



**Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN**

**Centro de Tecnologia (CT)**

**Engenharia de Petróleo**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA  
POR INJEÇÃO DE VAPOR APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO  
PESADO**

Discente: Vinícius Machado Galdino

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

Natal/RN, Setembro de 2014

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR  
INJEÇÃO DE VAPOR APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO  
PESADO**

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

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

---

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

---

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

---

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

## DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho a minha mãe, Maria Gorete  
Machado e meus familiares que sempre torceram  
por mim.*

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, pela força nos momentos difíceis.

Aos meus pais, especialmente minha mãe pelo esforço em educar sozinha e com muito amor seus três filhos.

Aos meus irmãos Arthur e Pedro por estarem sempre presentes em minha vida.

À minha professora e orientadora Jennys, pela oportunidade, disposição e paciência em transmitir os conhecimentos necessários para realização desse trabalho.

Aos demais professores por estarem sempre dispostos a ajudar.

À minha namorada Érica, pelo carinho e amor.

Aos meus amigos, José Eduardo, Rodrigo, Yago, Leonardo, João, Diego e Lucas pelo companheirismo e momentos de descontração.

Ao programa de recursos humanos da Petrobras (PRH 221) pelo apoio financeiro.

A CMG pela licença de softwares de simulação concedida à UFRN.

**GALDINO, Vinícius Machado - “ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR INJEÇÃO 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. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas

## RESUMO

---

As reservas mundiais de óleos pesados crescem anualmente. Por serem óleos de difícil extração, os reservatórios desses óleos são frequentemente estudados, a fim de desenvolver novas técnicas para melhor explorá-los. Nesse contexto, este trabalho terá como objeto de estudo um dos métodos térmicos de recuperação mais utilizados, o Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) ou drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. Esse método utiliza dois poços horizontais, um injetor e um produtor. O poço injetor está localizado na parte superior do reservatório, enquanto que o poço produtor está localizado na parte inferior. Injeta-se vapor, diminuindo a viscosidade do óleo e por consequência, melhorando a mobilidade do óleo. O óleo é drenado, por ação da gravidade, no poço produtor, localizado na parte inferior. O objetivo do método é a criação de uma câmara de vapor, a qual irá promover uma melhor varredura do óleo e assim, aumentando a eficiência do método. Então, este trabalho tem por objetivo estudar o efeito de diversos parâmetros, tais como vazão de injeção, título do vapor, configuração de poços, na produção do reservatório. Com isso será possível analisar esses parâmetros e sua influência no fator de recuperação.

Palavras chave: métodos térmicos, SAGD, drenagem gravitacional, vapor.

---

**GALDINO, Vinícius Machado - “ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR INJEÇÃO 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. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas

### **ABSTRACT**

---

The heavy oil world reserves have been growing annually. As this oil is hard to extract, these kind of reservoir is frequently studied in order to develop news and better exploration techniques. In this context, this paper explains about one of the most used thermal recovery methods: Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). In this method, two horizontal wells are used, one injector and one producer. The injection well is located at the top of the reservoir, while the production well is located at the bottom. Steam is injected, reducing the oil viscosity and therefore improving the oil mobility. The oil is drained by gravity, in the production well located at the bottom. The method aims to create a steam chamber, which will promote better oil sweep and increase the efficiency of the method. So, this paper aims to study the effect of different parameters such as steam rate, steam quality, set of wells, in the reservoir production. This allowed analyzing the parameters and its interference in the recovery factor.

Keys words: thermal methods; SAGD; Gravity Drainage; steam.

---

# Sumário

1	Introdução .....	2
2.	Aspectos Teóricos .....	5
2.1	Métodos Especiais de Recuperação de Óleo .....	5
2.1.1	Métodos Térmicos .....	5
2.1.2	Injeção de Vapor .....	6
2.1.3	Combustão in Situ .....	6
2.1.4	Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor .....	6
2.1.5	Simulação Numérica .....	8
3.	Materiais e Métodos .....	10
3.1	Ferramentas computacionais .....	10
3.1.1	STARS .....	10
3.2	Modelagem do Reservatório .....	10
3.2.1	Modelo de Fluidos .....	10
3.2.2	Viscosidade do óleo .....	11
3.2.3	Interação rocha-fluido – Permeabilidades Relativa .....	12
3.2.4	Modelo de reservatório .....	13
3.2.5	Refinamento .....	14
3.2.6	Condições operacionais .....	16
3.3	Metodologia .....	18
4.	Resultados e Discussões .....	20
4.1	Recuperação Primária .....	20
4.2	Análise de Diferentes Profundidades dos Poços Injetor e Produtor .....	21
4.3	Análise da Vazão de Injeção .....	26
4.4	Análise do Título do Vapor .....	29
5.	Conclusões e Recomendações .....	37
6.	Referências Bibliográficas .....	40

## Lista de Figuras

Figura 2-1: Esquema do método por drenagem gravitacional (OIL&GAS JOURNAL, 2011) .....	7
Figura 3-1: Viscosidade do óleo versus temperatura.....	12
Figura 3-2: Permeabilidades relativas da água e óleo versus saturação de água.....	13
Figura 3-3: Vista Areal do reservatório .....	14
Figura 3-5: Vista 3D do reservatório .....	15
Figura 3-6: Vista das 3 configurações.....	17
Figura 4-1: Produção acumulada de óleo para recuperação primária e com método térmico..	20
Figura 4-2: Fator de recuperação (%) para diferentes profundidades de poços .....	21
Figura 4-3: Produção acumulada de água para diferentes profundidades de poços .....	22
Figura 4-4: Vazão de água para diferentes profundidades de poços.....	23
Figura 4-5: Pressão no reservatório após 9 anos .....	24
Figura 4-6: Temperatura no reservatório após 9 anos .....	25
Figura 4-7: Produção Acumulada - Análise para diferentes vazões .....	27
Figura 4-8: Gráfico da produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) pelo acréscimo na vazão.....	28
Figura 4-9: Produção Acumulada de água para diferentes vazões .....	29
Figura 4-10: Fator de recuperação para diferentes títulos de vapor .....	30
Figura 4-11: Vista areal da perda de calor para camada sobrejacente - 1º ano .....	31
Figura 4-12: Vista areal da perda de calor para camada sobrejacente - 2º ano .....	32
Figura 4-13: Temperatura no 3º ano (Título de 50% à esquerda e 100% à direita) .....	33
Figura 4-14: Vista areal da perda de calor para camada sobrejacente - 9º ano .....	34
Figura 4-15: Produção Acumulada para diferentes títulos na vazão de 100 m <sup>3</sup> STD/d .....	35

## **Lista de Tabelas**

Tabela 3-1: Composição do fluido para os pseudo componentes .....	11
Tabela 3-2: Propriedades do óleo .....	11
Tabela 3-3: Características do reservatório .....	13
Tabela 3-4: Refinamento utilizado .....	15

# **CAPÍTULO I**

---

## **Introdução**

## 1 Introdução

---

As reservas de óleo pesado, de difícil extração, preterido em virtude do menor valor comercial, estão sendo exploradas cada vez mais, devido ao esgotamento das reservas de óleos convencionais. Isso nos leva a um cenário em que os métodos especiais de recuperação estejam mais presentes nos projetos de exploração de campos de petróleo.

Os óleos pesados possuem elevada viscosidade, dificultando sua produção. Surge então, a necessidade de aumentar a produção desse tipo de óleo, utilizando-se de métodos térmicos, os quais irão promover maior produção. No caso dos métodos térmicos, a principal melhoria é com relação a redução da viscosidade. Isso promoverá uma melhoria na mobilidade do óleo no meio poroso, e por consequência uma melhor produção.

Os métodos térmicos apresentam melhor rendimento para óleos pesados, extra-pesados e betumes. Isso porque o aumento da temperatura irá promover uma maior redução da viscosidade para óleos pesados, e portanto um maior impacto no fator de recuperação.

Dessa forma, o Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) ou drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor aparece como uma possibilidade de aumentar o fator de recuperação desse tipo de óleo. Foi criado pelo Dr. Roger Butler, em 1978, quando foi implementado pela primeira vez. Esse método consiste basicamente em dois poços horizontais paralelos, um acima do outro e distantes alguns metros de si. O vapor é injetado pelo poço superior, criando uma zona de óleo aquecido em volta do poço que é, pela ação da gravidade, produzido pelo poço inferior.

O processo é maximizado pelo efeito gravitacional. “Estudos apresentados na literatura indicam que esse método poderia proporcionar um fator de recuperação de até 70% na área de influência dos poços.” (ROSA et al., 2006). O vapor injetado sobe no reservatório, trocando calor com o óleo pesado. Com a redução da viscosidade, o óleo desce, sendo drenado pelo poço produtor, criando-se uma câmara de ação do poço injetor.

O SAGD apresenta melhorias em relação à injeção de vapor contínua por poços verticais. No SAGD, por serem poços horizontais, o poço irá contactar uma maior área

do reservatório, podendo ter centenas de metros de comprimento, sendo limitado apenas pelo comprimento do reservatório. No caso de poços verticais, o poço é limitado pela espessura do reservatório, que geralmente não passa de alguns metros.

Para viabilizar esse estudo, foi utilizado um módulo de um simulador para métodos avançados de recuperação de óleo, o Stars versão 2013.2 da empresa CMG (Computer Modelling Group).

Assim, este trabalho tem por objetivo analisar a influência parâmetros, tais como vazão de injeção, título do vapor e configuração de poços. Está dividido em seis capítulos.

Nos Aspectos Teóricos são apresentados um levantamento teórico das propriedades das rochas e dos fluídos, pertinentes ao estudo do método, bem como uma explicação mais detalhada do método.

Na Metodologia é descrito o processo de modelagem do sistema, no qual será descrito o modelo de fluidos utilizado, construção do modelo do reservatório, o refinamento utilizado, e condições de operação inseridas no simulador.

Os Resultados Obtidos e discussão desses estão dispostos posteriormente. Neles, serão mostrados as diversas configurações simuladas e as respectivas justificativas para as alterações nas mesmas.

As conclusões obtidas pelo estudo e recomendações para outras possíveis análises são mostradas no fim deste trabalho.

E por fim, estão as referências bibliográficas utilizadas.

## **CAPÍTULO II**

---

### **Aspectos Teóricos**

## 2. Aspectos Teóricos

---

Nesse capítulo são abordadas de maneira simplificada a teoria a qual permite entender melhor o método de drenagem gravitacional assistido por injeção de vapor, bem como o seu funcionamento e influência no reservatório.

### 2.1 Métodos Especiais de Recuperação de Óleo

Os métodos especiais de recuperação de óleo tornaram-se muito importante nos últimos anos, devido ser uma forma de aumentar a lucratividade do reservatório, principalmente os reservatórios de difícil extração. Podem ser utilizados para campos de óleo pesado os quais não são recomendados a utilização de métodos convencionais. Estes métodos ajudam a modificar propriedades do óleo as quais tornam mais difícil sua produção.

Para cada propriedade do óleo que se deseje modificar, existe um tipo de método indicado. Os métodos podem ser térmicos, miscíveis e químicos. Para reduzir a viscosidade, em reservatórios de óleos pesados e extrapesados, por exemplo, os térmicos apresentam melhores resultados.

#### 2.1.1 Métodos Térmicos

Em reservatórios de óleos pesados e extrapesados, a ineficiência dos métodos convencionais trouxe a necessidade de se investir em métodos especiais. O método térmico objetiva diminuir a viscosidade do óleo, aumentando a temperatura de uma parte do reservatório. Quanto maior for essa área aquecida, maior a eficiência do método. A fim de aumentar essa área aquecida, e melhorar a produção dos reservatórios, se desenvolveu diversos métodos térmicos, com diferentes fluidos injetados. Os principais métodos térmicos são os de injeção de vapor, combustão in situ e o eletromagnético.

O calor a ser transmitido ao óleo pode ser gerado dentro do reservatório, como por exemplo, a combustão in situ, ou na superfície, injetando-se água aquecida ou vapor.

### 2.1.2 Injeção de Vapor

O vapor vem obtendo bons resultados em campos de óleo pesado e extrapesado. Em países cujas reservas desse tipo de óleo predominam, é largamente utilizado, como na Venezuela e Canadá. Pode ser injetado continuamente ou em ciclos. Na injeção contínua, um poço é designado exclusivamente para injeção de fluido e outro para produção, enquanto na injeção cíclica um único poço é responsável pela injeção e produção, intercalando períodos destinados à injeção e produção.

