

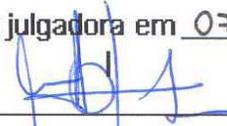
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
COMISSÃO DE PROGRAMA EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO

**Modelagem e Previsão de Comportamento de Processos de  
Injeção de Vapor em Escalas de Laboratório**

Autor: **Diego Martins Torres**

Orientador: **Osvair Vidal Trevisan**

11/08

Este exemplar corresponde à redação final  
da tese defendida por Diego Martins  
Torres aprovada  
pela comissão julgadora em 07/11/08  
  
Orientador

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
COMISSÃO DE PROGRAMA EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO**

**Modelagem e Previsão de Comportamento de Processos de  
Injeção de Vapor em Escalas de Laboratório**

**Autor: Diego Martins Torres**

**Orientador: Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan**

**Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo**

**Área de Concentração: Reservatórios e Gestão**

**Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar da  
Faculdade de Engenharia Mecânica e do Instituto de Geociências, como requisito para  
obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo**

**Campinas, 2008**

**SP - Brasil**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

T636m Torres, Diego Martins  
Modelagem e previsão de comportamento de  
processos de injeção de vapor em escalas de laboratório /  
Diego Martins Torres. --Campinas, SP: [s.n.], 2008.

Orientador: Osvaldo Vidal Trevisan.  
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de  
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto  
de Geociências.

1. Recuperação térmica do petróleo. 2. Vapor. 3.  
Laboratório. 4. Simulação. I. Trevisan, Osvaldo Vidal.  
II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de  
Engenharia Mecânica. II. Instituto de Geociências. IV.  
Título.

Título em Inglês: Modeling and prediction behavior of steam injection process on  
laboratory scales

Palavras-chave em Inglês: Thermal Recovery, Experimental Apparatus, Numerical  
Simulation, Steam Flooding, SAGD

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Alberto Sampaio de Almeida, Denis José Schiozer

Data da defesa: 07/11/2008

Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

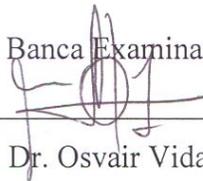
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**  
**COMISSÃO DE PROGRAMA EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE**  
**PETRÓLEO**

**Modelagem e Previsão de Comportamento de Processos de**  
**Injeção de Vapor em Escalas de Laboratório**

**Autor: Diego Martins Torres**

**Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan**

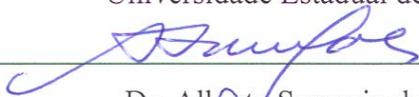
Banca Examinadora:



---

Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan

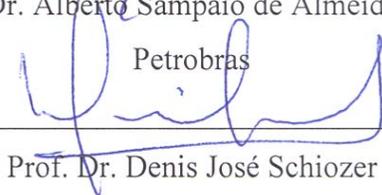
Universidade Estadual de Campinas



---

Dr. Alberto Sampaio de Almeida

Petrobras



---

Prof. Dr. Denis José Schiozer

Universidade Estadual de Campinas

**Campinas, 07 de Novembro de 2008.**

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho aos meus pais pelo apoio e dedicação que sempre dispensaram comigo e meus irmãos, sem eles tudo seria mais difícil, sendo assim, serei eternamente grato.

## **Agradecimentos**

Primeiramente agradeço ao Orientador Professor Doutor Osvaldo Vidal Trevisan que me ajudou superar todos os obstáculos deste trabalho com serenidade e sabedoria que um Orientador deve ter.

À UNICAMP, por toda estrutura e por todas as oportunidades devido ao seu nome. À CAPES, pela bolsa, que supriu financeiramente os gastos necessários nesses dois anos. Ao Capítulo Estudantil da SPE, no qual tive a oportunidade de ser vice-presidente, abrindo portas para o futuro profissional.

A todos os profissionais do departamento, que de alguma forma, seja em uma conversa ou em qualquer assistência, contribuíram comigo.

Também agradeço aos amigos do departamento, Consta, Carlos, Galeno, X, Zanão, Avansi, Vivi, Paulo, Philipe, César, Beto, Desi, Fabiola, Zé Nayro, Gustavo, Bosco, Parker, Rui, Richard, Perin, Gaúcho e Juan Mateo pelas cervejas, conversas e ensinamentos.

Ao pessoal do futebol e da escalada, pelos momentos de descontração e atividade física.

Aos amigos da UNICAMP, Rita, Rafa, Paulão, Garça, Mari, Mari Loira, Regis, Pri, Raquel.

Aos amigos de república, Jarbas, Fabinho, Gustavo, Tche, William, Everton, Pelotas, Vicente e João Paulo com quem convivi a maior parte desses anos.

Às amigas Tati e Ketty, que sempre deram atenção nos momentos que precisei.

À Naissa, pelo amor nesses últimos anos e nos anos futuros, pelo companheirismo, dedicação, carinho, atenção e apoio em todos os momentos.

Aos avôs, avós, tios e primos que sempre estiveram presentes na minha vida e educação.

Ao Rodrigo, meu irmão, e à Bárbara, minha irmã, que apesar das brigas sempre nos admiramos.

Aos meus pais, por todas as oportunidades concedidas. Reconheço aqui todo esforço e abdicção de vários sonhos em favor dos filhos, que os meus sejam criados assim como fomos, pois assim, com certeza, serão felizes e grandes.

"Eu poderia viver recluso numa casca de noz e me considerar rei do espaço infinito."

(Shakespeare, "Hamlet", ato 2, cena 2)

## Resumo

TORRES, Diego Martins. “Modelagem e Previsão de Comportamento de Processos de Injeção de Vapor em Escalas de Laboratório” Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2008. Dissertação (Mestrado).

A injeção de vapor é uma das técnicas mais utilizadas em todo o mundo para a recuperação de óleos pesados. O escopo do presente trabalho é o da proposição de uma bancada para estudos experimentais dessa técnica. A bancada é detalhada, dando-se ênfase aos seus principais componentes, tais como: gerador de vapor, controle do título do vapor e os protótipos de injeção, um tubo para estudo do processo de injeção contínua de vapor, e uma célula para estudo do processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD – *Steam Assisted Gravity Drainage*). Baseados nos modelos experimentais, modelos numéricos são criados e realiza-se uma série de simulações para prever o comportamento dos modelos para diferentes valores de propriedades de rocha e de fluidos. Com as simulações buscou-se conhecer as faixas de parâmetros para o funcionamento da bancada, o comportamento das curvas de recuperação de óleo, os perfis de pressão e temperatura ao longo do tempo, estimar a saturação residual do óleo e prever a dinâmica da expansão da câmara de vapor dentro dos modelos de injeção.

### Palavras Chave

- Recuperação térmica; bancada experimental; simulação numérica; injeção contínua de vapor; SAGD.

## **Abstract**

TORRES, Diego Martins. “Modeling and Prediction Behavior of Steam Injection Process on Laboratory Scales” Campinas: Faculty of Mechanical Engineering Unicamp, 2008. Dissertation (Master).

Steam injection is one of the most widely used techniques in the world for heavy oil recovery. The scope of this work refers to the proposition of an experimental apparatus for studying this technique. The apparatus is detailed, with emphasis on its major components, such as: steam generator, steam quality control and the injection prototypes: a tube to study the steam flooding process, and a cell to study the steam assisted gravity drainage (SAGD) method. Based on the experimental models, numerical models are created and a series of simulation runs is carried out to predict the models behavior for different values of rock and fluid properties. The simulation tests are useful to identify the parameters range for the proper functioning of apparatus, the oil production curves behavior, the pressure and temperature profiles over time, to estimate the residual oil saturation and to predict the steam chamber expansion dynamics inside the injection models.

### **Key Word**

- Thermal recovery; experimental apparatus; numerical simulation; steam flooding; SAGD.

# Índice

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1	MOTIVAÇÃO.....	1
1.2	OBJETIVO .....	2
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	3
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>4</b>
2.1	INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR .....	4
2.2	DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR (SAGD).....	7
<b>3</b>	<b>TEORIA E CONCEITO DO EQUIPAMENTO</b> .....	<b>14</b>
3.1	RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA, SECUNDÁRIA E TERCIÁRIA.....	14
3.2	MÉTODOS TÉRMICOS.....	15
3.2.1	Injeção Cíclica de Vapor .....	16
3.2.2	Injeção Contínua de Vapor.....	16
3.2.3	SAGD – “Steam Assisted Gravity Drainage” .....	18
3.3	CONCEITO DA BANCADA EXPERIMENTAL .....	20
3.3.1	Sistema de Injeção.....	22
3.3.1.1	Gerador de Vapor .....	23
3.3.1.2	Controle do Título .....	26
3.3.2	Modelo de Injeção.....	27
3.3.2.1	Tubo de Injeção Contínua de Vapor .....	27
3.3.2.2	Célula SAGD.....	28
3.3.3	Sistema de Produção .....	29
3.3.4	Sistema de Medição e Aquisição de Dados .....	29
<b>4</b>	<b>SIMULAÇÃO NUMÉRICA</b> .....	<b>31</b>
4.1	MODELO DE SIMULAÇÃO.....	31
4.1.1	Tubo de Injeção de Vapor Contínua .....	32
4.1.1.1	Dimensões do Modelo e Malha de Simulação Cartesiana .....	32
4.1.1.2	Localização dos Poços .....	32

4.1.1.3	Propriedades da Rocha .....	33
4.1.1.4	Propriedades do Fluido.....	37
4.1.1.5	Condições Iniciais e Condições de Operação .....	38
4.1.2	Célula SAGD.....	39
4.1.2.1	Dimensão do Modelo e Malha de Simulação.....	39
4.1.2.2	Localização dos Poços .....	39
4.1.2.3	Propriedades de Rocha .....	40
4.1.2.4	Propriedades do Fluido.....	41
4.1.2.5	Condições Iniciais e Condições de Operação .....	41
4.2	PROCEDIMENTO NUMÉRICO .....	42
4.2.1	Tubo de Injeção.....	42
4.2.2	Célula SAGD.....	42
4.3	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	43
4.3.1	Tubo de Injeção Contínua de Vapor .....	43
4.3.1.1	Variação da Pressão de Injeção.....	50
4.3.1.2	Variação da Permeabilidade do Meio .....	52
4.3.1.3	Variação do Título do Vapor.....	55
4.3.1.4	Variação das Curvas de Permeabilidades Relativas.....	57
4.3.1.5	Comparação das Simulações do Processo de Injeção Contínua com a Literatura .....	60
4.3.2	Célula SAGD.....	62
4.3.2.1	Variação da Pressão de Injeção.....	67
4.3.2.2	Variação da Permeabilidade do Meio .....	69
4.3.2.3	Variação do Título do Vapor.....	71
4.3.2.4	Variação das Curvas de Permeabilidades Relativas.....	72
4.3.2.5	Comparação das Simulações do Processo SAGD com a Literatura .....	75
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....</b>	<b>77</b>
5.1	CONCLUSÕES.....	77
5.2	SUGESTÕES .....	79
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>80</b>
	<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>84</b>

## Lista de Figuras

FIGURA 1. ESQUEMA DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR. ....	17
FIGURA 2. ESQUEMA DO PROCESSO SAGD. ....	19
FIGURA 3. CONCEITO DO APARATO EXPERIMENTAL PARA PROCESSOS DE INJEÇÃO DE VAPOR. ....	22
FIGURA 4. ESQUEMA DO GERADOR DE VAPOR. ....	24
FIGURA 5. CURVA TÍPICA DE EBULIÇÃO PARA A ÁGUA A 1 ATM: FLUXO DE CALOR NA SUPERFÍCIE $Q''_s$ EM FUNÇÃO DO EXCESSO DE TEMPERATURA, $\Delta T_E = T_s - T_{SAT}$ . (INCROPERA F. P. <i>ET AL.</i> , 2002)....	25
FIGURA 6. CONCEITO DO TUBO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR E DA SONDA TÉRMICA. ....	28
FIGURA 7. CONCEITO DA CÉLULA DE INJEÇÃO SAGD E DAS SONDAS TÉRMICAS. ....	29
FIGURA 8. REPRESENTAÇÃO DO POÇO NO BLOCO. ....	32
FIGURA 9. CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVAS DA ÁGUA E DO ÓLEO PELA SATURAÇÃO DE ÁGUA. ....	34
FIGURA 10. CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVAS DO ÓLEO E DO GÁS PELA SATURAÇÃO DE LÍQUIDOS. ....	34
FIGURA 11. CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVAS DA ÁGUA E DO ÓLEO PELA SATURAÇÃO DE ÁGUA. ....	35
FIGURA 12. CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVAS DO ÓLEO E DO GÁS PELA SATURAÇÃO DE LÍQUIDOS. ....	36
FIGURA 13. MODELO CARTESIANO DO TUBO DE INJEÇÃO. ....	37
FIGURA 14. VISCOSIDADE DO ÓLEO EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA. ....	38
FIGURA 15. REPRESENTAÇÃO DO POÇO INJETOR NOS BLOCOS. ....	39
FIGURA 16. REPRESENTAÇÃO DO POÇO PRODUTOR NOS BLOCOS. ....	40
FIGURA 17. MODELO DE SIMULAÇÃO DO SAGD. ....	41
FIGURA 18. EVOLUÇÃO DA TEMPERATURA E DA VISCOSIDADE NO TUBO. ....	45
FIGURA 19. VAZÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA. ....	46
FIGURA 20. PRESSÃO MÉDIA NO TUBO. ....	47
FIGURA 21. VAZÃO DE LÍQUIDOS NO TEMPO. ....	48
FIGURA 22. FATOR DE RECUPERAÇÃO DO ÓLEO E RAZÃO ÓLEO-VAPOR NO TEMPO. ....	49
FIGURA 23. VISCOSIDADE DO ÓLEO NO BLOCO DO PRODUTOR. ....	50

FIGURA 24. FATOR DE RECUPERAÇÃO E RAZÃO ÓLEO-VAPOR PELO TEMPO PARA DIFERENTES PRESSÕES DE INJEÇÃO.....	51
FIGURA 25. VAZÃO DE ÓLEO NO TEMPO PARA DIFERENTES PRESSÕES DE INJEÇÃO. ....	52
FIGURA 26. VAZÃO DE ÓLEO NO TEMPO PARA DIFERENTES PERMEABILIDADES.....	53
FIGURA 27. FATOR DE RECUPERAÇÃO NO TEMPO PARA DIFERENTES PERMEABILIDADES. ....	54
FIGURA 28. VAZÃO DE INJEÇÃO NO TEMPO PARA DIFERENTES PERMEABILIDADES. ....	54
FIGURA 29. FATOR DE RECUPERAÇÃO DO ÓLEO PARA DIFERENTES TÍTULOS DO VAPOR.....	55
FIGURA 30. PRESSÃO DE INJEÇÃO NO TEMPO PARA DIFERENTES TÍTULOS DE VAPOR. ....	56
FIGURA 31. VAZÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES TÍTULOS DE VAPOR.....	57
FIGURA 32. PERFIL DA TEMPERATURA PARA CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS NÃO LINEARES E LINEARES PARA TEMPOS DISTINTOS. ....	58
FIGURA 33. VAZÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	59
FIGURA 34. FATOR DE RECUPERAÇÃO DO ÓLEO PARA DIFERENTES CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS. ....	59
FIGURA 35. VAZÃO DE ÁGUA PRODUZIDA PARA DIFERENTES CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS. ....	60
FIGURA 36. COMPARAÇÃO DAS VAZÕES DE ÓLEO PRODUZIDO NO TEMPO (GOITE <i>ET AL.</i> , 2001). ....	61
FIGURA 37. VAZÕES DE ÓLEO E ÁGUA PELO TEMPO, RODADA 4, VAPOR PURO (SIMANGUNSONG, 2005).....	61
FIGURA 38. PERFIL DA TEMPERATURA E DA SATURAÇÃO DE VAPOR PARA TEMPOS DISTINTOS. ....	64
FIGURA 39. VAZÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA E PRESSÃO NO POÇO INJETOR NO TEMPO PARA O PROCESSO SAGD.....	65
FIGURA 40. VAZÃO DE PRODUÇÃO DE LÍQUIDOS NO TEMPO PARA O PROCESSO SAGD.....	66
FIGURA 41. FATOR DE RECUPERAÇÃO NO TEMPO PARA O PROCESSO SAGD. ....	67
FIGURA 42. VAZÃO DE ÓLEO PARA DIFERENTES PRESSÕES NO PROCESSO SAGD. ....	68
FIGURA 43. PERFIS DE SATURAÇÃO DE VAPOR NO FINAL DA SIMULAÇÃO PARA PRESSÕES DE 200, 400 E 800 KPA RESPECTIVAMENTE. ....	68
FIGURA 44. VAZÃO DE ÓLEO PARA PERMEABILIDADES DIFERENTES DO PROCESSO SAGD. ....	69
FIGURA 45. FATOR DE RECUPERAÇÃO E RAZÃO ÓLEO-VAPOR PARA DIFERENTES PERMEABILIDADES NO PROCESSO SAGD.....	70

FIGURA 46. PERFIL DA SATURAÇÃO DE VAPOR NO MOMENTO DE CHEGADA DA CÂMARA DE VAPOR NO TOPO DO MODELO PARA 20, 50 E 100 DARCYS. ....	71
FIGURA 47. VAZÃO DE ÓLEO E FATOR DE RECUPERAÇÃO NO TEMPO PARA DIFERENTES TÍTULOS DE VAPOR NO PROCESSO SAGD. ....	72
FIGURA 48. VAZÃO DE ÓLEO E FATOR DE RECUPERAÇÃO PARA DIFERENTES CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS NO PROCESSO SAGD. ....	73
FIGURA 49. PERFIL DA SATURAÇÃO DE VAPOR PARA CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS LINEARES E NÃO-LINEARES PARA TEMPOS DISTINTOS. ....	75
FIGURA 50. COMPARAÇÃO DA TAXA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO PELO TEMPO (CHOW <i>ET AL.</i> , 1996). ...	76
FIGURA 51. COMPARAÇÃO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO E DA VAZÃO DE ÓLEO COM O TEMPO (BAGCI <i>ET AL.</i> , 2006).....	76

## Lista de Tabelas

TABELA 1. PARÂMETROS DOS MODELOS DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR. ....	21
TABELA 2. PARÂMETROS DOS MODELOS DO PROCESSO SAGD. ....	21
TABELA 3. PROPRIEDADES DAS ROCHAS. ....	33
TABELA 4. PROPRIEDADES TÉRMICAS DAS ROCHAS.....	36
TABELA 5. CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DE PRESSÃO E TÍTULO. ....	38
TABELA 6. PROPRIEDADES DA ROCHA. ....	40
TABELA 7. CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DE PRESSÃO E TÍTULO. ....	42
TABELA 8. MODELOS A SEREM SIMULADOS PARA O TUBO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR. ....	42
TABELA 9. MODELOS A SEREM SIMULADOS PARA A CÉLULA SAGD. ....	43

## Nomenclatura

### Letras Latinas

		Unidades
$A$ :	Área	$m^2$
$f$ :	Título do Vapor	Adimensional
$H, h$ :	Entalpia	$\text{kJ/kg}$
$L$ :	Comprimento	$m$
$m'$ :	Vazão Mássica	$\text{kg/s}$
$P$ :	Pressão	$\text{kPa}$
$q''$ :	Fluxo de Calor	$\text{W/m}^2$
$T$ :	Temperatura	$^{\circ}\text{C}$
$w$ :	Vazão Volumétrica	$\text{m}^3/\text{s}$

### Letras Gregas

		Unidades
$\pi$ :	Pi	Adimensional
$\Phi$ :	Diâmetro	$m$
$\phi$ :	Porosidade	Adimensional
$\rho$ :	Densidade	$\text{kg/m}^3$
$\mu$ :	Viscosidade	$\text{cP}$
$\Delta T$ :	Diferença de Temperatura	$^{\circ}\text{C}$
$\Delta P$ :	Diferença de Pressão	$\text{kPa}$

### Subscritos

$a$ :	Água, na Temperatura Ambiente
$e$ :	Excesso de Temperatura
$G$ :	Vapor Seco
$S$ :	Vapor Saturado

<i>s:</i>	Superfície
<i>sat:</i>	Saturado
<i>T</i>	Total
<i>w:</i>	Água, em Temperatura Maior que a Ambiente

### **Siglas**

*SAGD:* Drenagem Gravitacional Assistido por Vapor

# CAPÍTULO 1

## 1 Introdução

Neste primeiro capítulo estão descritos os principais motivos que levaram ao desenvolvimento deste trabalho. Em seguida, os objetivos são apresentados. Por fim, a estrutura da dissertação é detalhada.

### 1.1 Motivação

Os recursos mundiais de petróleo estão avaliados entre nove e treze trilhões de barris, informa o site HeavyOilInfo, com dados da Agência Internacional de Energia (IEA) (2007). Dentre estes, apenas 30% são óleos convencionais, o resto está dividido em 15% de óleos pesados, 25% de óleos ultra-pesados e 30% de betumes e óleo com areia. Apesar das fontes com °API menor que 20 representarem cerca de 70% do total, quando são levados em conta os dados de produção, nota-se que apenas 12% do óleo produzido mundialmente são provenientes de tais fontes.

Segundo estudo apresentado no World Heavy Oil Conference (Trevisan *et al.*, 2006), o Brasil possui reservas de nove bilhões de barris de óleos leves (provadas), sete bilhões de barris de óleos pesados (provadas + prováveis) e dois bilhões de barris de óleos ultra-pesados (provadas), ou seja, praticamente 50% dos óleos brasileiros possuem °API menor que 20. Já produção brasileira gira em torno de dois milhões de barris por dia, sendo, segundo a IAE, duzentos e cinquenta mil de óleo pesado.

No mundo inteiro, a queda na produção de óleos leves só será compensada com a produção de óleos pesados, por isso, é muito importante desenvolver estudos para a produção de tal óleo. Algumas universidades, tais como a de Alberta no Canadá, Texas A&M nos Estados Unidos, Universidade de Akita, no Japão, desenvolvem linhas de pesquisa para a recuperação de óleos pesados através de métodos térmicos, como a injeção de vapor.

Aqui no Brasil, as pesquisas relacionadas ao desenvolvimento de óleo pesado são ainda incipientes. Isso pode ser observado quando são feitas buscas sobre o assunto. Poucos são os artigos brasileiros, e mais raros os publicados por Universidades brasileiras. Assim, a construção de uma bancada para testes de injeção de vapor pode impulsionar o desenvolvimento da técnica no Brasil.

O grande desafio das pesquisas na recuperação dos óleos pesados é fazer com que o processo seja economicamente viável, uma vez que, além do maior custo de produção, o preço de mercado desse tipo de óleo é menor, por resultar em menor quantidade de frações leves e quantidades elevadas de resíduos de menor valor. Um dos fatores que contribuem para a viabilidade dos processos de recuperação do óleo pesado é o elevado preço do barril, fazendo com que métodos inviáveis há algum tempo atrás se tornem viáveis hoje em dia.

## **1.2 Objetivo**

Este trabalho tem como objetivo principal modelar um aparato experimental, destinado ao estudo do processo de injeção contínua de vapor e do processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD – *Steam Assisted Gravity Drainage*). Depois, prever o comportamento dos modelos projetados e conferir as suas funcionalidades e condições de operação, através de estudos de simulação numérica. As principais metas são:

- Propor um esquema de bancada experimental para ensaios de injeção de vapor, apresentando o maior detalhamento possível de cada equipamento a ser utilizado.
- Elaborar modelos numéricos que representem os modelos experimentais propostos.

- Fazer a simulação dos modelos numéricos para diferentes propriedades de rocha e do fluido de injeção, analisando os efeitos de tais variações nos resultados.

### **1.3 Estrutura da Dissertação**

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos, na ordem: Introdução, Revisão Bibliográfica, Teoria e Conceito do Equipamento, Simulação Numérica e Conclusão e Sugestões.

No Capítulo 2 são revistos os principais trabalhos publicados, experimentais e numéricos, tanto de injeção contínua de vapor, quanto de drenagem gravitacional assistido por vapor. É feita uma revisão detalhada dos processos, com ênfase nas dimensões, componente e faixas de operação dos equipamentos relatados.

No Capítulo 3 é apresentada uma breve introdução a respeito dos processos térmicos, e maior atenção é dedicada para o processo de injeção contínua de vapor e para o processo de drenagem gravitacional assistida por vapor. Também neste capítulo, uma montagem experimental detalhada é proposta para processos de injeção de vapor.

O Capítulo 4 contém a descrição numérica dos modelos de injeção propostos no Capítulo 3. No mesmo capítulo, utilizando os modelos numéricos criados, relata-se a série de simulações realizadas para prever o comportamento do aparato em determinadas condições. Os resultados das simulações também estão apresentados neste capítulo.

Por fim, no Capítulo 5 encontram-se as conclusões do trabalho desenvolvido e as sugestões para futuros trabalhos.

Foi incluído um Apêndice, contendo os arquivos utilizados para a simulação dos modelos numéricos.

# **CAPÍTULO 2**

## **2 Revisão Bibliográfica**

Neste capítulo encontra-se a revisão bibliográfica de estudos experimentais, teóricos e numéricos de trabalhos de injeção contínua de vapor e de SAGD. O capítulo está dividido em dois tópicos, o primeiro referente ao processo de injeção contínua de vapor e o segundo ao processo SAGD.

### **2.1 Injeção Contínua de Vapor**

Segundo Prats (1982), o processo de injeção de vapor começou a ser realizado por volta dos anos de 1931-1932, quando vapor foi injetado por 235 dias em um reservatório com 5,5 metros de espessura e 116 metros de profundidade, localizado na propriedade de Wilson e Swain perto de Woodson, no Texas. Depois disso não aparecem registros do uso de vapor por 20 anos, quando, então, um projeto piloto foi operado em Yorba Linda.

Durante a segunda metade do século passado, o uso de vapor para a recuperação de óleos, principalmente pesados, evoluiu rapidamente. Várias pesquisas experimentais e numéricas foram realizadas em laboratórios mundo a fora para que esse método fosse bem compreendido. Atualmente, a maioria das pesquisas com injeção de vapor inclui também, adição de outras substâncias no fluido de injeção, visando alterar propriedades que não são afetadas pelo aumento da temperatura.

Mudafar *et al.* (1968) realizaram estudos experimentais e teóricos de deslocamento de água e óleo por injeção de vapor. Neste trabalho, as equações do modelo teórico levaram em conta algumas considerações como: perda de calor apenas na direção horizontal; deslocamento de duas fases adiante da frente de avanço do vapor, e de três fases atrás da mesma frente; vazão e pressão de injeção constantes; sem condução de calor na formação e permeabilidades relativas das três fases lineares. Na parte experimental, os autores usaram um prisma retangular, com medidas internas de aproximadamente 10,16 cm x 3,80 cm, e altura de 45,7 cm, com as paredes feitas de metal. Acima e abaixo do tubo foram colocados caixas, com areia, para simular as camadas adjacentes. O modelo foi preenchido com esferas de vidro, que resultou em uma porosidade de 39,8% e permeabilidade de 4,37 Darcys. Misturas, de diferentes quantidades de hidrocarbonetos, leves e pesados, foram usadas, dependendo do experimento. Os resultados experimentais mostraram que a maior parte do óleo recuperado se deveu a dois mecanismos: destilação das frações leves, para os casos onde havia uma elevada fração destas; e redução da viscosidade, para os casos onde o óleo não possuía fração leve. Os resultados do modelo matemático mostraram boa concordância com os experimentais, porém poderiam ser melhores, caso algumas dificuldades, tais como, perdas pelas laterais do modelo, taxas de injeção variáveis, e permeabilidade relativa simplificada, fossem melhor modeladas.

Wu *et al.* (1975) fizeram estudos, em laboratório, para avaliar a destilação, por injeção de vapor, em meio poroso. O modelo dos autores consistia em um cilindro, de aço inoxidável, com aproximadamente 7,6 cm de diâmetro interno, e 91,45 cm de comprimento, envolvido por uma jaqueta térmica, esta isolada, para uma melhor distribuição do calor. Diferentes tipos de areias foram usados para o preenchimento do cilindro, dependendo do experimento. Assim, valores distintos de porosidade e permeabilidade foram obtidos. Os óleos usados para saturar os modelos possuíam densidade entre 9 e 36 °API. Vapor, saturado e super-saturado, foi injetado entre 200 e 500 psig, e entre as temperaturas de 197 e 315 °C, dependendo do experimento. Os resultados mostraram que a destilação não depende da taxa de injeção do vapor, nem da temperatura e pressão do vapor saturado, somente da composição do óleo. Porém, a injeção de vapor super-saturado resultou em uma destilação maior que a injeção de vapor saturado, especialmente para óleos pesados.

Closmann *et al.* (1983) fizeram estudos laboratoriais de injeção de vapor para a recuperação de óleo pesado, em meios consolidados e não-consolidados, testando a influência do comprimento do modelo, da viscosidade do óleo, do tamanho do poro entre outros parâmetros. Os modelos não-consolidados consistiam de cilindros com comprimentos variando de 15,24 até 152,4 cm de comprimento e 3,81 cm de diâmetro. Já os consolidados, consistiam em amostras de 22,86 até 33,02 cm de comprimento e 5,72 cm de diâmetro. Todos foram colocados em tubos de metais, que foram isolados ou não, dependendo do experimento. Os modelos não consolidados foram preenchidos com areia de Ottawa. Os modelos foram saturados com óleos de viscosidade variando entre 46 e 169000 cp, conforme o experimento. Vapor foi injetado a uma pressão de 215 psi, temperatura de 198 °C e qualidade acima de 90%. O escoamento se dava no sentido horizontal, ou vertical, dependendo do experimento. Em todos os resultados, ficou claro o momento da irrupção do vapor, e a produção de óleo depois deste momento pareceu ser mais significativa para óleos mais viscosos, sugerindo um elevado gradiente de saturação em tais experimentos. O comprimento do modelo mostrou ter pouco efeito nos resultados. A saturação residual de óleo pareceu mostrar uma leve correlação com os tamanhos dos poros, uma vez que isso influenciou no valor da permeabilidade do meio, porém isso ocorreu para permeabilidades maiores que 36 Darcys.

Bousaid (1991) realizou estudos, em laboratório, da injeção de água quente e vapor, em uma célula linear. O aparato consistia em uma célula linear de 1,52 m, na forma tubular, com paredes finas. Areia de sílica foi usada para a confecção do meio poroso, resultando em porosidades entre 38 e 40%, dependendo do experimento. O modelo foi saturado com óleo de Kern River (6800 cp a 26,7 °C, 13 °API). Dois tipos de injeção de água quente foram feitas, com taxas variáveis de injeção (entre 2 e 8 cm<sup>3</sup>/min) e temperatura de 115,5 °C, ou a taxas constantes de 4 cm<sup>3</sup>/min e temperaturas variando entre 36 e 97 °C. Já a injeção de vapor se deu com taxas entre 1 e 8 cm<sup>3</sup>/min e temperatura de 115,5 °C. Os resultados mostraram que a recuperação com água quente atingiu maiores porcentagens quando a taxa de injeção era menor, e a temperatura maior. A saturação de óleo residual foi menor quando a produção foi mantida até não haver mais produção de óleo. Já a injeção de vapor apresentou uma maior recuperação para taxas mais elevadas de injeção, porém, depois da irrupção do vapor, o incremento na recuperação é maior

para as menores taxas de injeção. Outro resultado interessante foi o da variação das permeabilidades relativas do óleo ( $k_{ro}$ ) e da água ( $k_{rw}$ ) com a variação da temperatura.

Hong (1994) fez estudos numéricos para investigar o efeito da qualidade do vapor, e da taxa de injeção, no desempenho da injeção de vapor, para várias situações. Criando dois modelos, e testando diferentes qualidades de vapor e taxas de injeção, o autor mostrou que o desempenho da recuperação por injeção de vapor cresce monotonicamente com ambas as variáveis, se o reservatório não for inclinado. Já, para reservatórios pouco inclinados, os resultados dependem do local dos poços injetores. Quando estavam no lugar ótimo, os melhores resultados foram obtidos quando a qualidade, e a taxa de injeção foram as maiores testadas. Mas, quando os poços estavam no centro, o valor ótimo de qualidade e taxa de injeção foram valores intermediários. O autor ressaltou que outros trabalhos apresentaram resultados diferentes, e diz que os valores ótimos da qualidade de vapor e da taxa de injeção variam de reservatório para reservatório.

Sarma *et al.* (1996), Goite *et al.* (2001), Nesse (2004), Sinmangunsong (2005) apresentaram trabalhos de injeção de vapor com aditivos, tais como hexano, benzina de petróleo, condensados, e hidrocarbonetos. Os resultados mostraram que tais aditivos aceleram a produção do óleo, aumentam a recuperação final, e até mesmo diminuem a quantidade de vapor necessário para recuperar uma determinada quantidade de óleo.

## **2.2 Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor (SAGD)**

Esse processo foi inventado por Butler em 1978. Teve um grande desenvolvimento nos anos seguintes através de pesquisas em laboratório e em campo, e vem sendo usado crescentemente para a recuperação de óleo pesado e betume no Canadá e na Venezuela.

