



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DECURSO

**ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR  
USANDO O PROCESSO SAGD PARA RESERVATÓRIOS  
DE ÓLEOS PESADOS.**

Guilherme Roberts Fonseca

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

**Natal/RN, Dezembro de2015**

**Guilherme Roberts Fonseca**

**ESTUDO DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR USANDO O  
PROCESSO SAGD PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS  
PESADOS.**

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

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

---

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

---

Prof. Dr. Tarcilio Viana Dutra Júnior - UFRN

---

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim - UFRN

## **DEDICATÓRIA**

Certamente aos meus pais:  
**Guilherme Lima da Fonseca e Barbara  
Anne Roberts** por todo apoio fornecido  
durante a minha vida; a minha irmã  
Jessica Roberts Fonseca por me ajudar em  
momentos difíceis.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Guilherme Lima da Fonseca e Barbara Anne Roberts, por todo suporte cedido, sem eles não seria possível trilhar este caminho.

À minha irmã Jessica Roberts Fonseca, amiga e companheira.

Ao meu padrasto Roberto Pacheco Duran pelo apoio fornecido durante vários anos.

Aos membros da minha família por transmitirem o conhecimento através de gerações até chegar ao meu nível.

Aos meus amigos que são a personificação da frase “família vai além de laços sanguíneos”.

À minha amiga, orientadora, professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, por ter me guiado, pela paciência e pela transmissão de conhecimento, sendo determinante para a minha formação como engenheiro de petróleo.

Aos professores de Engenharia de Petróleo por contribuírem para minha formação acadêmica transmitindo conhecimento através das disciplinas lecionadas.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte, consistindo em um estabelecimento onde foi possível realizar grande parte da minha vida acadêmica.

Ao CMG (“*Computer Modeling Group*”) Ferramenta essencial na parte de simulações computacionais.

Ao PRH-ANP 43, pela bolsa de estudos cedida.

Ao Ciências Sem Fronteiras pela oportunidade concedida da realização de um aprendizado internacional.

**Fonseca,Guilherme Roberts – Estudo da injeção contínua de vapor usando o processo (SAGD) para reservatórios de óleos pesados.**Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil,2015.

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

## RESUMO

A injeção de vapor por drenagem gravitacional (SAGD) é uma técnica considerada comercialmente eficaz na recuperação de óleo pesado, caracterizado como um método de recuperação suplementar o SteamAssistedGravityDrainage (SAGD) utiliza uma câmara de vapor como um dos elementos para o aumento de recuperação do óleo pesado, diminuindo a viscosidade deste óleo e conseqüentemente obtendo uma maior mobilidade. Através do simulador CMG (*Computer ModellingGroup*) criou-se um modelo de fluido adaptado a simulação de um reservatório de óleo pesado com aquífero localizado a 240 metros de profundidade. Com o objetivo final de produzir um maior fator de recuperação do óleo, modificações foram feitas nas configurações do sistema previamente mencionado, os resultados mostraram que essas modificações tiveram influência na variação do fator de recuperação do óleo tornando-as determinantes para a avaliação do estudo. Ao final do trabalho, dentre as modificações que resultaram em um aumento no fator de recuperação destacam-se a distância horizontal entre os pares de poços e a distância vertical do poço produtor ao injetor, 160m e 10m, respectivamente, outro fator determinante foi o aumento da vazão de injeção por poço.

**Palavras-Chave:** SAGD, óleo pesado,fator de recuperação.

**Fonseca,Guilherme Roberts – Estudo da injeção contínua de vapor usando o processo (SAGD) para reservatórios de óleos pesados.** Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil,2015.

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

### **ABSTRACT**

The steam assisted gravity drainage(SAGD) it is a technique considered commercially successful for the heavy oil recovery, featured as an enhance recovery method the SAGD uses a steam chamber as one of the elements to increase heavy oil recovery factor, reducing this oil viscosity and making it lighter, consequently, getting a higher mobility. Through the simulator CMG (*Computer Modelling Group*) a fluid model was developed adapted for a heavy oil reservoir with aquifer located at 240m of depth. Aiming a final propose of a higher production of oil recovery factor modifications were done in the system settings previously mentioned. The results show that these modifications had influence on the variance at the oil recovery factor making them determinative to the study evaluation. At the end of the project, among the changes in settings that resulted in a higher recovery factor, horizontal distance between well pairs, vertical distance between injector and producer were taken as determinants. Also the increase in steam injection were the most significant for a higher RF.

**Keywords:** SAGD, heavy oil,recovery factor.

## Sumário

CAPÍTULO1:.....	11
1 Introdução .....	2
1.1 <i>Objetivo Geral</i> .....	3
1.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	3
CAPÍTULO2:.....	4
2 Aspectos Teóricos .....	5
2.1 <i>Classificação do óleo</i> .....	5
2.2 <i>Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo</i> .....	5
2.2.1 <i>Métodos térmicos</i> .....	7
2.2.2 <i>Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)</i> .....	7
CAPÍTULO3:.....	11
3 Modelagem do fluido de reservatório .....	12
3.1 <i>Simuladores do grupo CMG</i> .....	12
3.1.1 <i>Winprop - CMG</i> .....	13
3.1.2 <i>Builder - CMG</i> .....	13
3.1.3 <i>Stars - CMG</i> .....	14
3.2 <i>Materias e Métodos</i> .....	15
3.2.1 <i>Modelo de Fluido de Reservatório</i> .....	15
3.2.2 <i>Modelagem do reservatório</i> .....	17
3.2.2.1 <i>Interação rocha-fluido</i> .....	17
3.2.2.2 <i>Viscosidade do óleo</i> .....	19
3.3 <i>Modelagem física do reservatório</i> .....	20
3.4 <i>Condições operacionais</i> .....	22
CAPÍTULO4:.....	26
4 Resultados e Discussões.....	27
4.1 <i>Análise comparativa para um aumento do número de poços e da distância horizontal para uma distância vertical fixa de 4m</i> .....	27
4.2 <i>Análise comparativa da distância horizontal para uma distância vertical fixa de 8m</i> .....	28
4.3 <i>Análise comparativa Dh, Dv e aumento de injeção de vapor</i> .....	29
4.4 <i>Análise comparativa: Variação da vazão e da distância horizontal</i> .....	30
4.4.1 <i>Análise 3d entre as distâncias horizontais 160m e 192m para saturação e viscosidade do óleo</i> .....	31
4.5 <i>Estudo dos parâmetros operacionais: 160m (Dh) e 10m (Dv)</i> .....	33
4.5.2 <i>Análise comparativa da qualidade de vapor</i> .....	34
4.5.3 <i>Análise comparativa da entalpia e temperatura média do sistema</i> .....	35
4.6 <i>Análise comparativa: Aumento da vazão</i> .....	39
CAPÍTULO5:.....	40
5 Conclusões e Recomendações.....	41
5.1 <i>Conclusões</i> .....	41
5.2 <i>Recomendações</i> .....	41

CAPÍTULO6:.....	43
6 Referências.....	44

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fluxograma dos métodos de recuperação avançada de petróleo.....	6
Figura 2: Representação da câmara de vapor .....	8
Figura 3: Mecanismo de produção SAGD .....	9
Figura 4: Diversas simulações possíveis ao grupo CMG .....	12
Figura 5: Ferramentas validadas para inicialização da perfuração.....	14
Figura 6: Composição das frações molares após o agrupamento .....	15
Figura 7: Somatório 100% das frações molares do fluido.....	16
Figura 8: Gráfico viscosidade x pressão ajustado após a regressão de parâmetros .....	16
Figura 9: Gráfico pressão x temperatura ajustado após a regressão de parâmetros.....	17
Figura 10: Gráfico viscosidade vs temperatura .....	19
Figura 12: Dimensões em 2D do reservatório.....	21
Figura 12: Dimensões 3D do reservatório .....	21
Figura 13: Vista IK do poço produtor e injetor .....	23
Figura 14: Distância vertical fixa 4m .....	24
Figura 15: Distância vertical fixa 8m .....	25
Figura 16: Distância vertical fixa 10m .....	25
Figura 17: Alteração número de poços e distância horizontal para $D_v$ fixa de 4m.....	27
Figura 18: Comparativo da alteração da distância horizontal .....	28
Figura 19: Comparação entre distâncias verticais 10m e 8m.....	29
Figura 20: Comparação entre 160m e 192m ( $D_h$ ).....	30
Figura 21: Análise da saturação do óleo em intervalos de 10 anos.....	31
Figura 22: Análise da viscosidade do óleo em intervalos de 10 anos.....	33
Figura 23: Aumento da vazão e da temperatura de injeção .....	34
Figura 24: Aumento da vazão e da qualidade de vapor.....	35
Figura 25: Entalpia do sistema e temperatura média .....	36
Figura 26: Vazão de óleo produzida pelas diferentes injeções de vazão .....	37
Figura 27: Vazão de óleo máxima produzida nos primeiros anos .....	38
Figura 28: Análise do fator de recuperação.....	39

<b>Tabela 1: Classificação para óleos pesados. ....</b>	<b>5</b>
<b>Tabela 2: Dados da interação água-óleo .....</b>	<b>18</b>
<b>Tabela 3: Dados da interação líquido-gás.....</b>	<b>18</b>
<b>Tabela 4:Características do reservatório modelado.....</b>	<b>20</b>
<b>Tabela 5: Condições operacionais do poço injetor e produtor.....</b>	<b>22</b>

---

# **CAPÍTULO1: Introdução**

---

## 1 Introdução

---

Petróleo, um hidrocarboneto de cadeia saturada, ou seja, molécula contendo átomos de hidrogênio e carbono na maioria de sua estrutura, apresentando ligações simples entre os átomos de carbono.

Considerado, mundialmente, o recurso natural em maior abundância, o petróleo apresenta-se como a mais notável fonte de energia atualmente, acredita-se que algo em torno de 35% do consumo total de energia no mundo é oriunda deste combustível fóssil. Em adição, na forma de gasolina é utilizado em diversos meios de transporte, terrestre, aéreo e marítimo, quando queimado em usinas termoelétricas contribui para o funcionamento dessas, como matéria organiza alimenta a fabricação de tintas, borrachas, plásticos e outros produtos.

De acordo com MOHAMMADZADEH (2010), a redução da produção de reservatórios compostos por hidrocarbonetos e o incremento no consumo de energia terão como resultado, em um futuro próximo, a produção máxima de óleo convencional, sendo assim um incremento na disparidade entre a demanda e o fornecimento mundial deste óleo.

Devido a esta diferença surge a necessidade de explorar novas jazidas de petróleo, porém reservatórios de óleos leve e de fácil acesso estão ficando cada vez mais depletados, exigindo um maior foco aos reservatórios de óleos pesado e betume, as maiores reservas de óleo pesado e betume localizam-se no Canadá e Venezuela (MOHAMMADZADEH, 2010).

Em virtude desta necessidade, técnicas de extração de petróleo surgem ou são aprimoradas. No início dos anos 80 foi criado um dos principais métodos para recuperação de óleo pesado, o SAGD (*Steam assisted gravity drainage*) ou injeção de vapor por drenagem gravitacional (BUTLER, 1985). Segundo HEIDARI (2009) e STONE & BAILEY (2014) o método térmico de recuperação para betume e óleo pesado é um dos mais bem-sucedidos e extenso no Canadá. Indo além, LINES (2010) demonstra que a técnica pode chegar em alguns casos a atingir um fator de recuperação acima de 70% do volume total de óleo.

Embora a técnica ainda não tenha sido aplicada em um reservatório brasileiro, especialmente na região nordeste, é necessário um estudo, pois este tem sido

comprovado eficaz em outras regiões em cenário mundial. Com a depleção de reservatórios

de óleo leve, e tendo-se jazidas de óleo pesado ainda não produzidas o método SAGD torna-se uma opção para a exploração destes reservatórios, uma análise econômica e a viabilidade ambiental para a produção do método vem sendo constantemente estudada com a finalidade futura de aplicação da técnica ao nordeste brasileiro.

## **1.1 Objetivo Geral**

O presente trabalho tem como objetivo geral estudar o processo de injeção contínua de vapor utilizando o método (SAGD) aplicado em reservatório de óleos pesados.

## **1.2 Objetivos Específicos**

- Verificar a influência da distância entre os poços no fator de recuperação do óleo pesado;
- Analisar as alterações, oriundas da vazão e temperatura de injeção, no fator de recuperação;
- Estudar o aumento do número de poços e sua contribuição para o FR.

---

# **CAPÍTULO2: AspectosTeóricos**

---

## 2 Aspectos Teóricos

Para um melhor entendimento do trabalho, serão abordados, neste tópico, alguns conceitos teóricos relacionados à engenharia de petróleo com ênfase no método avançado de recuperação de óleo SAGD

### 2.1 Classificação do óleo

Tendo em vista os diferentes tipos de óleos encontrados ao redor do mundo, criou-se um sistema de classificação que determina qual tipo de óleo é esse. Uma das formas mais usadas para classificar o óleo vem da instituição *American Petroleum Institute* que denominou o grau API (°API) como indicador para a classificação do óleo, sendo este caracterizado como extrapesado, pesado, mediano ou leve.

A equação abaixo demonstra como o °API é calculado:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

Onde “ $\gamma_0$ ” significa densidade relativa do óleo (densidade do óleo/densidade da água) nas condições padrão (60°F e 14,7 psia).

Geralmente, um óleo, apresentando viscosidade elevada em condições de reservatório pode ser considerado pesado baseado nas classificações apresentadas na Tabela 1.

