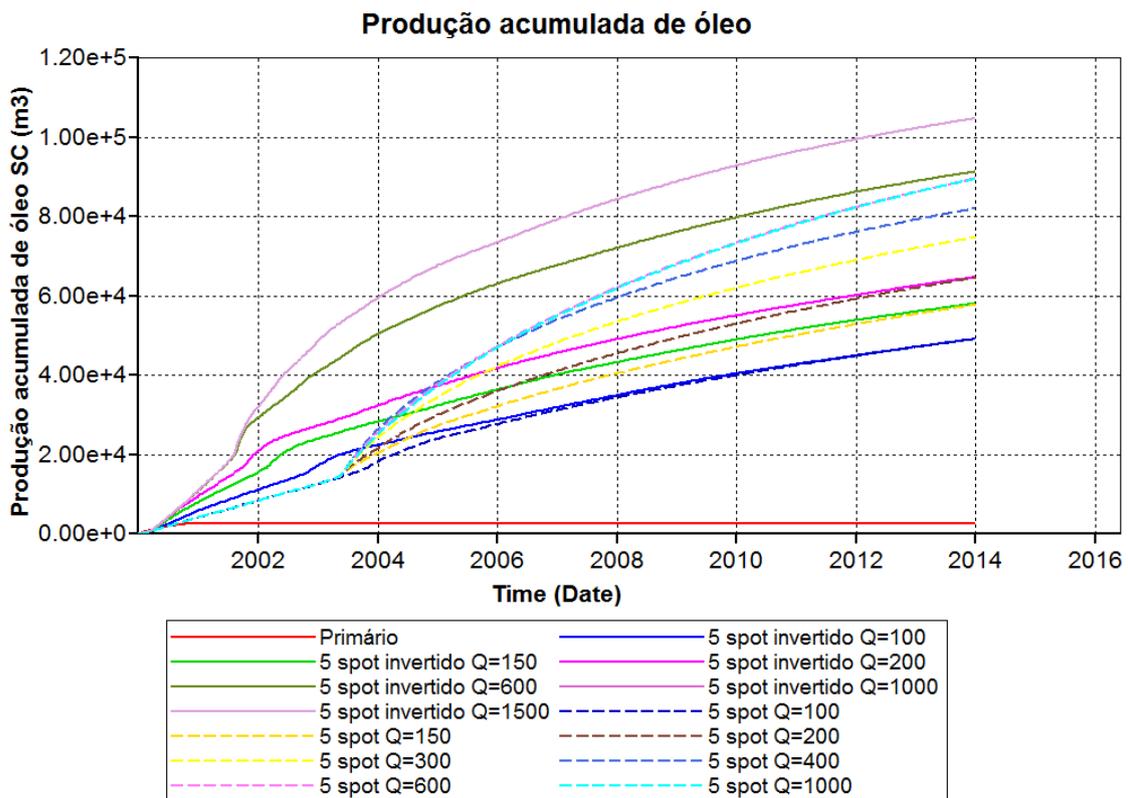


Figura 4-16: Produção acumulada de óleo versus tempo para a injeção contínua (modelo *Five-Spot* e *Five-Spot* invertido)

Pela Figura 4-16 a produção acumulada de óleo do modelo *Five-spot* invertido é maior do o modelo *Five-spot*, com valores de 104829 m<sup>3</sup> e 91371,3 m<sup>3</sup>, respectivamente.

Um fator importante é que, no modelo *Five-spot* invertido, observa-se a antecipação dessa produção (Figura 4-16), o que em grandes projetos é de extrema importância para a antecipação de caixa.

Na Figura 4-17 pode ser observada a vazão de óleo no tempo para os diferentes casos estudados.

