

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem
Gravitacional em Poço Único**

Autor: **Richard Douglas Ribeiro Moreira**
Orientador: **Professor Doutor Osvaldo Vidal Trevisan**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único

Autor: **Richard Douglas Ribeiro Moreira**
Orientador: **Professor Doutor Osvaldo Vidal Trevisan**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2006.
SP – Brasil

UNIDADE BC
Nº CHAMADA: _____
T/UNICAMP
V. _____ EX. _____
TOMBO BCCL 80332
PROC 16-148-09
C _____ D X
PREÇO 11,00
DATA 17-02-09
BIB-ID _____

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

M83i Moreira, Richard Douglas Ribeiro
Injeção de vapor auxiliado por drenagem
gravitacional em poço único / Richard Douglas Ribeiro
Moreira. --Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Osvald Vidal Trevisan
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto
de Geociências.

1. Petróleo. 2. Engenharia do petróleo. 3.
Recuperação térmica do petróleo. 4. Engenharia de
reservatório de óleo. 5. Reservatórios (Simulação). I.
Trevisan, Osvald Vidal. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III.
Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Steam assisted gravity drainage in single well
Palavras-chave em Inglês: SW-SAGD, SAGD, Single well flooding, Reservoirs
simulation, Thermal recovery

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Alberto Sampaio de Almeida e Denis José Schiozer

Data da defesa: 05/12/2006

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem
Gravitacional em Poço Único

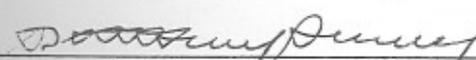
Autor: **Richard Douglas Ribeiro Moreira**

Orientador: **Professor Doutor Osvaldo Vidal Trevisan**

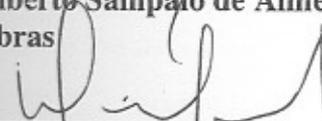
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, Presidente
Unicamp



Dr. Alberto Sampaio de Almeida
Petrobras



Prof. Dr. Denis José Schiozer
Unicamp

Campinas, 05 de Dezembro de 2006.

Dedicatória

Dedico este trabalho a Deus, aos meus pais, irmãos e namorada por serem facilitadores na realização deste sonho: acreditando, apoiando e incentivando todo o processo de qualificação profissional.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço ao Orientador Professor Doutor Osvaldo Vidal Trevisan, pela paciência, didática, persistência e dedicação no desenvolvimento deste trabalho, pois não conseguiria realizá-lo sozinho.

Aos Doutores Frank Falkenhein, Marco Antônio Lellis orientadores do NUPETRO e Dr. Hernani Mota de Lima professor da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, por serem grandes incentivadores e precursores desta minha realidade.

Aos bons professores do departamento pela experiência profissional e facilidade de exposição de idéias facilitando e garantindo a aprendizagem.

A CAPES pela bolsa, que supriu dificuldades financeiras no período de realização do curso de mestrado. A UNICAMP pela estrutura concedida a nós estudantes e pesquisadores que realizamos projetos para o desenvolvimento da ciência.

Aos meus pais e irmãos pela confiança e motivação presentes em todos os momentos difíceis, mas superáveis.

A Raquel Martins Graça pelo carinho, paciência e incentivo para conquista desta etapa, por estar tão longe, mas tão perto de nosso objetivo.

Ao afilhado *Juan Alberto Mateo Hernadéz*, o cubano, pelo tempo dedicado auxiliando-me com o CMG-STARS e esclarecendo dúvidas.

Aos amigos de festas, descontração e assuntos culturais: Celso, Chença, Flavinho, Chosen, Quintão, Baboo, Mamão, Gugu do MSN, Paixão, Carlitos, Bozo, Pagodinho, Super Mário, Laurens, Fernandão e Tchê da República dos Malditos e, Serginho, Marquinho, Presi, Tasso, Babu, Alex, Rui e Nena da República dos Caixas D'água.

Aos amigos do DEP: Clarissa, Juan Montoya, Maurício, Bruno, Gisele, Beth, Delcío, Fátima, Alice e a outros tantos amigos da FEM e de Barão Geraldo que estiveram presentes neste período em Campinas.

“Combati o bom combate, completei a corrida, guardei a fé (...).”

Trecho da segunda carta de São Paulo enviada a Timóteo

Resumo

MOREIRA, Richard Douglas Ribeiro. *Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 160 p. Dissertação (Mestrado).

A injeção de vapor auxiliada por drenagem gravitacional em poço único, denominada SW-SAGD (*Single Well Steam Assisted Gravity Drainage*), é um processo de recuperação terciária desenvolvido com um único poço horizontal. Foram estudadas diversas estratégias, através de simulação numérica, visando a aplicação desta técnica com dados pertinentes a um campo da bacia do Espírito Santo. As estratégias têm diferentes opções como a injeção cíclica prévia e a colocação de obturadores no poço produtor. O desempenho do processo de recuperação para as diferentes estratégias é comparado sempre com aquele obtido para o processo do Dual Well - SAGD para as mesmas condições. São feitas também comparações com a produção primária por poço horizontal e entre as diversas estratégias geradas. A influência de alguns parâmetros – comprimento e posição entre poços, zona de injeção e produção – são apresentados. Com todas estas estratégias de melhoria para o processo SW-SAGD, alcança-se um processo com recuperação maior que os resultados decorrentes do SAGD tradicional com dois poços.

Palavras chave:

- SAGD; SW-SAGD; escoamento em poço único; simulação de reservatórios; recuperação térmica.

Abstract

MOREIRA, Richard Douglas Ribeiro. *Steam Assisted Gravity Drainage in Single Well*. Campinas: Mechanical Engineering College, State University of Campinas, 2006. 160 p. Master Degree.

The Single Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD) is a tertiary recovery process developed with an single horizontal well. The objective of this research is to study, with numerical simulation, the application of the SW-SAGD technique to a field dates located in the Espírito Santo Basin. Several strategies were studied for this process using previous cyclic injection and packers. The strategies improved the horizontal well production and enhanced the oil recovery. Comparisons are made along the study between the performance of oil recovery for the developed strategies and the performance of the DW-SAGD at the same operating and field conditions. Comparisons with the primary recovery using horizontal wells and between the strategies were used to improve and choose the best options. The influence of some parameters - length and position between wells, injection and production zones - are presented. As a result of all the improvement, a new strategy for the SW-SAGD process is reached, providing an oil recovery higher than from the DW-SAGD.

Key Words:

- SAGD, SW-SAGD, Single Well Flooding, Reservoirs Simulation, Thermal Recovery.

Índice

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura	xvi
1. Introdução	1
1.1. Contextualizando recuperação primária, secundária e terciária	5
1.2. Recuperação térmica: Injeção contínua, injeção de cíclica de vapor	3
1.3. Análise de Desempenho de poços verticais e horizontais	5
1.4. Processo SAGD	8
1.5. Processo SW-SAGD	9
1.6. Objetivo do trabalho	10
1.7. Estrutura da dissertação	11
2. Revisão Bibliográfica	13
2.1. Configuração dos poços injetores	13
2.2. Injeção cíclica de vapor em poços horizontais	18
2.3. Drenagem gravitacional com injeção de vapor em poço horizontal único	20
3. Fundamentação Teórica	34
3.1. Descrição do simulador	34
4. Metodologia	34
4.1. Modelo experimental	39
4.2. Procedimentos	50

5. Resultados e Discussões	63
5.1. Recuperação primária, processos DW-SAGD e SW-SAGD	63
5.2. Processo SW-SAGD com três estágios cíclicos	71
5.3. Processo SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos	79
5.4. Processo SW-SAGD – diferentes comprimentos para os intervalos	90
5.5. Processo SW-SAGD – diferentes posições para os intervalos	96
5.6. Aumento da taxa de injeção	104
5.7. Variação dos períodos do ciclo	106
5.8. Comparações com a melhor estratégia	109
5.9. Análise de sensibilidade	115
6. Conclusões e Recomendações	121
6.1. Conclusões	121
6.2. Recomendações	123
Referências Bibliográficas	125
Apêndices	130
A. Comparação entre os índices de produtividade	130
B. Dados de campo	137
C. Cálculo da viscosidade	139
D. Cálculo do comprimento do segmento fechado	144
E. Arquivo de entrada de um dos modelos estudados	148

Lista de Figuras

Figura 1.1: Injeção contínua convencional de vapor d'água	5
Figura 1.2: Análise da proporção de custos entre poço horizontal e vertical	6
Figura 1.3: Comparação do índice de produtividade: poço horizontal X poço vertical	7
Figura 2 1: Tipos de configurações de poços	14
Figura 2.2: Esquema da drenagem gravitacional (DW-SAGD)	17
Figura 2.3: Efeito da dimensão do ciclo na razão acumulada de óleo-vapor	19
Figura 2.4: Esquema do fluxo de vapor no processo SW-SAGD.	30
Figura 2.5: Fator de recuperação em dez anos de produção	32
Figura 2.6: Razão acumulada óleo-vapor por 350 dias de produção	33
Figura 4.1: Dimensões do reservatório	40
Figura 4.2: Perfil do poço no processo DW-SAGD	41
Figura 4.3: Perfil do poço no processo SW-SAGD	41
Figura 4.4: Perfil do poço no processo SW-SAGD modificado	42
Figura 4.5: Permeabilidade relativa água-óleo	43
Figura 4.6: Permeabilidade líquido-gás	44
Figura 4.7: Modelo base para todas as disposições em poço único	45
Figura 4.8: Perfil do modelo inicial	46
Figura 4.9: Variação da viscosidade pela temperatura	48
Figura 4.10: Variação de viscosidade com a temperatura	61
Figura 5.1: Fator de recuperação para os três Processos	65
Figura 5.2: Ascensão da câmara de vapor no DW-SAGD	66
Figura 5.3: Ascensão da câmara de vapor no SW-SAGD.	67
Figura 5.4: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor	68

Figura 5.5: Vazão de óleo e pressão média no reservatório	71
Figura 5.6: Ascensão da câmara de vapor no SW-SAGD – cíclico	73
Figura 5.7: Fator de recuperação no SW-SAGD cíclico	75
Figura 5.8: Vazão de óleo e pressão média no SW-SAGD cíclico	75
Figura 5.9: Razão óleo vapor e volume da câmara de vapor no SW-SAGD cíclico	77
Figura 5.10: Volume de água e temperatura média no SW-SAGD cíclico	78
Figura 5.11: Estágio cíclico com obturador no meio do poço	80
Figura 5.12: Estágios cíclicos para o Caso 0 e SW-SAGD – cíclico	81
Figura 5.13: Processo SW-SAGD – Caso 0	82
Figura 5.14: Ascensão da câmara de vapor para o Caso 0	84
Figura 5.15: Fator de recuperação adicionando o Caso 0	85
Figura 5.16: Volume e temperatura adicionando o Caso 0	86
Figura 5.17: Pressão média no reservatório adicionando o Caso 0	87
Figura 5.18: Distribuição de pressão ao longo do reservatório para o Caso 0	88
Figura 5.19: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor adicionando o Caso 0	89
Figura 5.20: Vazão de óleo adicionando o Caso 0	90
Figura 5.21: Fator de recuperação para os diferentes casos	92
Figura 5.22: Avanço horizontal do vapor	92
Figura 5.23: Vazão de óleo e pressão média para os diferentes casos	94
Figura 5.24: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor para os diferentes casos	96
Figura 5.25: Fator de recuperação para todos os intervalos da zona de injeção	98
Figura 5.26: Fator de recuperação para zona de produção de 45 metros	99
Figura 5.27: Fator de recuperação para zona de produção de 90 metros	101
Figura 5.28: Fator de recuperação para zona de produção de 135 metros	102
Figura 5.29: Fator de recuperação para zona de produção de 180 metros	102
Figura 5.30: Fator de recuperação adicionando o Caso 1 (300.30.180)	104
Figura 5.31: Fator de recuperação para a melhor estratégia aumentando a pressão de injeção	105
Figura 5.32: Variação do período cíclico para a melhor estratégia	106
Figura 5.33: Variação do período cíclico e da pressão	107
Figura 5.34: Escolha de melhor estratégia pela ROV	108

Figura 5.35: Fator de recuperação para a melhor estratégia	109
Figura 5.36: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor	111
Figura 5.37: Vazão de óleo para a melhor estratégia	112
Figura 5.38: Pressão e temperatura média no reservatório para a melhor estratégia	113
Figura 5.39: Ascensão da câmara de vapor para a melhor estratégia	114
Figura 5.40: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da espessura	116
Figura 5.41: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da viscosidade	117
Figura 5.42: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da saturação inicial da água	118
Figura 5.43: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da permeabilidade	119
Figura 5.44: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da porosidade	120
Figura A.1: Modelo físico do poço horizontal	131
Figura A.2: Modelo físico do poço vertical	135
Figura C.1: Viscosidade do óleo pela fórmula de Dutra Jr.	139

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Propriedades do reservatório	43
Tabela 4.2: Configuração do reservatório	46
Tabela 4.3: Componentes e fases dos fluidos	47
Tabela 4.4: Propriedades do fluido	48
Tabela 4.5: Condições de operação	49
Tabela 4.6: Comprimento do intervalo entre poços	52
Tabela 4.7: Disposições dos poços pelo comprimento do injetor	52
Tabela 4.8: Disposições dos poços pelo comprimento do produtor	52
Tabela 4.9: Exemplo de disposição do poço para o Caso 5	53
Tabela 4.10: Valores para análise de sensibilidade	53
Tabela 4.11: Exemplo de disposição do poço na área do injetor	58
Tabela 4.12: Exemplo de disposição do poço na área do produtor	58
Tabela 4.13: Taxa de injeção por tempos de ciclo	60
Tabela 5.1: Produção para os tipos de recuperação	64
Tabela 5.2: Variação da viscosidade pela temperatura	70
Tabela 5.3: Valores de produção no SW-SAGD cíclico	76
Tabela 5.4: Valores de produção adicionando o Caso 0	85
Tabela 5.5: Valores de produção para os diferentes casos	91
Tabela 5.6: Disposições para as 24 estratégias de poços	97
Tabela 5.7: A melhor estratégia	103
Tabela 5.8: Valores de produção adicionando a melhor estratégia	110
Tabela A.1: Dados do modelo para o poço horizontal	130
Tabela A.2: Permeabilidade do modelo para o poço horizontal	131

Tabela A.3: Índice de produtividade para o poço horizontal	134
Tabela A.4: Dados do modelo para os poços verticais	135
Tabela A.5: Permeabilidade do modelo para os poços verticais	136
Tabela A.6: Índice de produtividade para os poços verticais	136
Tabela B.1: Dados de PVT	137
Tabela B.2: Dados do campo	138
Tabela C.1: Viscosidade do óleo para 1655 cp	140
Tabela C.2: Viscosidade do óleo para 1943 cp	141
Tabela C.3: Viscosidade do óleo para 2304 cp	141
Tabela C.4: Viscosidade inicial do gás pela composição do óleo	142
Tabela C.5: Viscosidade do gás para 15,465 cp.	143
Tabela D.1: Comprimento do segmento fechado	146

Nomenclatura

Letras latinas

A:	Área	m^2
Bo:	Fator volume de formação do óleo	$m^3/m^3 \text{ std}$
BHP:	Pressão no fundo do poço	KPa
CMM:	Massa molecular	g/gmol
Do:	Densidade	g/cm^3
Fr:	Fator de recuperação	%
g:	Aceleração devido a gravidade	m/s^2
gc:	Constante gravitacional	$Kg.m/N.s^2$
h:	Comprimento em z	m
J:	Índice de produtividade	bbbl/(dia.psi)
k:	Permeabilidade	mD
L:	Comprimento	m
°API:	Grau API do óleo	adimensional
MFRAC:	Fração Molar	adimensional
MOLDEN:	Densidade molar parcial	$gmol/cm^3$
NP:	Produção acumulada de óleo	Mm^3
OIP:	Óleo “ <i>in place</i> ”	$MM m^3$
P:	Pressão	kPa
PVT:	Pressão/volume/temperatura	
r:	Raio	m
Re:	Número de Reynolds	adimensional

Rs:	Razão solubilidade	m^3/m^3
ROV	Razão óleo-vapor	adimensional
t:	Tempo	s
T:	Temperatura	$^{\circ}C$
Uo:	Viscosidade	cp
V:	Volume	m^3
WP:	Produção acumulada de água	Mm^3
WI:	Injeção acumulada de água (vapor)	Mm^3

Letras gregas

Δp :	Diferencial de pressão	kPa
λ :	Mobilidade do fluido	mD/cp
μ :	Viscosidade	cp
ρ :	Densidade	kg/m^3
ϕ :	Porosidade	adimensional

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo são descritos resumidamente os conceitos gerais necessários para a contextualização do trabalho desenvolvido para análise dos métodos empregados na dissertação. São visitados os temas relevantes, como a recuperação primária, secundária e terciária, a recuperação térmica, a injeção contínua de vapor, a injeção cíclica de vapor, o desempenho de poços verticais e horizontais, e o processo SAGD – “*Steam Assisted Gravity Drainage*” em suas derivações em dois poços e poço único. Em seguida, postula-se o objetivo do trabalho de pesquisa. Ao final, é descrita a estrutura da apresentação da dissertação.