**Tabela 1 Classificação para óleos pesados.**

°API	<27,5°	<22°	10°<X<20
Governo do Canadá	<b>X</b>		
ANP		<b>X</b>	
Unitar			<b>X</b>

Fonte: (QUEIROZ,2006)

### 2.2 Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo

Utilizados com o objetivo de melhorar a eficiência de recuperação em um reservatório, os métodos de recuperação avançada de petróleo são métodos adaptados

para a recuperação suplementar de um reservatório, ou seja, após a produção primária de óleo (LINES,2010).

Conforme a necessidade de se suprimir cada vez mais a demanda de óleo, melhoras são feitas em métodos já existentes, ou novos métodos são criados. A Figura 1 demonstra o fluxograma referente a métodos de recuperação avançada de petróleo.

**Figura 1 Fluxograma dos Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo.**



Fonte: <http://www.nupeg.ufrn.br/downloads/deq0376/iep.01e.recuperacao.suplementar.pdf>

### **2.2.1 Métodos térmicos**

Dentre os métodos recuperação avançada de petróleo estão os métodos especiais, um desses mecanismos e é o método térmico, atuando geralmente em reservatórios de óleo pesado, este método tem como objetivo transferir o calor injetado para o reservatório, possibilitando uma diminuição da viscosidade do óleo e aumentando a eficiência de varrido.

Barillas (2008) informa que as maiores reservas de óleo pesado, encontram-se no Canadá e na Venezuela, porém no Brasil, o Rio Grande do Norte apresenta extensos reservatórios de óleo pesado.

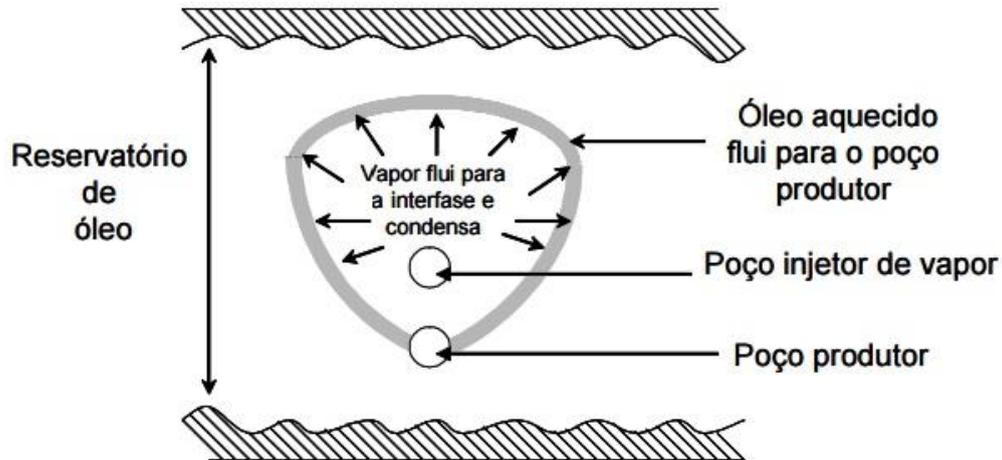
Compondo os métodos térmicos está o processo de injeção contínua por vapor, neste trabalho a forma estudada foi o SAGD.

### **2.2.2 “Steam Assisted Gravity Drainage SAGD”**

Roger Butler, da *Imperial Oil*, é reconhecido pela indústria de petróleo como o inventor da técnica (BUTLER, 1980). Com o intuito de aumentar a exploração de petróleo nos campos de óleo pesado a técnica vem se desenvolvendo cada vez mais, envolvendo outros aspectos da engenharia de petróleo como perfuração e elevação artificial.

O SAGD tem como mecanismo a perfuração de dois poços horizontais, sendo um poço produtor e o outro injetor. A transferência de calor entre sistema e o banco de óleo no reservatório é originada através da injeção de vapor na superfície no poço injetor, ao chocar-se com este óleo o vapor cria uma área de condensação que no fim do processo será tomada como água produzida, esta água por sua vez desloca o óleo aquecido para o poço produtor. A Figura 2 exibe o processo da câmara de vapor criada pelo método.

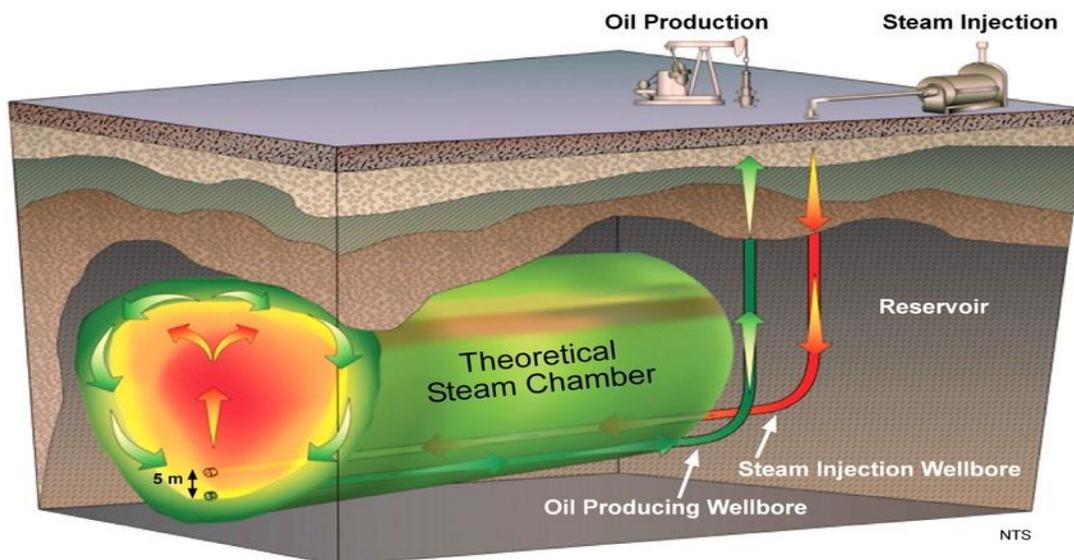
Figura 2 Representação da câmara de vapor (Butler, 1991)



Butler (1991) afirma que a expansão da câmara de vapor se dá para cima, atingindo o topo do reservatório, em seguida na direção horizontal. Localizado a uma curta distância do poço produtor, o injetor terá sua câmara de vapor delimitada, conseqüentemente, a transferência do vapor diretamente para o poço produtor será afetada, tendo em vista que o condensado irá descer e o vapor subirá (BARILLAS, 2008).

Através do poço produtor, o óleo deslocado pelo vapor flui até a superfície, onde posteriormente será comercializado, com o intuito de varrer o máximo de óleo no reservatório a técnica é projetada para que o poço injetor seja localizado acima do produtor, deste modo uma maior parcela do óleo consegue ser deslocado até a superfície. A Figura 3 representa uma visualização do mecanismo da técnica SAGD.

Figura 3 Mecanismo de produção SAGD



Fonte: <http://pgc.lyellcollection.org/content/7/1141/F4.large.jpg>

Considerado uma das técnicas mais eficientes na exploração de óleo pesado e betume, o SAGD é reconhecido como o método mais aplicado a reservas de betume no Canadá, o desenvolvimento deste sistema se tornou tão importante que, comercialmente falando, se tornou o processo mais usado baseado em vapor em Athabasca (BUTLER 1997,1998 e 1991).

Embora a injeção de vapor por drenagem gravitacional vem sendo comprovada como uma técnica eficaz, estudos vem sendo realizados frequentemente com o objetivo de melhorar cada vez mais o método. AZAD(2012) e STONE (2014) exibem avaliações realizadas em relação a câmara de vapor criada pela injeção do mesmo. Em adição, PETERSON (2015) e GUIRGIS (2015) analisam incrementos para a redução de águas residuais, visando tratamentos aplicados a água produzida pela técnica. Indo além, MEDINA (2010) cita a necessidade de reduzir a vazão de água injetada para a

produção de óleo, porém a técnica, apesar de apresentar eficiência na indústria de petróleo, ainda não foi aplicada ao setor brasileiro, embora venha sendo avaliada para futuras operações.

---

# **CAPÍTULO3: Modelagem do reservatório**

---

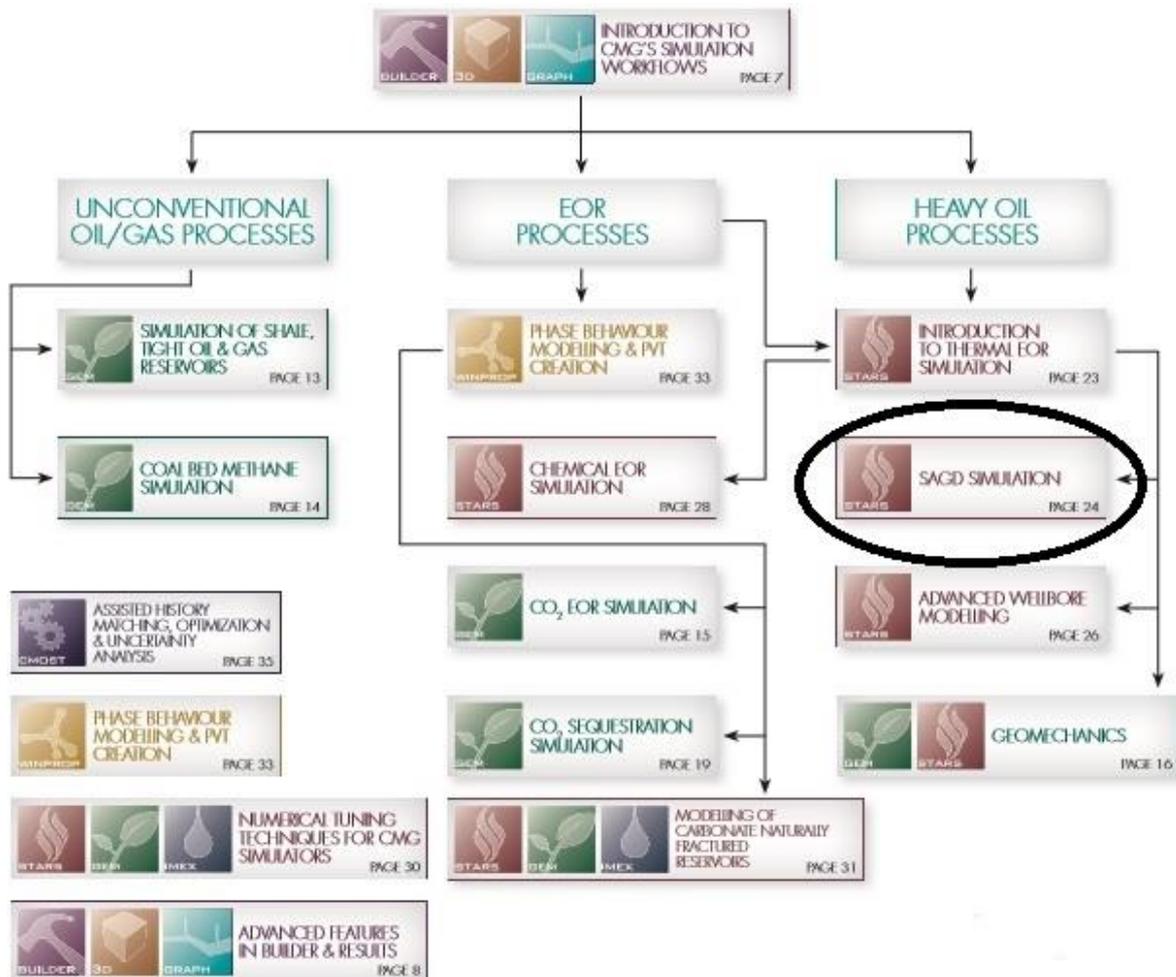
### 3 Modelagem do fluido de reservatório

Neste segmento foram abordadas as principais ferramentas utilizadas no processo de criação e simulação do método SAGD, desde o modelo de reservatório até a metodologia técnica aplicada ao projeto.

#### 3.1 Simuladores do grupo CMG

Para a confecção do trabalho, fez-se necessário o uso de ferramentas computacionais do grupo CMG (*Computer Modelling Group*) *Winprop*, *Builder*, *Results 3D*, *ResultsGraph*, *STARS*. Estes simuladores são capazes de criar diversos modelos de fluidos e simular inúmeros métodos para a extração de petróleo. A Figura 4 exibe diversos cursos oferecidos utilizando o CMG como simulador, entre eles a simulação de SAGD.

Figura 4 Diversas simulações possíveis ao grupo CMG (CMG,2013)



### 3.1.1 Winprop –CMG

*Winprop* é uma ferramenta que utiliza em equações de estado tendo como principal objetivo a modelagem do fluido de reservatório (CMG, 2013). Sendo este objetivo composto de etapas específicas:

- Caracterização do fluido;
- Agregação dos componentes;
- Ajuste dos parâmetros de regressão;
- Simulação de processos de contato múltiplo;
- Análise laboratorial;
- Confecção do diagrama de fases;

Esta ferramenta possibilita a adaptação do modelo de fluido criado à simulação feita pelo *STARS*. Outros benefícios podem ser adquiridos com o uso do *Winprop*, como predição do comportamento de fluido e um melhor entendimento sobre o processo de exploração de reservatórios (CMG, 2013).

No presente trabalho ocorreu a criação de um arquivo com a extensão *.dat* na ferramenta previamente citada, em seguida importado para o simulador *builder*, onde foi utilizado como fluido de reservatório para o desenvolvimento do método de injeção de vapor.