A injeção de vapor sofreu diversas variações, a fim de incrementar o fator de recuperação em campos de óleos pesados. Foram utilizados inicialmente poços verticais, e com o advento de ferramentas que facilitam a perfuração direcional, como o MWD (*measuring while drilling*), tornou-se cada vez mais frequente a utilização de poços horizontais. O advento dos poços horizontais possibilitou a disseminação de métodos que utilizam principalmente o princípio da drenagem gravitacional como mecanismo de produção. É o caso da drenagem gravitacional assistida por vapor.

### 2.1.3 Combustão in Situ

A combustão in situ se diferencia da injeção de vapor pela forma de geração do calor. Nela, o calor é gerado in situ, ou seja, no próprio reservatório. Isso é possível através da injeção de ar aquecido, sendo a oxidação do óleo responsável pela geração do calor. À medida que ocorre a oxidação o processo se intensifica até chegar a uma temperatura chamada de “ponto de ignição”, a partir da qual está estabelecida a combustão. Nesse ponto é necessário a injeção de ar frio, e o processo tem continuidade. (Briggs et al., 1987; Thomas et al.; 2001)

A combustão in situ utiliza como combustível as frações mais pesadas do óleo, enquanto as frações leves do óleo são vaporizadas e deslocam o óleo. É importante ressaltar que esse método apresenta alguns obstáculos à utilização, como a falta de controle da combustão e a necessidade de poços resistentes à altas temperaturas.

### 2.1.4 Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor

*Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD) ou drenagem gravitacional assistida por vapor envolve dois poços horizontais, dispostos paralelamente, um acima do outro, de forma que o injetor esteja na parte superior e o produtor na parte inferior.

O poço superior injeta vapor, o qual apresenta comportamento de um gás, e por diferença gravitacional sobe no reservatório. Após trocas sucessivas de calor com o óleo, o vapor condensa, e o óleo aquecido, juntamente com a água condensada, desce, também por diferença gravitacional e são produzidos no poço inferior. O vapor injetado forma uma câmara aquecida em volta do poço que cresce para cima e para os lados, em volta do poço injetor (Butler, 1991), como mostra a Figura 2-1.

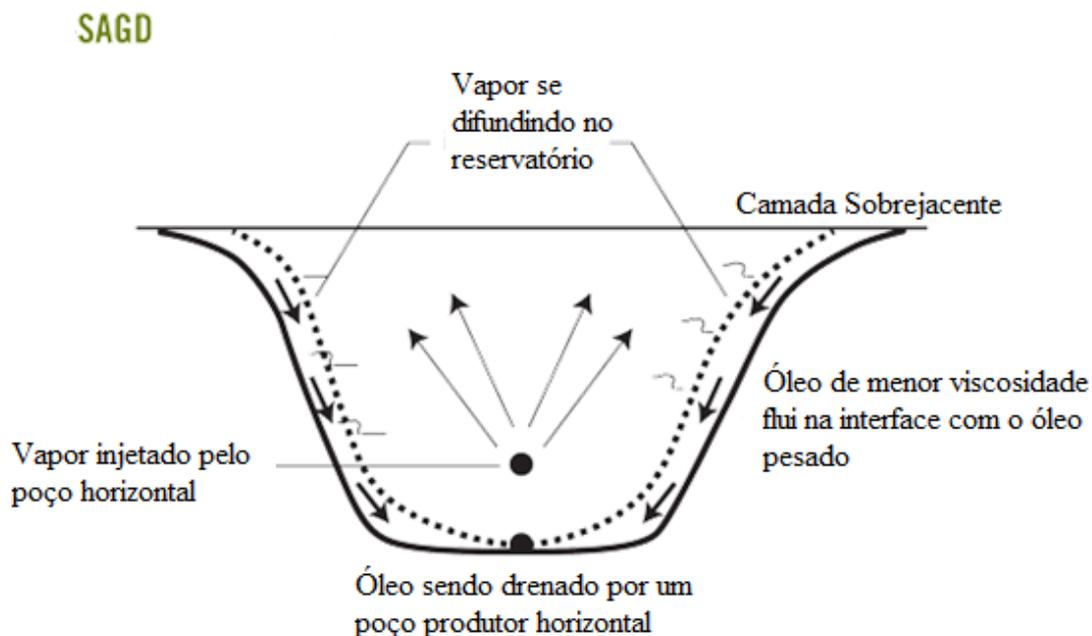


Figura 2-1: Esquema do método por drenagem gravitacional (OIL&GAS JOURNAL, 2011)

A eficiência desse método depende principalmente da diferença de densidade entre o vapor e o óleo aquecido e da permeabilidade vertical do reservatório. Uma permeabilidade vertical baixa prejudicará a expansão da câmara de vapor, diminuindo a quantidade de óleo aquecido, além de dificultar a drenagem do óleo no poço produtor, e por consequência, reduzindo o óleo produzido.

Uma vez que esse método é bastante dependente da drenagem gravitacional, aumentar o contato do poço no reservatório é imprescindível. Por isso, a utilização de poços horizontais, os quais maximizam o contato poço-reservatório, é fundamental. Além disso, quando comparado ao método convencional de injeção utilizando poços verticais, observa-se que nesses métodos, o óleo aquecido é empurrado para zonas de óleo não aquecido, o que diminui a temperatura do óleo e reduz sua mobilidade

novamente. No SAGD, a proximidade entre a câmara aquecida e o poço produtor leva o óleo, ainda aquecido, até o poço produtor (Butler, 1991).

O método SAGD oferece inúmeras vantagens quando comparado ao método convencional de injeção de vapor, como oferecer um maior contato do vapor e o óleo de reservatório, aquecendo então uma maior quantidade de óleo; mantém o óleo aquecido até sua produção; motivos pelo qual é bastante recomendado para reservatórios de óleo pesado e extrapesado.

#### 2.1.5 Simulação Numérica

A simulação numérica é de fundamental importância no auxílio a estudos sobre características do reservatório, prever comportamento da produção, bem como estudar os impactos sobre o projeto com a mudança de parâmetros operacionais importantes, tais como vazão e distância entre poços. A simulação permite escolher o método mais viável para exploração de um campo, maximizando os lucros gerados.

## **CAPÍTULO III**

---

### **Materiais e Métodos**

### 3. Materiais e Métodos

---

Nessa seção são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas no desenvolvimento do trabalho, os dados inseridos, o modelo de reservatório e fluidos e o refinamento utilizado. As características correspondem a um reservatório de óleo pesado do nordeste brasileiro. Foi realizado uma análise comparativa do reservatório frente a mudança em alguns parâmetros, tais como vazão de injeção, mudança na profundidade dos poços e título do vapor.

#### 3.1 Ferramentas computacionais

Para realização desse trabalho, foi utilizado um simulador comercial da empresa CMG (*Computer Modelling Group*), o STARS (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation*), versão 2013.1. Foram utilizados também as versões 2013.1, do WinProp, para criar o modelo de fluidos; Builder, para realizar a modelagem do reservatório e criar um arquivo .dat para rodar nos simuladores da CMG; Results Graph e Results 3D, para analisar os resultados obtidos; todos da CMG.

##### 3.1.1 STARS

Consiste em um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular mudanças no reservatório com base no comportamento de fluidos; injeção de vapor, ar, solventes, e produtos químicos; aquecimento eletromagnético; além de ser possível a modelagem física de todos os processos de recuperação in situ.

#### 3.2 Modelagem do Reservatório

##### 3.2.1 Modelo de Fluidos

O modelo de fluidos foi criado utilizando-se o WinProp, através do qual são inseridas informações como composição dos fluidos, viscosidade, fator volume formação do óleo, razão gás-óleo, grau API e a pressão de saturação. Após a criação do modelo de fluidos, o WinProp fornece um arquivo de saída o qual pode ser importado para o Builder na modelagem do reservatório.

A modelagem de fluidos foi realizada baseada em uma composição de óleo característica de um reservatório do nordeste brasileiro, e no WinProp foi possível agrupar os componentes, criando pseudocomponentes, simplificando o modelo, como mostra a Tabela 3-1.

Pseudo Componentes	Fração Molar (%)
CO <sub>2</sub> – N <sub>2</sub>	0,77
C1 – C3	11,1
iC4 – C19	16,5
C20 – C27	24,3
C28 – C34	14,4
C35 – C40+	32,9

**Tabela 3-1: Composição do fluido para os pseudo componentes**

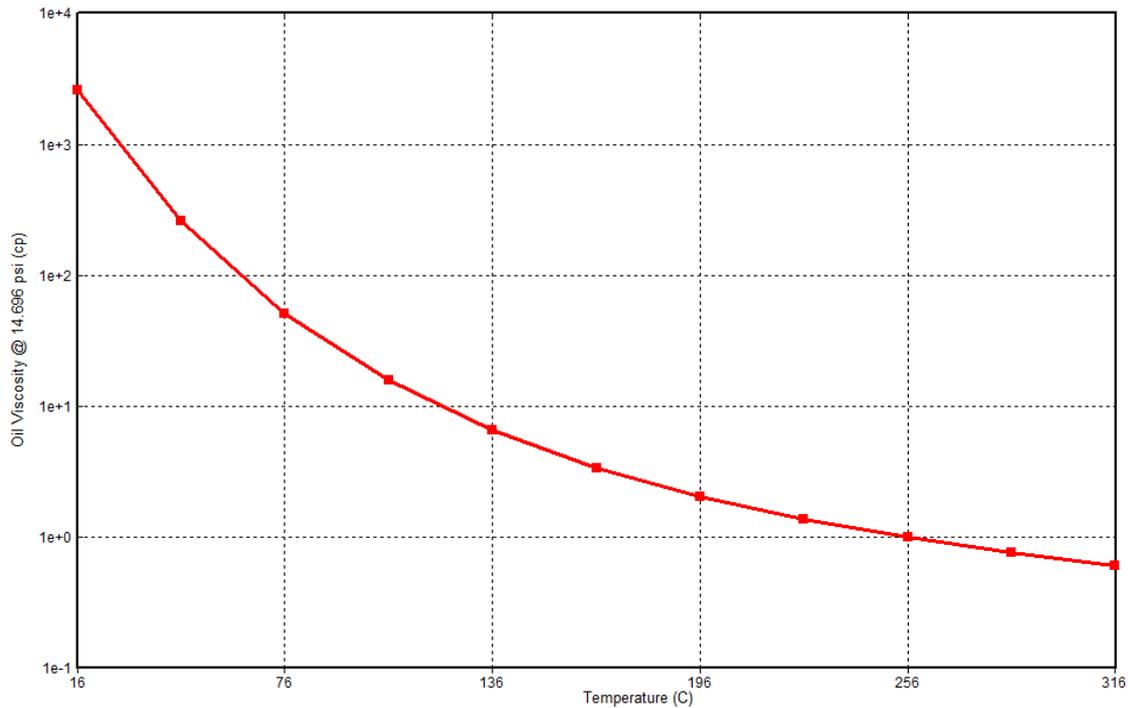
A Tabela 3-2 mostra algumas propriedades inerentes ao fluido:

Densidade do gás	0,7010
Grau API	16,76
Coefficiente de expansão térmica do óleo	$6,88 \times 10^{-4} \text{ 1/}^\circ\text{C}$

**Tabela 3-2: Propriedades ao fluido**

### 3.2.2 Viscosidade do óleo

Uma importante propriedade, principalmente no caso dos métodos térmicos, é a viscosidade. Por meio do gráfico da viscosidade do óleo versus a temperatura, mostrado na Figura 3-1, pode-se observar a temperatura ideal para o reservatório, ou seja, acima dessa temperatura não oferece redução expressiva na viscosidade.



**Figura 3-1: Viscosidade do óleo versus temperatura**

### 3.2.3 Interação rocha-fluido – Permeabilidades Relativa

A permeabilidade de uma rocha é dada pela capacidade dela permitir o fluxo de fluidos através dela. A permeabilidade pode ser absoluta, quando apenas um fluido satura a rocha; efetiva, quando apresenta mais de um fluido saturando a rocha; e relativa, quando a permeabilidade efetiva é dividida pela permeabilidade absoluta.