Dos reservatórios de petróleo é possível recuperar somente uma fração de óleo. A maior parte permanece dentro da jazida devido à complexidade dos reservatórios e dos mecanismos ainda pouco eficientes de recuperação. Torna-se necessário, portanto, o estudo e o desenvolvimento de metodologias que aumentem a extração de óleo residual.

Para reservatórios terrestres localizados no Brasil, em regiões como o Espírito Santo, Bahia, Alagoas, Rio Grande do Norte essas pesquisas são pertinentes, pois possuem grandes volumes de óleos pesados de alta viscosidade e ($^{\circ}$ API entre dez e vinte), onde as recuperações primárias e secundárias são ineficientes. Assim, há uma demanda por utilizar técnicas de recuperação terciária, ou seja, produzir o petróleo de forma assistida por outras fontes de energia e/ou efeitos físicos, químicos ou biológicos, que aumentam o fator de recuperação.

1.1 Contextualizando recuperação primária, secundária e terciária

O método de recuperação primária consiste na produção através da dissipação da energia natural acumulada dentro do reservatório, sendo a energia determinada pelo volume, pela natureza dos fluídos, pelos níveis de pressão e temperatura existentes. Essa energia é dissipada juntamente com os fluídos em direção ao poço produtor e reflete principalmente no decréscimo da pressão, reduzindo a produção. Assim, para garantir uma maior produção, suplementa-se o reservatório com energia nova. O método de recuperação secundária ocorre pela suplementação desta nova energia, artificialmente transferida para o reservatório.

Os métodos de recuperação melhorada são, geralmente, classificados em métodos convencionais de recuperação; dentre eles a injeção de água e o processo imiscível de injeção de gás, e os métodos especiais de recuperação (antes conhecido como método de recuperação terciária). Dentre os métodos especiais de recuperação temos os métodos miscíveis, os químicos, os térmicos e outros menos conhecidos.

Segundo Rosa *et al.* (2006), a aplicação dos métodos especiais ocorre geralmente quando:

- Muitos dos campos nos quais foi iniciada a injeção de água há algum tempo e acabam atingindo estágios avançados de recuperação.
- Em campos ou países onde o número de projetos de recuperação convencional aumenta até um pico e depois declina, pois deixam de haver reservatórios adequados em termos econômicos para a aplicação destes métodos, sendo necessário manter ou reduzir a taxa de declínio das vazões de produção e recuperar parte do óleo deixado no reservatório;
- E em campos onde se deseja acelerar a eficiência a partir do começo da produção.

Dentre as técnicas de recuperação terciária, ou técnica especial de recuperação, destacam-se os métodos térmicos. Estes são utilizados principalmente para melhorar o escoamento de óleos viscosos (óleos pesados) ou betuminosos – com densidade em °API menor que dez.

1.2 Recuperação térmica: injeção contínua e injeção cíclica de vapor

A introdução de calor no reservatório provoca o aumento da temperatura da rocha e dos fluidos, diminuindo a viscosidade e a saturação residual do óleo. A introdução de calor é feita normalmente através da injeção de fluidos quentes, em processos conhecidos pelos nomes de injeção cíclica de vapor e de injeção contínua de vapor. A injeção de vapor tem sido tradicionalmente feita em um poço injetor com os fluidos sendo produzidos em outro poço, o poço produtor. No entanto, são possíveis variações neste processo, como no caso do SW-SAGD abordado neste estudo, no qual se pode injetar vapor e produzir os fluidos pelo mesmo poço. Nesta variante, um tubo concêntrico, alojado dentro do poço horizontal produtor atravessando toda sua extensão, libera vapor continuamente em sua ponta, e os fluidos são produzidos pelo espaço anular entre o tubo concêntrico e o revestimento.

O objetivo da recuperação térmica é aquecer o reservatório aumentando a mobilidade do óleo, a eficiência de deslocamento e conseqüentemente sua recuperação. Na injeção contínua, a zona de vapor, com temperatura aproximadamente igual à do vapor injetado, se expande ao redor do poço. Na frente da zona de vapor forma-se uma zona de vapor condensado, através da qual a temperatura vai diminuindo em direção ao interior do reservatório. Na zona invadida pelo vapor a redução da saturação de óleo é máxima devido à diminuição da viscosidade, à dilatação do óleo e à contração do volume poroso. A quantidade de calor recebida e retida pela formação determina a resposta ao processo de injeção de vapor. O avanço contínuo da câmara de vapor depende da magnitude das perdas de calor através das linhas de superfície, ao longo dos poços de injeção e para as formações adjacentes. As perdas de calor durante a injeção de vapor são função da temperatura de injeção, das propriedades do reservatório e do equipamento utilizado. As perdas para as formações adjacentes ao reservatório aumentam com a temperatura, porém não podem ser controladas. A relação entre temperatura e pressão de vapor pode limitar a aplicabilidade do método em um determinado reservatório, pois pressões maiores requerem maiores temperaturas, que por sua vez, provocam aumento nas perdas de calor para as formações vizinhas. Reside, aí, a importância da profundidade do reservatório, ou seja, para sobrepor a alta pressão da formação e

atravessar a maior extensão do poço até a zona profunda, são necessários injetar vapor com maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor e reduzindo a eficiência do método.

A injeção cíclica de vapor é utilizada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos, sendo também considerada uma técnica de estimulação térmica de poços. Através da redução da viscosidade e dos efeitos de limpeza ao redor do poço, a técnica ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo. É também muito usada para promover a comunicação entre os poços antes de se iniciar a injeção contínua. A injeção cíclica de vapor consiste de períodos de injeção, períodos de encharcamento ou espera e períodos de produção. Na seqüência, a injeção de um determinado volume de vapor no primeiro período é seguida por um período de encharcamento, para que o calor injetado seja bem distribuído no reservatório, e depois por um período de produção, em que os fluidos são produzidos no mesmo poço, completando o ciclo, que pode ser repetido várias vezes. As durações dos períodos e o número de ciclos podem sofrer variações para otimizar o processo. O processo adiciona energia térmica na vizinhança do poço, usando o vapor como meio de transferência de calor, permitindo a rocha armazenar temporariamente e intermediar esta energia injetada. Do ponto de vista técnico, dois fatores são determinantes do sucesso do processo: o primeiro, é o efeito significativo da temperatura sobre a viscosidade do óleo pesado, promovendo a redução da resistência ao escoamento nas proximidades do poço produtor, e o segundo, é a atuação do mecanismo de produção natural inicialmente presente no reservatório (drenagem gravitacional, gás em solução).

De acordo com Rosa *et al.* (2006), geralmente, a injeção de fluido quente é aplicada em óleos viscosos entre 10 e 20 °API, pois estes são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. É aplicada em reservatórios com menos de novecentos metros de profundidade, pois nestes são menores as perdas de calor ao longo do poço e para as formações adjacentes, o calor latente é maior em pressões mais baixas. Em formações com permeabilidade maior ou igual a 500 mD, pois nestas, é mais fácil o escoamento de óleos viscosos. É aplicada em formações com uma saturação inicial de óleo maior que 0,15 m³ (metros cúbicos) de óleo por m³ de rocha para uma maior chance de sucesso econômico. E para espessuras de arenito excedendo dez metros, para limitar a proporcionalidade das perdas de calor para as formações vizinhas.

1.3 Análise de desempenho de poços verticais e horizontais

Na injeção de vapor como na produção de líquidos, pode-se utilizar tanto poços verticais como horizontais ou suas combinadas derivações. Em poços verticais, o calor é gerado na superfície e transportado para dentro do reservatório pelo fluido injetado (injeção de vapor ou de água quente). O calor reduz a viscosidade, aumenta a eficiência do varrido pela expansão e destilação do óleo, o que aumenta a eficiência do deslocamento do óleo produzido para outro poço vertical localizado a uma determinada distância do injetor, conforme demonstrado na Figura 1.1. A desvantagem do poço vertical é justamente a limitação do contato com o reservatório em formações horizontais pouco espessas. Esta limitação impõe que diversos poços verticais devam ser perfurados numa área. Os poços são então dispostos em determinados arranjos como o padrão de cinco pontos “*five spot*” e de nove pontos “*nine spot*”.

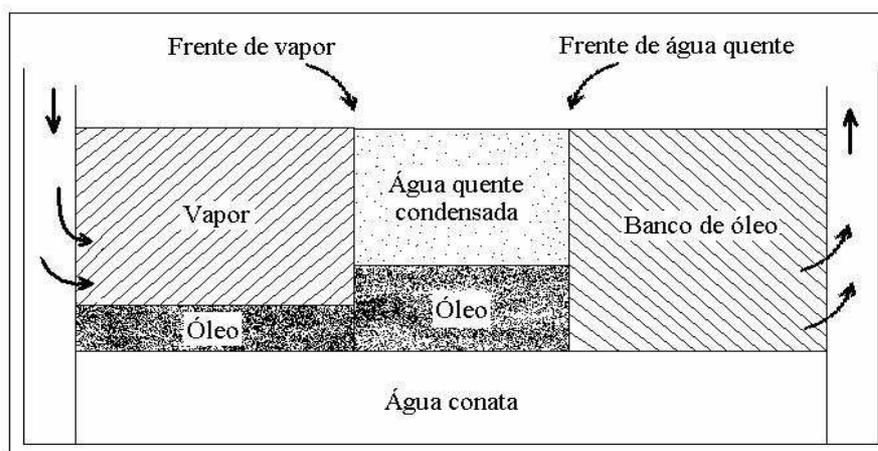


Figura 1.1: Injeção contínua convencional de vapor d'água. Rosa *et al.* (2006)

Alternativa para aumentar o índice de produtividade dos poços verticais tem sido a indução de fraturas verticais. Neste tipo de operação, uma fratura artificial, de condutividade maior que a da rocha reservatório, é induzida na formação. A fratura torna-se, então, um canal de alta permeabilidade facilitando o escoamento dos fluidos em direção ao poço produtor, ou do poço para o interior do reservatório, no caso de um poço injetor. Após o aparecimento dos poços

horizontais, os poços verticais fraturados têm sido usados como referência para se determinar a viabilidade técnica e econômica da perfuração de poços horizontais.

Nos últimos anos, muitos poços horizontais têm sido perfurados ao redor do mundo com o propósito de aumentar o contato com o reservatório e assim aumentar a produtividade. De modo geral, o poço horizontal é perfurado paralelamente ao plano de fundo do reservatório. Suas destacadas diferenças, em relação ao poço vertical, são a produtividade e a extensão dentro da rocha portadora de hidrocarboneto. Esta última depende da técnica de perfuração utilizada. Outra consideração importante é a da completação do poço, já que ela afeta o desempenho do poço horizontal, pois, para certos tipos de completação existem determinadas técnicas de perfuração, isto é, para determinados métodos de perfuração são alcançados o comprimento limite de poço, a sua localização física no reservatório – direção e profundidade – e seu tipo de completação.

Tendo como pequena comparação econômica, segundo Joshi (1991), o custo do poço horizontal em um campo terrestre é tipicamente em torno de 1,4 a 3 vezes maior que o custo do poço vertical, dependendo do método de perfuração e da técnica de completação empregada. Esta proporção de custos, entre poço horizontal e poço vertical, tem reduzido significativamente nos últimos anos, tendo como fator principal a experiência de perfuração e de completação em determinadas áreas. A Figura 1.2, mostra a redução de custos obtida pelas experiências adquiridas através dos anos.

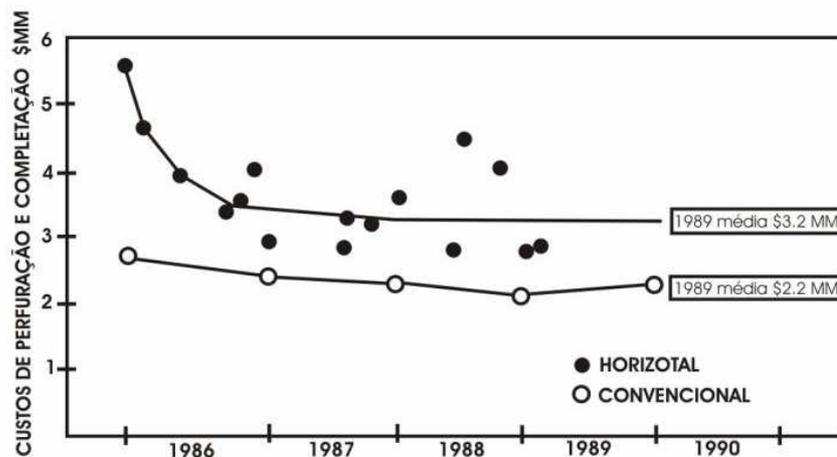


Figura 1.2: Análise da proporção de custos entre poço horizontal e vertical. Joshi (2001)

As aplicações dos poços horizontais têm se mostrado efetivas em reservatórios naturalmente fraturados, com problemas de cone de água e de gás; em produção de gás, em reservatórios de alta e baixa permeabilidade, e em aplicações para o aumento de recuperação de óleo e especialmente em métodos térmicos, como mencionado por Anderson *et al.* (1988).

No caso do óleo pesado ou betuminoso em reservatórios com espessura fina e de grande extensão lateral, o poço horizontal tem grande vantagem sobre o poço vertical pela razão da grande área de contato e pelo índice de produtividade. Segundo Babu e Odeh (1988), para determinar a viabilidade econômica da perfuração de um poço horizontal é necessário usar um método para estimar a produtividade esperada.

Um exemplo de estimativa dos índices de produtividades de um poço horizontal com 510 m em comparação com três poços verticais juntos postos no mesmo reservatório, em recuperação primária, é mostrado no gráfico da Figura 1.3. Na intersecção das curvas, na espessura vertical de um pouco mais de noventa metros, encontra-se o limite de produtividade, abaixo do qual é preferível utilizar um poço horizontal a três verticais, dispostos a uma distância de duzentos metros entre eles. A espessura vertical usada no estudo desta dissertação varia de dez a quinze metros, situando-se, portanto, no intervalo de utilização do poço horizontal. Demais dados e parâmetros usados para o exemplo de estimativa, mostrado no gráfico abaixo, encontram-se calculados e dispostos no Apêndice A.

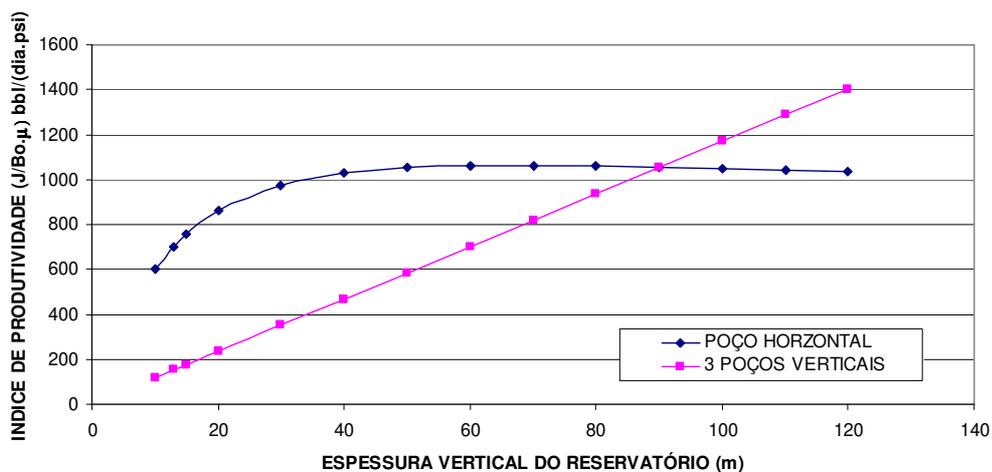


Figura 1.3: Comparação do índice de produtividade: poço horizontal X poço vertical

1.4 Processo SAGD - *Steam Assisted Gravity Drainage*

Na injeção contínua de vapor assistida pela drenagem gravitacional (“*Steam Assisted Gravity Drainage*” – SAGD), um dos principais fatores é o mecanismo de produção natural devido à ação da força gravitacional. Juntamente com o fato de o poço horizontal possuir um maior contato com a formação em toda sua extensão, o mecanismo proporciona uma rápida cobertura de todo o volume do reservatório e uma maior recuperação em menor tempo. Este processo envolve dois poços horizontais, por isso aqui identificado como “*Dual Well Steam Assisted Gravity Drainage*” – DW-SAGD, paralelos e situados verticalmente um acima do outro. Nesta configuração, usa-se o poço superior como injetor e o poço inferior como produtor. O vapor é introduzido continuamente próximo ao fundo do reservatório pelo poço injetor e tende a subir. Em contraposição, o vapor condensado e o óleo aquecido tendem a descer. Todo o vapor que entra na formação, após sua condensação através do contato com a jazida fria, juntamente com o óleo mobilizado, escoam pela interface óleo-vapor onde está sendo cunhada a câmara de vapor. O óleo aquecido pela condução, convecção e calor latente do vapor, tem sua viscosidade diminuída, o que permite escoar por gravidade para o poço produtor. Como a saturação também é diminuída, o espaço de onde esse óleo foi removido é ocupado pelo vapor, até os extremos da câmara dentro do reservatório, mantendo sua pressão constante. Isto é, o óleo móvel e o vapor condensado escoam para o produtor, enquanto que o vapor continua em ascensão dentro da formação, mantendo a pressão da câmara constante.

