



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE DIFERENTES ESQUEMAS DE INJEÇÃO APLICADO À INJEÇÃO  
CONTÍNUA DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO**

Lucinaldo de Azevedo Oliveira

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

**Natal/RN, Junho de 2015**

**Lucinaldo de Azevedo Oliveira**

**ESTUDO DE DIFERENTES ESQUEMAS DE INJEÇÃO APLICADO À INJEÇÃO  
CONTÍNUA DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS 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 2015.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas  
Orientadora – UFRN

---

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim  
Membro Examinador - UFRN

---

MSc. Tayllandya Suelly Praxedes  
Membro Examinador – UFRN

## DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais, **Luiz José de Oliveira e Matilde de Azevedo Oliveira**, que sempre se esforçaram para que eu tivesse uma boa educação e me mostraram o melhor caminho para o sucesso.*

## AGRADECIMENTOS

Quero agradecer primeiramente a Deus, pelas oportunidades, por ter me ajudado nas decisões e momentos difíceis, pela saúde durante o curso.

Aos meus pais, Luiz José de Oliveira e Matilde de Azevedo Oliveira por todo o apoio dado durante minha vida, por terem mostrado o melhor caminho e me ajudado nos momentos difíceis.

Aos meus irmãos e irmãs, por me auxiliarem nas situações difíceis, por terem me incentivado a seguir esse caminho, por sempre serem bons exemplos de superação.

A todos do departamento de assistência ao estudante da UFRN, pela colaboração que me foi concedida durante boa parte da minha vida acadêmica.

À minha orientadora, Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela paciência, por estar sempre disponível para tirar dúvidas, pela amizade e apoio dado a todos seus alunos.

A todos os professores do Curso de Engenharia de Petróleo, pela amizade e por terem compartilhado seus conhecimentos, contribuindo para meu aprendizado.

Aos colegas de curso, pela amizade e por todo o conhecimento compartilhado ao longo da graduação.

Aos meus amigos de infância que sempre me incentivaram nos momentos de dificuldades e contribuíram para que eu chegasse até aqui.

A todos meus amigos que conheci na universidade, principalmente os da residência universitária que sempre mostraram dispostos a compartilhar grandes momentos.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), por ter me dado assistência e infraestrutura necessária na minha formação acadêmica.

À CMG por possibilitar o acesso ao *software*, que permitiu as simulações necessárias para a realização deste trabalho.

A todos, muito obrigado!

**OLIVEIRA, Lucinaldo de Azevedo – “ESTUDO DE DIFERENTES ESQUEMAS DE INJEÇÃO APLICADO À INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS 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. Dra. Jennys Lourdes de Meneses Barillas.

### RESUMO

Boa parte das reservas de petróleo descobertas no mundo contém óleo pesado, extrapesados ou betumes. Por isso, estudos para aperfeiçoar a produção desse tipo de óleo são frequentes. Os métodos mais utilizados na produção de óleo pesado são os métodos térmicos. A injeção contínua de vapor é uma ótima alternativa para diminuir a viscosidade do óleo e aumentar a fluidez. Devido aos altos custos desse método de recuperação é necessário encontrar maneiras para obter maior eficácia na sua aplicação. Com base nesse contexto, este trabalho tem o objetivo de aplicar a simulação numérica para o método de injeção contínua de vapor em reservatórios do Nordeste brasileiro que contenham óleo pesado, considerando diferentes parâmetros e configurações de injeção. A metodologia do trabalho envolveu a simulação de reservatórios através da utilização de um simulador comercial “STARS” (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), versão 2013.10 da CMG (*Computer Modelling Group*). Para encontrar a alternativa de produção mais viável foram empregados variados parâmetros, tais como: vazão de injeção e esquemas de injeção. Foram simulados seis esquemas de injeção diferentes (*five-spot* normal e invertido, *nine-spot* normal e invertido e o processo SAGD para seis poços e oito poços). Os esquemas *five-spot* normal e invertido foram simulados para a distância entre poços de 200 metros e 120 metros. Para todos os esquemas foi variada a vazão de injeção de vapor (400 m<sup>3</sup> std/d, 600 m<sup>3</sup> std/d, 800 m<sup>3</sup> std/d e 1000 m<sup>3</sup> std/d). Depois foram selecionados os três esquemas de injeção que tiveram maiores fatores de recuperação para as vazões de injeção estudadas. Por fim, foi analisada a saturação e a viscosidade do óleo para os três melhores esquemas de injeção. O esquema *nine-spot* normal obteve maior fator de recuperação quando foi injetado 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia, porém o processo SAGD alcançou um fator de recuperação próximo ao maior, utilizando menor quantidade de poços e injetando apenas 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia.

**Palavras Chaves:** Injeção contínua de vapor, óleo pesado, simulação numérica.

**SUMÁRIO**

<b>1. Introdução.....</b>	<b>12</b>
1.1. Objetivo .....	14
<b>2. Aspectos Teóricos .....</b>	<b>15</b>
2.1. Métodos de Recuperação Avançada .....	15
2.1.1. Métodos Térmicos .....	16
2.1.1.1. Injeção de Água Quente .....	17
2.1.1.2. Injeção de Vapor .....	17
2.1.1.3. Injeção Cíclica de Vapor.....	18
2.1.1.4. Injeção Contínua de Vapor .....	19
2.1.1.4.1. Vantagens .....	20
2.1.1.4.2. Desvantagens .....	20
2.1.1.5. Processo SAGD .....	21
2.2. Simulação Numérica de Reservatório.....	22
2.2.1. Diferenças Finitas .....	22
<b>3. Materiais e Métodos .....</b>	<b>24</b>
3.1. Simulador Computacional .....	24
3.2. Modelo de Fluidos .....	24
3.2.1. Permeabilidade Relativa .....	28
3.3. Propriedades do Reservatório .....	29
3.4. Metodologia .....	34
<b>4. Resultados e Discussões .....</b>	<b>37</b>
4.1. Produção Primária.....	37
4.2. Análise dos Esquemas de Injeção .....	39
4.2.1. <i>Five-spot</i> Invertido Distância entre Poços 120 metros.....	41
4.2.2. <i>Nine-spot</i> Normal com Distância entre Poços 120 metros .....	48
4.2.3. SAGD com 6 Poços .....	54

4.3. Vazão de Injeção de Vapor .....	61
4.4. Distância entre Poços .....	62
<b>5. Conclusões e recomendações .....</b>	<b>65</b>
5.1. Conclusões .....	65
5.2. Recomendações .....	66
<b>6. Referências.....</b>	<b>67</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Esquema de classificação dos métodos de recuperação avançada de petróleo.....	16
Figura 2.2 - Sensibilidade da viscosidade com a temperatura (QUEIROZ, 2006). .....	17
Figura 2.3 - Deslocamento da zona de vapor no reservatório (RODRIGUES, 2008).....	19
Figura 2.4 - Desenho esquemático do processo SAGD (BUTLER, 1991). .....	21
Figura 3.1 - Ajustes das curvas de razão de solubilidade (Rs) e fator volume da formação (Bo) em função da pressão. ....	26
Figura 3.2 - Ajuste da curva de viscosidade do óleo em função da pressão. ....	26
Figura 3.3 - Comportamento da viscosidade do óleo com a variação da temperatura. ....	27
Figura 3.4 - Viscosidade inicial do óleo no corte do reservatório em formato 3D. ....	27
Figura 3.5 - Curva de permeabilidade relativa no sistema água- óleo. ....	28
Figura 3.6 - Curva de permeabilidade relativa no sistema óleo-gás.....	28
Figura 3.7 - Topografia do reservatório. ....	30
Figura 3.8 - Corte do reservatório na direção j.....	30
Figura 3.9 - Reservatório em formato 3D.....	31
Figura 3.10 - Saturação inicial de óleo. ....	32
Figura 3.11 - Saturação inicial de água. ....	32
Figura 3.12 - Profundidade de poços produtores e injetores esquema <i>five-spot</i> invertido.....	33
Figura 3.13 - Profundidade de poços produtores e injetores esquema <i>nine-spot</i> normal.....	33
Figura 3.14 - Profundidade de poços produtores e injetores processo SAGD. ....	34
Figura 3.15 - Esquema <i>five-spot</i> normal e invertido respectivamente com uma distância entre poços de 200 metros.....	35
Figura 3.16 - Esquema <i>five-spot</i> normal e invertido respectivamente com uma distância entre poços de 120 metros.....	35
Figura 3.17 - Esquema <i>nine-spot</i> normal e invertido respectivamente com uma distância entre poços de 120 metros.....	35
Figura 3.18 - Processo sagd para três poços injetores e três produtores e para quatro poços injetores e quatro produtores respectivamente. ....	36
Figura 4.1 - Produção primária esquema <i>five-spot</i> invertido.....	37
Figura 4.2 - Produção primária esquema <i>nine-spot</i> invertido. ....	38
Figura 4.3 - Produção primária processo sagd 6 poços. ....	38
Figura 4.4 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 400 m <sup>3</sup> /d. ....	42

Figura 4.5 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 600 m <sup>3</sup> /d. ....	42
Figura 4.6 - Saturação do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 800 m <sup>3</sup> /d. ....	43
Figura 4.7 - Saturação do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 1000 m <sup>3</sup> /d. ....	43
Figura 4.8 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m <sup>3</sup> /d . ....	44
Figura 4.9 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 600 m <sup>3</sup> /d . ....	44
Figura 4.10 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 800 m <sup>3</sup> /d. ....	45
Figura 4.11 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m <sup>3</sup> /d . ....	45
Figura 4.12 - Fator de recuperação de óleo. ....	46
Figura 4.13 - Produção acumulada de óleo na condição padrão. ....	46
Figura 4.14 - Vazão de produção de óleo na condição padrão. ....	47
Figura 4.15 - Produção acumulada de água na condição padrão. ....	48
Figura 4.16 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 400 m <sup>3</sup> /d. ....	48
Figura 4.17 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 600 m <sup>3</sup> /d. ....	49
Figura 4.18 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 800 m <sup>3</sup> /d. ....	49
Figura 4.19 - Saturação do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 1000 m <sup>3</sup> /d. ....	50
Figura 4.20 - Viscosidade do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 400 m <sup>3</sup> /d. ....	50
Figura 4.21 - Viscosidade do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 600 m <sup>3</sup> /d. ....	51
Figura 4.22 - Viscosidade do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 800 m <sup>3</sup> /d. ....	51

Figura 4.23 - Viscosidade do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 1000 m <sup>3</sup> /d. ....	52
Figura 4.24 - Fator de recuperação do óleo. ....	52
Figura 4.25 - Produção acumulada de óleo na condição padrão. ....	53
Figura 4.26 - Vazão de produção de óleo na condição padrão. ....	53
Figura 4.27 - Produção acumulada de água na condição padrão. ....	54
Figura 4.28 - Saturação de óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m <sup>3</sup> /d. ....	54
Figura 4.29 - Saturação de óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 600 m <sup>3</sup> /d. ....	55
Figura 4.30 - Saturação de óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 800 m <sup>3</sup> /d. ....	55
Figura 4.31 - Saturação de óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m <sup>3</sup> /d. ....	56
Figura 4.32 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m <sup>3</sup> /d. ....	56
Figura 4.33 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 600 m <sup>3</sup> /d. ....	57
Figura 4.34 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 800 m <sup>3</sup> /d. ....	57
Figura 4.35 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m <sup>3</sup> /d. ....	58
Figura 4.36 - Fator de recuperação do óleo. ....	59
Figura 4.37 - Produção acumulada de óleo na condição padrão. ....	59
Figura 4.38 - Vazão de produção de óleo na condição padrão. ....	60
Figura 4.39 - Produção acumulada de água na condição padrão. ....	60
Figura 4.40 - Fator de recuperação de óleo para os três melhores esquemas de injeção. ....	61
Figura 4.41 - Vazão de produção de óleo para os três melhores esquemas de injeção. ....	62
Figura 4.42 - Fator de recuperação para os esquemas <i>five-spot</i> . ....	63
Figura 4.43 - Produção acumulada de óleo na condição padrão para os esquemas <i>five-spot</i> . ....	63
Figura 4.44 - Vazão de produção de óleo na condição padrão para os esquemas <i>five-spot</i> . ....	64

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 3.1- Composição do óleo em fração molar.....	25
Tabela 3.2- Composição do óleo em pseudocomponentes.....	25
Tabela 3.3- Características da rocha e fluidos do reservatório.....	29
Tabela 3.4 - Volume poroso e os volumes iniciais de óleo e água.....	31
Tabela 4.1 - Produção primária para cada esquema de produção. ....	39
Tabela 4.2 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 400 m <sup>3</sup> /d. ....	39
Tabela 4.3 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 600 m <sup>3</sup> /d. ....	40
Tabela 4.4 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 800 m <sup>3</sup> /d. ....	40
Tabela 4.5 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 1000 m <sup>3</sup> /d. ....	40

## 1. Introdução

O petróleo é a fonte da matriz energética mais utilizada no mundo. O volume de petróleo produzido em 2012 aumentou cerca de 1,9 milhão de barris/dia (2,3%) em relação a 2011, passando de 84,2 milhões de barris/dia para 86,2 milhões de barris/dia. No ano de 2012, o consumo mundial de petróleo totalizou 89,8 milhões de barris/dia, após aumento de 1% (895 mil barris/dia), abaixo da média de crescimento de 1,3% dos últimos dez anos. O Brasil se manteve em sétimo lugar, após acréscimo de 2,4% (64 mil barris/dia) no consumo de petróleo, totalizando 2,8 milhões de barris/dia (3,1% do total mundial) (ANP, 2012).

Devido ao aumento da demanda por petróleo é um desafio para estudiosos, desenvolverem técnicas para se produzir a maior quantidade possível de óleo. Por isso, campos de óleo que antes eram considerados inviáveis, como os encontrados em água profunda, campos maduros e campos de óleo pesados, vêm sendo explorados a partir do desenvolvimento de novas tecnologias.

É importante o conhecimento prévio dos reservatórios, por meio de estudos, análises e simulações do comportamento das jazidas, com objetivo de garantir uma produção economicamente viável de campos de óleo pesado, principalmente quando resultantes da aplicação de métodos de recuperação térmica, para o aumento da eficiência de recuperação e aceleração da produção de petróleo.

Em campos de petróleo só é possível recuperar uma parte do óleo existente no reservatório. Devido à complexidade da produção, grande parte do hidrocarboneto não pode ser produzida. Além disso, grande parte dos reservatórios contém óleo pesado, extrapesado ou betumes e para produzir esse óleo é necessário diminuir a viscosidade através da utilização de um método térmico.

Os reservatórios de óleo pesado, extrapesado ou betumes são encontrados em países como: Estados Unidos, Canadá e Venezuela. No Brasil óleo com baixo grau API pode ser encontrado no Recôncavo baiano e no Rio Grande do Norte. Regiões aonde vêm sendo desenvolvido com sucesso o método térmico de injeção de vapor.

Em reservatórios com essas características praticamente não existe recuperação primária e a recuperação secundária também é inviável, pois, à medida que água é injetada no reservatório ela não vai conseguir empurrar o óleo para o poço produtor, devido à diferença

de viscosidade, assim, a água buscará caminhos preferenciais para escoar em direção ao poço produtor.

Um problema frequente que afeta a recuperação de óleo pesado é a diferença de viscosidade entre os fluidos existentes na jazida. Pois, de um modo geral, óleo é mais viscoso do que a água e o gás, no escoamento simultâneo destes três fluidos através do meio poroso, o gás se desloca mais rapidamente que a água que, por sua vez, se desloca numa velocidade mais elevada que o óleo no trajeto em direção aos poços produtores. Conseqüentemente, à medida que essa diferença de viscosidade entre os três fluidos é maior, ocorrerá produção prematura e crescente de gás nos poços produtores, comprometendo a vazão de óleo produzida e com ela a recuperação final (RODRIGUES, 2008).

Nos reservatórios onde o processo convencional não conseguiu atingir as taxas de recuperação desejadas, os métodos especiais de recuperação (tais como os químicos, deslocamento miscível e os térmicos) são empregados. As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a três aspectos principais: geologia da formação, elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (QUEIROZ, 2006).

Com objetivo de tornar economicamente viável a exploração de campos que não podem ser aplicados os métodos convencionais, foram desenvolvidos os métodos especiais de recuperação. Neste trabalho vão ser destacados os métodos térmicos, em especial, o método de injeção contínua que foi objeto de estudo. Este método consiste na injeção de calor latente do vapor no reservatório, com o objetivo de aumentar a mobilidade do óleo, com redução da viscosidade, melhoria da eficiência de deslocamento, expansão e destilação do óleo, e auxílio na pressurização do reservatório.

Esse vapor é injetado em um poço e o óleo é produzido em outro. Por causa dessas configurações de poços injetor/produtor, é importante encontrar um esquema de injeção que se obtenha a maior recuperação de óleo com o menor investimento, uma vez que a injeção contínua de vapor é um método térmico complexo e caro.

A simulação numérica de reservatórios é uma ciência estratégica que possibilita planejar a produção em uma reserva, a médio e longo prazo. Pois com um simulador é possível analisar vários casos e prever o seu comportamento em relação à pressão, temperatura e escoamento de fluidos no meio poroso. Além disso, após a simulação se obtém,

para qualquer período de produção, vários parâmetros como: fator de recuperação, produção acumulada de óleo, água e gás, vazão de produção, saturação de óleo e etc.

O reservatório estudado foi modelado no simulador comercial STARS (*Stream, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG. Foi utilizado um modelo sintético homogêneo em coordenadas cartesianas.

### **1.1. Objetivo**

Este trabalho tem como objetivo fazer um estudo da injeção contínua de vapor para diferentes esquemas de injeção em reservatórios do Nordeste brasileiro que contenham óleo pesado. Durante as simulações serão variados os seguintes parâmetros: vazão de injeção, distância entre poços e esquemas de injeção. Após as análises dos resultados é desejado encontrar o esquema que obteve maior fator de recuperação e produção de óleo com menor quantidade de poços e baixa vazão de injeção de vapor.

## 2. Aspectos Teóricos

Neste capítulo são abordados alguns aspectos teóricos necessários para uma melhor compreensão do trabalho. Nele são encontrados alguns conceitos de reservatórios e os métodos de recuperação suplementar.

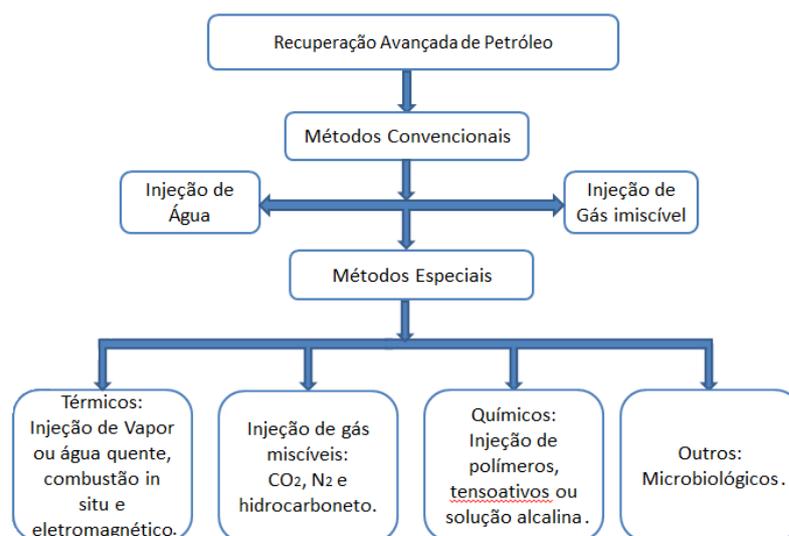
### 2.1. Métodos de recuperação avançada

Durante algum tempo a recuperação de óleo foi dividida em três partes: primária, secundária e terciária. Essa divisão descreve os estágios de produção de um reservatório de petróleo. A recuperação primária é o estágio inicial de produção, o óleo é produzido, utilizando a energia natural existente no reservatório, essa produção ocorre através de três mecanismos: influxo de água, capa de gás e/ou gás em solução. Recuperação secundária é o segundo estágio de operações, que geralmente é implantada depois do declínio da energia primária do reservatório. O objetivo da recuperação secundária é manter a pressão no reservatório através da injeção de água ou gás imiscível, embora o termo recuperação secundária seja quase sinônimo de injeção de água. Recuperação terciária é o terceiro estágio de produção e é implantada após a recuperação secundária. Os processos terciários usam gases miscíveis, química, e/ou energia térmica para deslocar mais óleo (GREEN; WILLHETE, 1998).

Essa divisão em três estágios caiu em desuso porque muitas operações de produção em reservatório não são realizadas em ordem específica. Um exemplo disso são alguns reservatórios que não possuem energia suficiente para elevar o óleo até a superfície. Nesse caso teria que começar a produção, utilizando uma recuperação secundária ou terciária. Caso fosse um reservatório de óleo pesado só seria economicamente viável a utilização de um método térmico, Ou seja, o primeiro método seria terciário, numa sequência normal, e provavelmente, o único método a ser usado.

Por causa da dificuldade de classificação cronologicamente, de produção de petróleo, uma classificação baseada na descrição do processo é mais útil e é agora, a abordagem geralmente aceita. Processos de recuperação de óleo, atualmente, são classificados como recuperação primária, secundária ou convencional e *Enhanced oil Recovery* (EOR).

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais. A Figura 2.1 mostra o esquema de classificação desses métodos de forma simplificada.