A permeabilidade efetiva da rocha depende da saturação dos fluidos no interior da rocha. Ou seja, quanto maior a saturação de água, por exemplo, maior é a permeabilidade efetiva à água, e conseqüentemente, maior será a permeabilidade relativa à água. À medida que a permeabilidade relativa de um fluido aumenta, a permeabilidade relativa do outro fluido diminui. Isso pode ser visto na Figura 3-2 que mostra a permeabilidade relativa da água e do óleo em função da saturação de água.

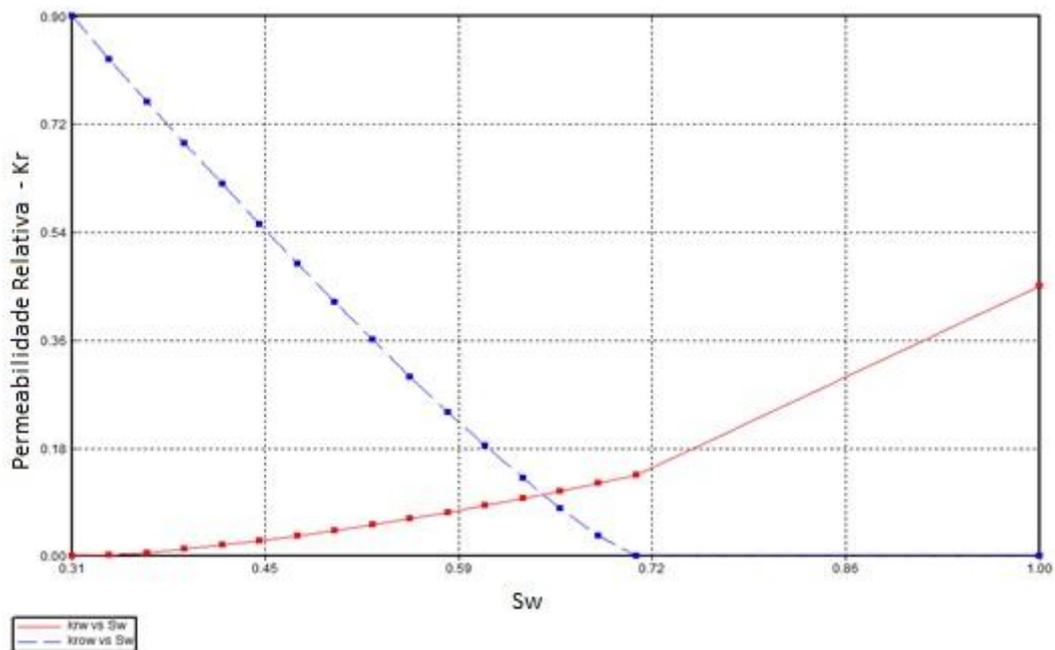


Figura 3-2: Permeabilidades relativas da água e óleo versus saturação de água

### 3.2.4 Modelo de reservatório

O reservatório estudado é homogêneo e suas principais características estão dispostas na Tabela 3-3.

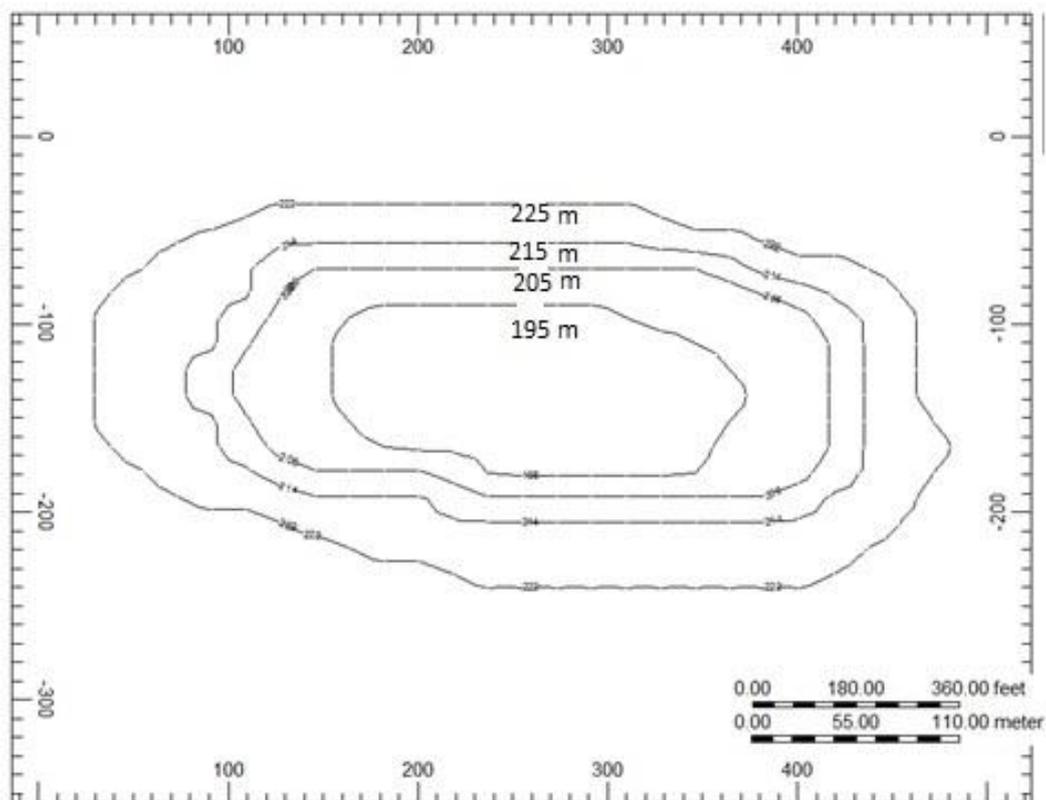
Profundidade do topo do reservatório	190 m
Porosidade	15%
Permeabilidade horizontal	750 mD
Permeabilidade vertical	45 mD
Compressibilidade da formação	$4,35 \times 10^{-5}$ 1/kPa
Pressão de referência (@200m)	1978,8 kPa
Capacidade calorífica volumétrica da formação	35 Btu/(ft <sup>3</sup> *°F)
Condutividade Térmica da rocha	$2,74 \times 10^5$ J/(m*dia*K)
Condutividade Térmica da água	$5,35 \times 10^4$ J/(m*dia*K)
Condutividade Térmica do óleo	$1,15 \times 10^4$ J/(m*dia*K)
Condutividade Térmica do gás	3900 J/(m*dia*K)
Temperatura inicial do reservatório	311 K
Profundidade do contato água-óleo	235 m

Tabela 3-3: Características do reservatório

O reservatório tem as seguintes dimensões:

- Largura – 290 m;
- Comprimento – 510 m;
- Espessura – 55 m.

A Figura 3-3 revela uma vista areal do reservatório.



**Figura 3-3: Vista Areal do reservatório**

As medidas apresentadas na Figura 3-3 para cada camada, se refere à distância vertical entre a superfície e o topo da camada.

### 3.2.5 Refinamento

Para o reservatório apresentado, foi utilizado um refinamento com 9996 blocos, sendo esses dispostos de acordo com a Tabela 3-4.

	Número de blocos	Tamanho do bloco (m)
Direção i	28	18,21
Direção j	21	13,81
Direção k	17	15 * 2,333 – Zona de óleo 2 * 10 – Zona de água

Tabela 3-4: Refinamento utilizado

Na Figura 3-4 é possível observar uma vista tridimensional do reservatório.

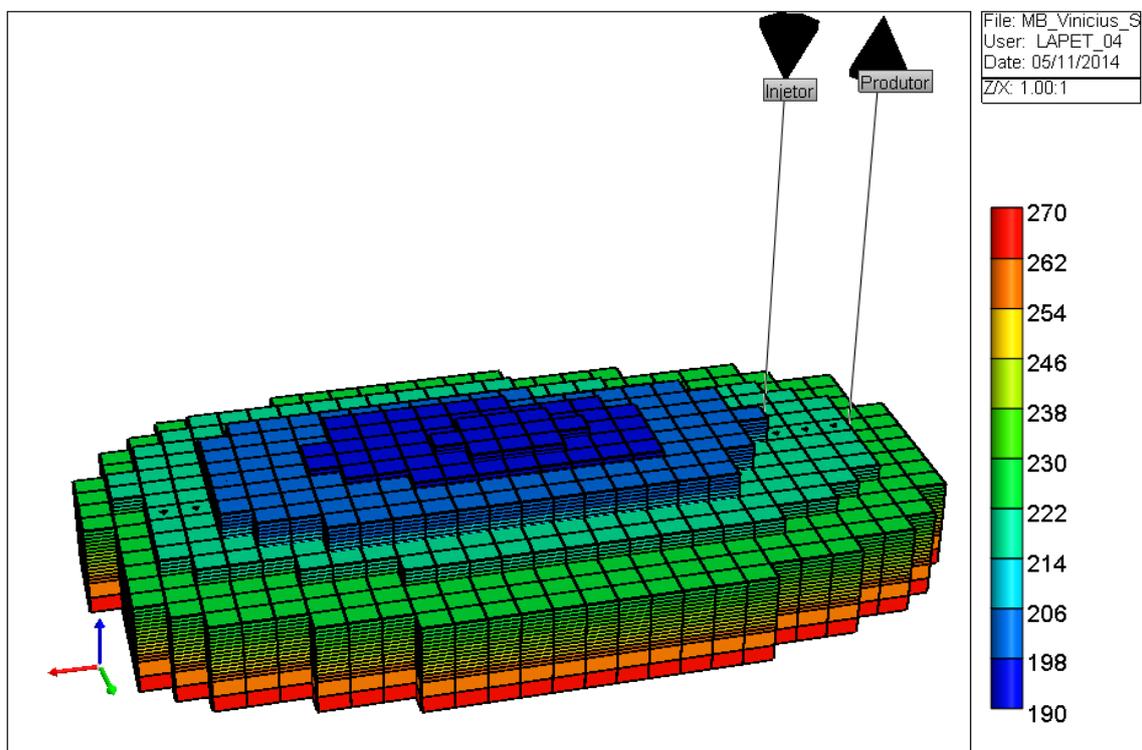


Figura 3-4: Vista 3D do reservatório

### 3.2.6 Condições operacionais

As condições operacionais adotadas inicialmente foram as seguintes:

- Temperatura do vapor: 550 °F;
- Qualidade do Vapor: 50%;
- Pressão máxima de injeção: 1020 psi;
- Pressão mínima no poço produtor: 28 psi;
- Distância vertical entre poços: 12 m;
- Tempo de projeto: 15 anos (2000-2015);
- Vazão de injeção: 350 m<sup>3</sup> STD/d;
- Produção máxima de líquidos: 500 m<sup>3</sup>/d.

Foram analisadas diversas configurações para se ter uma noção do comportamento do reservatório frente à diferentes posicionamentos de poços. Primeiramente, com apenas um par de poços (Configuração 01) no centro do reservatório (injetor e produtor), depois com dois pares de poços (Configuração 02), e com três pares de poços distribuídos na direção j (Configuração 03), como mostra a Figura 3-5. Para todas as configurações, a distância vertical entre os poços foi mantida em 12 m. Baseado nessas configurações foi realizado mudanças operacionais comparando os resultados entre eles.