O crescimento da câmara para cima é tão veloz quanto lateralmente, no entanto, o crescimento vertical é limitado pelo topo do reservatório, continuando seu aumento horizontal para os limites laterais. Esse período de contato entre o vapor e óleo na frente da câmara de vapor forma uma mistura onde aparece uma camada de vapor sobre o óleo. Com o contínuo aquecimento sobre esta camada de vapor podem ocorrer destilações de frações leves do óleo formando um banco miscível na frente de vapor, surgindo um deslocamento miscível.

O método DW-SAGD é mais efetivo para óleos pesados com alta viscosidade, ou para betume, sendo sua tecnologia muito utilizada devido ao alto fator de recuperação. Ele é aplicado no Canadá, Estados Unidos e na Venezuela, e em reservatórios de pequena profundidade.

Em reservatórios profundos, os custos da perfuração de poços horizontais são maiores. Mas o principal custo é o de manter e levar a alta qualidade de vapor para o reservatório a uma adequada pressão de injeção. As perdas de calor, geradas na superfície a alto custo, são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação são, proporcionalmente, maiores para reservatórios profundos, como apontado anteriormente. Além de o investimento inicial em geradores de vapor ser alto, a disponibilidade e o custo do combustível para o aquecimento da água e a geração de vapor são fatores importantes. Deve-se observar também a proporção da autofagia da energia, através da qual, pelo menos um metro cúbico de óleo deve se recuperado para cada 15 m³ de água injetada como vapor, pois geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15 m³ de água para vapor para cada m³ de óleo queimado.

No Brasil, as profundidades dos reservatórios são maiores do que as encontradas no Canadá e Venezuela. Dessa forma, investiga-se neste trabalho a eficiência do processo de drenagem gravitacional em poço único, batizado como SW-SAGD (“*Single Well Steam Assited Gravity Drainage*”) como pesquisa de uma estratégia para tentativa de utilização e viabilidade econômica nestes reservatórios mais profundos.

1.5 Processo SW-SAGD - *Single Well Steam Assisted Gravity Drainage*

O processo SW-SAGD possui o mesmo princípio do DW-SAGD, mas a injeção de vapor e a produção de óleo acontecem no mesmo poço. Esta opção de estratégia pode ser interessante por reduzir o alto custo da perfuração e completação de dois poços horizontais, e também por viabilizar tecnicamente o processo em reservatórios com espessuras muito finas, nos quais não há extensão vertical suficiente para a perfuração de um segundo poço.

Os principais aspectos a serem considerados por ocasião da análise das estratégias para produção de óleo são que, a técnica proposta tem o potencial de:

- Fornecer um método viável economicamente para recuperar óleo viscoso em um reservatório de óleo pesado usando o mesmo poço horizontal, como o que já tem sido usado para a produção primária;

- Promover ou suplementar a recuperação de um reservatório de óleo pesado com o auxílio da gravidade usando poço único;
- Promover um fluxo de contra corrente pela ascensão do vapor injetado, conduzido pela pressão e pelo empuxo gravitacional dentro da formação, sendo o óleo aquecido e o vapor condensado drenado para baixo em direção ao poço produtor;
- Acelerar o processo de recuperação por drenagem gravitacional aproveitando a queda de pressão no espaço anular formado entre a tubulação (“*tubing*”) e o revestimento (“*casing*”) ou o “*liner*”;
- Fornecer um processo contínuo de produção de óleo através de um método térmico melhorado, derivado de um único poço horizontal, após o previsto fim das operações de produção primária.

A *Imperial Oil* do Canadá conduziu o primeiro teste piloto de SW-SAGD em 1978, criando uma estratégia que foi depois testada em 1994 em reservatórios com baixa viscosidade de óleo como tentativa de melhorar a configuração do poço. Nesta configuração, um tubo concêntrico isolado, denominado ICCT (“*Insulated Concentric Coiled Tubing*”), localizado dentro do poço, foi usado para levar vapor de alta qualidade até a extremidade final do poço, e o anular foi usado para direcionar o vapor para dentro da formação e produzir os fluidos dela provenientes.

O desempenho do processo SW-SAGD pode ser afetado por parâmetros operacionais e por parâmetros geométricos do reservatório, tais como a permeabilidade horizontal e vertical das rochas, a heterogeneidade do reservatório, a espessura da zona de óleo, a presença e atuação de aquífero, o comprimento horizontal do poço e a qualidade do vapor injetado. Este trabalho também visa estudar o impacto de alguns destes parâmetros sobre a estratégia de um poço único.

1.6 Objetivo do trabalho

O objetivo deste trabalho é estudar, por intermédio de simulação numérica, a aplicação da técnica de injeção de vapor assistida por drenagem gravitacional usando a estratégia de poço horizontal único para a recuperação de óleos pesados. As principais metas são:

- Elaborar um modelo físico padrão com dados reais de reservatório e de fluidos fornecidos como representativos de um campo de óleo pesado situado no Estado do Espírito Santo;
- Elaborar um modelo numérico representativo dos fenômenos associados à técnica proposta, com flexibilidade para variação nas configurações do poço horizontal único (SW-SAGD) e nas condições de operação;
- Analisar diferentes configurações possíveis para a técnica, conduzindo simulações numéricas e procedendo a comparações dos resultados para o fator de recuperação de óleo, a recuperação de água, a recuperação de óleo e a razão óleo-vapor.
- Analisar opções de condição de operação para a técnica incluindo a injeção cíclica prévia ao desenvolvimento da injeção contínua;
- Realizar comparações dos resultados confrontando a configuração e condição de operação escolhida para o SW-SAGD com a de duplo par de poços horizontais (DW-SAGD) e a produção sem o uso de método térmico;
- Estudar a influência dos principais parâmetros do reservatório e do fluido sobre os resultados das simulações com o modelo para as configurações de melhor desempenho.

1.7 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está organizada em seis capítulos, a saber: Introdução, Revisão Bibliográfica, Fundamentação Teórica, Metodologia, Resultados e Discussões, Conclusões e Recomendações.

No Capítulo 2 são abordadas as principais referências bibliográficas sobre as tentativas de utilização de poços produtores horizontais com poços injetores verticais em vários tipos de configurações, e abordando a injeção cíclica e a injeção contínua de vapor aplicadas no DW-SAGD e no SW-SAGD.

No Capítulo 3 é apresentada uma resumida fundamentação teórica sobre a descrição do simulador. Este capítulo se refere principalmente aos aspectos específicos de interesse direto da investigação desenvolvida.

No Capítulo 4 descreve-se a metodologia utilizada dividida em duas partes; o modelo experimental e os procedimentos concebidos para simulação. Isto é, modelos propostos para simulação em poços horizontais e suas comparações, incluindo o modelo de discretização de poço. Descreve-se o modelo físico do reservatório utilizado nas simulações, assim como as propriedades do reservatório e do óleo utilizados. E trata, também, da metodologia adotada para posterior análise dos resultados.

No Capítulo 5 analisa-se os resultados obtidos para todos os métodos e estratégias, DW-SAGD, SW-SAGD, SW-SAGD com pré-aquecimento, SW-SAGD com pré-aquecimento com diferentes comprimentos e disposições do obturador. Os resultados se referem a, fator de recuperação de óleo, razão óleo vapor acumulado, declínio de pressão e demais parâmetros que se fizerem pertinentes para entendimento dos métodos, como temperatura média e volume da câmara de vapor. Com o melhor processo, selecionado através da comparação desse conjunto de resultados é realizada uma análise de sensibilidade sobre algumas características do reservatório, tais como as permeabilidades vertical e horizontal, a viscosidade inicial do óleo, a saturação inicial da água, a porosidade e espessura do óleo no reservatório.

Por fim, no Capítulo 6 apresenta-se as conclusões do trabalho desenvolvido e as recomendações para trabalhos futuros.

Foram incluídos cinco Apêndices no trabalho. O Apêndice A apresenta os cálculos e os resultados da comparação dos índices de produtividade tanto para poços horizontais quanto para verticais. O Apêndice B mostra os dados de campo usados para a simulação. O Apêndice C exhibe os cálculos para a viscosidade do óleo e do gás variando com a temperatura. O Apêndice D apresenta o cálculo, conforme Elliot e Kovscek (2001), do tempo de residência de vapor dentro do reservatório, de acordo com o comprimento do intervalo delimitado pelo obturador. O Apêndice E traz um arquivo de entrada do último modelo estudado nesta pesquisa para o simulador pseudo-composicional CMG STARS.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo, dividido em tópicos na ordem crescente de importância para a dissertação, contém análises de diversas referências bibliográficas, explicando os tipos de tentativas de configurações de poços para injeção de vapor para um poço produtor horizontal, o processo DW-SAGD, a injeção cíclica de vapor em poços horizontais e o enfoque do trabalho SW-SAGD.

2.1 Configuração dos poços injetores

Os mecanismos de recuperação primária são pouco eficientes na produção de óleos pesados. A dificuldade é ainda mais agravada naqueles reservatórios de pequena espessura e de grande extensão lateral se a exploração for conduzida por poços verticais. A produção por poços horizontais apresenta vantagens sobre a recuperação por poços verticais devido a grande área de contato entre o reservatório e o poço horizontal, que pode chegar a mil e quinhentos metros de extensão, segundo Kelly Falk *et al.* (1996). Mesmo com o uso de poços horizontais, a produção de óleos pesados apresenta adversidades intrínsecas. Uma das desvantagens da rápida e maior recuperação por poços horizontais deste óleo é a velocidade de redução da pressão, pois, com a diminuição rápida da energia do reservatório, o óleo que poderia ser eventualmente recuperado em taxas menores de produção é deixado na formação. Outra desvantagem é a quantidade significativa de areia que pode ser produzida juntamente com o óleo, devido à formação inconsolidada do reservatório, resultando em operações periódicas de limpeza no poço produtor, o que eleva os custos de produção. De qualquer modo, o total recuperável por mecanismos autógenos não passa de 15% do volume original “*in situ*” de hidrocarbonetos. Devido à rápida

depleção do reservatório, que ainda possui uma alta saturação de óleo, são necessários processos para melhorar ou suplementar esta recuperação.

O processo de injeção de vapor é considerado o mais eficiente e econômico entre os métodos de recuperação melhorada (EOR – “*Enhanced Oil Recovery*”). Ele utiliza o calor para reduzir a viscosidade do óleo, que em consequência melhora a mobilidade, e assim, facilita a condução do mesmo para o poço produtor.

Diversos métodos inovadores foram desenvolvidos para melhorar e estender a vida produtiva das reservas de óleo pesado. Muitas incorporaram a injeção de vapor para ajudar a reduzir a viscosidade e aumentar o escoamento do óleo “*in-situ*”. Devido ao grande aporte de capital necessário para desenvolver e operar estas novas invenções, vários projetos foram abandonados em decorrência de suas considerações econômicas. Poucos projetos foram levados adiante e alguns deles, com novos tipos de configurações dos poços para injetar o vapor aquecido para dentro do reservatório e produzir em um poço horizontal, como mostrado na Figura 2.1, foram se tornando importantes. Entretanto, o processo SW-SAGD, que será explicado mais à frente, corresponde ao processo que oferece um custo mais baixo de completação e operação em razão da localização mais eficiente do vapor dentro do reservatório.

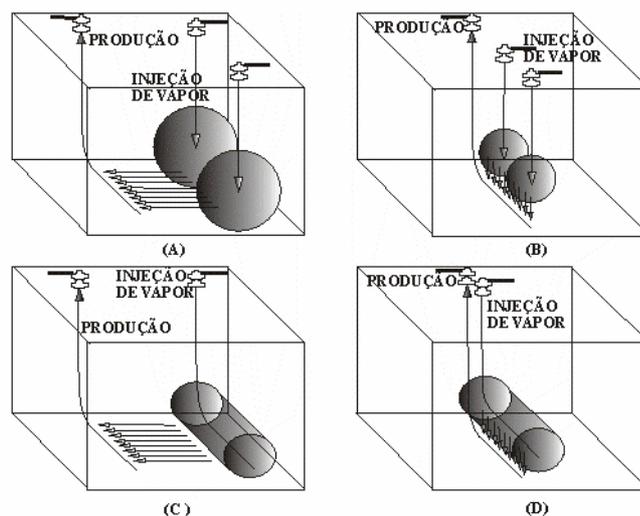


Figura 2.1: Tipos de configurações de poços. Atualizado de Kelly Falk *et al.* (1996)

2.1.1. Poços verticais injetores ao lado do poço produtor horizontal

Bobyn *et al.* (1994) propuseram a configuração indicada pelo esquema (A) da Figura 2.1, onde o vapor é injetado por poços verticais na mesma profundidade do produtor horizontal, mas localizados a uma distância significativa dele. O vapor deve fazer uma varredura entre os poços verticais injetores e o horizontal produtor, transferindo calor ao óleo imóvel e diminuindo sua viscosidade para o escoamento. Contudo, em arenitos inconsolidados, as altas pressões requeridas para a injeção e o escoamento do vapor em direção ao poço horizontal também alteram as tensões no reservatório, aumentando, assim, o movimento de areia, que inibe a produção de óleo no poço produtor. Além disso, o desenvolvimento de um caminho preferencial para o escoamento entre o poço vertical e o produtor horizontal cria um curto-circuito para a massa de vapor, ocasionando uma produção excessiva de vapor e outros diversos problemas operacionais.

2.1.2. Poços verticais injetores sobre o poço produtor horizontal

Jerpersen e Fontaine (1991) relataram a configuração apontada pelo esquema (B) da Figura 2.1. O vapor é injetado por poços verticais na mesma formação, mas imediatamente sobre o poço produtor horizontal. A aplicação deste processo é limitada, pois em reservatórios pouco espessos de óleo pesado não há espaço vertical suficiente para permitir a locação de um injetor vertical sobre o produtor horizontal, especialmente se abaixo existir um aquífero. Com a injeção diretamente sobre o produtor, o potencial de deslocamento de areia para o poço produtor aumenta. Além de se tornar necessário mais de um injetor para cobrir toda a extensão do poço horizontal, aumentando os custos do empreendimento.

2.1.3. Poço horizontal injetor ao lado do produtor horizontal

Huang e Hight (1989) apresentaram a configuração exibida pelo esquema (C) da Figura 2.1, segundo o qual o vapor é injetado por um poço horizontal disposto paralelamente e ao lado do poço horizontal produtor, afastado por uma considerável distância do mesmo, podendo os poços estar localizados na base ou levemente mais elevados que o fundo do reservatório. Entretanto, esse esquema de injeção pode não ser vantajoso se a distribuição da saída do vapor

para dentro do reservatório não for controlada. O vapor injetado pelo poço horizontal pode não ser distribuído uniformemente no reservatório, pois a entrada de vapor é controlada pela heterogeneidade do reservatório em toda a extensão do poço.

2.1.4 Poço horizontal injetor sobre o produtor horizontal ou drenagem gravitacional com injeção de vapor para dois poços horizontais (DW-SAGD)

Sob a configuração exibida pelo esquema (D) da Figura 2.1, o poço horizontal injetor é localizado na mesma formação, mas disposto paralela e diretamente sobre o horizontal produtor, sendo esta configuração aqui denominada – “*Dual Well Steam Assisted Gravity Drainage*” - DW-SAGD. Butler e Stephens (1981) patentearam este processo, onde uma câmara crescente de vapor se forma sobre o horizontal injetor e, nesta, o óleo aquecido é drenado para o poço produtor situado logo abaixo. Quando o vapor é continuamente injetado pelo poço superior, o óleo é aquecido e forma uma câmara de vapor que cresce para cima e para os lados do reservatório. A temperatura dentro da câmara se mantém essencialmente igual à temperatura do vapor injetado, e na interface com o óleo frio o vapor se condensa enquanto o calor é transferido ao óleo. Desta forma, o óleo quente e o vapor condensado drenam por gravidade, até o produtor horizontal.

Butler (1991) desenvolveu este processo de drenagem gravitacional com injeção contínua de vapor devido à necessidade de recuperar óleos pesados reduzindo a viscosidade do material até um ponto onde pode ser facilmente escoado para o poço produtor. Baseia-se no conceito de que o vapor injetado segue até os limites externos de uma zona cônica, condensando e transferindo calor para o óleo em contato. O vapor condensado e o óleo fluem para o poço horizontal no vértice do cone invertido e é produzido continuamente como mostrado na Figura 2.2.