Butler *et al.* (1981) relatam a teoria desenvolvida pelos mesmos em 1979 para um reservatório de altura finita, mas extensão infinita, onde, vapor é injetado continuamente em uma câmara de vapor crescente, que é formada acima de um poço produtor horizontal. Nesse processo, a taxa de injeção de vapor é controlada, para que a pressão na câmara seja mantida constante. O vapor flui para as paredes da câmara, e condensa, aquecendo o óleo. Este, que está

ao redor da câmara, é drenado para o poço produtor. Para obter uma solução simples, algumas considerações foram feitas:

- A princípio, é levada, em conta apenas uma pequena parte de uma interface se movendo livremente.
- A troca de calor se dá unicamente por condução, considerando a difusão térmica do reservatório constante.
- A interface tem a mesma temperatura do vapor.
- A distribuição de temperatura no reservatório segue uma distribuição de regime permanente correspondendo à taxa instantânea de avanço da interface.
- A viscosidade é calculada primeiro em função da temperatura, e depois em função da distância.
- A vazão total é obtida usando a equação de Darcy e incluindo a força gravitacional.

Segundo a teoria, a vazão seria constante no tempo. Nesse mesmo estudo, o resultado teórico foi confrontado com um resultado experimental. O modelo consistia em uma caixa de vidro, com 29 cm de comprimento, 11 cm de altura e 2,5 cm de espessura, preenchida com esferas de vidro e saturada com óleo cru de Cold Lake. Uma rede de metal foi colocada, verticalmente, do lado esquerdo do modelo, para representar uma fratura. Vapor foi injetado, à pressão atmosférica, no topo da fratura. Óleo e condensado foram drenados para o fundo da mesma. Os resultados experimentais indicaram uma recuperação por volta de 60% do óleo originalmente “*in place*” (OOIP), depois de aproximadamente 45 minutos, enquanto que a teoria indicava uma recuperação de 85%.

No mesmo estudo os autores estenderam a teoria, desenvolvida dois anos antes, para um arranjo confinado mais prático, em que a drenagem se dá por uma série de poços paralelos. As modificações mais importantes foram a suposição de que as curvas calculadas da interface ficariam ligadas ao poço produtor, e a inclusão do efeito do confinamento de poços vizinhos. A suposição, de as curvas de interface ficar conectadas ao poço produtor, implicou em uma redução de 13% na vazão de drenagem acumulada. Isso, aliado aos efeitos do confinamento, que levam em conta a depleção do reservatório, resultou em uma taxa de vazão variável no tempo. Essa

nova taxa, utilizando as propriedades do experimento realizado em 1979, resultou em uma produção acumulada de aproximadamente 70% do OOIP, ao final do experimento. As equações desenvolvidas nesse trabalho, chamada de modelo TANDRIN, também apresentam bons resultados, quando confrontadas com um resultado de laboratório em escala. O modelo estudado, de 36 cm de largura, 26 cm de altura e 2,5 cm de espessura, é baseado em um campo, que a partir de análise dimensional é reduzido a escalas laboratoriais. Assim, a partir das equações, é feita uma previsão de produção acumulada para o campo.

Chung *et al.* (1988) realizaram dois trabalhos experimentais, em escala, para estudar o efeito da geometria da injeção de vapor na quantidade de emulsões formadas. O modelo possuía 35 cm de largura, 22 cm de altura e 3 cm de espessura, representando uma seção vertical do reservatório. As paredes foram feitas com resina de fenol, exceto uma, que era de vidro transparente, para melhor observação. Dentro, havia quarenta e dois termopares, para monitoramento da temperatura. As paredes feitas de resina foram isoladas com uma camada de 2,54 cm de Styrofoam, para evitar a perda de calor para o ambiente. O meio poroso foi construído com esferas de vidro, de 2 mm de diâmetro, ou areia de Ottawa, com 0,85 mm, e foi saturado com betume do Campo de Cold Lake. O poço produtor, horizontal, foi colocado bem próximo da base, e no meio do modelo. Já o injetor, dependia do experimento. Para um primeiro esquema, o poço injetor era horizontal, e estava localizado 1 cm acima do produtor. Para um segundo esquema, era vertical, 20 cm acima do produtor. Nesse último caso, foi incluída uma peça de metal para desenvolver uma comunicação inicial entre os poços. Tal peça pode ser vista como uma fratura vertical. Vapor, supersaturado, foi injetado à pressão de 153 kPa, e a uma temperatura de 116 °C. E, no poço produtor, foi mantida uma pressão de 103 kPa. No primeiro experimento, a câmara de vapor cresceu na forma de um triângulo, apontando para baixo, até o 20º minuto. Então, até o 90º minuto, a expansão ocorreu somente para cima, até atingir o topo do aparato. Depois, o vapor próximo ao topo se expandiu para os lados, preenchendo o modelo. Na parte inferior, perto dos poços, a forma das isotermas variou suavemente durante o experimento. A vazão de óleo aumentou até atingir um pico, de onde começou a cair. Um fato interessante notado foi o da produção tardia de parte do óleo aquecido no início da injeção. Isso ocorreu devido ao sentido oposto entre o fluxo do vapor e o do óleo aquecido. No segundo experimento, como o vapor foi injetado na parte superior do modelo, e foi feita uma comunicação prévia entre

os poços, o vapor se expandiu para os lados, obedecendo à tendência de ir por cima, varrendo o modelo em um tempo menor. As isotermas ficaram mais próximas, sugerindo uma menor quantidade de calor sendo conduzida na frente de avanço. A vazão começa alta e vai diminuindo com o tempo, seguindo o modelo teórico TANDRAIN. Além de maior recuperação, o segundo experimento também apresentou uma menor produção de emulsões. Também foi verificado que o tamanho das partículas do meio poroso não tem influência no conteúdo de água da emulsão.

Joshi (1991) revisa conceitos do uso de poços horizontais para injeção e produção, dos processos de recuperação térmica, e revisa também alguns processos e aplicações em campo dos poços horizontais. Uma das vantagens, descritas no artigo, no uso de um produtor horizontal, se encontraria no aumento da vazão de produção, pois aumenta a capacidade de produção por possuir maior área de contato com o reservatório. Porém, exigiria uma maior quantidade de vapor injetado para a manutenção da pressão no reservatório. Já, as desvantagens estariam na dificuldade de injeção uniforme ao longo de todo o poço, e a condensação do vapor no poço, devido ao seu comprimento. Este problema poderia ser resolvido com um pré-aquecimento antes do início da injeção de vapor. A maior vantagem no uso dos poços horizontais, nos processos de recuperação térmica, estaria no aumento da eficiência da varredura. Em reservatórios com multicamadas, a quantidade de poços verticais necessária para drenar várias camadas é muito grande, e o espaço para a perfuração dos poços está limitado à área disponível na superfície. Assim, a alta produtividade dos horizontais é altamente favorável para o desenvolvimento de uma zona com um número mínimo de poços. A aplicação em campo dos processos de recuperação térmica também foi revisada pelo autor. Quatro projetos-pilotos de recuperação por injeção cíclica de vapor, com poços horizontais, na Califórnia, tiveram sucesso. Já um caso, no meio-oeste Americano, em um campo com óleo de 16 °API, com um poço horizontal, não obteve boa recuperação após o primeiro ciclo. Então, o projeto foi interrompido, com a justificativa da não uniformidade de injeção de vapor ao longo do poço. Também são descritos, com sucesso, no Canadá, três projetos-pilotos com drenagem gravitacional auxiliada por vapor. Algumas ressalvas foram feitas com respeito à dificuldade de perfuração de dois poços horizontais muito próximos. Outro caso descrito foi interrompido por ser economicamente inviável.

Chow *et al.* (1996) realizaram estudos numéricos do processo SAGD, utilizando o software STARS da CMG. Os estudos foram confrontados com os resultados experimentais obtidos por Chung em 1988. O principal objetivo desse estudo foi analisar as respostas do simulador, para poder utilizá-lo na previsão de desenvolvimentos de campos. Os modelos numéricos consistiam em um grid 10x1x8, representando somente um dos lados do modelo experimental (o modelo era simétrico). A altura de cada bloco era de 2,75 cm, a espessura de 3 cm, e o comprimento era de 0,5 cm na primeira coluna (onde se localizava os poços), 1 cm na segunda e terceira coluna, 2 cm da quarta à nona coluna e 3 cm na última coluna. O poço produtor estava no bloco (1, 1, 1), e o injetor no (1, 1, 2) para um modelo A, e no (1, 1, 8) num experimento B. Vapor foi injetado a uma pressão de 153 kPa, a 105 °C, com uma qualidade de 99%. No experimento de Chung o vapor estava a 116 °C. Essa diferença não teve efeitos significativos no resultado, já que as entalpias de ambos os experimentos eram muito próximas, segundo os autores. O poço produtor foi mantido a uma pressão de 106 kPa, uma vez que a pressão de 103 kPa (pressão utilizada por Chung) permitia o escape de muito vapor no produtor. As propriedades, como os pontos finais de saturação, as condições iniciais, dentre outras, são as mesmas dos experimentos de Chung. Já, outras propriedades, que não foram descritas no experimento, foram estimadas. As curvas de permeabilidade relativa foram consideradas lineares. Em ambos os casos, o histórico de injeção foi usado como entrada no simulador. Na simulação do caso A, para levar em conta o efeito do sentido oposto entre o fluxo da câmara de vapor, e o fluxo do óleo aquecido, notado no experimento de Chung, a permeabilidade vertical foi reduzida a 50% do valor original, nos primeiros 60 minutos. Na simulação do caso B, para levar em consideração a “fratura” do experimento, os blocos entre o produtor e o injetor são pré-aquecidos por 15 minutos, antes do início da injeção de vapor. Depois de inserida as particularidades de cada modelo, a simulação foi feita. Os resultados obtidos pelo simulador foram bem próximos dos resultados experimentais, para o modelo B. Já para o modelo A, o resultado foi apenas razoável. A explicação foi de que o simulador não conseguia representar bem a emulsão água/óleo, e o sentido oposto entre o fluxo do vapor e o fluxo do óleo aquecido. Outra observação interessante foi a de que a utilização de uma curva de permeabilidade relativa quadrática não alterava os resultados simulados.

Sasaki *et al.* (1996) realizaram estudos experimentais do processo SAGD, em escala, para a recuperação de óleo pesado. Três modelos foram utilizados, um de 20 cm de comprimento, 20 cm

de altura e 0,3 cm de espessura, e os outros com 30 cm x 30 cm e espessuras de 0,45 cm e 0,9 cm. As paredes foram feitas em resina de acrílico transparente com 2 cm de espessura. Os modelos foram preenchidos com esferas de vidro com diâmetro médio de 0,021 cm, e óleo de densidade de 998 kg/m<sup>3</sup>. A configuração dos poços variou conforme o experimento. Em alguns testes, de SW-SAGD (o poço funciona como produtor e injetor), o poço ficou perto da base. Em outros, de SAGD convencional (dois poços, um produtor e outro injetor), o produtor ficou perto da base e o injetor ficou entre 1,5 a 10 cm acima do produtor. Vapor foi injetado a pressões entre 121 e 198 kPa, dependendo do experimento, e a temperatura foi mantida entre 1,5 e 2 °C acima da respectiva temperatura de saturação. O produtor foi sempre mantido à pressão de 101 kPa. Os resultados mostraram que quanto maior a pressão de injeção, maior a taxa de expansão da câmara de vapor, e menor o tempo de irrupção do vapor. Outro resultado mostrou que quanto maior a espessura do modelo, menor será a perda de calor. Os valores distintos de espaçamento entre os poços mostraram que quanto maior a distância entre o produtor e o injetor, maior será a vazão de produção, e maior também será o tempo de irrupção.

Sasaki *et al.* (1999) realizaram estudos numéricos para avaliar dois resultados experimentais previamente obtidos em 1996. Para tanto utilizaram o software STARS da CMG. Os modelos experimentais avaliados possuíam 38 cm de comprimento, 38 cm de altura e 4,45 cm ou 4,95 cm de espessura. O meio poroso era de 30 cm de comprimento, 30 cm de altura e 0,45 cm ou 0,95 cm de espessura, e foi preenchido com esferas de vidro com diâmetro médio de 0,022 cm, e óleo de densidade de 998 kg/m<sup>3</sup>. Um modelo numérico cartesiano (x, y, z), onde y representa a espessura, foi construído. A quantidade de blocos por direção era (15x3x15), com o meio poroso contido nos blocos (2 a 14, 2, 2 a 14). Os outros blocos representaram as paredes do aparato. O poço produtor, horizontal na direção z, ocupava os blocos (8, 1 a 2, 2). Já o injetor, também horizontal na direção z, ocupava os blocos (8, 1 a 2, 6). Isso significa estar localizado, devido aos tamanhos distintos entre os blocos, a 10 cm acima do produtor. Vapor foi injetado à pressão de 121,3 kPa, com qualidade de 100% e a uma temperatura de 105 °C. As vazões de injeção foram usadas como entrada no simulador, assim pode ser verificada se a produção casava com os resultados experimentais. Apesar de apresentar uma produção acumulada um pouco abaixo da experimental, todas as curvas foram bem similares, quando se compararam os

resultados experimentais e numéricos, e também quando foram usadas funções permeabilidade relativas lineares, com pontos finais diferentes de zero.

Butler (2001) descreveu quatro projetos em estágios avançados de desenvolvimento, dois em estágios intermediários e dezessete projetos entre operações comerciais pequenas e projetos pilotos. O autor relatou também que o aumento do preço do gás natural, usado para a geração de vapor, fez aumentar o custo de produção. Já, o preço óleo não havia aumentado na mesma proporção. Assim, ele recomendou o uso de combustíveis mais baratos para a geração de vapor. Ele explicou que o preço de um óleo leve é maior que o do óleo pesado, mas presumiu que se essa diferença ultrapassar certo valor, o óleo pesado ganharia uma maior atenção.

Zhao *et al.* (2004), Canbolat *et al.* (2004) relatam experimentos do processo SAGD com injeção de solventes e gases não condensáveis junto ao fluido de injeção, respectivamente. O primeiro mostrou que a introdução de solventes reduz em 47% a energia necessária para a produção de um grama de óleo, quando comparado ao processo SAGD convencional. Já o segundo mostrou que a injeção de gases não condensáveis reduz o consumo de vapor, mas só em alguns casos houve aumento da produção acumulada.

Bagci *et al.* (2006) relatam experimentos do processo SAGD com e sem fraturas. Testes com fraturas verticais e horizontais são comparados com testes sem fraturas. Os resultados mostram que as fraturas facilitam a expansão da câmara de vapor dentro do modelo. Além disso, uma maior quantidade de óleo é recuperada para uma mesma quantidade de vapor injetado, resultando em uma menor razão óleo-vapor.

## **CAPÍTULO 3**

### **3 Teoria e Conceito do Equipamento**

Este capítulo contém uma breve introdução aos métodos de recuperação primária secundária e terciária, sendo que neste último uma ênfase maior é dada nos métodos térmicos, com destaque especial para o processo de injeção contínua de vapor e no processo de drenagem gravitacional assistido por vapor (SAGD).

Depois se encontra uma proposta de equipamento para a realização de ensaios em laboratório. Nessa descrição são apresentadas todas as peças necessárias para que o equipamento tenha a funcionalidade desejada.

#### **3.1 Recuperação Primária, Secundária e Terciária**

Um reservatório de óleo contém certa quantidade de energia acumulada devido aos processos por ele sofridos até sua completa formação. Os fluidos contidos neste reservatório dispõem dessa energia acumulada, manifestada em forma de pressão, para ser produzido. Os mecanismos que utilizam a energia natural do reservatório são chamados de mecanismos primários de produção e dentre eles podemos citar os mecanismos de gás em solução, capa de gás, influxo de água, segregação gravitacional ou qualquer combinação destes.

O grande problema é que esses mecanismos de produção primária normalmente produzem apenas uma pequena quantidade do óleo contido nos reservatórios. Assim, para prolongar a produção que começa a decrescer com o tempo tão logo é iniciada, é comum a injeção de fluidos visando manter a energia do reservatório. Os métodos que visam a manutenção de energia no reservatório através da injeção de fluidos são chamados de métodos de recuperação secundária,

dentre estes os mais comuns são a injeção de água e a injeção de gás, aquele sendo o método mais utilizado mundo afora.

Além dos métodos secundários, existem métodos especiais que podem ser utilizados tanto depois da injeção de fluidos como na substituição deles, por exemplo, em casos de óleo pesados, onde os métodos secundários citados não resultam em melhoras significativas no fator de recuperação. Tais métodos têm por finalidade alterar as propriedades dos fluidos e/ou da rocha dos reservatórios, tornando mais fácil o escoamento daqueles na direção dos poços produtores. Dentre os métodos especiais de recuperação destacam-se os químicos e os térmicos.

### **3.2 Métodos Térmicos**

O principal objetivo dos métodos térmicos é o aquecimento do reservatório, assim como os fluidos nele contidos, alterando propriedades físicas do óleo, facilitando assim o escoamento, seja por injeção de calor gerada na superfície ou no próprio reservatório. Ao processo de geração de calor dentro do reservatório dá-se o nome de combustão “*in situ*”. Já, dentre os processos em que o calor é gerado na superfície estão a injeção de água quente, a injeção cíclica de vapor e a injeção contínua de vapor. As injeções de vapor levam uma grande vantagem em relação à injeção de água quente, pois contêm uma quantidade muito maior de calor por unidade de massa de água, e por possuir menor viscosidade que a água, proporcionam maior vazão de injeção para a mesma pressão de injeção.

O calor afeta a recuperação do óleo basicamente através dos efeitos da expansão, da destilação do óleo e de extração de leves, acarretando em um aumento da eficiência de deslocamento. Mas sem dúvida, o efeito mais importante é a redução da viscosidade do óleo, que aumenta as eficiências de varrido e de deslocamento.

A redução da viscosidade em um óleo com o aumento da temperatura é contínua, porém, no começo do aquecimento a redução da viscosidade é maior. Conforme a temperatura vai aumentando, a queda da viscosidade apresenta taxas mais moderadas. Outro aspecto importante em relação à queda da viscosidade vem do fato de que quanto maior o °API do óleo (geralmente

maior a viscosidade), maior é a redução da viscosidade. Assim, os processos mais recomendados para a recuperação de óleos pesados, de °API menor que 20, são os térmicos, tais como a injeção cíclica de vapor, a injeção contínua de vapor e a drenagem gravitacional assistida pelo vapor.

### **3.2.1 Injeção Cíclica de Vapor**

A injeção cíclica de vapor serve mais como estimulação da produção ainda sob os mecanismos de recuperação primária, do que como um método de recuperação por si só. A injeção e a produção ocorrem no mesmo poço. Muitas vezes esse processo é utilizado previamente à injeção contínua de vapor para aumentar a injetividade do poço injetor e/ou obter comunicação entre os poços injetores e produtores. Tal método consiste em períodos de injeção de vapor, seguida de um tempo de espera para que o calor possa se propagar em uma região maior do reservatório e depois segue um período de produção, até que o ciclo seja reiniciado. O tempo de cada ciclo não é necessariamente o mesmo. O que determina o tempo é a busca para uma maior recuperação durante o ciclo. O sucesso da injeção cíclica depende da eficiência na redução da viscosidade do óleo, que permite seu escoamento pela redução das resistências nas regiões próximas aos injetores, e dos mecanismos de produção primárias atuantes no reservatório.

### **3.2.2 Injeção Contínua de Vapor**

Nesse processo, vapor é injetado continuamente nos poços injetores. Assim, zonas de vapor são formadas ao redor destes poços, onde a temperatura será aproximadamente igual à temperatura de saturação do vapor. Na frente das zonas de vapor formam-se zonas de água quente condensada, através das quais a temperatura vai diminuindo ao longo do reservatório. Com a injeção contínua, estas zonas se expandem, trocando calor com a formação e com os fluidos contidos nela, varrendo o reservatório e empurrando o óleo na direção dos poços produtores. Nas zonas de vapor, a saturação residual do óleo é mínima, devido à maior redução da viscosidade, bem como devido à expansão do óleo e a redução do volume poroso.



Figura 1. Esquema da injeção contínua de vapor.

O sucesso da injeção de vapor é determinado pela quantidade de calor recebida e retida pela formação. A taxa de crescimento das zonas de vapor depende principalmente das perdas que ocorrem entre o gerador de vapor e as frentes de avanço, ou seja, nas linhas de superfície, nos poços e para as formações adjacentes. As perdas dependem da temperatura de injeção, das características do reservatório e do equipamento utilizado.

Quanto maior a temperatura do vapor, maiores serão as perdas. Quanto maior a pressão, maior a temperatura necessária para converter água em vapor. Sendo assim, quanto mais profundo for o reservatório, maior a perda de calor. Portanto, a profundidade do reservatório é um dos fatores determinantes para a aplicação ou não da injeção de vapor.

Um dos grandes problemas enfrentados na injeção de vapor vem do fato da grande diferença entre as densidades do óleo e do vapor. Devido a essa grande diferença, existe a tendência do vapor se deslocar pela parte superior do reservatório, limitando a penetração do calor no mesmo. Isso, conseqüentemente, reduz a eficiência de varrido volumétrico e provoca uma precoce produção de gás. Porém, essa desvantagem implica em uma conseqüência positiva. Uma vez ocorrida a irrupção do gás, a vazão de injeção é reduzida para manter mais vapor no reservatório, mantendo a mesma eficiência de transferência de calor para o óleo, porém em uma área maior. Uma das maneiras de reduzir esse problema é fazer a completação do produtor perto da base do reservatório e controlar a vazão de produção de fluidos permitindo à gravidade manter a zona de vapor segregada.

Segundo Rosa *et al.* (2006), o uso da injeção de fluido aquecido tem uso limitado a relativamente poucos reservatórios. As características favoráveis ao método são:

- Óleos viscosos entre 10 e 20 °API são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. Óleos voláteis, de alto °API, podem ser considerados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente.
- Reservatórios com menos de 900 m de profundidade tem perdas de calor compatíveis com a economicidade do processo. Também o calor latente é maior a pressões mais baixas. Portanto, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor injetado em reservatórios rasos, de baixa pressão, do que em zonas mais profundas de alta pressão.
- Permeabilidades iguais ou maiores que 500 mD auxiliam no escoamento de óleos viscosos. A permeabilidade em projetos de injeção de vapor é muito importante porque a reposta depende da vazão de injeção.
- Uma saturação de óleo próxima de 0,15 m<sup>3</sup> de óleo/m<sup>3</sup> de rocha aumenta as chances de sucesso econômico.
- Espessuras de arenito excedendo 9 a 15 m geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

### **3.2.3 SAGD – “Steam Assisted Gravity Drainage”**

A sigla SAGD refere-se ao processo de drenagem gravitacional assistida por vapor, na qual, o principal fator de recuperação é a drenagem gravitacional. Esse método é muito utilizado na recuperação de óleos pesados e betumem de reservatórios pouco profundos em países da América do Norte e Venezuela. Estudos sugerem que a recuperação pode chegar a 70% na área de influência dos poços.

Quando o vapor é injetado no fundo do reservatório de óleo, perto da base, ele tenderá a subir, pois possui uma densidade muito inferior à do óleo. Durante a subida, ele trocará calor com o reservatório e com os fluidos nele contido. Assim, o vapor condensado e óleo aquecido tenderão a descer devido à força gravitacional.

O método utiliza-se de dois poços horizontais paralelos e distantes poucos metros entre si. O produtor é alocado praticamente na base do reservatório enquanto o injetor fica a poucos metros acima. Vapor é injetado continuamente no poço injetor, formando uma câmara de vapor, crescente para cima e para os lados. Na fronteira dessa câmara, o óleo é aquecido, sua viscosidade reduzida e, por efeito da gravidade, escoar para o poço produtor. Nesse período de contato entre o vapor e o óleo, é formada uma mistura de vapor sobre o óleo. O contínuo aquecimento pode levar à destilação de frações leves do óleo, e a formação de um banco miscível na frente do vapor, acarretando um deslocamento miscível. O espaço antes ocupado pelo óleo é substituído pelo vapor. Isso permite o crescimento da câmara, que irá se expandindo continuamente à pressão praticamente constante. Se o óleo for removido a baixa vazão, é possível reduzir ou mesmo eliminar a tendência do vapor escoar diretamente para o produtor.

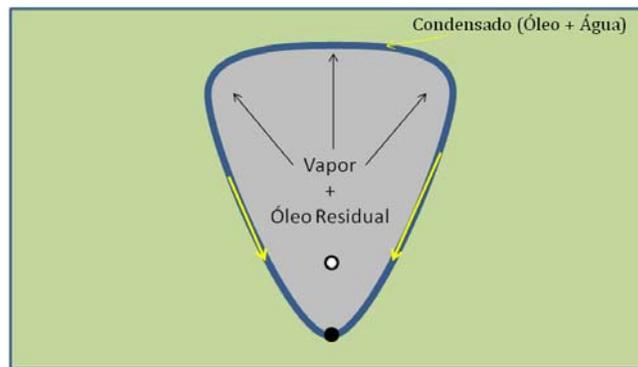


Figura 2. Esquema do processo SAGD.

Uma das vantagens desse método é que o uso de poços horizontais permite um maior contato com o reservatório, proporcionando, em um menor lapso de tempo, uma cobertura mais rápida de todo o volume da formação produtora. Outra vantagem é que o óleo aquecido continua quente, quando está escoando para o produtor, diferentemente do que acontece na injeção contínua de vapor convencional.

Esse método também está restrito a alguns reservatórios, como citado no caso da injeção contínua de vapor. Mas, além disso, o custo da perfuração de poços horizontais é maior. Assim torna-se ainda mais importante o estudo prévio para uma previsão de produção.

### **3.3 Conceito da Bancada Experimental**

Os estudos dos processos de injeção de vapor em laboratório dependem da existência de montagens experimentais específicas para o processo a ser estudado. A bancada deve ser compatível com o espaço físico disponível e capaz de realizar estudos com diferentes parâmetros de entrada, como vazão de injeção, título do vapor, entre outros. O modelo de injeção deve resistir a altas pressões e a altas temperaturas, e também deve ser o de fácil manipulação, para que a manutenção necessária seja feita de maneira simples.

A bancada proposta nesse trabalho deve ser capaz de atingir as condições necessárias para a realização de experimentos de processos de injeção contínua de vapor, bem como do processo SAGD. A Tabela 1 e a Tabela 2, montadas a partir dos artigos da revisão bibliográfica, mostram os parâmetros utilizados em diversos experimentos de ambos os processos, e a partir dela, sendo coerente com nossos objetivos e limitações, e tendo a liberdade de escolha, as peças da bancada são propostas.

Tabela 1. Parâmetros dos modelos de injeção contínua de vapor.

Injeção contínua de vapor						
Autor	Forma	Z (cm)	X (cm)	Y (cm)	$\Phi$ (cm)	$W_{inj}$ (cm <sup>3</sup> /min)
Mudafar	prisma retangular	45.70	10.16	3.8	-	-
Wu	tubular	91.45	-	-	7.60	-
Closmann	tubular	152.40	-	-	3.81	-
		33.02	-	-	5.72	-
Bousaid	tubular	152.00	-	-	-	1.0 - 8.0
Goite	tubular	83.82	-	-	5.91	5.0
Nesse	tubular	68.90	-	-	7.34	3.5
Simangunsong	tubular	68.58	-	-	7.34	5.5

Injeção contínua de vapor				
Autor	$P_{inj}$ (kPa)	$T_{inj}$ (°C)	f (%)	Material
Mudafar	-	-	-	-
Wu	1480 - 3550	197 - 315	-	aço inoxidável
Closmann	1480.37	198	90	aço
	1480.37	198	90	aço
Bousaid	-	115.5	-	-
Goite	44 - 56	145 - 166	SS	aço inoxidável
Nesse	239.22	157	70	aço inoxidável
Simangunsong	1893.96	230	SS	aço inoxidável

Tabela 2. Parâmetros dos modelos do processo SAGD.

Drenagem gravitacional						
Autor	Material	Z (cm)	X (cm)	Y (cm)	f (%)	$W_{inj}$ (cm <sup>3</sup> /min)
Butler	vidro	11	29	2.50	-	-
Butler	-	26	36	2.50	-	-
Chung	resina/vidro	22	35	3.00	SS	2
Sasaki	resina	20	20	0.30	SS	0.1 - 10
		30	30	0.45		
		30	30	0.90		
Bagci	aço inoxidável	30	30	10	SS	24.5

Drenagem gravitacional			
Autor	$P_{inj}$ (kPa)	$T_{inj}$ (°C)	d entre poços (cm)
Butler	101.3	-	-
Butler	-	-	-
Chung	153	116	1 e 20
Sasaki	121.3 - 198.3	106	1.5 - 10
			10
Bagci	345	150	5

A Figura 3 mostra o equipamento completo necessário para a realização dos experimentos.

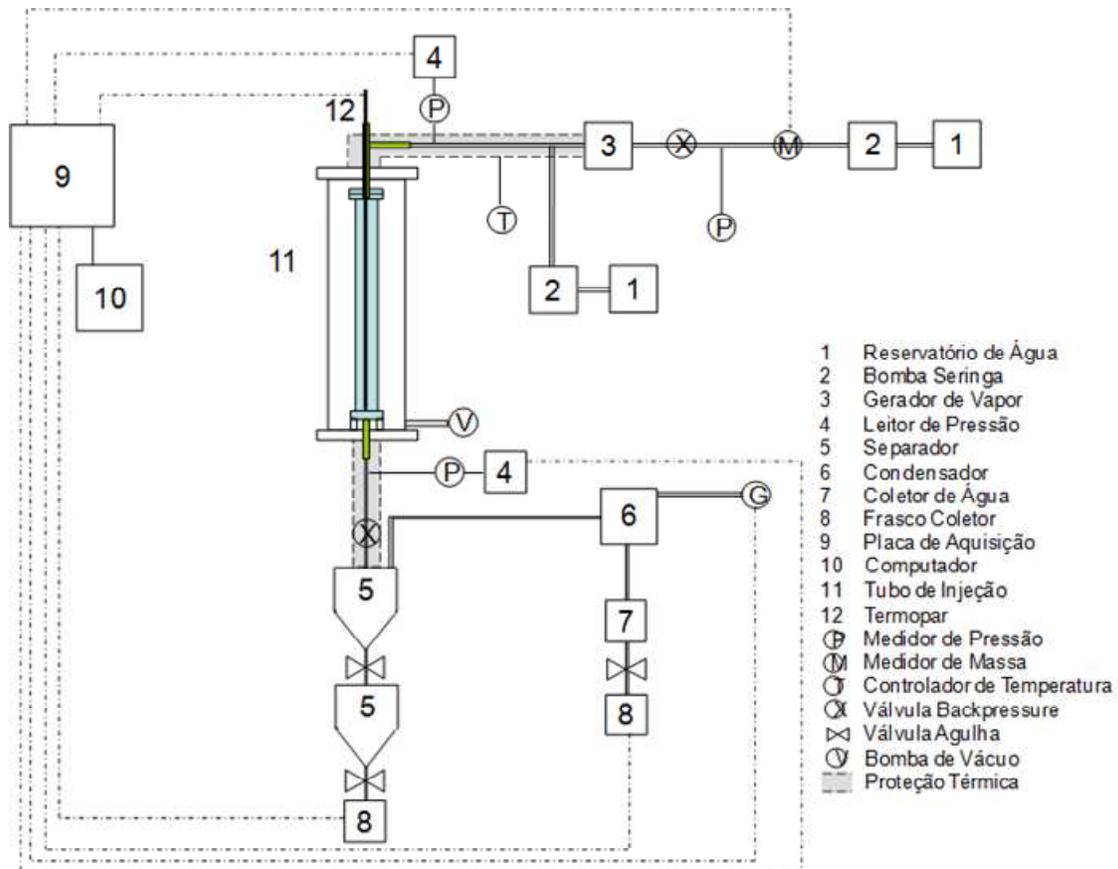


Figura 3. Conceito do aparato experimental para processos de injeção de vapor.

Esse conjunto completo de itens pode ser dividido em quatro partes: 1) sistema de injeção, 2) modelo de injeção 3) sistema de produção e 4) sistema de medição e aquisição de dados.

### 3.3.1 Sistema de Injeção

Uma bomba retira água de um reservatório injetando à pressão desejada no gerador de vapor, que, por sua vez, aquece a água até as condições previamente determinadas. O vapor gerado segue através de uma linha encontrando outra, onde água, à temperatura ambiente, é misturada para o controle do título do vapor. Então, o vapor com o título desejado continua pela

linha de injeção, que contém aquecedores, para que as condições estabelecidas anteriormente sejam mantidas, até entrar no modelo de injeção.

O sistema de injeção deve conter:

- Um reservatório de água capaz de suprir as necessidades do gerador de vapor e do controle do título do vapor. Como não está sob pressão, não necessita ser muito grande, uma vez que pode ser reabastecido durante a condução do experimento. Sendo assim, dois litros de capacidade é o suficiente.
- Duas bombas seringas, uma para suprir o gerador de vapor e outra para injeção da água de controle. Existem várias bombas comerciais, de características variáveis, neste caso é sugerida uma capaz de injetar a taxas ou pressão constante, porém existe a necessidade dela injetar taxas de até  $25 \text{ cm}^3/\text{min}$ , assim os experimentos do processo SAGD ficam satisfeitos.
- Um gerador de vapor, detalhado mais abaixo.
- Linha de injeção, que são tubos de  $\frac{1}{4}$  de polegada.
- Jaqueta de proteção, com sistema para prevenir perdas de calor.

Os pontos mais importantes a serem ressaltados no sistema de injeção são o gerador de vapor, o controle do título do vapor e os modelos de injeção.

### **3.3.1.1 Gerador de Vapor**

O gerador de vapor é uma das peças mais importante de toda a montagem, ele deve ser capaz de converter taxas de água entre 1 e  $25 \text{ cm}^3/\text{min}$  em vapor de temperatura entre 100 e  $250^\circ\text{C}$ .