**Figura 2.1 - Esquema de classificação dos métodos de recuperação avançada de petróleo.**

### 2.1.1. Métodos Térmicos

Os métodos térmicos são aplicados em reservatórios de óleo pesado ou extrapesado, com elevada viscosidade, pois nesses reservatórios a utilização de um método convencional é inviável por causa da baixa mobilidade do óleo no meio poroso.

Nos métodos térmicos o óleo pode ser aquecido de duas maneiras. Uma delas seria aquecer um fluido em alta temperatura, que geralmente é a água, na superfície e injetar no poço. No outro, o calor é gerado dentro do reservatório através da combustão de parte do óleo ali existente. O objetivo é de aquecer o óleo nos poros da rocha e aumentar sua recuperação. O calor afeta a recuperação de óleo pela redução de viscosidade, o que provoca um aumento da eficiência de varrido, pela expansão e destilação do óleo, e extração de solvente.

Depois de constatado que a viscosidade do óleo diminui consideravelmente com o aumento da temperatura, foram iniciados os estudos de técnicas para aquecer reservatórios de óleo pesado. Após muitos estudos foram desenvolvidos os métodos térmicos mais conhecidos que são: injeção de água quente, injeção de vapor e combustão in situ. A Figura 2.2 ilustra a sensibilidade da viscosidade com a temperatura.

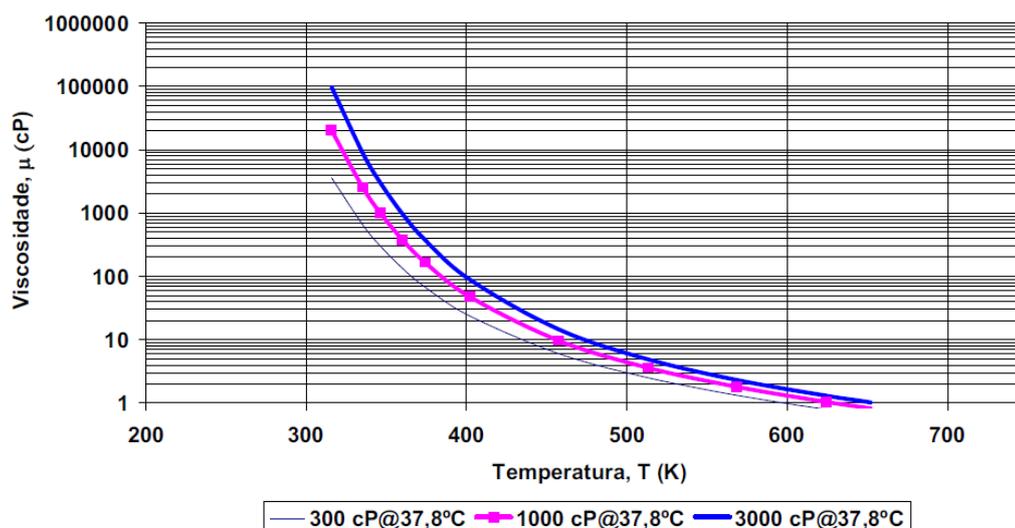


Figura 2.2 - Sensibilidade da viscosidade com a temperatura (QUEIROZ, 2006).

Países como Estados Unidos, Canadá e Venezuela possuem grandes quantidades de óleo pesado, por isso têm potencial de aplicação dos métodos térmicos. No Brasil, as regiões que utilizam esses métodos são: Recôncavo Baiano, Rio Grande do Norte e Sergipe (QUEIROZ, 2006).

#### 2.1.1.1. Injeção de água quente

Este método é um tipo mais simples de recuperação térmica, pois é utilizado equipamento semelhante ao utilizado na injeção de água sem aquecimento. A água aquecida reduz a viscosidade e causa uma expansão térmica do óleo aumentando a eficiência de varrido e consequentemente, a recuperação.

Diversas considerações, todavia, torna a injeção de água quente menos atrativa que a injeção de vapor, devido à baixa quantidade de calor da água aquecida, um reservatório típico pode requerer 2,5 a 3 volumes porosos de água para elevar sua temperatura até um valor próximo do da água injetada. Além disso, carregando mais calor por unidade de massa de água, a menor viscosidade do vapor geralmente resulta em vazões de injeção maiores que as da água quente (ROSA *et al*, 2006).

A injeção de água quente é pouco utilizada, geralmente só é aplicada em reservatórios onde a temperatura do vapor seria excessiva, não sendo possível injetar vapor.

#### 2.1.1.2. Injeção de Vapor

Vapor é injetado em reservatórios com objetivo de transferir calor para óleo e reduzir a viscosidade. Este método apresenta dois modos de operação: injeção cíclica e injeção

contínua. Na injeção cíclica alternam-se as fases de injeção e produção em um mesmo poço, enquanto que na contínua, vapor é injetado continuamente em um poço injetor e óleo é produzido no poço produtor.

A injeção de vapor é um processo bastante apropriado para formações muito permeáveis e espessas, portadoras de óleo viscoso, mesmo que nas formações espessas o mecanismo de segregação gravitacional e eficiência de varrido (relação entre o volume da zona invadida pelo fluido injetado e o volume do reservatório) sejam relevantes, esse método não é recomendado para formações muito profundas, já que se tornam grandes as perdas de calor no poço, nem é recomendado para os reservatórios com alta saturação de água, pois grande parte da energia seria destinada a aquecer a água, sem qualquer benefício para a recuperação (QUEIROZ, 2006).

### **2.1.1.3. Injeção Cíclica de Vapor**

Embora este método não seja considerado uma técnica de recuperação secundária, ele é usado com frequência, antes de projetos de injeção contínua de vapor, com objetivo de limpar ao redor do poço e também aquecer o óleo mais rapidamente e dessa forma diminuir a viscosidade. Assim é possível antecipar a produção de óleo e fazer caixa rapidamente suficiente para implantar a injeção contínua de vapor.

Na injeção cíclica, o vapor é injetado em um poço por um determinado tempo, em seguida o poço é fechado por um tempo estimado até que o calor do vapor seja transferido para o óleo, e por fim, o poço é aberto para produção, depois que a vazão de produção diminuir o ciclo é reiniciado.

A resposta à injeção cíclica de vapor varia, consideravelmente, conforme o tipo do reservatório. Para estruturas espessas, muito inclinadas, a drenagem por gravidade é dominante e muitos ciclos são possíveis, à medida que óleo menos viscoso é aquecido continua a fluir para baixo em direção ao poço produtor. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o gás em solução, a energia do reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção. Independentemente do tipo de reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta (ROSA *et al*, 2006).

#### 2.1.1.4. Injeção contínua de Vapor

A injeção contínua de vapor é diferente da injeção cíclica, pois nesse método o vapor é injetado continuamente em um poço e o óleo é produzido em outro poço distinto. O vapor quando chega ao reservatório aquece o óleo ao redor do poço com uma temperatura alta, a zona aquecida de óleo se desloca até chegar ao poço produtor, à frente da zona de vapor existe uma zona de água condensada, a Figura 2.3 ilustra o deslocamento dessa zona de vapor no reservatório.

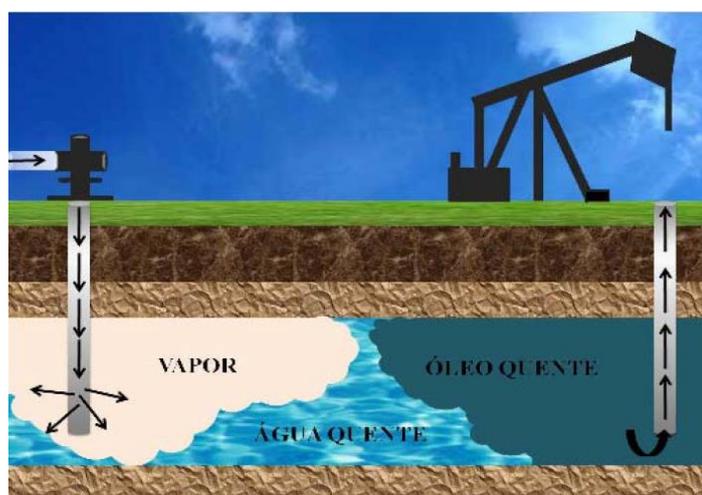


Figura 2.3 - Deslocamento da zona de vapor no reservatório (RODRIGUES, 2008).

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

A quantidade de calor perdida para formações produtoras determina a resposta ao processo de injeção de vapor. Na injeção de vapor calor é perdido nas linhas da superfície, poço e reservatório. As perdas na superfície e no poço são parcialmente controladas, mas nas condições de reservatório isso não é possível, nessas condições as perdas são mais críticas e determinam a viabilidade do projeto.

A relação entre a temperatura e a pressão de vapor de uma determinada substância, ou seja, a chamada curva de pressão de vapor, fornece diversas indicações quanto à

aplicabilidade da injeção de vapor d'água. As pressões maiores requerem uma temperatura maior para converter água para vapor. As perdas de calor aumentam com a temperatura do vapor, de modo que aplicações a baixas pressões têm menores perdas de calor. Isso mostra a influência da profundidade do reservatório. Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas é necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor. Quanto mais profundo for um poço, maiores serão as perdas de calor (ROSA *et al*, 2006).

A literatura mostra algumas características que favorecem à aplicação dos métodos de injeção de vapor: óleos com grau API entre 10 a 20 são susceptíveis à redução da viscosidade; reservatórios com menos de 900 metros de profundidade minimizam as perdas de calor; permeabilidade igual ou maior a 500 md auxilia o fluxo de óleo viscoso; uma saturação de óleo próxima 0,15 m<sup>3</sup> de óleo/m<sup>3</sup> de rocha aumenta as chances de sucesso econômico; formações com espessura excedendo 9 a 15 metros são necessárias para limitar as perdas de calor para formações sobrejacentes.

#### **2.1.1.4.1. Vantagens**

A injeção de fluido quente é um método eficaz para produção de óleo com alta viscosidade. Apresenta uma vantagem sobre a combustão *in-situ* que é a de danificar menos o poço, além de se ter maior controle dentro do reservatório. Além disso, o método de injeção de vapor fornece maiores vazões de injeção de calor do que os outros métodos térmicos.

O calor aumenta a eficiência de deslocamento à medida que mais óleo flui. As saturações de óleo atrás das zonas de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5% próximas do poço injetor, aumentando à medida que vai se aproximando desse tipo poço.

#### **2.1.1.4.2. Desvantagens**

O calor gerado na superfície é perdido nas linhas de injeção, nos poços e na formação. A geração desse calor tem custo muito alto, por isso essas perdas devem ser minimizadas. Não se usa injeção de fluidos quentes em reservatórios profundos, *offshores*, de pequena espessura ou que tem baixa permeabilidade.

A produção de areia é comum em projetos térmicos. A formação de emulsão com o óleo também é possível durante a injeção de vapor.

Devido à maior mobilidade de gás no reservatório, caminhos preferenciais “*Finger*” podem ocorrer na parte superior da formação.

#### 2.1.1.5. Processo SAGD

A drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) é também um método térmico eficiente na produção de óleo pesado, extrapesado ou betume. O método é similar à injeção de vapor convencional, utilizando, no entanto, poços horizontais, tanto para injetar como para produzir. O chamado par de SAGD consiste em dois poços horizontais paralelos e distantes alguns metros entre si. O vapor é injetado no poço superior e flui em direção ao topo da formação, formando a chamada *câmara de vapor*, onde o óleo é aquecido e, pelo efeito da gravidade, flui em direção ao poço inferior, de onde é produzido (ROSA *et al*, 2006). A Figura 2.4 ilustra um desenho esquemático do processo.

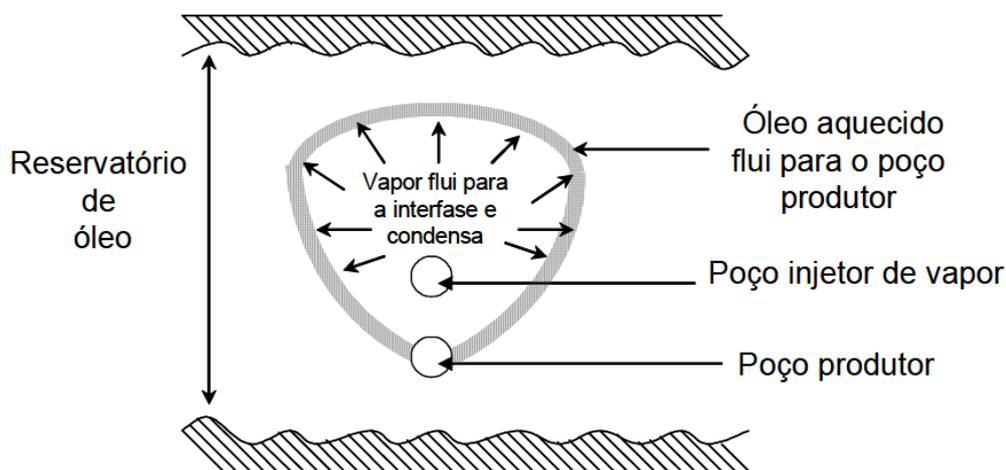


Figura 2.4 - Desenho esquemático do processo SAGD (BUTLER, 1991).

A vazão de produção de óleo no processo SAGD depende basicamente da drenagem gravitacional, poços com grandes comprimentos garantem boas produções, tornando o projeto mais viável economicamente.

O processo SAGD apresenta uma vantagem significativa quando comparado ao processo de injeção contínua convencional.

Na injeção contínua, o óleo é empurrado para uma zona fria e a sua mobilidade é reduzida à medida que se afasta da zona de vapor, enquanto que no processo SAGD, o óleo é drenado com fluxo aproximadamente paralelo à câmara de vapor, chegando ao poço produtor ainda aquecido e em consequência móvel, além de que a tendência do vapor é criar um

caminho através do óleo em que a injeção contínua é utilizada a favor do processo (BUTLER, 1991).

## 2.2. Simulação Numérica de Reservatório

A simulação numérica é uma ciência aplicada na engenharia de petróleo para prever comportamento real de reservatórios a partir de um modelo. Os modelos podem ser: físico ou matemático.

Têm sido criadas várias técnicas de simulação na indústria do petróleo, que se diferem entre si pelo grau de sofisticação de complexidade das diferentes aplicações. Uma dessas técnicas é a equação do balanço de materiais, que é baseada em modelos numéricos simplificados, chamado de modelo “tanque” ou de dimensão zero, já que o reservatório é considerado uma caixa, onde as propriedades das rochas e dos fluidos, bem como a pressão, assumem valores médios uniformemente distribuídos.

Outra técnica empregada são as curvas do declínio de produção, que são gráficos de campo que mostram a produção do óleo com o tempo. Nessa técnica é utilizado o método empírico para se encontrar uma taxa de declínio, e assim poder extrapolar a curva para obter a recuperação de óleo e o fator de recuperação em determinado tempo. Como essa técnica não utiliza informações importantes como: pressão, geologia e petrofísica, ela é pouco usada devido à sua fragilidade às mudanças operacionais. Outra técnica empregada é o modelo de *Buckley-Leverett* que permite a variação da mobilidade devido à mudança de saturação.

### 2.2.1. Diferenças finitas

Quando os problemas são simples, lineares e com geometria e condições de fronteira simples, são utilizadas soluções analíticas. Enquanto que para problemas complexos, não lineares, multidimensionais e com geometria e condições de fronteira complexas, é necessária à utilização de soluções numérica com o uso de computadores. As soluções numéricas podem ser por diferenças finitas que aproximam a Equação Diferencial, e elementos finitos que aproximam a solução.

Esse método consiste na aproximação de equações diferenciais através de diferenças finitas das suas derivadas. Isso é possível devido à discretização de uma função, utilizando a série de Taylor. As diferenças finitas permitem a análise de sistemas de malhas complicados, com vários poços, reservatório com muitas geometrias e diferentes formulações de modelos de fluidos.

Os programas computacionais são baseados em diferenças finitas, para isso são considerados três conceitos principais: conservação da massa, comportamento isotérmico da fase fluida e uma aproximação da equação de Darcy do fluxo através do meio poroso. As diferenças finitas se restringem à resolução de equações lineares.

### 3. Materiais e Métodos

Este capítulo mostrará as ferramentas utilizadas, o modelo de fluidos, a interação rocha-fluido, as propriedades do reservatório, o modelo físico do reservatório e a metodologia do trabalho.

#### 3.1. Simulador Computacional

Para simular o método de recuperação avançada de injeção de vapor foi utilizado o simulador comercial STARS (*Steam, Thermal and advanced Reservoir Simulator*) do grupo CMG (*Computer Modelling Group Ltd*) versão 2013.10 (CMG, 2013).

Esta ferramenta consiste em um programa que simula a recuperação avançada de petróleo. Os seguintes métodos térmicos são simulados com essa ferramenta: Injeção cíclica ou contínua de vapor e combustão *in-situ*, além de processos com aditivos químicos, por exemplo: injeção de solvente. O STARS é um simulador trifásico de multicomponentes. Para iniciar a simulação é necessário dividir o reservatório em malhas que podem ser cilíndricas, cartesianas ou de profundidades e espessuras variáveis. Esse sistema de malhas pode ter duas ou três dimensões.

Para inserir o modelo representativo do reservatório no simulador são necessários os seguintes parâmetros de entrada: um modelo de fluido, propriedades das rochas reservatório, pressões e temperaturas iniciais e dados referentes aos poços.

#### 3.2. Modelo de Fluidos

Foi utilizado para modelar os fluidos existentes no reservatório o software Winprop da CMG. Para chegar a um modelo de fluido são necessários alguns dados de entrada, tais como: Pressão, razão de solubilidade, fator volume da formação do óleo, densidade do óleo, viscosidade do óleo e composição dos fluidos. A composição do óleo que foi utilizada é similar à encontrada no Nordeste brasileiro. A Tabela 3.1 mostra essa composição em fração molar.

Componente	Fração molar (%)	Componente	Fração molar (%)
CO <sub>2</sub>	0,45	C <sub>9</sub>	0,04
N <sub>2</sub>	0,27	C <sub>10</sub>	0,12
C <sub>1</sub>	9,91	C <sub>11</sub>	0,63
C <sub>2</sub>	0,18	C <sub>12</sub>	0,73
C <sub>3</sub>	0,27	C <sub>13</sub>	1,39
iC <sub>4</sub>	0,10	C <sub>14</sub>	2,06
nC <sub>4</sub>	0,13	C <sub>15</sub>	2,73

iC <sub>5</sub>	0,04	C <sub>16</sub>	1,41
nC <sub>5</sub>	0,05	C <sub>17</sub>	2,15
C <sub>6</sub>	0,05	C <sub>18</sub>	1,53
C <sub>7</sub>	0,07	C <sub>19</sub>	4,03
C <sub>8</sub>	0,10	C <sub>20+</sub>	71,58

Tabela 3.1- Composição do óleo em fração molar.

Outros dados de entrada no modelo de fluido são os seguintes:

- Densidade do gás: 0,7010
- Massa molecular C<sub>20+</sub>: 543
- Densidade C<sub>20+</sub>: 0,9763
- Grau API: 16,76

Com objetivo de diminuir a complexidade e o tempo computacional durante as simulações, a composição do óleo inserida no Winprop foi dividida em sete pseudocomponentes, mostrados na Tabela 3.2.

Pseudocomponentes	Fração Molar
CO <sub>2</sub> – N <sub>2</sub>	0,0072
C <sub>1</sub> – C <sub>3</sub>	0,1035
C <sub>4</sub> – C <sub>6</sub>	0,0037
C <sub>7</sub> – C <sub>19</sub>	0,1698
C <sub>20</sub> – C <sub>29</sub>	0,2892
C <sub>30</sub> – C <sub>39</sub>	0,1724
C <sub>40+</sub>	0,2542

Tabela 3.2- Composição do óleo em pseudocomponentes.

No modelo de fluido foram realizados ajustes para as curvas de razão de solubilidade (Rs) e o fator volume da formação do óleo (Bo) em função da pressão, Figura 3.1. Comparando os dados experimentais, observa-se que a razão de solubilidade obteve melhor ajuste em relação ao fator volume da formação.

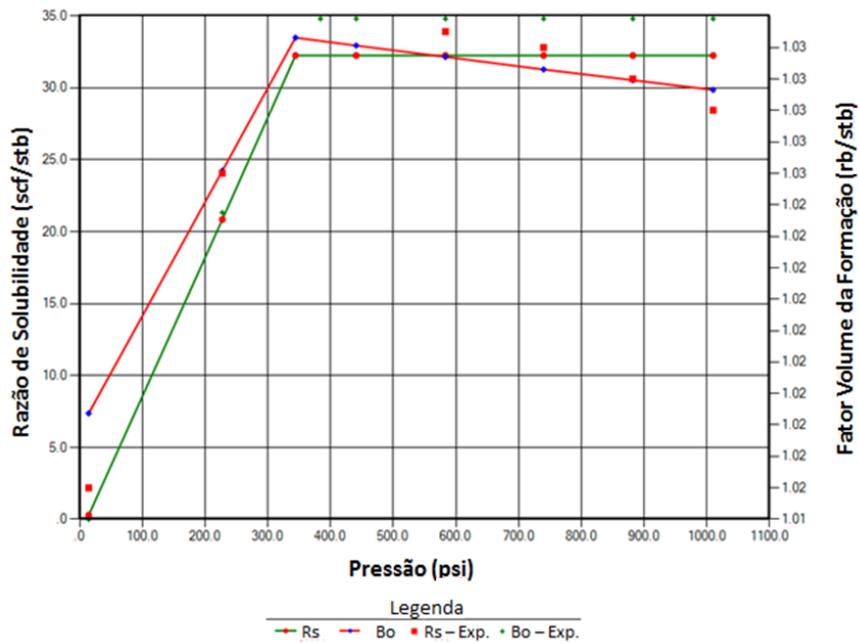


Figura 3.1 - Ajustes das curvas de razão de solubilidade (Rs) e fator volume da formação (Bo) em função da pressão.