### 3.1.2 Builder –CMG

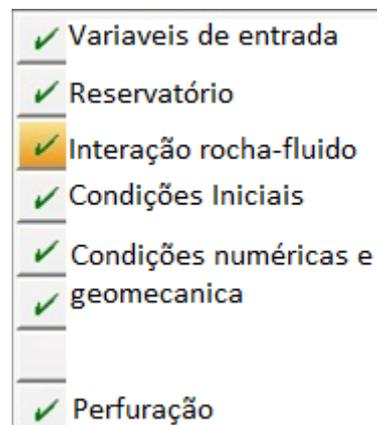
Considerado uma ferramenta de ligação entre o modelo de fluido produzido e a simulação do reservatório, o *Builder* constitui uma das principais partes dos simuladores da CMG, a partir desta ferramenta é possível exportar os dados necessários da simulação de métodos de recuperação de petróleo analisada nos softwares *STARS*, *GEM*, *IMEX* e *CMOST* (CMG, 2013).

Para a importação dos arquivos criados pelo simulador, é preciso validar as seguintes etapas:

- Importação do modelo de fluido do reservatório;
- Características do reservatório;
- Característica do fluido modelado (óleo pesado);
- Propriedadesrocha -fluido;
- Condiçõesiniciais doreservatório;
- Descrição da perfuração e eventos;

A Figura 5 ilustra a representação do *modeltreeview*validado para a exportação do arquivo de extensão *.dat*

**Figura 5** ferramentas validadas para inicialização da perfuração



### 3.1.3 STARS –CMG

O *Stars* é um simulador desenvolvido para processos avançados e simular métodos térmicos, adequado a modelos de fluidos não-isotérmicos e recuperações de óleo leve e pesado (CMG,2013). Neste estudo o simulador foi utilizado para analisar as diferentes configurações aplicadas ao método de injeção de vapor.

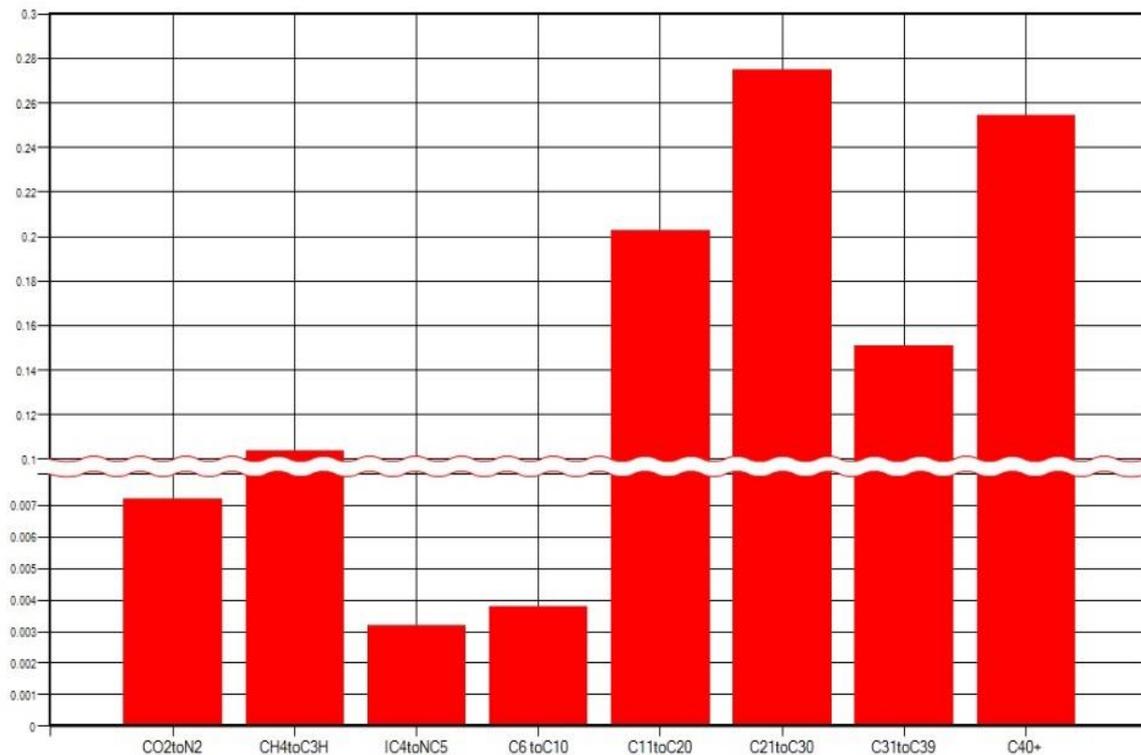
## 3.2 Materias e Métodos

Nesta seção, é descrita a metodologia usada para a constituição do método SAGD, composto pelo modelo de fluido, reservatório modelado e configurações de poços.

### 3.2.1 Modelo doFluido de reservatório

Inicialmente os valores referentes as frações molares dos componentes do fluido de reservatório foram ajustados utilizando o agrupamento no *Winprop*. A Figura 6 apresenta as frações molares após o agrupamento.

Figura 6 Composição das frações molares após o agrupamento.



Posteriormente ao agrupamento, os somatórios das frações molares totalizam 1, ou 100%, como mostra a Figura 7.

Figura 7 Somatório 100% das frações molares do fluido.

CO <sub>2</sub> toN <sub>2</sub>	0.007
CH <sub>4</sub> toC <sub>3</sub> H	0.103
IC <sub>4</sub> toNC <sub>5</sub>	0.003
C <sub>6</sub> toC <sub>10</sub>	0.003
C <sub>11</sub> toC <sub>20</sub>	0.202
C <sub>21</sub> toC <sub>30</sub>	0.274
C <sub>31</sub> toC <sub>39</sub>	0.150
C <sub>40</sub> +	0.254
Somatório	1.000

A Figura 8 e 9 exibem os gráficos de viscosidade X pressão e o envelope de fases Pressão X Temperatura, nota-se que a viscosidade do óleo foi ajustada corretamente aos valores laboratoriais, o ponto azul no gráfico Pressão X Temperatura a direita refere-se ao ponto crítico de pressão e temperatura.

Figura 8 Gráfico viscosidade x pressão ajustados após a regressão de parâmetros.

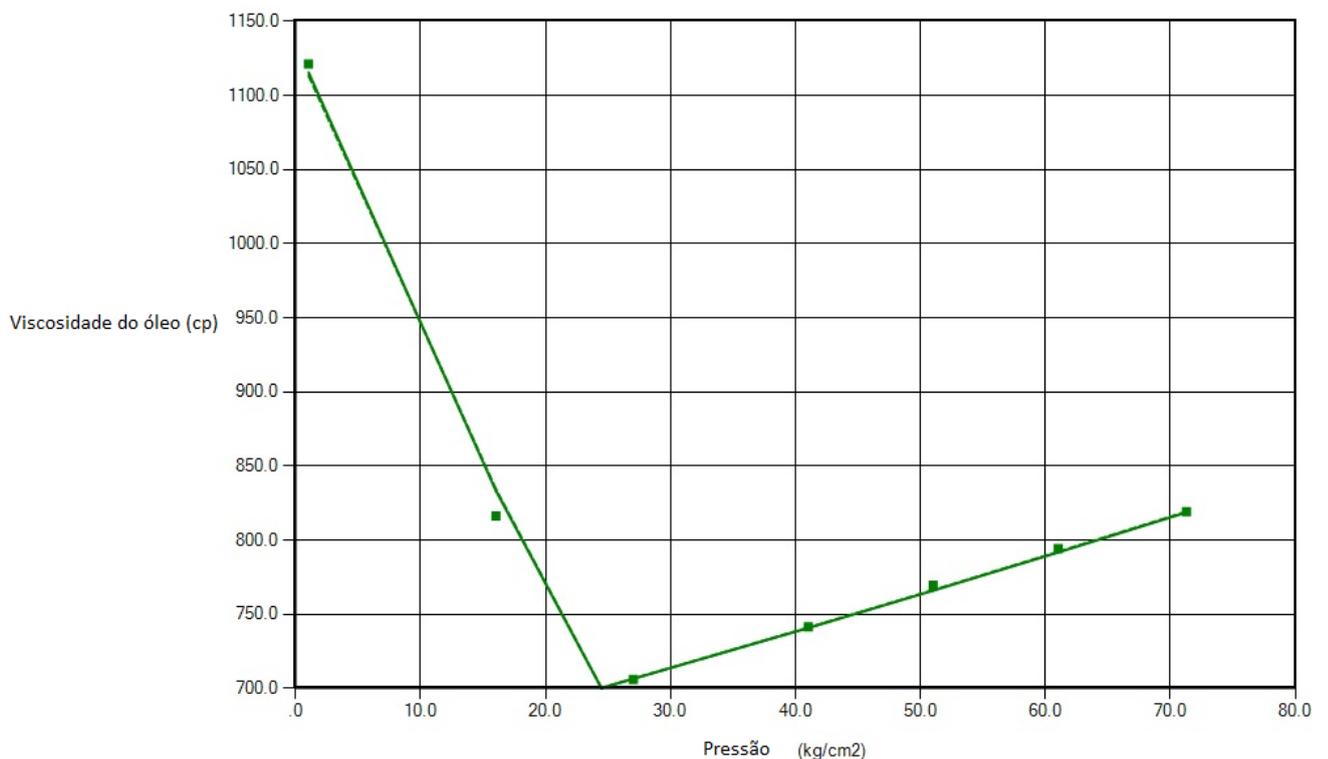
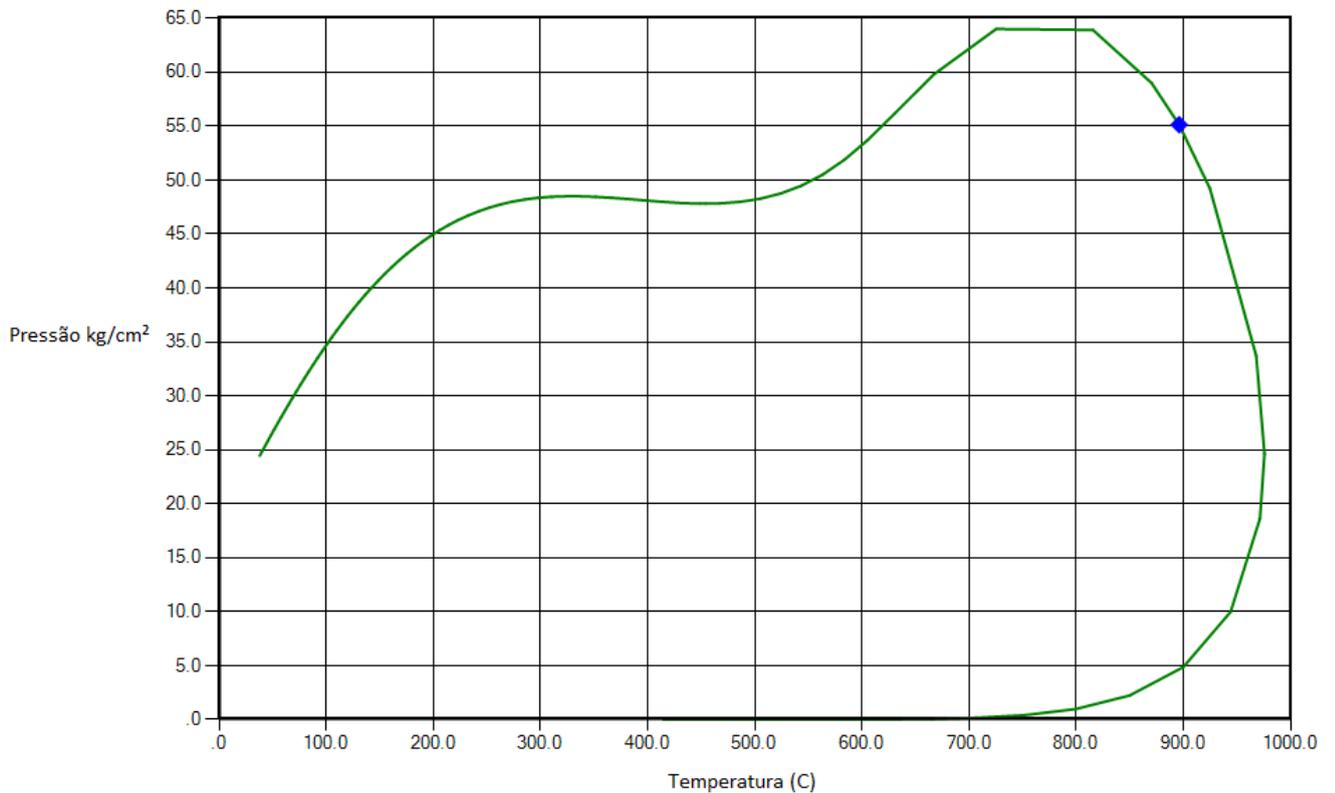


Figura 9 Gráfico pressão x temperatura ajustados após a regressão de parâmetros.



### 3.2.2 Modelagem do reservatório

Neste tópico foram descritos os passos tomados para a modelagem e construção física do reservatório.

#### 3.2.2.1 Interação rocha-fluido

As permeabilidades relativas água-óleo e líquido-gás e pressão capilar das interações são mostradas nas Tabelas 2 e 3.