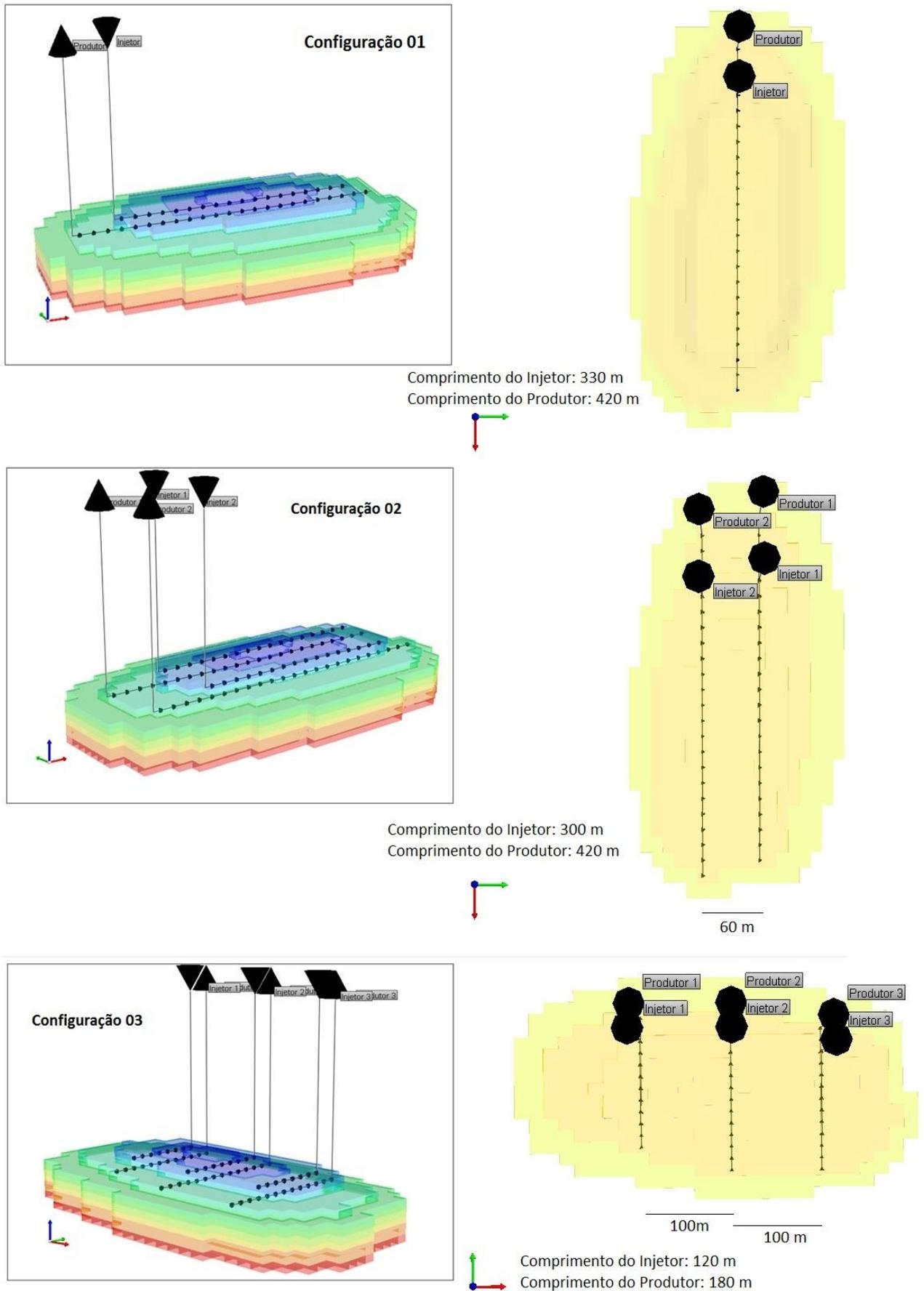


Figura 3-5: Vista das 3 configurações

### 3.3 Metodologia

Foram simulados alguns casos, modificando-se alguns parâmetros com o intuito de se observar o comportamento apresentado pelo reservatório frente a essas mudanças. Essas mudanças são listadas a seguir:

- Comparativo entre a recuperação primária e o método SAGD;
- Análise com diferentes profundidades de poços;
- Análise entre diferentes vazões;
- Análise para diferentes títulos de vapor.

## **CAPÍTULO IV**

---

### **Resultados e Discussões**

## 4. Resultados e Discussões

Nessa seção apresentam-se os principais resultados obtidos acerca desse trabalho e algumas explicações sobre os fenômenos que regem o comportamento do reservatório. Foram modificadas as profundidades dos poços, as vazões de injeção e o título do vapor.

### 4.1 Recuperação Primária

Para demonstrar a necessidade da aplicação de um método térmico em um reservatório de óleo pesado desde seu início, foram realizadas, para todas as configurações, simulações sem aplicar o método térmico, ou seja, a recuperação primária do reservatório. O resultado foi comparado com a recuperação conseguida através da implementação do método térmico, numa vazão de 350 m<sup>3</sup> STD/d, como é mostrado na Figura 4-1.

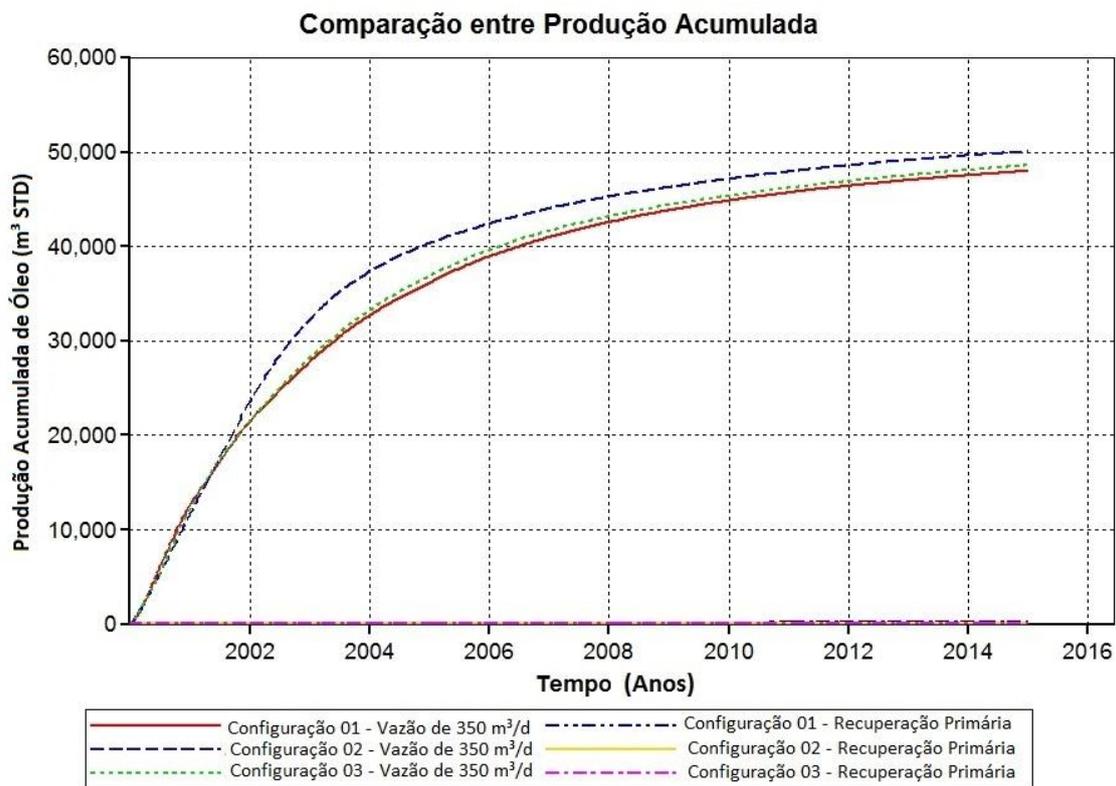


Figura 4-1: Produção acumulada de óleo para recuperação primária e com método térmico

Percebe-se que a recuperação de óleo apenas utilizando a energia do reservatório produz muito pouco do óleo presente no reservatório, uma vez que sua mobilidade é muito baixa. Dessa forma, a aplicação de um método térmico desde o início da produção no campo é essencial para poder viabilizar a produção de óleo pesado.

#### 4.2 Análise de Diferentes Profundidades dos Poços Injetor e Produtor

Inicialmente, colocou-se o poço produtor a aproximadamente 2,3 m da zona de água. Entretanto, notou-se uma produção abaixo do esperado. O poço produtor foi então elevado para aproximadamente 4,6 m da zona de água e posteriormente para cerca de 7 m acima da zona de água. Foram realizadas então, análises comparando o fator de recuperação entre elas, mantendo-se uma vazão constante de 350 m<sup>3</sup> STD/d para as três profundidades e também a distância entre o poço produtor e o poço injetor em cerca de 12 m., utilizando-se a configuração 01, como podem ser observadas na Figura 4-2.

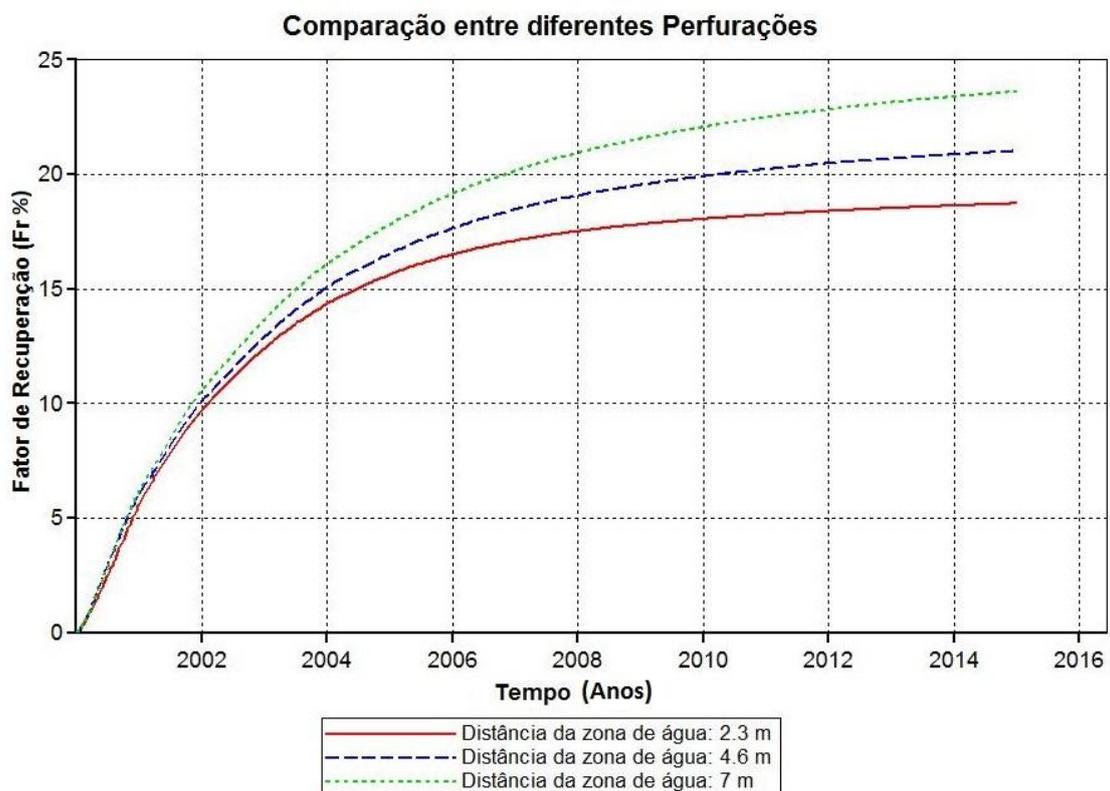


Figura 4-2: Fator de recuperação (%) para diferentes profundidades de poços

Nota-se na Figura 4-2 que houve uma diferença no valor do fator de recuperação para os três casos simulados. Cogitou-se inicialmente, que tal diferença estava sendo causada pelo influxo de água vindo do aquífero, uma vez que a redução no fator de recuperação podia estar sendo causado pela maior produção de água. Entretanto, analisando a produção acumulada de água, percebeu-se que para os três casos a produção de água foi praticamente igual, como mostra a Figura 4-3.