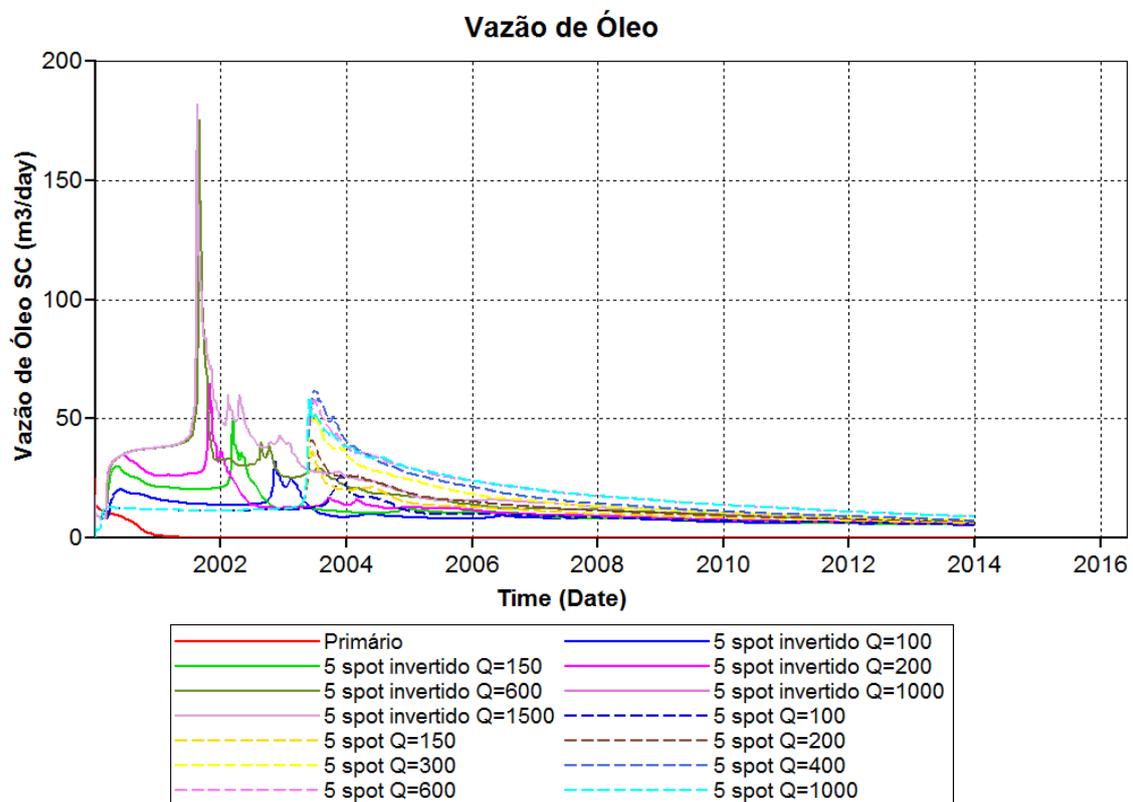


Figura 4-17: Vazão de óleo versus tempo para a injeção contínua (modelo *Five-Spot* e *Five-Spot* invertido)

Os maiores picos de vazão de óleo são do modelo *Five-spot* invertido, atingindo 182.285 m<sup>3</sup>/dia (Figura 4-17). A razão disso são os resultados do fator de recuperação e produção acumulada de óleo que foram superiores, comparado com o modelo *Five-spot*.

Na Figura 4-18 pode ser observada a água acumulada no tempo para os diferentes modelos de injeção (*Five-spot* e *Five-spot invertido*).