Tabela 2 Dados da interação água-óleo

Saturação de água (sw)	Permeabilidade relativa à água (Krw)	Permeabilidade relativa ao óleo-água (Krow)	Pressão capilar (Pcow) em psi
--	--	--	--
0,29	0	0,9	2,416
0,3176	0,0016	0,8285	1,697
0,3452	0,0044	0,758	1,229
0,3728	0,008	0,6886	0,913
0,4004	0,0124	0,6203	0,694
0,4281	0,0173	0,5533	0,537
0,4557	0,0228	0,4876	0,423
0,4833	0,0287	0,4233	0,338
0,5109	0,035	0,3607	0,273
0,5385	0,0418	0,2997	0,224
0,5661	0,049	0,2409	0,185
0,5937	0,0565	0,1843	0,154
0,6213	0,0644	0,1305	0,13
0,6489	0,0726	0,0802	0,11
0,6766	0,0812	0,0349	0,094
0,7042	0,09	0	0,081
1	0,3	0	0,022

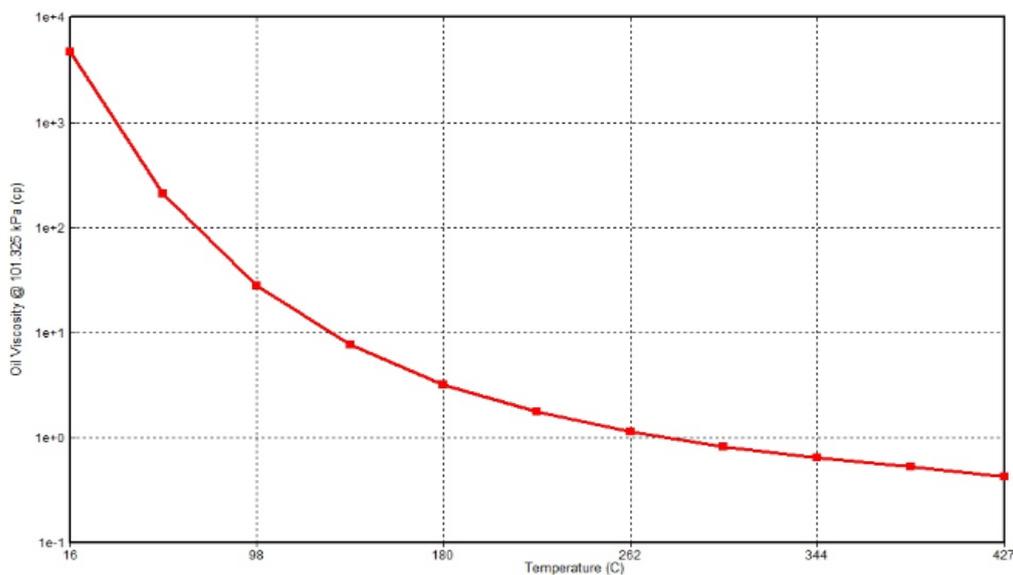
Tabela 3 Dados da interação líquido-gás

Saturação de líquido (sl1)	Permeabilidade relativa ao gás (Krg)	Permeabilidade relativa gás-óleo (Krog)	Pressão capilar (Pcog) em psi
--	--	--	--
0,71	0,45	0	0,1441
0,7293	0,406	0,0139	0,1307
0,7487	0,363	0,0395	0,1188
0,768	0,322	0,0726	0,1083
0,7777	0,283	0,1117	0,0989
0,797	0,245	0,1564	0,0906
0,8163	0,209	0,2048	0,0831
0,8357	0,157	0,2587	0,0764
0,855	0,143	0,3161	0,0703
0,8743	0,114	0,3769	0,0649
0,8937	0,0866	0,4421	0,06
0,913	0,062	0,5096	0,0555
0,9227	0,0402	0,5805	0,0515
0,942	0,0219	0,6547	0,0478
0,9613	0,0077	0,7313	0,0444
0,9807	0,0077	0,7313	0,0444
1	0	0,9	0,0384

### 3.2.2.2 Viscosidade do óleo

A curva característica da viscosidade diminuindo com o aumento da temperatura apresenta-se na Figura 11, nota-se que a viscosidade elevada a uma baixa temperatura caracteriza o fluido do reservatório como sendo óleo pesado. O aumento da temperatura após atingir um certo valor surte um efeito menor na redução da viscosidade.

Figura 10 Gráfico viscosidade vs temperatura



### 3.3.3 Modelagem física do reservatório

Caracterizado como homogêneo e de óleo pesado o reservatório modelado possui as características físicas apresentadas na Tabela 5.

**Tabela 4 Características do reservatório modelado**

CARACTERÍSTICAS DO RESERVAÓTI	
Área do reservatório (m <sup>2</sup> )	800X1000
Espessura da última camada do reservatório (m)	15
Topo do reservatório (m)	205
Número de blocos, direções i,j,k	36,25,11
Número total de blocos	9900
Contatoágua-óleo (m)	240
Porosidade (%) @1978,8 Kpa	20
Permeabilidade horizontal Kh (mD)	900
Permeabilidade vertical Kv (mD)	0,1*Kh
Compressibilidade da formação @1978,8 Kpa(1/Kpa)	7X10 <sup>-8</sup>
Temperatura inicial do reservatório (°C)	38

Direções e dimensões do reservatório em 2D e 3D podem ser vistas nas Figuras 12 e 13.

Figura 12 dimensões em 2D do reservatório

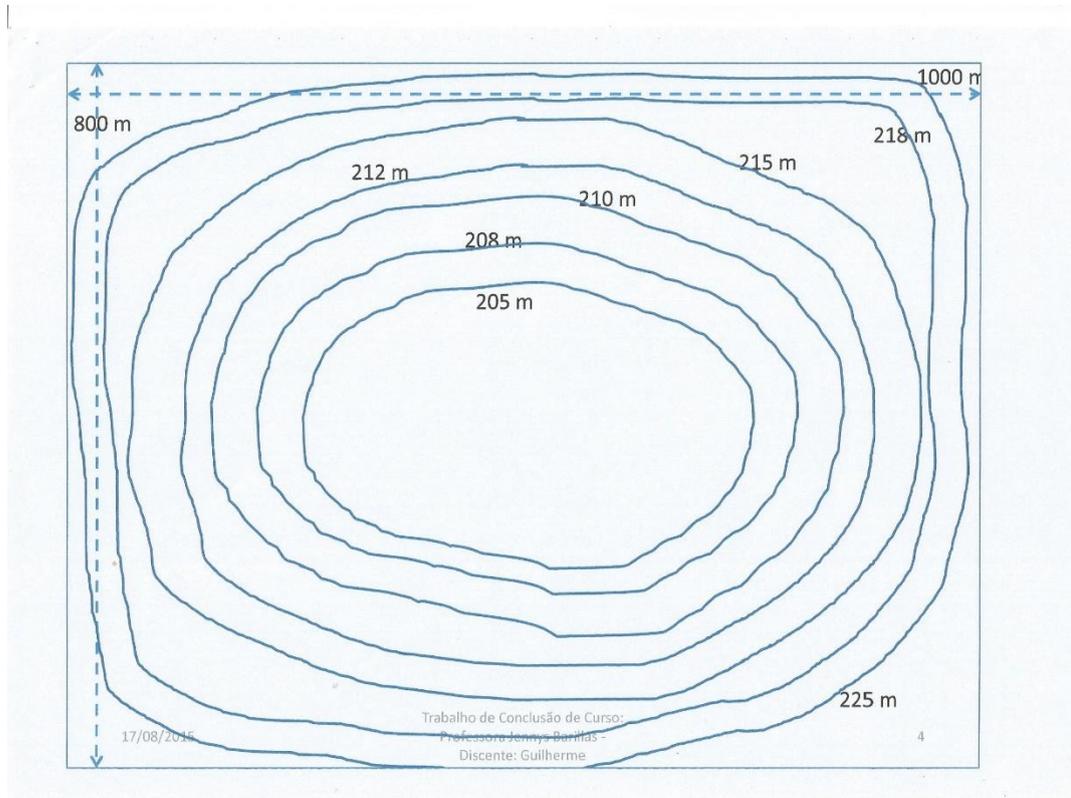
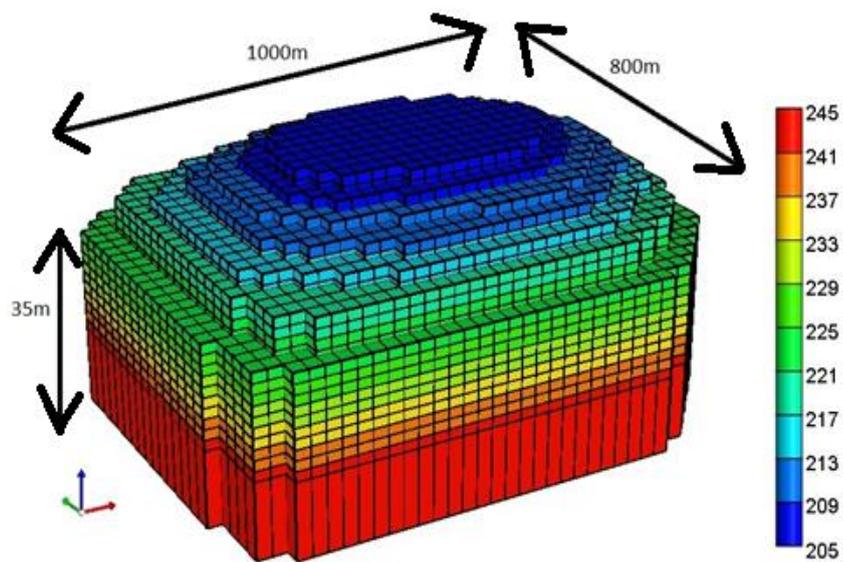


Figura 13 dimensões em 3D do reservatório



O refinamento observado na Figura 13 foi elaborado da seguinte maneira:

- Direção i: 36 blocos de 27,8m;
- Direção j: 25 blocos de 32m;
- Direção k: 10 blocos de 2m + 1 bloco de 15m;
- Número total de blocos: 9900.

### 3.4 Condições operacionais

Neste tópico abordaram-se as condições operacionais iniciais realizadas a perfuração dos poços. Os parâmetros operacionais estão representados na Tabela 6.

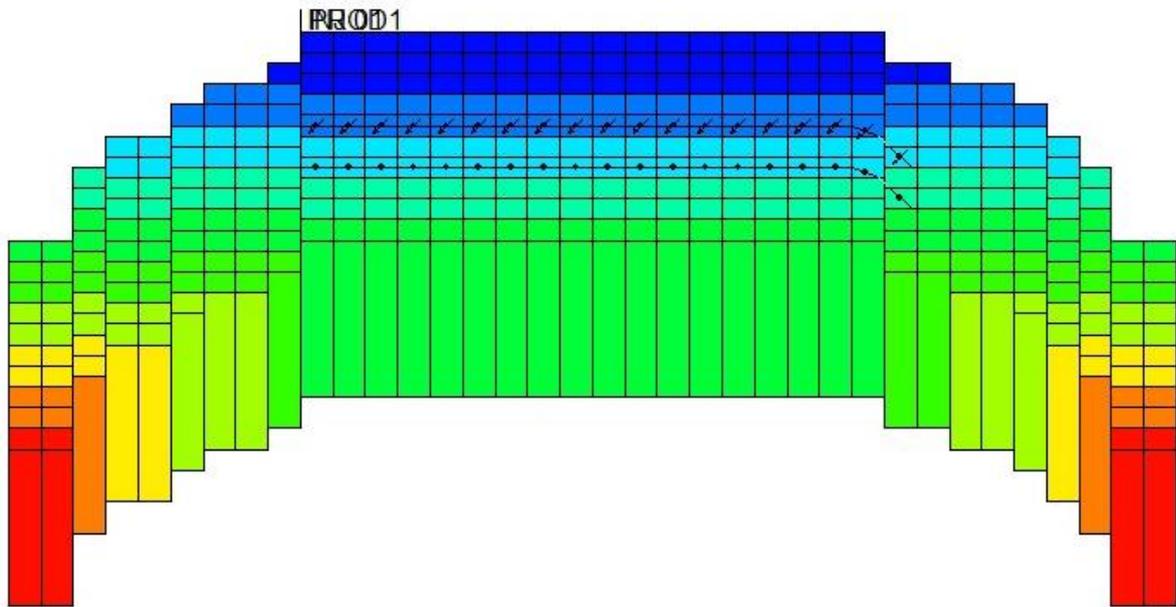
**Tabela 5 Condições operacionais do poço injetor e produtor.**

Tipo de poço	Pressão no fundo do poço (BHP)	Vazão de Injeção total (STW)	Qualidade do vapor (Xv)	Temperatura de injeção (Tinj)
Injetor	1000 psi	600m <sup>3</sup> /d	75%	550°F

Tipo de poço	Pressão no fundo do poço (BHP)	Vazão líquida de produção (STL)
produtor	30 psi	1000m <sup>3</sup> /d

O poço produtor e o injetor estão localizados no centro do reservatório, a Figura 13 expõe uma vista IK do reservatório e da perfuração.

Figura13 Vista IK do poço produtor e injetor.



Visando a análise de resultados, modificações foram realizadas ao modelo base, mantendo-se as configurações por poço mencionadas nas Tabela6. As modificações de distância horizontal entre os pares de poços ( $D_h$ ), distância vertical entre o poço injetor e produtor ( $D_v$ ) e número de poços ( $N_{perf}$ ) são evidenciadas no fluxograma das Figuras14,15 e 16.

Figura 14 Distância vertical fixa 4m.