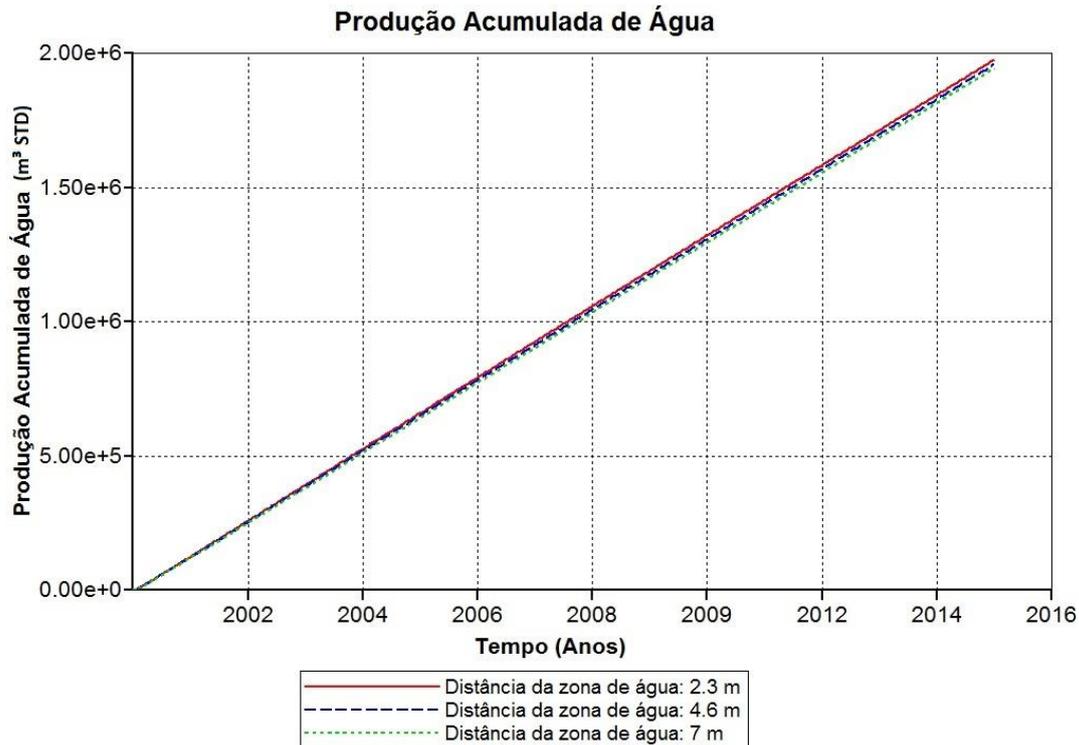
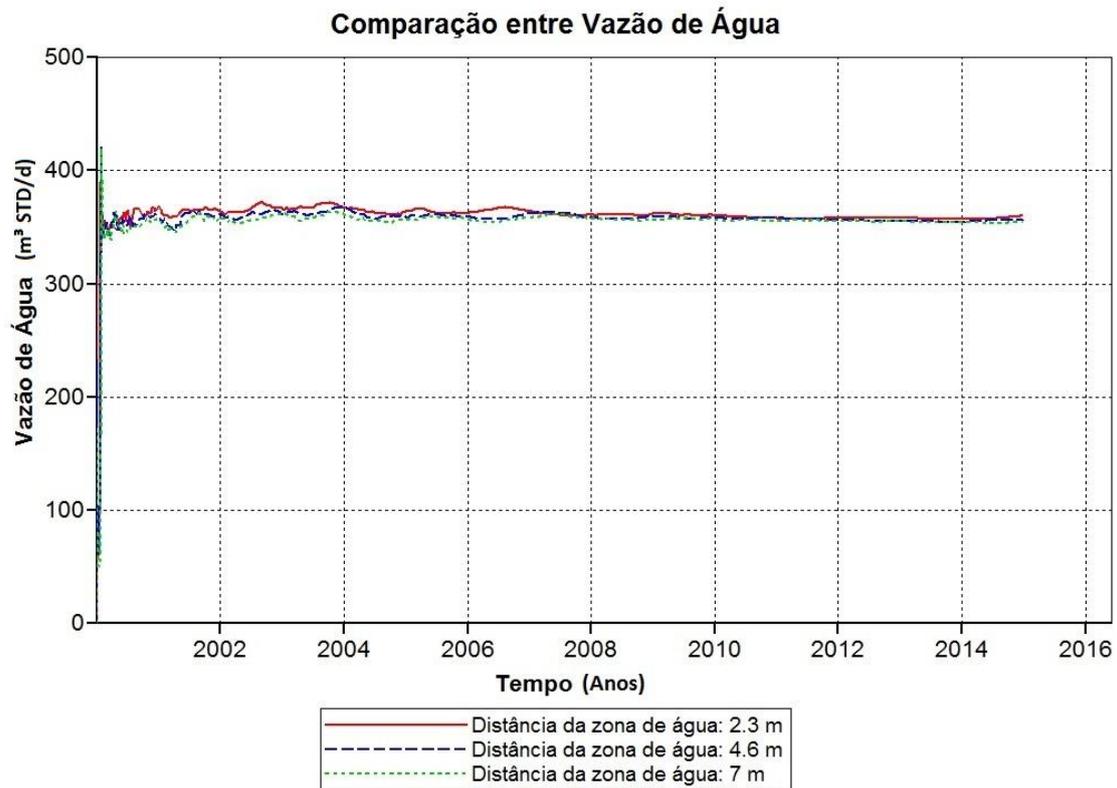


Figura 4-3: Produção acumulada de água para diferentes profundidades de poços

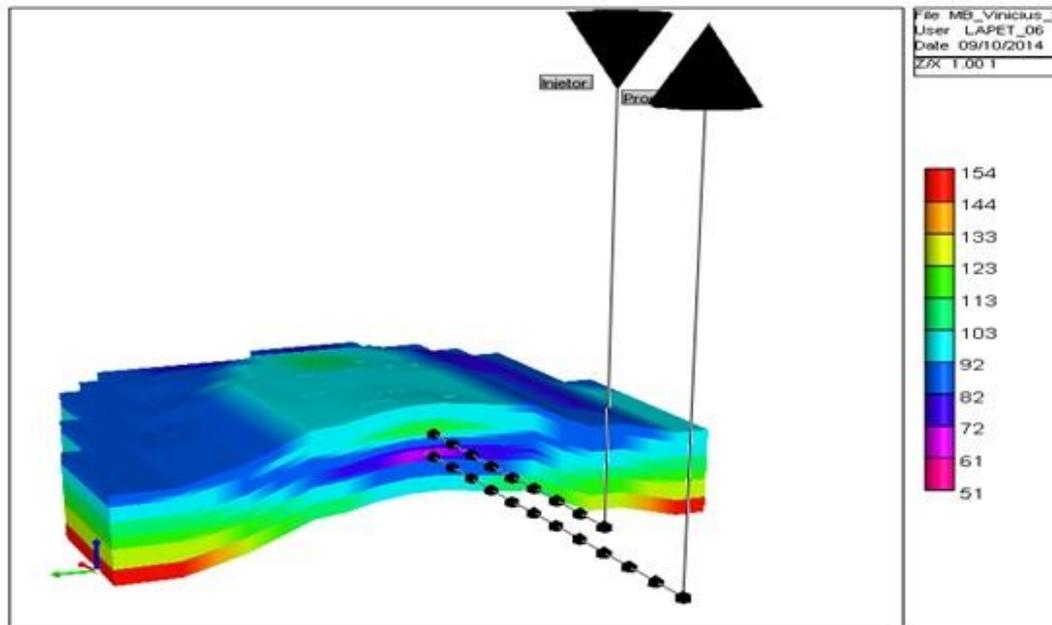
Analisou-se então, a vazão de produção de água, afim de observar se havia ou não uma influência massiva do aquífero nesses casos. Percebe-se, analisando a Figura 4-4, que a vazão de água é próxima da vazão de injeção de vapor (350 m<sup>3</sup> STD/d), reiterando assim o fato de que a água produzida para os três casos deriva, quase que exclusivamente do vapor injetado, ou seja, sem muita influência do aquífero.



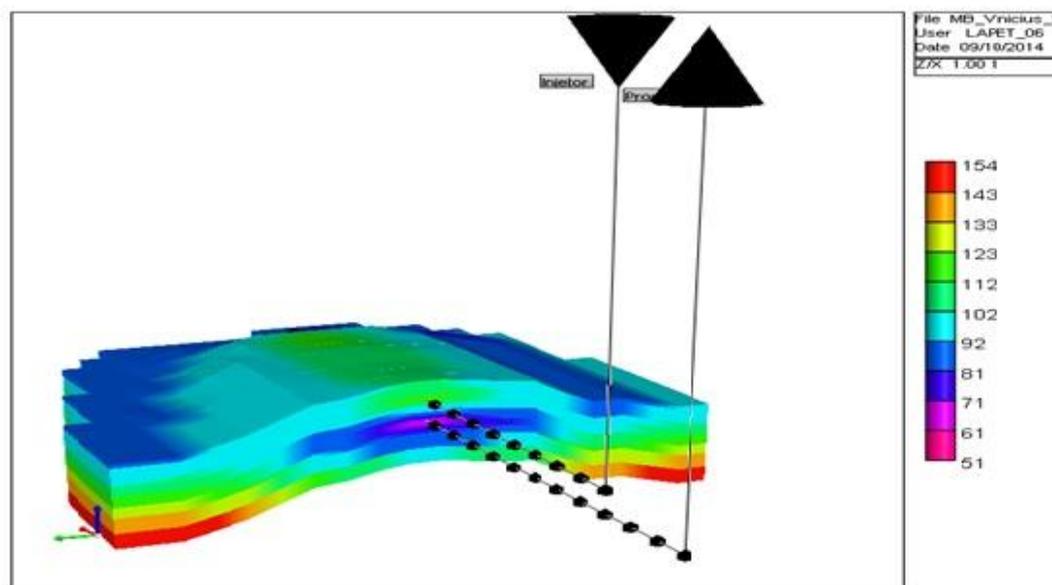
**Figura 4-4: Vazão de água para diferentes profundidades de poços**

Então, quando se subia o poço produtor, o poço injetor também subia, ficando mais próximo do topo do reservatório. Assim, percebeu-se que o que realmente estava influenciando na produção era a distância do poço injetor em relação à camada sobrejacente. Quanto mais próximo o injetor estava posicionado da camada sobrejacente, maior foi a produção.

Observando o comportamento de alguns parâmetros, como pressão e temperatura, percebe-se que no caso em que o poço produtor está mais distante do aquífero (7 m), e conseqüentemente está mais próximo do topo do reservatório, a queda da pressão é menor do que no caso em que o poço produtor está mais próximo do aquífero, com o injetor mais afastado do topo., como mostra a Figura 4-5.



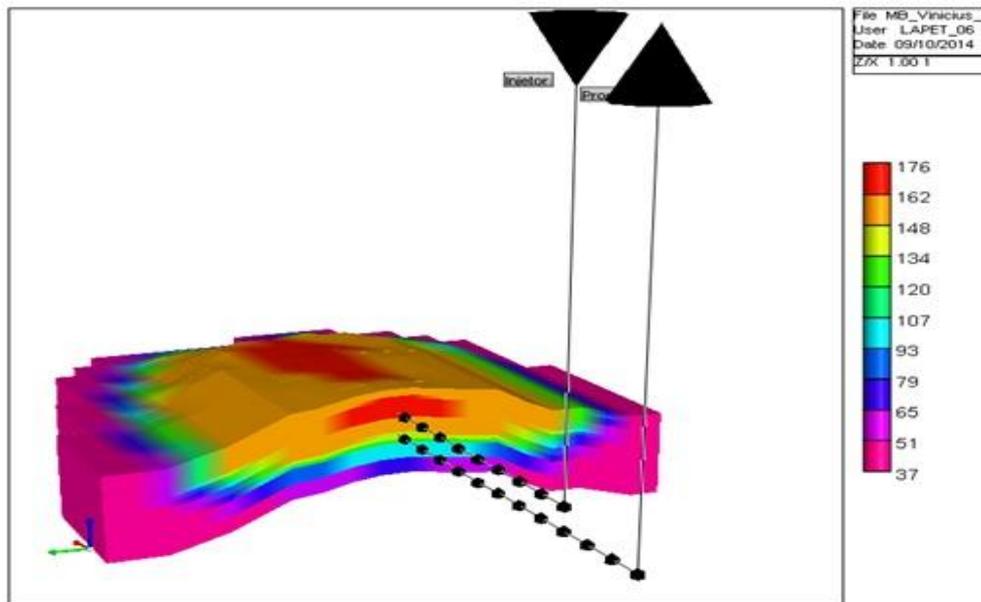
Poço produtor a 4.6 m



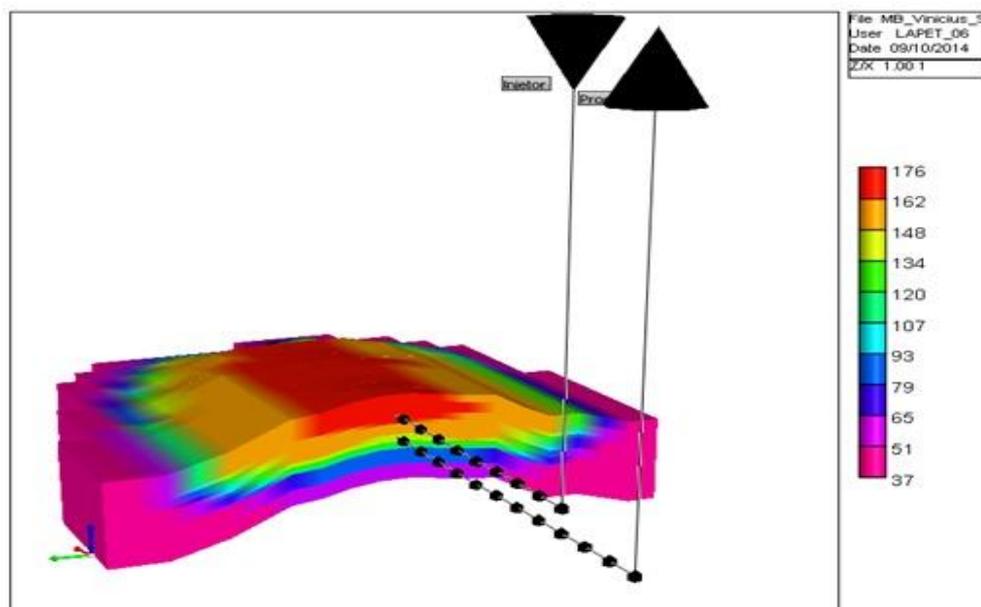
Poço produtor a 7 m

Figura 4-5: Pressão no reservatório após 9 anos

Analisou-se também a temperatura para esses dois casos. Percebe-se que na configuração cujo poço produtor está mais afastado do aquífero (7 m), o aumento da temperatura foi maior, principalmente na região próxima ao poço injetor e produtor, quando comparado ao caso em que o poço produtor estava a 4.6 m do aquífero. A comparação pode ser vista na Figura 4-6.