A Figura 3.2 mostra o ajuste realizado na curva da viscosidade do óleo do modelo experimental em função da pressão. Para esse caso, a curva de viscosidade do óleo se ajustou perfeitamente em relação aos dados experimentais.

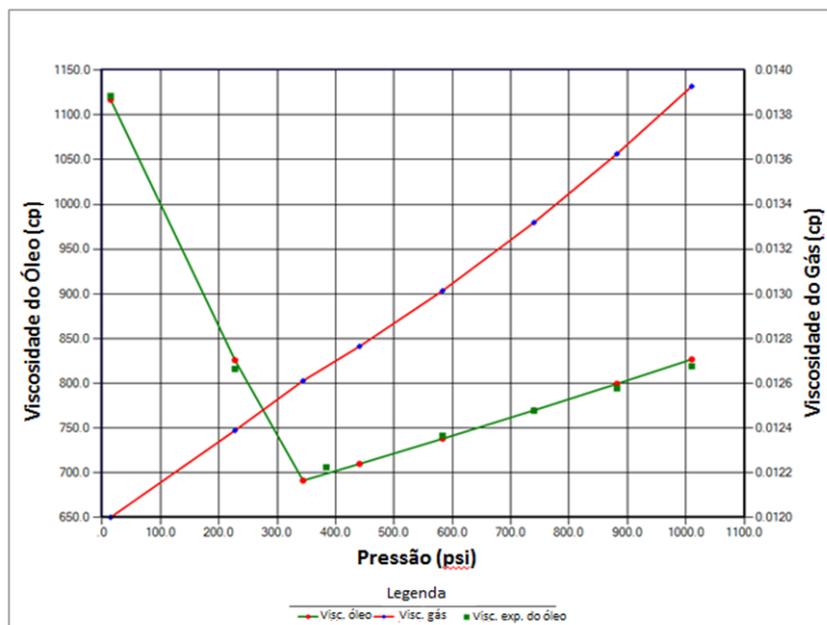
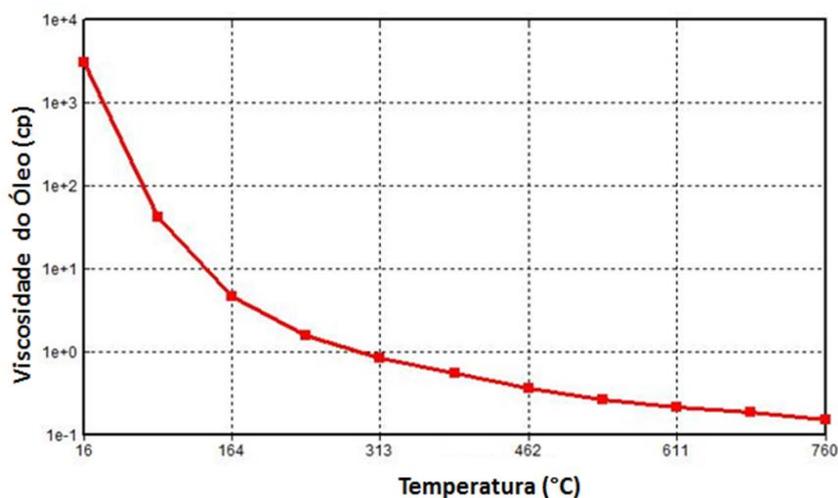


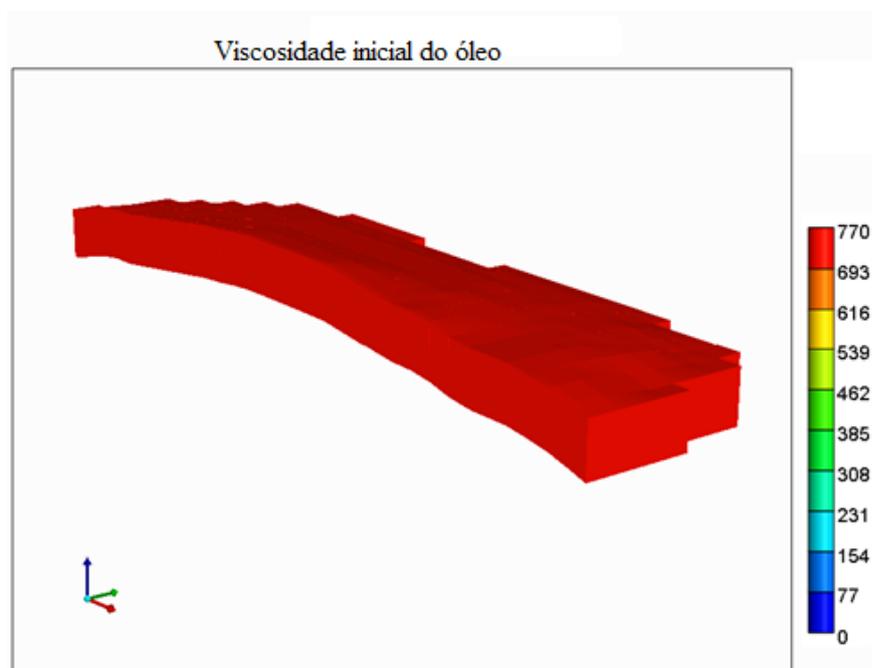
Figura 3.2 - Ajuste da curva de viscosidade do óleo em função da pressão.

Conforme a Tabela 3.3, o óleo possui uma grande quantidade de pseudocomponentes pesados, isso significa que esse hidrocarboneto tem elevada viscosidade. A Figura 3.3 mostra o comportamento da viscosidade com a variação da temperatura, comprovando que essa propriedade do óleo diminui exponencialmente com o aumento da temperatura.



**Figura 3.3 - Comportamento da viscosidade do óleo com a variação da temperatura.**

A viscosidade inicial do óleo encontrado no reservatório é 764 cp. A Figura 3.4 mostra a viscosidade inicial do óleo no corte do reservatório em formato 3D.



**Figura 3.4 - Viscosidade inicial do óleo no corte do reservatório em formato 3D.**

### 3.2.1. Permeabilidade relativa

Após a conclusão do modelo de fluido foram plotadas as curvas de permeabilidade relativa do óleo e da água em função da saturação de água, Figura 3.5.

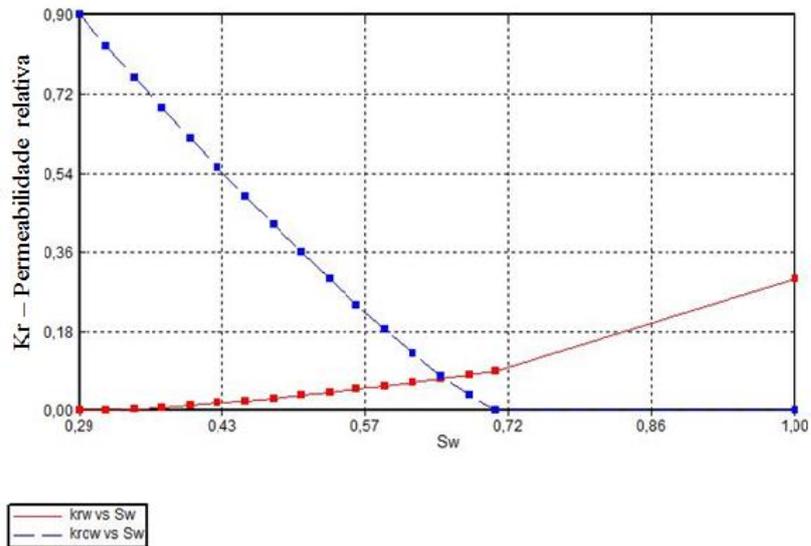


Figura 3.5 - Curva de permeabilidade relativa no sistema água- óleo.

A Figura 3.6 mostra as curvas de permeabilidade do óleo e do gás em função da saturação de líquidos.

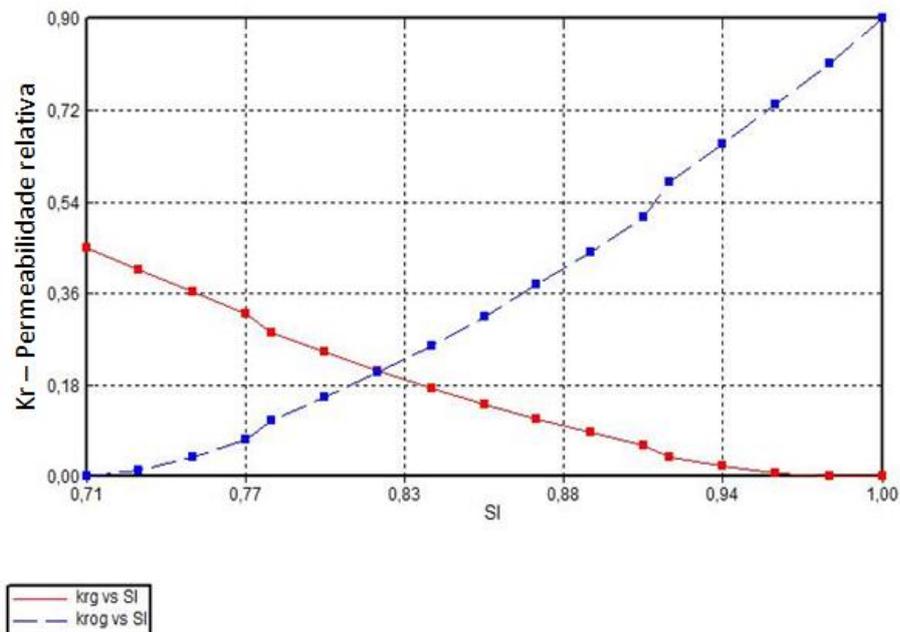


Figura 3.6 - Curva de permeabilidade relativa no sistema óleo-gás.

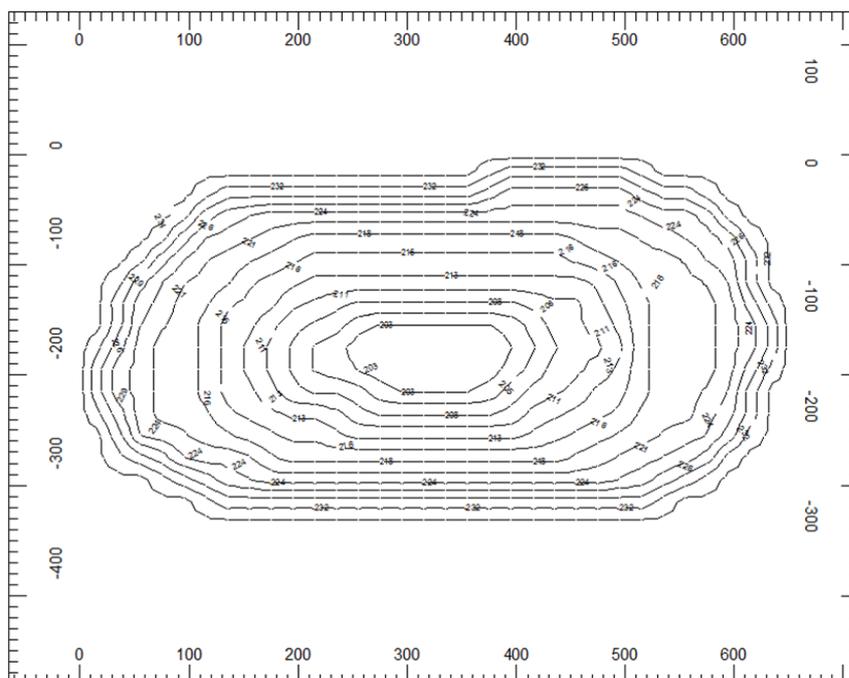
### 3.3. Propriedades do Reservatório

O reservatório foi criado no módulo Builder, utilizando os seguintes dados de entrada: condições iniciais de pressão e temperatura, dimensões e características físicas do reservatório. A Tabela 3.3 ilustra algumas características da rocha e fluidos existentes no reservatório.

Características	Valores
Contato água-óleo	240 m
Porosidade	0,17
Permeabilidade horizontal ( kh)	850 mD
Permeabilidade vertical (kv)	85 mD
Compressibilidade da formação	$7 * 10^{-8} \frac{1}{psi}$
Base do reservatório	242 m
Temperatura inicial do reservatório	38 °C
Capacidade calorífica volumétrica da formação	$2,347 * 10^6 \frac{J}{m^3 * K}$
Condutividade térmica da rocha	$2,74 * 10^5 \frac{J}{m * dia * K}$
Condutividade térmica da fase água	$5,35 * 10^4 \frac{J}{m * dia * K}$
Condutividade térmica da fase óleo	$1,15 * 10^4 \frac{J}{m * dia * K}$
Condutividade térmica da fase gás	$3900 \frac{J}{m * dia * ^\circ C}$
Capacidade calorífica volumétrica da formação sobrejacente e subjacente	$2,347 * 10^6 \frac{J}{m^3 * K}$
Condutividades térmicas sobrejacentes e subjacentes	$1,496 * 10^5 \frac{J}{m * dia * K}$

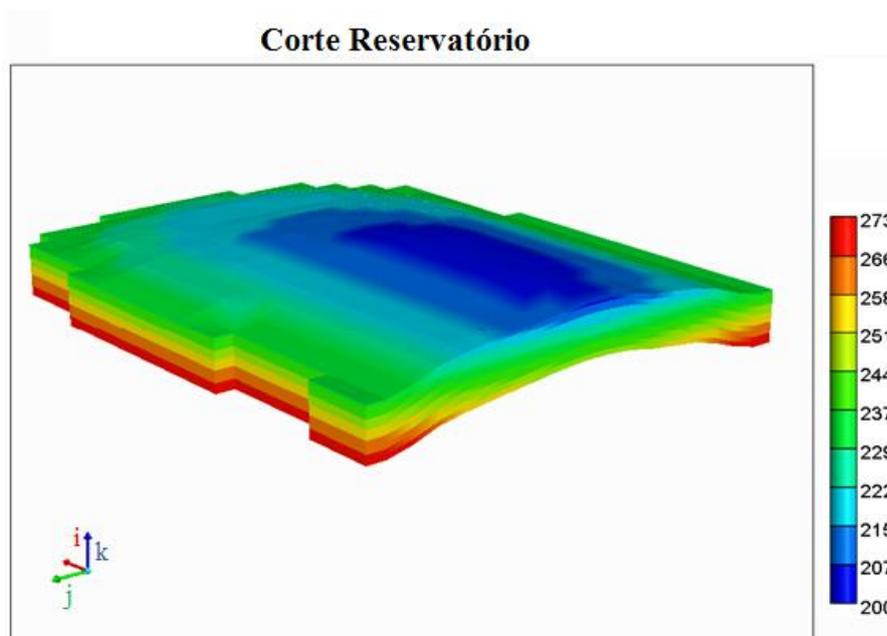
Tabela 3.3- Características da rocha e fluidos do reservatório.

O reservatório estudado tem características do Nordeste brasileiro, porém para diminuição do tempo computacional foi considerado que o reservatório é homogêneo. Esse reservatório possui geometria anticlinal, onde o topo se encontra a 200 metros e a base está a 242 metros da superfície. É um reservatório raso. A Figura 3.7 ilustra a topografia dessa reserva.

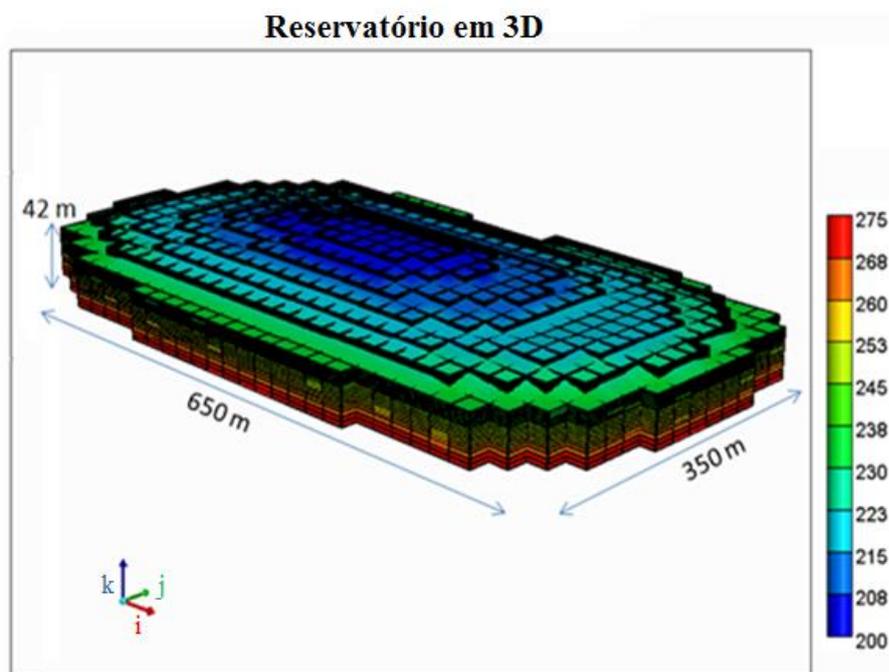


**Figura 3.7 - Topografia do Reservatório.**

Esse acumulado de petróleo possui as seguintes dimensões: 650 metros de largura, 350 metros de comprimento e 42 metros de altura. Pelas dimensões do reservatório é notória a sua pequena espessura. A Figura 3.8 ilustra um corte do reservatório na direção  $j$ , e a Figura 3.9 mostra a reserva em formato 3D e as suas dimensões.



**Figura 3.8–Corte do reservatório na direção  $j$ .**



**Figura 3.9 - Reservatório em formato 3D.**

O reservatório foi modelado no simulador na forma cartesiana tridimensional. Foi dividido em 9504 blocos, sendo 33 blocos na direção i, 18 na direção j e 16 na direção k. Na direção i tem 31 blocos com 20 metros de extensão e os blocos da primeira e última camada têm 15 metros cada, totalizando 650 metros. Na direção j são 16 blocos de 20 metros e a primeira e a última camada também têm 15 metros cada, totalizando 350 metros.

O Reservatório possui um aquífero na base. A Tabela 3.4 mostra o volume poroso e os volumes iniciais de óleo e água.

<b>Volumes</b>	<b>Valores</b>
<b>Volume Poroso (m<sup>3</sup>)</b>	1,43 . 10 <sup>6</sup>
<b>Volume de Óleo <i>in place</i> (m<sup>3</sup>)</b>	3,80 . 10 <sup>5</sup>
<b>Volume de Água <i>in place</i> (m<sup>3</sup>)</b>	1,04 . 10 <sup>6</sup>

**Tabela 3.4 - Volume poroso e os volumes iniciais de óleo e água.**

A saturação inicial de óleo é ilustrada na Figura 3.10 enquanto que a saturação inicial de água é demonstrada na Figura 3.11. Essas figuras confirmam o que foi visto na Tabela 3.4, pois o volume do aquífero é muito maior que o de óleo. Outro ponto importante a se destacar é a segregação gravitacional, em ambas as figuras, observa-se que a água é encontrada na parte inferior do reservatório enquanto que o óleo localiza-se na parte superior.

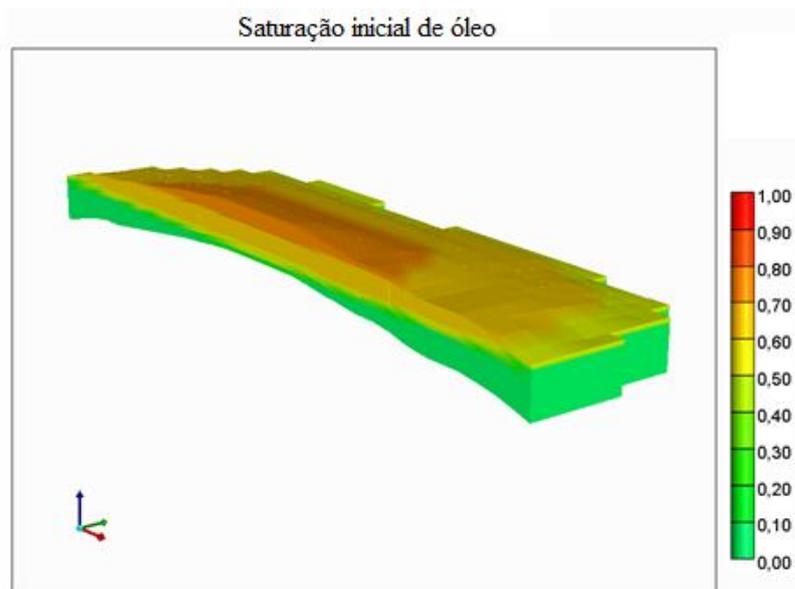


Figura 3.10 - Saturação inicial de óleo.