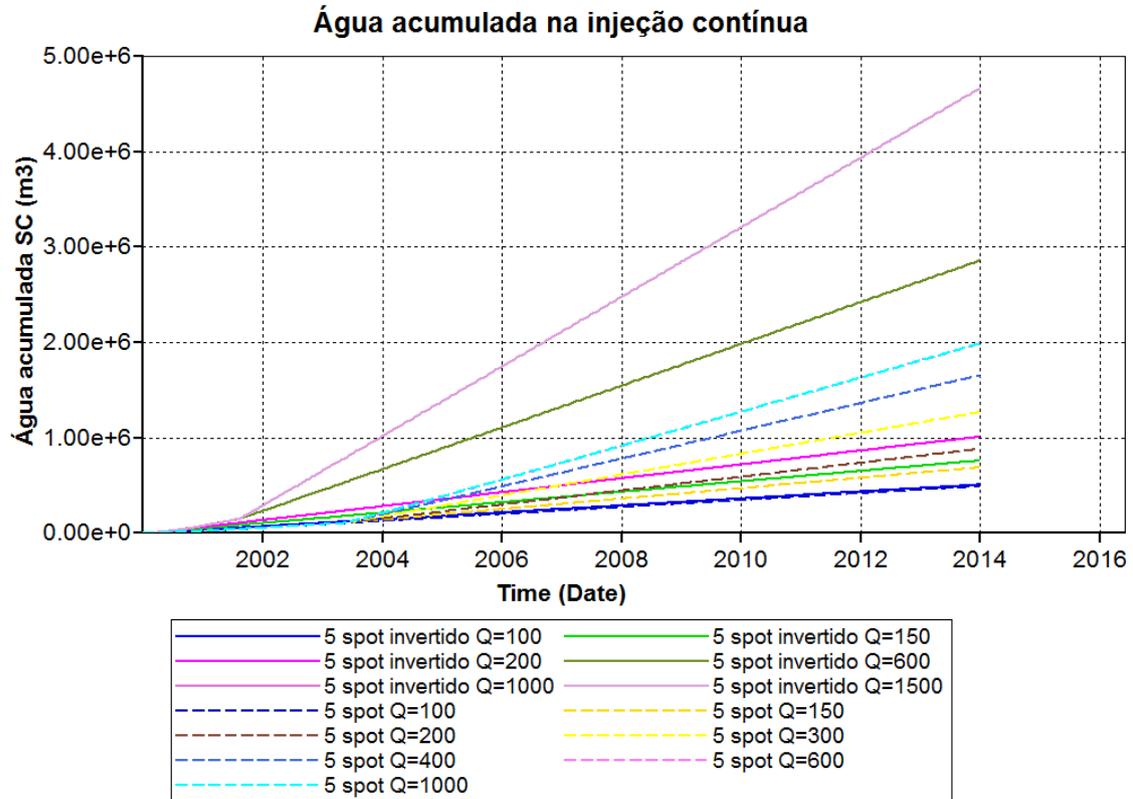


Figura 4-18: Água acumulada versus tempo para a injeção contínua (modelo *Five-Spot* e *Five-Spot invertido*)

Pelo gráfico da água acumulada (Figura 4-18) vemos a grande produção de água no modelo *Five-spot* invertido, em torno de  $4,67 \times 10^6 \text{ m}^3$ . A justificativa é pelo fato de possuir mais poços produtores em relação ao modelo *Five-spot*, fazendo com que naturalmente produza mais água quando ocorre o *breakthrough*.