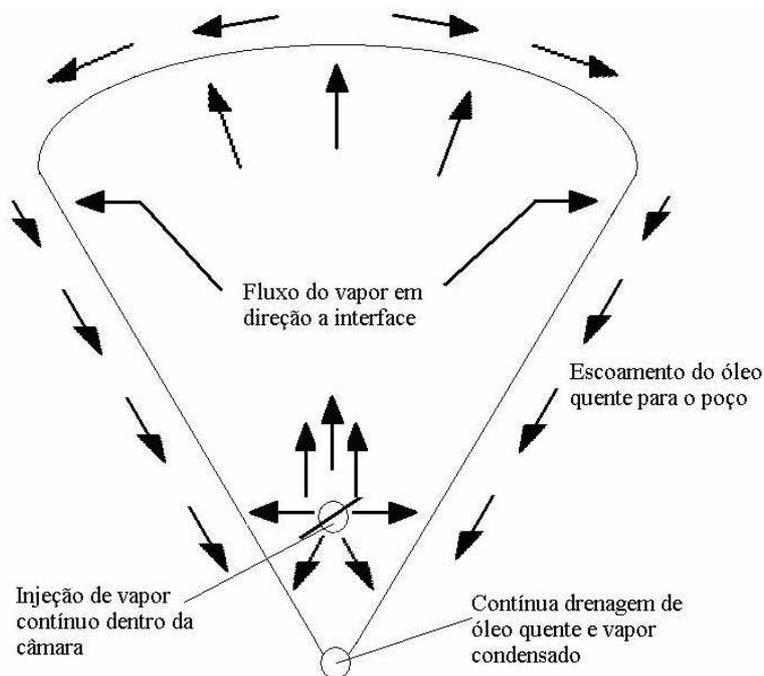


Figura 2.2: Esquema da drenagem gravitacional (DW-SAGD)

Rose e Deo (1995) compararam o desempenho do processo DW-SAGD quando utilizado em diferentes configurações de poços. Nos estudos realizados, os autores descobriram que os pares de poços horizontais ofereceram melhor curva de produção de óleo e maior fator de recuperação em relação aos poços verticais.

No entanto, na aplicação desta técnica em reservatórios de óleo pesado e de pouca espessura, dois problemas são identificados, como visto anteriormente na introdução. Primeiro; o risco e os custos adicionais requeridos para perfurar um segundo poço horizontal injetor sobre o produtor. Segundo; pode não existir espaço vertical suficiente para perfurar dois poços na mesma formação.

Akin e Bagci (2001) analisaram os resultados da teoria desenvolvida por Butler (1991), e concluíram que: 1) o crescimento da câmara de vapor é necessário para a produção de óleo, isto é, a produção de óleo ocorre enquanto o vapor é injetado; 2) quanto maior for a temperatura do

vapor, maior será a temperatura do óleo, resultando numa produção maior, e 3) a produção de um óleo de baixa viscosidade também pode ser aumentada.

Sasaki *et al.* (2001) investigaram os efeitos de diversos parâmetros, como a permeabilidade relativa e a quantidade de calor perdida, em estudos de simulação. Pesquisas com diferentes permeabilidades relativas em função dos pontos finais de saturação mostraram que a forma e a velocidade de ascensão da câmara de vapor e a produção acumulada de óleo são afetadas. As análises numéricas confirmaram que a diminuição da perda de calor do reservatório leva a uma comunicação mais rápida entre os poços e resulta numa menor injeção de vapor para uma maior produção de óleo.

Barillas J. (2005) apresentou em sua dissertação de mestrado uma comparação numérica entre o processo DW-SAGD e a produção sem injeção de vapor. Apresentou também, numa análise de sensibilidade, a influência dos atributos de reservatório e dos parâmetros de operação na produção acumulada de óleo e na vazão de óleo. O estudo mostra que o processo DW-SAGD é uma alternativa eficiente entre os métodos térmicos, mas dependente das características de cada reservatório.

O processo DW-SAGD apresenta uma vantagem significativa quando comparado ao processo de injeção contínua convencional. Na injeção contínua convencional, o óleo é empurrado para uma zona fria e a sua mobilidade é reduzida à medida que o mesmo se afasta da zona de vapor. Enquanto que no processo DW-SAGD, o óleo é drenado em escoamento aproximadamente paralelo ao do vapor chegando ao poço produtor ainda aquecido, e, em consequência da diferença de densidade, o vapor tende a criar um caminho através do óleo.

2.2 Injeção cíclica de vapor em poços horizontais

A injeção cíclica de vapor consiste na injeção e produção no mesmo poço em três períodos: injeção, encharcamento e produção. O vapor é injetado por um curto período de tempo. Depois o poço é fechado, permitindo que o vapor aqueça grande parte do reservatório, transferindo o calor

latente do vapor para a formação ao redor do poço e diminuindo a viscosidade do óleo. Finalmente, o poço volta a produzir o óleo e o vapor na forma de condensado.

Butler (1991), em seus estudos sobre a estimulação cíclica de vapor, notou que se diminuindo a duração do ciclo com seus três períodos, para uma taxa fixa de injeção de vapor, aumenta-se a produção acumulada de óleo, mas, reduz-se a razão volumétrica óleo-vapor acumulada. Em outros termos, para um determinado tempo e uma determinada taxa de injeção de vapor, diminuindo-se o número de ciclos, diminui-se a produção acumulada de óleo, mas, aumenta-se a razão acumulada de óleo-vapor, conforme mostrada pela Figura 2.3, abaixo.

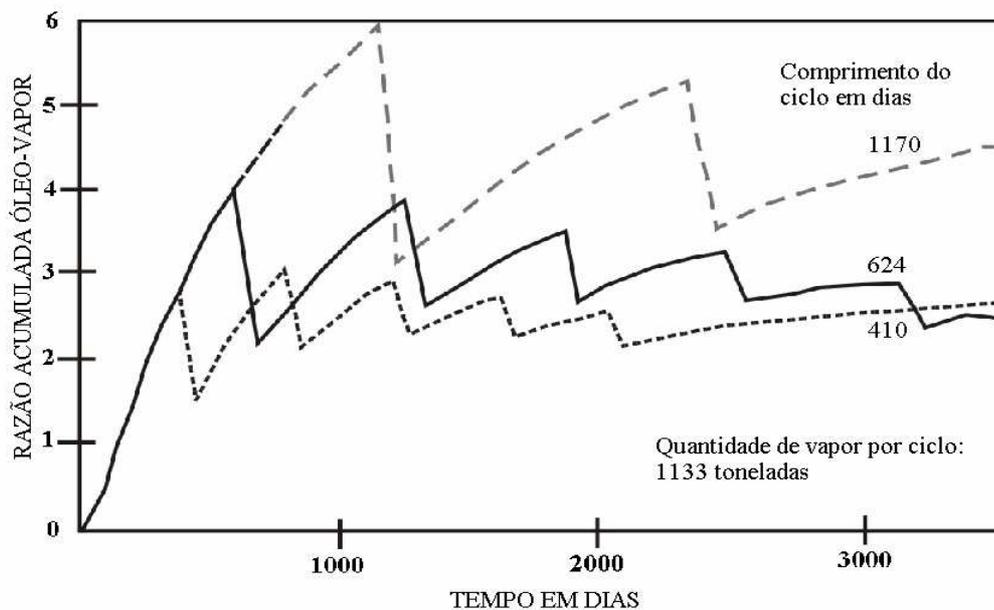


Figura 2.3: Efeito da dimensão do ciclo na razão acumulada de óleo-vapor. Butler (1991)

Bastardo (2004) conduziu uma simulação numérica de injeção cíclica em poços horizontais discretizados, para modelar o avanço do vapor ao redor do poço e a recuperação do óleo em função da taxa de injeção do vapor e do comprimento do poço. O autor concluiu que o tamanho da zona de vapor depende do tipo de óleo, especialmente da viscosidade do óleo e das condições operacionais durante o processo.

Do ponto de vista técnico, dois fatores principais são necessários para o sucesso deste tipo de processo: um efeito significativo da temperatura sobre a viscosidade do óleo, para reduzir a resistência de escoamento ao redor do poço produtor; e um mecanismo natural de produção ou uma força que atue no reservatório, como a drenagem gravitacional, a expansão do gás em solução e a compactação da rocha.

A desvantagem da injeção cíclica de vapor, para um determinado padrão cíclico escolhido, é a queda de produção através do tempo de seus ciclos. Isto acontece porque, a injeção de vapor após alguns ciclos iniciais, onde o óleo próximo ao poço foi recuperado, não alcança a formação que está além daquela que foi produzida, assim, o vapor injetado se condensa sem encontrar a formação de óleo que deveria ser aquecida, aumentando a produção de água.

2.3 Drenagem gravitacional com injeção de vapor em poço horizontal único (SW-SAGD)

Alguns artigos publicaram a inovação e as aplicações em campo de drenagem gravitacional auxiliada pelo vapor usando poço horizontal único para recuperação de óleo. Neste processo um tubo isolado termicamente, colocado dentro do poço horizontal, injeta vapor de alta qualidade na extremidade final do poço. O vapor condensado e os fluidos do reservatório entram pelo poço e o escoamento retorna ao longo do anular em direção ao calcanhar do poço, para ser produzido.

Oballa e Buchanan (1996) avaliaram duas tecnologias de operação, o SW-SAGD e a injeção cíclica de vapor, focalizando nas interações entre o reservatório, a completação do poço e a recuperação do óleo. Concluíram que o processo de drenagem é dominado pelo comportamento do poço (queda de pressão devido ao atrito e mudança composicional) e pode ser praticado se a estratégia de operação adequada for aplicada. Os autores apontaram os quatro cenários possíveis para a comunicação entre o poço anular e o reservatório, dependendo da magnitude relativa da viscosidade, da força da gravidade e da força capilar. Isto ocorre para o processo de injeção cíclica e/ou contínua.

1. Com o anular fechado, isto é, sem nenhuma produção de fluidos, o vapor é injetado pela tubulação, entra no anular e ingressa no reservatório pelos furos presentes no revestimento. A pressão no reservatório aumenta e poderá existir a possibilidade de fraturamento do reservatório.

2. Com a abertura do anular e o fechamento da tubulação, ocorre a produção em contra-corrente à injeção. Ambas as fases gás e líquido escoam do reservatório para o anular e todo o líquido injetado retorna a superfície. Os fluidos do reservatório e a rocha são aquecidos somente por condução e a pressão no reservatório pode declinar rapidamente dependendo da mobilidade do fluido.

3. Em contra-corrente, parte do poço serve como injetor e a outra parte como produtor. Neste caso, parte ou todo o vapor é injetado dentro do reservatório em várias seções ao longo do poço, mas principalmente na extremidade final do poço. O fluido do reservatório é aquecido, mobilizado e drenando para dentro do produtor.

4. Ao longo da entrada do anular, adjacente ao reservatório, ocorre o verdadeiro escoamento em contra-corrente e, neste caso, por efeito do empuxo gravitacional, a fase gás (vapor) sobe enquanto os líquidos são drenados para baixo.

O processo cíclico consiste da seqüência alternada dos cenários (1) e (2), e o SW-SAGD da combinação dos cenários (3) e (4). Assim, separadamente, estes processos aplicados a óleos viscosos e móveis obtêm resultados diversos, com os quais os autores chegaram à conclusão que:

- O processo de drenagem é dominado pela variação das condições do poço, podendo ser muito difícil operá-lo;
- O processo de drenagem pode ser aproveitado em óleos móveis se as estratégias operacionais apropriadas forem aplicadas;
- A eficiência é muito baixa quando o processo de drenagem, através da injeção de vapor, é aplicado em óleos pesados ou betuminosos;

- A eficiência pode ser melhorada pela injeção de vapor juntamente com um gás (VAPEX), explicado por Ashok *et al.* (1996);
- O processo cíclico com um poço horizontal único é uma operação promissora e deve ser estudada.

Kelly Falk *et al.* (1996) realizaram um estudo sobre o tubo isolado concêntrico (“*Insulated Concentric Coiled Tubing*” – ICCT), projetado para levar vapor de alta qualidade até a extremidade final do poço horizontal. Esta nova técnica oferece baixo custo de completação e baixo custo de operação devido ao transporte de vapor mais eficiente.

A investigação sobre a técnica do ICCT se justifica devido a um fator: a perda de calor em trânsito para a formação vizinha, neste caso, para o poço anular. Isto influencia em duas questões. A primeira, o desenvolvimento da câmara de vapor é parcialmente dependente da diferença de densidade entre o vapor injetado e o óleo “*in-situ*”. Se houver excessiva perda de calor em trânsito, na saída do fluido haverá uma fração líquido-vapor muito alta e, portanto, a diferença de densidade entre o vapor injetado e o óleo “*in-situ*” será reduzida, retraindo a câmara de vapor, diminuindo a produção de óleo. Segundo, não havendo este isolamento na tubulação, o excesso de calor perdido para o anular vaporiza a água que nele se encontra, causando problemas para a bomba de produção localizado no calcanhar do poço. Assim, para que o problema seja superado, a tubulação deve levar alta qualidade de vapor até a ponta do poço, para dentro do reservatório, com um revestimento isolante térmico ao seu redor.

Nzekwu e Pelensky (1997) patentearam o conceito de uso do mesmo poço para injetar vapor, bem como para produzir fluidos. A criação da câmara de vapor promove dois escoamentos em contra corrente: injeção de vapor e, drenagem de óleo e vapor condensado no mesmo poço. Os três principais estágios do método, descritos como importantes para a patente são:

1. Condicionamento e limpeza do poço. Este estágio é entendido pela condução do calor sobre ao redor do poço horizontal, isto é, o aquecimento da formação na circunvizinhança do poço, através da circulação de fluidos quentes dentro do poço pela sua injeção e produção. Este aquecimento dentro do reservatório alcança aproximadamente um raio de um a dois metros. A

duração deste estágio é de alguns dias, dependendo do comprimento do poço, do volume do vapor transportado através da tubulação e do ⁰API do óleo. A área aquecida ao redor do poço faz com que a viscosidade do óleo na região circunvizinha seja suficientemente menor, se comparada com a viscosidade do óleo não aquecida. O resultado desta fase é a redução da capacidade do carregamento de areia para o poço produtor quando o óleo e o condensado quente começam a drenar desta região para o anular, se comparando com a injeção sem o aquecimento ao redor do poço. A circulação de fluidos quentes, também limpa o poço após a produção primária e condiciona os arredores do poço para a fase de desenvolvimento da câmara de vapor.

2. Início da câmara de vapor. Sem espaço para que o vapor entre no reservatório logo no início do processo, a dificuldade da câmara de vapor se expandir, no começo da operação, é grande. Pois a ascensão inicial do vapor dentro do reservatório acontece a partir dos espaços deixados pelo escoamento gravitacional, isto é, devido à diferença de densidade entre o vapor e os fluidos residentes no reservatório. Com o aquecimento na circunvizinhança do poço, visto no estágio um, o óleo móvel drenado abre uma lacuna para a entrada do vapor. Através do contínuo escoamento gravitacional, o óleo aquecido e o vapor condensado prosseguem drenando para dentro do poço. Sendo este um processo lento, uma grande quantidade de vapor, a uma pressão tolerada, auxilia na abertura deste espaço. Como há uma forte comunicação entre a tubulação e o anular, principalmente em poços horizontais curtos, uma câmara de vapor significativa não pode ser formada sem restrições na produção do vapor dentro do poço. Assim, dois casos são destacados:

- Para que o vapor não seja totalmente produzido, uma restrição na produção de óleo e vapor condensado em pequenas taxas cria níveis de líquidos no anular que impedem que o vapor do injetor entre rapidamente no produtor, abrindo caminho dentro da formação,
- O fechamento do poço produtor até que o vapor consiga mobilizar uma quantidade de óleo que possa ser drenado pela posterior abertura do anular, cria espaços para que o vapor possa adentrar na formação.

Mas, a incorporação benéfica da invenção é a da alta qualidade do vapor (maior que 50%) injetado em vazões moderadas, e especialmente em pressões abaixo da pressão de fratura do

reservatório. É importante lembrar que para formações inconsolidadas, como na maioria dos reservatórios de óleos pesados conhecidos, mudanças excessivas na pressão podem fraturar o reservatório ou causar deslocamentos das areias nas áreas próximas ao poço, compactando-as e impedindo que o vapor entre na formação.

3. Propagação da câmara de vapor. O último estágio do processo se refere à expansão e à propagação da câmara sobre a área de drenagem do poço horizontal. Como mencionado, o poço produtor deve retirar o óleo do reservatório, em vazões que mantenham um nível de fluido adequado na seção vertical do poço, sem obstáculos para a propagação contínua da câmara de vapor. O nível de fluido constante ou aproximadamente constante no anular deve ser adequado para manter a pressão no fim do poço produtor, impedindo que um grande volume do vapor seja recuperado. A distribuição de pressão de injeção no reservatório ao longo do poço é controlada pela drenagem gravitacional, isto é, quando o vapor sobe, o óleo aquecido e o vapor condensado são drenados para o anular.