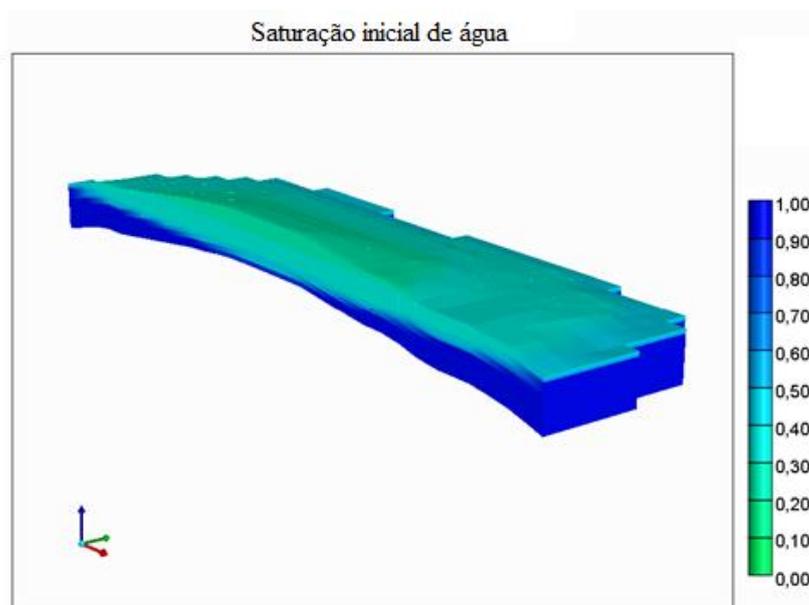
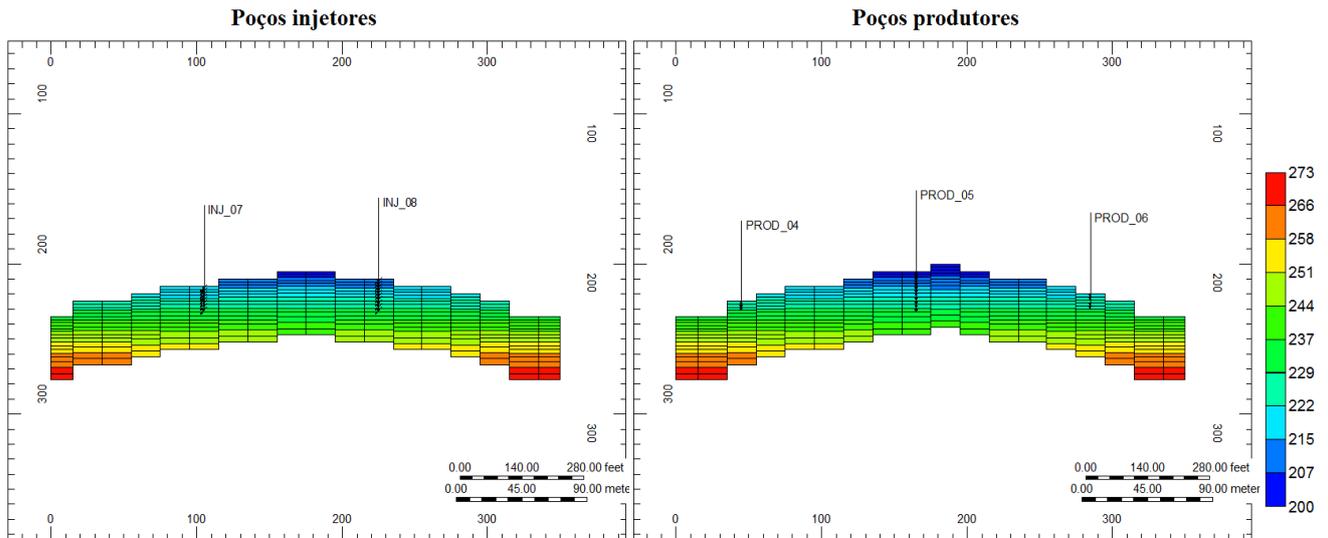


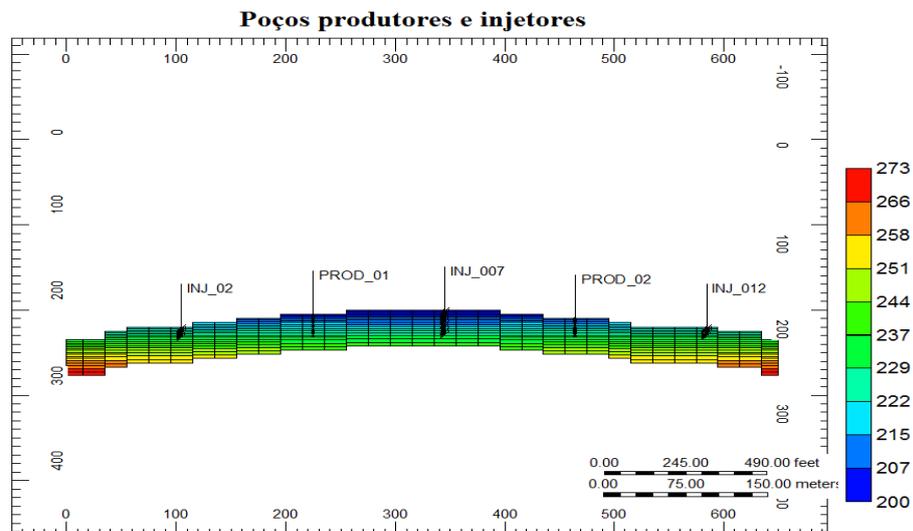
Figura 3.11 - Saturação inicial de Água.

O poços foram perfurados com uma profundidade entre 228 metros e 230 metros para o esquema *five-spot* invertido. A figura 3.12 mostra uma visão da profundidade das perfurações dos poços injetores (camada 22) e produtores (camada 13) para o esquema *five-spot* invertido com distância entre poços de 120 metros.



**Figura 3.12 - Profundidade de poços produtores e injetores esquema *five-spot* invertido.**

Para o esquema *nine-spot* os poços foram perfurados com uma profundidade entre 228 metros e 230 metros. A figura 3.13 mostra a profundidade de perfuração dos poços injetores e produtores na camada nove do reservatório.



**Figura 3.13 - Profundidade de poços produtores e injetores esquema *nine-spot* normal.**

No processo SAGD os poços injetores foram perfurado com uma profundidade entre 217 metros e 220 metros e os poços produtores estão entre 230 metros e 232 metros. A figura 3.14 mostra a profundidade de perfuração dos poços injetores e produtores na camada dez do reservatório.

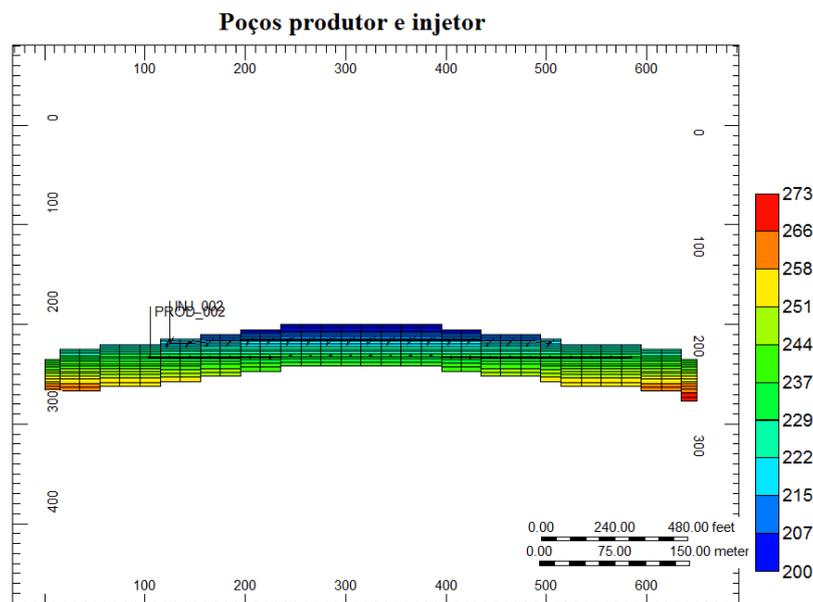


Figura 3.14 - Profundidade de poços produtores e injetores processo SAGD.

### 3.4. Metodologia

Inicialmente foram estudadas oito tipos de malhas diferentes, *five-spot* normal e invertida com distância entre poços de 200 metros e 120 metros, as malhas *nine-spot* normal e invertida com distância entre poços de 120 metros, e por último foi simulado o processo SAGD com três poços injetores e três produtores e quatro poços injetores e quatro produtores. Para cada configuração de poços foram utilizadas as seguintes vazões de injeção de vapor: 0m<sup>3</sup> std/d, 400m<sup>3</sup> std/d, 600m<sup>3</sup> std/d, 800m<sup>3</sup> std/d e 1000 m<sup>3</sup> std/d. Cada vazão de injeção foi dividida pela quantidade de poços injetores existentes no reservatório.

O vapor injetado no reservatório encontra-se na temperatura de 260 °C e possui uma qualidade de 0,8. As simulações tiveram duração de vinte anos e foi inserido um monitoramento em cada poço produtor para ser fechado após o corte de água (percentual de água produzida com óleo) atingir 99,5%. As Figuras 3.15, 3.16, 3.17 e 3.18 mostram a distribuição de poços para todos os esquemas de injeção/produção estudados.

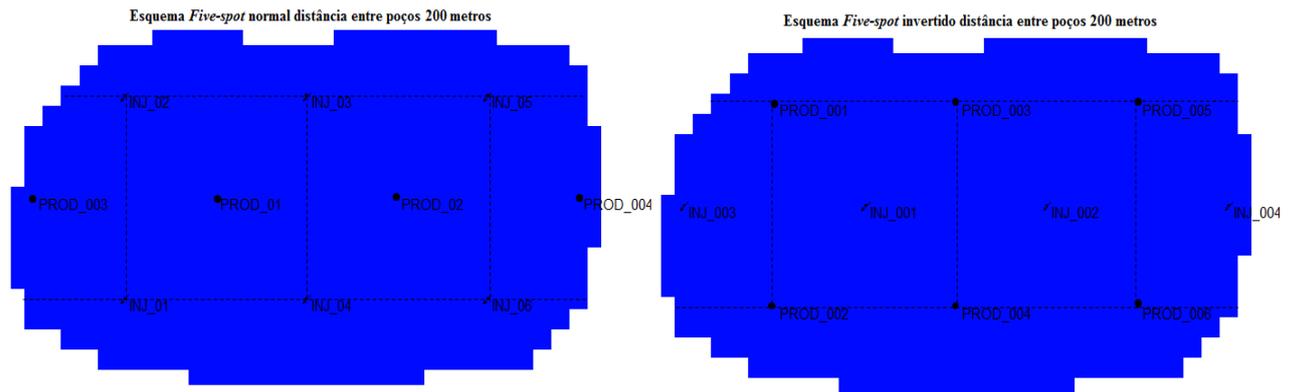


Figura 3.15 - Esquema *five-spot* normal e invertido respectivamente com uma distância entre poços de 200 metros.

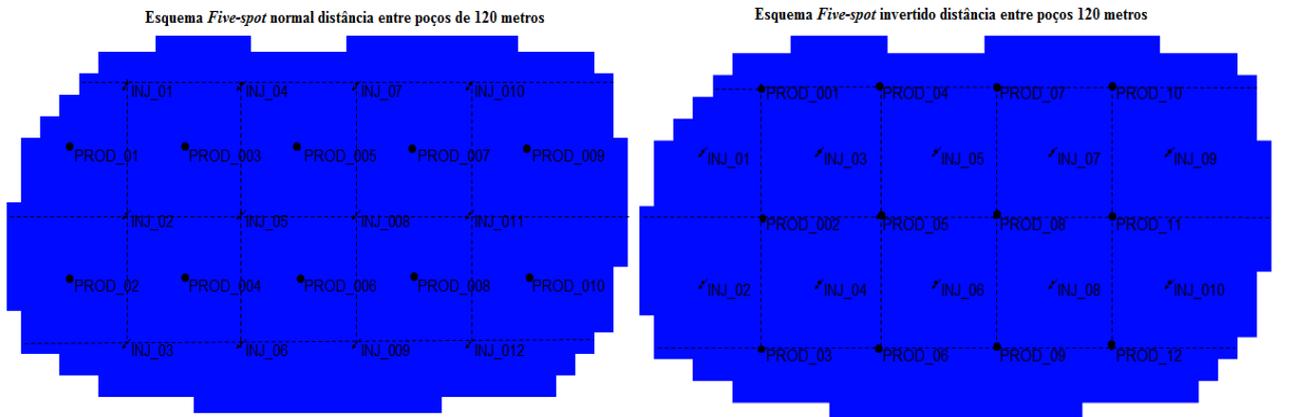


Figura 3.16 - Esquema *five-spot* normal e invertido respectivamente com uma distância entre poços de 120 metros.

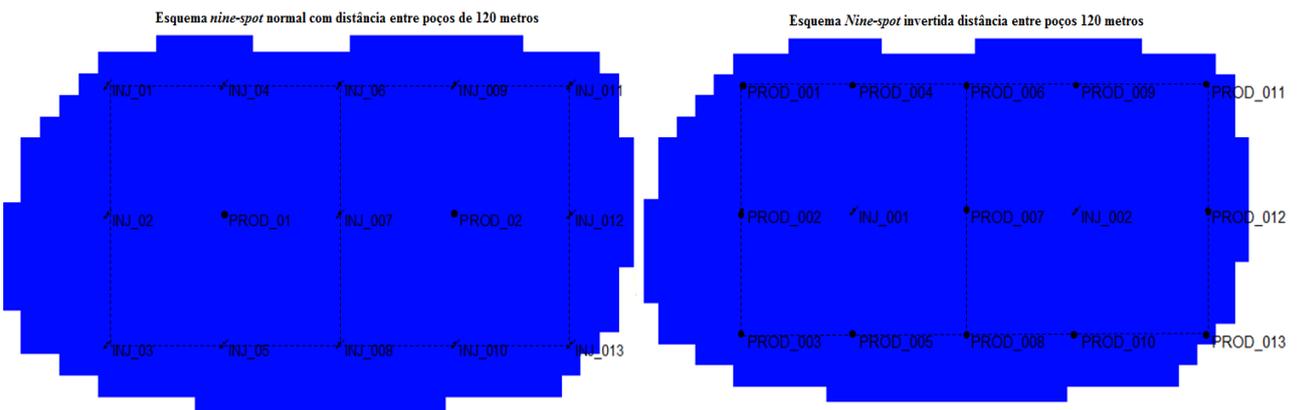


Figura 3.17 - Esquema *nine-spot* normal e invertido respectivamente com uma distância entre poços de 120 metros.

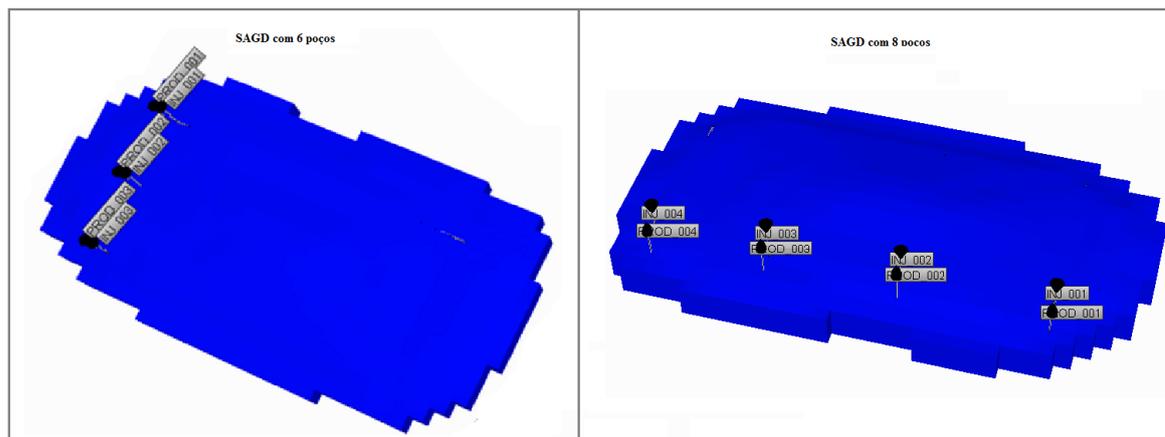


Figura 3.18 - Processo SAGD para três poços injetores e três produtores e para quatro poços injetores e quatro produtores respectivamente.

#### 4. Resultados e Discussões

Neste capítulo, são abordados os resultados e discussões após o estudo. Nele é avaliada a influência da variação de alguns parâmetros na produção e recuperação do óleo, tais como: distâncias entre os poços, tipo de esquema de injeção de vapor e vazão de injeção. Também é mostrado o comportamento da saturação e viscosidade do óleo em datas diferentes para cada parâmetro analisado.

##### 4.1. Produção primária

A quantidade de energia que existe no reservatório no início da produção é chamada de energia primária. No processo de produção, há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Essas resistências são atribuídas, ou associadas, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O consumo de energia primária reflete principalmente do decréscimo de pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüente a redução da produtividade dos poços (ROSA *et al*, 2006).

A Figura 4.1 mostra a produção primária do esquema *five-spot* invertido para distância entre poços de 120 metros. A Figura 4.2 ilustra a produção primária do esquema *nine-spot* normal e a Figura 4.3 mostra a produção primária do processo SAGD com 6 poços. Em todas as figuras a pressão do reservatório cai rapidamente durante os dois primeiros anos. Na Tabela 4.1 será mostrada uma análise mais detalhada da produção primária para todos os esquemas de injeção estudados.

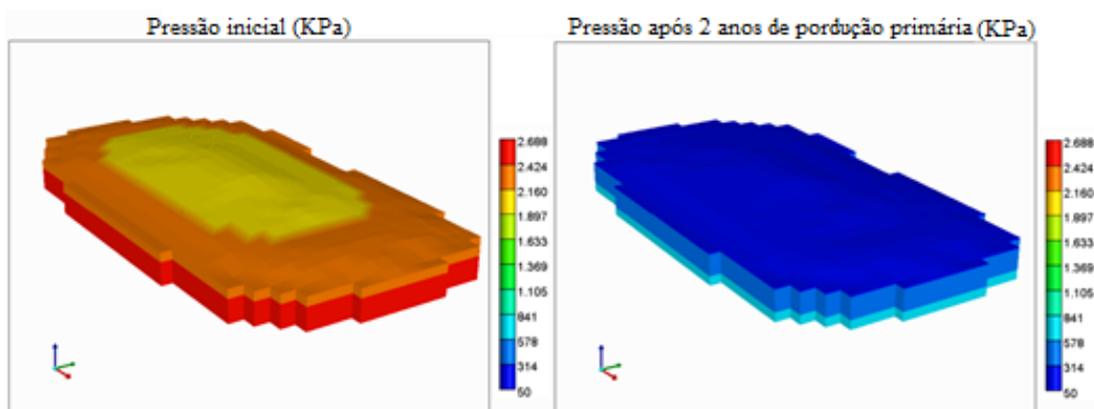


Figura 4.1 - Produção primária esquema *five-spot* invertido.

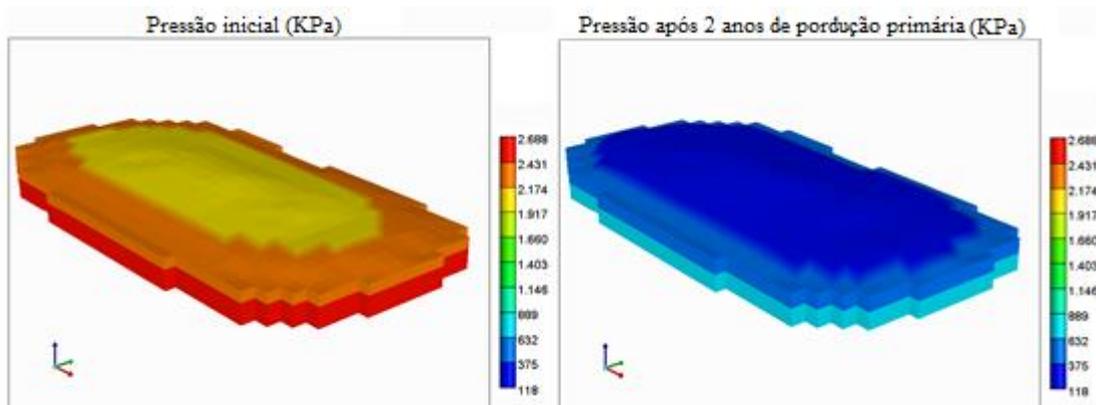


Figura 4.2 - Produção primária esquema *nine-spot* invertido.

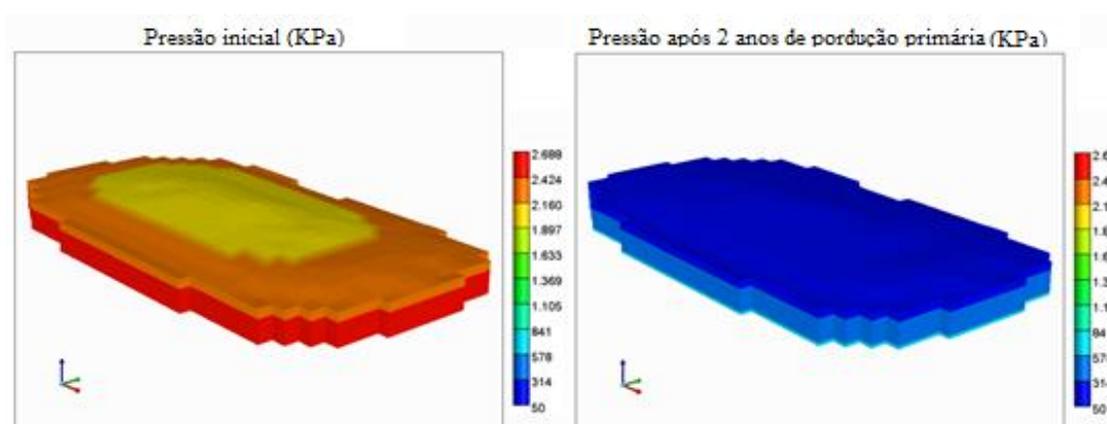


Figura 4.3 - Produção primária Processo SAGD 6 poços.