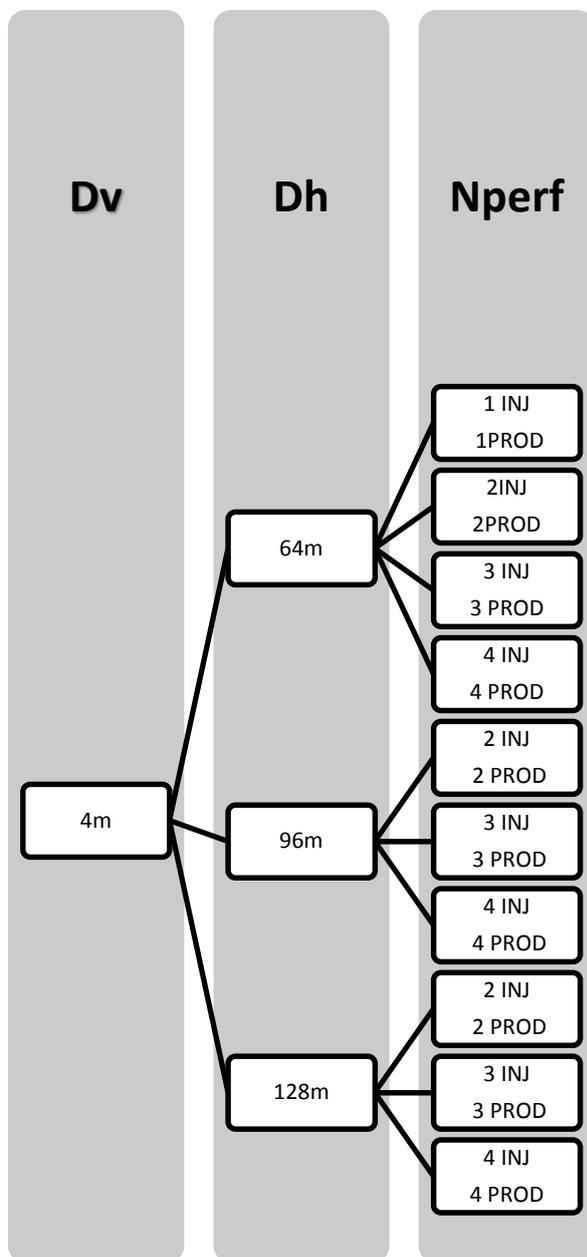


Figura 15 Distância vertical fixa 8m.

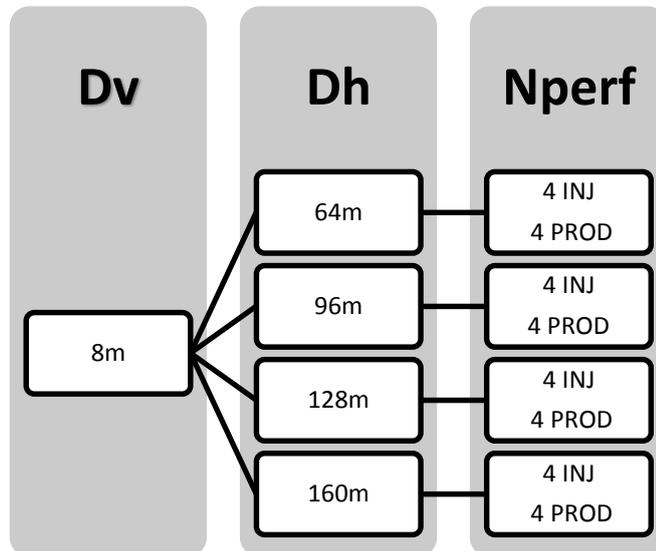
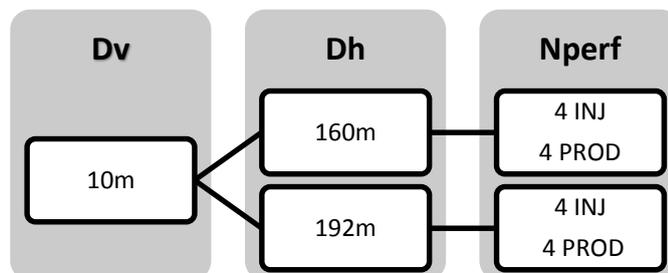


Figura 16 Distância vertical fixa 10m.



---

# **CAPÍTULO 4:**

## **Resultados e Discussões**

---

## 4 Resultados e Discussões

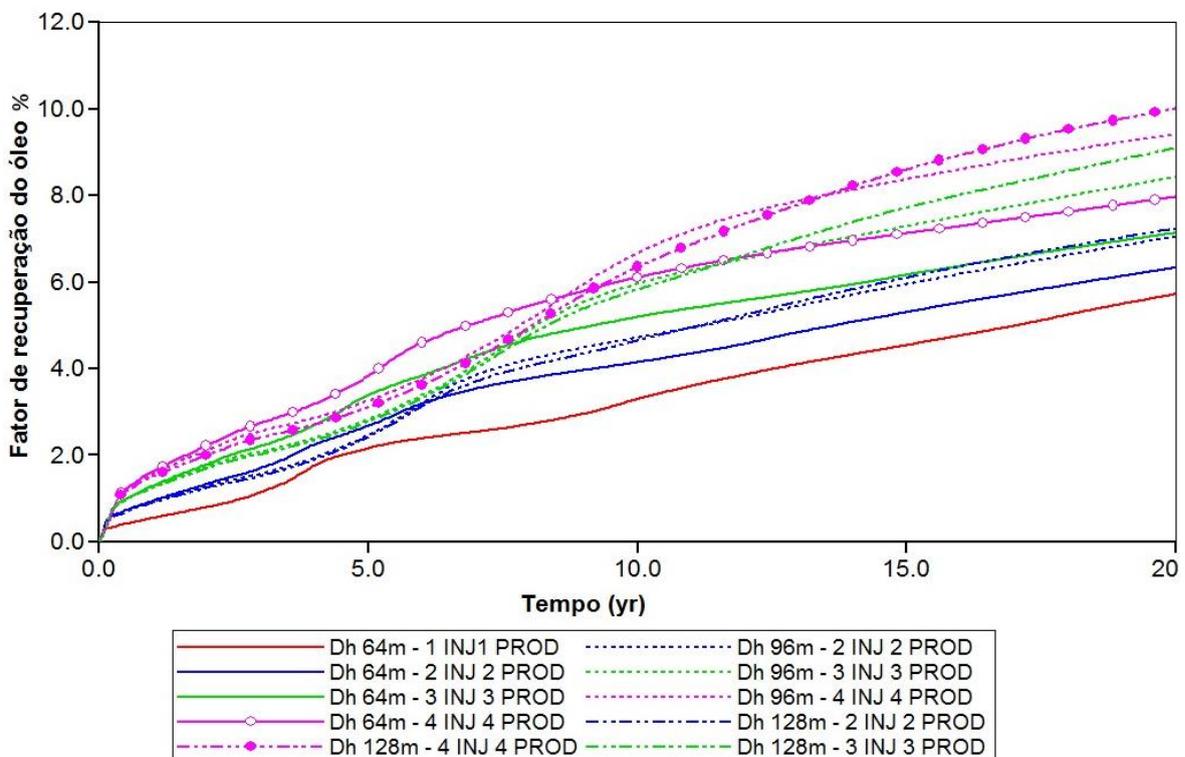
Neste capítulo, analisaram-se as configurações implantadas no sistema SAGD. Foi discutida a influência dessas alterações nos resultados finais.

### 4.1 Análise comparativa para um aumento do número de poços e da distância horizontal para uma distância fixa vertical de 4m

Um dos parâmetros analisados durante o estudo foi a distância vertical ( $D_v$ ) entre o poço produtor e o injetor, inicialmente fixou-se uma distância de 4m e a vazão de injeção de vapor no total de  $600\text{m}^3/\text{d}$ . A Figura 17 expõe os diferentes fatores de recuperação do óleo para as variações de números de poços e distância horizontal entre os pares de poços.

**Figura 17** Alteração número de poços e distância horizontal para  $D_v$  fixa de 4m

Vazão de água injetada por poço  $150\text{m}^3/\text{d}$   
 Distância vertical entre injetor e produtor 4m



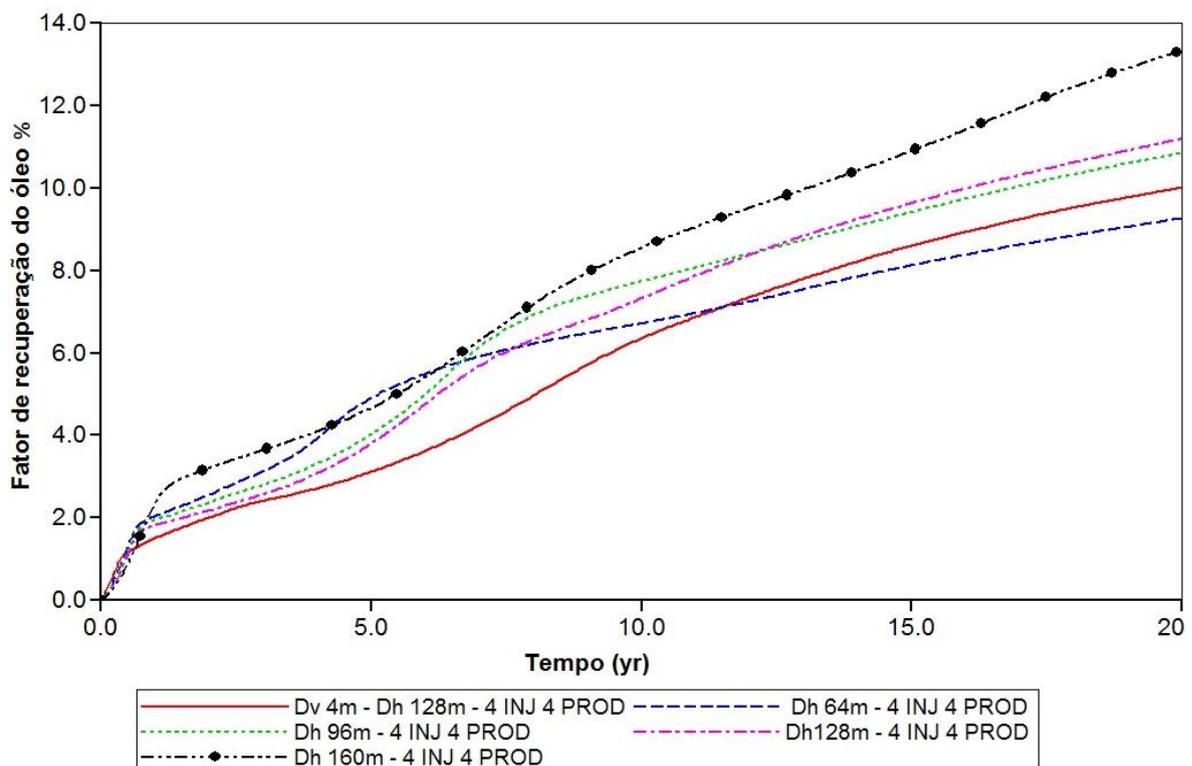
Nota-se pelo gráfico da Figura 17 que para uma distância horizontal de 64m, o maior fator de recuperação obtido foi referente a configuração de quatro poços injetores e quatro produtores, ou seja, o fator de recuperação para uma distância horizontal fixa aumentou com o número de poços com a mesma vazão de injeção. É possível observar uma antecipação do óleo produzido nos primeiros dez anos pela curva rosa referente a Dh 64m. Um aumento na Dh ocasionou um maior fator de recuperação do óleo. Constata-se que a curva rosa (traços e pontos) referente a Dh 128m apresenta o maior fator de recuperação ao final de vinte anos.

#### 4.2 Análise comparativa para um aumento do número de poços e da distância horizontal para uma distância fixa vertical de 8m

Comparando-se o melhor modelo da Figura 17 com as novas variações feitas para uma distância vertical fixa de 8m obteve-se os resultados apresentados pela Figura 18

Figura 18 Comparativo da alteração na distância horizontal

Vazão de água injetada por poço 150m<sup>3</sup>/d  
Distância vertical entre injetor e produtor 8m

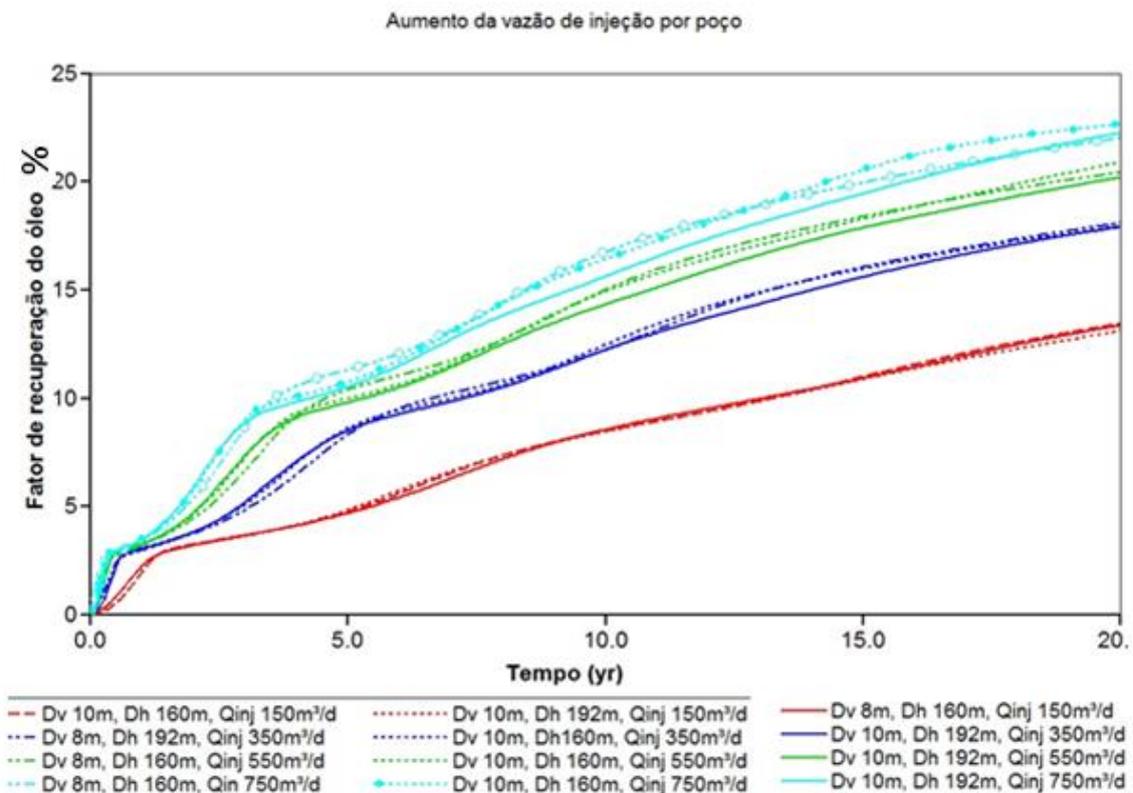


Com o objetivo de comparar as novas alterações realizadas com a melhor configuração selecionada da figura 18, fixou-se o número de poços produtores e injetores em quatro cada, alterando-se a as distâncias horizontais entre os pares de poços: 64m,96,128m e 160m percebeu-se que a distância horizontal de 160m obteve o melhor fator de recuperação com uma distância significativa para o segundo melhor FR, atingindo algo próximo de 14%

### 4.3 Análise comparativa Dh, Dv e aumento de injeção de vapor.

Neste segmento foi analisado o incremento da vazão de injeção, aumento da distância vertical e horizontal. A Figura 19 retrata o fator de recuperação obtido pelas diversas alterações realizadas.