A câmara de vapor cresce verticalmente em direção ao topo do reservatório sob a influência do empuxo gravitacional. Cresce lateralmente pela condução de calor nas extremidades da câmara e pelo fluxo convectivo devido à alta pressão da injeção de vapor, e longitudinalmente ao longo do poço horizontal, isto é, da ponta do poço até o calcanhar, através da atuação de duas forças:

- Aumento da pressão causada pela injeção do vapor na ponta do poço; e,
- Pela pequena queda de pressão dentro do anular em direção ao calcanhar, como resultado da fricção do escoamento entre o tubo injetor e o “*liner*” rasgado.

Devido às elevadas pressão e a temperatura no fim do poço horizontal, a câmara de vapor se desenvolve preferencialmente a partir deste local. O influxo de vapor é maior nesta região e a drenagem de óleo e vapor condensado também, permitindo que a câmara cresça rapidamente, avançando verticalmente em direção ao topo do reservatório e lateralmente. Alguns expedientes, como os descritos por Elliot (2001), são úteis para acelerar a inicialização desta câmara em reservatórios, onde a depleção inicial é muito baixa. Com estes expedientes, a drenagem dos

fluidos do reservatório ao longo do poço ajuda o crescimento longitudinal da câmara de vapor em direção ao calcanhar.

A perda de calor para as vizinhanças superiores (“*overburden*”) do reservatório, que é inicialmente baixa, cresce quando a câmara de vapor alcança o topo da formação e aumenta mais com a injeção contínua. Em alguns reservatórios, os gases não condensados, liberados pelo óleo devido destilação com o vapor, freqüentemente acumulam no topo e podem servir de resistência para a perda de calor para o “*overburden*”. Isto pode ser suplementado com a injeção de gás não condensado, tal como nitrogênio em conjunto com vapor, como comprovado por Canbolat e Akin (2002).

Alguns reservatórios de óleo pesado são vizinhos de aquíferos. Neles, a produção de óleo será acompanhada por grande produção de água quando o contato água-óleo entre a camada do óleo e o topo do aquífero for puxado para dentro do poço. Na ausência de uma diferença de pressão significativa, o contato água-óleo permanece virtualmente estável e o óleo pode ser produzido sem grande conteúdo de água. Em aplicações de poços horizontais nos reservatórios de óleo pesado com espessuras moderadas e com aquíferos, os poços horizontais são localizados bem acima da zona de água para evitar o influxo. Na aplicação deste processo, a inicialização da câmara logo no começo não tem tanta prioridade e o aumento na produção de óleo pode ser obtido pelo aquecimento, na maior parte, por condução de calor na região ao redor do poço, através do fechamento do produtor. Nesta condição o vapor, após entrar no anular e isolar a secção do tubo injetor ao longo do poço horizontal entra na formação, aumentando o fluxo de calor introduzido no reservatório. Para manter constante o contato água-óleo, o processo deve ser operado a uma pressão constante, perto da pressão do aquífero.

Com as várias modificações e alterações desta patente como a adição de gás não condensado, injeção cíclica, injeção de vapor no meio e no final do poço com o auxílio de obturadores, poços inclinados e ondulados, conclui-se que este processo pode ser aplicado sem mudanças significativas para variados tipos e espessuras de reservatórios incluindo fraturados, consolidados, parcialmente consolidados, reservatórios de óleo pesado, betuminosos, com ou sem aquíferos.

Sawhney *et al.* (1997) apontaram que o desvio excessivo de vapor via curto-circuito causa uma redução da taxa de injeção dentro do reservatório, em operações de campo. Como resultado, a injeção do vapor dentro do reservatório é menor do que a quantidade que sai do gerador de vapor. A configuração do poço está associada à queda de pressão lateral dentro do poço. Deste modo, ela representa um importante papel na determinação da eficiência térmica das operações. Uma grande queda de pressão lateral ao longo da seção horizontal tenderia a conduzir mais vapor para dentro da formação.

Sobre estes aspectos e outros analisados, o SW-SAGD fornece melhor desempenho segundo a visão de Ashok *et al.* (2000) quando:

- A alta qualidade de vapor for levada via um tubo isolado até extremidade do poço na entrada da formação;
- Maior for o gradiente de pressão lateral dentro do poço para forçar a entrada de vapor dentro do reservatório;
- O poço for completado com a trajetória tão reta quanto possível;
- O poço for localizado longe de regiões com aquífero ou capa de gás;
- Forem implementados programas prévios de injeção cíclica de vapor.

E como efeito secundário, mas como operação economicamente viável, fornece melhor desempenho quando:

- Melhorar os mecanismos de produção pelo aquecimento do reservatório o qual incluem: a criação de uma pequena câmara de vapor próximo à extremidade de entrada no reservatório, a convecção do calor dentro da câmara ascendente e a condução de calor nas proximidades do poço ao longo de seu comprimento;
- A convecção do condensado aquecido deslocar o óleo quente localizado nas regiões abaixo do poço para cima;
- O vapor de retorno pelo anular manter quente o óleo produzido e a região próxima ao poço por toda a seção horizontal dentro do reservatório e ajudar a elevar o óleo proveniente dele;

- A diferença de pressão for suficiente para conduzir o óleo ao longo do comprimento do poço, aumentando a câmara de vapor e produzindo mais óleo via evolução de mais calor na formação.
- A pressão de injeção do poço tubular, ajudar a vencer a capilaridade e possibilitar a entrada de mais vapor no reservatório.

O processo terá melhores respostas quando:

- A operação resultar no aumento da queda da pressão lateral ao longo do poço, de modo que mais vapor seja empurrado para dentro do reservatório e menos vapor retorne em curto circuito;
- A estratégia de injeção/produção distribuir igualmente o calor em grande porção do reservatório e drenar eficientemente o óleo quente mobilizado.

Shen C. (1998) publicou um estudo mostrando que a presença da pressão capilar na rocha próxima ao poço horizontal impede o escoamento em contra corrente do vapor e do óleo, fazendo com que a recuperação de óleo seja muito baixa. O processo recupera demasiadamente o vapor introduzido no reservatório. O autor propôs que uma ondulação vertical no perfil do poço horizontal, ou certo nível de dilatação da formação ao redor do poço, poderia fazer com que a força gravitacional ultrapassasse a força capilar que impede a entrada do vapor e promovesse a abertura da câmara de vapor na formação.

No DW-SAGD, o vapor é primeiro injetado dentro do reservatório sob uma diferença de pressão suficiente entre os pares de poços. Em outras palavras, o vapor passa através da formação antes de alcançar o produtor. No SW-SAGD esta condição não pode ser garantida, isto é, o vapor alcançaria facilmente o anular antes de entrar na formação. Então, a eficácia da entrada do vapor na formação sob a gravidade depende do valor da força gravitacional e da força capilar.

O autor em sua pesquisa relatou que a drenagem em contracorrente não pode ocorrer porque a pressão do vapor no poço, que é alta o bastante para forçar o vapor para dentro do reservatório, é alta também para impedir que o condensado e o betume entrem no poço. Assim, é

somente pelo aquecimento da região do poço através da condução do calor que o betume escoava para o poço produtor, e, portanto, é com o espaço poroso deixado pelo óleo aquecido, que a câmara de vapor começa a entrar na formação.

Este processo ocorre lentamente e para acelerá-lo, os autores concluíram que a ondulação de um poço horizontal tem a potencialidade de ultrapassar a pressão capilar e o vapor entrar na formação. Contudo, esta eficácia infelizmente é muito limitada e antieconômica para aplicações em campo. Sendo a dilatação da zona com a redução da pressão capilar e o aumento da permeabilidade ao redor de um poço horizontal mais aceitável, pois acelera a taxa de troca de fluidos entre a formação e o poço.

Nasr *et al.* (1998) revisaram as estratégias usadas para a partida da injeção de vapor a serem aplicadas antes do processo SAGD propriamente dito. E também apresentou os conceitos que foram utilizados em laboratórios para melhorar a razão óleo vapor (ROV) e reduzir a água requerida no processo, concluindo que a escolha de uma estratégia efetiva depende da característica do reservatório.

No processo SW-SAGD, dois experimentos foram conduzidos para avaliar a viabilidade do uso do poço horizontal para a injeção e produção de fluidos. O primeiro experimento usou um longo poço horizontal completo com uma tubulação e um “*liner*” rasgado. O vapor foi injetado dentro da tubulação para sair dentro da formação na ponta do poço horizontal e a produção dos fluidos foi obtida pelo anular até o calcanhar do poço. O segundo experimento foi similar ao primeiro, exceto pelo seu comprimento, que correspondia à metade do primeiro. O poço menor foi usado para servir a dois objetivos; primeiro, determinar o desenvolvimento da câmara de vapor; e segundo, avaliar o efeito do comprimento do poço em sua produtividade.

Em ambos os casos, a câmara de vapor começou a se desenvolver na ponta do poço e a crescer em direção ao calcanhar. No poço menor, a câmara de vapor foi confinada ao longo do comprimento do poço e sua forma foi similar à do poço de maior comprimento. Isto indica que o comprimento horizontal do poço não influencia na forma da câmara de vapor durante o seu crescimento. Em relação à recuperação de óleo, o poço maior produziu a mesma quantidade que

o menor até um determinado tempo. Ao final, a recuperação de óleo foi proporcional ao comprimento do poço. Em determinados campos, o comprimento do poço pode representar um desafio para o transporte do vapor até a entrada na formação, indicando que, para uma dada configuração de reservatório, existe um comprimento ótimo de poço horizontal, a ser determinado.

No que se refere à razão óleo-vapor acumulada (ROV), seu valor foi inicialmente maior no poço de menor comprimento. Isto é resultado da maior razão entre a espessura do reservatório e o comprimento do poço. Contudo, quando todo reservatório que está ao redor do poço é aquecido e um menor gradiente de pressão é requerido para transportar o óleo no poço horizontal, a ROV do poço de grande comprimento tornou-se maior que o de menor comprimento, sustentando-se assim até o fim do processo.

Nasr *et al.* também compararam o poço único em SAGD com os pares de poços em SAGD, e verificaram que as câmaras de vapor possuem características similares. No entanto, no SW-SAGD, a câmara começa a se desenvolver na ponta do poço e cresce em direção ao calcanhar enquanto no DW-SAGD ela se desenvolve ao longo de todo o comprimento do poço ao mesmo tempo. O desempenho da curva de recuperação de óleo e a ROV acumulada, em determinados reservatórios, rende uma recuperação final maior para um poço horizontal único do que para pares de poços.

Ashok K. *et al.* (2000) analisaram experiências realizadas no Canadá e desenvolveram estudos laboratoriais e numéricos recriando condições similares a estes campos. Observaram que, o uso de um mesmo poço para injeção e produção envolve um risco significativo de uma porção do vapor voltar através do poço sem entrar no reservatório, fechando um curto-circuito. Em projetos de completação de poços onde o curto-circuito de vapor é minimizado, a alta qualidade de vapor percorre maior trecho por dentro da formação.

Os autores verificaram também que, na injeção, o poço nos primeiros metros conduzindo o vapor, não possui a mesma temperatura em mais que 10% do seu comprimento e que lateralmente, chegando ao fim do poço, na saída do vapor, o calor despejado na formação era

extremamente pobre, aquecendo não mais que alguns metros. Contudo, o aquecimento se estendeu para diversos metros imediatamente sobre e abaixo do poço neste processo SW-SAGD sem isolante na tubulação.

A distribuição de temperatura dentro do reservatório não é uniforme e a região aquecida ao redor do poço varia bastante ao longo do comprimento do poço, conforme a Figura 2.4. Na região aquecida, o gradiente de pressão ao longo da direção do poço causa uma movimentação parcial de óleo em direção ao calcanhar do poço e influencia muito na quantidade de vapor que entra na formação e nas quantidades de óleo e água condensada que são produzidas no poço produtor. Além do mais, sempre alguma quantidade de vapor retorna ao longo do poço sem entrar no reservatório desviando-se em curto-circuito.

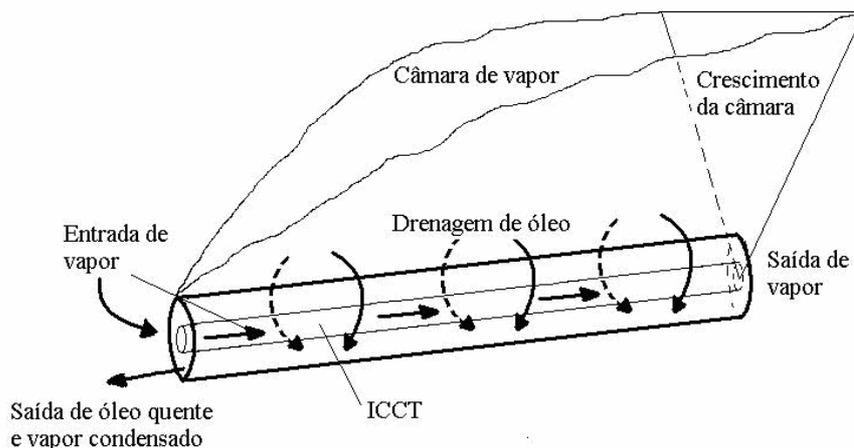


Figura 2.4: Esquema do fluxo de vapor no processo SW-SAGD. Modificado de Ashok (2000)

Elliot e Kovsky (2001) apresentaram um estudo de simulação numérica combinando as condições de operação para a injeção de vapor antes do processo SW-SAGD e o processo propriamente dito, para melhorar a recuperação de óleo. Como resultado, a injeção cíclica repetida três vezes antes do SW-SAGD oferece condições mais favoráveis para o aquecimento da região próxima ao poço, melhorando o desempenho final. A base da pesquisa foi comparar, em um modelo de simulação, as condições operacionais iniciais de injeção cíclica, de circulação de

vapor e de aplicação de uma pressão diferencial extrema, entre as seções do poço injetor e produtor, separados no meio por um obturador, antes de iniciar o processo SW-SAGD, que é uma injeção contínua de vapor.

No estudo, foram analisados sete casos diferentes, na tentativa de aquecer as áreas próximas do poço, e melhorar a resposta da produção inicial.

- O processo SW-SAGD simples - sem nenhuma condição operacional inicial, ou seja, sem aquecimento prévio;
- Uma pressão diferencial inicial extrema por cem dias seguida pelo SW-SAGD;
- Circulação por cem dias seguida pelo SW-SAGD;
- Circulação inicial por cem dias, seguida pela pressão diferencial extrema por, também, cem dias e depois o SW-SAGD;
- Injeção cíclica de vapor seguida pelo SW-SAGD;
- Injeção cíclica por duas vezes, seguida pelo SW-SAGD e por último;
- Injeção cíclica por três vezes, seguida pelo SW-SAGD, contados cem dias para cada ciclo. Na seqüência, com o processo SW-SAGD, a pressão foi reduzida ao patamar de pressão operacional.

A Figura 2.5 mostra a curva do fator de recuperação contra o tempo, para os casos estudados, durante dez anos (3650 dias) de produção. Para todos os casos, o aumento na taxa do fator de recuperação pelo processo SW-SAGD é similar. Entretanto, a estratégia operacional inicial é, consistentemente em todos os casos, a responsável pela meta final atingida. Ou seja, após a recuperação inicial promovida pela condição operacional aplicada, a taxa de recuperação segue praticamente constante e igual em todos os casos.