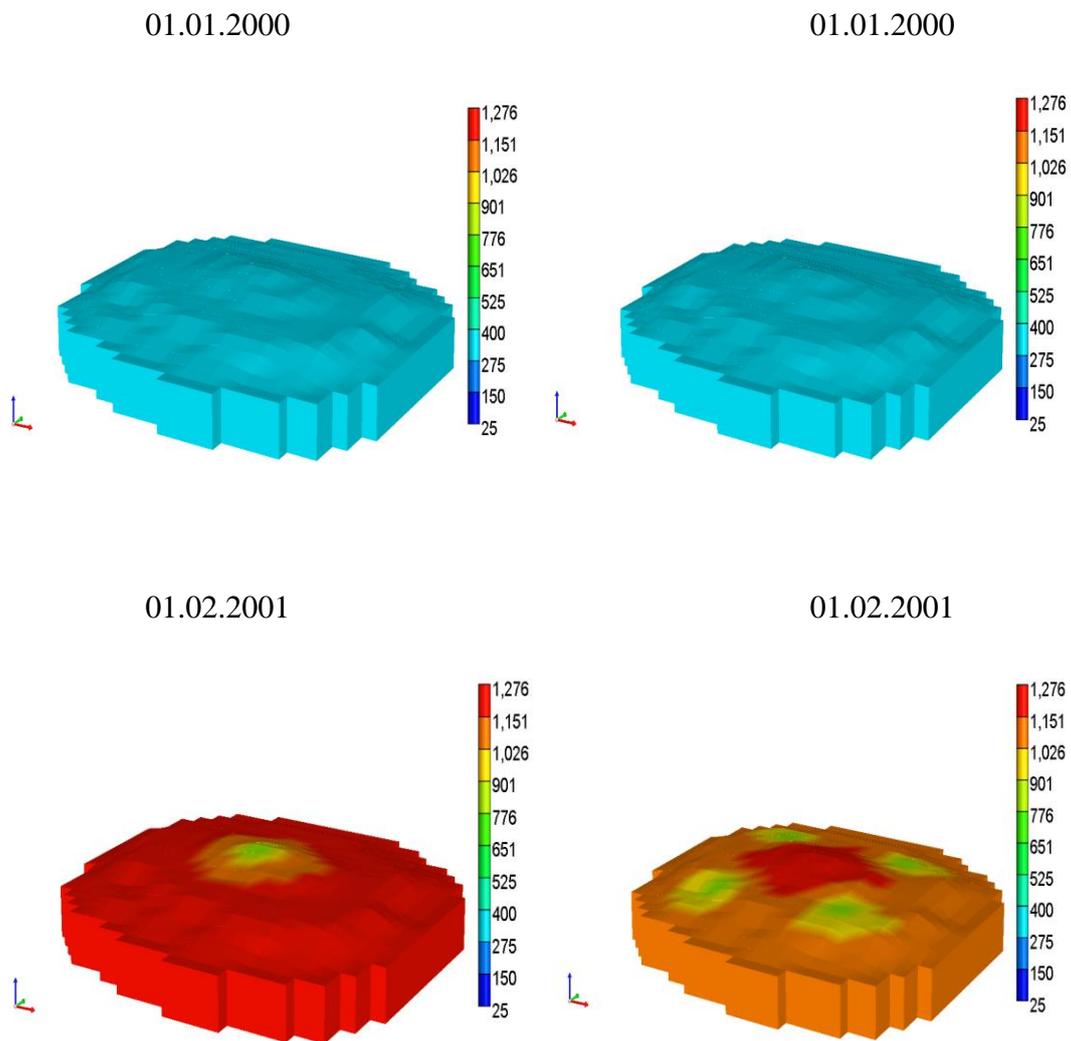
### 4.3.1 Análise das pressões, temperaturas e saturações de óleo a partir dos gráficos 3D.

#### Pressão

A Figura 4-19 mostra a variação de pressão na injeção contínua de vapor dos seus melhores modelos.

Injeção Contínua (*Five-Spot*)

Injeção Contínua (*Five-Spot* invertido)