Figura 19 Comparação entre as distâncias verticais 10m e 8m.



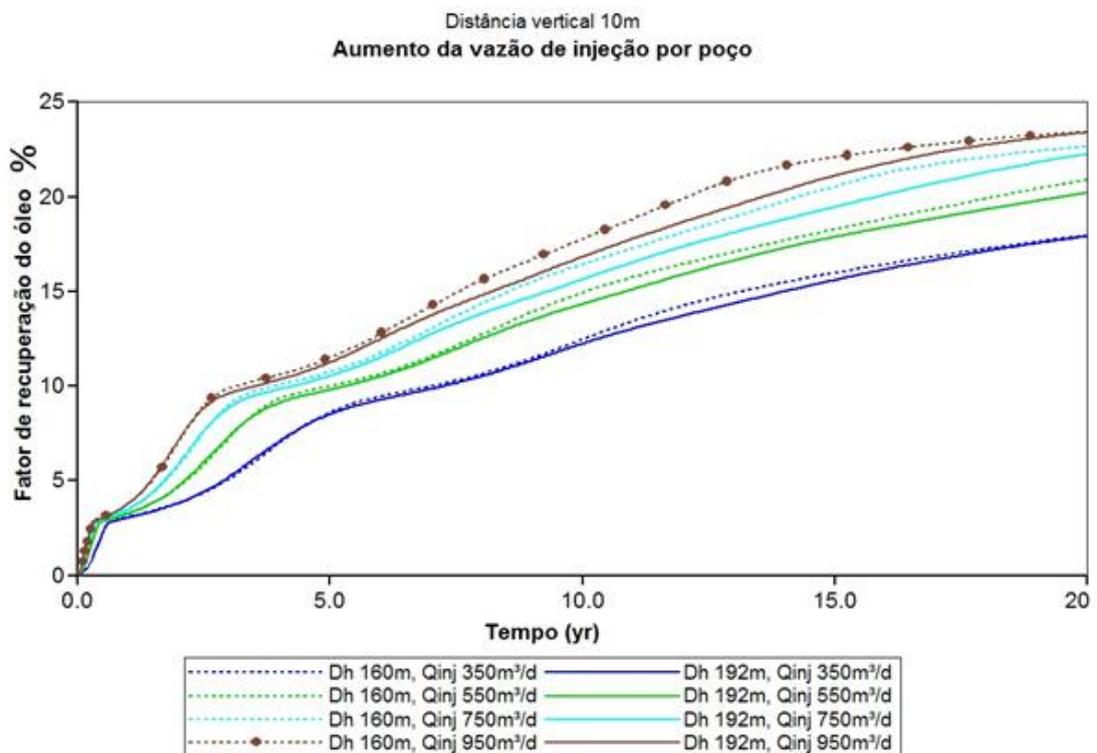
Comparando-se as distâncias verticais de 8m e 10m a uma vazão fixa de injeção 150m³/d, contata-se um fator de recuperação praticamente igual para três condições operacionais de poços, sendo duas dessas com a distância horizontal de 160m e uma para a

distância horizontal de 192m. Aumentando-se a vazão de 150m<sup>3</sup>/d até 750m<sup>3</sup>/d, notou-se uma leve superioridade da configuração de 160m (Dh) e 10m (Dv) em relação às outras duas melhores, obtendo um fator de recuperação perto de 23%.

#### 4.4 Análise comparativa: Variação da vazão e da distância horizontal.

Analisando-se a Figura 20 constata-se que as configurações de poços: distância vertical 8m e 10m, distância horizontal 160m e 192m, respectivamente, alcançam um fator de recuperação ao final de 20 anos praticamente iguais, portanto, escolheu-se uma dessas configurações e comparou-se com o melhor modelo selecionado. A Figura 20 apresenta o aumento da vazão para os modelos de 10m (Dv), 160m e 192m (Dh).

Figura 20 Comparação entre 160m e 192m (Dh)



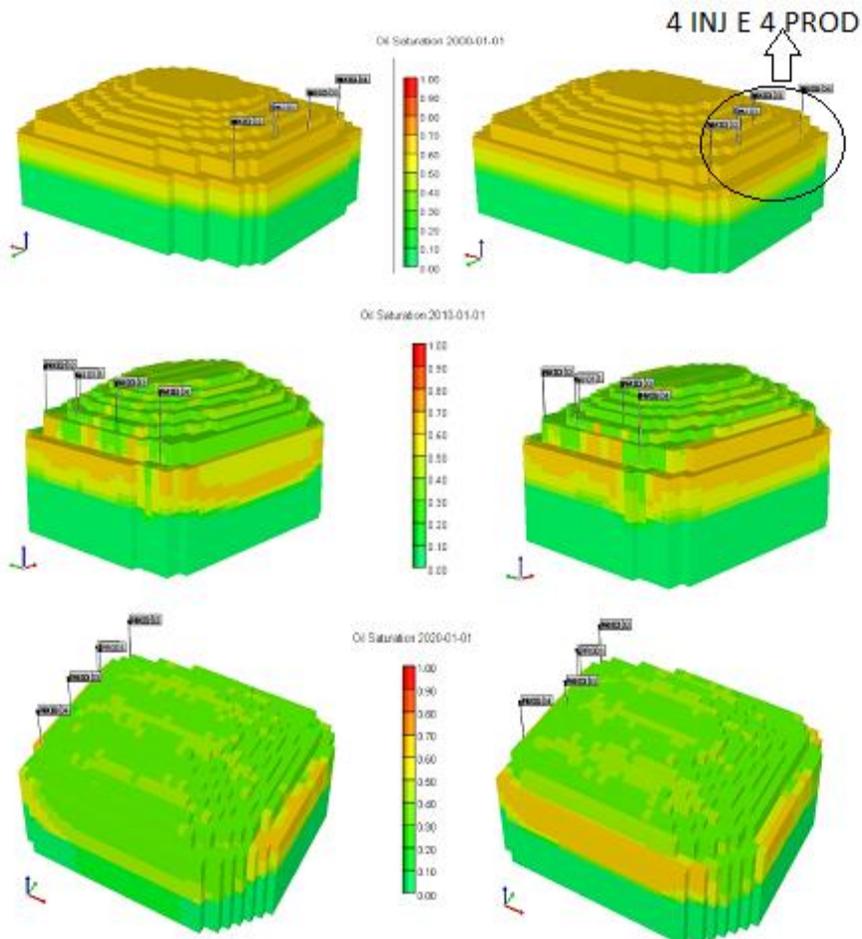
Aumentando-se a vazão desde 350m<sup>3</sup>/d até 950m<sup>3</sup>/d por poço injetor, nota-se um

aumento no fator de recuperação. Analisando-se a vazão de  $950\text{m}^3/\text{d}$  percebe-se que as duas distâncias horizontais apresentam o mesmo fator de recuperação ao final do estudo, porém, reparando-se na curva da (Dh) 160m em nenhum momento essa fica abaixo da outra configuração de (Dh) 192m. As futuras modificações serão baseadas em cima da configuração: Distância vertical 10m, distância horizontal 160m, quatro poços produtores e quatro injetores.

#### 4.4.1 Análise 3D entre as distâncias horizontais 160m e 192m para saturação e viscosidade do óleo

Indo além da verificação do fator de recuperação entre as distâncias horizontais mencionadas neste título, ocorreu uma análise da viscosidade e da saturação de óleo inicialmente, 10 anos e 20 anos depois. O estudo da saturação de óleo ao longo dos 20 anos pode ser conferido na Figura 21.

Figura 21 Análise da saturação do óleo em intervalos de 10 anos

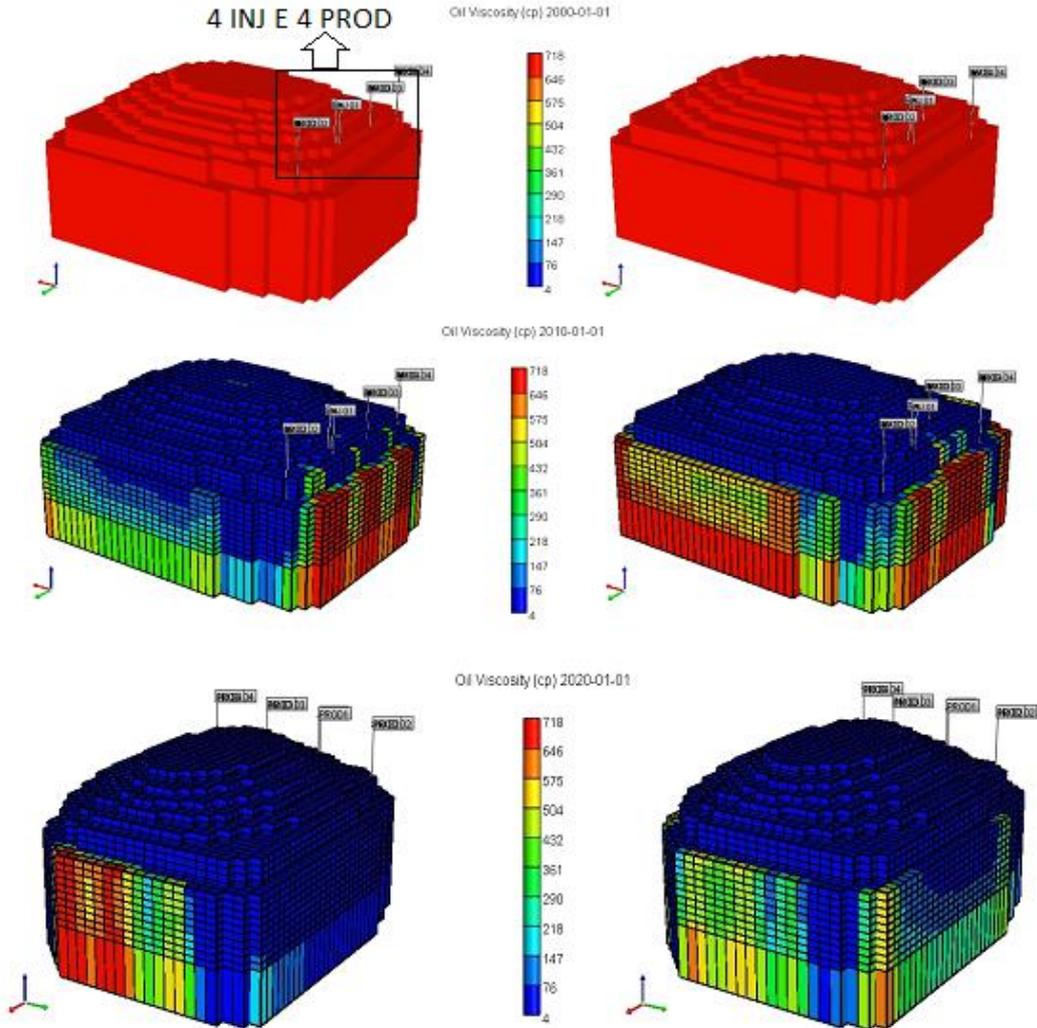


Pela Figura 21, temos a direita as seguintes configurações: vazão de injeção  $550\text{m}^3/\text{d}$ , temperatura de injeção  $650\text{F}$ , qualidade de vapor  $75\%$ , distância vertical entre o poço injetor e o produtor  $10\text{m}$ , distância horizontal entre os pares de poços  $160\text{m}$ , quatro injetores e quatro produtores. No lado esquerdo a única mudança entre as configurações mencionadas é a distância horizontal para  $192\text{m}$ , observou-se que a uma ( $D_h$ ) maior, as extremidades do reservatório tiveram sua saturação de óleo diminuída em menos tempo do que a distância horizontal menor, ao final nota-se que ambas os modelos diminuíram consideravelmente a saturação de óleo que passou de valores próximos a  $0,7$  para  $0,3$ .