Inicialmente foi simulada a produção primária para cada esquema de injeção/produção. Conforme mostra a Tabela 4.1 não é possível produzir óleo sem um método de recuperação térmica, pois na recuperação primária o fator de recuperação fica abaixo de 1% para qualquer configuração de poços.

Produção Primária Para Cada Esquema de Produção			
Ordens	Esquema de produção	Fator de Recuperação (%)	Produção Acumulada
1 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	0,0493	187,113 m <sup>3</sup>
2 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	0,0395	149,716 m <sup>3</sup>
3 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	0,0393	149,14 m <sup>3</sup>
4 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 200 metros	0,0336	127,294 m <sup>3</sup>
5 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	0,0243	92,196 m <sup>3</sup>
6 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 200 metros	0,0193	73,366 m <sup>3</sup>

7 <sup>a</sup>	SAGD 6 poços	0,0125	47,502 m <sup>3</sup>
8 <sup>a</sup>	SAGD 8 poços	0,0082	31,097 m <sup>3</sup>

Tabela 4.1 - Produção primária para cada esquema de produção.

#### 4.2. Análise dos Esquemas de Injeção

Em cada esquema estudado foram simuladas as seguintes vazões de injeção de vapor: 400m<sup>3</sup> std/d, 600m<sup>3</sup> std/d, 800m<sup>3</sup> std/d e 1000 m<sup>3</sup> std/d. Em seguida foi construído um Ranking dos fatores de recuperação e produção acumulada para cada vazão de injeção. As Tabelas 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 mostram o Ranking dos esquemas de injeção.

Produção com injeção de vapor Para Cada Esquema de Produção			
Vazão de injeção de 400 m <sup>3</sup> /dia			
Ordens	Esquema de produção	Fator de Recuperação (%)	Produção Acumulada
1 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	29,95	113638 m <sup>3</sup>
2 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	29,35	111356 m <sup>3</sup>
3 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	28,77	109154 m <sup>3</sup>
4 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 200 metros	24,97	94748,4 m <sup>3</sup>
5 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	21,36	81039,9 m <sup>3</sup>
6 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 200 metros	21,24	80586,6 m <sup>3</sup>
7 <sup>a</sup>	SAGD 6 poços	20,96	79525,6 m <sup>3</sup>
8 <sup>a</sup>	SAGD 8 poços	19,13	72580,5 m <sup>3</sup>

Tabela 4.2 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 400 m<sup>3</sup>/d.

Produção com injeção de vapor Para Cada Esquema de Produção			
Vazão de injeção de 600 m <sup>3</sup> /dia			
Ordens	Esquema de produção	Fator de Recuperação (%)	Produção Acumulada
1 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	33,59	127448 m <sup>3</sup>
2 <sup>a</sup>	SAGD 6 poços	32,89	124802 m <sup>3</sup>
3 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	32,25	122363 m <sup>3</sup>
4 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	32,01	121463 m <sup>3</sup>
5 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 200 metros	27,79	105429 m <sup>3</sup>
6 <sup>a</sup>	SAGD 8 poços	24,96	94713,1 m <sup>3</sup>
7 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	23,77	90203 m <sup>3</sup>

8 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 200 metros	21,96	83316,1 m <sup>3</sup>
----------------	---	-------	------------------------

Tabela 4.3 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 600 m<sup>3</sup>/d.

Produção com injeção de vapor Para Cada Esquema de Produção			
Vazão de injeção de 800 m <sup>3</sup> /dia			
Ordens	Esquema de produção	Fator de Recuperação (%)	Produção Acumulada
1 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	33,34	126490 m <sup>3</sup>
2 <sup>a</sup>	SAGD 6 poços	32,79	124396 m <sup>3</sup>
3 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	31,78	120582 m <sup>3</sup>
4 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	29,19	110757 m <sup>3</sup>
5 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 200 metros	27,35	103754 m <sup>3</sup>
6 <sup>a</sup>	SAGD 8 poços	26,82	101753 m <sup>3</sup>
7 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 200 metros	24,57	93237,6 m <sup>3</sup>
8 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	24,04	91220,4 m <sup>3</sup>

Tabela 4.4 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 800 m<sup>3</sup>/d.

Produção com injeção de vapor Para Cada Esquema de Produção			
Vazão de injeção de 1000 m <sup>3</sup> /dia			
Ordens	Esquema de produção	Fator de Recuperação (%)	Produção Acumulada
1 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	34,37	130409 m <sup>3</sup>
2 <sup>a</sup>	SAGD 6 poços	31,86	120870 m <sup>3</sup>
3 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 120 metros	31,40	119117 m <sup>3</sup>
4 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	31,35	118962 m <sup>3</sup>
5 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> normal distância entre poços 200 metros	28,32	107448 m <sup>3</sup>
6 <sup>a</sup>	SAGD 8 poços	26,00	98623 m <sup>3</sup>
7 <sup>a</sup>	<i>Five-spot</i> invertido distância entre poços 200 metros	24,65	93535,1 m <sup>3</sup>
8 <sup>a</sup>	<i>Nine-spot</i> invertido distância entre poços 120 metros	24,37	92470,7 m <sup>3</sup>

Tabela 4.5 - Produção com injeção de vapor para cada esquema de produção para uma vazão 1000 m<sup>3</sup>/d.

Após a análise das tabelas foram encontrados os três melhores esquemas de produção para cada vazão de injeção de vapor:

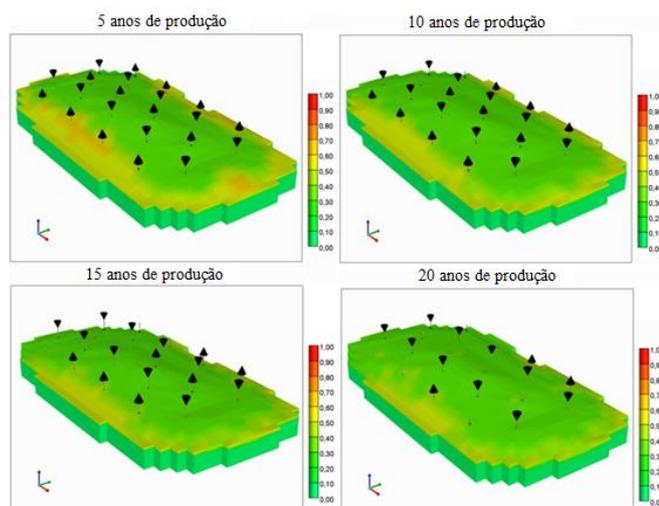
- Para a vazão de injeção 400 m<sup>3</sup> std/d os três melhores esquemas são: *Nine-spot* normal, *Five-spot* normal com distância entre poços 120 metros e *five-spot* invertido com distância entre poços 120 metros.
- Para as vazões de injeção de 600 m<sup>3</sup> std/d e 800 m<sup>3</sup> std/d os três melhores esquemas são: *Nine-spot* normal, SAGD com 6 poços e *five-spot* invertido com distância entre poços 120 metros.
- Para a vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup> std/d os três melhores esquemas são: *Nine-spot* normal, SAGD com 6 poços e *five-spot* normal com distância entre poços 120 metros.

No geral, as configurações de poços *Nine-spot* normal, SAGD com 6 poços e *five-spot* invertido com distância entre poços 120 metros, obtiveram melhores fatores de recuperação e produções acumuladas para a maioria das vazões de injeção, por isso esse trabalho vai se aprofundar nesses três esquemas de produção.

#### **4.2.1. *Five-spot* Invertido distância entre poços 120 metros**

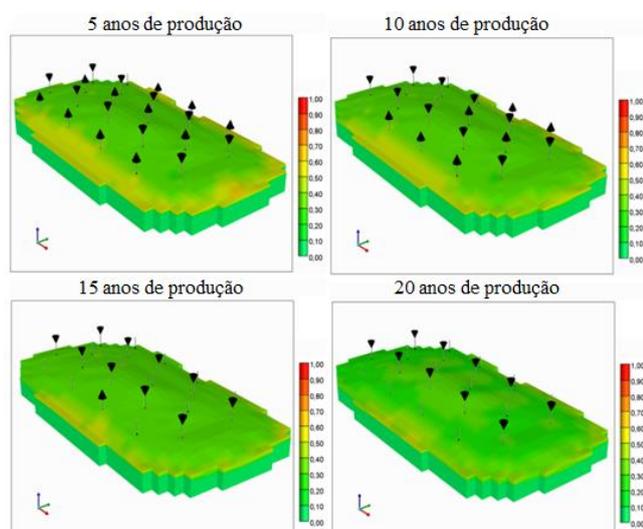
O esquema *five-spot* invertido consiste em uma malha com cinco poços, sendo quatro produtores e um injetor no centro. No reservatório estudado foram perfurados dez poços injetores e doze poços produtores com distância entre cada poço de 120 metros, totalizando dez malhas distribuídas em todo o reservatório.

A Figura 4.4 ilustra a saturação de óleo no reservatório em formato 3D para a vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Essa imagem mostra que após dez anos de produção, a saturação do óleo ainda é alta, porém não se produz uma quantidade expressiva após essa data. Nesse caso, os primeiros poços produtores começam a serem fechados por volta do décimo quinto ano, e após vinte anos de produção, ainda existem três poços produtores abertos.



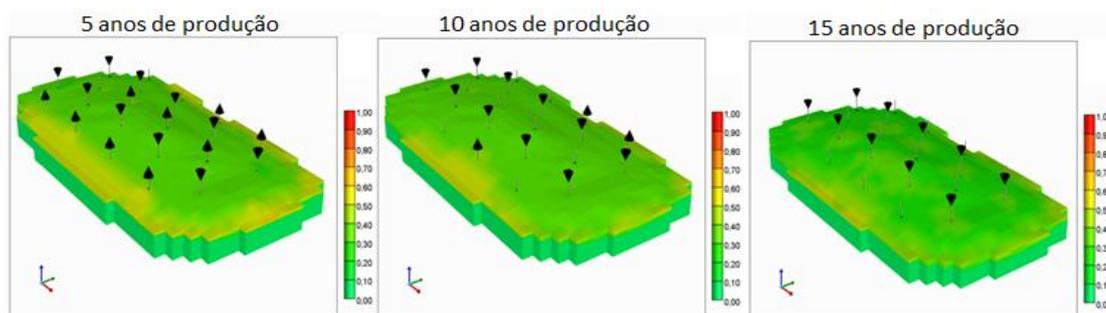
**Figura 4.4 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup>/d.**

A Figura 4.5 mostra a saturação de óleo em quatro datas diferentes para uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> por dia. Após quinze anos de produção somente um poço continua aberto, enquanto que depois de vinte anos todos os poços estarão fechados.



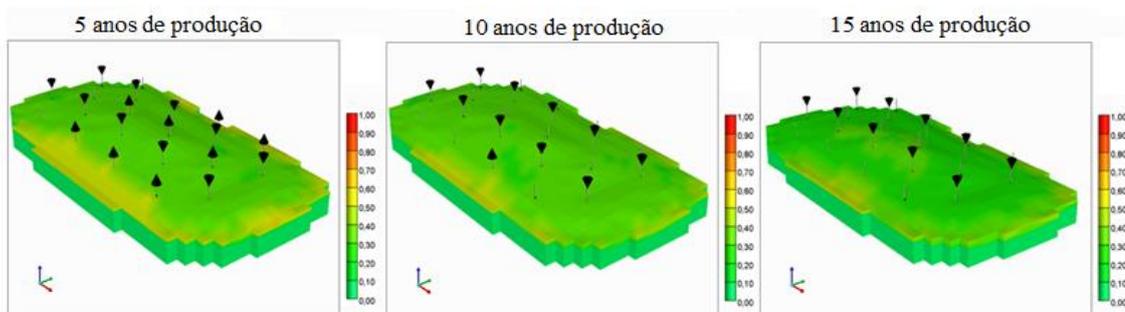
**Figura 4.5 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup>/d.**

A Figura 4.6 ilustra a saturação de óleo para três datas diferentes com uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Para essa vazão de injeção, o tempo de produção é menor, pois no décimo quinto ano todos os poços produtores atingiram 99,5% de corte de água, por isso a produção foi finalizada.



**Figura 4.6 - Saturação do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup>/d.**

Quando são injetados 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia os poços são fechados com antecedência, isso é mostrado na Figura 4.7. Após dez anos só existe um poço produtor e antes do décimo quinto ano de produção, o corte de água já atingiu 99,5% e todos os poços do reservatório foram fechados.



**Figura 4.7 - Saturação do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup>/d.**

As Figuras 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7 mostram o seguinte comportamento: à medida que se aumenta a vazão de injeção é antecipada a produção e mais cedo o corte de água chega a 99,5 % nos poços produtores, causando o fechamento desses poços. As saturações de óleo após o fechamento de todos os poços são semelhantes em todas as figuras.

Outro parâmetro analisado é a viscosidade do óleo durante a injeção de vapor. A Figura 4.8 mostra o comportamento da viscosidade do óleo em quatro períodos diferentes, para uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Nela é possível observar que nos primeiros dez anos a viscosidade do óleo foi reduzida em boa parte do reservatório, porém nas bordas ainda contém óleo com alta viscosidade. Após os vinte anos de produção praticamente todo o reservatório teve sua viscosidade reduzida, exceto pequenas regiões nas bordas.

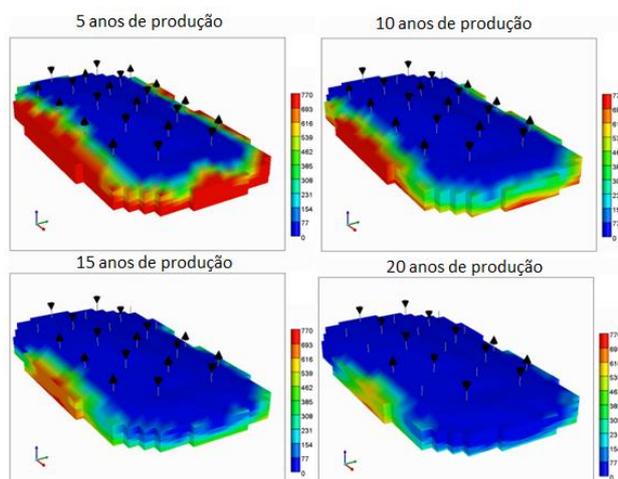


Figura 4.8 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup>/d .

A Figura 4.9 ilustra a viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Essa figura é semelhante à Figura 4.8, porém nela a redução da viscosidade do óleo se espalha mais rapidamente pelo reservatório, e após os vinte anos de produção só uma pequena parte do reservatório tem óleo com alta viscosidade.

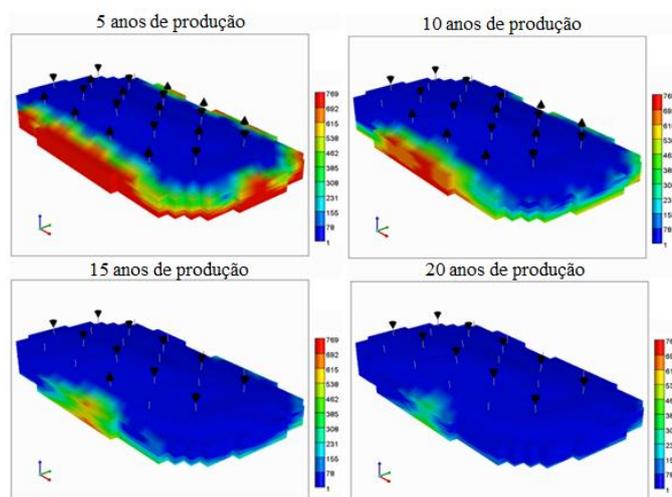


Figura 4.9 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup>/d .

O comportamento da viscosidade do óleo em três períodos diferentes quando são injetados 800 m<sup>3</sup> de vapor por dia é mostrado na Figura 4.10. Para essa vazão de injeção a produção acaba antes do décimo quinto ano. Após o fim da produção apenas uma pequena parte na lateral do reservatório ainda continua com a viscosidade elevada.

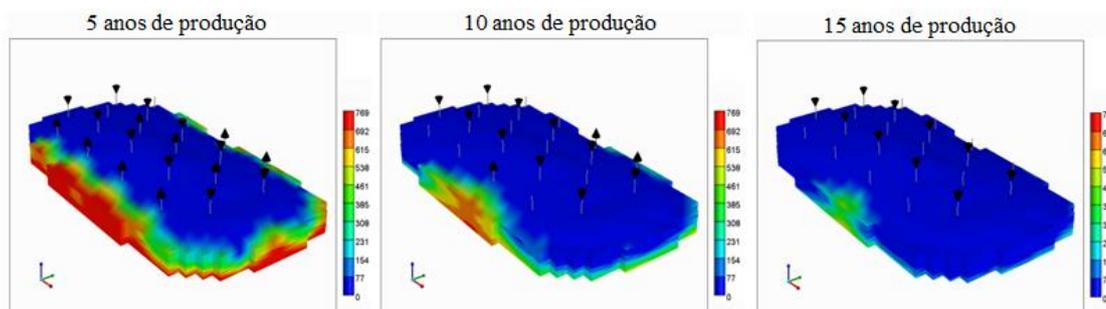


Figura 4.10 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup>/d.

Na Figura 4.11 é mostrado o comportamento da viscosidade do óleo para uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Após dez anos de produção, praticamente todo o óleo do reservatório tem baixa viscosidade. Apenas uma pequena parte nas laterais continua com viscosidade elevada.

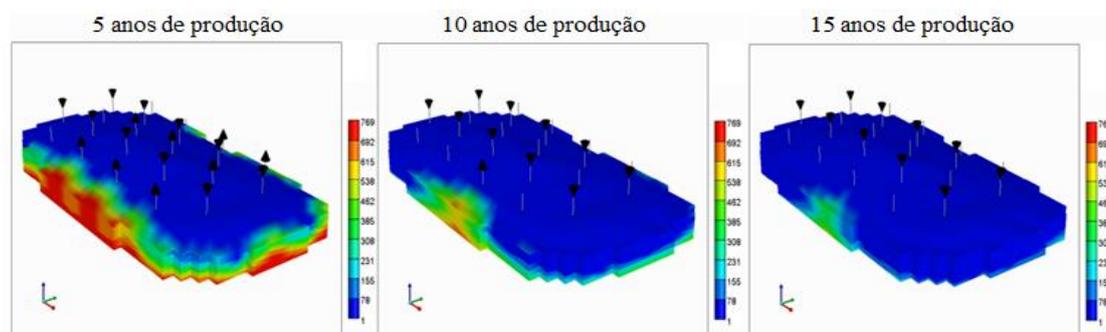


Figura 4.11 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup>/d .

No geral, as Figuras 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 mostraram que a distribuição da redução da viscosidade do óleo no reservatório depende da vazão de injeção. No esquema de produção estudado, à medida que se aumenta a vazão de injeção, o vapor se distribui mais rapidamente pelo reservatório, aumentando à temperatura e consequentemente, diminuindo a viscosidade. Outro fator que contribuiu para uma melhor distribuição da energia, no reservatório foi o fechamento de poços quando o corte de água chegou a 99,5%, pois esses poços estavam produzindo o condensado do vapor que ainda possuía elevada temperatura, quando eles foram fechados mais energia permaneceu no reservatório.

A Figura 4.12 retrata o fator de recuperação de óleo para a malha *five-spot* invertido com distância entre poços de 120 metros. Observando as curvas, nota-se que a vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia tem maior fator de recuperação. Isso mostra que para esse esquema não é necessário injetar vapor com vazões superiores, pois para vazões maiores que 600 m<sup>3</sup> por dia o valor do fator de recuperação tende a diminuir.

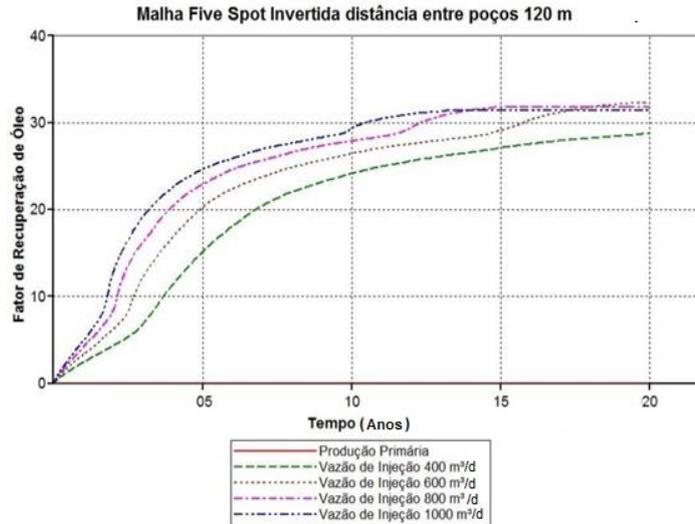


Figura 4.12 - Fator de recuperação de óleo.