A peça proposta consiste em um tubo helicoidal de  $\frac{1}{4}$  de polegada, envolto por uma resistência variável, o esquema dela pode ser visto na Figura 4.

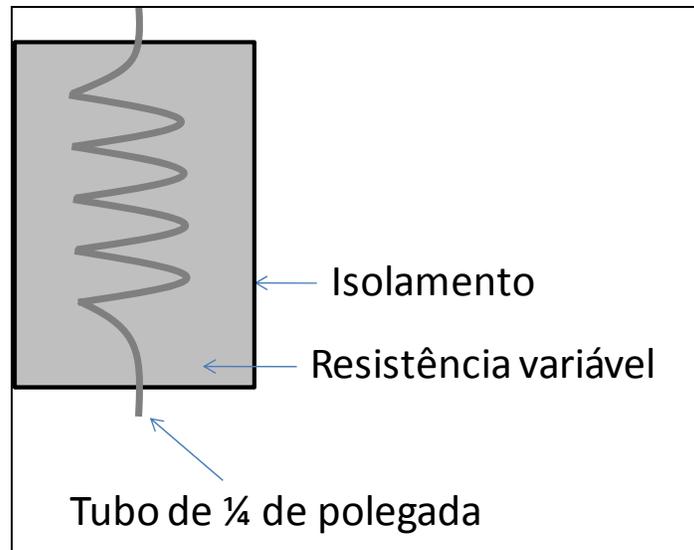


Figura 4. Esquema do gerador de vapor.

O importante dessa peça é determinar o comprimento de tubo que deve ser enrolado e qual a potência deve ser dissipada pela resistência.

O fluxo de calor na parede do tubo é dado por

$$q_s'' = \frac{\text{Potência}}{A} . \quad 3.1$$

Como a área de troca é dada por

$$A = \pi \Phi L , \quad 3.2$$

tem-se, para o comprimento do tubo,

$$L = \frac{\text{Potência}}{q_s'' \pi \Phi} . \quad 3.3$$

Sabe-se que a potência necessária para transformar uma vazão mássica de água  $m'$ , à pressão inicial  $P_i$  e temperatura inicial  $T_i$ , para vapor saturado à pressão  $P$  e temperatura  $T$  é dada por

$$\text{Potência} = m' [H(P, T) - H(P_i, T_i)] . \quad 3.4$$

Sabe-se também que

$$m' = w_w \rho_w . \quad 3.5$$

Substituindo 3.5 em 3.4 e então a resultante em 3.3, tem-se

$$L = \frac{w_w \rho_w \Delta H}{q_s'' \pi \Phi} \quad 3.6$$

Como as taxas de injeção são relativamente baixas (máximo 1,5 L/h), a ebulição será considerada no regime nucleada, na faixa de bolhas individuais. Assim, os extremos da curva típica de ebulição da água a 1 atm, do fluxo de calor na superfície do tubo em função do excesso de temperatura (diferença entre a temperatura média da superfície do tubo e a temperatura de saturação da água dentro dele) são (5 °C, 10<sup>4</sup> W/m<sup>2</sup>) e (10 °C, 10<sup>5</sup> W/m<sup>2</sup>). Tal curva pode ser vista na Figura 5.

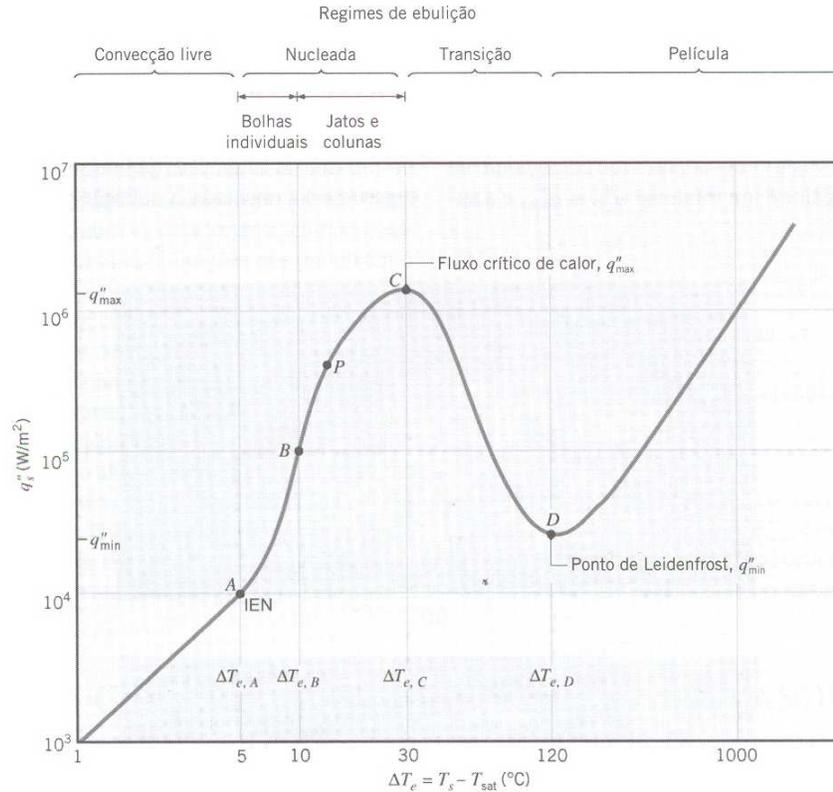


Figura 5. Curva típica de ebulição para a água a 1 atm: fluxo de calor na superfície  $q''_s$  em função do excesso de temperatura,  $\Delta T_e = T_s - T_{\text{sat}}$ . (Incropera F. P. *et al.*, 2002).

Com isso, para o caso extremo, maior vazão 2,5 cm<sup>3</sup>/min e temperatura inicial de 25 °C (entalpia 104,9 kJ/kg), menor fluxo de troca na superfície, 10<sup>4</sup> W/m<sup>2</sup>, e maior temperatura possível 250 °C (entalpia de 2801,0 kJ/kg), o tamanho necessário para o tubo seria dado por:

$$L = \frac{\frac{25 \times 10^{-6}}{60} \times 10^3 \times 2696,1 \times 10^3}{10^4 \times \pi \times 0,00635} \Rightarrow L \cong 5,63 \text{ m} . \quad 3.7$$

Assim, para ter um fator de segurança, o tubo deve ter 6 m.

Também para esse caso, a potência dissipada no aquecimento da água é:

$$Potência = \frac{25 \times 10^{-6}}{60} \times 10^3 \times 2696,1 \times 10^3 \Rightarrow Potência \cong 1123,4 \text{ W} . \quad 3.8$$

Portanto, por garantia, a resistência deve dissipar até 1500 W.

### 3.3.1.2 Controle do Título

É muito difícil medir o título do vapor, uma vez que é complexo determinar a fração de água na fase vapor durante a ebulição. Assim, é mais fácil controlar o título através da mistura de água líquida e vapor superaquecido em condições pré-estabelecidas.

A proporção de água para o controle do vapor depende da entalpia do vapor no gerador, da entalpia da água de controle, da qualidade desejada e das perdas nas linhas. A taxa de entalpia das linhas que são misturadas deve ser igual à entalpia do vapor injetado ao modelo, mais as perdas. Assim,

$$w_s h_s + w_a h_a = (w_s + w_a) [h_g f + h_w (1 - f)] + Perdas . \quad 3.9$$

Considerando as perdas iguais a zero, e sabendo que

$$w_g + w_a = w_t , \quad 3.10$$

tem-se a seguinte proporção:

$$\frac{w_a}{w_t} = \frac{h_s - h_w - h_{gw} f}{h_s - h_a} . \quad 3.11$$

Então, por exemplo, para obter um vapor com título de 80% à 2000 kPa ( $h_g=2799,1$  kJ/kg,  $h_w=908,9$  kJ/kg,  $h_{gw}=1890,2$  kJ/kg) misturando água a 25 °C e 1 atm ( $h_a=104,9$  kJ/kg), e vapor saturado a 212.41 °C a 2000 kPa ( $h_s=2799,1$  kJ/kg), a proporção de água na vazão total será:

$$\frac{w_a}{w_t} = \frac{2799,1 - 908,9 - 1890,2 \times 0,8}{2799,1 - 104,9} \Rightarrow \frac{w_a}{w_t} = 0,14 . \quad 3.12$$

### 3.3.2 Modelo de Injeção

O vapor da linha de injeção entra no modelo, que está preenchido com óleo e água nas saturações, na temperatura e na pressão desejadas. Durante o processo, o fluido injetado varre o modelo, fazendo com que o óleo e água sejam produzidos pelo poço produtor. O modelo contém termopares que permitem a verificação do perfil de temperatura no modelo durante o processo.

#### 3.3.2.1 Tubo de Injeção Contínua de Vapor

Para o modelo de injeção contínua de vapor, item 11 da Figura 3, propõem-se um tubo de aço inox 316, por suportar pressões da ordem de  $10^5$  kPa, com diâmetro interno de 0,73 cm e 70 cm de comprimento. As extremidades são fechadas por tampas com sistema de rosca, essas tampas possuem furos de 0,8 cm de diâmetro, representando os poços, também possuem sulcos internos, para dispersão do vapor, evitando que a injeção e a produção sejam pontuais.

Por dentro do tubo passa uma sonda térmica com um metro de comprimento e 0,3 cm de espessura, contendo 10 termopares, o primeiro na ponta, com 7 cm de distância entre eles. Os termopares da sonda devem ser do tipo K.

Para evitar a perda de calor para o meio ambiente, o tubo será envolvido por uma jaqueta do mesmo material e formato, porém com dimensões maiores: 74 cm de comprimento e 16 cm de diâmetro interno, como mostrado na Figura 6. No espaço entre os tubos deverá ser feito vácuo, evitando a transferência de calor por convecção do tubo para a jaqueta.

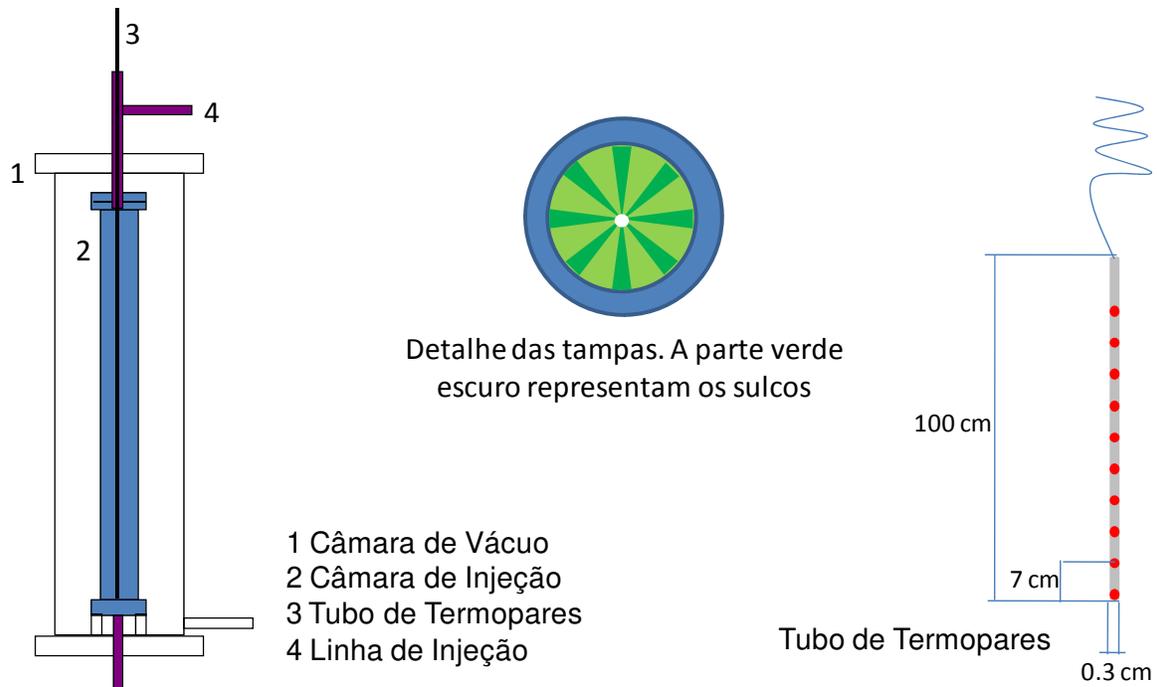


Figura 6. Conceito do tubo de injeção contínua de vapor e da sonda térmica.

### 3.3.2.2 Célula SAGD

A célula sugerida, esquematizada na Figura 7, que substitui o modelo descrito acima nos testes do processo SAGD, possui o formato de um prisma retangular representando uma seção bidimensional de um reservatório, uma vez que em um reservatório homogêneo, com poços horizontais, as variações ao longo do comprimento do reservatório são pouco significativas.

Como proposta, ela será feita do mesmo material que o tubo, possui comprimento e altura de 30 cm e largura de 10 cm. Possuirá dois furos de 0,8 cm de diâmetro, um para o poço produtor localizado a 1 cm da base e outro para o injetor localizado a 5 cm do produtor. Os poços serão tubos de  $\frac{1}{4}$  de polegada e 9 cm de comprimento com furos por onde o vapor e o óleo passam. A tampa superior possui cinco furos por onde as sondas térmicas passam.

Dentro da célula cinco sondas térmicas monitoram a temperatura dentro da célula. Quatro sondas possuem 40 cm de comprimento e cinco termopares com 6 cm de distância entre eles e

uma 36 cm de comprimento com quatro termopares e o mesmo espaçamento das outras. Os termopares também serão também do tipo K.

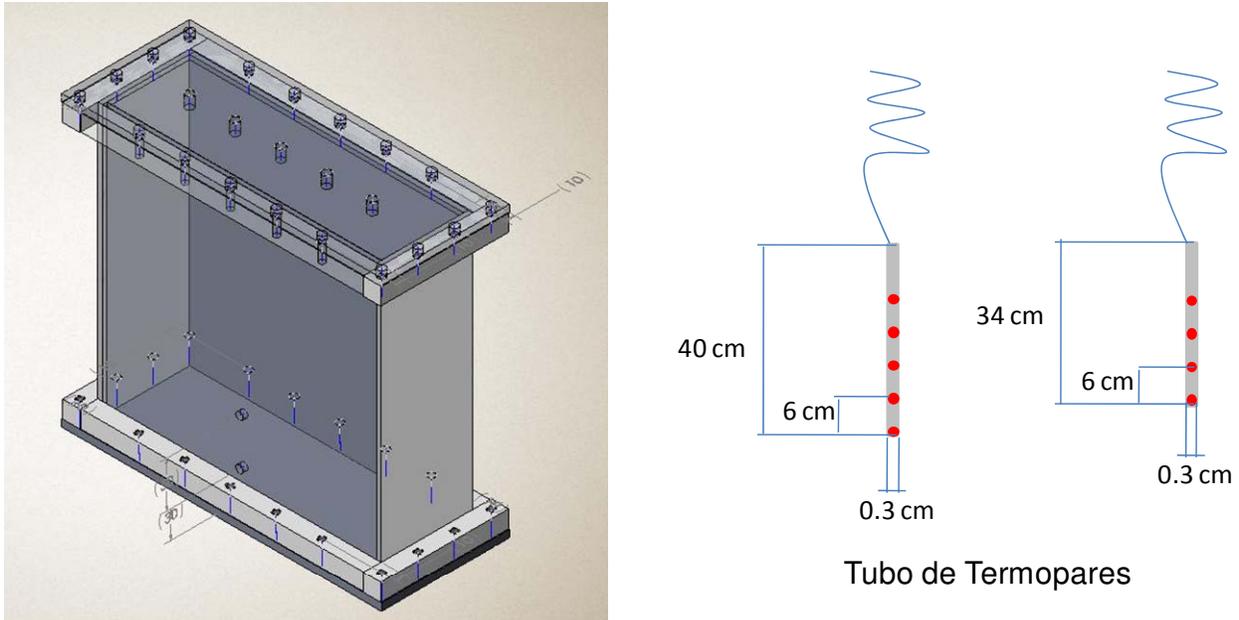


Figura 7. Conceito da célula de injeção SAGD e das sondas térmicas.

### 3.3.3 Sistema de Produção

Os fluidos deixam o meio poroso passando pelo poço produtor. Após sair pelo produtor, os fluidos seguem por uma linha aquecida, passando posteriormente por um conjunto de separadores e condensador. Esse sistema de produção tem:

- Dois separadores, o primeiro faz a separação entre as fases líquida e gasosa, e o segundo é responsável pela separação das fases óleo e água.
- Um condensador responsável por separar o gás e a água e o óleo que estão na fase gás.

### 3.3.4 Sistema de Medição e Aquisição de Dados

O sistema de medição e aquisição de dados é o responsável por medir e enviar os dados de pressão, temperatura, vazão de injeção e volumes produzidos para o computador para análise dos

resultados. Além disso, o sistema conta com válvulas agulha e “*backpressure*” para regular o processo. O sistema contém:

- Dois coletores graduados para medir os volumes de água e óleo produzidos.
- Um medidor de gás para medir a vazão de gás produzido.
- Três medidores de pressão, um para medir a pressão de entrada dos fluidos no gerador de vapor, outro para medir a pressão de entrada dos fluidos no modelo de injeção e o último para medir a pressão de saída dos fluidos.
- Um medidor de temperatura para medir a temperatura do vapor antes da entrada no modelo, servindo para regular a temperatura da jaqueta térmica.
- Três válvulas agulhas para regular a vazão de líquidos entre os separadores e a vazão para os coletores.
- Duas válvulas “*backpressure*” que controlam a pressão de injeção no gerador de vapor e a pressão de saída do modelo.

Todos os itens estão conectados a uma placa de aquisição a qual envia os dados para o computador.

# CAPÍTULO 4

## 4 Simulação Numérica

Neste capítulo encontram-se a modelagem numérica para a previsão de comportamento dos modelos experimentais a serem construídos, e os resultados de simulações dos processos de injeção de vapor que serão estudados com o aparato.

As simulações buscam avaliar a influência de diversos parâmetros dos processos de injeção de vapor nas curvas de recuperação, todos dentro das faixas de funcionamento do aparato proposto. Tenta-se entender, por exemplo, como a variação do título do vapor pode modificar as curvas de recuperação, como a pressão de injeção influencia a propagação da câmara de vapor, como a forma das curvas de permeabilidade relativa afetam os resultados, além de compreender os tempos e a dinâmica dos processos envolvidos.

O capítulo traz: a) a descrição do modelo numérico para a injeção contínua; b) a descrição do modelo numérico para o SAGD; c) a especificação do procedimento numérico; e e) os resultados das simulações numéricas.

### 4.1 Modelo de Simulação

Para construir os modelos de simulação são necessárias: dimensões do modelo experimental, malha de simulação, localização dos poços, propriedades de rocha, propriedades do fluido, condições iniciais e condições de operação. Com o modelo de simulação, o software STARS da CMG é usado para gerar os resultados numéricos. Os detalhes de cada um destes requisitos estão apresentados a seguir.

## 4.1.1 Tubo de Injeção de Vapor Contínua

### 4.1.1.1 Dimensões do Modelo e Malha de Simulação Cartesiana

As dimensões do modelo são as citadas na seção 3.3.2.1 do Capítulo 3. A malha de simulação é um modelo cartesiano contendo 15 x 15 x 70 blocos nas direções  $x$ ,  $y$  e  $z$  respectivamente. O tamanho de cada bloco é de 0,56 cm nas direções  $x$  e  $y$ , exceto os referentes à primeira e última colunas de cada eixo, que são de 0,3 cm, pois representam a parede do tubo, e 1 cm na direção  $z$ . Para que o modelo fique na forma de um cilindro, alguns blocos são “anulados”. Para tanto é utilizado um comando que define quais blocos da malha estarão ativos, isso pode ser visto no arquivo utilizado para as simulações no Apêndice A.

A malha criada não representa somente o meio poroso, mas também o tubo que envolve este meio, e os sulcos da tampa, que evitam a injeção pontual do vapor. Então, cada uma dessas três regiões possui propriedades distintas.

### 4.1.1.2 Localização dos Poços

Ambos os poços, produtor e injetor, são verticais. Eles estão no eixo central do tubo, ou seja, no bloco (8, 8, 70) para o injetor, e no bloco (8, 8, 1) para o produtor. A representação deles está mostrada na Figura 8. Como pode ser visto, os poços estão localizados no centro dos blocos, implicando em uma fração de poço (porção do poço no bloco) de uma unidade e um fator geométrico (posição do bloco que contém o poço na grade) de 0,235.

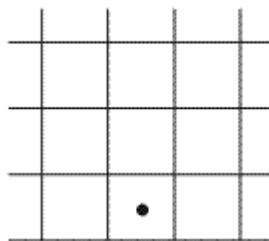


Figura 8. Representação do poço no bloco.

### 4.1.1.3 Propriedades da Rocha

Para os testes numéricos do tubo, três valores distintos de permeabilidade absoluta serão comparados, 1, 3 e 10 Darcys. A porosidade do meio é constante com o valor de 35%.

Como citado anteriormente, as regiões que representam o tubo e os sulcos possuem propriedades diferentes. Os valores de cada propriedade para as três regiões criadas podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3. Propriedades das rochas.

	Porosidade (%)	Permeabilidade (D)
Meio poroso	35	1
		3
		10
Sulcos	2	$10^6$
Tubo	0.001	$10^{-6}$

A partir dos dados da Tabela 3, pode ser visto que a região das paredes do tubo possui porosidade e permeabilidade muito baixas. O vapor não entra nessa região. Já na região dos sulcos a porosidade é baixa, e a permeabilidade é muito alta. Assim, essa região funciona como uma fratura, permitindo o escoamento do vapor, porém sem condições de estocagem.

Além da permeabilidade absoluta, as curvas de permeabilidade relativas também são comparadas. Dois tipos de curvas serão testados: lineares e não-lineares. Na Figura 9 podem ser vistas as curvas lineares da permeabilidade relativa do óleo e da permeabilidade relativa da água, em função da saturação de água. Na Figura 10 podem ser vistas as curvas lineares de permeabilidade relativa do óleo e do gás com relação à saturação de líquidos. Como pode ser observada na curva vermelha da Figura 9, a saturação de água conata é de cinco por cento e a saturação crítica da água é de dez por cento.

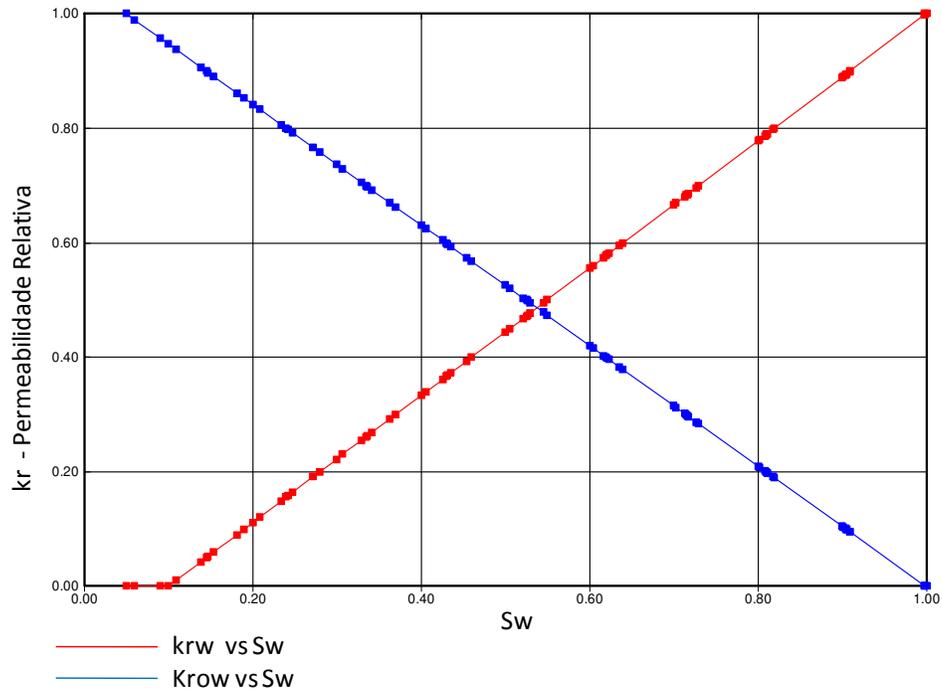


Figura 9. Curvas de permeabilidade relativas da água e do óleo pela saturação de água.

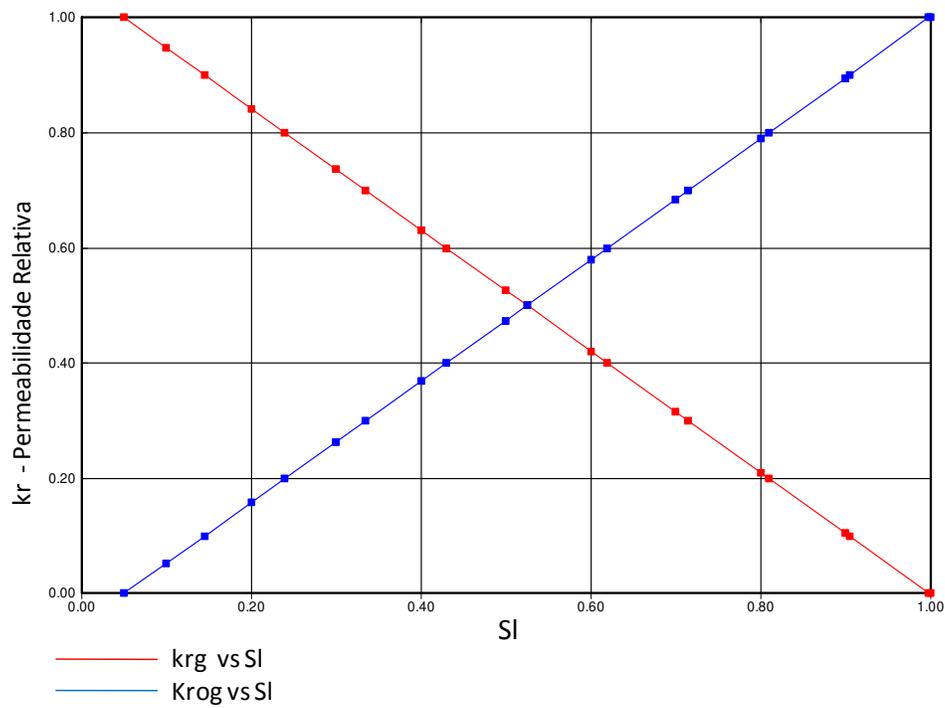


Figura 10. Curvas de permeabilidade relativas do óleo e do gás pela saturação de líquidos.

Na Figura 11 podem ser vistas as curvas não-lineares da permeabilidade relativa do óleo e permeabilidade relativa da água em função da saturação de água. E na Figura 12 podem ser vistas as curvas não-lineares de permeabilidade relativa do óleo e do gás com relação à saturação de líquidos. Neste caso, são mantidos os mesmos valores da saturação de água conata e saturação crítica da água

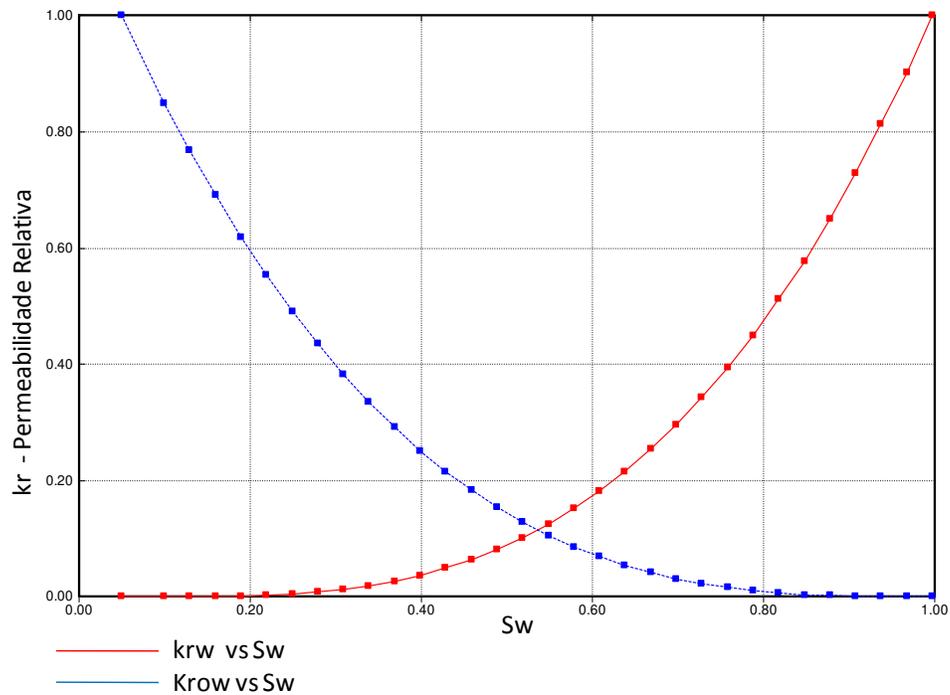


Figura 11. Curvas de permeabilidade relativas da água e do óleo pela saturação de água.

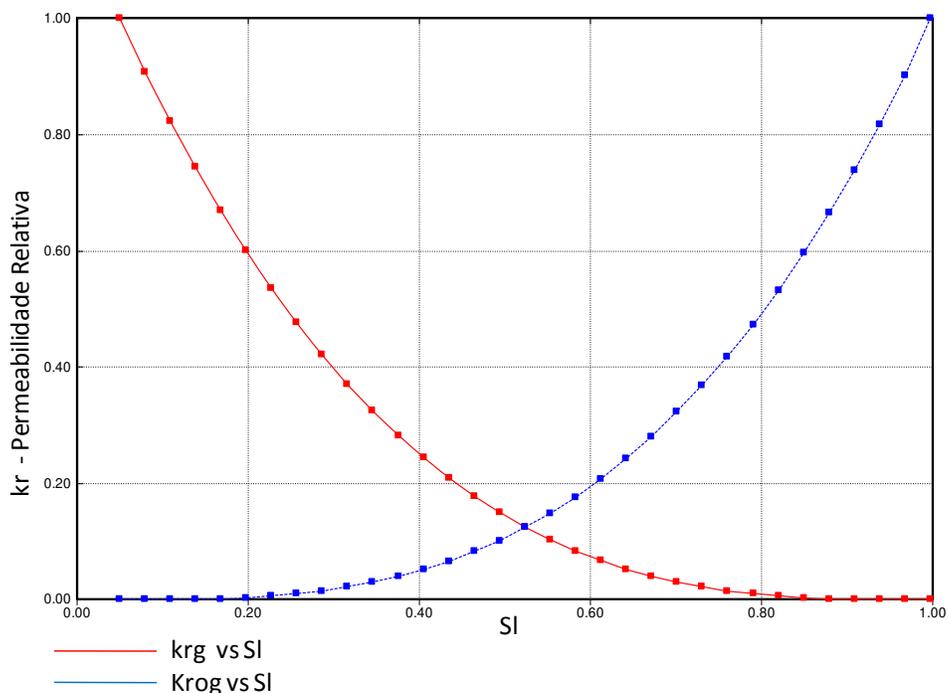


Figura 12. Curvas de permeabilidade relativas do óleo e do gás pela saturação de líquidos.

Como o software STARS<sup>®</sup> é um simulador térmico, além das propriedades como permeabilidade, porosidade e permeabilidade relativa, as propriedades térmicas também devem ser dadas como entrada, pois, somente assim, as transferências de calor serão calculadas corretamente. Para que as perdas de calor na parede do tubo sejam consideradas, são criados dois tipos de rochas, uma para o meio poroso e os sulcos, com as propriedades térmicas do vidro, e outra para a parede do tubo, com as propriedades térmicas do aço. Assim, a simulação se torna mais fiel ao modelo real. Os valores destas propriedades encontram-se na Tabela 4.

Tabela 4. Propriedades térmicas das rochas

	Capacidade Térmica (J/cm <sup>3</sup> -°C)	Condutividade Térmica (J/cm <sup>3</sup> -°C-min)
Vidro	1.74	0.48
Aço	4	9.62

Na Figura 13, pode-se observar o modelo físico de simulação com os diferentes tipos de rocha. A porção vermelha representa o meio poroso, com as propriedades do vidro, já a porção azul representa o tubo, com as propriedades do aço.