Poço produtor a 4.6 m



Poço produtor a 7 m

Figura 4-6: Temperatura no reservatório após 9 anos

Dessa forma, infere-se que pelo fato do poço injetor também estar mais elevado, ou seja, mais próximo da camada sobrejacente, isso contribui para a manutenção da pressão e a temperatura, uma vez que o vapor ficará preso na parte superior do reservatório. Isso contribui para uma distribuição mais eficiente da temperatura, como foi observado nas imagens.

### 4.3 Análise da Vazão de Injeção

Outro importante parâmetro operacional para incrementar o fator de recuperação é a vazão de injeção. Isso porque injetando mais vapor, esse irá se expandir numa câmara maior, trocando mais calor com o óleo presente no reservatório e irá reduzir a viscosidade de um volume maior de óleo.

Assim, começando de uma vazão de 50 m<sup>3</sup>/d, foram incrementadas as vazões em uma taxa constante de 50 m<sup>3</sup> STD/d, indo até a vazão máxima de 450 m<sup>3</sup> STD/d. Importante ressaltar que para as configurações 02 e 03, houve um compartilhamento de vazões, para que a vazão total injetada no reservatório fosse a mesma. A Figura 4-7 revela um comparativo entre a produção acumulada de óleo para cada uma das vazões, inicialmente para a configuração 01, posteriormente para a 02 e 03.

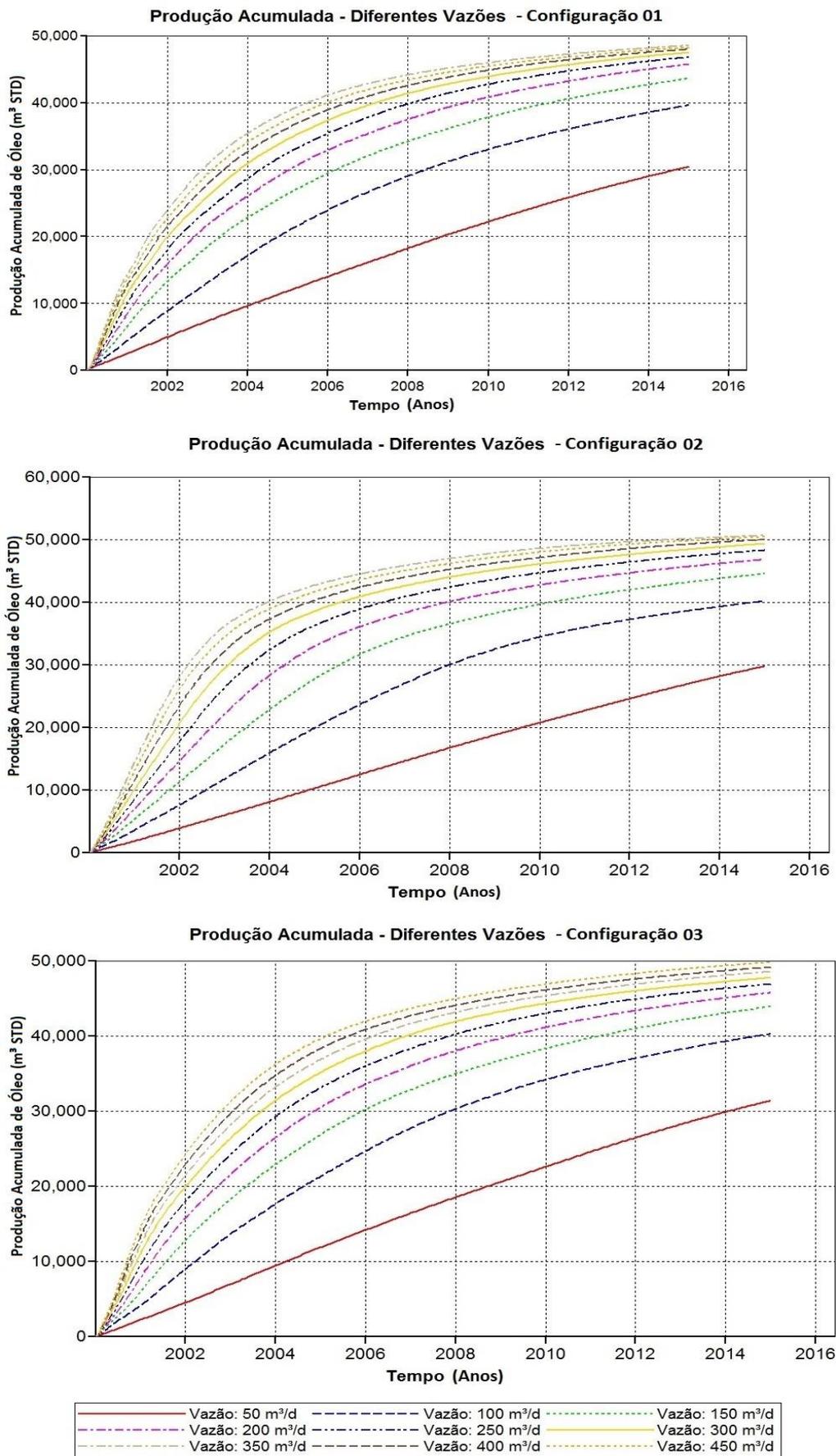


Figura 4-7: Produção Acumulada - Análise para diferentes vazões

Como é possível perceber, o aumento da vazão provoca um incremento na produção de óleo, atingindo um limite de produção, para o qual acréscimos na vazão de injeção não aumentarão a produção de óleo. Observa-se que esse valor converge, para as três configurações, para o Np de cerca de 50000 m<sup>3</sup> STD. Foi gerado um gráfico para obter o comportamento desse acréscimo no Np com relação ao acréscimo da vazão, para configuração 02, conforme mostra Figura 4-8.

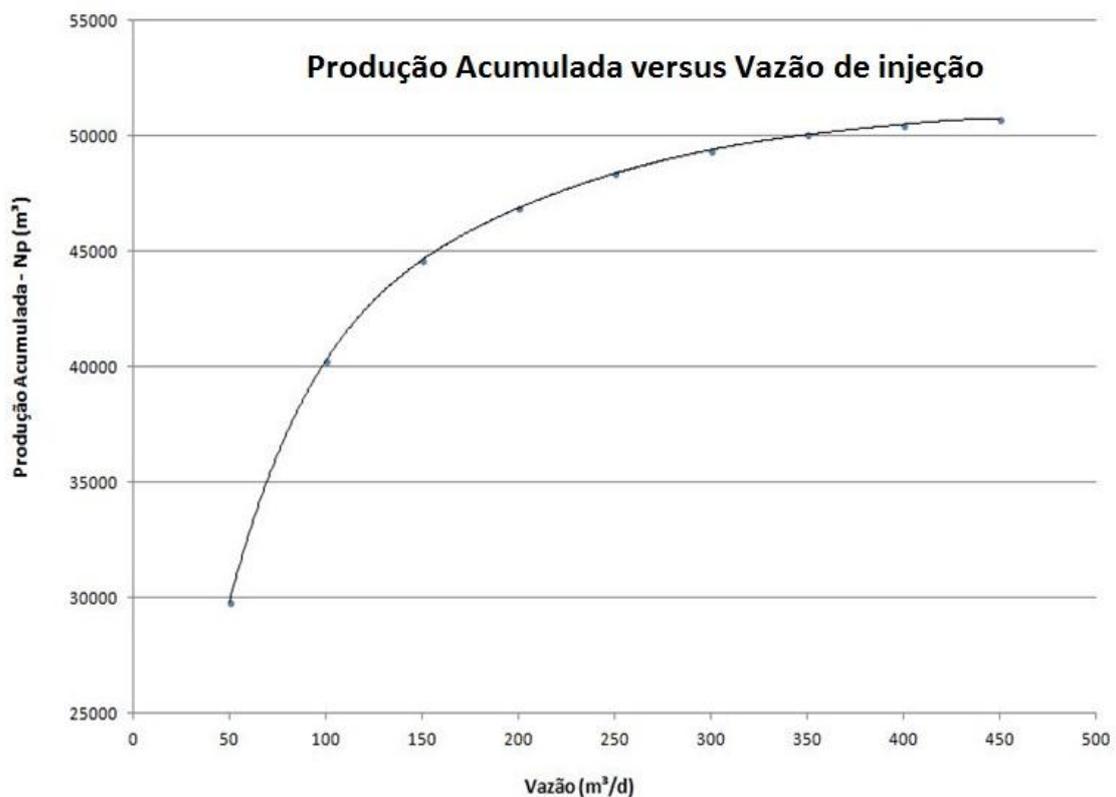


Figura 4-8: Gráfico da produção acumulada de óleo (Np) pelo acréscimo na vazão

Nota-se também que o aumento na produção gerado pelo acréscimo na vazão de vapor injetado é substancial para vazões menores, e torna-se ínfimo para vazões elevadas. Para se escolher uma vazão de injeção, é necessário se analisar diversos fatores. Um deles, a produção de água. Para analisar isso, foi gerado um gráfico, mostrado na Figura 4-9, para produção acumulada de água para essas diferentes vazões.