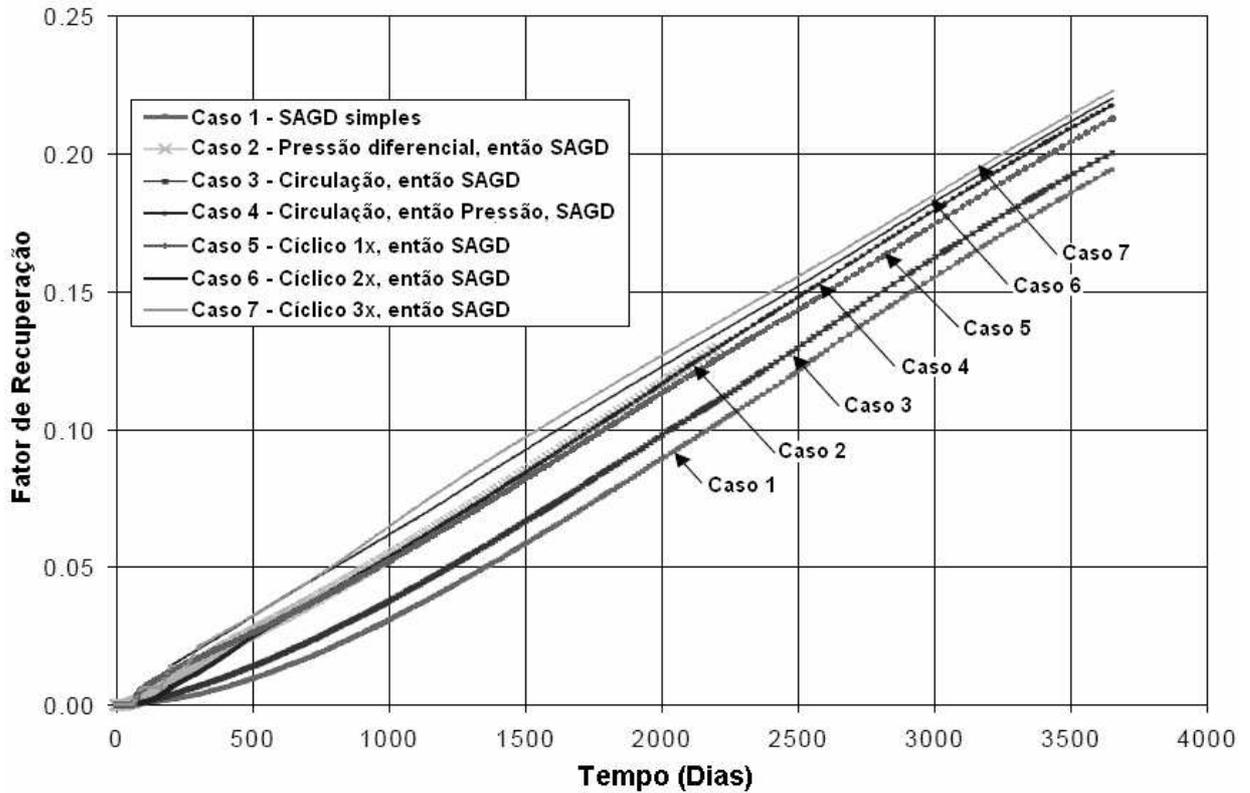


Figura 2.5: Fator de recuperação em dez anos de produção. Elliot e Kovsky (2001)

Na Figura 2.6 é mostrado o fator de recuperação contra o tempo, para todos os casos, durante o primeiro ano. Vê-se no gráfico a importância da condição operacional inicial. Enquanto o Caso 1 induz a curva de menor percentual de recuperação, o Caso 7, com a injeção cíclica por três vezes, manteve uma produção maior após este primeiro ano. Comparando os vários resultados da simulação, conclui-se que a injeção cíclica de vapor aparece como o mais eficiente método de aquecimento nas áreas circunvizinhas ao poço, aquecendo muito mais rapidamente que o mecanismo de condução somente.

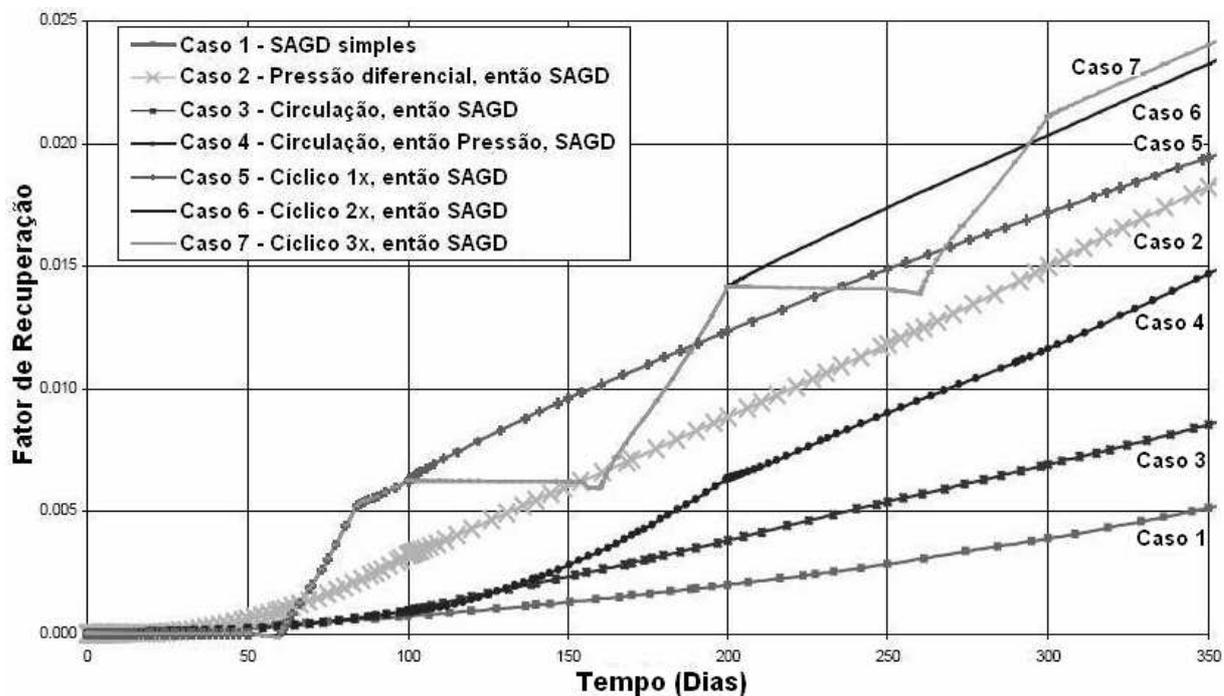


Figura 2.6: Razão acumulada óleo-vapor por 350 dias de produção. Elliot e Kovsky (2001)

Os autores concluem que o aquecimento rápido, efetivo e uniforme da área na circunvizinhança do poço cria condições mais propícias à drenagem gravitacional inicial do óleo. Mais especificamente, para a câmara de vapor iniciar o seu desenvolvimento, a viscosidade do óleo deve ser reduzida a valores suficientemente baixos, e então o fluido drenará e criará espaços para o vapor preencher. Após as condições necessárias para a drenagem gravitacional inicial do óleo ter sido estabelecida pelo pré-aquecimento, o processo SW-SAGD permite o crescimento contínuo da câmara de vapor e produção de óleo.

Capítulo 3

Fundamentação Teórica

Os objetivos do presente estudo, conforme apresentados no Capítulo 1, foram buscados através da realização de ensaios de simulação numérica. Este capítulo descreve o simulador, se atendo principalmente aos aspectos específicos de interesse direto da investigação desenvolvida.

3.1 Descrição do simulador

Para o desenvolvimento do presente estudo, adotou-se o simulador STARS da “*Computer Modelling Group*” - CMG, versão 2005. O STARS é um simulador trifásico, de múltiplos componentes, que foi desenvolvido com a finalidade de manipular processos de injeção de vapor, injeção cíclica de vapor, combustão “*in situ*”, escoamento de óleos espumosos, entre outros processos. Trata-se de um simulador bastante reconhecido na indústria e academia como adequado para o estudo dos referidos processos. Dentre os muitos aspectos deste simulador sofisticado, e sobre o qual há extensiva documentação (“*User’s Guide - STARS - Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator - Version 2005*”), vale a pena destacar a questão do tratamento dos poços injetores e produtores, pelo interesse específico ao tema objeto deste estudo.

No simulador, dois modelos são usados para a representação de poços horizontais. O primeiro é o modelo usual de representação de poço por uma fonte - sumidouro, e o segundo é o modelo de discretização do poço que, sendo mais sofisticado, tenta superar algumas deficiências do primeiro, considerando o escoamento do fluido e o calor no poço, de acordo com Oballa *et al.*, (1997). Os dois modelos são abordados a seguir em seus principais aspectos.

3.1.1 Modelo injetor/produtor

No modelo fonte - sumidouro, o escoamento do fluido no reservatório é representado por um único termo na equação discretizada de fluxo. Somente uma equação é resolvida por camada, sendo que a pressão no fundo do poço é a variável principal. Isto significa que a pressão devido à força gravitacional é conhecida no poço, desprezando-se as outras variáveis, como composição, temperatura e a condução do calor entre o poço e o reservatório. Dificuldades numéricas podem ocorrer quando algumas camadas no poço estão produzindo e outras estão injetando.

O escoamento do fluido no reservatório é calculado pela equação:

$$q_j = WI\lambda_M (p_w - p_{ij}) \quad (3.1)$$

Sendo:

q_j : Vazão do fluido na fase j, onde j é igual a água, óleo ou gás

WI: O índice do poço, que descreve a geometria de um poço especificado, podendo ser calculado com base no modelo de Peaceman (1983).

λ_M : Representa a mobilidade do fluido, tendo significados diferentes para injetores e produtores, ou seja, quando o fluido é injetado, λ será a mobilidade de injeção de um bloco na malha, quando o fluido é produzido, λ será a mobilidade de cada fase produzida de um bloco na malha.

p_w : pressão no poço

p_{ij} : pressão inicial na fase j

3.1.2 Discretização do poço

O modelo de discretização do poço pode ser usado em poços nas direções horizontal ou vertical, em poços ondulados ou desviados e também em poços regulares ou com circulação de fluidos dentro dele, tanto na tubulação como no anular.

Um poço neste modelo é discretizado do mesmo modo que o reservatório, isto é, cada seção do poço é tratada como um bloco da grade, com uma conexão interblocos com o reservatório. A equação do escoamento do fluido para cada componente, bem como a equação de energia, são resolvidas em cada bloco. Os fluidos, bem como as propriedades da rocha e dos fluidos, devem ser especificados para o poço, sendo que algumas destas propriedades são informadas como dados e algumas são ajustadas pelo simulador, como a porosidade e a permeabilidade. A porosidade do poço assume o valor unitário e a permeabilidade inicial é calculada através da equação de *Hagen-Poiseuille* para fluxo laminar em um tubo. Para calcular a permeabilidade no anular em um poço circular, assume-se um escoamento incompressível, laminar e em regime permanente.

Quando o escoamento se torna turbulento, a permeabilidade é atualizada e as equações do fluxo ainda mantêm a forma da lei de Darcy. A permeabilidade, juntamente com as dimensões da grade, é usada para calcular a transmissibilidade do fluxo de massa convectivo e do fluxo de calor. A transmissibilidade entre um poço horizontal (anular) e o bloco da grade contendo o poço é calculada de acordo com Peaceman (1983).

A transmissibilidade entre a tubulação e o anular, em um poço circular, é determinada para um escoamento padrão cilíndrico. Quando a permeabilidade na direção perpendicular ao fluxo não é conhecida, deve-se escolhê-la de tal modo que exista uma queda de pressão entre a tubulação e o anular na extremidade do poço, mas ela deve ser suficientemente baixa para não causar problemas numéricos. Somente a condução de calor é considerada entre a tubulação e o anular ao longo do poço circular, exceto na extremidade, onde o fluido é injetado da tubulação para o anular.

Geralmente, a interação entre a rocha e o fluido é descrita por curvas de permeabilidade relativa sob forma de uma reta e sem pressão capilar. As especificações das condições iniciais do poço determinam se o comportamento transiente será simulado ou as condições do poço estão imediatamente em estado pseudopermanente. Este estado é iniciado automaticamente e é muito utilizado em processos cíclicos ou em simulações onde as condições operacionais do poço (composição, pressão e temperatura) mudam freqüentemente.

3.1.3 Hidráulica do poço

O processo SAGD, aplicado em óleos pesados ou betuminosos, pode ser fortemente afetado pela hidráulica do poço, quando as forças que produzem o reservatório têm magnitude similar às forças de fricção no poço. Entretanto, um das maiores funções do modelo de discretização do poço é descrever a perda da pressão por atrito que ocorre no poço. No escoamento laminar, o fator de fricção é diretamente proporcional à permeabilidade. No regime turbulento a queda de pressão é determinada de acordo com Dukler, et al. (1964). O fator de fricção das duas fases (líquido e gás) é um produto do fator de fricção de uma única fase e um coeficiente de correlação que depende de uma fração líquida do volume. O fator de fricção de uma única fase (homogênea) é calculado através da equação de Colebrook's (1939).

Ao contrário do escoamento laminar, onde a permeabilidade depende somente do diâmetro do poço, no escoamento turbulento a permeabilidade torna-se também uma função das propriedades do fluido e do fator de fricção. A mobilidade da fase gás é alterada de acordo com a diferença de velocidade na fase líquida e na fase gás, isto é, a permeabilidade relativa do gás é aumentada devido à relação da saturação de gás pela fração de vazios da retirada de líquidos.

3.1.4 Comparação entre injetor/produtor e modelo de discretização do poço

De acordo com Oballa (1997) os pontos seguintes podem ser utilizados como guia para decidir qual modelo deve ser usado na simulação. O modelo fonte-sumidouro pode ser adequado nas seguintes condições:

- Para reservatórios com injetividade razoável, onde o efeito da condução de calor entre o poço e o reservatório é desprezível. Quando a injetividade é muito baixa, em óleo pesados ou betuminosos, sem aquífero, o óleo pode ser inicialmente mobilizado somente por condução de calor, o que não é possível com um modelo injetor/produtor.
- Para processos com baixa vazão ou tubos de grandes diâmetros, onde a queda de pressão por atrito é quase inexistente.
- Para poços horizontais curtos, com a possibilidade de injetar e/ou produzir fluidos homoganeamente em todo comprimento do poço.
- Para reservatórios homogêneos, onde a comunicação entre reservatório e poço seja uniforme.
- Para poços verticais, onde a segregação de fluido é mínima.
- Para reservatórios onde a queda de pressão for muito mais elevada que a queda de pressão por atrito no poço.

Para outros casos, o modelo de discretização do poço deve ser usado. Contudo, deve-se estar ciente da possibilidade de dificuldades numéricas: devido ao comportamento PVT (Pressão, Volume e Temperatura) e ao aumento das não linearidades. No poço não há rocha para amortecer o efeito da temperatura e quando as condições de pressão e temperatura estão próximas dos valores de saturação, cada mudança pequena em seus valores fará com que as fases apareçam ou desapareçam. No reservatório, a rocha absorve as modificações limites de energia suavizando a transição entre as fases.

Capítulo 4

Metodologia

Este capítulo é dividido em duas partes; a primeira descreve o modelo de simulação de uma forma geral, isto é, o modelo físico do reservatório que foi objeto dos ensaios, a discretização utilizada, o modelo de fluídos e as condições operacionais testadas. A segunda refere-se aos procedimentos adotados para a realização da simulação, concedendo uma visão geral de como foi feito a divisão dos testes para análise e justificando-os de forma objetiva, elucidando os dados específicos para cada processo.

4.1 Modelo de simulação

Para fazer a simulação para este modelo de reservatório são necessárias: as dimensões do reservatório, a localização dos poços, as propriedades da rocha, a malha do modelo, os componentes e fases do fluído, as propriedades do fluído e as condições de operação.

4.1.1 Modelo do reservatório

Representado por um paralelepípedo, o modelo homogêneo foi ajustado para adequar-se às dimensões médias estimadas dos dados pertinentes a parte de um campo situado na bacia do Espírito Santo (Apêndice B) e para todos os casos simulados, as condições operacionais dos poços são as mesmas utilizadas para todos os processos.

4.1.1.1 Dimensão do reservatório

O reservatório tem dimensões; 600 m de extensão, 50 m de largura e 13 m de espessura, como mostrado na Figura 4.1.

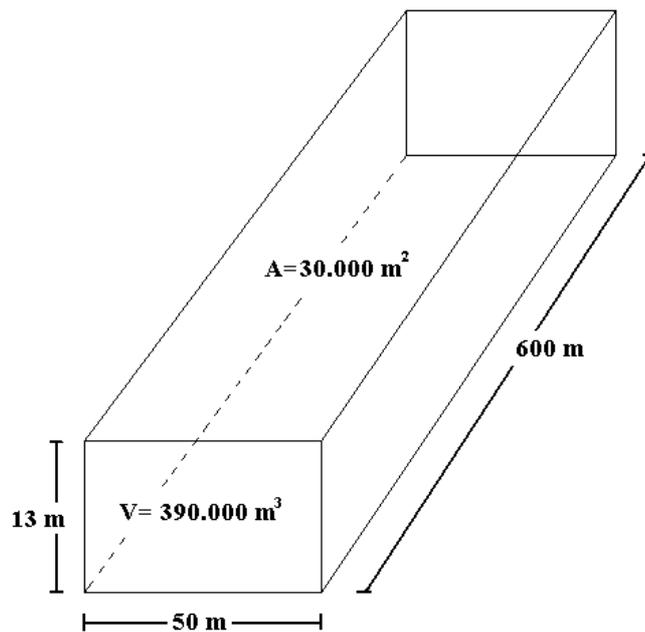


Figura 4.1: Dimensões do reservatório.

4.1.1.2 Localização dos poços

Três tipos de configurações de poços são tomadas como base e referidas como DW-SAGD, SW-SAGD e SW-SAGD modificado.

O primeiro modelo de poços conta inicialmente com dois poços horizontais, um injetor localizado na parte superior e outro produtor de óleo, localizado na parte inferior, como mostrado na Figura 4.2. Tanto o produtor quanto o injetor possuem raios de 60 mm.