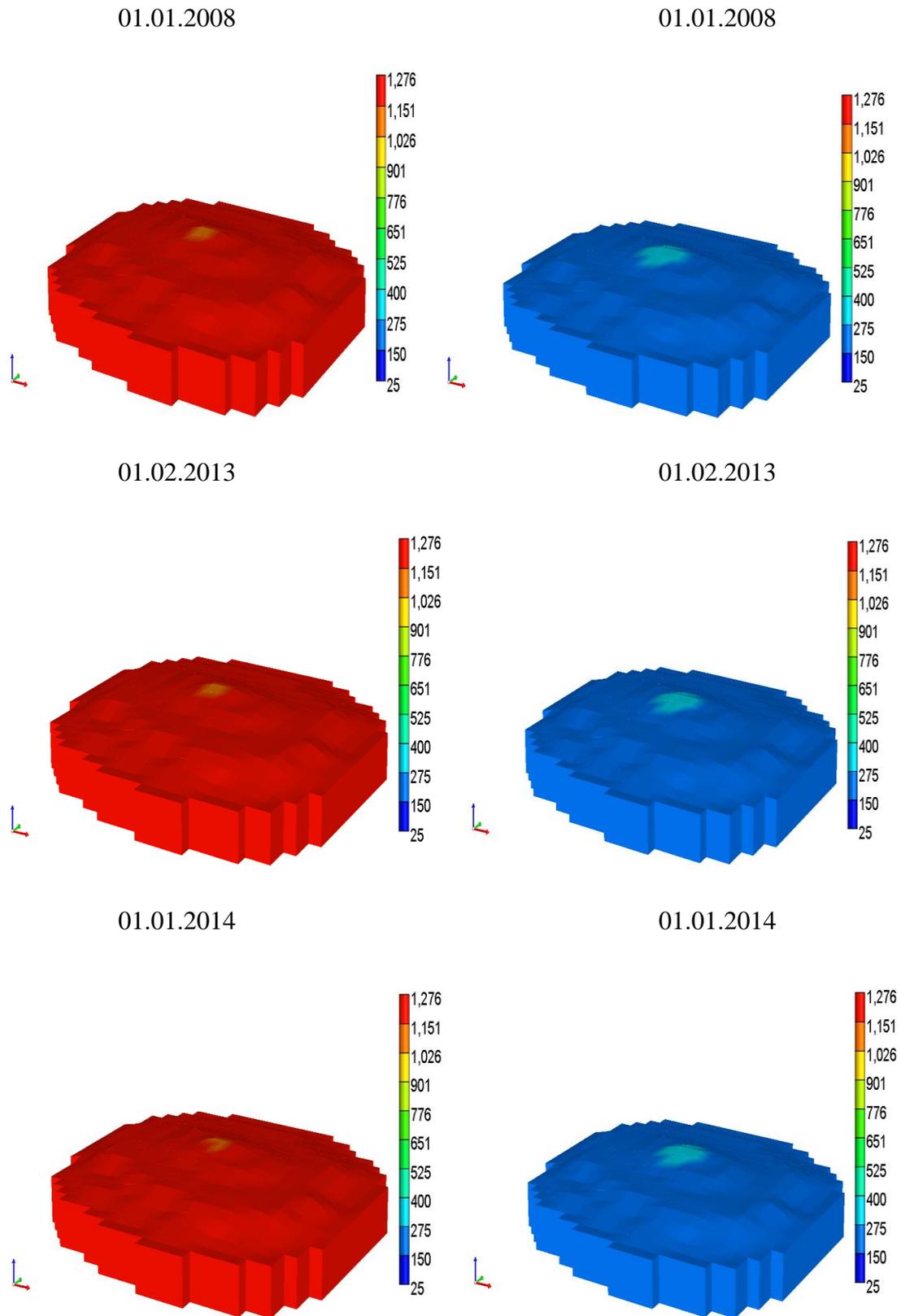


Figura 4-19: Mapas de pressão versus tempo

A pressão se mantém elevada e praticamente constante no modelo *Five-spot*. Já no modelo *Five-spot* invertido a pressão cai mais rapidamente, pois existem mais poços

produtores produzindo mais rapidamente e a pressão naturalmente declina. No ano de 2001 (Figura 4-19) notamos esta queda de pressão nas regiões próximas do poço no modelo *Five-spot* invertido. Já no modelo *Five-spot*, também a uma pequena queda de pressão na zona próxima ao poço, porém bem menos que o outro modelo.

A partir de 2008, a pressão de ambos os modelos se mantém constante até o fim da simulação, lembrando que a queda maior foi do modelo *Five-spot* invertido devido a maior produção de óleo.

## Temperatura

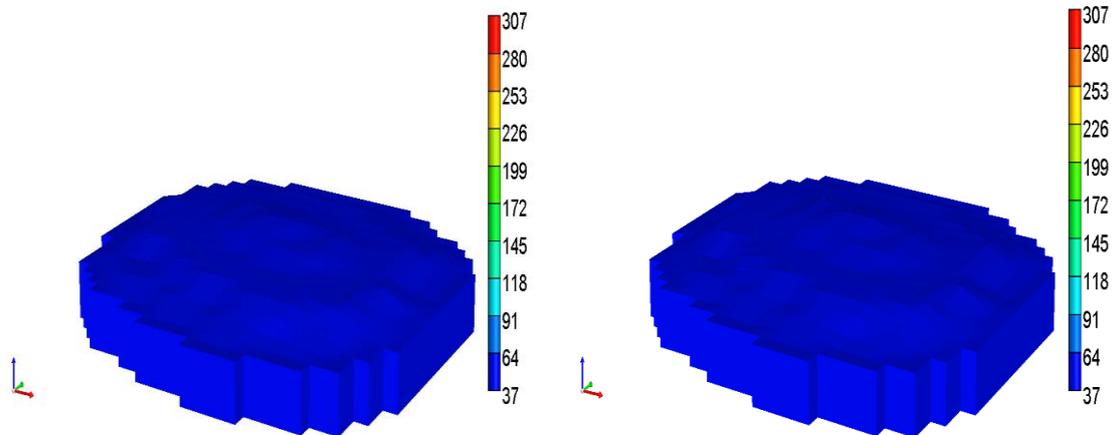
A Figura 4-20 mostra a variação de temperatura na injeção contínua de vapor dos seus melhores modelos.