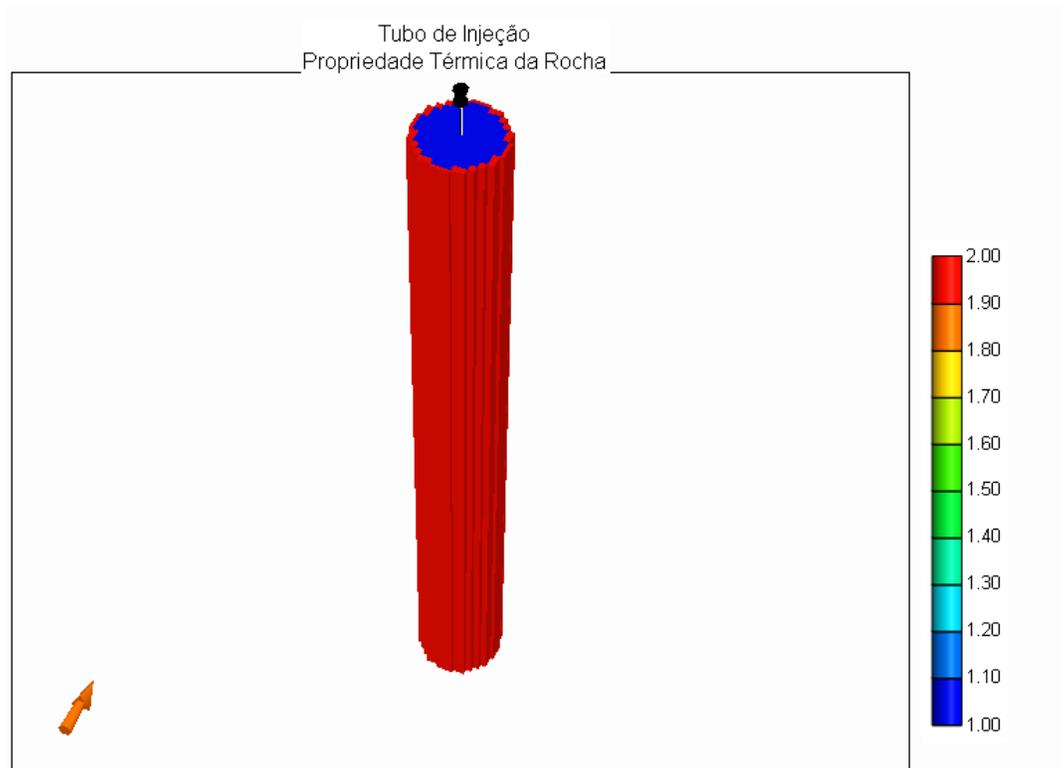


Figura 13. Modelo cartesiano do tubo de injeção.

#### 4.1.1.4 Propriedades do Fluido

O óleo modelado busca mimetizar um óleo pesado, do tipo encontrado na Bacia do Espírito Santo.

As propriedades do fluido são ajustadas pelo programa WinProp, da CMG. Os dados de densidade e peso molecular são fornecidos como entrada no programa e a partir deles são gerados os outros parâmetros necessários para o simulador, tais como: compressibilidade do óleo, coeficiente de expansão térmica, densidade molar e constantes de equilíbrio gás-líquido.

O software também gera uma tabela da viscosidade do óleo em função da temperatura. Com tais valores foi criada a Figura 14, onde pode ser vista a variação da viscosidade do óleo em função da temperatura. É possível notar, que à temperatura ambiente, a viscosidade do óleo é de  $10^5$  cP, caracterizando um óleo pesado.

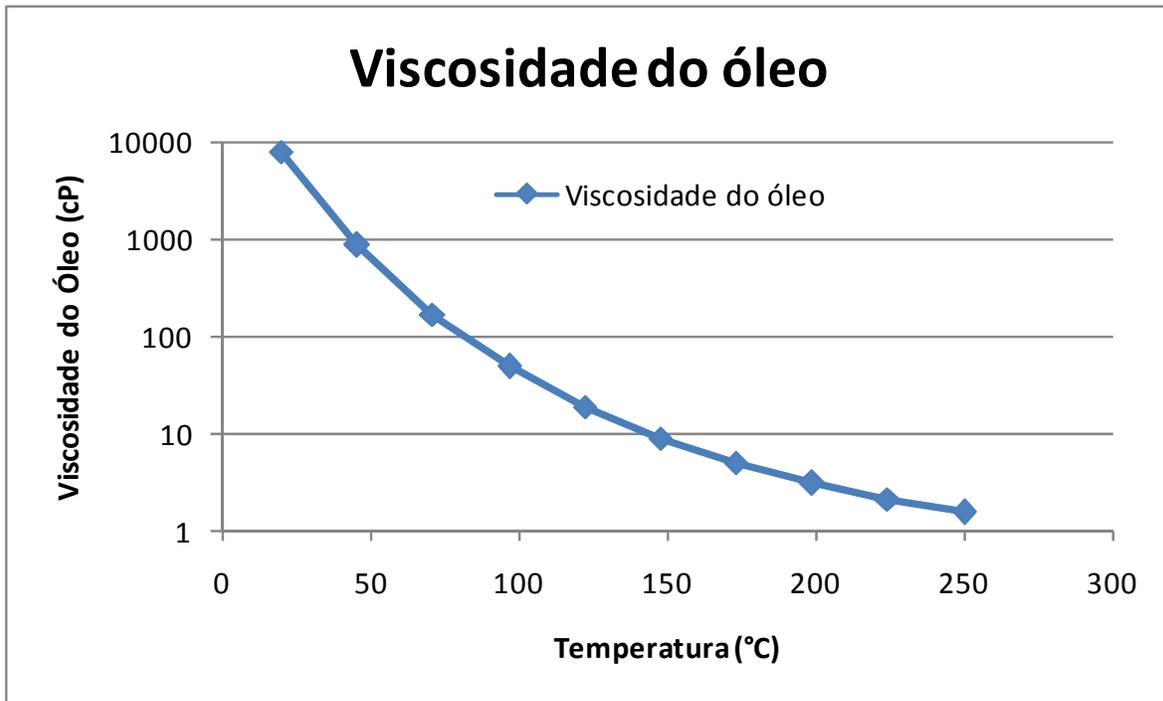


Figura 14. Viscosidade do óleo em função da temperatura.

#### 4.1.1.5 Condições Iniciais e Condições de Operação

O modelo de simulação terá como condições iniciais: saturação de óleo de 95%, saturação de água de 5%, temperatura de 50 °C e pressão atmosférica.

A vazão de injeção será mantida constante em todas as simulações, no valor de 1,5 cm<sup>3</sup>/min, assim como a pressão de produção, em uma atmosfera. Já, a pressão de injeção e o título do vapor serão modificados de acordo com a rodada. Na Tabela 5 podem ser vistos os valores dos parâmetros que serão utilizados.

Tabela 5. Condições de operação de pressão e título.

Pressão (kPa)	1400	2000	2500
Título (%)	60	80	100

## 4.1.2 Célula SAGD

### 4.1.2.1 Dimensão do Modelo e Malha de Simulação

As dimensões do modelo numérico são as mesmas do modelo experimental. A malha de simulação adotada é cartesiana, contendo 17 x 12 x 17 blocos nas direções  $x$ ,  $y$  e  $z$ , respectivamente. O tamanho dos blocos na direção  $x$  é de 0,3 cm para a primeira e última linhas e 2 cm para as demais linhas. Na direção  $y$  de 0,3 cm para a primeira e última linhas e 1 cm para as demais. Já para a direção  $z$ , 0,3 cm para a primeira e última linhas, 1 cm para a linha 4, 3 cm para a linha 16 e 2 cm para as demais linhas. Os blocos de dimensão 0,3 cm representam as paredes de aço inoxidável.

Neste caso, é utilizada a mesma abordagem adotada para o tubo, ou seja, não é modelado somente o meio poroso, mas sim toda a célula, incluindo as paredes.

### 4.1.2.2 Localização dos Poços

Ambos os poços, produtor e injetor, possuem 9 cm de comprimento e 0,8 cm de diâmetro. O injetor está no bloco de coordenadas (17, 1:10, 5) e o produtor, 5 cm abaixo do injetor, no bloco de coordenadas (17, 1:10, 2). A representação do poço injetor, nos blocos em que ocupa, é mostrada na Figura 15. Ou seja, o poço é alocado no meio do bloco, resultando em uma fração de poço de 1 e um fator geométrico de 0.249.

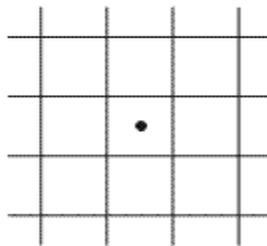


Figura 15. Representação do poço injetor nos bloco.

A representação do poço produtor é apresentada na Figura 10, implicando em fração de poço 1 e fator geométrico 0.235.

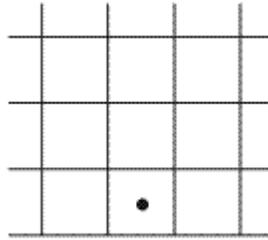


Figura 16. Representação do poço produtor nos blocos.

#### 4.1.2.3 Propriedades de Rocha

Para os testes numéricos, três valores distintos de permeabilidade serão comparados, 20, 50 e 100 Darcys. A porosidade do meio será mantida sempre constante, com o valor de 35%. Além disso, as curvas de permeabilidade relativa também serão variadas. As curvas são as mesmas apresentadas para o tubo.

Na Tabela 6 podem ser vistos os valores de porosidade e permeabilidade a serem utilizados para as diferentes regiões do modelo.

Tabela 6. Propriedades da Rocha.

	Porosidade (%)	Permeabilidade (D)
Meio poroso	35	20
		50
		100
Parede	0.001	$10^{-6}$

As propriedades térmicas são as mesmas encontradas na Tabela 4.

A Figura 17 mostra um corte, visto de cima, da camada do poço produtor. A parte azul representa o meio poroso, e a vermelha as paredes da célula.

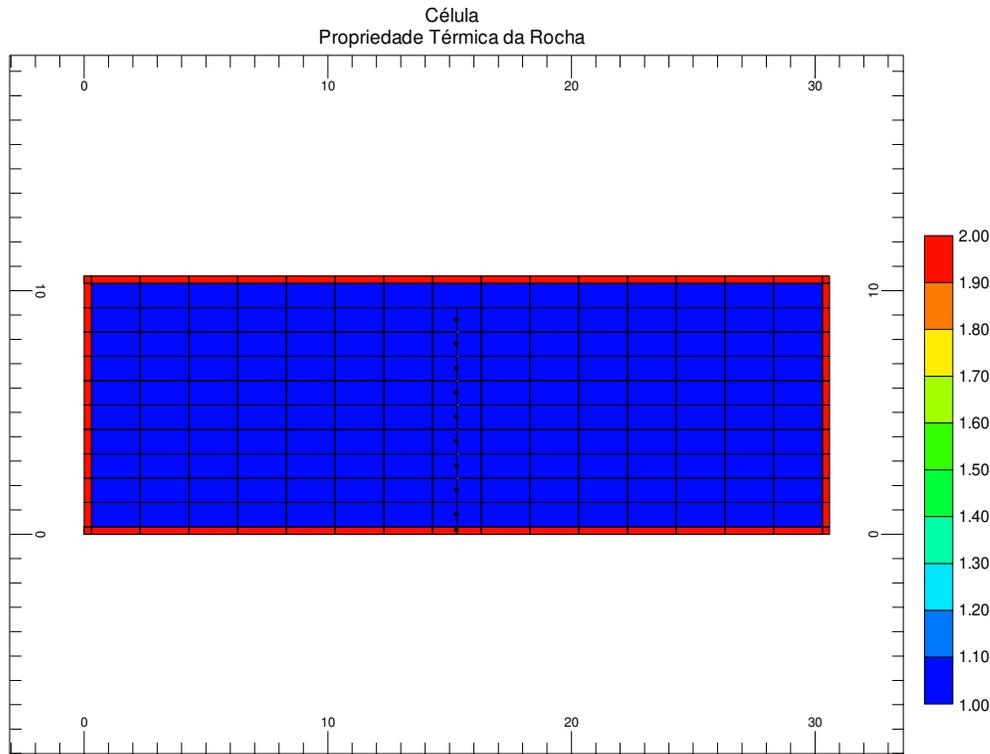


Figura 17. Modelo de simulação do SAGD.

#### 4.1.2.4 Propriedades do Fluido

As propriedades do fluido são as mesmas utilizadas no modelo do tubo de injeção.

#### 4.1.2.5 Condições Iniciais e Condições de Operação

O modelo de simulação terá como condições iniciais: saturação de óleo de 95%, saturação de água de 5%, temperatura de 50 °C e pressão atmosférica.

A vazão de injeção será mantida constante em todas as simulações, com valor de 25 cm<sup>3</sup>/min. A diferença de pressão entre o injetor e o produtor também será constante, de 10 kPa. Porém, as pressões de injeção e de produção, assim como o título do vapor, serão modificados de acordo com a rodada. Na Tabela 7 podem ser vistos os valores dos parâmetros que serão utilizados.

Tabela 7. Condições de operação de pressão e título.

$P_{inj}$ (kPa)	200	400	800
$P_{prod}$ (kPa)	190	390	790
Título (%)	60	80	100

## 4.2 Procedimento Numérico

### 4.2.1 Tubo de Injeção

Serão simulados oito casos para o tubo de injeção. O objetivo é comparar o comportamento do tubo com a variação da permeabilidade, da pressão de injeção, do título de vapor, e com o tipo de curva de permeabilidade relativa. A Tabela 8 apresenta os parâmetros adotados em cada caso.

Tabela 8. Modelos a serem simulados para o tubo de injeção contínua de vapor.

Caso	Permeabilidade (D)	$P_{inj}$ (kPa)	Título do Vapor (%)	Curvas de kr
0	3	2000	80	não-lineares
1	3	1400	80	não-lineares
2	3	2500	80	não-lineares
3	1	2000	80	não-lineares
4	10	2000	80	não-lineares
5	3	2000	60	não-lineares
6	3	2000	100	não-lineares
7	3	2000	80	lineares

A temperatura de injeção é determinada pela pressão do vapor saturado na pressão de injeção.

### 4.2.2 Célula SAGD

Para este modelo, oito casos também serão estudados, comparando-se os resultados quanto a pressão de injeção, a permeabilidade, o título e os tipos de curvas de permeabilidade relativa. Os casos a serem estudados estão mostrados na Tabela 9.

Tabela 9. Modelos a serem simulados para a célula SAGD.

Caso	Permeabilidade (D)	Pinj (kPa)	Título do Vapor (%)	Curvas de kr
0	20	200	80	lineares
1	50	200	80	lineares
2	100	200	80	lineares
3	20	400	80	lineares
4	20	800	80	lineares
5	20	400	60	lineares
6	20	400	100	lineares
7	100	200	80	não-lineares

Aqui também a temperatura de injeção é determinada pela pressão do vapor saturado na pressão de injeção.

### 4.3 Resultados e Discussões

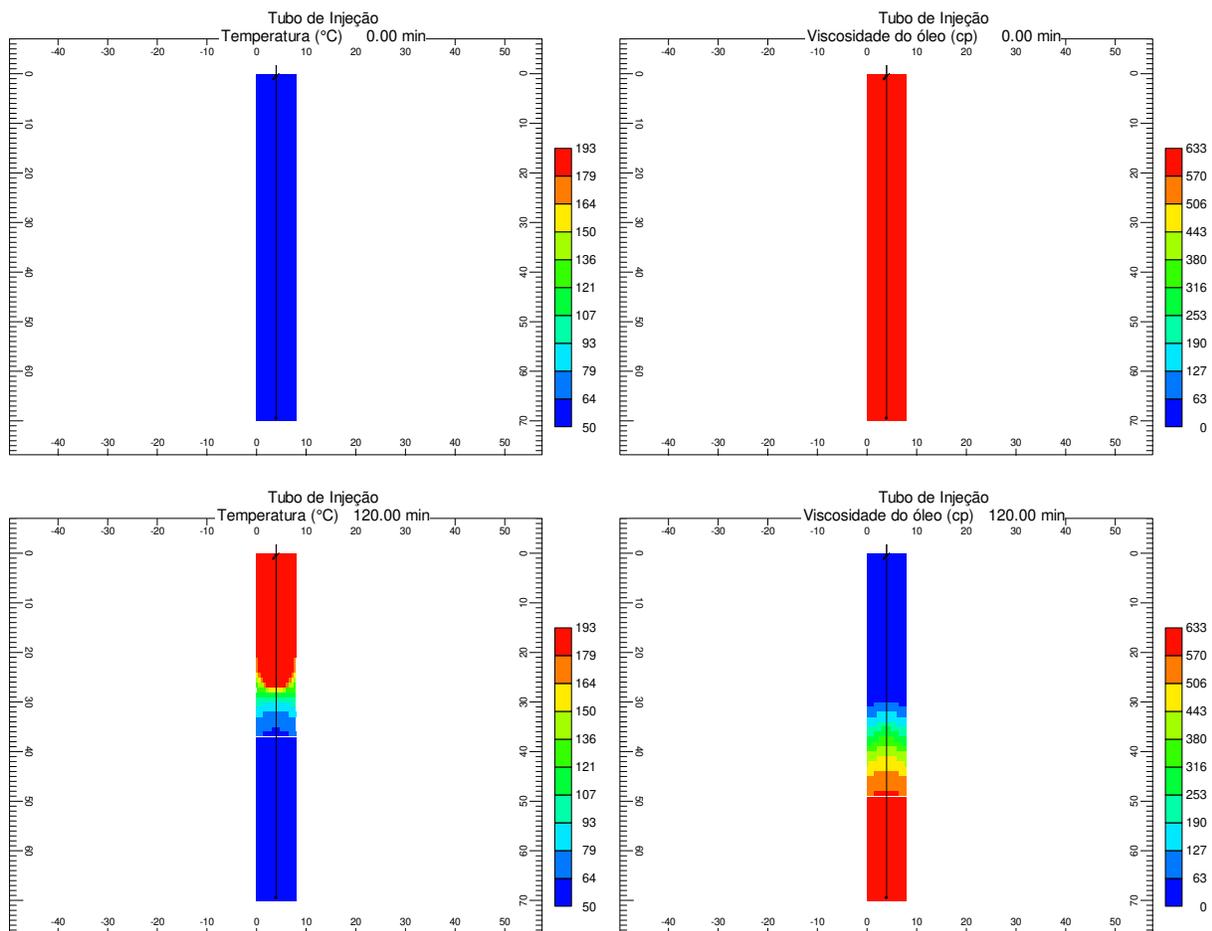
#### 4.3.1 Tubo de Injeção Contínua de Vapor

Como citado anteriormente, os casos discriminados na Tabela 8 são simulados e com eles pode-se comparar a influência de alguns fatores na recuperação de óleo quando se faz injeção contínua de vapor.

Em uma visão geral, o processo ocorre da seguinte forma: vapor a alta pressão é injetado através do injetor, e se espalha pelos sulcos por toda a área transversal do tubo acima do meio poroso. O vapor começa a penetrar no meio poroso, criando uma câmara de vapor e fazendo a pressão dessa região aumentar. O aumento de pressão na parte superior cria um gradiente de pressão dentro do tubo, fazendo com que o óleo, altamente viscoso, seja produzido no produtor, que está à pressão atmosférica. Na frente da câmara de vapor ocorre a condensação de parte do vapor, devido à troca de calor entre o vapor, o meio poroso e o fluido originalmente dentro do tubo. O óleo aquecido tem sua viscosidade reduzida e é favorecido no seu deslocamento. O vapor condensado, ou seja, a água quente, possui mobilidade muito maior que a do óleo. Então se desloca em direção ao produtor mais facilmente. Durante essa viagem a água vai perdendo calor

para o óleo, reduzindo a viscosidade deste, porém essa redução é pequena. Quando a água chega à extremidade do tubo ela passa a ser produzida junto com o óleo. Com o passar do tempo a câmara continua sua expansão, empurrando o óleo e assim ocupando os espaços deixados por este. Quando a câmara está já próxima à extremidade produtora do tubo, o óleo com viscosidade baixa chega ao produtor. Isso, aliado ao alto gradiente de pressão dentro do tubo, faz com que uma grande quantidade de óleo seja expelida. Então, a pressão dentro do tubo cai bruscamente e a produção de óleo passa a ser praticamente zero.

Na Figura 18 é possível acompanhar o perfil da temperatura (à esquerda) e o perfil da viscosidade do óleo (à direita), com o passar do tempo.



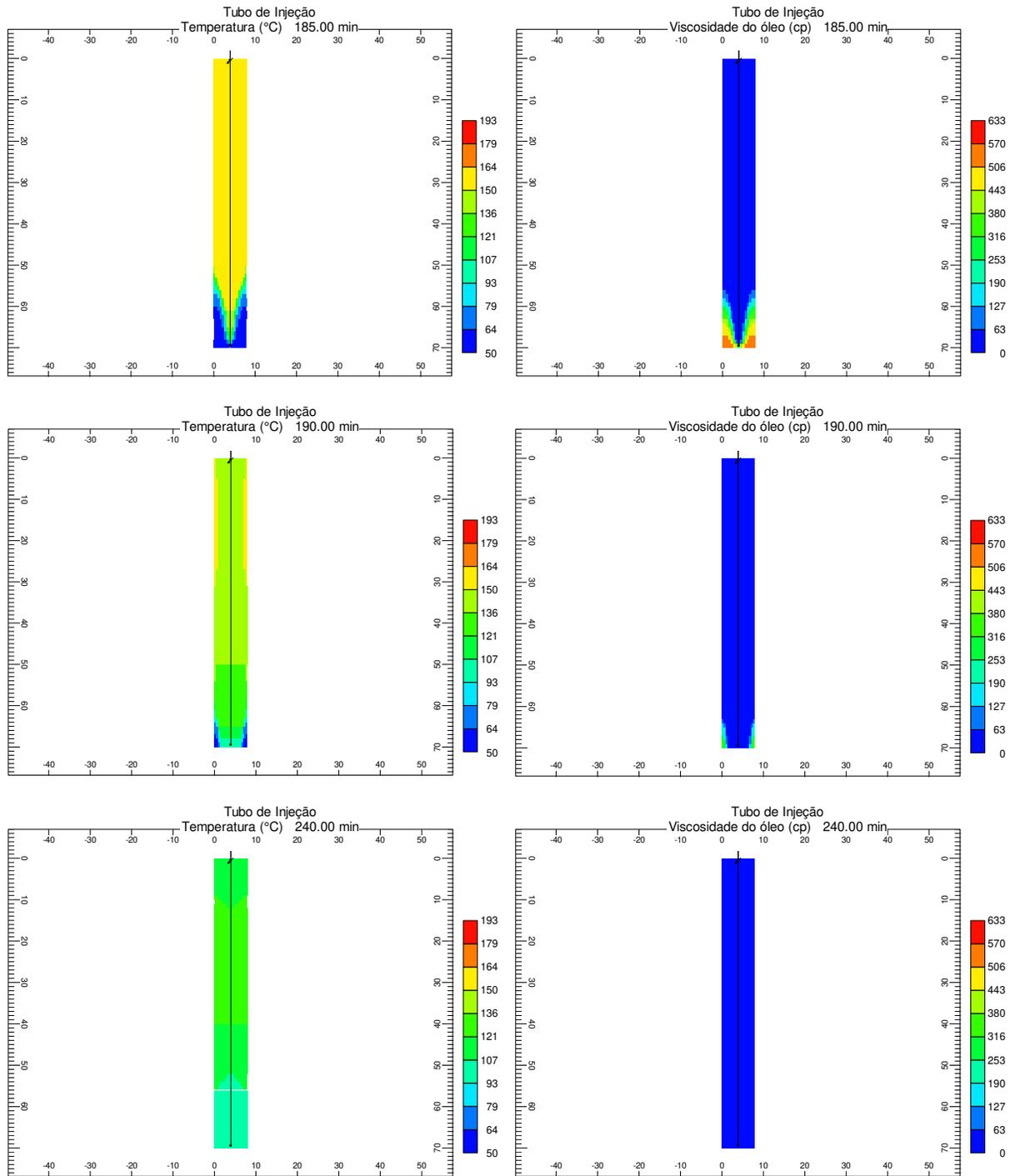


Figura 18. Evolução da temperatura e da viscosidade no tubo.

O vapor é injetado no produtor à taxa constante, como pode ser visto na Figura 19. Essa injeção ocorre em alta pressão. Porém, ao se manter a vazão constante, é impossível manter a pressão constante simultaneamente, como pode ser visto na mesma figura.

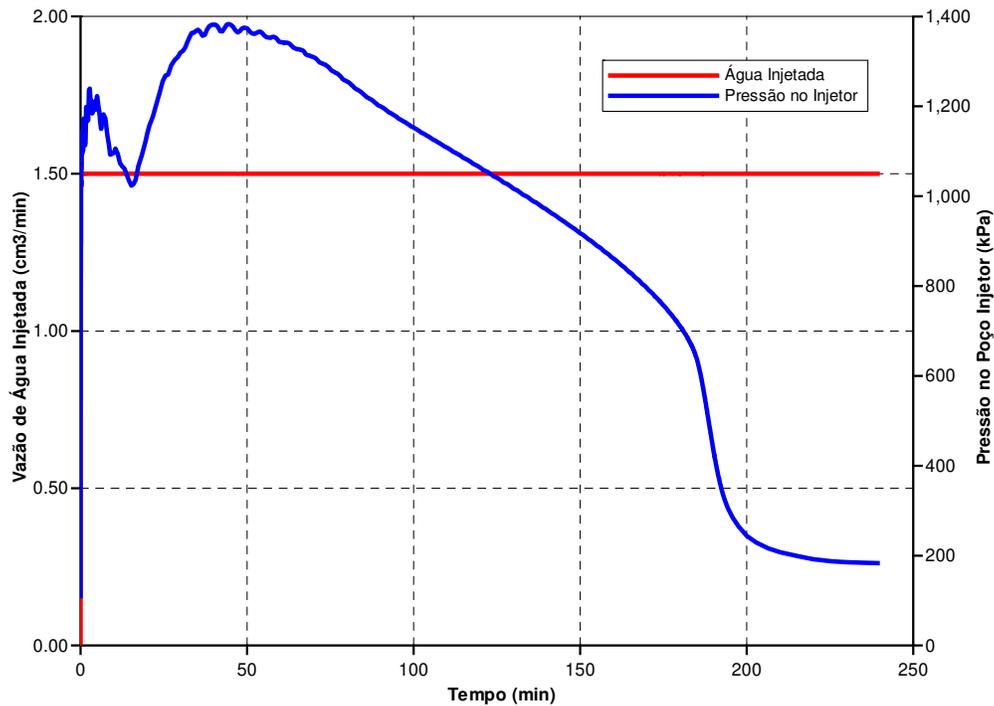


Figura 19. Vazão de injeção de água.

A injeção do vapor faz a pressão no tubo aumentar. Porém, depois de aproximadamente 5 minutos, ela sofre uma queda, como pode ser visto na Figura 20. Tal fato é devido à condensação de parte do vapor injetado, cuja massa troca calor com o sistema. Depois, quando o equilíbrio térmico na região do vapor e da água quente condensada é atingido, a pressão volta a aumentar atingindo seu pico antes do início da produção de água. Na seqüência, a pressão começa a cair lentamente até o instante do pico de produção de líquidos, quando a pressão média do tubo tem uma queda acentuada, em um curto período de tempo. Então, a pressão média praticamente se iguala à pressão de injeção, que é a pressão necessária para que a vazão de  $1,5 \text{ cm}^3/\text{min}$  seja mantida.

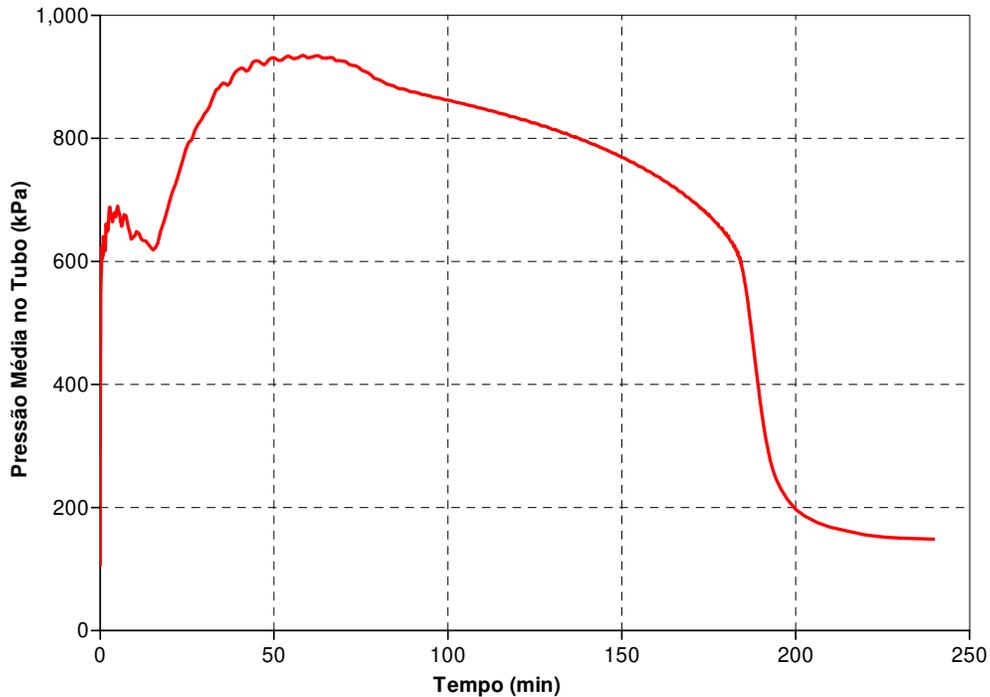


Figura 20. Pressão média no tubo.

A curva de produção de líquidos pode ser vista na Figura 21. A produção de óleo começa logo no início da simulação. Essa produção se dá por depleção, já que no início do experimento a pressão do produtor é igual à atmosférica, assim como a pressão inicial no injetor. Ou seja, o peso da coluna de óleo empurra uma pequena quantidade de óleo para fora do tubo. Ao mesmo tempo, vapor penetra no tubo, aumentando a pressão dentro dele e incentivando a produção de óleo. A produção vai aumentando lentamente, até o início da produção da água, quando ocorre uma pequena queda. Depois, a produção volta a crescer lentamente até o minuto 180, quando ocorre um pico de produção. Então a produção de óleo cai praticamente a zero e a produção de água é praticamente igual à vazão de injeção.

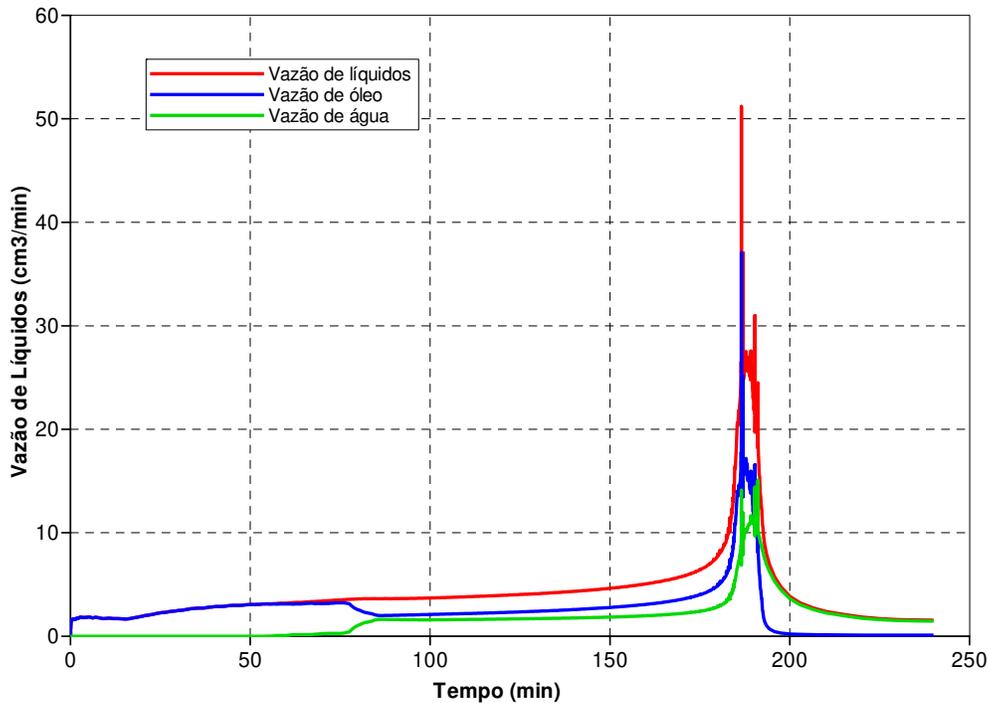


Figura 21. Vazão de líquidos no tempo.

A curva do fator de recuperação de óleo cresce a uma taxa praticamente constante até o início da produção de água, quando essa taxa cai um pouco. No momento do pico da produção de óleo, a curva apresenta um grande aumento na taxa de recuperação. E, depois do pico, a curva permanece quase constante, já que a produção de óleo é praticamente nula. No fim das quatro horas, é obtida uma recuperação de pouco mais de 70% do óleo, como pode ser visto na Figura 22.

Apesar de pequena, a recuperação nos 50 minutos finais é ainda viável segundo o critério da razão óleo-vapor (ROV). Segundo Rosa *et al.* (2006), um metro cúbico de óleo é necessário para transformar quinze metros cúbicos de água em vapor, ou seja, o limite termodinâmico de um projeto de recuperação por vapor é dado por uma razão óleo-vapor de 0,067. Nos resultados aqui mostrados, no último instante da simulação a ROV instantânea é de 0,067, ou seja, o limite descrito pelos autores citados.