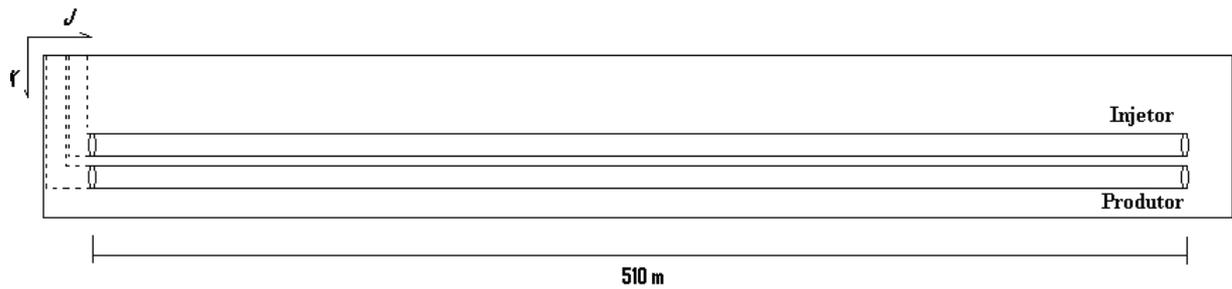


Figura 4.2: Perfil do poço no Processo DW-SAGD.

O segundo modelo de poços, nas mesmas dimensões físicas, descreve um poço horizontal único, localizado na mesma posição do produtor horizontal do modelo anterior, sendo agora injetor e produtor, como ilustrado na Figura 4.3. O raio da tubulação de injeção de vapor é de 45 mm e o raio do anular é de 60 mm

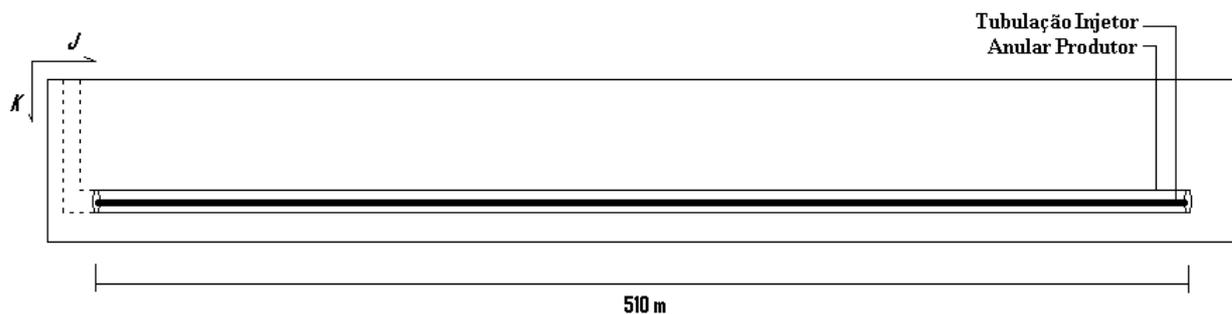


Figura 4.3: Perfil do poço no processo SW-SAGD

O terceiro modelo de poços, semelhante ao segundo, contém um poço separado em duas seções, como mostrado na Figura 4.4. O primeiro funciona como injetor e o segundo como produtor, aparentando uma colocação de obturadores (“*packers*”) entre eles, mas continuando a ser um único poço com dupla completação, como sugerido por Elliot e Kovsky (2001). Este poço único separado em dois está disposto no meio do reservatório, centrado na mesma localização do bloco do poço produtor do modelo DW-SAGD, pois, para as devidas comparações, sua localidade deve permanecer a mesma. Os raios dos poços permanecem os mesmos do segundo modelo.

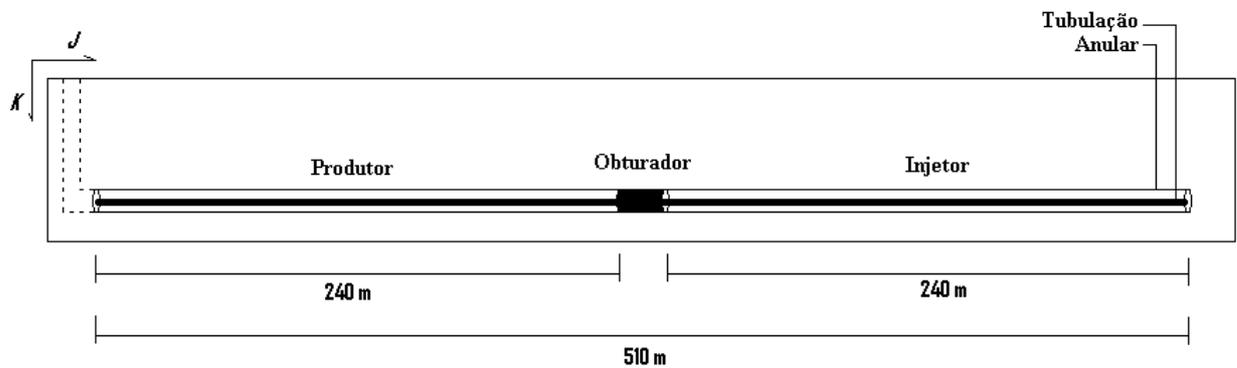


Figura 4.4: Perfil do poço no processo SW-SAGD modificado.

Um dos objetivos do obturador é obstruir a comunicação do “*liner*” de revestimento com o reservatório, evitando a recuperação na parte interrompida do poço. Para os casos a serem simulados, os obturadores isolam a extensão de zero, 30, 60, 90, 120 e 150 metros do poço, conforme o caso, e estarão dispostos não somente no meio da extensão do poço, mas nas localidades indicadas pelas Tabelas 4.6, 4.7 e 4.8 que serão explicadas no Tópico 4.2.1.

4.1.1.3 Propriedades da rocha

As propriedades do reservatório, como a porosidade e as saturações residuais da água e do óleo, são mostradas na Tabela 4.1. A permeabilidade horizontal, k_h , é de 2000 mD e a vertical, k_v , de 400 mD, configurando uma razão k_v/k_h de 0,2. Inicialmente a pressão do reservatório é de 1.980,94 KPa (287,31 psi) correspondente à pressão de bolha. A distribuição da pressão no espaço segue o perfil hidrostático e a temperatura de 37 °C (98,6 °F) é uniformemente distribuída em todo o reservatório.

Tabela 4.1: Propriedades do reservatório

Propriedades do Reservatório	
Pressão Inicial (Kpa)	1.980,94
Temperatura Inicial (0C)	37
Saturação Inicial do óleo So (%)	60
Saturação Inicial da água Sw (%)	40
Porosidade (%)	28
Kh (mD)	2000
Kv (mD)	400

As Figuras 4.5 e 4.6 mostram graficamente as curvas usadas de permeabilidade relativa de água-óleo e líquido-gás, respectivamente.

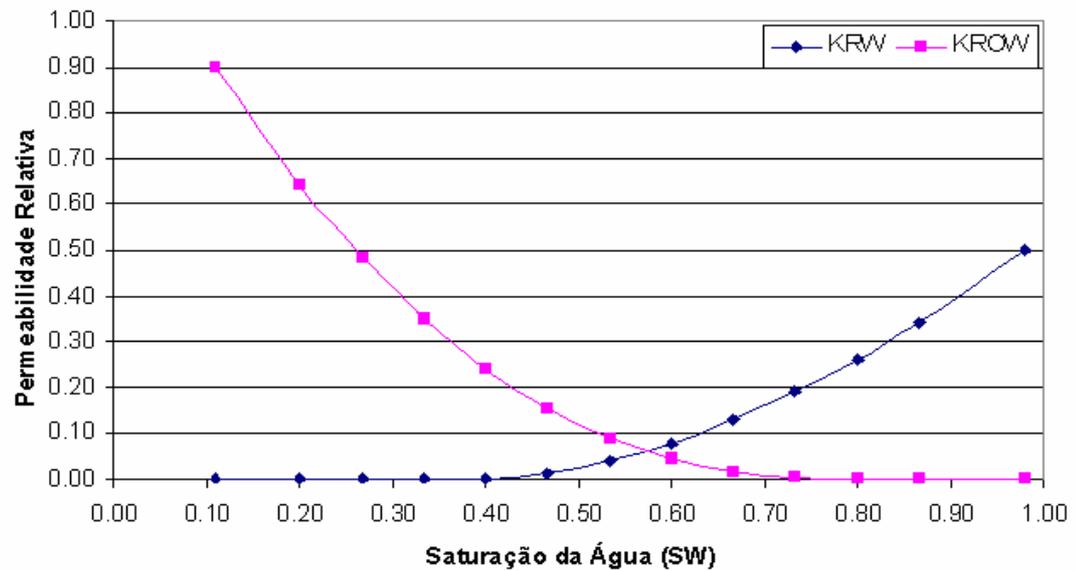


Figura 4.5: Permeabilidade relativa água-óleo.

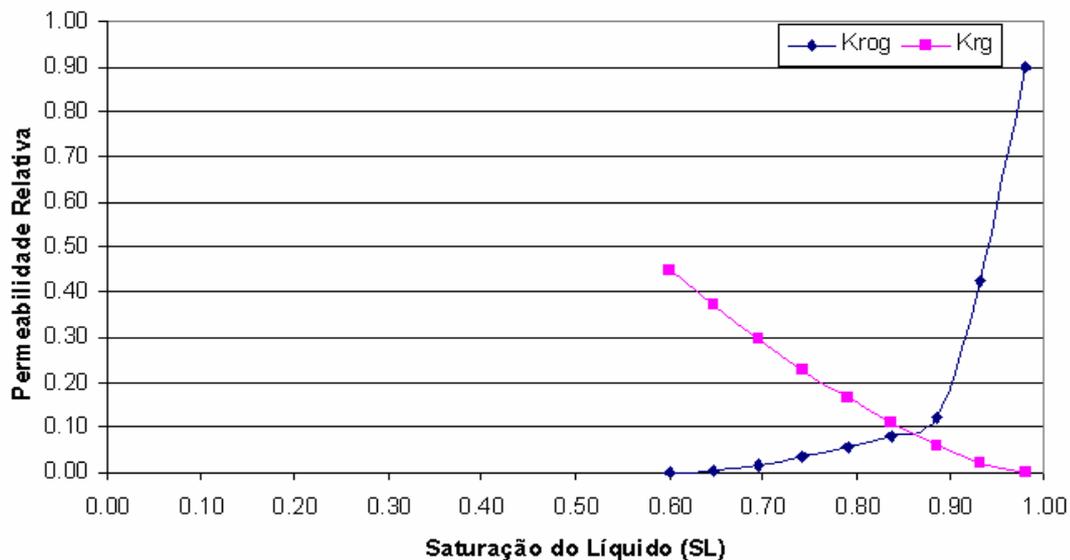


Figura 4.6: Permeabilidade líquido-gás.

4.1.2. Discretização

No modelo de dois poços, DW-SAGD, não é necessária a discretização dos poços, conforme descrito no Item 3.1.4. Porém nos modelos de reservatório para poços do processo SW-SAGD, esta discretização é utilizada. A discretização foi construída para simular inicialmente o processo de injeção cíclica por três vezes e logo depois uma injeção contínua de vapor.

4.1.2.1 A malha

A Figura 4.7 mostra a disposição do poço e a malha de simulação usada. A malha cartesiana tem dimensões no eixo (i) de 50 m dividido em vinte e um blocos de discretização, com o tamanho de cada bloco variável como em Barillas (2005). O comprimento de 600 m - eixo (j), está subdividido em quarenta blocos de 15 m, e sua espessura - eixo (k) de 13 m, é dividida em treze blocos. Todos os poços horizontais produtores, para as devidas comparações, estão

localizados no bloco onze do eixo (i) e doze do eixo (k) a 12 m do topo do reservatório e a 332 m de profundidade, com um comprimento de 510 m localizados entre os blocos quatro e trinta e sete do eixo (j). Somente no processo DW-SAGD o poço injetor com o mesmo comprimento do produtor localiza-se no bloco nove do eixo (k) a 9 m do topo do reservatório.

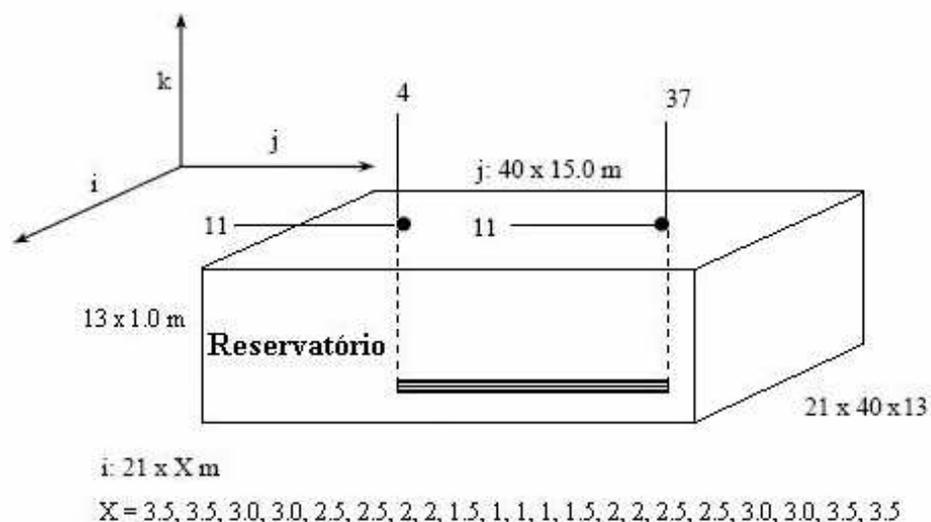


Figura 4.7: Modelo base para todas as disposições em poço único. Modificado de Barillas (2005)

A Tabela 4.2, lista as dimensões do reservatório e as informações dos blocos na malha. Somente para os casos SW-SAGD há refinamento híbrido nos blocos representativos do poço e no caso do DW-SAGD o poço injetor é perfurado no bloco nove do eixo (k).

Tabela 4.2: Configuração do reservatório.

Configuração do reservatório			
Eixos	número de blocos	Comprimento de cada bloco (m)	Comprimento (m)
X (i)	21	3,5 3,5 3 3 2,5 2,5 2 2 1,5 1 1 1 1,5 (...)	50
Y (j)	40	15	600
Z (k)	13	1	13
Poço (j)	34 (4:37)	15	510
Número total de blocos	10920		

Uma seção inicial do reservatório é mostrada na Figura 4.8, contendo um poço horizontal único, que é modelado usando dois poços discretizados de igual comprimento localizados sequencialmente um após o outro, e utilizados como injetor (blocos vinte e um a trinta e sete do eixo (j)) e produtor (blocos quatro a vinte do mesmo eixo). As novas estratégias de completação buscam variar tanto o espaçamento entre os poços, como modificar o comprimento do intervalo não completado, quanto alterar a disposição do poço no reservatório.

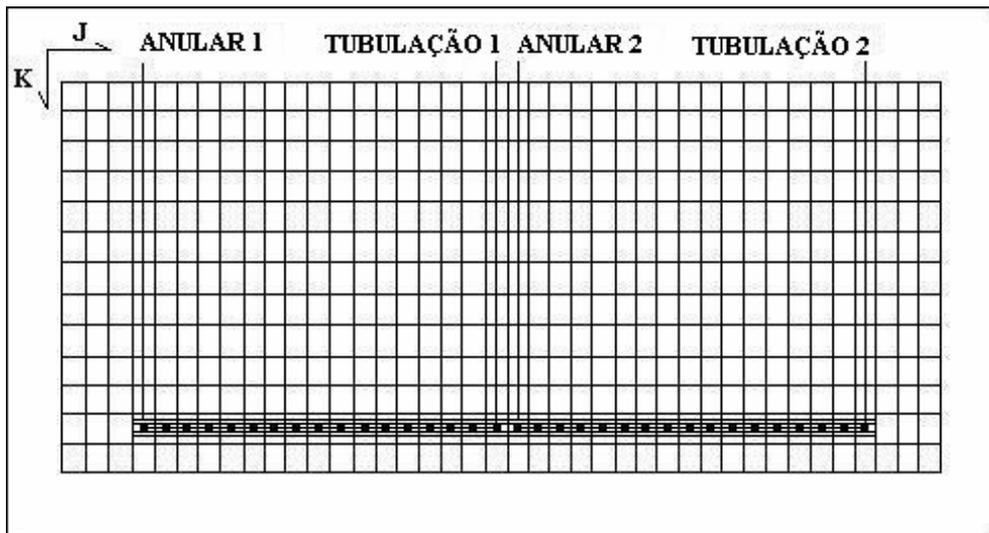


Figura 4.8: Perfil do modelo inicial

4.1.3 Modelo de fluidos

Nesta seção é descrito o modelo de fluidos usados na simulação, especificando o número de componentes e as fases utilizadas. As propriedades do fluido, bem como as condições de operação se referem aos dados também detalhados no Apêndice B.