Injeção Contínua (*Five-Spot*)

Injeção Contínua (*Five-Spot* invertido)

01.01.2000

01.01.2000



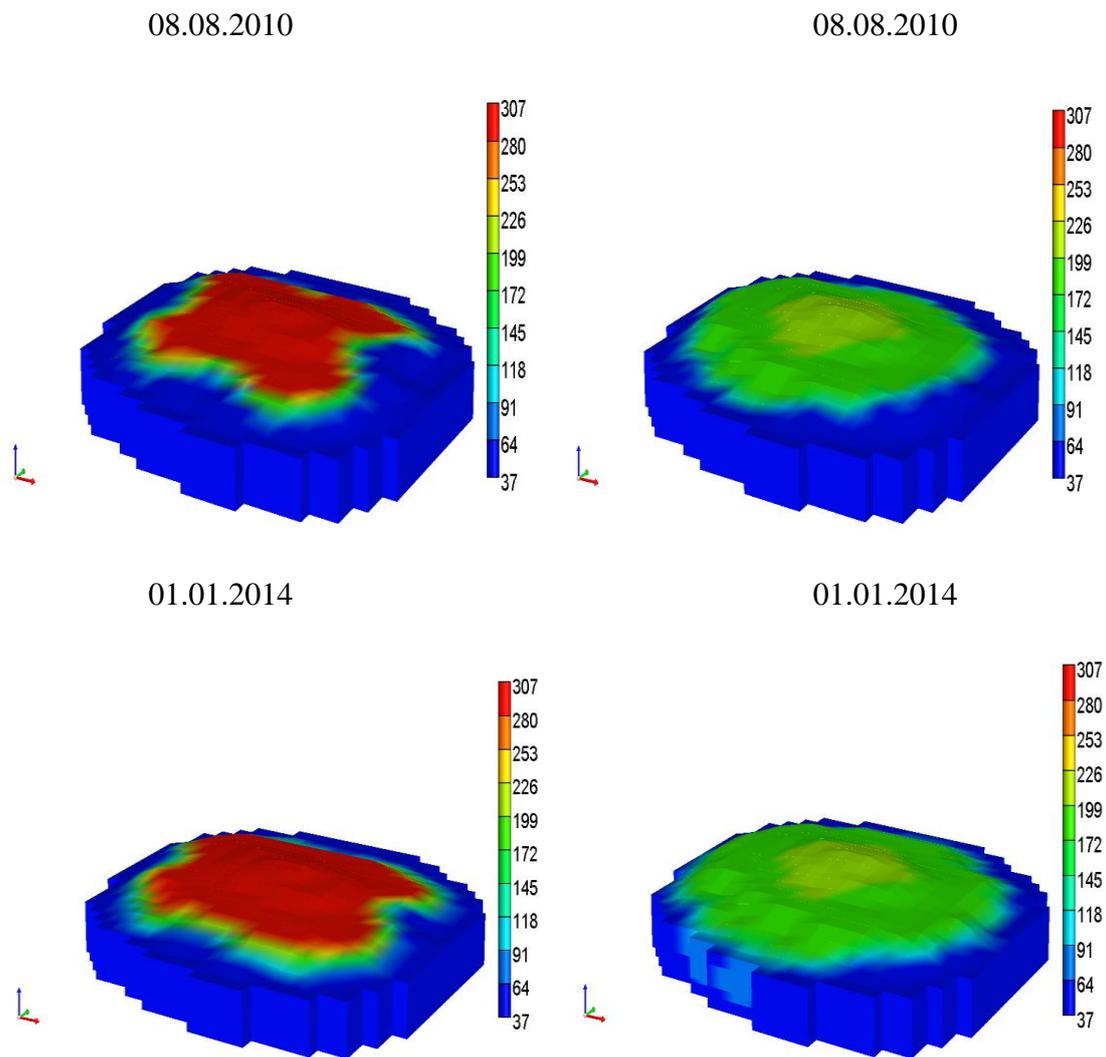


Figura 4-20: Mapas de temperatura versus tempo

Como há mais poços injetores de vapor no modelo *Five-spot*, é natural que a temperatura do reservatório fique mais elevada (Figura 4-20), porém não quer dizer que terá uma maior eficiência na recuperação, pois comprovamos pelos gráficos que o fator de recuperação, a produção acumulada de óleo, e a vazão de óleo (Figura 4-15, Figura 4-16 e Figura 4-17) no modelo *Five-Spot* invertido são mais eficazes.

## Saturação de Óleo

A Figura 4-21 mostra as saturações de óleo na injeção contínua de vapor dos seus melhores modelos.

Injeção Contínua (*Five-Spot*)

Injeção Contínua (*Five-Spot* invertido)