Durante 20 anos, porém, não foi possível produzir todo o óleo aquecido devido à alta viscosidade inicial, apenas uma parcela desse óleo foi produzida, ou seja, durante o estudo o modelo com a ( $D_h$ ) menor se saiu melhor mesmo não reduzindo muito a saturação de óleo nas extremidades do reservatório. Para futuros estudos pode-se considerar a configuração de  $192\text{m}$  distância horizontal uma alternativa válida para modificações como: aumento do tempo e transformação em poços multilaterais.

O exame da viscosidade ocorreu utilizando o mesmo princípio temporal da Figura 21, sua verificação pode ser comprovada na Figura 22.

Figura 22 Análise da viscosidade do óleo em intervalos de 10 anos



As configurações de poços da Figura 22 seguem os mesmos princípios da Figura 21, é possível verificar uma aproximação entre os modelos comparados, de início tem-se a viscosidade do óleo em torno de 711 mD, dez anos à frente nota-se uma grande área ao centro do reservatório tendo sua viscosidade reduzida a valores próximos de 1mD em ambos os modelos, a distância horizontal de 192m apresenta uma leve redução maior nas extremidades do reservatório em 10 anos, porem ao final de 20 anos a distância de 160m apresenta uma diminuição na viscosidade mais expressiva. As conclusões obtidas a partir do estudo da Figura 22 são as mesmas da Figura 21.

#### 4.5 Estudo dos parâmetros operacionais: 160m (Dh) e 10m (Dv).

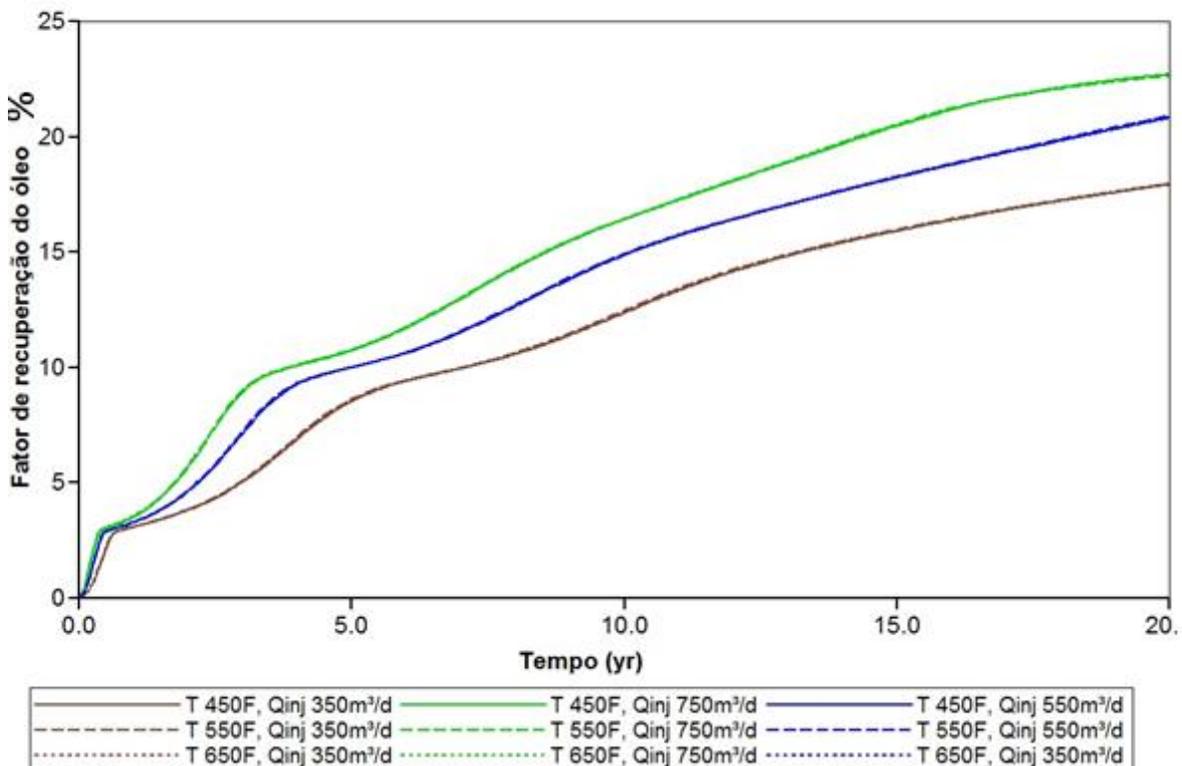
De acordo com a Figura 20 o maior fator de recuperação foi encontrado pelo modelo principal adotado. Devido a isto uma análise dos parâmetros operacionais relativos ao vapor como: temperatura e qualidade do vapor, foi realizada.

##### 4.5.1 Análise comparativa do óleo recuperado para um aumento de temperatura e injeção de vapor.

O primeiro estudo realizado ao modelo escolhido como principal foi a variação de temperatura, acompanhada de uma variação de vazão. A qualidade de vapor foi fixada em 75%. Os resultados podem ser conferidos na Figura 23.

**Figura 23** Aumento da vazão e da temperatura de injeção.

Distância horizontal entre os pares de poços 160m  
Distância vertical entre o poço injetor e produtor 10m



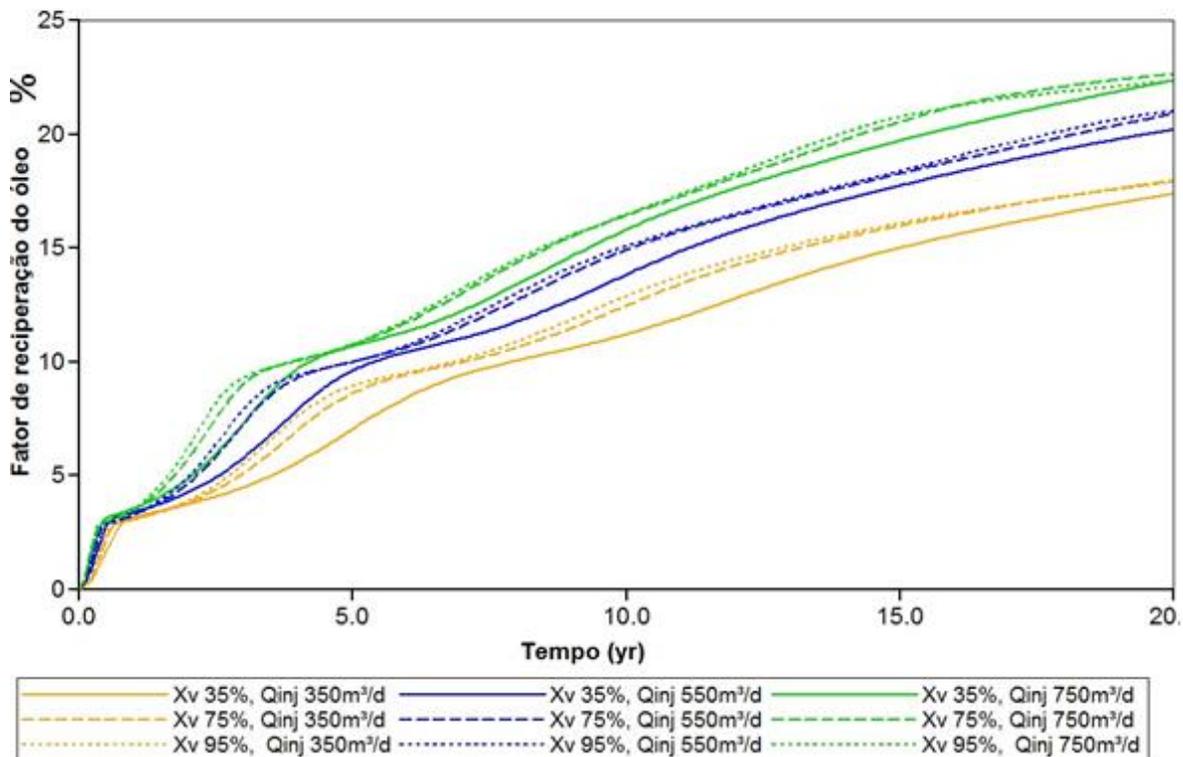
Segundo o gráfico apresentado pela Figura 23, nota-se que a temperatura de 450F já é alta o suficiente para aquecer o óleo e deslocá-lo até a superfície, um aumento de temperatura até 650F não obteve mudanças no fator de recuperação do óleo, as mudanças foram provocadas pelo aumento da vazão de injeção, demonstrando que a viscosidade diminui até um certo aumento de temperatura, depois torna-se constante.

#### 4.5.2 Estudo comparativo da variação da qualidade de vapor

O segundo parâmetro estudado para o modelo principal foi a qualidade de vapor injetado por poço, neste caso a temperatura foi fixada em 550F, variou-se a vazão juntamente com o título de vapor. Os resultados apresentam-se na Figura 24.

**Figura 24 Aumento da vazão e da qualidade de vapor.**

Distância horizontal entre os pares de poços 160m  
Distância vertical entre o poço injetor e produtor 10m

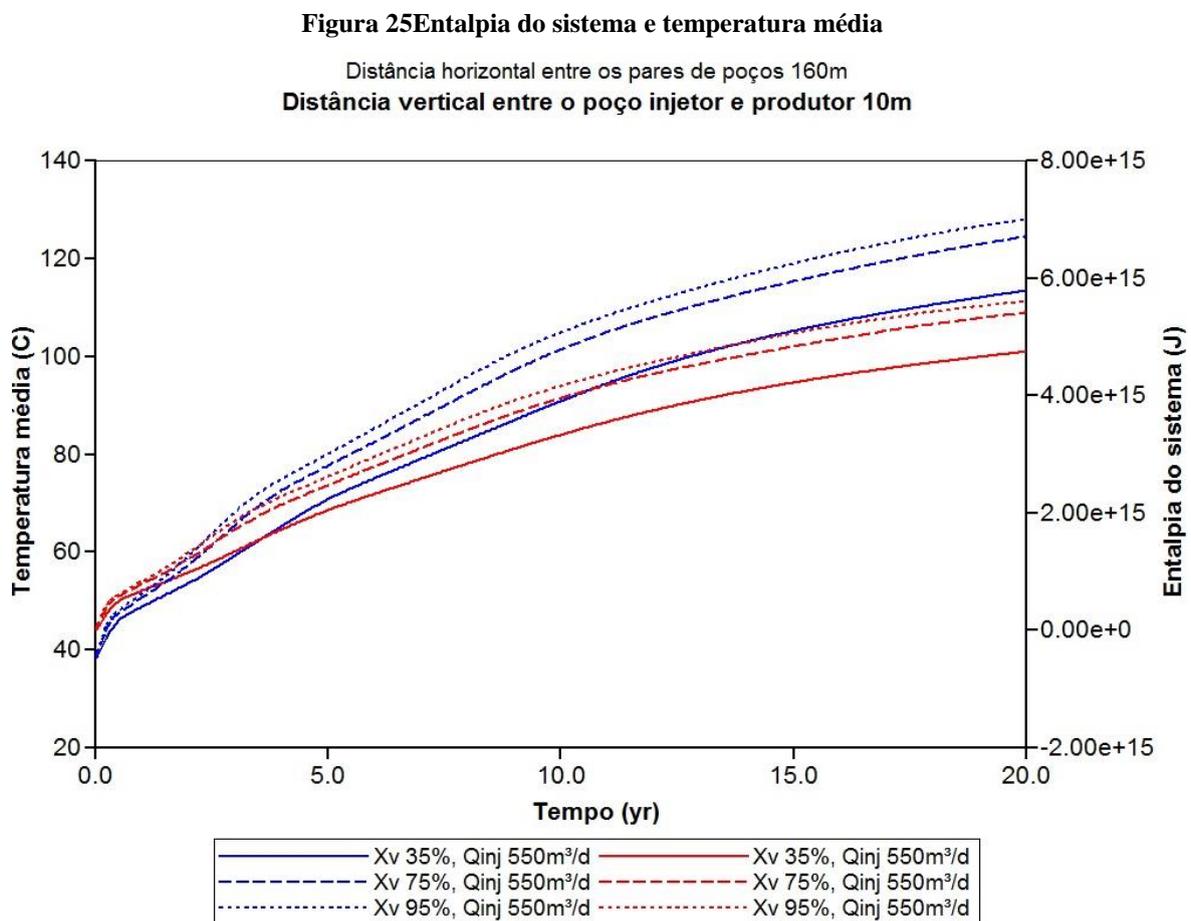


Analogamente ao aumento de temperatura, um aumento na qualidade de vapor contribui para uma variação positiva no fator de recuperação juntamente com um aumento da vazão de injeção. Percebe-se que a variação de 40% no Xv obteve um aumento

considerável no fator de recuperação, já uma variação de 20% obteve um acréscimo menor neste mesmo fator, constata-se que para uma qualidade de vapor a 95% os maiores fatores de recuperação foram obtidos fixando-se a vazão de injeção em 350,550 e 750m<sup>3</sup>/d.

### 4.5.3 Análise da entalpia e temperatura média do sistema

Fixando-se a vazão de injeção a 550m<sup>3</sup>/d, variando-se a qualidade de vapor, analisou-se a variação na temperatura média e a entalpia do sistema. A Figura 25 comprova essa análise.