A produção acumulada de óleo na condição padrão é mostrada na Figura 4.13. Nela é possível observar que a vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia tem maior produção acumulada e sua produção se estende durante os vinte anos. Para a vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup> por dia, a produção é antecipada e finalizada aproximadamente depois de quinze anos. Enquanto que ao se injetar 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia no reservatório, a produção foi encerrada aproximadamente após treze anos de produção.

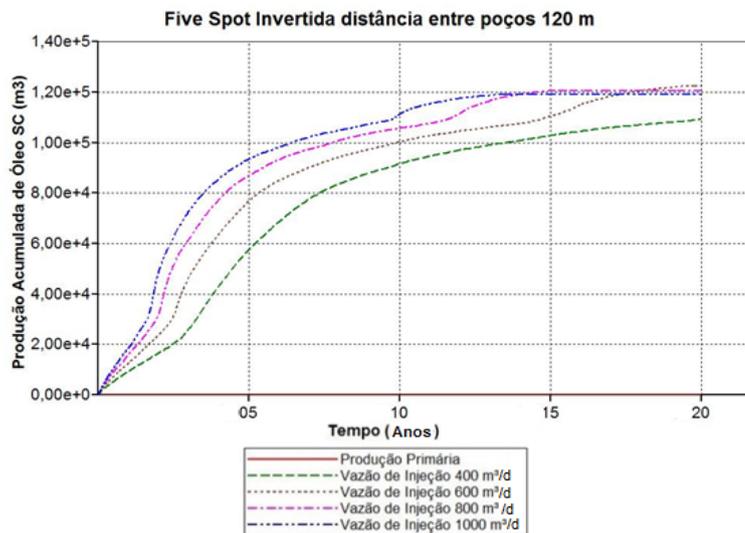
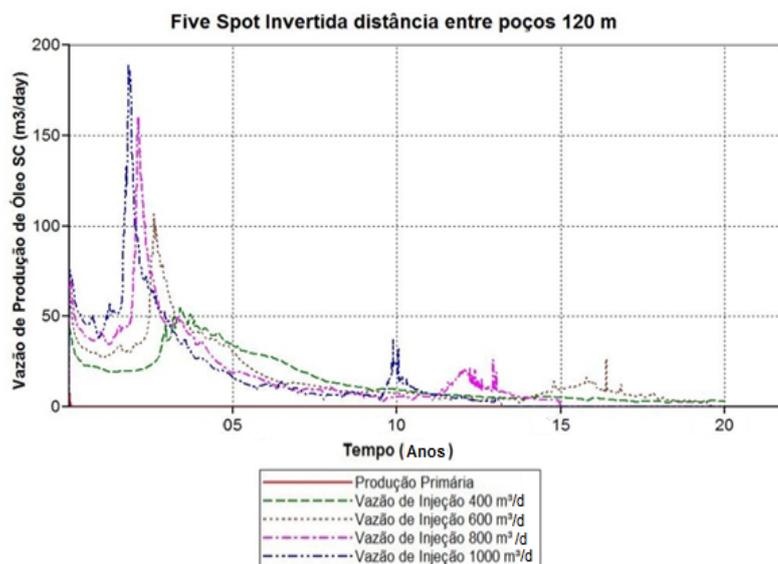


Figura 4.13 - Produção acumulada de óleo na condição padrão.

As curvas mostram que para as vazões de injeção de vapor 600m<sup>3</sup> std/d, 800m<sup>3</sup> std/d e 1000 m<sup>3</sup> std/d os valores de fator de recuperação e da produção acumulada são aproximados, portanto, o único benefício que se obteve ao aumentar a vazão foi a antecipação da produção.

A Figura 4.14 ilustra a vazão de produção de óleo para cada vazão de injeção. Para as vazões de injeção de vapor  $800\text{m}^3\text{ std/d}$  e  $1000\text{ m}^3\text{ std/d}$ , a chegada do banco de óleo quente ao poço produtor ocorre mais rapidamente, antecipando a produção. À medida que a vazão de injeção é aumentada mais cedo o banco de óleo quente chega ao poço produtor.



**Figura 4.14 - Vazão de produção de óleo na condição padrão.**

A produção acumulada de água durante os vinte anos de injeção é mostrada na Figura 4.15. As vazões de injeção de  $600\text{ m}^3\text{ std/d}$ ,  $800\text{ m}^3\text{ std/d}$  e  $1000\text{ m}^3\text{ std/d}$  produziram praticamente a mesma quantidade de água. É importante observar que, para essas vazões as curvas têm algumas mudanças de inclinações, isso ocorre por causa do fechamento dos poços após a chegada com corte de 99,5 %, diminuindo o ritmo de produção de água.

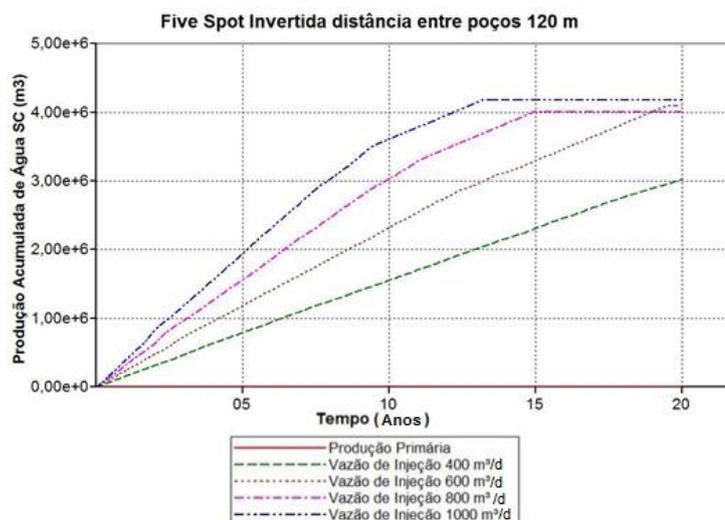


Figura 4.15 - Produção acumulada de água na condição padrão.

#### 4.2.2. *Nine-spot* normal com distância entre poços 120 metros

Esse esquema possui uma malha com nove poços, sendo um produtor no centro e oito injetores nas bordas. No reservatório estudado foram perfurados treze poços injetores dois poços produtores com distância entre cada poço de 120 metros, totalizando duas malhas distribuídas em todo o reservatório.

A Figura 4.16 demonstra a saturação de óleo em quatro tempos diferentes para a injeção de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Após dez anos de injeção de vapor, boa parte do óleo móvel foi produzido. Os poços produtores foram fechados entre quinze e vinte anos de produção.

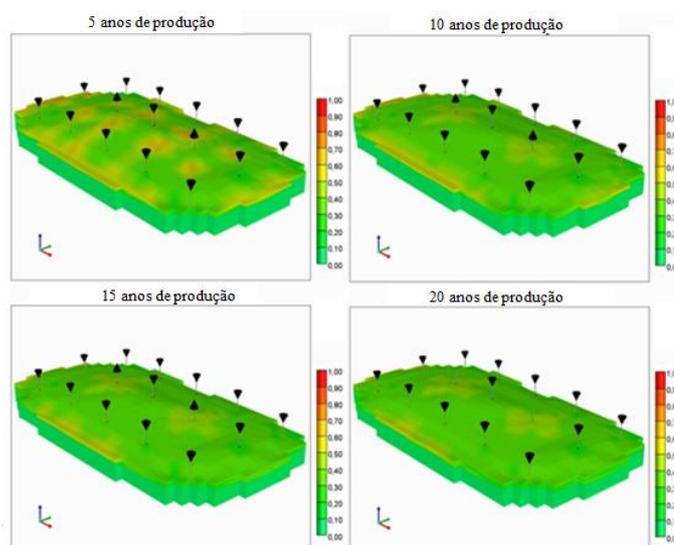


Figura 4.16 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup>/d.

A saturação de óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de vapor de  $600 \text{ m}^3/\text{d}$  é revelada na Figura 4.17. No décimo quinto ano apenas um poço produtor continua aberto. A produção é finalizada entre décimo quinto e vigésimo ano.

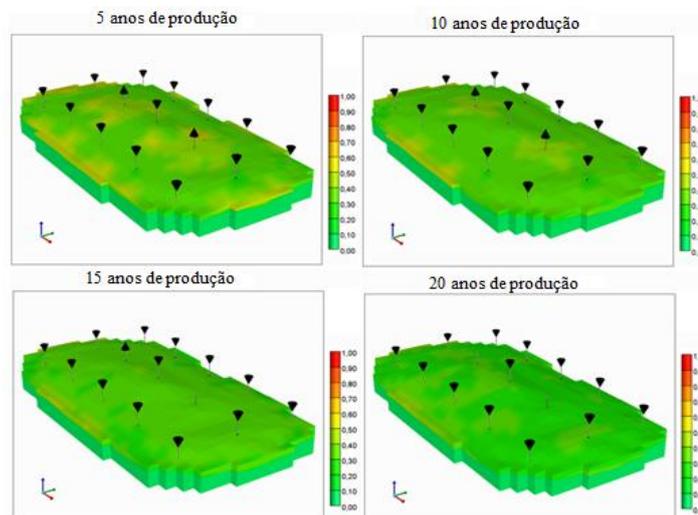


Figura 4.17 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de  $600 \text{ m}^3/\text{d}$ .

A Figura 4.18 ilustra a saturação de óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de  $800 \text{ m}^3/\text{d}$ . No Décimo ano apenas um poço produtor continua aberto, e todos os poços produtores são fechados entre 15 e 20 anos de produção.

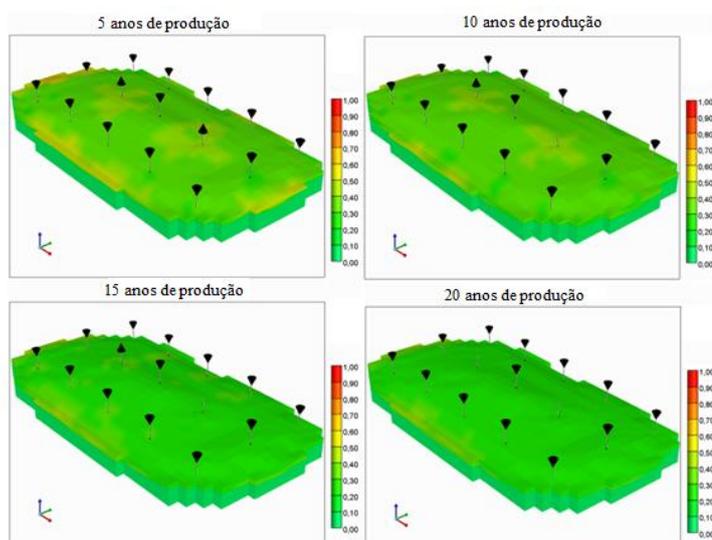


Figura 4.18 - Saturação do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de  $800 \text{ m}^3/\text{d}$ .

O comportamento da saturação de óleo no reservatório em três períodos diferentes para uma vazão de injeção de  $1000 \text{ m}^3/\text{d}$  é mostrado na Figura 4.19. Entre o décimo e o

décimo quinto ano, todos os poços produtores foram fechados. Para essa vazão de injeção a saturação final de óleo foi a menor.

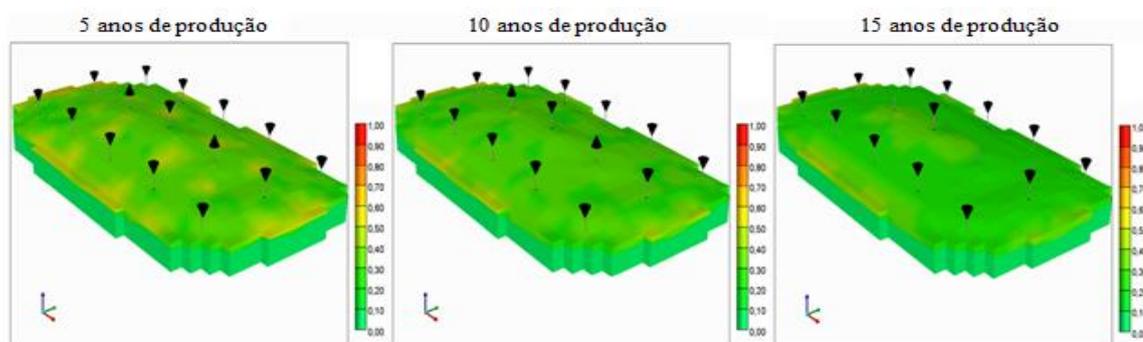


Figura 4.19 - Saturação do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup>/d.

Comparando as Figuras 4.16, 4.17, 4.18 e 4.19 é observado que quanto maior a vazão de injeção menor será a saturação de óleo após o fim da produção. Para o esquema *nine-spot* normal o vapor se espalha por uma área maior, provocando uma redução da saturação mais distribuída pelo reservatório.

O próximo parâmetro a ser analisado é a viscosidade do óleo. A Figura 4.20 mostra o comportamento da viscosidade do óleo em quatro períodos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Para esse esquema de injeção, o calor se distribui mais uniformemente por todo reservatório. Depois de dez anos injetando vapor, boa parte do reservatório teve uma diminuição da viscosidade.

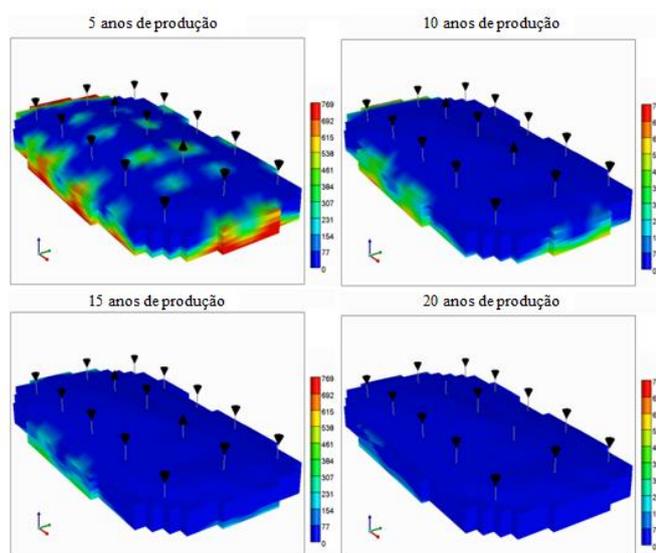
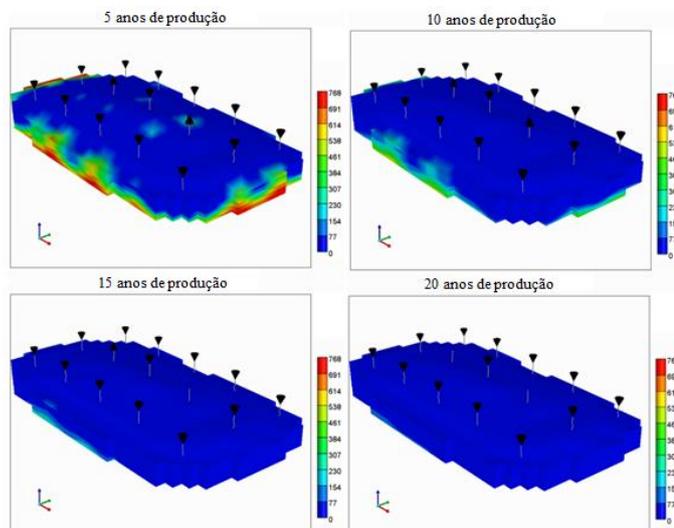


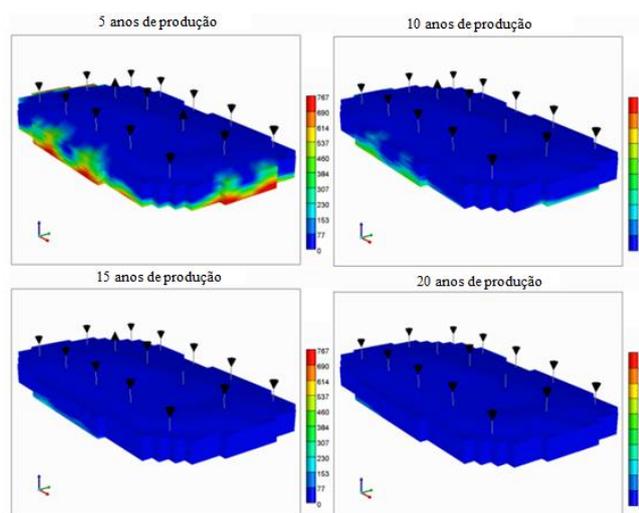
Figura 4.20 - Viscosidade do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup>/d.

A Figura 4.21 ilustra o comportamento da viscosidade do óleo em quatro períodos diferentes, para uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Após dez anos de injeção, grande parte do óleo do reservatório teve sua viscosidade reduzida.



**Figura 4.21 - Viscosidade do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup>/d.**

O comportamento da viscosidade do óleo em quatro períodos diferentes ao ser injetados 800 m<sup>3</sup> de vapor por dia é mostrado na Figura 4.22. Para essa vazão de injeção a produção acaba depois do décimo quinto ano. Após o fim da produção, praticamente todo óleo do reservatório teve a viscosidade reduzida.



**Figura 4.22 - Viscosidade do óleo para quatro tempos diferentes com uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup>/d.**

A Figura 4.23 ilustra o comportamento da viscosidade do óleo em três anos diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Entre o décimo e décimo quinto ano, a produção é finalizada e praticamente a viscosidade de boa parte do óleo é reduzida.

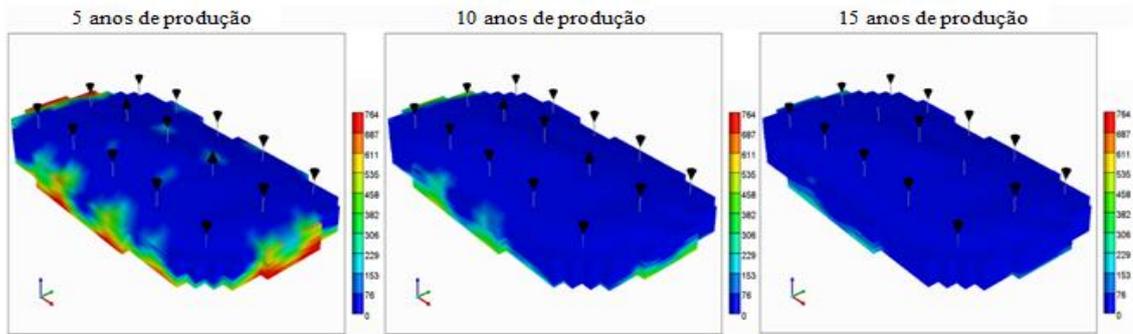


Figura 4.23 - Viscosidade do óleo para três tempos diferentes com uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup>/d.

Para esse esquema de injeção de vapor a energia é distribuída mais uniformemente por todo o reservatório. As Figuras 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23 mostram que a distribuição do calor no reservatório depende da vazão de injeção, pois quanto maior a vazão mais rapidamente o calor vai se expandir no reservatório, diminuindo a viscosidade do óleo. O fechamento dos poços após o corte de 99,5% não teve grande contribuição para distribuição da energia no reservatório, nesse caso, pois existem somente dois poços produtores.

A Figura 4.24 ilustra o fator de recuperação do óleo para a malha *nine-spot* normal com distância entre poços de 120 metros. Nessa situação, o fator de recuperação aumenta à medida que se aumenta a vazão de injeção, exceto no caso da injeção de vapor a 600 m<sup>3</sup>/d e 800 m<sup>3</sup>/d. Segundo a Tabela 4.5 o maior fator de recuperação do projeto é obtido quando foram injetados 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia, isso é confirmado pela curva azul do gráfico.

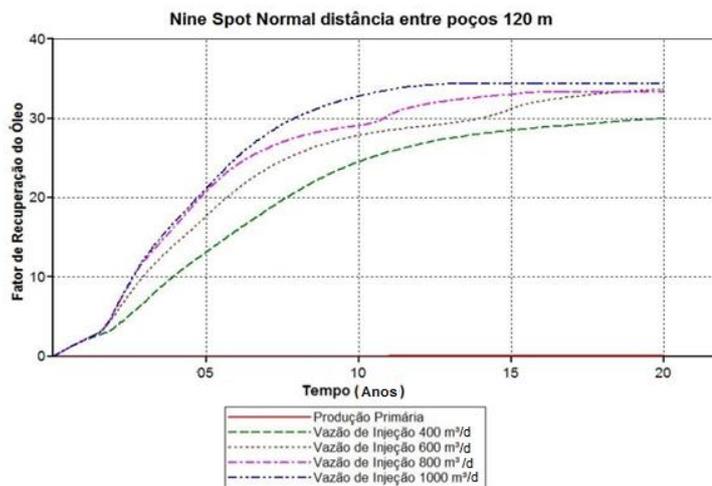


Figura 4.24 - Fator de recuperação do óleo.

A produção acumulada de óleo na condição padrão durante os vinte anos de produção é mostrada na Figura 4.25. Nos dez primeiros anos, praticamente todo óleo móvel do

reservatório é produzido para todas as vazões de injeção estudadas. À medida que se aumenta a vazão de injeção de vapor é antecipada a produção de óleo e mais cedo essa produção é finalizada. A maior produção entre todos os esquemas e vazões estudadas foi obtida quando se injetou 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia.