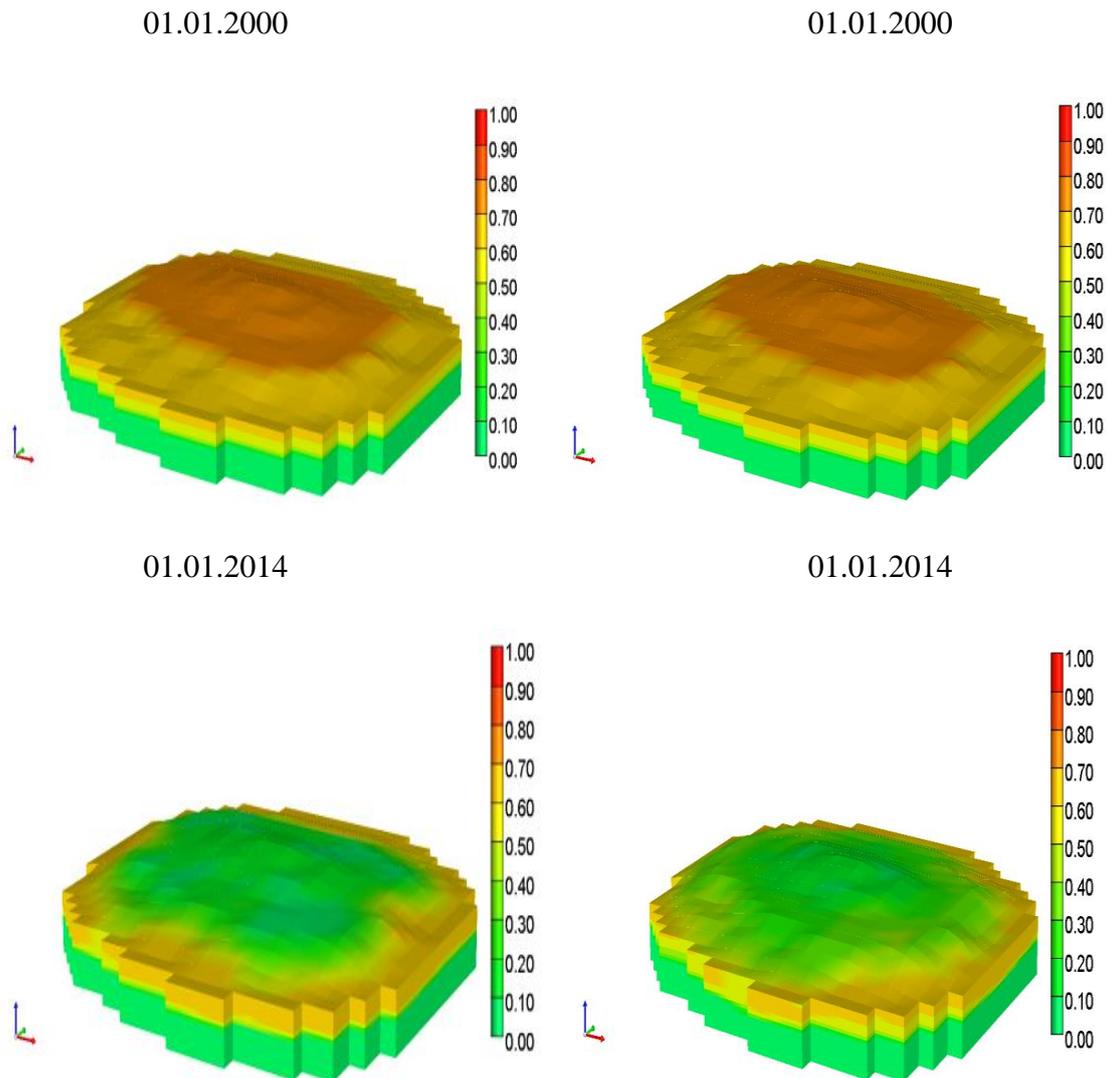


Figura 4-21: Mapas de saturação de óleo versus tempo

Como esperado, no modelo *Five-Spot* invertido há uma maior redução na saturação de óleo no reservatório (Figura 4-21), ou seja, a uma maior produção de óleo do mesmo.

Nesta seção foi observado que a utilização da injeção contínua de vapor (modelo *Five-Spot*) proporcionou uma maior recuperação de óleo devido ao incremento da temperatura no sistema. Outro ponto importante foi com o aumento da vazão de injeção que melhorou a recuperação de óleo. Contudo, é necessária uma análise econômica para verificar a viabilidade dos sistemas estudados, o que não foi considerado neste trabalho.

# **Capítulo 5: Conclusões e Recomendações**

## 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 5.1 CONCLUSÕES

Realizado todas as simulações e obtido todos os resultados, podemos afirmar que:

- A injeção cíclica de vapor favoreceu um melhor escoamento do óleo no reservatório, o que comprovou o aumento da produção de óleo.
- A injeção contínua de vapor apresentou maior eficiência em relação à injeção cíclica de vapor, visto que aumentou ainda mais a produção de óleo.
- A variação na vazão de injeção contínua de vapor influenciou na recuperação de óleo. Com o aumento da vazão, houve uma maior produção de óleo e a antecipação da chegada do banco de óleo no poço produtor.
- O modelo *five-spot* invertido (injeção contínua de vapor) foi o mais eficiente, com maior fator de recuperação e maior quantidade na produção acumulada de óleo.

### 5.2 RECOMENDAÇÕES

- É importante realizar a análise do valor presente líquido (VPL), para avaliar o projeto economicamente;
- Adotar outros tipos de malha de produção;
- Modificar as distâncias entre os poços injetores e produtores na recuperação do óleo;
- Elaborar mudanças nas completações;
- Aumentar o tempo do projeto.

# **Capítulo 6: Referências Bibliográficas**

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses – Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Área de concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais – Engenharia de Processos. Sub Área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal-RN, Brasil.