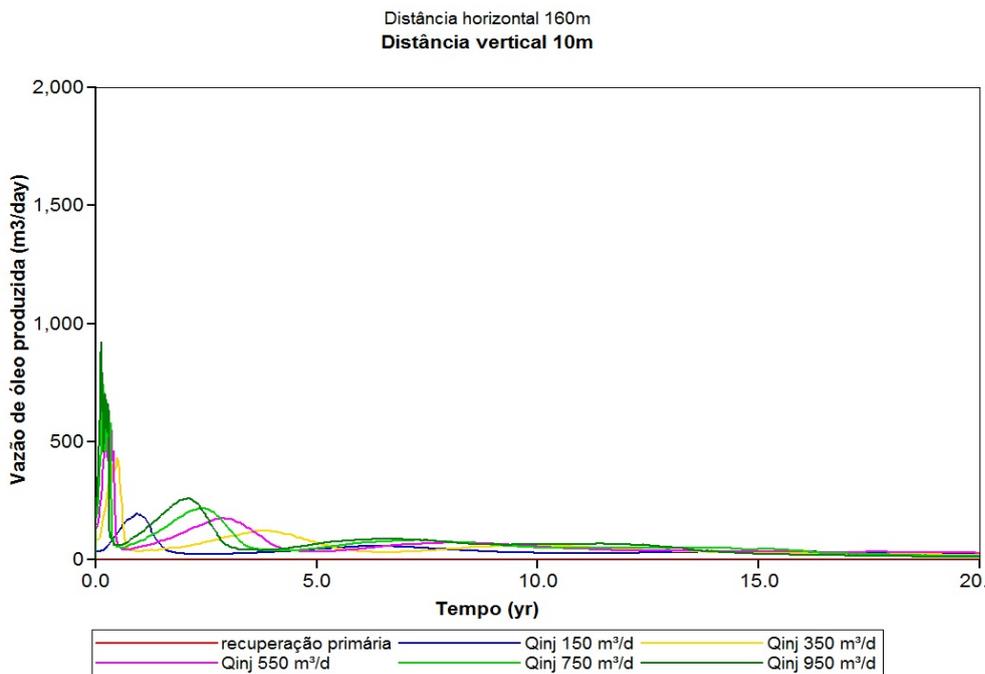
A Figura 25 aborda um exame da qualidade do vapor e sua consequência na entalpia do sistema e a temperatura média, pelo gráfico temos os valores das curvas vermelhas referentes a entalpia do sistema (lado direito), e os valores das curvas azuis referentes a temperatura média (lado esquerdo). A uma vazão de injeção constante, nota-se que o aumento da qualidade de vapor implica em um aumento da entalpia do sistema e da temperatura média.

Para uma alta qualidade de vapor, implica-se uma maior eficiência do sistema, aumentando-se a temperatura e tornando o óleo pesado menos viscoso, incrementando o processo de varredura do método SAGD.

#### 4.6 Análise comparativa: aumento de vazão

Ao final do estudo verifica-se a influência do aumento da vazão de injeção a uma temperatura de 650F e qualidade de vapor 75% fixa na vazão de óleo produzida. Os resultados encontrados durante o período de 20 anos estão expressos nas Figura 26. A Figura 27 mostra o comportamento da vazão de óleo no início do projeto.

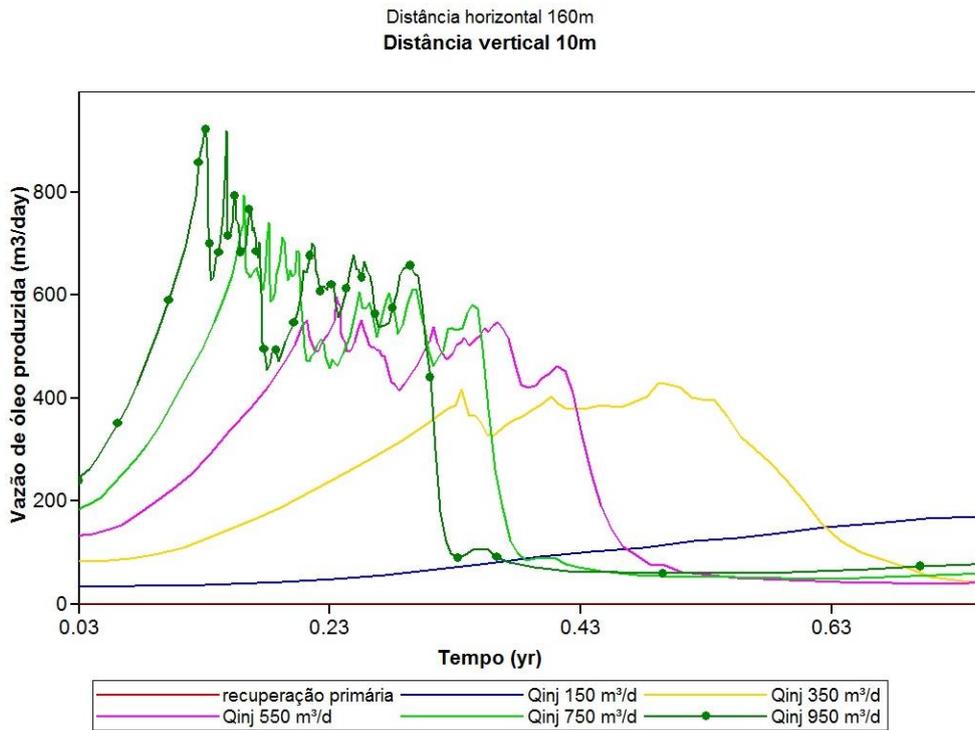
**Figura 26** Vazão de óleo produzida pelas diferentes injeções de vapor.



A Figura 26 exibe o aumento da vazão de injeção de vapor, observa-se uma produção extensa de óleo nos primeiros 2 anos, atingindo seu valor máximo, nota-se que, quanto maior a vazão injetada maior a produção de óleo. É possível verificar que após 5 anos a produção de óleo diminui tornando-se constante, ou seja, extremamente eficaz na produção do óleo pesado nos primeiros anos. Comparando-se com a recuperação primária a produção de óleo pode

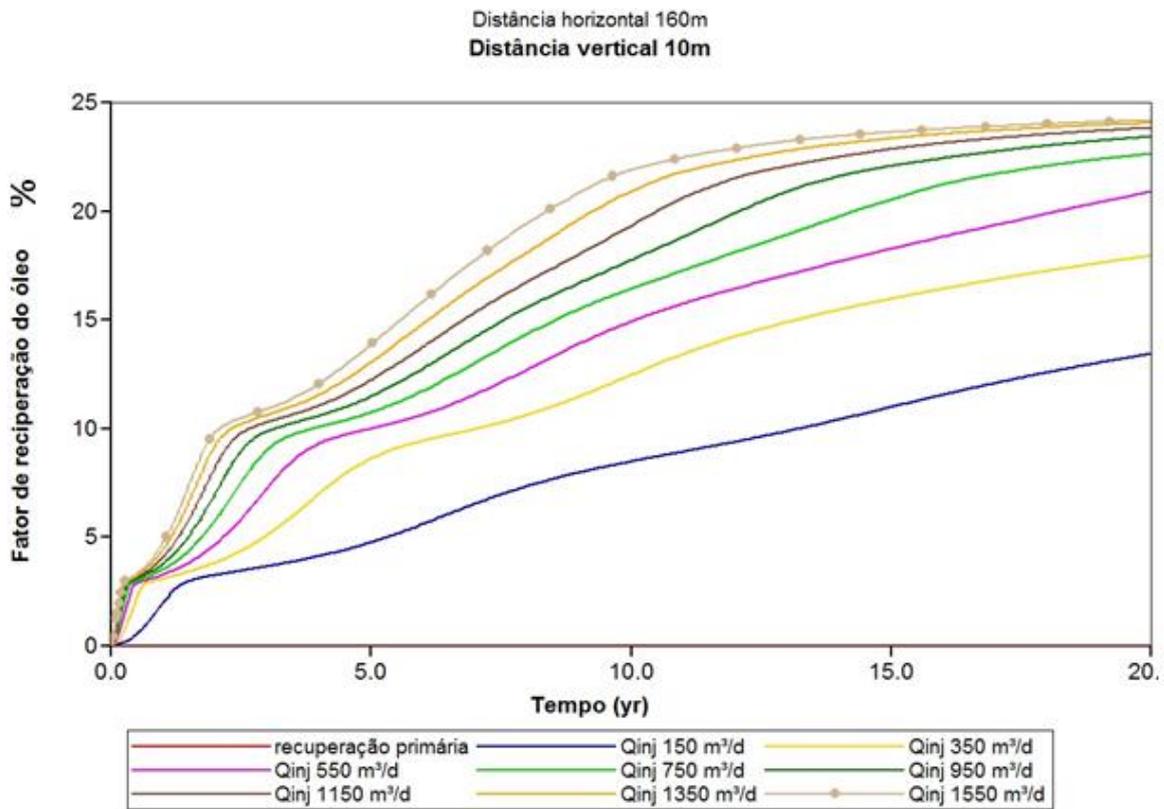
ser caracterizada como bastante eficaz, já que a produção inicial praticamente não foi possível obter óleo produzido.

**Figura 27 Vazão de óleo máxima produzida nos primeiros anos.**



A Figura 28 mostra o fator de recuperação do óleo pesado quando se altera a vazão de injeção ao longo de 20 anos.

Figura 28 Análise do fator de recuperação



Para uma vazão de 150m³/d já é possível notar uma significativa diferença em relação a recuperação primária, que obteve um fator de recuperação um pouco menor que 1% a diferença já totaliza um pouco acima de 10% entre as comparações. A vazão de injeção foi incrementada até encontrar a convergência de valores, para uma vazão extremamente alta de 1550m³/d foi possível obter um fator de recuperação do óleo pesado próximo a 25%, ou seja, ao longo de 20 anos obteve-se um FR de 25% a mais do que a recuperação primária.

---

# **CAPÍTULO5:**

## **Conclusões eRecomendações**

---

## **5 Conclusões e Recomendações**

---

Neste tópico serão abordadas as principais conclusões e recomendações do estudo realizado.

### **5.1 Conclusões**

Ao final do projeto obteve-se as seguintes conclusões:

- Através de um aumento consideravelmente alto no fator de recuperação em relação a produção primária de óleo, em torno de 25%, foi possível comprovar a eficiência positiva da configuração selecionada ao método SAGD;
- Um aumento na quantidade de poços produtores e injetores ocasiona um aumento no fator de recuperação do óleo pesado;
- As alterações das distâncias verticais entre os poços injetores e produtores, e as distâncias horizontais entre os pares de poços, influenciaram no fator de recuperação, concluindo-se que um aumento dessas distâncias até certo ponto implica um maior fator de recuperação.
- Notou-se que um aumento da temperatura pouco influenciou na mudança do fator de recuperação, contrariamente uma alteração na qualidade do vapor alterou esse fator, observou-se que a vazão de injeção foi a grande responsável para aumentos mais significativos no fator de recuperação do óleo pesado.

### **5.2 Recomendações**

- Aumentar o tempo do projeto resultaria em uma mudança significativa nos resultados finais;
- Interrupção do projeto após a vazão de óleo máxima produzida objetivando um retorno financeiro em poucos anos;

- Realização de um estudo econômico a respeito das configurações apresentadas com o objetivo de escolher a melhor, ou seja, mais econômica;
- Incremento da técnica com outros métodos de exploração de petróleo como: transformação dos poços em poços multilaterais para alcançar as extremidades do reservatório, instalação de bombas de cavidade progressiva nos poços produtores para intensificar a produção do óleo pesado, reuso e tratamento da água utilizada na injeção para diminuições de poluição ao meio ambiente.

---

# **CAPÍTULO6:**

## **Referências**

---

## **6 Referências**

- AZAD, Ali; CHALATURNYK, Rick J. An improved SAGD analytical simulator: Circular steam chamber geometry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 82, p. 27-37, 2012.
- BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. 2008.
- BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Dissertação de Mestrado), 2005.
- BUTLER, R.M. A new approach to the modelling of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells. *J Can. Pet. Tech.* 20 (2), 90-96, 1985.
- BUTLER, R.M. GravDrain's Blackbook: Thermal recovery of oil and bitumen. GravDraininc, Calgary, Alberta, 1997.
- BUTLER, R.M. Method for Continuously Producing Viscous Hydrocarbons by Gravity Drainage While Injecting Heated Fluids. US Patent No. 4,344,485, 1980.
- BUTLER, R.M. SAGD comes of age!. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37 No.7, July 1998.

- BUTLER, R.M. Thermal Recovery of Oil & Bitumen. Chapter 7: “Steam-Assisted Gravity Drainage,” Prentice-Hall, 1991.
- CMG, training course catalogue 2013
- DE QUEIROZ, Gertrudes Oliveira. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2006. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- HEIDARI, M. et al. Effect of drainage height and permeability on SAGD performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 68, n. 1, p. 99-106, 2009.
- LINES, Laurence R.; SCHMITT, Douglas R.; BATZLE, Michael L. Heavy oils: reservoir characterization and production monitoring. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2010.
- MEDINA, Max et al. SAGD: R&D for unlocking unconventional heavy-oil resources. *The Way Ahead*, v. 6, n. 2, p. 9, 2010.
- MOHAMMADZADEH, O.; REZAEI, N.; CHATZIS, I. Pore-Level Investigation of Heavy Oil and Bitumen Recovery Using Solvent- Aided Steam Assisted Gravity Drainage (SA-SAGD) Process. *Energy & Fuels*, v. 24, n. 12, p. 6327-6345, 2010.
- PETERSON, D., HPD, W., Washington, B. Guidelines for produced Water Evaporators in SAGD, 2015.

- STONE, TERRY W.; BAILEY, WILLIAM J. Optimization on of Subcool in SAGD Bitumen Processe, 2015.
- THOMAS, José Eduardo. Fundamentos de engenharia de petróleo. Interciência, 2001.