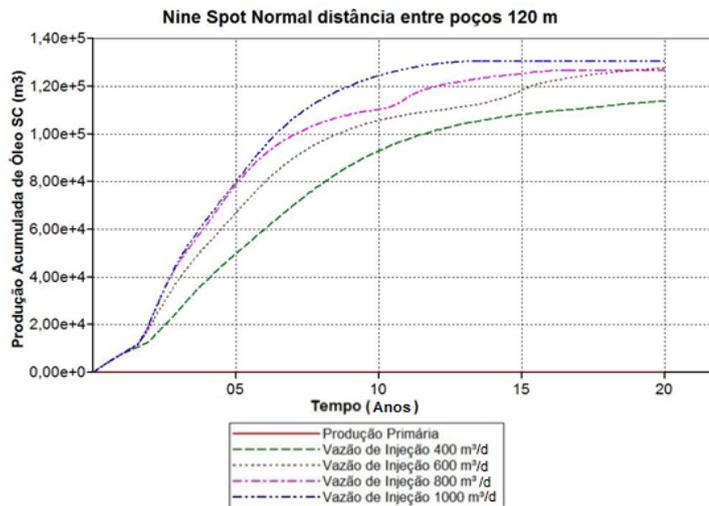


Figura 4.25 - Produção acumulada de óleo na condição padrão.

A Figura 4.26 mostra a vazão de produção de óleo na condição padrão durante os vinte anos de produção. Nela é possível observar que o banco de óleo quente chega ao poço produtor aproximadamente no segundo ano de produção para as vazões de injeção de 600 m<sup>3</sup> std/d, 800 m<sup>3</sup> std/d e 1000 m<sup>3</sup> std/d. Enquanto que na vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia demora um pouco mais para que isso ocorra.

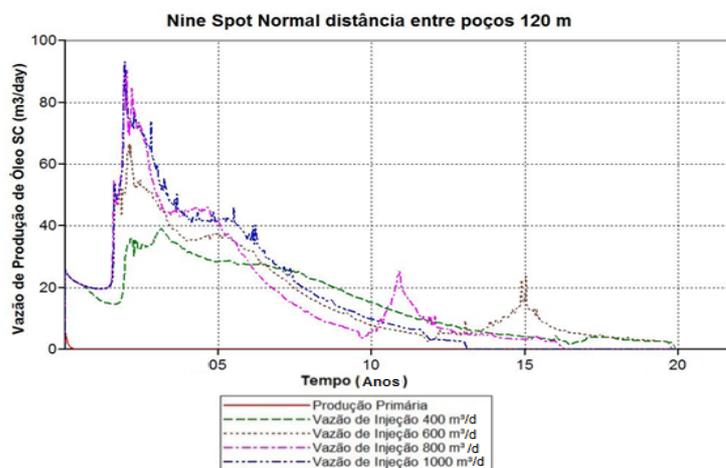


Figura 4.26 - Vazão de produção de óleo na condição padrão.

A Figura 4.27 ilustra o acumulado de água produzido durante os vinte anos de injeção. As vazões de injeção de 600 m<sup>3</sup> std/d, 800 m<sup>3</sup> std/d e 1000 m<sup>3</sup> std/d produziram praticamente

a mesma quantidade de água. Para as vazões de injeção de 400 m<sup>3</sup> std/d e 600 m<sup>3</sup> std/d, a produção de água aconteceu durante todos os vinte anos. Enquanto que, para a vazão de 800 m<sup>3</sup> std/d foi produzida água até próximo dos dezesseis anos. E quando foram injetados 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia, a produção de água acabou depois do décimo terceiro ano.

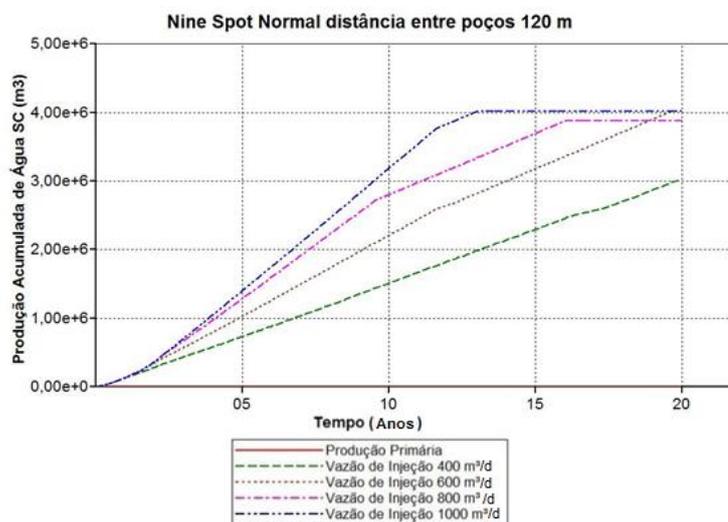


Figura 4.27 - Produção acumulada de água na condição padrão.

#### 4.2.3. SAGD com 6 poços

O processo SAGD possui dois poços direcionais paralelos entre si, sendo um produtor e um injetor. No reservatório estudado foram perfurados três poços injetores e três poços produtores com distância de 100 metros entre cada par de poços, totalizando três pares de poços distribuídos em todo o reservatório.

A Figura 4.28 mostra a saturação de óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Nesse caso, a produção acaba entre dez e quinze anos de injeção, e no décimo ano apenas um poço produtor continua aberto. Após o fim da produção, o reservatório ainda possui uma grande saturação de óleo.

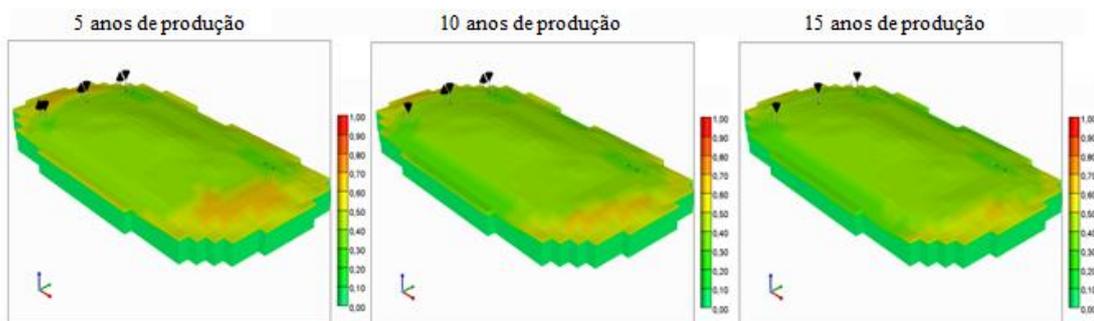
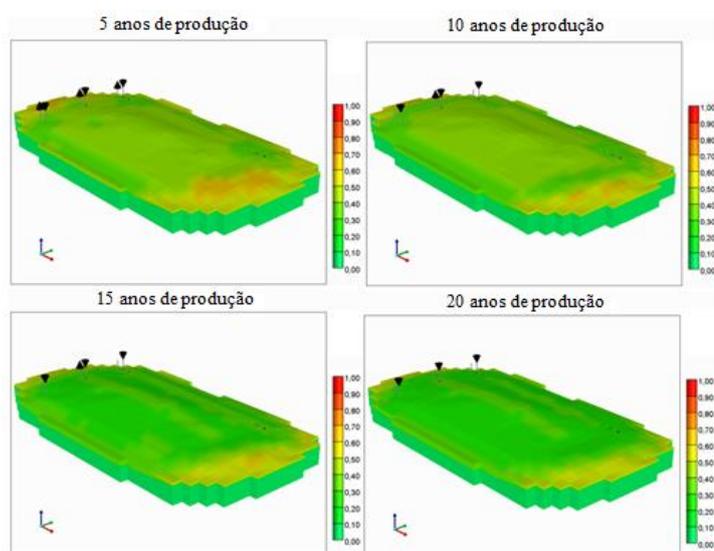


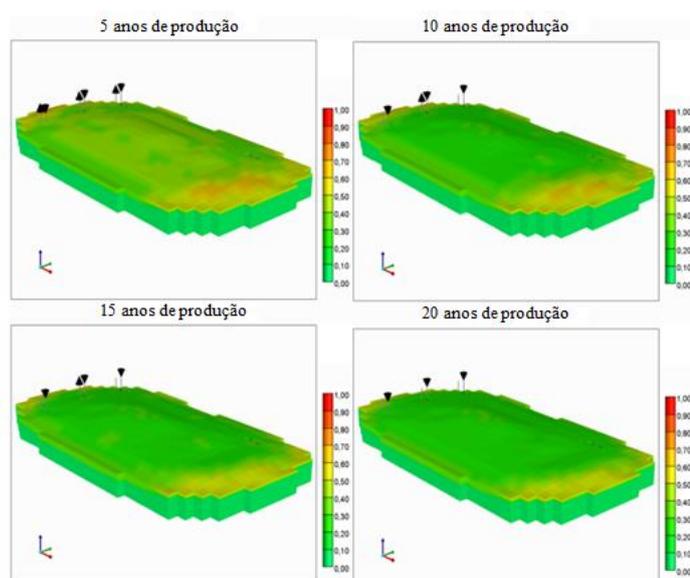
Figura 4.28 - Saturação de óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup>/d.

A saturação de óleo para quatro tempos diferentes com vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia pode ser visualizada na Figura 4.29. Após dez anos de injeção apenas um poço produtor continua aberto. A produção é encerrada após 15 anos de injeção. A saturação do óleo após o encerramento da produção é baixa, exceto nas bordas do reservatório.



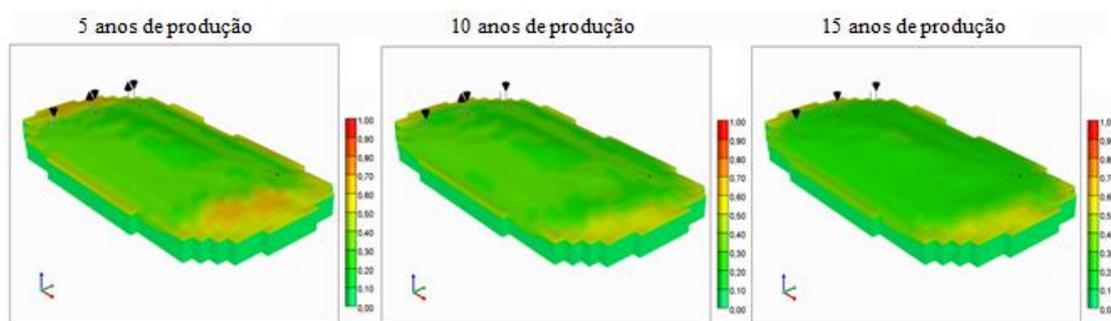
**Figura 4.29 - Saturação de óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup>/d.**

A Figura 4.30 ilustra a saturação de óleo do reservatório em quatro períodos diferentes para uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Depois de dez anos de produção somente um poço produtor continua aberto. A produção é encerrada entre quinze e vinte anos de injeção.



**Figura 4.30 - Saturação de óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup>/d.**

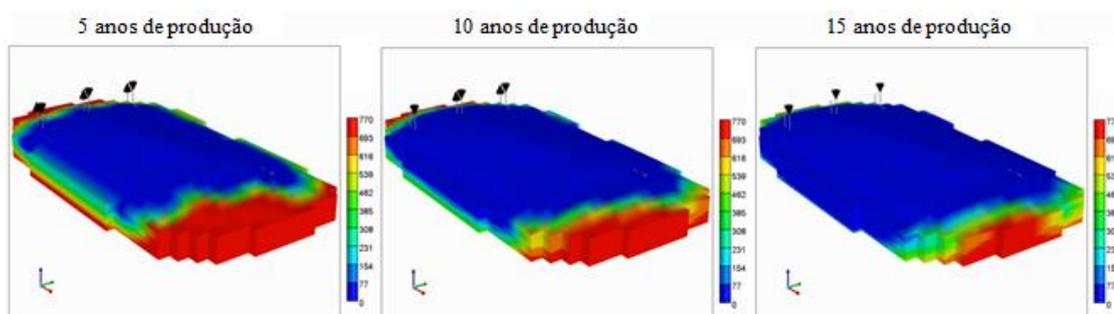
A Figura 4.31 mostra a saturação de óleo em três anos para uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia. O fechamento do primeiro poço produtor aconteceu no quinto ano. Após dez anos apenas um poço produtor estava aberto e a produção foi encerrada entre o décimo e décimo quinto ano.



**Figura 4.31 - Saturação de óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup>/d.**

No geral, as Figuras mostram que no processo SAGD quando são injetadas pequenas vazões de vapor, rapidamente a produção é encerrada, deixando uma grande saturação de óleo no reservatório, isso ocorre para a vazão de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Para as vazões de 600 m<sup>3</sup> std/d, 800 m<sup>3</sup> std/d e 1000 m<sup>3</sup> std/d a saturação de óleo deixada no reservatório após o encerramento da produção é praticamente igual.

A viscosidade do óleo é o próximo parâmetro a ser analisado. A Figura 4.32 mostra o comportamento da viscosidade em três datas diferentes para uma vazão de injeção de vapor de 400 m<sup>3</sup> por dia. Após o décimo ano de produção ainda existe uma grande parte do reservatório que possui óleo frio com alta viscosidade. Nessa vazão de injeção, o vapor se condensa rapidamente e chega ao poço produtor com antecedência, causando o fechamento desses poços, antecipadamente.



**Figura 4.32 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup>/d.**

A Figura 4.33 mostra a viscosidade do óleo em quatro datas diferentes para uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Para esse caso, o calor se distribui mais rapidamente por todo reservatório, diminuindo a viscosidade do óleo e retardando o fechamento dos poços produtores. Após o fim da produção, a maior parte do reservatório teve sua viscosidade reduzida.

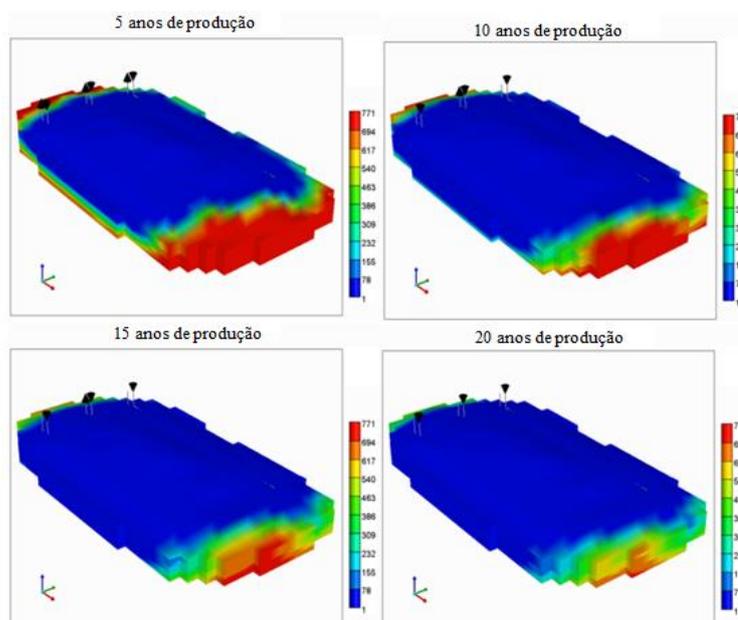


Figura 4.33 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup>/d.

A viscosidade do óleo em quatro datas diferentes para uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup> de vapor por dia é mostrada na Figura 4.34. Após o décimo quinto ano de produção, praticamente todo óleo do reservatório teve sua viscosidade reduzida.

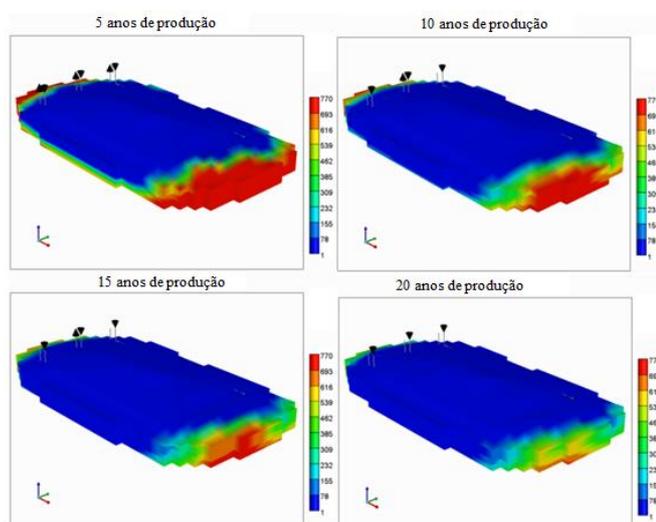


Figura 4.34 - Viscosidade do óleo em quatro tempos diferentes para uma vazão de injeção de 800 m<sup>3</sup>/d.

A Figura 4.35 mostra a viscosidade do óleo em três datas diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Para essa situação, a energia térmica se espalha no reservatório mais rapidamente, pois no décimo ano, praticamente, todo o óleo do reservatório teve sua viscosidade reduzida.

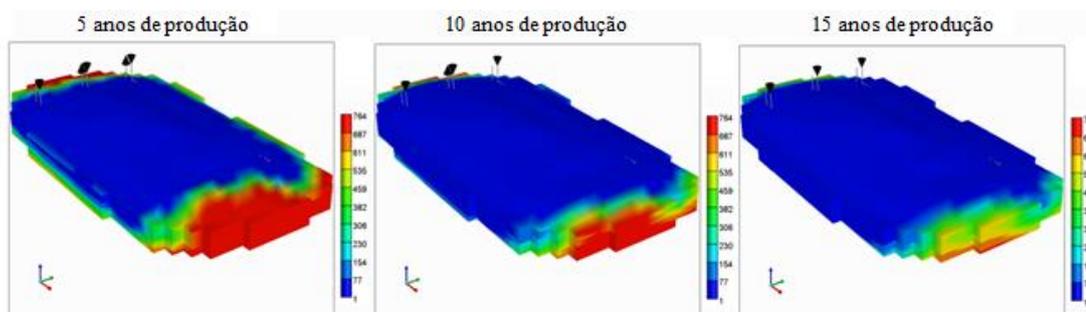
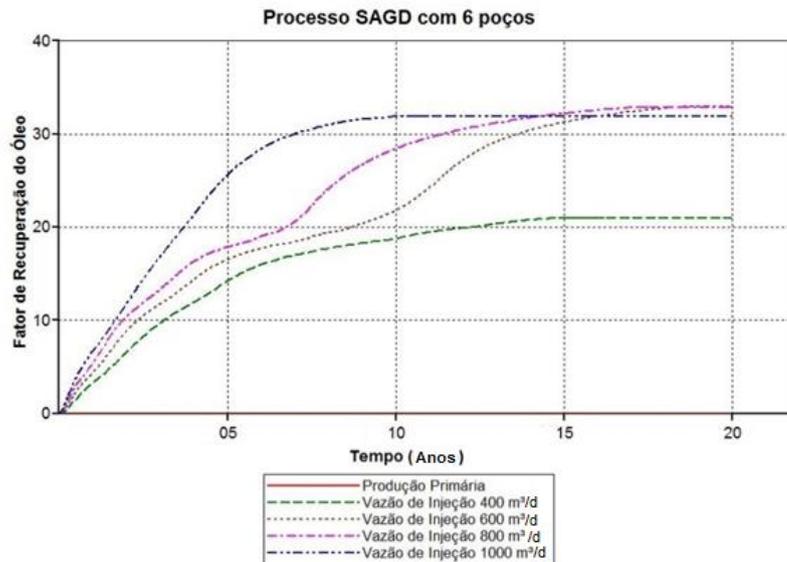


Figura 4.35 - Viscosidade do óleo em três tempos diferentes para uma vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup>/d.

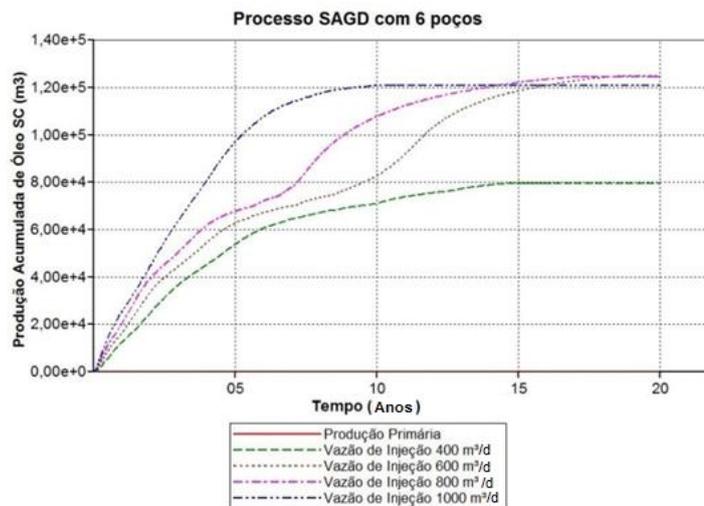
No processo SAGD a energia se espalha rapidamente por todo reservatório, porém para vazões de injeção de vapor baixas esse método não é eficiente, como é o caso da vazão de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia, pois o vapor se condensa rapidamente e escoar em direção ao poço produtor. Para as demais vazões de injeção, a distribuição da energia no reservatório é praticamente igual, porque à medida que se aumenta a vazão de injeção, a expansão do calor no reservatório se torna mais rápida, antecipando a produção.

A Figura 4.36 mostra o fator de recuperação do óleo para diferentes vazões de injeção de vapor. No processo SAGD o maior fator de recuperação obtido, após vinte anos de produção foi para a vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia, pois à proporção que se aumenta a vazão de injeção, o fator de recuperação tende a diminuir. Para a vazão de injeção de 400 m<sup>3</sup> de vapor por dia, o fator de recuperação ficou muito baixo.