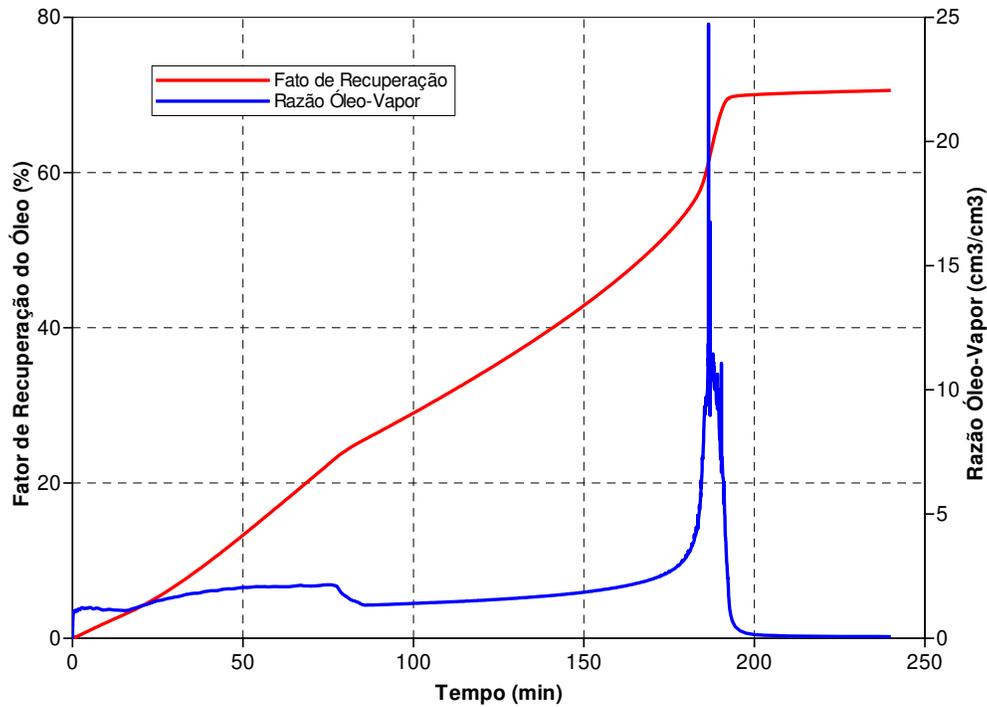


Figura 22. Fator de recuperação do óleo e razão óleo-vapor no tempo.

O pico de produção de óleo ocorre no momento em que o óleo com viscosidade reduzida chega ao produtor. Isso pode ser visto analisando-se a Figura 23. Antes do pico, todo o óleo produzido é altamente viscoso. Então, no momento do pico, o óleo, que teve a viscosidade reduzida pela frente de alta temperatura, é expelido para fora, devido ao grande gradiente de pressão existente dentro do tubo, ou seja, antes do pico, o principal efeito da injeção de vapor, a redução da viscosidade, não faz efeito, e o óleo é produzido por deslocamento.

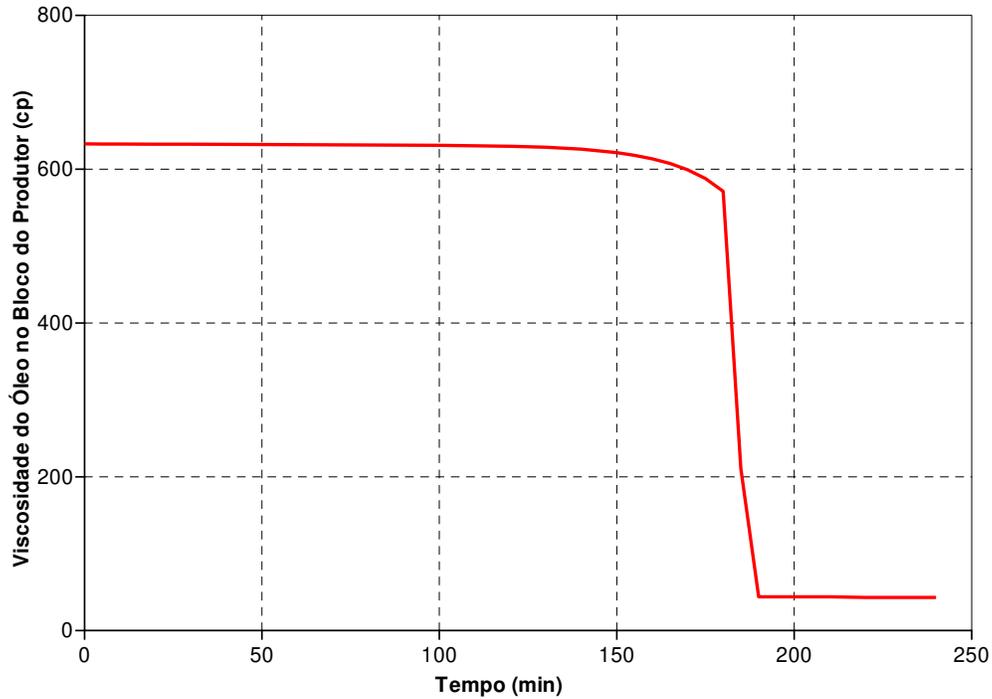


Figura 23. Viscosidade do óleo no bloco do produtor.

#### 4.3.1.1 Variação da Pressão de Injeção

Os testes para a avaliação da influência da pressão de injeção no tubo são realizados com permeabilidade de 3 Darcys, título do vapor de 80% e curvas não-lineares para as permeabilidades relativas.

Na Figura 24 podem ser vistas as curvas do fator de recuperação em função do tempo para os três casos testados. No tempo final da simulação, o fator de recuperação para todos os casos situa-se entre 70,5% e 70,6%. Isso mostra que para as condições impostas existe muito pouca diferença na recuperação. Como se vê na Figura, as três curvas estão praticamente sobrepostas, mas a partir do minuto 160 até o minuto 195 elas apresentam uma pequena separação.

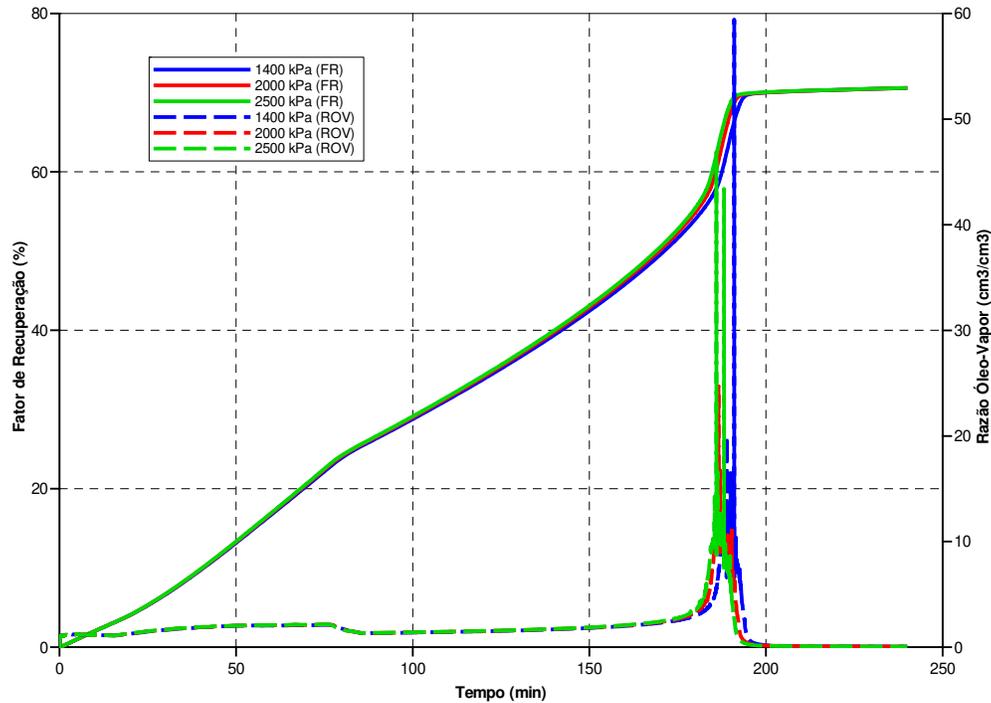


Figura 24. Fator de recuperação e razão óleo-vapor pelo tempo para diferentes pressões de injeção.

A separação vista na Figura 24 pode ser entendida ao se analisar a Figura 25. As curvas de produção estão sobrepostas até o minuto 160, depois elas se separam. Como pode ser visto, quanto maior a pressão de injeção, mais cedo ocorre o pico de produção de óleo. Esse adiantamento no pico de produção ocorre porque o gradiente de pressão dentro do tubo é tanto maior, quanto maior for a pressão de injeção. Porém, esse adiantamento do pico de produção não é ainda maior porque, durante todo o tempo, a vazão de injeção máxima é atingida. Essa diferença poderia ficar mais acentuada caso a pressão de injeção fosse mantida fixa, liberando a vazão, mas isso não será possível no laboratório, pelos limites de pressão do equipamento.

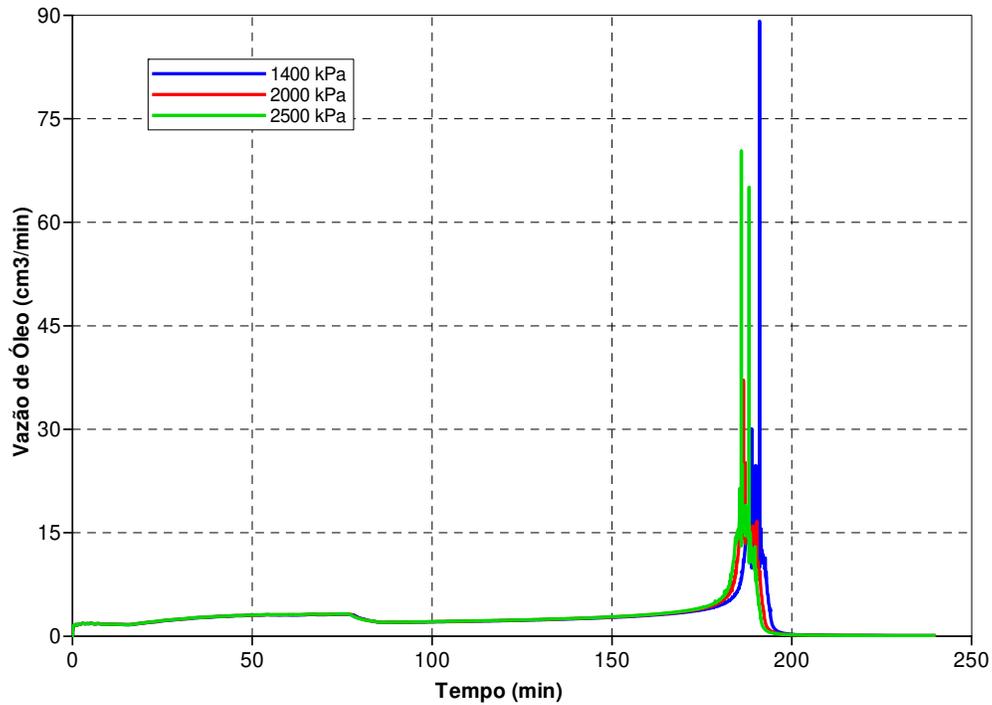


Figura 25. Vazão de óleo no tempo para diferentes pressões de injeção.

#### 4.3.1.2 Variação da Permeabilidade do Meio

Esses testes são realizados com pressão máxima de injeção de 2000 kPa, título de 80% e curvas de permeabilidades relativas não-lineares.

A influência da permeabilidade do meio poroso na curva de recuperação de óleo pode ser vista na Figura 26. Com o aumento da permeabilidade do meio, o óleo se desloca mais facilmente, aumentando a vazão do óleo com alta viscosidade. Isso acarreta em antecipação do pico de produção. Porém, o pico apresenta valor menor com o aumento da permeabilidade do meio, já que uma quantidade maior de óleo foi produzida antes do pico.

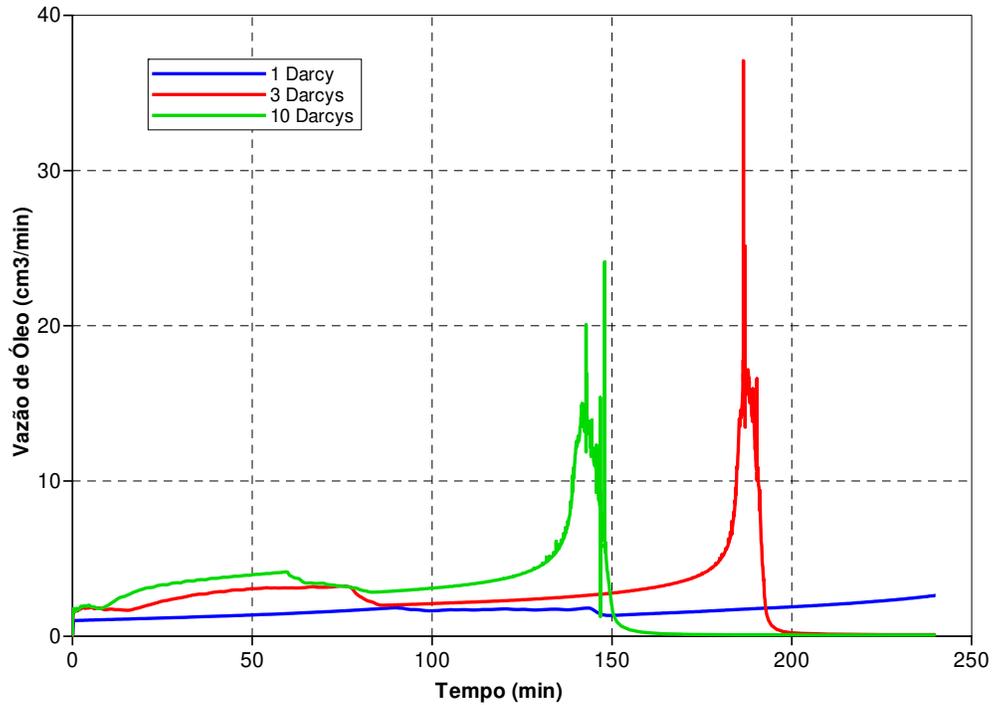


Figura 26. Vazão de óleo no tempo para diferentes permeabilidades.

O adiantamento no pico de produção não influencia a recuperação final de óleo, como pode ser visto na Figura 27. O fator de recuperação final continua sempre por volta de 70%.

Também, ao se observar a Figura 27, nota-se que para o caso em que o meio poroso apresenta permeabilidade de 1 Darcy, o pico de produção não ocorre até o fim do tempo de simulação. Isso pode ser entendido observando-se a Figura 28, que mostra a vazão de injeção de água ao longo do tempo. A vazão máxima de injeção, de  $1,5 \text{ cm}^3/\text{min}$ , só é atingida depois de 175 minutos. Isso retarda a expansão da câmara de vapor, atrasando o momento da chegada do óleo de viscosidade reduzida ao produtor.

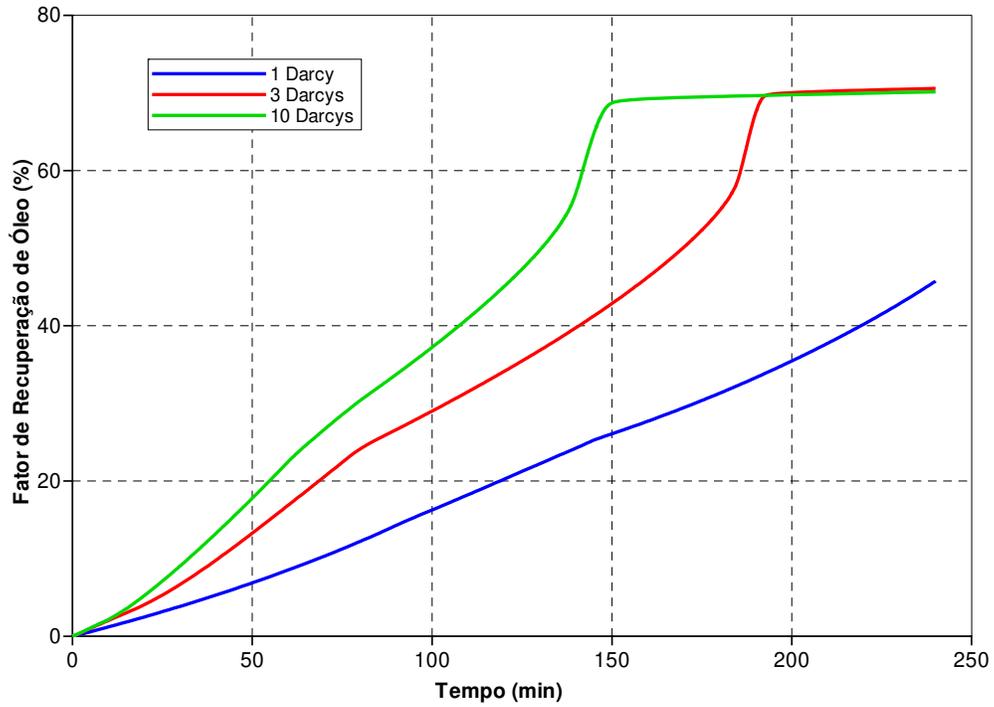


Figura 27. Fator de recuperação no tempo para diferentes permeabilidades.

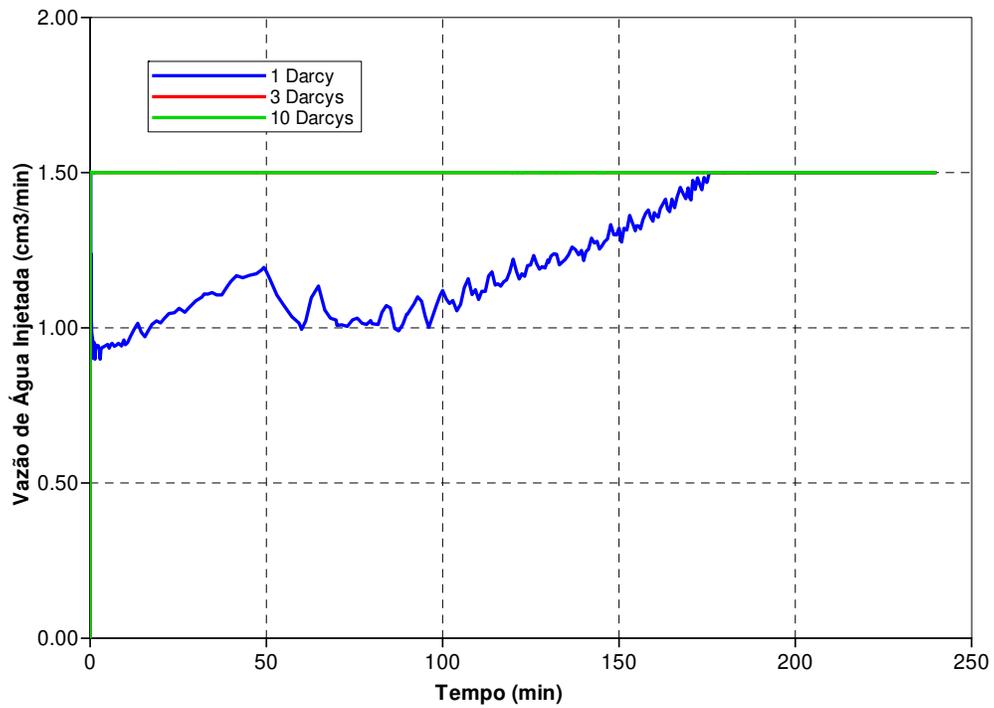


Figura 28. Vazão de injeção no tempo para diferentes permeabilidades.

### 4.3.1.3 Variação do Título do Vapor

Os testes para a análise da influência do título do vapor nas curvas de recuperação são realizados com pressão máxima de injeção de 2000 kPa, permeabilidade do meio poroso de 3 Darcys e curvas não-lineares de permeabilidades relativas.

Os resultados mostram que o fator de recuperação do óleo não é alterado pela mudança no título do vapor injetado. Porém, quanto maior o título do vapor mais cedo o patamar de recuperação máxima é atingido.

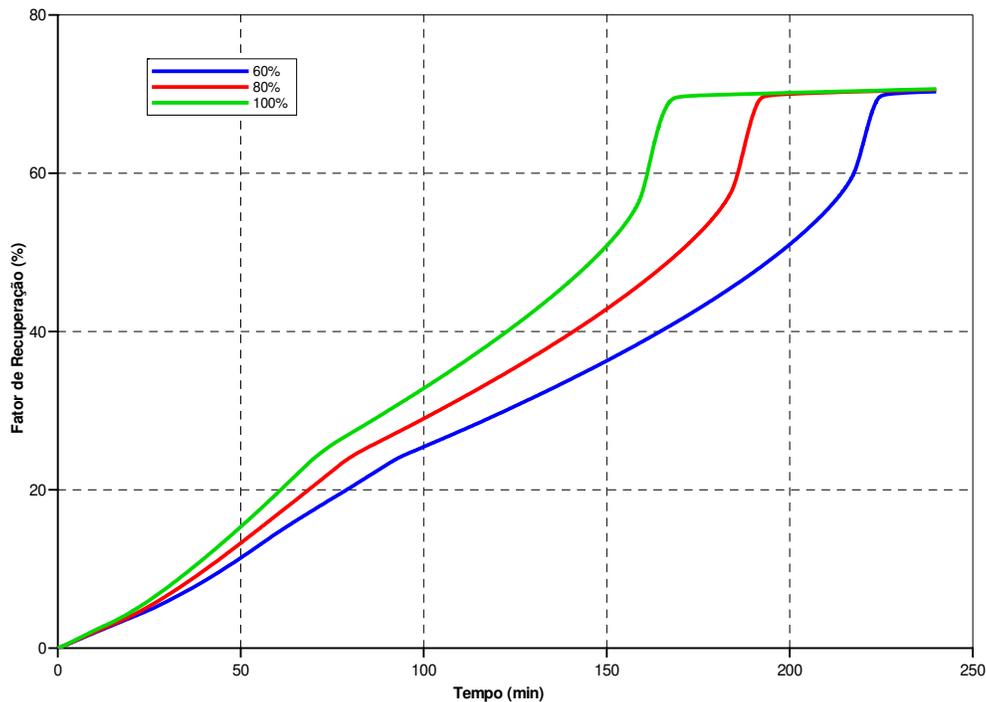


Figura 29. Fator de recuperação do óleo para diferentes títulos do vapor.

A grande influência da variação do título, para esses casos, está na pressão de injeção do vapor, como pode ser visto na Figura 30. Quanto maior o título, maior é o pico da pressão de injeção. Novamente, como a vazão está fixada, é praticamente impossível manter a pressão constante. Assim, um título maior implica em maior pressão de injeção, uma vez que um título

maior significa maior volume de água na fase vapor. Este fato também explica a diferença de entre os picos causados pela condensação do vapor e os picos que precedem o início da produção de água, ou seja, quanto menor o título, menor o volume de vapor condensado, e mais próximos estarão os valores de ambos os picos.

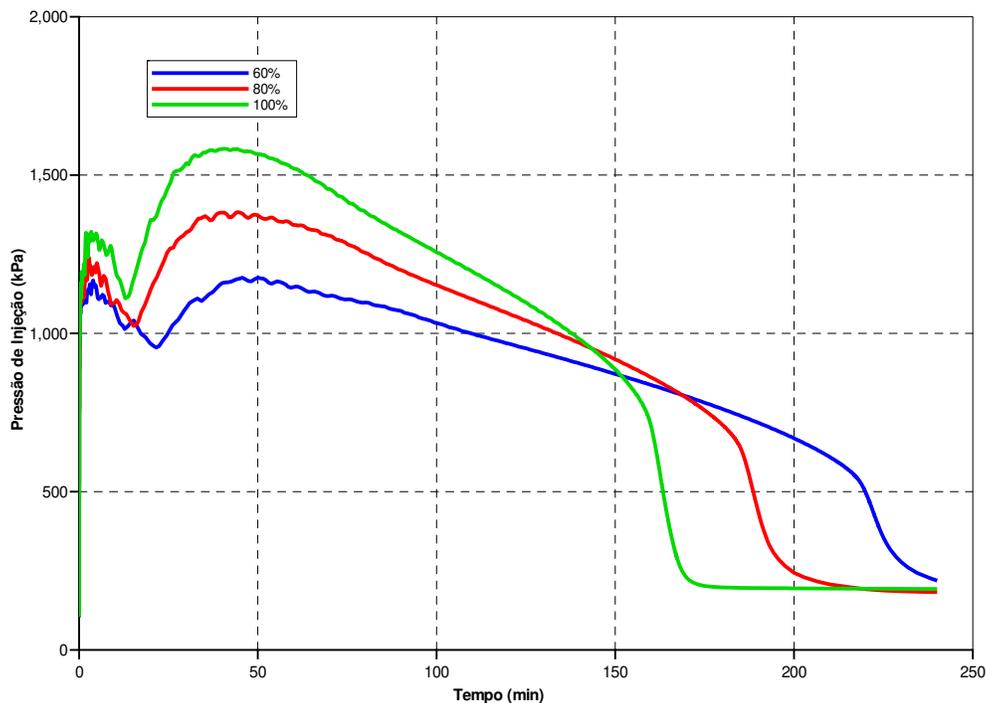


Figura 30. Pressão de injeção no tempo para diferentes títulos de vapor.

Com pressão de injeção maior, o gradiente de pressão dentro do tubo também é maior, e conseqüentemente, a vazão de produção também é maior, como pode ser visto na Figura 31. Essa vazão maior implica em deslocamento mais rápido da frente de alta temperatura, que tem em sua frente a parte do óleo com viscosidade reduzida. Esta, ao chegar mais cedo ao produtor, antecipa o pico da vazão. Como visto nos outros casos, depois do pico, a produção do óleo é praticamente nula.

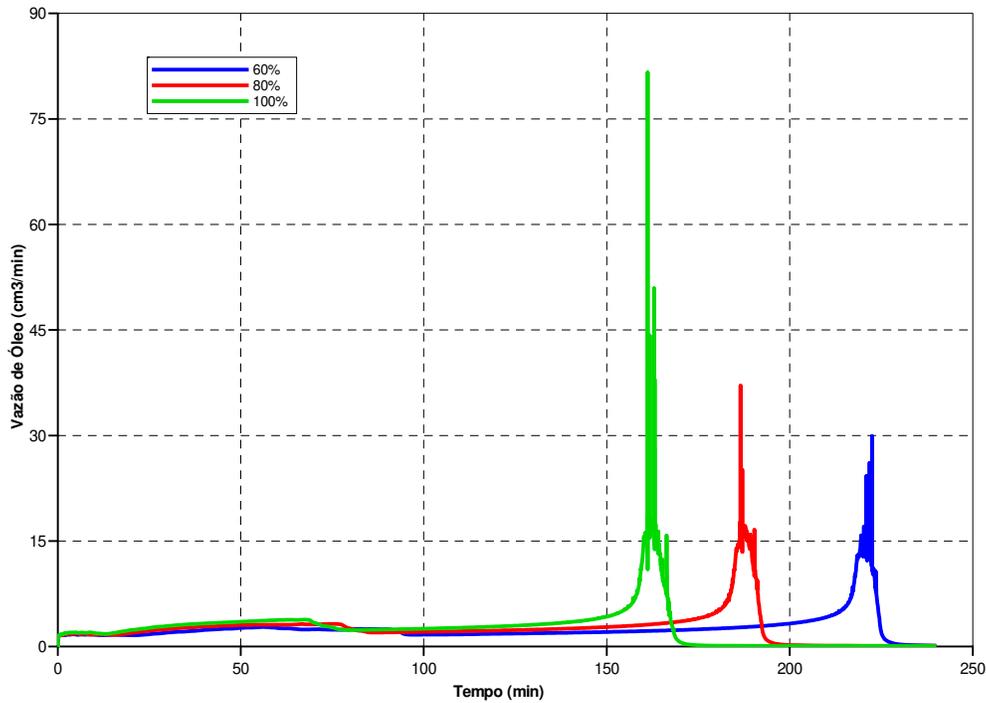


Figura 31. Vazão de óleo para diferentes títulos de vapor.

#### 4.3.1.4 Variação das Curvas de Permeabilidades Relativas

Os testes da variação das curvas de permeabilidades relativas são feitos com pressão máxima de injeção de 2000 kPa, título de 80% e permeabilidade de 3 Darcys.

Na Figura 32, é possível ver a comparação do perfil de temperatura para dois tempos distintos do modelo com curvas de permeabilidades relativas não-lineares, à esquerda, e para o modelo com curvas de permeabilidades lineares, à direita. A frente de alta temperatura, para o caso das curvas não lineares, é mais uniforme, o que não ocorre quando as curvas de permeabilidades são lineares.

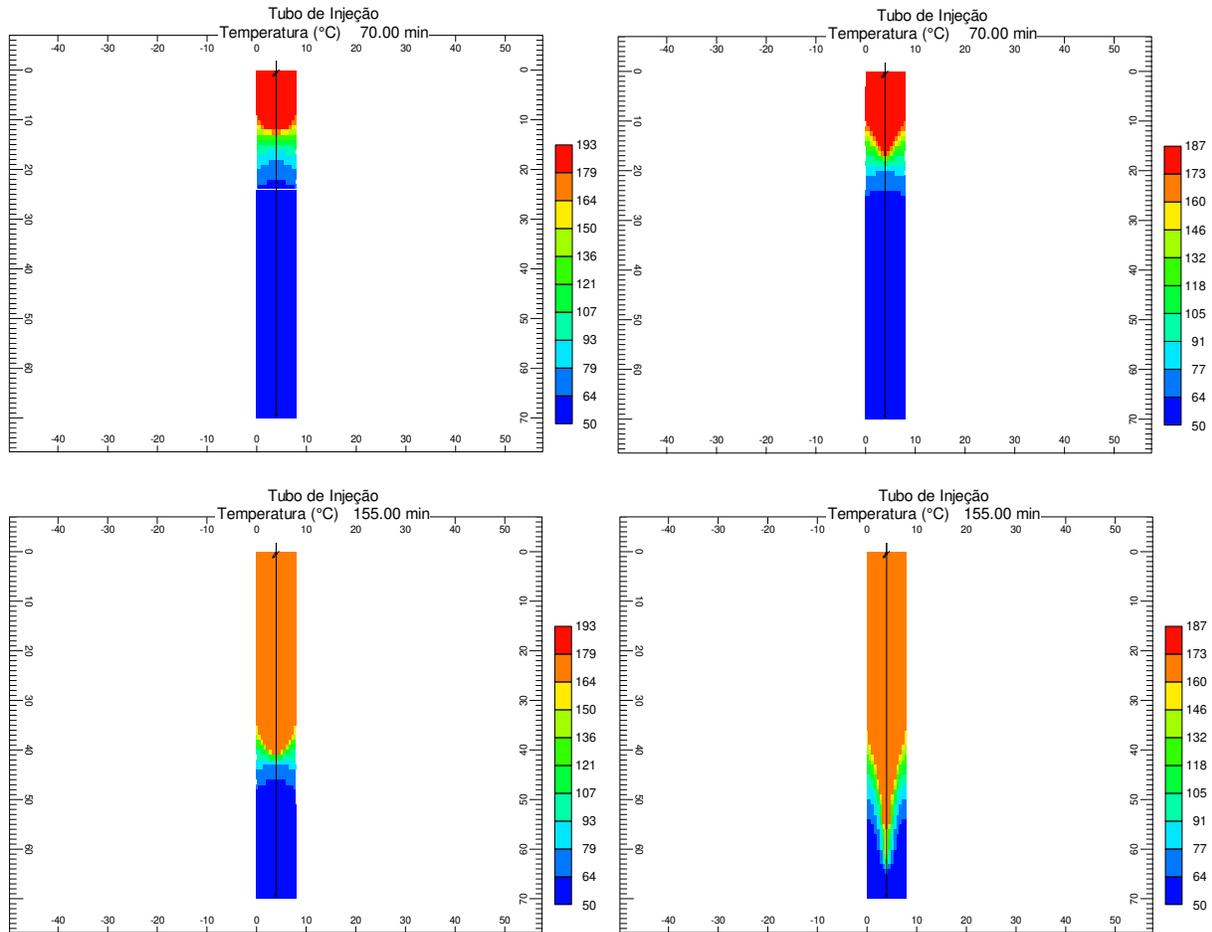


Figura 32. Perfil da temperatura para curvas de permeabilidades relativas não lineares e lineares para tempos distintos.

As curvas lineares favorecem a formação de um cone de vapor, que com o passar do tempo aumenta seu tamanho. A formação desse cone faz a frente de alta temperatura chegar mais rapidamente no produtor, e conseqüentemente o pico de produção, como pode ser visto na Figura 33. Além disso, depois do pico, a produção de óleo não vai a zero, como no caso com curvas de permeabilidades não-lineares.

Essa linearidade também favorece a movimentação do óleo, aumentando a sua recuperação final, que ultrapassa os 85%. Enquanto no caso não-linear a recuperação não chega aos 71%. Isso pode ser visto na Figura 34.

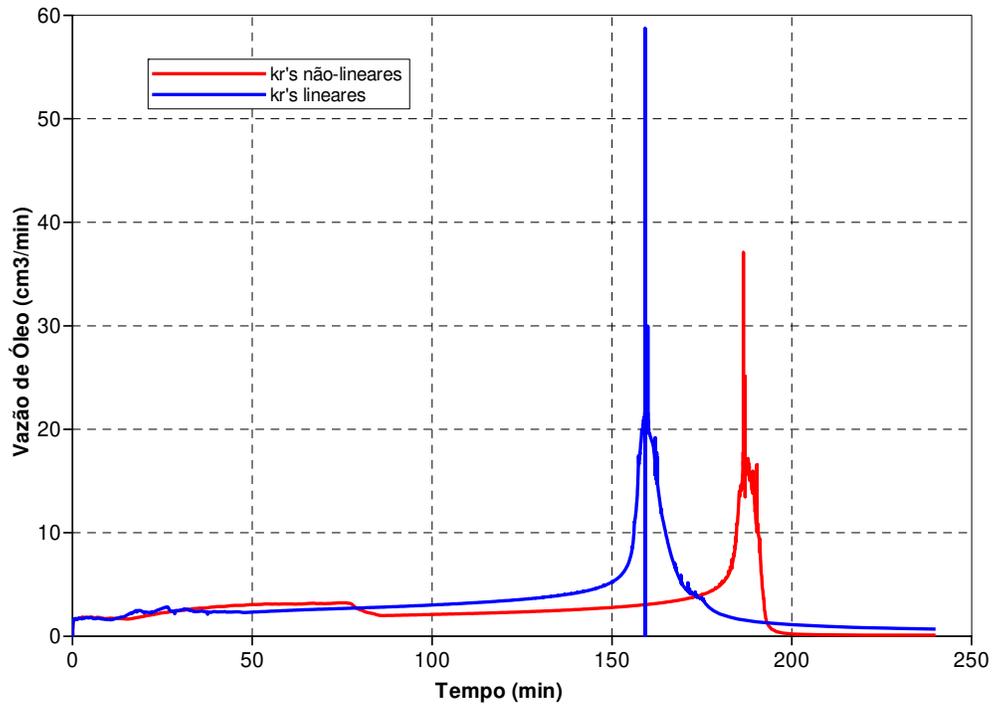


Figura 33. Vazão de óleo para diferentes curvas de permeabilidades relativas.