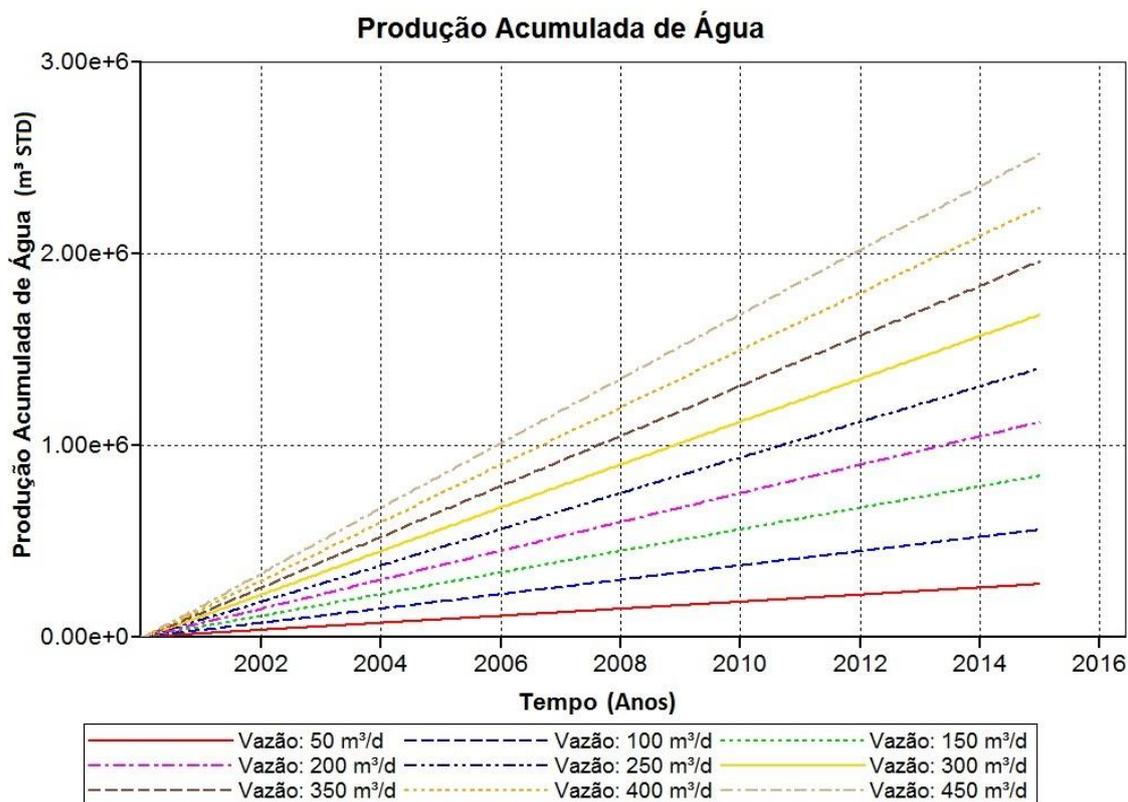


Figura 4-9: Produção Acumulada de água para diferentes vazões

Fica claro que quanto maior a vazão de injeção de água, maior a produção acumulada de água. Deve-se então estar ciente dos custos que esse aumento na produção de água pode gerar, desde o dimensionamento de tubulações, estação de tratamento, e o destino que essa água terá, de forma que será necessária uma análise financeira para se obter a viabilidade econômica e técnica para cada vazão, além de uma análise ambiental.

#### 4.4 Análise do Título do Vapor

Outro parâmetro importante para ser estudado é o título do vapor, o qual consiste basicamente na quantidade de vapor presente na mistura (vapor + líquido), variando de 0 (líquido saturado) a 1 (vapor saturado).

Quanto maior o título do vapor, mais calor se injeta no reservatório, dependendo da vazão mássica de injeção. Isso porque no caso do calor necessário para mudança de fase, denominado calor latente, libera-se mais energia do que o calor sensível, no qual não se muda de fase. No caso da água, o calor latente de condensação é de -2256 kJ/kg.

É importante observar como o reservatório se comporta, com relação ao fator de recuperação, quando se entrega mais calor a ele. Por isso foram comparadas três situações, fixando-se a configuração 01 e uma vazão de 350 m<sup>3</sup> STD/d: com título de 50%, 75% e 100%. O resultado é mostrado na Figura 4-10.

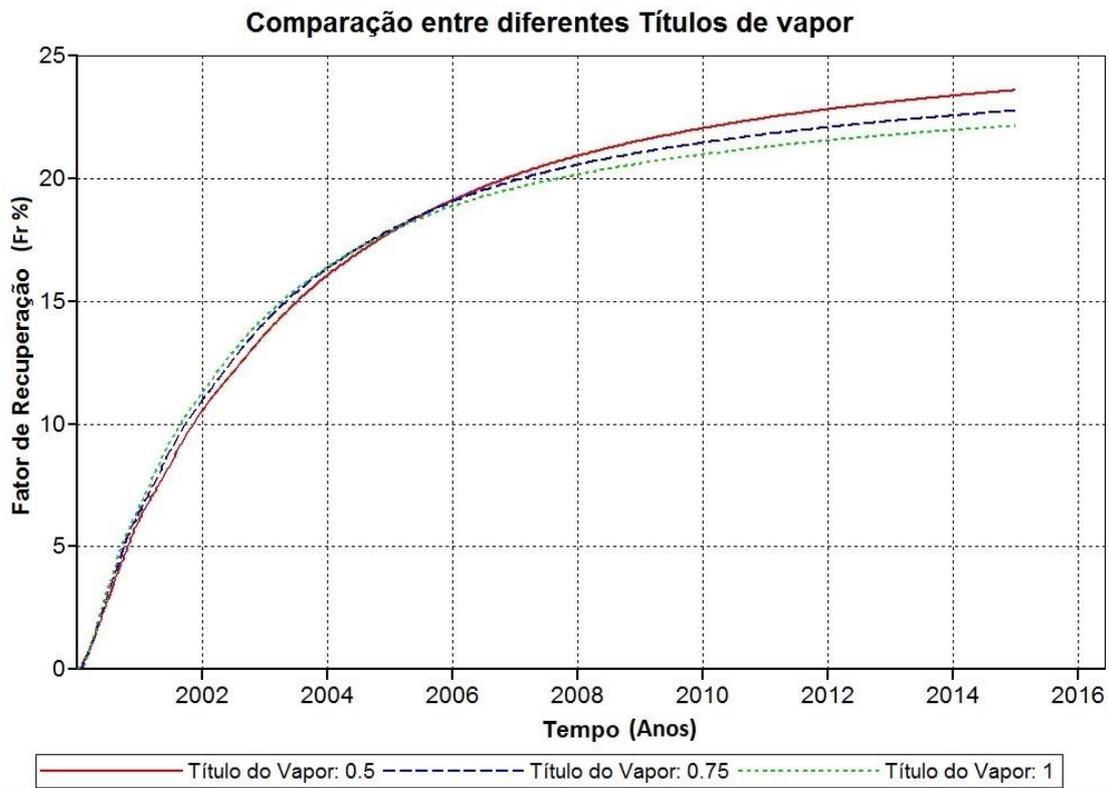
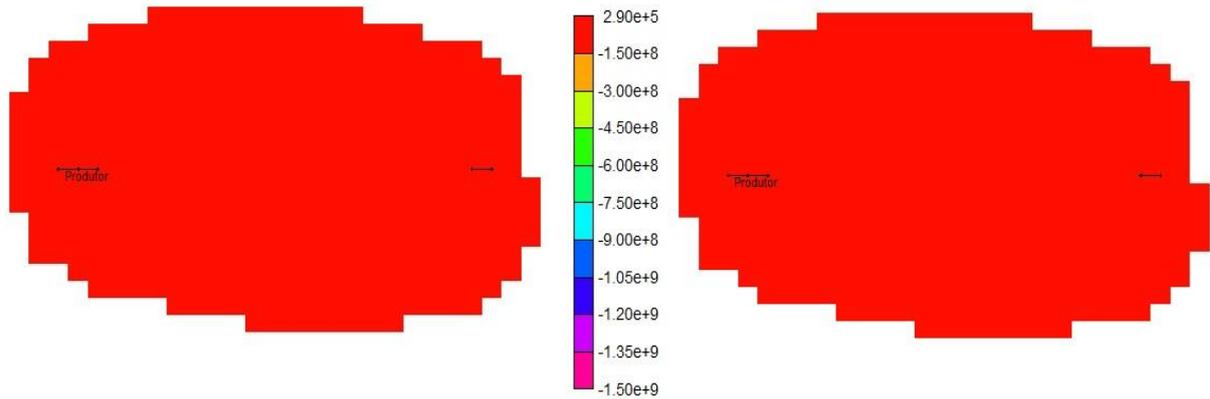


Figura 4-10: Fator de recuperação para diferentes títulos de vapor

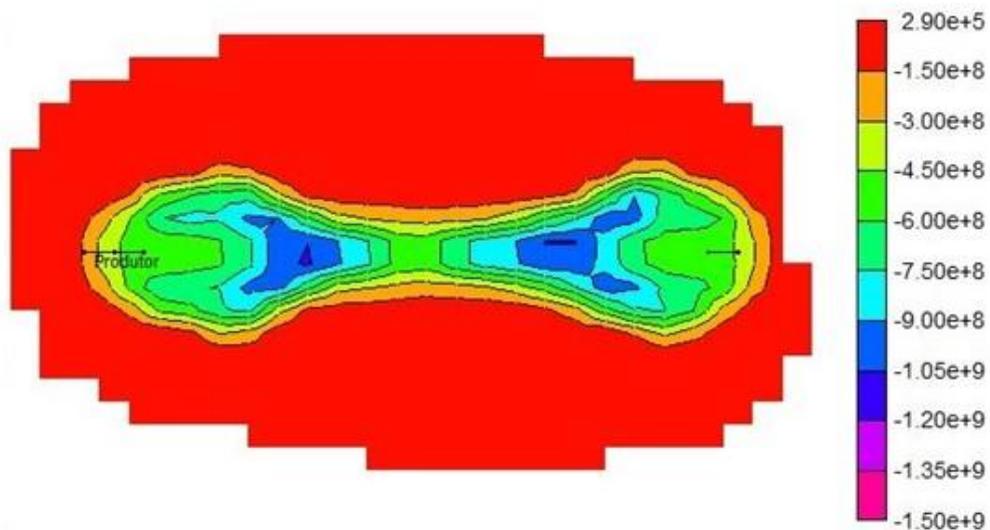
Como pode ser observado, para os primeiros anos o fator de recuperação é ligeiramente maior conforme aumenta o título de vapor. Entretanto, no final, ocorre uma inversão. Para se entender o motivo de tal mudança no comportamento da produção, observou-se o comportamento da perda de calor na camada sobrejacente para os títulos de 50% e 100%, no primeiro, segundo e oitavo ano.

No primeiro ano, como mostra a Figura 4-11, tanto para o título de 50%, à esquerda, quanto para o caso do título de 100%, à direita, as perdas de calor não são expressivas. Isso porque o sistema ainda está em equilíbrio, e o vapor ainda não atingiu o topo do reservatório.

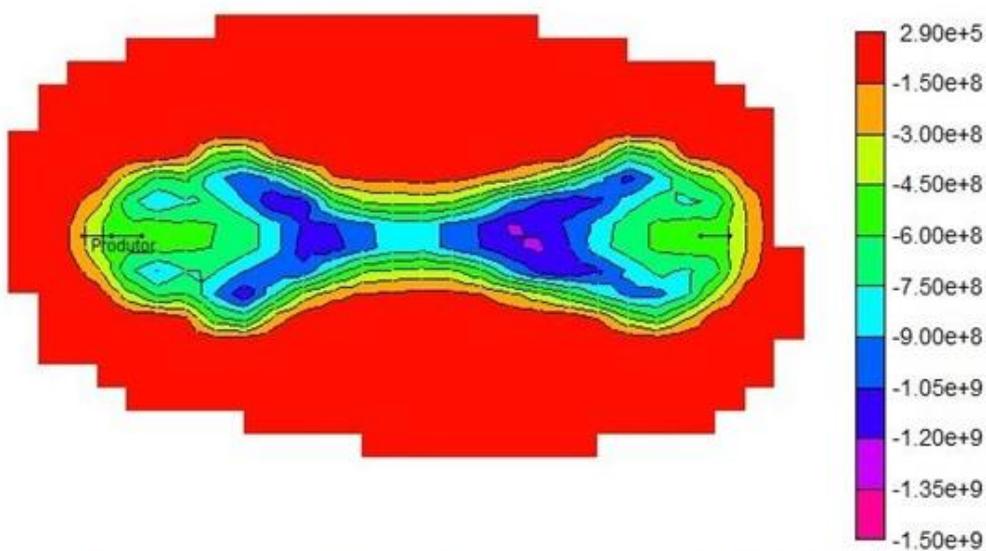


**Figura 4-11: Vista areal da perda de calor para camada sobrejacente - 1º ano**

No segundo ano, pode-se notar, na Figura 4-12, que a perda de calor para o caso de 100% é maior que no caso de 50%. Isso porque a câmara de vapor já chegou próximo ao topo do reservatório. Para se ilustrar essa maior temperatura no caso de 100%, foi realizado um comparativo entre as temperaturas no terceiro ano na Figura 4-13, no qual fica evidente a diferença de temperatura para os dois casos.