**Figura 4.36 - Fator de recuperação do óleo.**

A produção acumulada de óleo para diferentes vazões de injeção de vapor é mostrada na Figura 4.37. As vazões de injeção de 600 m<sup>3</sup> std/d e 800 m<sup>3</sup> std/d alcançaram as maiores produções de óleo, porém na vazão 800 m<sup>3</sup> std/d, a produção foi antecipada, sendo finalizada pouco depois do décimo quinto ano. Para vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia, a produção se estendeu aproximadamente por dezoito anos. Ainda que a vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup> de vapor não tenha alcançado o maior fator de recuperação, com essa vazão, a produção foi bastante antecipada, encerrando logo após dez anos de injeção.



**Figura 4.37 - Produção Acumulada de óleo na condição padrão.**

A Figura 4.38 mostra o comportamento da vazão de produção de óleo para diferentes vazões de injeção de vapor. No processo SAGD o pico de produção de óleo ocorre antes do

primeiro ano para qualquer vazão de injeção. Diferentes dos outros esquemas de injeção, nesse método o retorno é imediato.

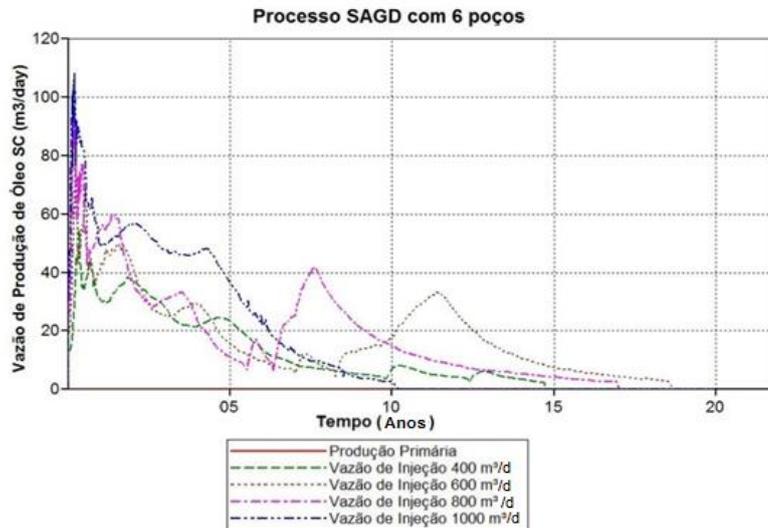


Figura 4.38 - Vazão de produção de óleo na condição padrão.

A Figura 4.39 ilustra a produção acumulada de água para diferentes vazões de injeção de vapor. As vazões de 600 m<sup>3</sup> std/d e 800 m<sup>3</sup> std/d obtiveram maiores produções acumuladas de água. Enquanto que para a vazão de injeção de 1000 m<sup>3</sup> std/d houve uma baixa produção de água, isso ocorreu porque a produção foi finalizada próximo dos dez anos.

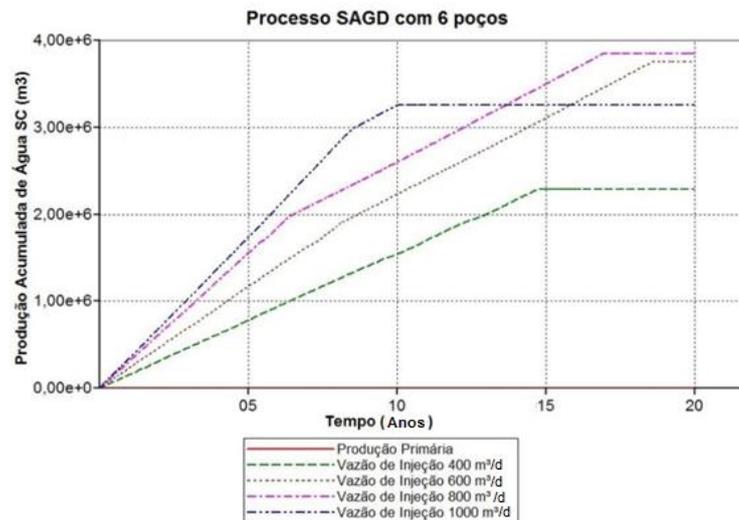


Figura 4.39 - Produção acumulada de água na condição padrão.

### 4.3. Vazão de injeção de Vapor

A vazão de injeção de vapor é um importante parâmetro, pois ela determina a eficiência do projeto e a viabilidade econômica. Por isso, é importante encontrar uma vazão ideal. Dependendo da configuração de poços nem sempre a maior vazão de injeção implica maior produção de óleo. A Figura 4.40 mostra o fator de recuperação em vinte anos de produção, comparando cada vazão de injeção para os três melhores esquemas de injeção.

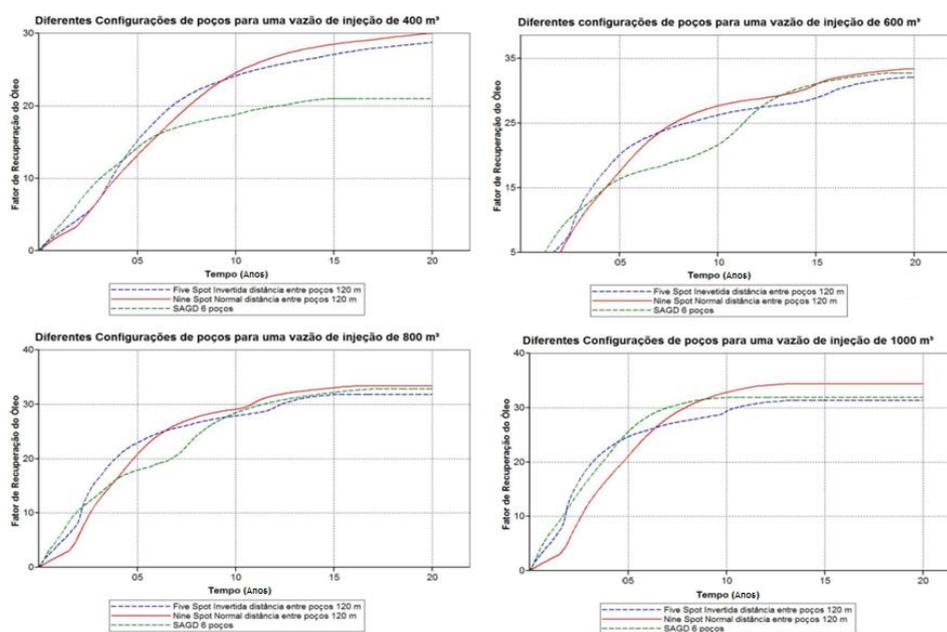


Figura 4.40 - Fator de recuperação de óleo para os três melhores esquemas de injeção.

A Figura 4.40 mostra que para qualquer vazão de injeção, o esquema de injeção *nine-spot* normal com distância entre poços de 120 metros tem maior fator de recuperação. A Tabela 4.5 demonstra que esse esquema de injeção possui o maior fator de recuperação entre todos os modelos simulados, isso ocorreu quando foi injetados 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia.

As curvas de fator de recuperação mostram que à proporção que aumenta muito a vazão de injeção, a tendência é a diminuição no fator de recuperação. É notória que, para a vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor 120 por dia, o fator de recuperação é alto para qualquer configuração de poços.

A Figura 4.41 mostra o comportamento da vazão de produção para cada vazão de injeção estudada. Nas malhas *five-spot* normal e *nine spot-spot* invertido à medida que a vazão de injeção aumenta, diminui o tempo que o banco de óleo quente leva para chegar ao poço produtor, já no processo SAGD a produção de fluido quente começa no início da injeção

de vapor. Para todos os esquemas de produção, quanto mais se aumenta a vazão de injeção de vapor, mais a produção será antecipada e mais cedo os poços produtores serão fechados.

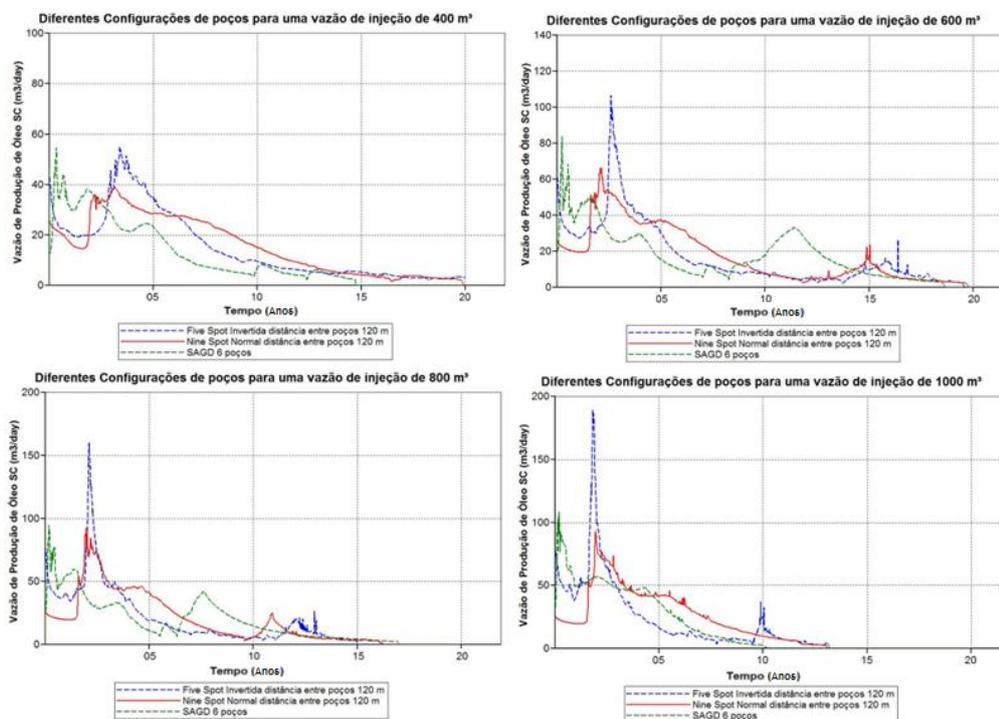
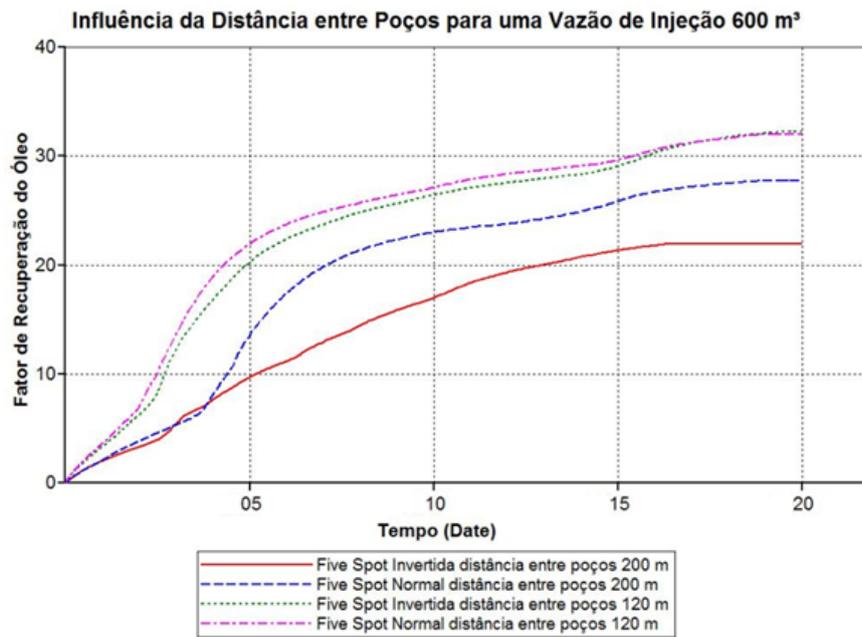


Figura 4.41 - Vazão de produção de óleo para os três melhores esquemas de injeção.

#### 4.4. Distância entre poços

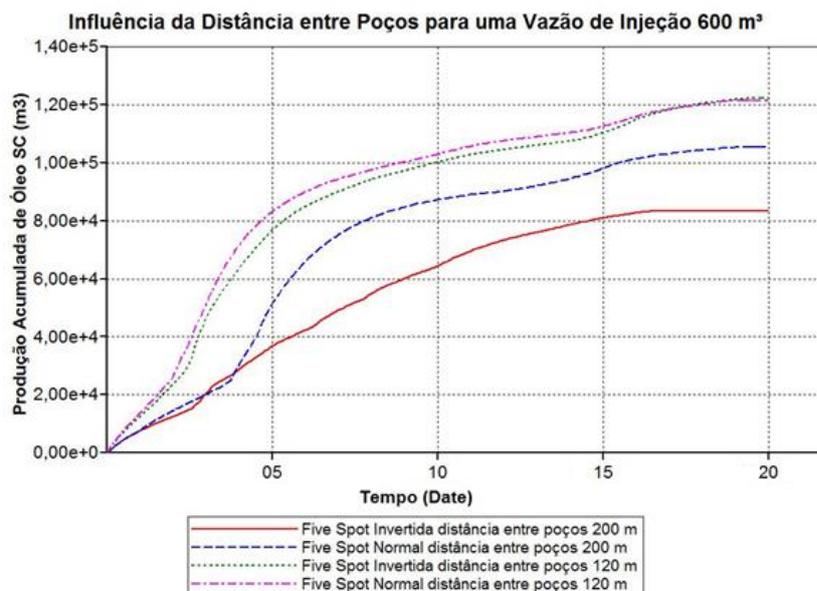
Para a análise da distância entre poços vai ser utilizada a vazão de 600 m³ de vapor por dia, porque com ela foi obtidos bons resultados em todos os esquemas de injeção estudados.

A Figura 4.42 mostra o fator de recuperação do óleo para os quatros esquemas *five-spot* estudados. Na distância entre poços de 200 metros o esquema *five-spot* normal obteve maior fator de recuperação. Quando foi diminuída essa distância entre poços para 120 metros, os esquemas *five-spot* normal e invertido alcançaram valores de fatores de recuperação semelhantes. Para ambos os esquemas de injeção estudados à medida que se diminui a distância entre poços, o fator de recuperação é maior.



**Figura 4.42 - Fator de recuperação para os esquemas *five-spot*.**

A Figura 4.43 ilustra a produção acumulada de óleo nas condições padrão para os quatro esquemas *five-spot* estudados. À medida que diminui a distância entre poços maior é a produção acumulada de óleo. Isso ocorre porque ao reduzir a distância é aumentada a quantidade de poços, mantendo a vazão de injeção de vapor constante, fazendo com que o vapor se espalhe por uma área maior do reservatório.



**Figura 4.43 - Produção acumulada de óleo na condição padrão para os esquemas *five-spot*.**

A vazão de produção de óleo na condição padrão para os quatros esquemas *five-spot* estudados é mostrada na Figura 4.44. Para a distância entre poços de 200 metros, o banco de óleo quente chega mais rapidamente ao poço produtor na malha *five-spot* invertida. Enquanto que, na distância entre poços de 120 metros o adiantamento da chegada do banco de óleo quente ocorreu na malha *five-spot* normal. Quanto menor a distância entre poços, mais cedo o banco de óleo quente chega ao poço produtor, e a produção com altas vazões se estende por mais tempo.

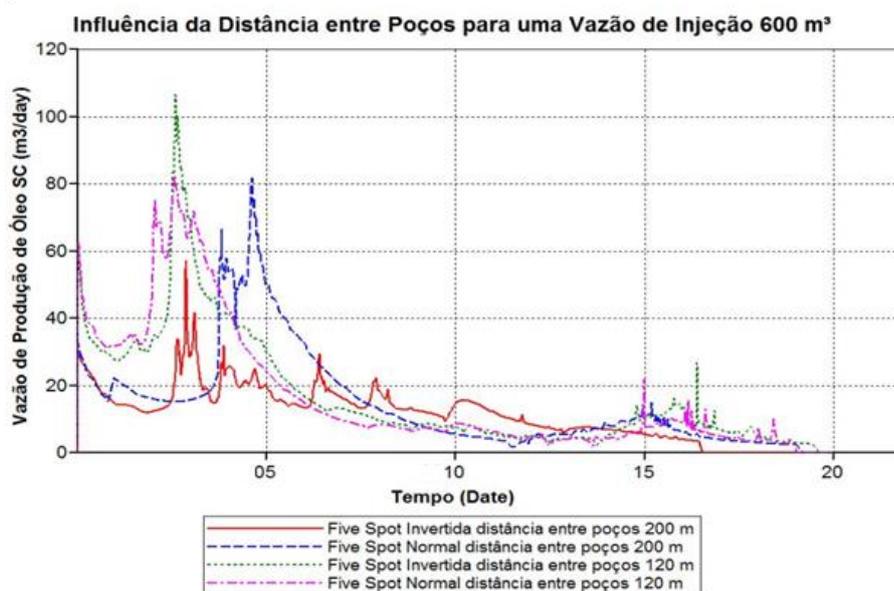


Figura 4.44 - Vazão de produção de óleo na condição padrão para os esquemas *five-spot*.

## 5. Conclusões e recomendações

### 5.1. Conclusões

A técnica de injeção contínua de vapor apresentou resultados de fator de recuperação muito acima dos obtidos pela produção primária, atestando a eficiência desse método.

Um fator que contribuiu para aumentar a distribuição da energia no reservatório é o fechamento de poços quando o corte de água chega a 99,5%, pois esses poços produziam condensado vapor que ainda possuía elevada temperatura. Quando eles foram fechados, mais energia permaneceu no reservatório.

Entre os três melhores esquemas de injeção, o que obteve maior recuperação de óleo foi o *nine-spot* normal, o qual alcançou um fator de recuperação de 34,37 quando foi injetado 1000 m<sup>3</sup> de vapor por dia. Isso ocorre porque essa malha tem uma melhor distribuição de poços que ajuda na antecipação da chegada do banco de óleo quente ao poço produtor.

O processo SAGD tem um comportamento diferente da produção em malhas, pois enquanto que, na produção em malhas, o fator de recuperação aumenta com aumento da vazão de injeção, no processo SAGD, ao injetar vapor em vazões abaixo ou acima de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia foram encontrados baixos fatores de recuperação. A vazão de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia obteve o fator de recuperação de 32,89, que foi o maior encontrado para o processo SAGD. Isso mostra a eficiência desse método de produção, que utiliza apenas seis poços e alcançou uma produção alta, com uma vazão de injeção baixa.

Nas malhas *five-spot* normal e *nine-spot* invertido à medida que a vazão de injeção aumenta, diminui o tempo que o banco de óleo quente leva para chegar ao poço produtor enquanto que, no processo SAGD, a produção de óleo quente começa no início da injeção de vapor.

É notório que, para a vazão de injeção de 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia, o fator de recuperação seja alto para qualquer configuração de poços. Para vazões maiores que 600 m<sup>3</sup> de vapor por dia, o aumento do fator de recuperação é baixo e para alguns casos, esse valor diminui com o aumento da vazão de injeção. Porém, quando a vazão de injeção é aumentada, a produção é antecipada e mais cedo os poços produtores serão fechados, isso ocorre em todos os esquemas estudados.

Para as malhas *five-spot* normal e invertida é evidente a dependência da produção com a distância entre poços, pois, à medida que diminui a distância entre poços, maior o fator de recuperação e a produção acumulada de óleo. Outro fato relevante é que quanto menor a distância entre poços mais cedo o banco de óleo quente chega ao poço produtor, e a produção com altas vazões se estende por mais tempo. Isso ocorre porque ao diminuir essa distância é aumentada a quantidade de poços, fazendo com que o vapor se espalhe mais no reservatório.

Apenas com os resultados desse trabalho não é possível definir qual esquema de poços e vazão de injeção é ideal para o projeto, para isso, é necessário um estudo econômico detalhado. Só assim, é possível encontrar o projeto que tenha maior retorno econômico.

## **5.2. Recomendações**

Diante dos resultados encontrados nesse trabalho, são propostas as seguintes ações para trabalhos futuros:

- Avaliar os esquemas estudados variando as profundidades dos poços.
- Para o processo SAGD avaliar a influência na produção, variando a distância entre poços produtor/injetor.
- Analisar outras malhas de injeção utilizando as vazões estudadas e aplicando novas vazões.

## 6. Referências

ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCONBUSTÍVEIS. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP. Rio de Janeiro, RJ, 2013.

BARILLAS, J. L. M. Estudo do Processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

BUTLER R. M. *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*. Department of chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey. 1991.

CMG, Computer Modelling Group Ltda. Guia para el usuario. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2013.1, Calgary-Alberta-Canadá.

GREEN D. W.; WILLHETE G. P. *Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers: Richardson. Texas. EUA. 1998.

HEMMATI-SARAPARDEH, A et al. *Toward reservoir oil viscosity correlation*. *Chemical Engineering Science*, v.90, 2013.

PESSOA, E. K. R. *Água produzida utilizada na reinjeção de poços na recuperação secundária de petróleo – uma discussão sobre os parâmetros de qualidade após o tratamento*. 2009. Monografia (Bacharel em Engenharia Civil) - Departamento de Tecnologia, Universidade Estadual de Feira de Santana, Feira de Santana.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira de. *Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

RODRIGUES, M.A.F. *Estudo Paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor*. 2008. Dissertação de Mestrado UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN.

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

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.