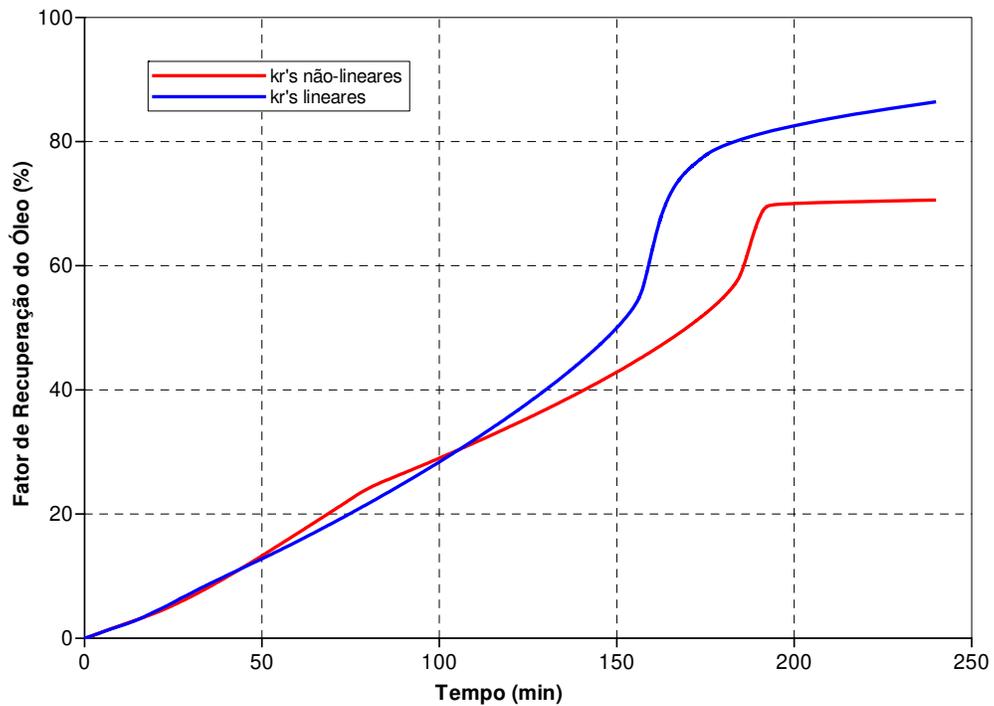


Figura 34. Fator de recuperação do óleo para diferentes curvas de permeabilidades relativas.

Outras curvas interessantes a serem analisadas são as curvas de produção de água, na Figura 35. Como as curvas lineares possuem valores maiores para as permeabilidades relativas da água, a água chega mais rápido no produtor. A água é produzida depois de 15 minutos para o caso de permeabilidades lineares, e depois de 57 minutos para o caso de permeabilidades não-lineares.

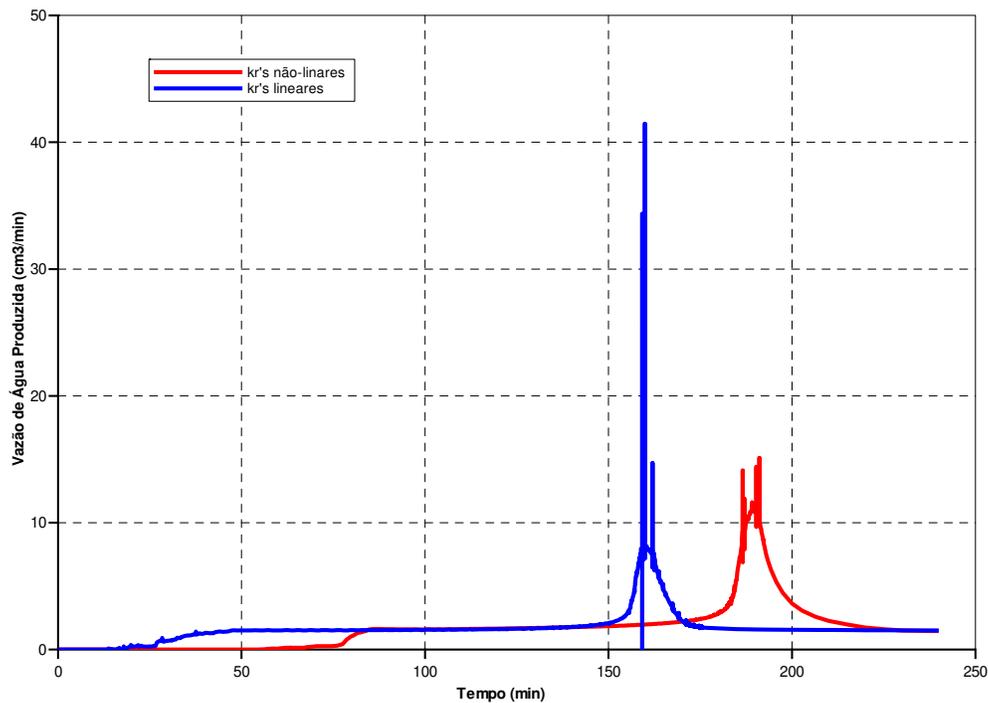


Figura 35. Vazão de água produzida para diferentes curvas de permeabilidades relativas.

#### 4.3.1.5 Comparação das Simulações do Processo de Injeção Contínua com a Literatura

Os resultados numéricos apresentados se assemelham às curvas experimentais encontradas na literatura, como pode ser verificado na Figura 36 (Goite *et al.*, 2001) e na Figura 37 (Simangunsong, 2005). Nas Figuras, é possível observar que ocorre um pico de produção em determinado momento, momento este em que o óleo de viscosidade reduzida atinge o poço produtor. A segunda Figura apresenta uma curva de produção de água distinta das verificadas neste trabalho, diferenças provocadas pela saturação inicial de água, em torno de 15%, maior que

os 5% utilizado nas simulações deste trabalho, e também pelas diferenças nas curvas de permeabilidades relativas aos fluidos, e a existência de uma saturação inicial de ar, de 10%.

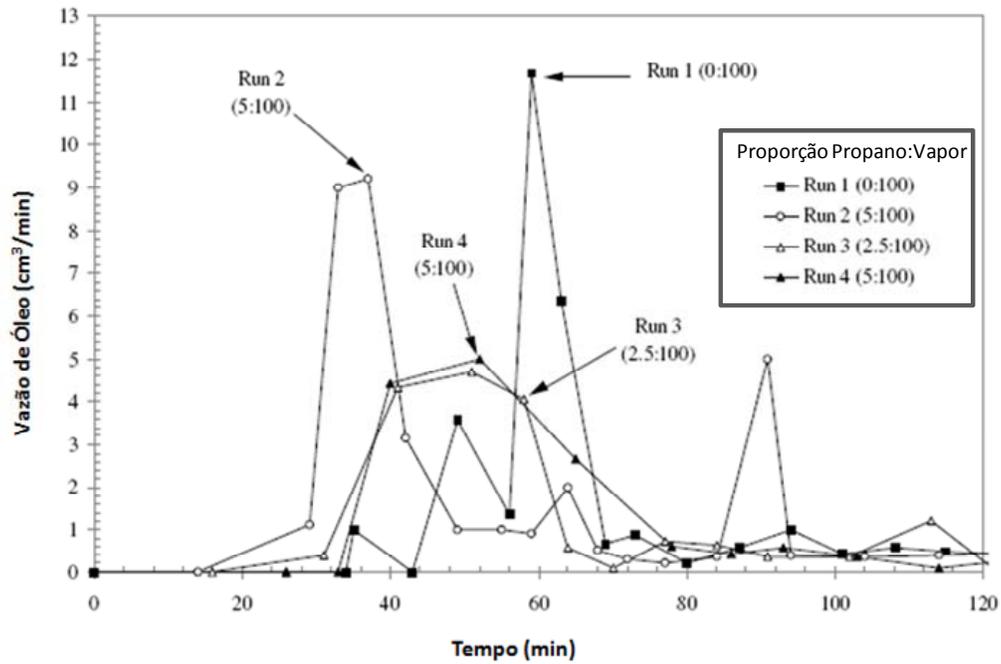


Figura 36. Comparação das vazões de óleo produzido no tempo (Goite *et al.*, 2001).

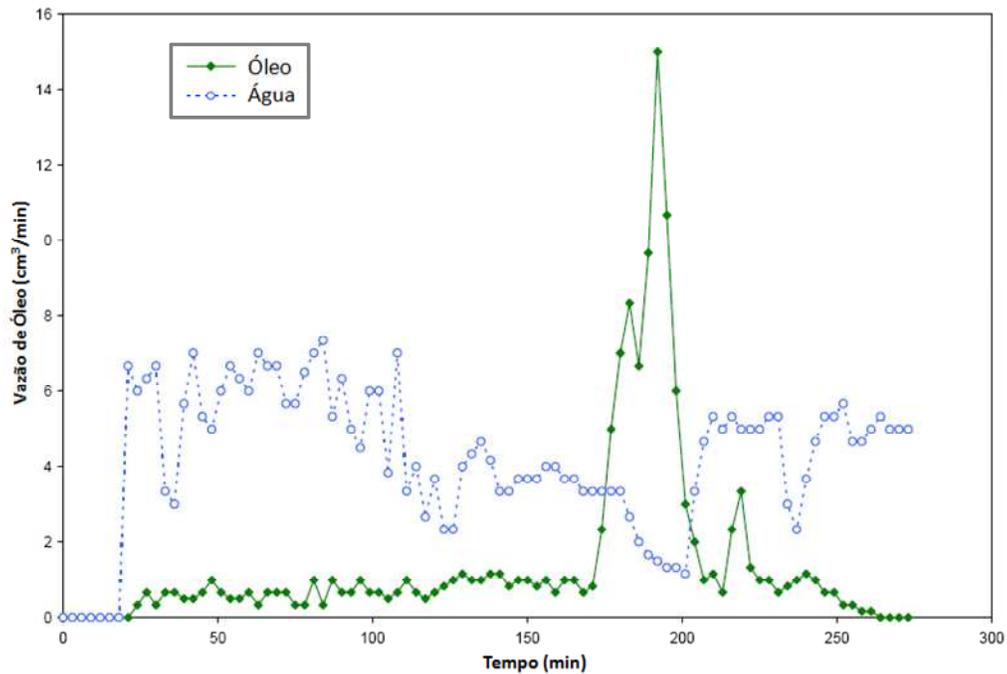


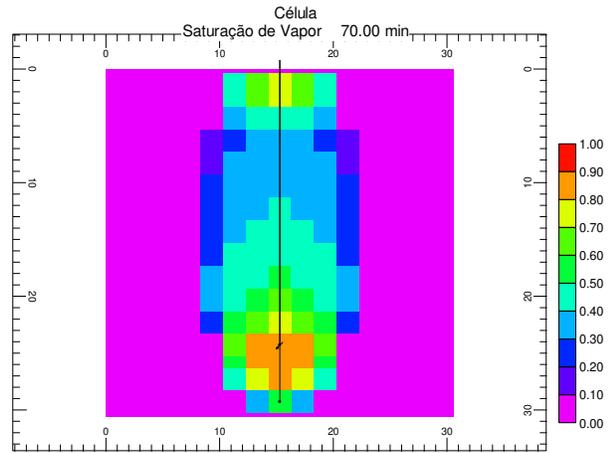
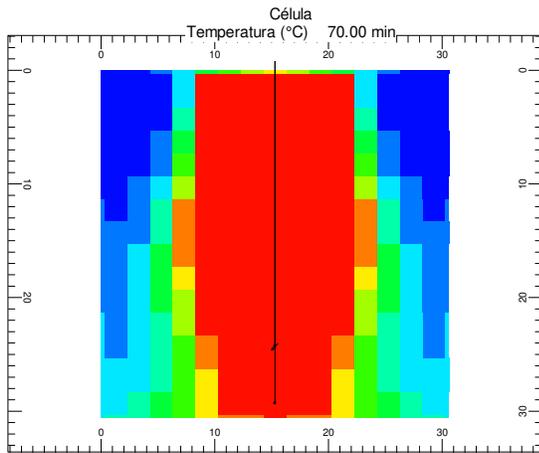
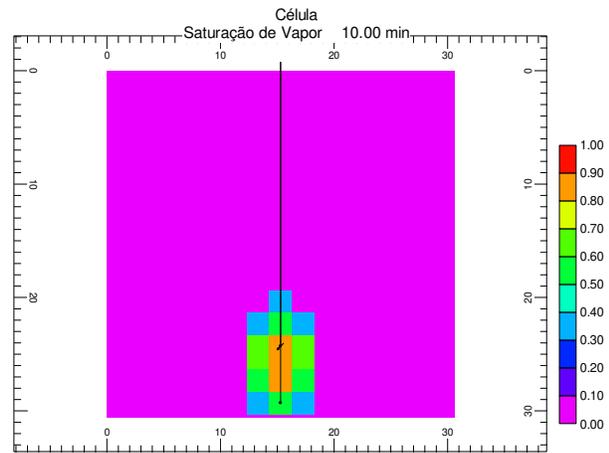
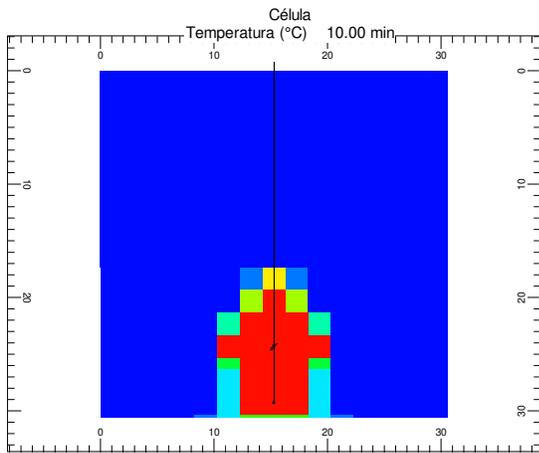
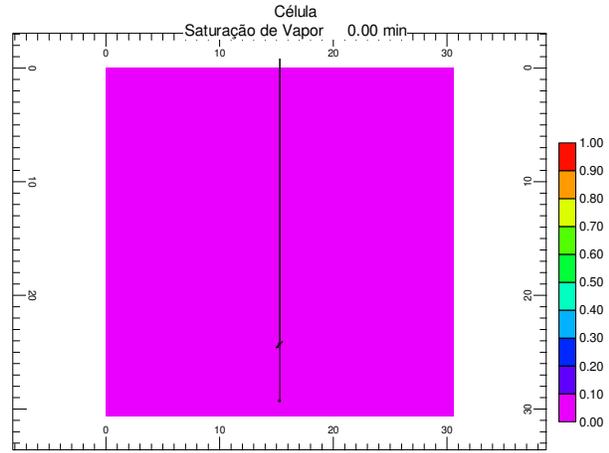
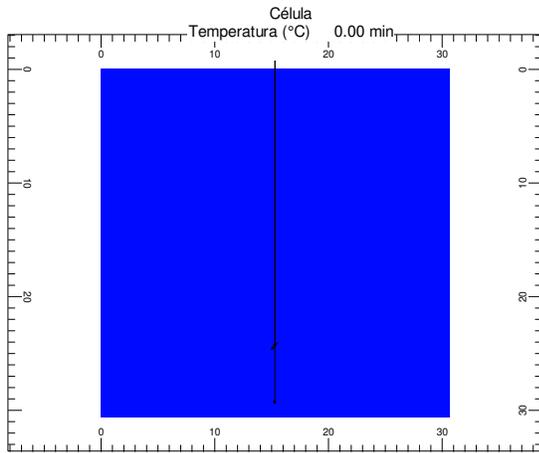
Figura 37. Vazões de óleo e água pelo tempo, Rodada 4, vapor puro (Simangunsong, 2005).

### 4.3.2 Célula SAGD

Os casos discriminados na Tabela 9 são simulados para o processo de drenagem gravitacional auxiliada por vapor. Com eles pode-se entender como funciona o processo, e verificar-se a influência de alguns parâmetros em seu desenvolvimento.

O processo SAGD, segundo a simulação, ocorre da seguinte forma: vapor é injetado ao longo de todo o poço injetor, e penetra uniformemente no meio poroso. Como existe uma diferença de pressão entre o injetor e o produtor, o vapor, além de empurrar o óleo, reduz a sua viscosidade. Com a comunicação entre os poços estabelecida, o vapor se expande um pouco lateralmente, formando uma câmara de vapor na região ao redor dos poços. Por ser o vapor menos denso que o óleo, a sua câmara começa a se expandir para cima, mantendo os limites laterais. Ao atingir o topo da célula, a parte superior da câmara se expande lateralmente até chegar às paredes laterais, quando começa a descer e a ocupar as partes ainda não alcançadas. Durante o trajeto, o vapor vai trocando calor com o meio poroso e com os fluidos iniciais, na parede da câmara. Essa troca de calor com o óleo faz com que este tenha a viscosidade reduzida e seja drenado para o produtor junto com o vapor condensado, por ação gravitacional. A produção de óleo é contínua, e exceto nos primeiros minutos, todo o óleo produzido está com viscosidade reduzida.

Na Figura 38 é possível acompanhar o perfil de temperatura, à esquerda, e o perfil da saturação de vapor para diversos tempos, à direita.



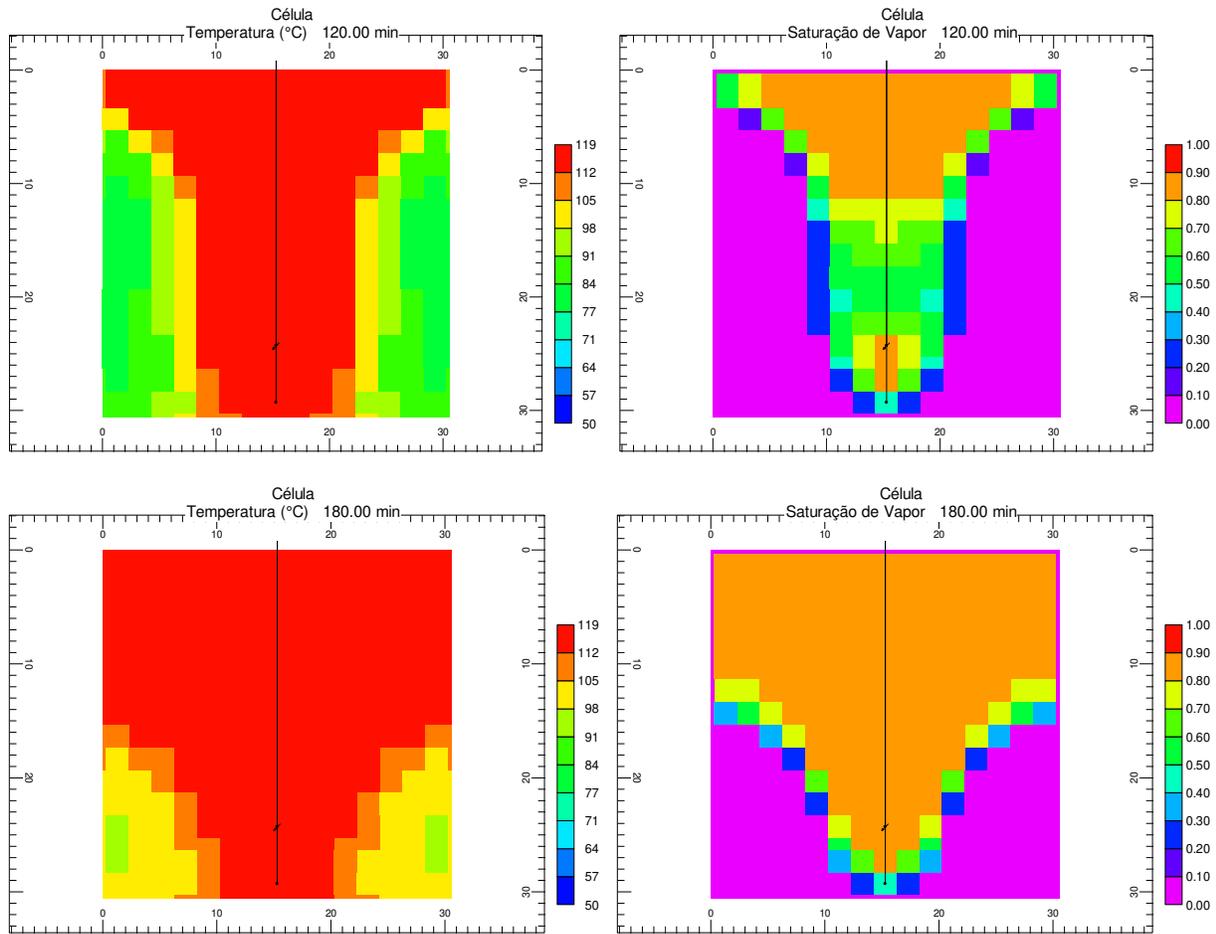


Figura 38. Perfil da temperatura e da saturação de vapor para tempos distintos.

O vapor é injetado à taxa máxima de  $25 \text{ cm}^3/\text{min}$ , e exceto nos dois primeiros minutos, período para que ocorra a comunicação entre os poços, ela não atinge esse valor, como pode ser visto na Figura 39.

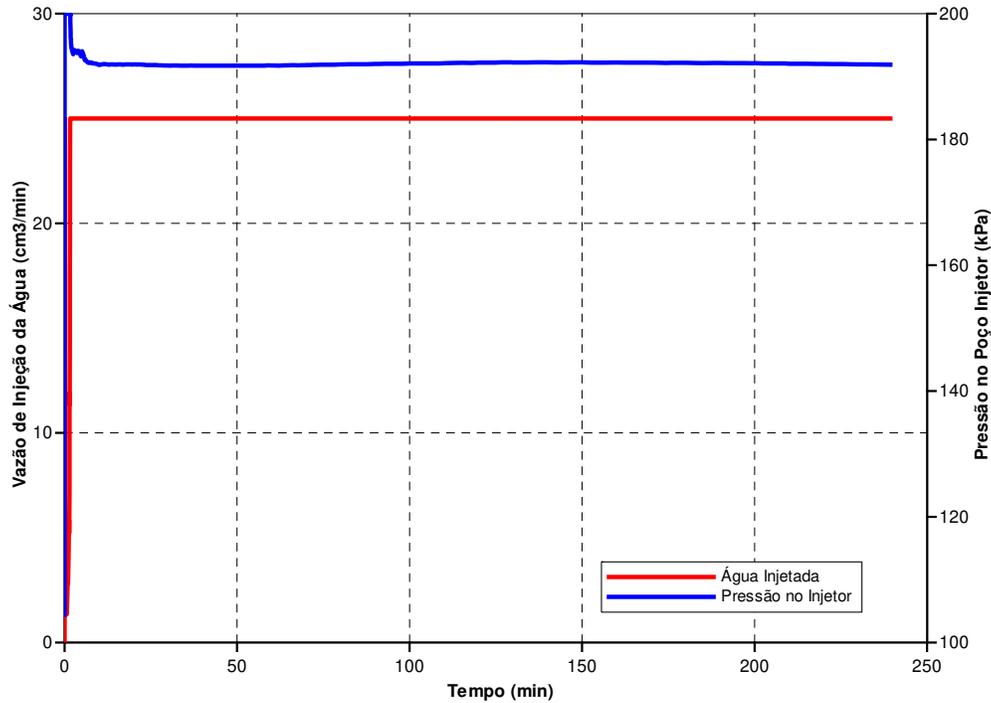


Figura 39. Vazão de injeção de água e pressão no poço injetor no tempo para o processo SAGD.

A pressão de injeção máxima estabelecida, para este caso, é de 200 kPa, que só é atingida enquanto não há comunicação entre os poços. Depois disso, a pressão de injeção cai, ficando praticamente estável, e muito próxima da pressão do poço produtor. Essa estabilidade só é atingida por causa da comunicação entre os poços, caso contrário ela variaria, como pode ser o visto no processo de injeção contínua.

Como a pressão de injeção está quase sempre perto de 1992 kPa, e a pressão de produção é de 1990 kPa, a pressão média do reservatório fica entre esses dois patamares.

Ao observar a Figura 40, nota-se que a vazão de produção de água é praticamente constante, e bem próxima da vazão de injeção. A curva da vazão de óleo apresenta aspectos interessantes: existe um pico de produção bem no início da simulação, que ocorre quando a comunicação entre os poços está se estabelecendo. Então a vazão cai, e em seguida vem o segundo pico, bem menor que o primeiro, que ocorre quando a expansão da câmara de vapor se dá lateralmente. Depois a produção volta a cair, e aproximadamente aos 20 minutos aparece um

novo pico, que acontece quando a câmara atinge os blocos da base, próximos ao produtor. Durante a expansão vertical da câmara, que dura aproximadamente até o minuto 60, a vazão fica praticamente constante. Depois que a câmara de vapor atinge o topo do modelo, a vazão aumenta, até que a câmara ocupe toda a parte superior da célula. Por fim, a vazão volta a cair enquanto a câmara se expande até ocupar o restante da célula.

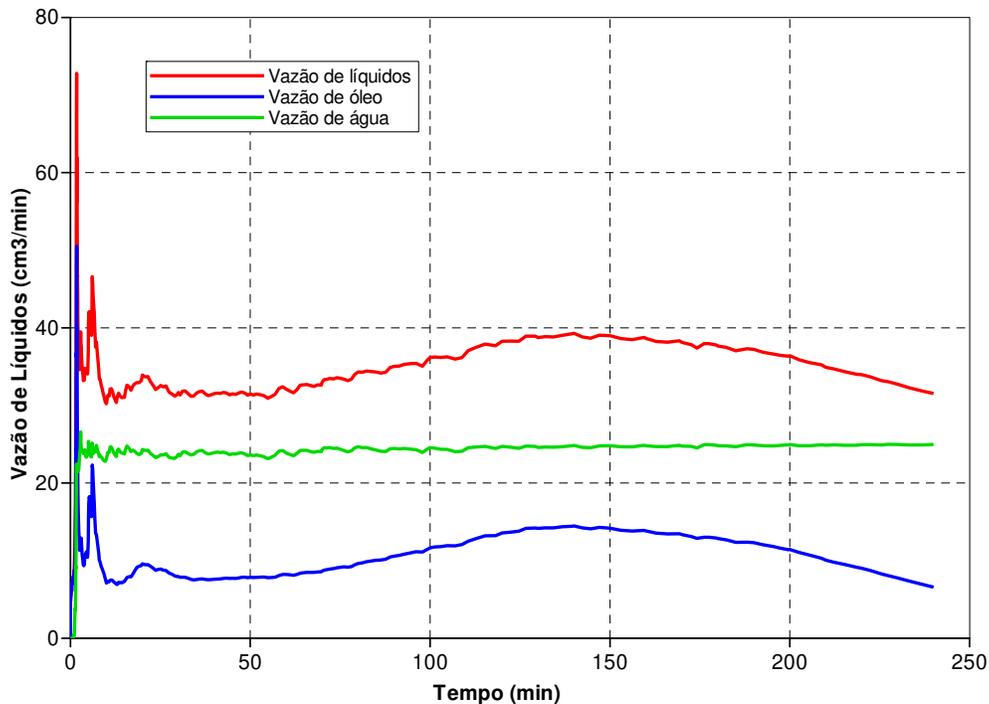


Figura 40. Vazão de produção de líquidos no tempo para o processo SAGD.

O fator de recuperação proporcionado por esse processo é alto, maior que 87%, como pode ser visto na Figura 41. Porém, não somente esse parâmetro deve ser analisado. A curva azul, apresentada na mesma Figura, mostra que, ainda ao final das quatro horas, a razão óleo-vapor não atingiu o limite termodinâmico, ou seja, a simulação poderia continuar por mais tempo, até que o limite fosse atingido, e conseqüentemente o fator de recuperação seria maior. Como o intuito desse trabalho não é avaliar a viabilidade econômica de um projeto SAGD, e sim analisar o comportamento do aparato para diversos parâmetros, o tempo de quatro horas será mantido para as análises futuras.

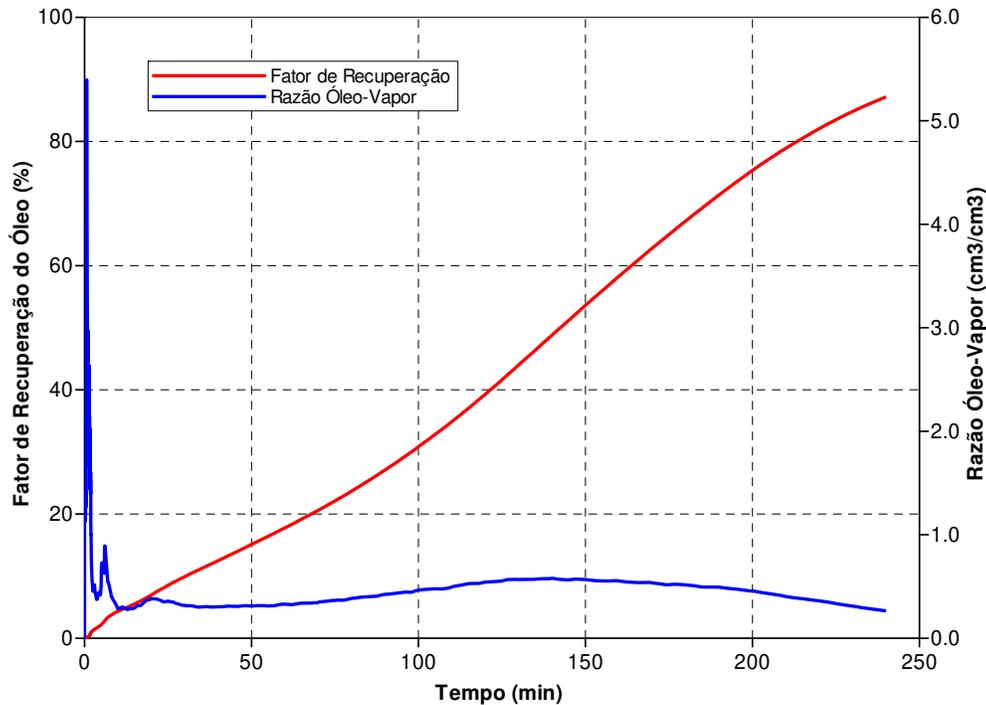


Figura 41. Fator de recuperação no tempo para o processo SAGD.

#### 4.3.2.1 Variação da Pressão de Injeção

Os testes para avaliar a influência da pressão de injeção são realizados com permeabilidade de 20 Darcys para o meio poroso, com título de vapor de 80% e curvas lineares de permeabilidade relativa. É importante lembrar também que a pressão do produtor é sempre de 10 kPa a menos que a do injetor.

Independentemente da pressão de injeção, o comportamento da curva de produção continua igual ao descrito acima, como pode ser visto na Figura 42. Porém, quanto maior a pressão de injeção, maior a velocidade de expansão da câmara de vapor no sentido vertical. Isso implica em uma fase de produção constante menor, e conseqüentemente, no adiantamento do último pico de produção. Observando as curvas de produção para o limite de tempo estabelecido, é possível concluir que, no caso de menor pressão, a câmara de vapor já atingiu o topo do reservatório, ocupando praticamente toda a parte superior, porém a saturação de óleo não atingiu a saturação residual. No caso com pressão intermediária, a câmara de vapor atingiu o topo, se expandiu por

todo ele, e desceu até certa parte do reservatório. Enquanto, no último caso de pressão maior, a câmara de vapor já ocupou quase todo o reservatório. Isso pode ser confirmado ao observarem-se os perfis de saturação de gás para o tempo final de simulação, na Figura 43. Outro efeito provocado pelo aumento da pressão é o do aumento da temperatura, uma vez que a temperatura de injeção é tomada como sendo a temperatura de saturação de vapor d'água na pressão de injeção.