CMG, *Computer Modelling Group Ltda. Guia para el usuario. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS*. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá.

FERNANDES FILHO, Haroldo Costa – “Estudo do Projeto de Desenvolvimento de um Campo Petrolífero Onshore”. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

GUEDES JÚNIOR, G. A. – “Aplicação do método de recuperação avançada es-sagd em um reservatório heterogêneo do nordeste brasileiro”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Eng. de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal–RN, Brasil.

MOURA, Allene de Lourdes Souto - “Aplicação do vapex para reservatórios de óleo pesado”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

NASCIMENTO, Davi Marques – “*Study of application of continuous steam and solvent injection in a reservoir of northeast brazil*”. Completion of Course Work, Department of Petroleum Engineering, Rio Grande do Norte Federal University. Natal – RN, Brasil.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira – Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado. Dissertação de mestrado, UFRN, programa de Pós-graduação em Engenharia Química. Área de concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais – Engenharia de Processos. Sub Área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal-RN, Brasil.

ROCHA, Mirella Lopes - “Aplicação da combustão in situ em reservatórios de óleos pesados com características do nordeste brasileiro”. Trabalho de Conclusão de Curso,

Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe – Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.

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

THOMAS, J. E. et al. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

WANDERLEY, José Bruno de Moura – “Estudo de parâmetros operacionais do processo para aplicação do método de drenagem gravitacional assistido com vapor em reservatório heterogêneo semelhante ao modelo do nordeste brasileiro”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.