**Perdas de Calor para Camada Sobrejacente para título de 50% - 2º ano**



**Perdas de Calor para Camada Sobrejacente para título de 100% - 2º ano**

**Figura 4-12: Vista areal da perda de calor para camada sobrejacente - 2º ano**

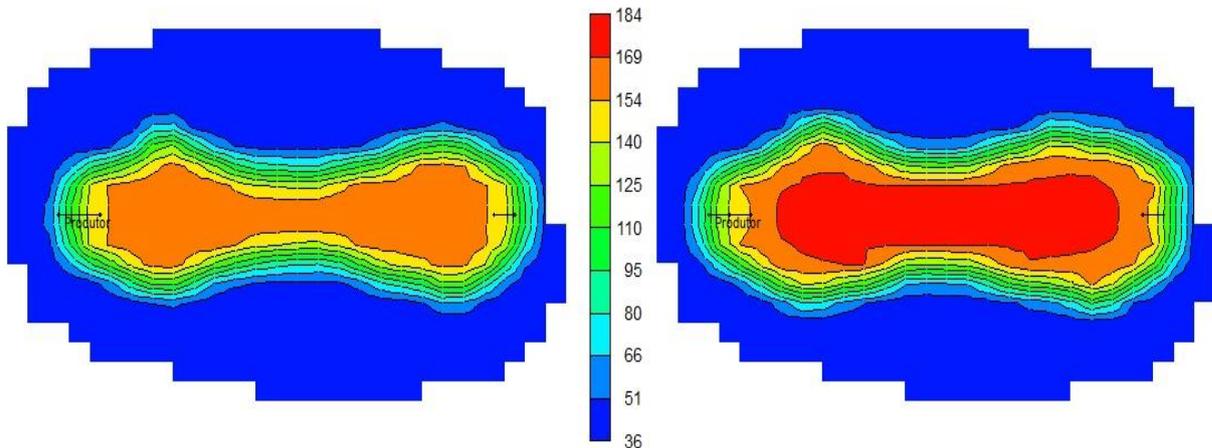
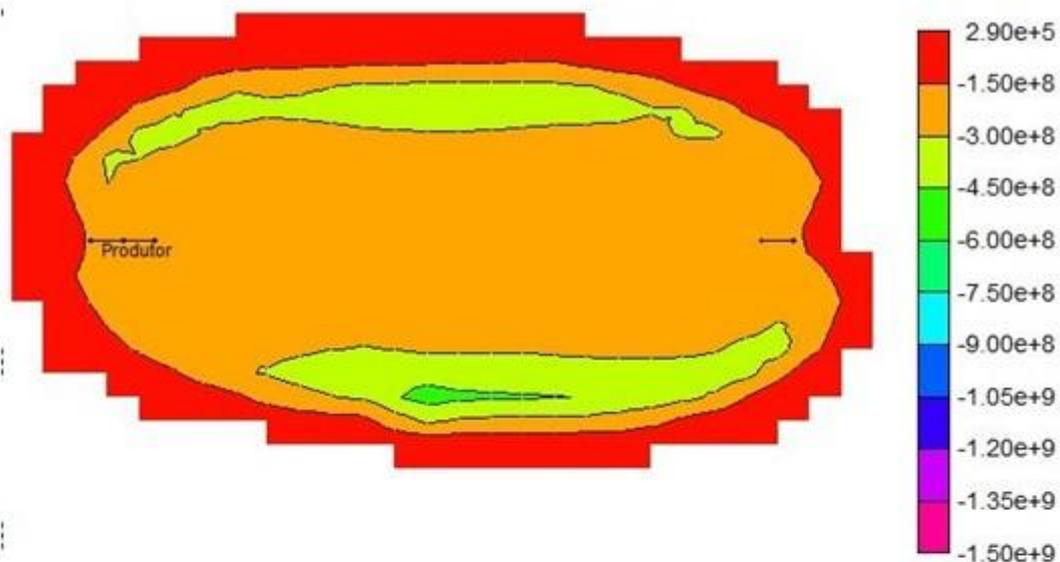


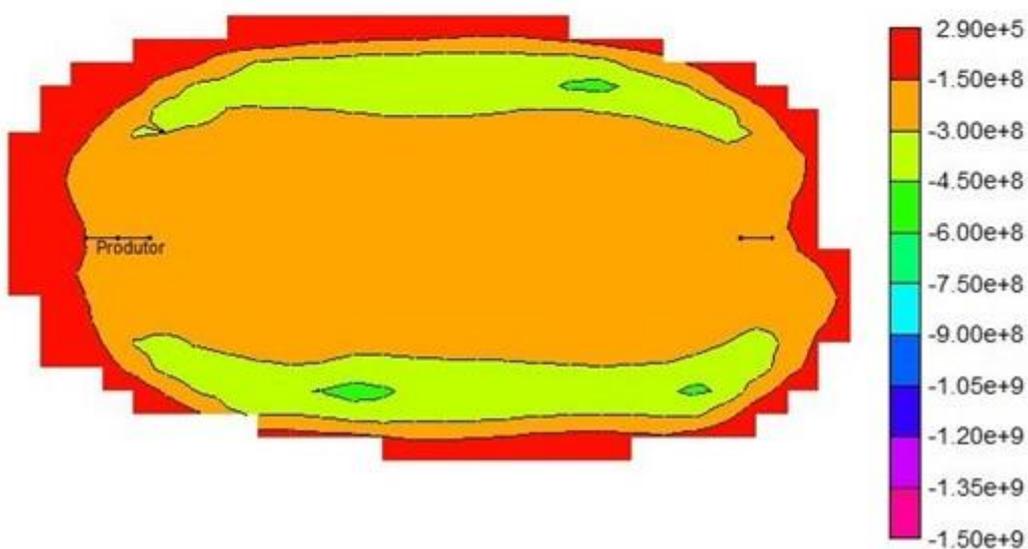
Figura 4-13: Temperatura no 3º ano (Título de 50% à esquerda e 100% à direita)

Como é possível observar, para o caso do título de vapor de 100%, se perde mais calor para as camadas sobrejacentes, enquanto que para o título de 50% não. Perdendo calor para as camadas sobrejacentes, essa energia é desperdiçada, e a câmara de vapor não irá atingir regiões mais afastadas do reservatório.

Entretanto, em meados do nono ano, como pode ser observado na Figura 4-14, a perda de calor se torna semelhante para os dois casos. Isso pode estar acontecendo pelo fato da camada sobrejacente já estar aquecida, de forma que não consiga mais absorver tanta energia como no começo da injeção.



**Perdas de Calor para Camada Sobrejacente para título de 50% - 9º ano**



**Perdas de Calor para Camada Sobrejacente para título de 100% - 9º ano**

**Figura 4-14: Vista areal da perda de calor para camada sobrejacente - 9º ano**

Para retardar essa rápida expansão da câmara de vapor, reduziu-se a vazão. O resultado obtido, mostrado na Figura 4-15, revela que reduzindo a vazão de 350 m<sup>3</sup>/d para 100 m<sup>3</sup>/d, obteve-se melhor resultado para o título de vapor de 100%.

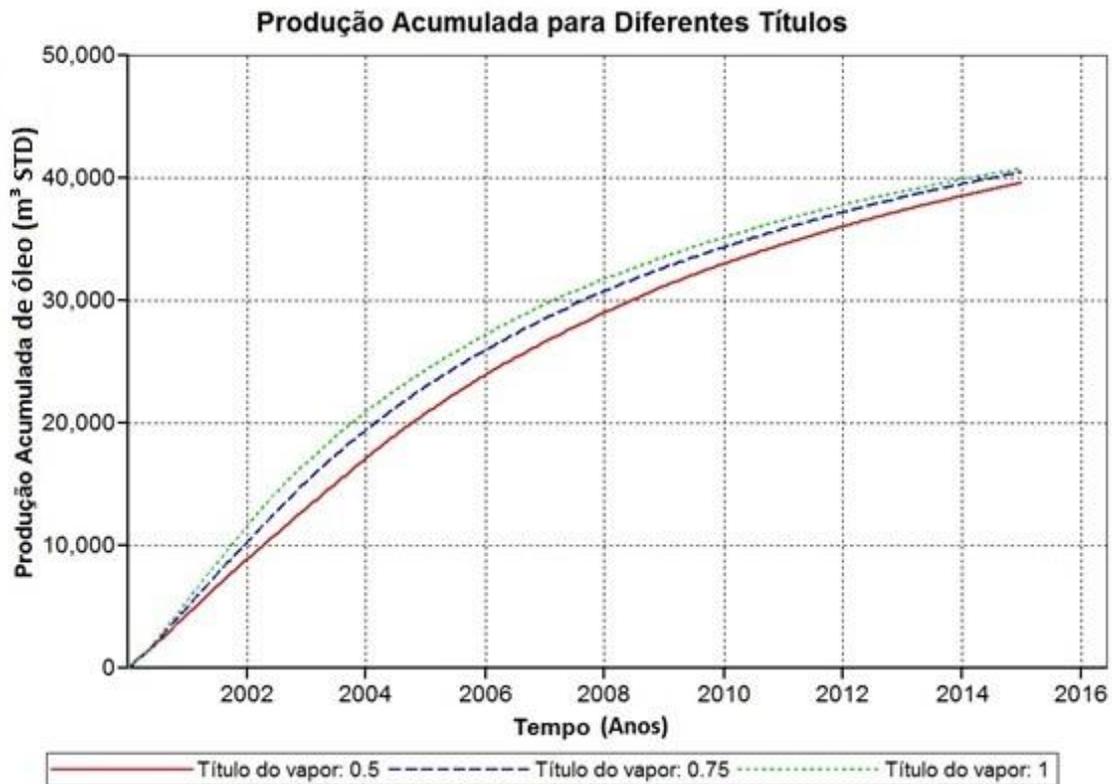


Figura 4-15: Produção Acumulada para diferentes títulos na vazão de 100 m<sup>3</sup> STD/d

Entranto é necessário um estudo da viabilidade econômica, técnica e ambiental para se escolher a melhor alternativa entre os dois casos, ou seja, para o caso em que a vazão foi maior (350 m<sup>3</sup> STD/d) e o título foi menor (50%), e para o caso em que a vazão foi menor (100m<sup>3</sup> STD/d) e o título foi maior (100%).

## **CAPÍTULO V**

---

### **Conclusões e Recomendações**

## 5. Conclusões e Recomendações

---

Nessa seção são apresentadas algumas conclusões obtidas desse trabalho e foram expostas algumas ideias que surgiram durante o trabalho e que poderão servir de objeto de estudo para trabalhos futuros.

Como conclusões do trabalho, têm-se:

- Em reservatórios de óleo pesado, é necessária a utilização de um método térmico para se aumentar a produtividade do reservatório;
- Com a utilização do SAGD como processo térmico, foi possível incrementar substancialmente a produção, quando comparado com a recuperação primária;
- A produção no reservatório é bastante afetada pela posição dos poços no reservatório, obtendo-se o melhor resultado para injetores e produtores mais elevados;
- Produziu-se pouca água do aquífero, sendo a água de injeção responsável pela maioria da água produzida;
- Aumentar as vazões de injeção acarreta em um incremento na produção. Entretanto, existe um limite de vazão para o qual não se aumenta mais a produção de óleo acumulada;
- Os valores de vazões convergem para essa vazão limite, e se deve escolher uma vazão de injeção que seja razoável, ou seja, a vazão a qual ainda ofereça um ganho substancial na produção de óleo;
- O título do vapor também interfere na recuperação do método. Para os casos de vazões de injeção mais elevadas, o título e a produção acumulada final são inversamente proporcionais;
- Para as vazões de injeção menores, o título e a produção acumulada são proporcionais.

Como recomendações para trabalhos futuros, têm-se:

- Para esse tipo de reservatório, implementou-se apenas o método térmico SAGD. Poderia então analisar como o reservatório reagiria com outros métodos, miscíveis, por exemplo, ou com outros tipos de métodos térmicos;

- Analisar as perdas de calor nas tubulações, ou seja, desde a geração do vapor até o reservatório;
- Realizar uma análise de viabilidade econômica e técnica para os casos e simulados.

## **CAPÍTULO VI**

---

### **Referências Bibliográficas**

## 6. Referências Bibliográficas

---

- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J, A. D.; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, 2006.
- BARILLAS, J.L.M.; **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2005.
- BARILLAS, J.L.M.; **Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guia para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator – STARS. Versão 2013.1, Calgary-Aberta-Canadá.
- THOMAS, J. E. et al. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- BUTLER, R. M., Thermal Recovery of Oil as Bitumen, Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey, 1991.
- BRIGGS P. J.; FULLEYLOVE R. J.; WRIGHT M.S.; BARON R. P. Development of heavy oil reservoirs. In: FIFTH SPE MIDDLE EAST OIL SHOW HELD IN MANAMA, Bahrain, 1987, March 7-10, *technical paper* SPE 15748.