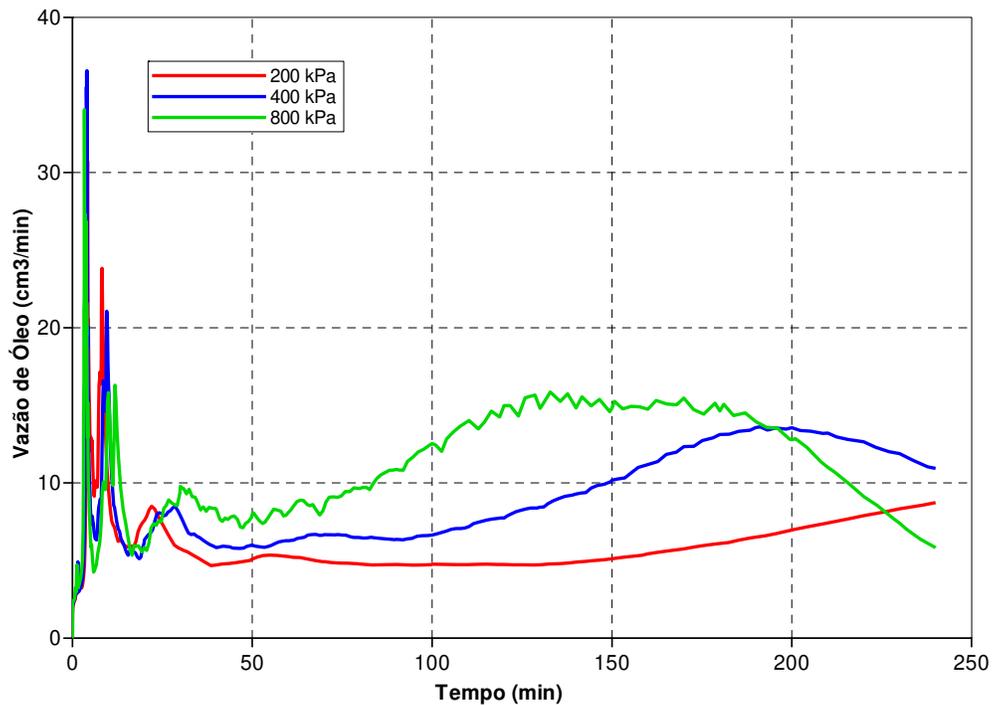


Figura 42. Vazão de óleo para diferentes pressões no processo SAGD.

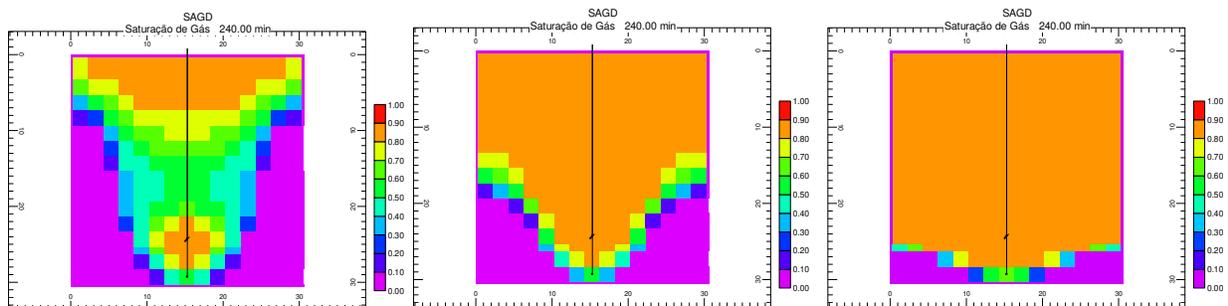


Figura 43. Perfis de saturação de vapor no final da simulação para pressões de 200, 400 e 800 kPa respectivamente.

#### 4.3.2.2 Variação da Permeabilidade do Meio

Para avaliar o efeito da variação da permeabilidade do meio, os testes são feitos com pressão de injeção de 200 kPa, com título do vapor de 80% e curvas lineares para as permeabilidades relativas.

O aumento da permeabilidade facilita a ascensão do vapor no reservatório, ajudando o processo SAGD. Assim, quanto maior a permeabilidade do meio, mais rápida será a expansão da câmara de vapor e mais rápido ocorrerão os picos de produção, como pode ser visto na Figura 44.

As curvas do fator de recuperação e da ROV estão representados na Figura 45. É possível ver que, para o caso de 100 Darcys, a recuperação tende a atingir um patamar máximo de recuperação. Porém, economicamente falando, nos cinco minutos finais, a produção não compensaria o custo termodinâmico da geração do vapor.

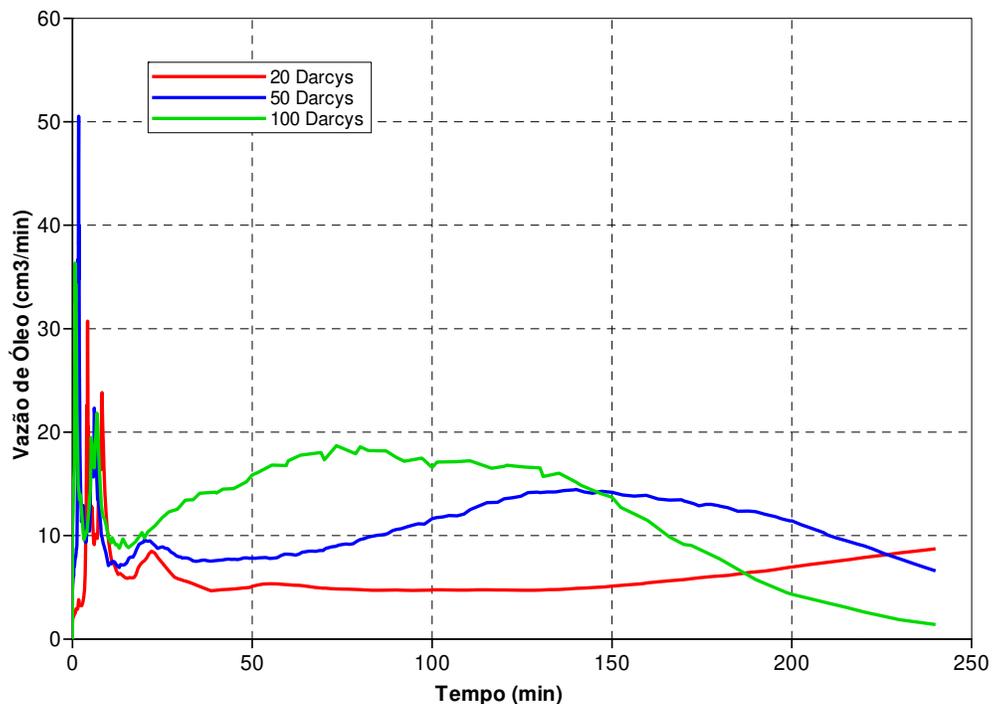


Figura 44. Vazão de óleo para permeabilidades diferentes do processo SAGD.

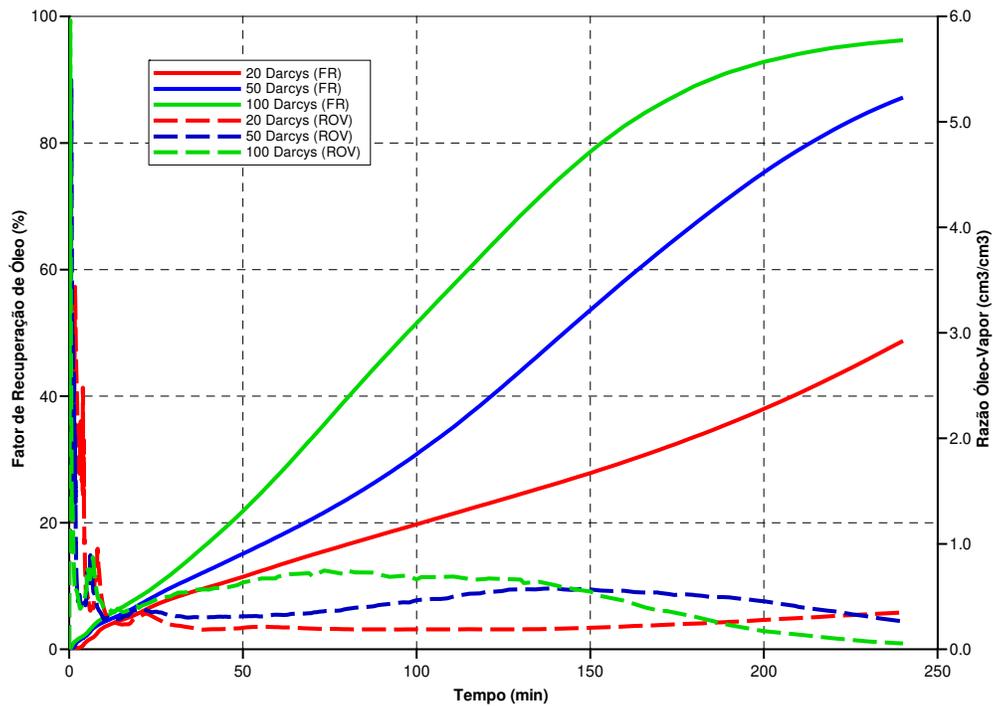


Figura 45. Fator de recuperação e razão óleo-vapor para diferentes permeabilidades no processo SAGD.

Nos perfis mostrados na Figura 46, é possível ver que o momento da chegada da câmara de vapor ao topo do reservatório se dá depois de 130 minutos para o caso de 20 Darcys, 60 minutos para o caso de 50 Darcys e 30 minutos para o caso de 100 Darcys. Também é possível notar que quanto menor a permeabilidade, maior é a expansão lateral da câmara de vapor antes dela atingir o topo do modelo.

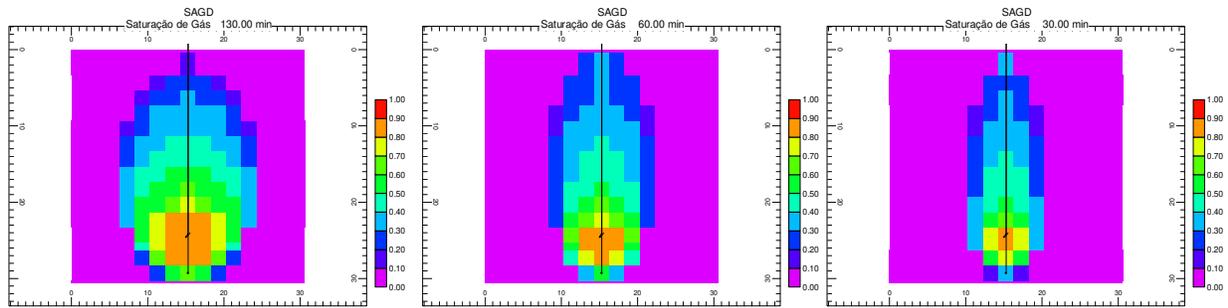


Figura 46. Perfil da saturação de vapor no momento de chegada da câmara de vapor no topo do modelo para 20, 50 e 100 Darcys.

#### 4.3.2.3 Variação do Título do Vapor

Estipulando uma pressão máxima de injeção de 400 kPa, um meio poroso com 20 Darcys de permeabilidade e utilizando curvas de permeabilidades relativas lineares, é testada a influência do título do vapor no processo SAGD.

Observando-se a curva de vazão de produção de óleo, na Figura 47, nota-se que, aumentando a qualidade do vapor, é possível acelerar a expansão da câmara de vapor, uma vez que os picos de produção ocorrem mais rapidamente. Comparando-se os casos, ao final das quatro horas, a diferença entre o maior e o menor fator de recuperação é de aproximadamente 10%.

O adiantamento dos picos de produção pode parecer pouco significativo, quando comparado ao adiantamento causado com o aumento a pressão de injeção. Porém, em processos de otimização da produção esse parâmetro pode ser muito importante.

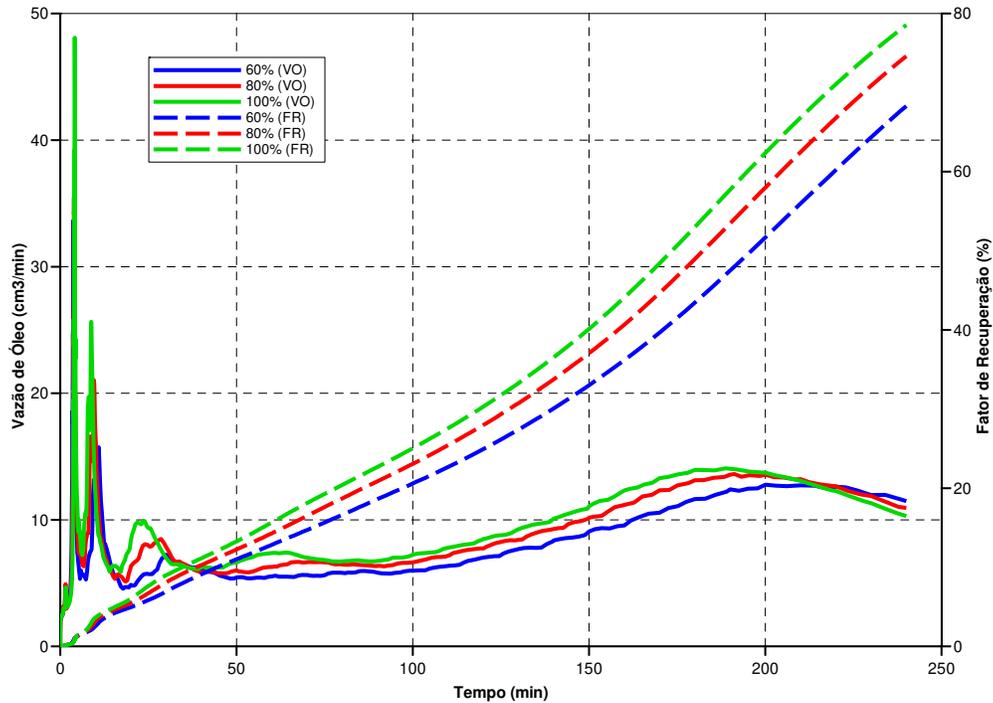


Figura 47. Vazão de óleo e fator de recuperação no tempo para diferentes títulos de vapor no processo SAGD.

#### 4.3.2.4 Variação das Curvas de Permeabilidades Relativas

Os testes para avaliar a influencia das curvas de permeabilidades relativas são realizados com permeabilidade do meio poroso de 100 Darcys, pressão de injeção de 200 kPa e título do vapor de 80%.

Como pode ser visto na Figura 48, as curvas de permeabilidades relativas lineares (L) favorecem a produção do óleo, uma vez que favorecem a expansão vertical da câmara de vapor. Na mesma Figura, também é possível notar que o fator de recuperação do óleo no final das quatro horas não chega a 70%, para o caso de curvas não-lineares (NL), e ultrapassa 96% no caso das curvas lineares. Essa diferença é ainda maior que no caso do tubo de injeção contínua, uma vez que aqui, as curvas de permeabilidades relativas são parâmetros de extrema importância para que a câmara de vapor possa se expandir de forma favorável.

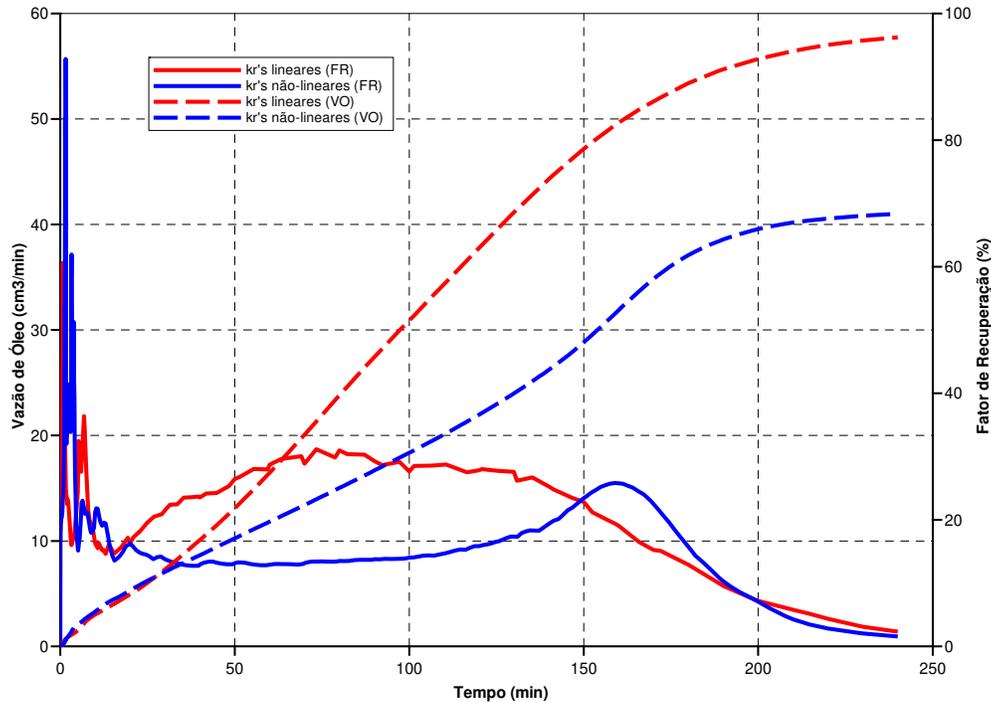
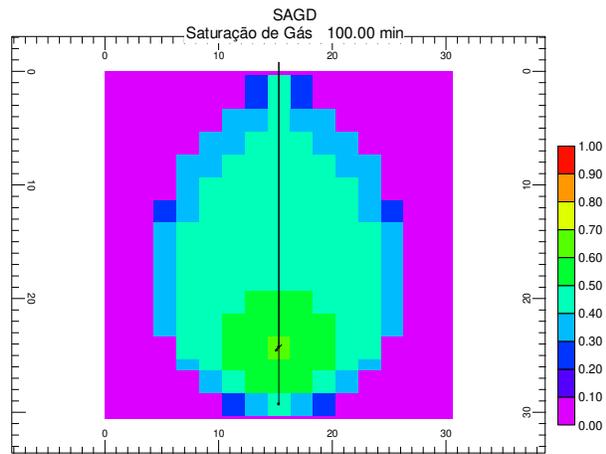
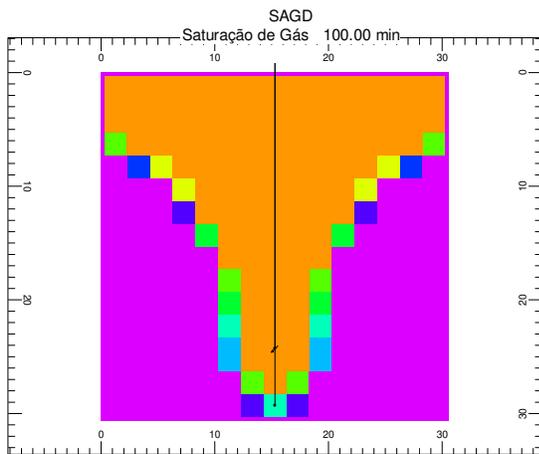
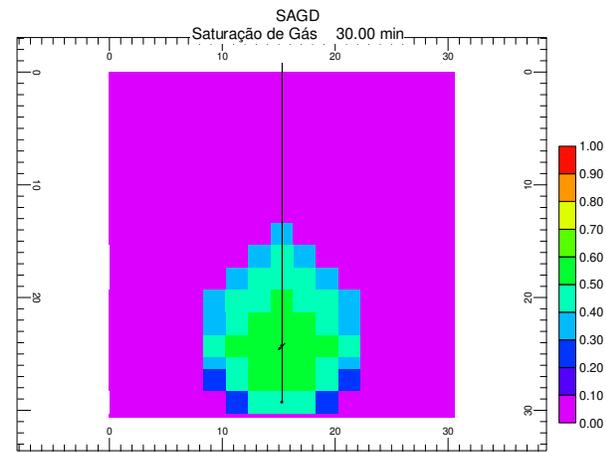
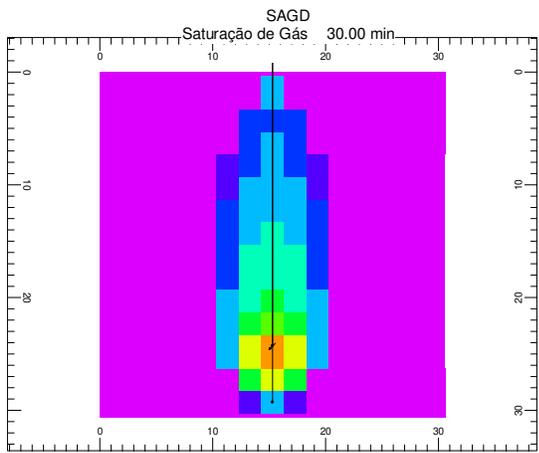
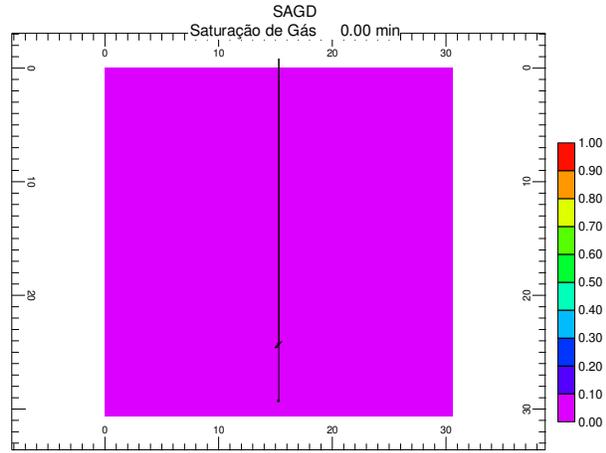
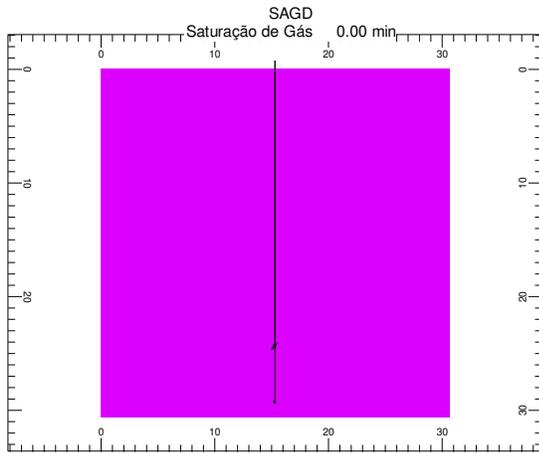


Figura 48. Vazão de óleo e fator de recuperação para diferentes curvas de permeabilidades relativas no processo SAGD.

Na Figura 49, é possível se observar a evolução da câmara de vapor para o caso L (à esquerda) e NL (à direita). Nota-se claramente uma tendência de expansão vertical para o caso L, enquanto que no caso NL a expansão se dá para as laterais e para cima. Quando a câmara de vapor atinge o topo do reservatório no caso L, a superfície varrida pelo vapor é de apenas 28% do total. Já no caso NL, 55% da superfície já foi varrida. A vantagem de ter uma área inferior varrida se encontra no fato de a vazão de produção aumentar depois que a câmara atinge o topo.

Outro fato desfavorável para o caso NL é a saturação residual de óleo na região varrida pelo vapor, este valor é próximo de 30%. Já no caso L essa saturação não chega a 0,3%.



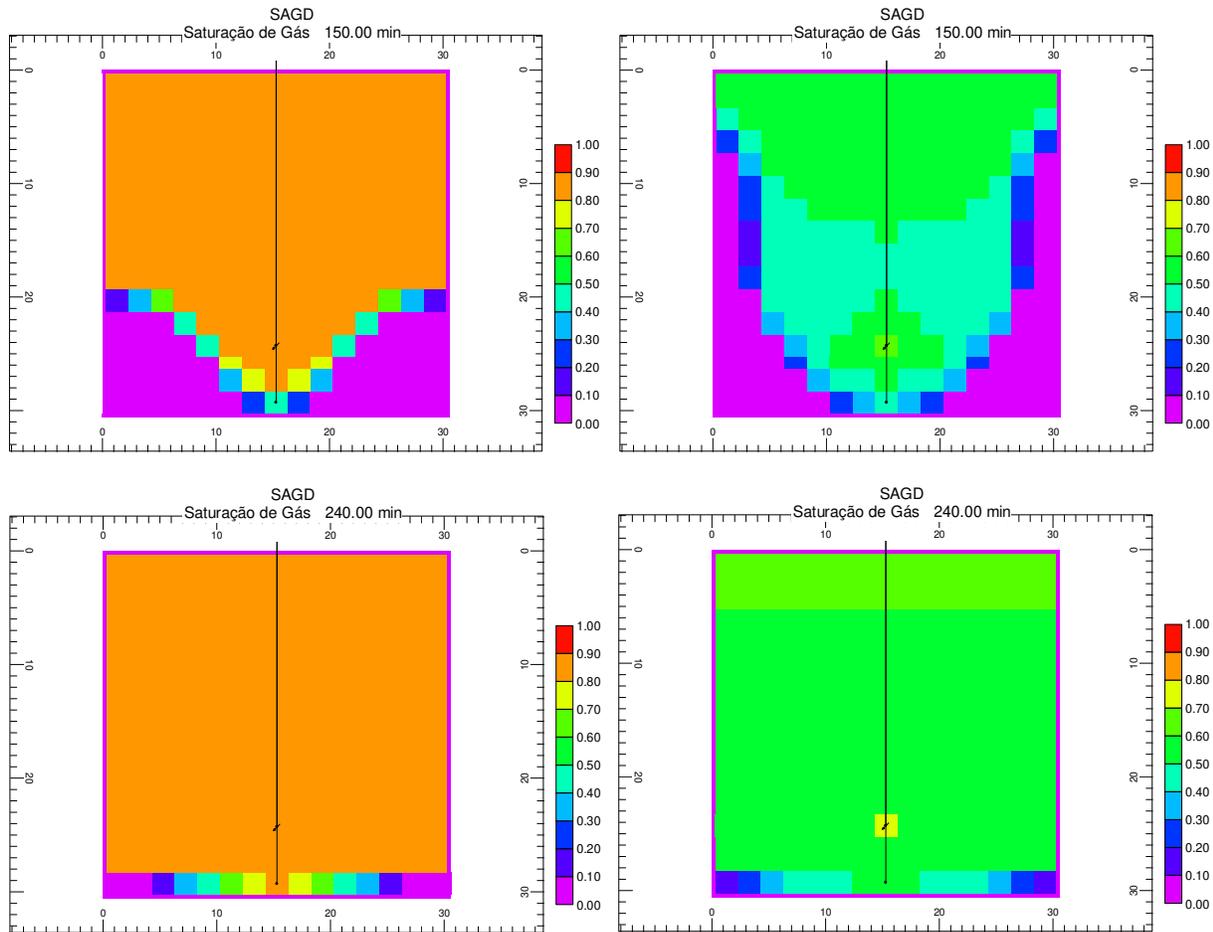


Figura 49. Perfil da saturação de vapor para curvas de permeabilidades relativas lineares e não-lineares para tempos distintos.

#### 4.3.2.5 Comparação das Simulações do Processo SAGD com a Literatura

Os resultados numéricos mostrados apresentam curvas de recuperação semelhantes às encontradas na literatura, isso pode ser verificado observando a Figura 50 (Chow *et al.*, 1996) e a Figura 51 (Bagci *et al.*, 2006). Nessas Figuras os resultados experimentais e numéricos são apresentados juntos. Assim como as simulações apresentadas neste trabalho, as curvas numéricas apresentam picos iniciais, e depois, um aumento da produção quando o vapor atinge o topo do modelo, passando a diminuir quando o vapor toma conta de todo o topo do modelo. Nota-se que no caso estudado por Chow e colegas (1996) a queda de produção, após se estabelecer a comunicação entre os poços, não ocorre. Esse fato pode ser explicado pela configuração do poço

injetor (ver parágrafo 2.2), que favorece a expansão vertical da câmara de vapor, além da imposição de um pré-aquecimento para facilitar a comunicação entre os poços.

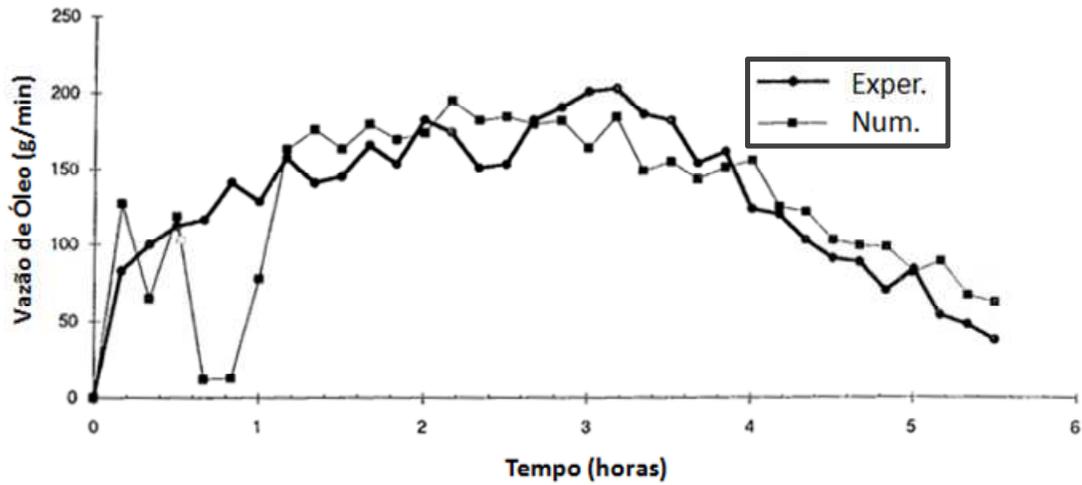


Figura 50. Comparação da taxa de produção de óleo pelo tempo (Chow *et al.*, 1996).

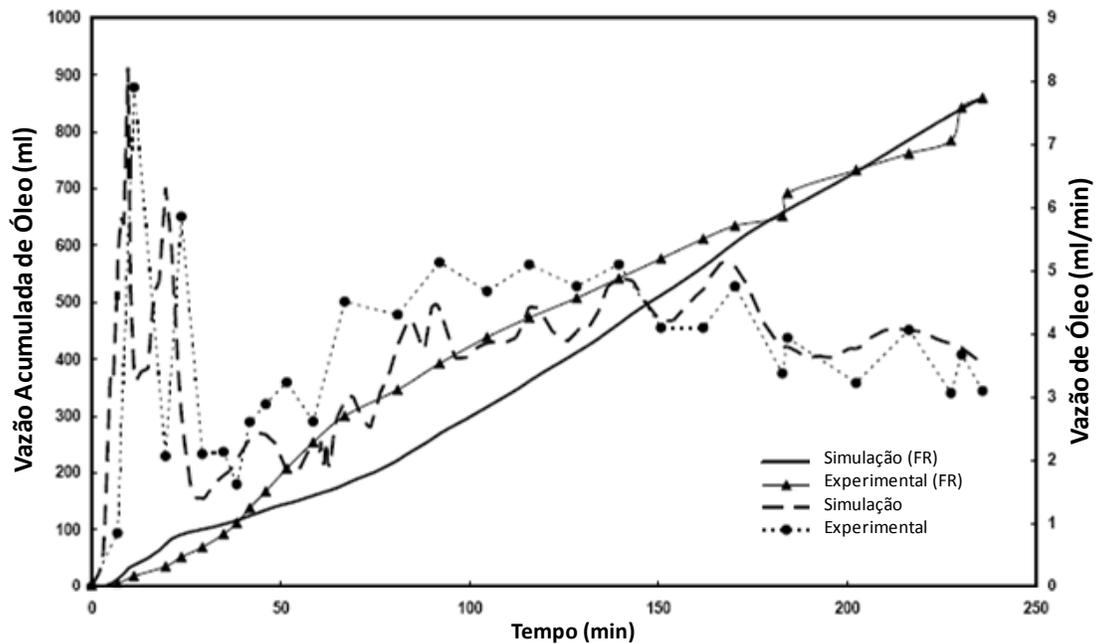


Figura 51. Comparação da recuperação de óleo e da vazão de óleo com o tempo (Bagci *et al.*, 2006).

# CAPÍTULO 5

## 5 Conclusões e Sugestões

No presente capítulo estão apresentadas as conclusões verificadas durante o trabalho e sugestões para pesquisas futuras.

### 5.1 Conclusões

O equipamento experimental proposto neste trabalho tem como objetivo:

- Realizar experimentos de injeção contínua de vapor.
- Realizar experimentos de SAGD.
- Realizar experimentos de injeção de vapor com vazões de injeção entre 1 e 25 cm<sup>3</sup>/min.
- Realizar experimentos com título de injeção de vapor de até 100%.
- Realizar experimentos com temperaturas de injeção entre 100 e 250 °C.

As principais conclusões da modelagem e da previsão do comportamento do tubo de injeção contínua de vapor são:

- O principal objetivo da introdução de calor no reservatório é a redução da viscosidade do óleo para facilitar o escoamento dele. Porém, considerando o Caso 0 simulado, cerca de 75% do óleo produzido não está com a viscosidade alta, ou seja, esta porção do óleo

produzido simplesmente deslocado pelo vapor, apenas nos outros 25% o óleo está com a viscosidade reduzida. Essa relação pode ser melhor entendida comparando-se o tempo necessário para a produção de cada uma dessas porções, 75% do tempo para a porção mais viscosa e 4,2% do tempo para a porção menos viscosa.

- Para todos os casos em que ocorre a produção de vapor, um pico de produção de óleo antecederá o “*breakthrough*” do gás.
- Os testes para verificar a influência da pressão de injeção nas curvas de produção não causaram variações significativas nos resultados. Isso pode ser explicado pela manutenção da vazão em 1,5 cm<sup>3</sup>/min e os volumes do vapor serem iguais, com título de 80%.
- Aumentando-se a permeabilidade do meio adiantou-se o pico de produção, porém o fator de recuperação não foi alterado.
- A variação do título do vapor, quando a vazão de injeção é constante, acarreta em diferentes pressões de injeção. Quanto maior o título, maior a pressão de injeção, assim, mais cedo ocorre o pico da produção.
- Utilizando curvas de permeabilidades relativas lineares adiantou-se o pico de produção do óleo e aumentou-se o fator de recuperação quando comparado com as curvas geradas pelo modelo que utiliza curvas de permeabilidades relativas não-lineares.

As conclusões a respeito do processo de drenagem gravitacional assistida pelo vapor obtidas nesse estudo são:

- Depois dos picos iniciais, que ocorrem logo nos primeiros minutos e que são pouco significativos na recuperação por SAGD, a maior parte do óleo é produzida depois que a câmara de vapor atinge o topo do modelo. Portanto, a modificação de parâmetros que facilitem a expansão vertical da câmara acarretará em aceleração da recuperação.

- O principal agente deste tipo de recuperação é a força da gravidade. Porém a redução da viscosidade devido à injeção do vapor é de fundamental importância para o escoamento do óleo.
- A injeção sob pressão mais elevada ajuda a expansão vertical da câmara de vapor, uma vez que induz ao aumento da temperatura da câmara, reduzindo a densidade do vapor.
- O aumento do título do vapor aumenta a quantidade de água na fase vapor na injeção. Assim, a expansão da câmara de vapor é favorecida, acelerando o processo de recuperação.
- Um meio poroso mais permeável implica em adiantamento do pico de produção e aumento do fator de recuperação. O mesmo fato ocorre quando as curvas de permeabilidades relativas são lineares.

## 5.2 Sugestões

Além dos resultados apresentados acima, outros testes podem ser realizados para prever o comportamento dos aparatos:

- Testes variando as propriedades térmicas das rochas, porosidade, saturação inicial dos fluidos, composição do óleo.
- Testes introduzindo permeabilidades não homogêneas, fraturas e injeção de vapor com aditivos.
- Testes verificando a viabilidade de experimentos em escala. Ou seja, modelar um reservatório em escala de campo, e, aplicando os métodos de análise de escala, calcular os parâmetros equivalentes em escala de laboratório. Com tais dados simular ambos os casos e compará-los.

## Referências Bibliográficas

BAGCI A. S., HERIOT-WATT U. “Experimental and Simulation Studies of SAGD Process in Fractured Reservoirs”, SPE 99920, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, 22-26, April, 2006.

BOUSAID I. S. “Hot Water and Steamflood Studies Using Kern River Oil”, SPE 21543, International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, California, USA, 7-8, February, 1991.

BUTLER R. M. “A New Approach to the Modelling of Steam-Assisted Gravity Drainage”, JCPT, May, 1985.

BUTLER R. M. “Some Recent Developments in SAGD”, JCPT, January, 2001.

BUTLER R. M. “Thermal Recovery of Oil and Bitumen”, Department of Chemical and Petroleum Engineering, Prentice Hall: New Jersey, USA, 1991.

BUTLER R. M., STEPHENS D.J. “The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells”, JCPT, February, 1981.

CANBOLAT S., AKIN S., POLIKAR M. “Evaluation of SAGD Performance in the Presence of Non-Condensable Gases”, Petroleum Society’s 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 8-10, June, 2004.

CHOW L., BUTLER R. M. “Numerical Simulation of the Steam-Assisted Gravity Drainage Process (SAGD)”, JCPT, 6, June, 1996.

CHUNG K. H., BUTLER R. M. “Geometrical Effect of Steam Injection on the Formation of Emulsions in the Steam-Assisted Gravity Drainage Process”, JCPT, 2, January, 1988.

CLOSMANN P. J., SEBA R. D. “Laboratory Tests on Heavy Oil Recovery by Steam Injection”, SPE 10778, June, 1983.

CMG, Computer Modeling Group Ltd, User’s Guide Stars, Simulador de Processos Avançados e Aplicações Térmicas. Versão 2007, Calgary Alberta, Canadá.

EL-SALAH M. M., FAROUQ ALI S. M. “A Theoretical & Experimental Study of Steam Drive”, SPE 2234, 43rd Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, Texas, USA, September 29 to October 2, 1968.

GOITE J. G., MAMORA D. D., FERGUSON M. A. “Experimental Study of Morichal Heavy Oil Recovery Using Combined Steam and Propane Injection”, SPE 69566, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25-28, March, 2001.

HONG K. C. “Effects of Steam Quality and Injection Rate on Steamflood Performance”, SPE 25788, International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, California, USA, 8-10, February, 1993.

INCROPERA F. P., DeWitt D. P. “Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa”, LTC, Quinta Edição, 2002.

JOSHI SADA D. “Thermal Oil Recovery with Horizontal Wells” SPE 21751, November, 1991.

KIMBER K. D., FAROUQ ALI S. M., PUTTAGUNTA V. R. “New Scaling Criteria and their Relative Merits for Steam Recovery Experiments”, JCPT, July, 1988.

KIMBER K. D., FAROUQ ALI S. M. “Verification of Scaling Approaches for Steam Injection Experiments”, JCPT, March, 1989.

LAKE L. W. “Enhanced Oil Recovery”, University of Texas at Austin, Prentice Hall: New Jersey, USA, 1989.

NESSE T. “Experimental Comparison of Hot Water/Propane Injection to Steam/Propane Injection to Recovery of Heavy Oil”, Master of Science Thesis, Texas A&M University, December, 2004.

PRATS M. “Thermal Recovery”, Monograph Volume 7, SPE-AIME Series, Dallas, TX, USA, 1982.

PUJOL L., BOBERG T. C. “Scaling Accuracy of Laboratory Steam Flooding Models”, SPE 4191, California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Bakersfield, California, USA, 8-10, November, 1972.

MOREIRA R. D. R. “Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único”, Tese de Mestrado, UNICAMP, 2006.

REYNOLDS W. C. “Thermodynamic Properties in SI”, Department of Mechanical Engineering, Stanford University, CA, USA.

ROSA ADALBERTO, CARVALHO R. de S., CARVALHO J. A. D. “Engenharia de Reservatórios de Petróleo” Brasil, 808 p., 2006.

SARMA H. K., OHNO K., NAKAMURA. S. HORIKAWA H. “A Laboratory Investigation of the Effectiveness of Steamflood Additives in Recovering Viscous Heavy Oil”, SPE 35397, SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 21-24, April, 1996.

SASAKI K., AKIBAYASHI S., KOSUKEGAWA H., KATO M. “Experimental Study on Initial Stage of SAGD Process Using 2-Dimensional Scaled Model for Heavy Oil Recovery”. In: SPE

International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Calgary, Canada, SPE 37089, 18-20, Nov, 1996.

SASAKI K., AKIBAYASHI S., YAZAWA N., DOAN Q., FAROUQ ALI S. M. “Experimental Modeling of the SAGD Process – Enhancing SAGD Performance with Periodic Stimulation of the Horizontal Producer”, SPE 69742, March, 2001.

SASAKI K., AKIBAYASHI S., YAZAWA N., DOAN Q., FAROUQ ALI S. M. “Numerical and Experimental Modelling of the Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process”, CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Digging Deeper, Finding a Better Bottom Line, Calgary, Alberta, Canada, 14-18 June, 1999.

SIMANGUNSONG R. “Experimental and Analytical Modeling Studies of Steam Injection with Hydrocarbon Additives to Enhance Oil Recovery of San Ardo Heavy Oil”, Master of Science Thesis, Texas A&M University, August, 2005.

TREVISAN O. V., LISBOA A. C. L., FRANÇA F. de A., TRINDADE W. “Oil production in offshore fields: an overview of the Brazilian technology development program”, World Heavy Oil Conference, Vol. 1, pp.1-7, Pequim, CHINA, Nov. 2006

WU C. H., BROWN A. “A Laboratory Study on Steam Distillation in Porous Media”, SPE 5569, 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, USA, September 28 to October 1, 1975.

ZHAO L., NARS T. N., HUANG H., BEALIEU G., HECK G., GOLBECK H. “Steam Alternating Solvent Process: Lab Test and Simulation”, Petroleum Society’s 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 8-10, June, 2004.

SCHLUMBERGER, <http://www.heavyoilinfo.com/blog-posts/worldwide-heavy-oil-reserves-by-country>. Acessado em 20/04/2007.

## Anexos

### Apêndice A

#### Modelo Cartesiano do Tubo de Injeção Contínua de Vapor

\*\* \*\*\*\*\*

\*\* INPUT/OUTPUT CONTROL

\*\* \*\*\*\*\*

RESULTS SIMULATOR STARS 200600

TITLE1 'Tubo de Injeção'

CASEID 'TEST00'

INUNIT LAB

WRST 10

WPRN ITER 1

WSRF WELL 1

WSRF GRID TIME

WSRF SECTOR TIME

OUTPRN ITER NEWTON

OUTSRF GRID PRES SG SO SW TEMP VISO

OUTSRF WELL COMPONENT ALL

REWIND 3

PARTCLSIZE 1e-011

\*\*\$ Distance units: cm

RESULTS XOFFSET 0.0000

RESULTS YOFFSET 0.0000

RESULTS ROTATION 0.0000 \*\*\$ (DEGREES)

\*\*\*\*\*

\*\* Definição do Grid

\*\*\*\*\*

GRID VARI 15 15 70

DI IVAR 0.3 6\*0.56 0.58 6\*0.56 0.3

DJ JVAR 0.3 6\*0.56 0.58 6\*0.56 0.3

DK ALL 15750\*1

DTOP 225\*0

KDIR UP

NULL CON 1

MOD

1:6 11:70 = 0

10:15 11:70 = 0

1:4 21:70 = 0

12:15 21:70 = 0

1:3 31:70 = 0

13:15 31:70 = 0

1:2 41:70 = 0

14:15 41:70 = 0

1 5:6 1:70 = 0

15 5:6 1:70 = 0

1 10:11 1:70 = 0

15 10:11 1:70 = 0

1:2 12 1:70 = 0

14:15 12 1:70 = 0

1:3 13 1:70 = 0

13:15 13 1:70 = 0

1:4 14 1:70 = 0

12:15 14 1:70 = 0

1:6 15 1:70 = 0

10:15 15 1:70 = 0

POR CON 0.35 \*\*porosidade

MOD

7:9 11:70 = 0.00001

5:6 21:70 = 0.00001

10:11 21:70 = 0.00001

4 31:70 = 0.00001

12 31:70 = 0.00001

3 41:70 = 0.00001

13 41:70 = 0.00001

2 5:6 1:70 = 0.00001

14 5:6 1:70 = 0.00001

1 7:9 1:70 = 0.00001

15 7:9 1:70 = 0.00001

2 10:11 1:70 = 0.00001

14 10:11 1:70 = 0.00001

3 12 1:70 = 0.00001

13 12 1:70 = 0.00001

4 13 1:70 = 0.00001

12 13 1:70 = 0.00001

4 14 1:70 = 0.00001

5:6 14 1:70 = 0.00001

10:11 14 1:70 = 0.00001

7:9 15 1:70 = 0.00001

7:9 2:14 1 = 0.02

5:6 3:13 1 = 0.02

10:11 3:13 1 = 0.02

4 4:12 1 = 0.02

12 4:12 1 = 0.02

3 5:11 1 = 0.02

13 5:11 1 = 0.02

2 7:9 1 = 0.02  
 14 7:9 1 = 0.02  
 7:9 2:14 70 = 0.02  
 5:6 3:13 70 = 0.02  
 10:113:13 70 = 0.02  
 4 4:12 70 = 0.02  
 12 4:12 70 = 0.02  
 3 5:11 70 = 0.02  
 13 5:11 70 = 0.02  
 2 7:9 70 = 0.02  
 14 7:9 70 = 0.02

PERMI CON 3000 \*\*permeabilidade x  
 MOD

7:9 11:70 = 0.00001  
 5:6 21:70 = 0.00001  
 10:1121:70 = 0.00001  
 4 31:70 = 0.00001  
 12 31:70 = 0.00001  
 3 41:70 = 0.00001  
 13 41:70 = 0.00001  
 2 5:6 1:70 = 0.00001  
 14 5:6 1:70 = 0.00001  
 1 7:9 1:70 = 0.00001  
 15 7:9 1:70 = 0.00001  
 2 10:11 1:70 = 0.00001  
 14 10:11 1:70 = 0.00001  
 3 12 1:70 = 0.00001  
 13 12 1:70 = 0.00001  
 4 13 1:70 = 0.00001  
 12 13 1:70 = 0.00001

4 14 1:70 = 0.00001  
 5:6 14 1:70 = 0.00001  
 10:11 14 1:70 = 0.00001  
 7:9 15 1:70 = 0.00001  
 7:9 2:14 1 = 10e+6  
 5:6 3:13 1 = 10e+6  
 10:11 3:13 1 = 10e+6  
 4 4:12 1 = 10e+6  
 12 4:12 1 = 10e+6  
 3 5:11 1 = 10e+6  
 13 5:11 1 = 10e+6  
 2 7:9 1 = 10e+6  
 14 7:9 1 = 10e+6  
 7:9 2:14 70 = 10e+6  
 5:6 3:13 70 = 10e+6  
 10:11 3:13 70 = 10e+6  
 4 4:12 70 = 10e+6  
 12 4:12 70 = 10e+6  
 3 5:11 70 = 10e+6  
 13 5:11 70 = 10e+6  
 2 7:9 70 = 10e+6  
 14 7:9 70 = 10e+6

PERMJ EQUALSI

PERMK EQUALSI

PINCHOUTARRAY CON 1

END-GRID

ROCKTYPE 1

PRPOR 101.325 \*\*pressão de referencia para a porosidade

ROCKCP	1.74	**capacidade térmica
THCONR	0.48	**condutividade térmica da rocha
THCONW	0.358	**condutividade térmica da água
THCONO	0.075	**condutividade térmica do óleo
THCONG	0.025	**condutividade térmica do gás

THCONMIX SIMPLE

#### ROCKTYPE 2

ROCKCP	4	**capacidade térmica (J/cm <sup>3</sup> °C)
THCONR	9.62	**condutividade térmica da rocha (J/cm°°C min)
THCONW	0.358	**condutividade térmica da água
THCONO	0.075	**condutividade térmica do óleo
THCONG	0.025	**condutividade térmica do gás

THCONMIX SIMPLE

#### THTYPE CON 1

##### MOD

7:9	11:70 = 2
5:6	21:70 = 2
10:11	21:70 = 2
4	31:70 = 2
12	31:70 = 2
3	41:70 = 2
13	41:70 = 2
2	5:6      1:70 = 2
14	5:6      1:70 = 2
1	7:9      1:70 = 2
15	7:9      1:70 = 2
2	10:11    1:70 = 2
14	10:11    1:70 = 2
3	12        1:70 = 2

13 12 1:70 = 2  
 4 13 1:70 = 2  
 12 13 1:70 = 2  
 4 14 1:70 = 2  
 5:6 14 1:70 = 2  
 10:11 14 1:70 = 2  
 7:9 15 1:70 = 2

\*\* \*\*\*\*\*

\*\* PROPRIEDADE DOS COMPONENTES

\*\* \*\*\*\*\*

\*\* Número total de componentes, número de componentes nas fases óleo, água

\*\*\*\*\*

MODEL 3 3 3 2 \*\* 2 components, with water (default) first

COMPNAME 'WATER' 'Agua' 'Oleo'

\*\* -----

CMM	0.0000	0.0000	0.2792
PCRIT	0.00	0.00	1670.24
TCRIT	0.00	0.00	606.94
KV1	0.000E+0	0.000E+0	2.695E+7
KV2	0.000E+0	0.000E+0	0.000E+0
KV3	0.000E+0	0.000E+0	0.000E+0
KV4	0.0	0.0	-8527.1
KV5	0.00	0.00	-273.15
MOLDEN	0.000E+00	0.000E+0	3.458E-03
CP	0.000E+00	0.000E+0	4.173E-07
CT1	0.000E+00	0.000E+0	3.220E-04

VISCTABLE

\*\* T, deg C 'WATER' 'Agua' 'Oleo'

\*\* -----

20.000	0.0000E+00	0.0000E+00	7.7035E+03
45.556	0.0000E+00	0.0000E+00	8.5608E+02
71.111	0.0000E+00	0.0000E+00	1.6755E+02
96.667	0.0000E+00	0.0000E+00	4.8736E+01
122.222	0.0000E+00	0.0000E+00	1.8830E+01
147.778	0.0000E+00	0.0000E+00	8.9544E+00
173.333	0.0000E+00	0.0000E+00	4.9695E+00
198.889	0.0000E+00	0.0000E+00	3.0984E+00
224.444	0.0000E+00	0.0000E+00	2.1106E+00
250.000	0.0000E+00	0.0000E+00	1.5384E+00

PRSR 101.325 \*\* reference pressure, corresponding to the density

TEMR 25.000 \*\* reference temperature, corresponding to the density

PSURF 101.325 \*\* pressure at surface, for reporting well rates, etc.

TSURF 25.000 \*\* temperature at surface, for reporting well rates, etc.

\*\* \*\*\*\*\*

\*\* PROPRIEDADE ROCHA-FLUIDO

\*\* \*\*\*\*\*

ROCKFLUID

RPT 1 WATWET

\*\* Permeabilidade relativa do sistema água-óleo no reservatório

SWT

**\$	Sw	krw	krow
	5.000000E-02	0.00000	1.00000
	0.100000	0.00000	0.849961
	0.129933	3.700344E-05	0.767761
	0.159867	2.960823E-04	0.691040
	0.189800	9.993858E-04	0.619608
	0.219733	2.369096E-03	0.553276
	0.249667	4.627417E-03	0.491856
	0.279600	7.996565E-03	0.435159

0.309533	1.269877E-02	0.382996
0.339467	1.895628E-02	0.335177
0.369400	2.699133E-02	0.291514
0.399333	3.702618E-02	0.251818
0.429267	4.928310E-02	0.215900
0.459200	6.398435E-02	0.183572
0.489133	8.135221E-02	0.154643
0.519067	0.101609	0.128925
0.549000	0.124977	0.106229
0.578933	0.151678	8.636715E-02
0.608867	0.181935	6.914928E-02
0.638800	0.215971	5.438685E-02
0.668733	0.254006	4.189094E-02
0.698667	0.296264	3.147264E-02
0.728600	0.342967	2.294304E-02
0.758533	0.394338	1.611323E-02
0.788467	0.450598	1.079429E-02
0.818400	0.511970	6.797349E-03
0.848333	0.578676	3.933498E-03
0.878267	0.650938	2.013855E-03
0.908200	0.728980	8.495428E-04
0.938133	0.813022	2.516946E-04
0.968067	0.903288	3.145716E-05
0.998000	1.00000	0.00000

\*\* Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás no reservatório

SLT

**\$	Sl	krq	krog
	5.000000E-02	1.00000	0.00000
	7.962500E-02	0.909149	3.032524E-05
	0.109250	0.823975	2.426019E-04
	0.138875	0.744293	8.187815E-04

0.168500	0.669922	1.940815E-03
0.198125	0.600677	3.790655E-03
0.227750	0.536377	6.550252E-03
0.257375	0.476837	1.040156E-02
0.287000	0.421875	1.552652E-02
0.316625	0.371307	2.210710E-02
0.346250	0.324951	3.032524E-02
0.375875	0.282623	4.036290E-02
0.405500	0.244141	5.240202E-02
0.435125	0.209320	6.662455E-02
0.464750	0.177979	8.321246E-02
0.494375	0.149933	0.102348
0.524000	0.125000	0.124212
0.553625	0.102997	0.148988
0.583250	8.374023E-02	0.176857
0.612875	6.704712E-02	0.208001
0.642500	5.273437E-02	0.242602
0.672125	4.061890E-02	0.280842
0.701750	3.051758E-02	0.322903
0.731375	2.224731E-02	0.368967
0.761000	1.562500E-02	0.419216
0.790625	1.046753E-02	0.473832
0.820250	6.591797E-03	0.532996
0.849875	3.814697E-03	0.596892
0.879500	1.953125E-03	0.665700
0.909125	8.239746E-04	0.739602
0.938750	2.441406E-04	0.818782
0.968375	3.051758E-05	0.903419
0.998000	0.000000	1.000000

\*\*Parâmetros sobrepostos sobre a curva de permeabilidade relativa

SORW 0.05

SGR 0.02

\*\* \*\*\*\*\*

\*\*           CONDIÇÕES INICIAIS

\*\* \*\*\*\*\*

INITIAL

VERTICAL DEPTH\_AVE

REFPRES 101.325

REFDEPTH 0

TEMP CON 50                   \*\*Temperatura (C)

SW CON 0.05           \*\* Saturação de água

MFRAC\_OIL 'Oleo ' CON 1.0000E+00

MFRAC\_WAT 'WATER ' CON 1.0000E+00

\*\* \*\*\*\*\*

\*\*           CONTROLE NUMÉRICO

\*\* \*\*\*\*\*

NUMERICAL

NORM TEMP 10

\*\*NORM PRESS 2000

CONVERGE TOTRES TIGHTER

NEWTONCYC 30

UPSTREAM NLEVEL

NORTH 300

SDEGREE 1

ITERMAX 300

AIM STAB

NCUTS 40

\*\* \*\*\*\*\*

\*\*           POÇO

\*\* \*\*\*\*\*

RUN

TIME 0  
 DTWELL 0.0001  
 \*\*\$  
 WELL 'INJECTOR'  
     \*\*injeção de água  
     \*\*temperatura de injeção  
     \*\*qualidade do vapor  
 INJECTOR MOBWEIGHT IMPLICIT 'INJECTOR'  
 INCOMP WATER 0. 1. 0.  
 TINJW 212.41  
 QUAL 0.80  
 OPERATE MAX STW 1.5 CONT REPEAT  
 OPERATE MAX BHP 2000 CONT REPEAT  
 \*\*\$    rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.1 0.235 1 0.  
 PERF GEO 'INJECTOR'  
 \*\*\$ UBA    ff Status Connection  
     8 8 70 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'  
 OPEN 'INJECTOR'  
  
 WELL 'PRODUCER'  
 PRODUCER 'PRODUCER'  
 OPERATE MIN BHP 101.325 CONT REPEAT  
  
 \*\*\$    rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.1 0.235 1 0.  
 PERF GEO 'PRODUCER'  
 \*\*\$ UBA    ff Status Connection  
     8 8 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'  
  
 OPEN 'PRODUCER'

WELLINIT 'INJECTOR' TIMESTEP

\*\*\$ Property: Implicit flag Max: 1 Min: 1

AIMSET CON        1

TIME 1

TIME 5

TIME 10

TIME 20

TIME 30

TIME 40

TIME 50

TIME 60

TIME 70

TIME 80

TIME 90

TIME 100

TIME 120

TIME 130

TIME 140

TIME 150

TIME 155

TIME 160

TIME 165

TIME 170

TIME 175

TIME 180

TIME 185

TIME 190

TIME 200

TIME 210

TIME 220

TIME 230

TIME 240

STOP

\*\* \*\*\*\*\*

### Modelo Numérico da Célula SAGD

\*\* \*\*\*\*\*

\*\* INPUT/OUTPUT CONTROL

\*\* \*\*\*\*\*

RESULTS SIMULATOR STARS 200600

TITLE1 'SAGD'

CASEID 'TEST00'

INUNIT LAB

WRST 1

WPRN ITER 1

WSRF WELL time

WSRF GRID TIME

WSRF SECTOR TIME

OUTPRN ITER NEWTON

OUTSRF GRID PRES SG SO SW TEMP VISO

OUTSRF WELL COMPONENT ALL

REWIND 3

PARTCLSIZE 1e-011

\*\*\$ Distance units: cm

RESULTS XOFFSET 0.0000

RESULTS YOFFSET 0.0000

RESULTS ROTATION 0.0000 \*\*\$ (DEGREES)

\*\*\*\*\*

\*\* Definição do Grid

\*\*\*\*\*

GRID VARI 17 12 17

KDIR UP  
DI IVAR 0.3 15\*2 0.3  
DJ JVAR 0.3 10\*1 0.3  
DK KVAR 0.3 2\*2 1\*1 11\*2 3 0.3  
DTOP 204\*0  
NULL CON 1

POR CON 0.35 \*\*porosidade

MOD

1:17 1:12 1 = 0.00001  
1:17 1:12 17 = 0.00001  
1 1:12 1:17 = 0.00001  
17 1:12 1:17 = 0.00001  
2:17 12:16 = 0.00001  
2:17 12 2:16 = 0.00001

PERMI CON 20000 \*\*permeabilidade x

MOD

1:17 1:12 1 = 0.00001  
1:17 1:12 17 = 0.00001  
1 1:12 1:17 = 0.00001  
17 1:12 1:17 = 0.00001  
2:17 12:16 = 0.00001  
2:17 12 2:16 = 0.00001

PERMJ EQUALSI

PERMK EQUALSI

PINCHOUTARRAY CON 1

END-GRID

ROCKTYPE 1

PRPOR 101.325 \*\*pressão de referencia para a porosidade

ROCKCP 1.74 \*\*capacidade térmica  
 THCONR 0.48 \*\*condutividade térmica da rocha  
 THCONW 0.358 \*\*condutividade térmica da água  
 THCONO 0.075 \*\*condutividade térmica do óleo  
 THCONG 0.025 \*\*condutividade térmica do gás  
 THCONMIX SIMPLE

ROCKTYPE 2

ROCKCP 4 \*\*capacidade térmica (J/cm<sup>3</sup>°C)  
 THCONR 9.62 \*\*condutividade térmica da rocha (J/cm°°C min)  
 THCONW 0.358 \*\*condutividade térmica da água  
 THCONO 0.075 \*\*condutividade térmica do óleo  
 THCONG 0.025 \*\*condutividade térmica do gás  
 THCONMIX SIMPLE

THTYPE CON 1

MOD

1:17 1:12 1 = 2  
 1:17 1:12 17 = 2  
 1 1:12 1:17 = 2  
 17 1:12 1:17 = 2  
 2:17 1 2:16 = 2  
 2:17 12 2:16 = 2

\*\* \*\*\*\*\*

\*\* PROPRIEDADE DOS COMPONENTES

\*\* \*\*\*\*\*

MODEL 3 3 3 2 \*\* 2 components, with water (default) first

COMPNAME 'WATER' 'Agua' 'Oleo'

\*\*

-----  
 CMM 0.0000 0.0000 0.2792

PCRIT 0.00 0.00 1670.24  
 TCRIT 0.00 0.00 606.94  
 KV1 0.000E+0 0.000E+0 2.695E+7  
 KV2 0.000E+0 0.000E+0 0.000E+0  
 KV3 0.000E+0 0.000E+0 0.000E+0  
 KV4 0.0 0.0 -8527.1  
 KV5 0.00 0.00 -273.15  
 MOLDEN 0.000E+00 0.000E+00 3.458E-03  
 CP 0.000E+00 0.000E+00 4.173E-07  
 CT1 0.000E+00 0.000E+00 3.220E-04

VISCTABLE

\*\* T, deg C 'WATER' 'Agua' 'Oleo'  
 \*\* -----  
 20.000 0.0000E+00 0.0000E+00 7.7035E+03  
 45.556 0.0000E+00 0.0000E+00 8.5608E+02  
 71.111 0.0000E+00 0.0000E+00 1.6755E+02  
 96.667 0.0000E+00 0.0000E+00 4.8736E+01  
 122.222 0.0000E+00 0.0000E+00 1.8830E+01  
 147.778 0.0000E+00 0.0000E+00 8.9544E+00  
 173.333 0.0000E+00 0.0000E+00 4.9695E+00  
 198.889 0.0000E+00 0.0000E+00 3.0984E+00  
 224.444 0.0000E+00 0.0000E+00 2.1106E+00  
 250.000 0.0000E+00 0.0000E+00 1.5384E+00

PRSR 101.325 \*\* reference pressure, corresponding to the density

TEMR 25.000 \*\* reference temperature, corresponding to the density

PSURF 101.325 \*\* pressure at surface, for reporting well rates, etc.

TSURF 25.000 \*\* temperature at surface, for reporting well rates, etc.

\*\* \*\*\*\*\*

\*\* PROPRIEDADE ROCHA-FLUIDO

\*\* \*\*\*\*\*

ROCKFLUID

RPT 1 WATWET

\*\* Permeabilidade relativa do sistema água-óleo no reservatório

SWT

**\$	Sw	krw	krow
	0.05	0	1
	0.06	0	0.989474
0.0904255		0	0.957447
	0.1	0	0.947368
0.109474	0.0105267		0.937396
0.138298	0.0425532		0.907055
	0.145	0.0499998	0.9
0.147369	0.0526316		0.897507
	0.154	0.0599997	0.890526
0.181383	0.0904255		0.861702
	0.19	0.1	0.852631
	0.2	0.111111	0.842105
0.208421	0.120468		0.833241
0.234043	0.148936		0.806271
	0.24	0.155556	0.8
0.242105	0.157895		0.797784
	0.248	0.164445	0.791579
0.27234	0.191489		0.765957
	0.28	0.2	0.757895
	0.3	0.222222	0.736842
0.307368	0.230409		0.729086
0.329787	0.255319		0.705487
	0.335	0.261111	0.7
0.336842	0.263158		0.698061
	0.342	0.268889	0.692632

0.363298 0.292553 0.670213  
0.37 0.3 0.663158  
0.4 0.333333 0.631579  
0.406316 0.340351 0.624931  
0.425532 0.361702 0.604703  
0.43 0.366666 0.6  
0.431579 0.368421 0.598338  
0.436 0.373333 0.593684  
0.454255 0.393617 0.574468  
0.46 0.4 0.568421  
0.5 0.444444 0.526316  
0.505263 0.450292 0.520776  
0.521277 0.468085 0.503919  
0.525 0.472222 0.5  
0.526316 0.473684 0.498615  
0.53 0.477778 0.494737  
0.545213 0.494681 0.478724  
0.55 0.5 0.473684  
0.6 0.555555 0.421053  
0.604211 0.560234 0.416621  
0.617021 0.574468 0.403136  
0.62 0.577777 0.4  
0.621053 0.578947 0.398891  
0.624 0.582222 0.395789  
0.63617 0.595745 0.382978  
0.64 0.6 0.378947  
0.7 0.666667 0.315789  
0.703158 0.670176 0.312465  
0.712766 0.680852 0.302352  
0.715 0.683334 0.3  
0.71579 0.684211 0.299169

0.718	0.686667	0.296842
0.727128	0.696809	0.287234
0.73	0.7	0.28421
0.8	0.777778	0.210526
0.802105	0.780117	0.20831
0.808511	0.787234	0.201568
0.81	0.788889	0.2
0.810526	0.789474	0.199446
0.812	0.791112	0.197895
0.818085	0.797872	0.19149
0.82	0.8	0.189474
0.9	0.888889	0.105263
0.901053	0.890059	0.104155
0.904255	0.893617	0.100784
0.905	0.894444	0.1
0.905264	0.894737	0.0997166
0.906	0.895555	0.0989247
0.909043	0.898936	0.0956531
0.91	0.9	0.0946236
0.998	0.99988	0
0.998021	0.999904	0
0.998085	0.999977	0
0.998105	1	0
1	1	0

\*\* Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás no reservatório

SLT

**\$	Sl	krq	krog
0.05	1	0	
0.1	0.947368	0.0526316	
0.145	0.9	0.1	
0.2	0.842105	0.157895	

0.24	0.8	0.2
0.3	0.736842	0.263158
0.335	0.7	0.3
0.4	0.631579	0.368421
0.43	0.6	0.4
0.5	0.526316	0.473684
0.525	0.5	0.5
0.6	0.421053	0.578947
0.62	0.4	0.6
0.7	0.315789	0.684211
0.715	0.3	0.7
0.8	0.210526	0.789474
0.81	0.2	0.8
0.9	0.105263	0.894737
0.905	0.1	0.9
0.998	0	1
1	0	1

\*\*Parâmetros sobrepostos sobre a curva de permeabilidade relativa

SORW 0.05

SGR 0.02

\*\* \*\*\*\*\*

\*\*           CONDIÇÕES INICIAIS

\*\* \*\*\*\*\*

INITIAL

VERTICAL DEPTH\_AVE

REFPRES 101.325

REFDEPTH 0

TEMP CON 50                   \*\*Temperatura (C)

SW CON 0.05           \*\* Saturação de água

MFRAC\_OIL 'Oleo ' CON 1.0000E+00

MFRAC\_WAT 'WATER ' CON 1.0000E+00

\*\* \*\*\*\*\*

\*\*           CONTROLE NUMÉRICO

\*\* \*\*\*\*\*

NUMERICAL

NORM TEMP 10

\*\*NORM PRESS 2000

CONVERGE TOTRES TIGHTER

NEWTONCYC 30

UPSTREAM NLEVEL

NORTH 300

SDEGREE 1

ITERMAX 300

AIM STAB

NCUTS 40

\*\* \*\*\*\*\*

\*\*           POÇO

\*\* \*\*\*\*\*

RUN

TIME 0

DTWELL 0.0001

WELL 'INJECTOR'

INJECTOR UNWEIGHT 'INJECTOR'

INCOMP WATER 0. 1. 0.                   \*\*injeção de água

TINJW 120.22                           \*\*temperatura de injeção

QUAL 0.8                               \*\*qualidade do vapor

OPERATE MAX STW 25   CONT REPEAT

OPERATE MAX BHP 200   CONT REPEAT

GEOMETRY J 0.1 0.229 1. 0.

PERF GEO 'INJECTOR'

\*\*\$ UBA   wi Status Connection

9 1:10 5 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'

WELL 'PRODUCER'

PRODUCER 'PRODUCER'

OPERATE MIN BHP 190 CONT REPEAT

GEOMETRY j 0.1 0.229 1. 0.

PERF GEO 'PRODUCER'

\*\*\$ UBA wi Status Connection

9 1:10 2 2. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

TIME 1

TIME 10

TIME 20

TIME 30

TIME 40

TIME 50

TIME 60

TIME 70

TIME 80

TIME 90

TIME 100

TIME 120

TIME 130

TIME 140

TIME 150

TIME 160

TIME 170

TIME 180

TIME 190

TIME 200

TIME 210

TIME 220

TIME 230

TIME 240

STOP