4.1.3.1 Componentes e fases dos fluidos

Foi utilizado o modelo “*Thermal Black-Oil*”, conforme o manual CMG-STARS (2005), que é comumente aplicado a processos de injeção de vapor contínuo ou cíclico, sem aditivos. Sua configuração de fases e componentes está mostrada na Tabela 4.3. Este modelo possui os mesmos componentes do modelo “*Black-Oil*” acrescido da água na forma gasosa. Além disso, a equação de energia é usada nos sistemas antes isotermais no modelo “*Black-Oil*”.

Tabela 4.3: Componentes e fases dos fluidos

Componente	Fase		
	Líquida	Oleosa	Gasosa
Água	X		X
Óleo morto		X	
Gás em solução		X	X

O modelo utilizado na simulação pressupõe que:

- Só existem as fases água, óleo e gás;
- Existem três componentes: óleo, água e gás;
- A fase óleo é composta pelos componentes gás e óleo;
- A fase água é composta só por água;
- A fase gás pode conter água e gás;
- Não ocorrem reações químicas;
- Não existem sólidos nos fluidos considerados.

4.1.3.2 Propriedades do fluido

A fase inicial do óleo, no reservatório estático, é constituída de 0,951, em fração molar do componente óleo e 0,049 do componente gás, para uma solução com razão gás-óleo (RGO) de 4,38, como indicado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Propriedades do fluido

Propriedades do Fluido	
Viscosidade inicial do óleo (cp)	1655
Fração molar do óleo (mfrac) %	95,1
Fração molar da gás (mfrac) %	4,9

A viscosidade do óleo na temperatura inicial do reservatório é de aproximadamente 1,655 Pa.s (1655 cp). A Figura 4.9 mostra a variação da viscosidade do óleo, em escala logarítmica, com a temperatura.

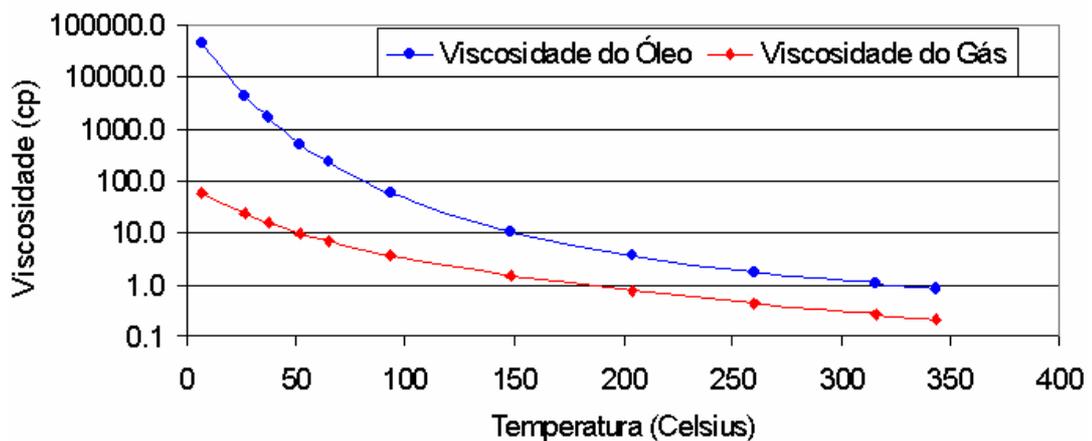


Figura 4.9: Variação da viscosidade com a temperatura

Os dados da viscosidade do óleo na fase óleo foram obtidos através da equação (4.2), sugerida por Dutra Jr. (1987). A tabela dos resultados encontra-se disposta no Apêndice C.

$$\log[\log(\mu_o + 1.05)] = a \times \log(T) + b \quad (4.2)$$

Segundo Rosa *et al.* (2006), os gases com comportamento de gás ideal apresentam uma variação crescente da viscosidade com o aumento da temperatura, mas, para um comportamento de gás real, os gases têm comportamento idêntico ao dos líquidos, isto é, sua viscosidade decresce com o aumento da temperatura. Com esta consideração, os dados da viscosidade do gás na fase óleo foram obtidos também através da equação (4.2), como disposto no Apêndice C.

4.1.4 Condições de operação

Na Tabela 4.5 mostra-se as condições de operação utilizadas na simulação dos casos considerados. Dados como temperatura do vapor, título do vapor e vazão máxima de injeção de vapor, estão listados do Apêndice B. A pressão máxima de vapor foi estimada através de uma corrida de teste, verificando-se o nível necessário para a injeção estável de vapor no reservatório. A pressão mínima no poço produtor foi estabelecida no valor equivalente a 30% da pressão inicial do reservatório.

Tabela 4.5: Condições de operação

Condições de Operação	
BHP mínimo no produtor (Kpa)	593,64
BHP máximo no injetor (Kpa)	6894,75
Vazão máxima de injeção (m3/d)	100,00
Vazão máxima de produção (m3/d)	200,00
Temperatura de vapor (°C)	240
Título do vapor (%)	78

4.2 Procedimentos

Neste tópico é apresentada a metodologia adotada na realização do trabalho incluindo a evolução das estratégias consideradas no processo SAGD, aplicadas a reservatórios de óleo pesado ou betuminoso.

4.2.1 Visão geral dos testes para análise

Foram inicialmente simulados dois tipos de configurações: dois poços e poço único. A configuração para dois poços é usada no processo DW-SAGD e a configuração em poço único é usada na recuperação primária, que também é base de comparação, no processo SW-SAGD e em diferentes estratégias.

As estratégias criadas para o poço único provêm da utilização de injeção cíclica na fase de pré-aquecimento, do uso de obturadores para criar zonas de injeção e produção. As configurações são comparadas cada vez que as estratégias em poço único são melhoradas.

A configuração de dois poços é usada na:

- 1) Injeção de vapor com auxílio da drenagem gravitacional em dois poços (Processo DW-SAGD)

As configurações de único poço são usadas com:

- 1) Poço produtor único em recuperação primária;
- 2) Injeção de vapor com auxílio da drenagem gravitacional em poço único (Processo SW-SAGD).

As estratégias de melhoria para a configuração de poço único (SW-SAGD) são:

- 2.1) (SW-SAGD) com, inicialmente, três estágios de injeção cíclica;
- 2.2) (SW-SAGD) com trecho injetor separado do trecho produtor por obturador situado no meio do poço, com três estágios de injeção cíclica;
- 2.3) Estratégia 2.2 modificando a distância que separa o trecho injetor do trecho produtor;
- 2.4) Estratégia 2.3 modificando tanto o comprimento do trecho injetor quanto do trecho produtor.

Inicialmente são comparados o processo DW-SAGD, o processo de recuperação primária, o processo SW-SAGD, o processo SW-SAGD com fase de pré-aquecimento (2.1), o processo SW-SAGD com um obturador separando injetor e produtor (2.2), através dos indicadores do fator de recuperação de óleo, da razão óleo-vapor acumulada, da produção de óleo e da pressão média do reservatório.

A variação do comprimento que separa o trecho injetor do trecho produtor (2.3) é feita de forma discreta, gerando 6 novas estratégias para o processo.

A Tabela 4.6 lista os comprimentos dos intervalos no meio do poço referidos na estratégia (2.3). O Caso 0 é o próprio caso base da estratégia (2.2). O aumento do intervalo através da utilização de obturadores mantém o comprimento de ambas as seções, injetor e produtor, iguais, pois é feita no meio do poço.

Tabela 4.6: Comprimento do intervalo entre poços

Comprimento do poço (m)			
Casos	Injetor	Intervalo	Produtor
Caso 0	255	0	255
Caso 1	240	30	240
Caso 2	225	60	225
Caso 3	210	90	210
Caso 4	195	120	195
Caso 5	180	150	180

A modificação da disposição geométrica de ambos os trechos injetor e produtor é feita a partir das três melhores estratégias escolhidas da Tabela 4.6, gerando um total de 24 disposições.

A Tabela 4.7 e a Tabela 4.8 listam as disposições geradas para um dos três casos escolhidos da Tabela 4.6. A escolha é feita principalmente pela comparação dos indicadores de fator de recuperação, razão óleo-vapor e produção de óleo. Para o caso escolhido, toma-se da Tabela 4.6 apenas a distância do comprimento entre o injetor e o produtor. Com este comprimento representado pela letra X, é calculado o comprimento do produtor na Tabela (4.7), por simples subtração, já que os comprimentos do injetor já estão escolhidos (45, 90, 135, 180). Do mesmo modo, na Tabela (4.8) obtém-se o comprimento do trecho do injetor.

Tabela 4.7: Disposições dos poços pelo comprimento do injetor

Tabela 4.8: Disposições dos poços pelo comprimento do produtor

Disposição do poço - Injetor (m)			
Caso	Produtor	Intervalo	Injetor
Caso Y	510-X-45	X	45
	510-X-90	X	90
	510-X-135	X	135
	510-X-180	X	180

Disposição do poço - Produtor (m)			
Caso	Produtor	Intervalo	Injetor
Caso Y	45	X	510-X-45
	90	X	510-X-90
	135	X	510-X-135
	180	X	510-X-180

Tabela 4.9: Exemplo de disposição do poço para o Caso 5

Disposição do poço - Injetor (m)				Disposição do poço - Produtor (m)			
Caso	Produtor	Intervalo	Injetor	Caso	Produtor	Intervalo	Injetor
Caso 5	315	150	45	Caso 5	45	150	315
	270	150	90		90	150	270
	225	150	135		135	150	225
	180	150	180		180	150	180

A seleção de uma disposição, entre as 24 disposições possíveis, é também feita com base no fator de recuperação e na produção acumulada de óleo fornecidas. Esta disposição escolhida é usada para simulações em que são feitas variações de duração dos estágios na injeção cíclica e variações na taxa de injeção de vapor. Finalmente, é realizada uma análise de sensibilidade com a disposição selecionada quanto a modificações de parâmetros de fluido e de reservatório.

Os parâmetros e seus valores para a análise de sensibilidade estão apresentados na Tabela 4.10. Os parâmetros do caso base se referem aos observados em um campo de óleo pesado da Bacia do Espírito Santo

Tabela 4.10: Valores para análise de sensibilidade

Análise de sensibilidade			
Parâmetro	Caso Base	Valor Mínimo	Valor Máximo
Permeabilidade horizontal (mD)	2000	1000	3000
Permeabilidade vertical (mD)	400	200	600
Viscosidade inicial do óleo (cp)	1655	655	2655
Saturação Inicial da água (%)	40	35	45
Porosidade (%)	28	22	34
Espessura de óleo no reservatório (m)	13	10	15

A análise de sensibilidade é feita visando verificar o comportamento geral do processo otimizado quando sujeito a mudança nos parâmetros, como as mostradas pelos intervalos de dados exibidos na Tabela B.2. Estes intervalos são os observados para os dados fornecidos no campo em consideração. Isto é, para o caso base, foram utilizados dados intermediários para os modelos de rocha e fluídos. Assim, para demonstrar a dependência dos resultados como fator de recuperação e ROV para as propriedades da rocha e de fluídos, foram modificados os parâmetros descritos na Tabela 4.10 acima com seus valores máximos e mínimos.

4.2.2 Testes simulados para análise

Com o modelo do reservatório definido, isto é, com todos os dados da dimensão do reservatório, das propriedades das rochas, das propriedades dos fluidos, dos poços e das condições de operação necessários para o desenvolvimento da simulação, é estabelecido um programa de ensaios. O programa consta de simulações associadas aos processos descritos no ítem anterior. Todas correspondendo a processos similares de recuperação térmica com uso do mecanismo de drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor, com exceção do caso do poço produtor único em recuperação primária.

Os resultados das estratégias são comparados aos resultados do modelo do processo DW-SAGD, pois a principal meta destas estratégias é obter uma recuperação maior do que a provida por este processo. Por essa razão simulações foram feitas nas mesmas condições de operação.

O tempo de operação para todos os eventos é de dez anos. Este tempo foi estipulado com base na observação do limite termodinâmico da razão óleo-vapor (ROV) para o processo DW-SAGD, tomado como referência. Ou seja, para o processo DW-SAGD, que foi otimizado de acordo com os estudos de Barillas (2005), o tempo limite para a injeção de vapor e recuperação de óleo (ROV) é aproximadamente 1/15 como comentado na introdução. A duração de 10 anos figura na ordem deste limite.

Os programas de ensaios são:

4.2.2.1 Poço produtor único em recuperação primária

A averiguação da recuperação primária mostra-se interessante, pois sua comparação com os processos SAGD, elucida o impacto da aplicação da injeção de vapor. Neste caso, o poço horizontal, sendo apenas produtor, está localizado próximo ao fundo do reservatório e com as mesmas dimensões dos outros poços produtores.

4.2.2.2 Processo DW-SAGD

Uma das motivações deste trabalho é aumentar o fator de recuperação do processo SW-SAGD modificado, sobre o DW-SAGD. A comparação é feita principalmente sobre a recuperação de óleo e a razão óleo-vapor. A injeção de vapor neste processo ocorre em todo comprimento do poço.

4.2.2.3 Processo SW-SAGD

Em contraposição ao processo anterior, este método utiliza apenas um poço, tanto para injetar como para produzir. A injeção no reservatório é feita apenas na ponta do poço e os fluídos são recuperados em toda a extensão do poço. São apurados, principalmente, a razão óleo-vapor e o fator de recuperação.

4.2.2.4 Processo SW-SAGD com três estágios cíclicos

Com a necessidade de acelerar a entrada do vapor na formação pela injeção contínua, impedida pelas “barreiras” da pressão capilar, da compressibilidade da rocha, da pressão do reservatório e do “*by-pass*”, instituiu-se uma fase de pré-aquecimento, antes de iniciar o processo SW-SAGD. Uma injeção cíclica repetida por três vezes foi escolhida, assim como a duração de cada período (injeção, encharcamento e produção), com base nos resultados de Elliot (2001). A duração de cada ciclo, de 60 dias, foi dividida em 20, 10 e 30 dias para cada um dos períodos. As escolhas da divisão desses períodos foram feitas por teste de simulação. Destes testes, foi obtido

um índice de produção final médio de 25 m³/d de óleo por ciclo. A taxa de injeção de vapor na fase cíclica é de 100 m³/d.

4.2.2.5 Processo SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos

Caso 0. As figuras 4.4 e 4.8 ilustram as estratégias de operação com dois segmentos de poços separados por um obturador, com o intuito de distribuir de melhor forma o calor na formação em relação ao processo 4.2.2.4 e produzir óleo em menos tempo. Na configuração base, não há separação significativa entre os poços, sendo o obturador localizado no meio da extensão do poço. No processo cíclico, a injeção é introduzida no fim da primeira metade do poço e no fim da segunda metade. A recuperação acontece em toda a extensão do poço. Esta injeção cíclica é iniciada e parada ao mesmo tempo nos dois pontos, e para motivos de comparação final, a taxa de injeção de vapor dentro da formação é a mesma dos processos anteriores de 100 m³/d, mas divididos em 50 m³/d para cada ponto de injeção. Todas as outras condições operacionais são respeitadas, como a taxa de injeção contínua na ponta do poço ao fim do processo cíclico, que permanece a mesma, de 100 m³/d, assim como a duração dos períodos do processo cíclico.

4.2.2.6 Processo SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos e diferentes comprimentos para os intervalos

Observou-se dos resultados obtidos com a disposição anterior a possibilidade de melhoria da distribuição do calor na formação com a introdução de uma distância cega, delimitada pelo posicionamento de dois obturadores entre os trechos injetor e produtor.

No estudo, o comprimento da distância cega obedeceu à ordem dos múltiplos de 30, isto é, 30, 60, 90, 120, 150 m. De acordo com Elliot (2001), separando os poços, isto é, ampliando o comprimento fechado, aumenta-se o tempo requerido para o vapor escoar do injetor para o produtor e desse modo melhora-se o crescimento da câmara de vapor. Contudo, a separação entre o injetor e o produtor atrasa a produção de óleo. A seqüência de intervalos baseou-se na dimensão

do refinamento de cada bloco do eixo (j), de 15 metros, na sugestão da autora para o cálculo da distância de separação entre as duas seções. O cálculo é detalhado no Apêndice D.

Os ensaios são realizados nas mesmas condições operacionais dos processos anteriores. Os casos derivados conforme a Tabela 4.6 são:

Caso 1 - *Processo SW-SAGD – Comprimento fechado de 30 m*

Caso 2 - *Processo SW-SAGD – Comprimento fechado de 60 m*

Caso 3 - *Processo SW-SAGD – Comprimento fechado de 90 m*

Caso 4 - *Processo SW-SAGD – Comprimento fechado de 120 m*

Caso 5 - *Processo SW-SAGD – Comprimento fechado de 150 m*

4.2.2.7 Processo SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos e diferentes posições para os intervalos

Esta etapa consiste na variação dos comprimentos do injetor e do produtor, mantendo-se o comprimento do segmento fechado entre poços, com os três melhores casos selecionados das duas estratégias anteriores (4.2.2.5 e 4.2.2.6). A variação dos comprimentos em margens pré-estabelecidas - 45, 90, 135, 180 - tanto para o injetor quanto para o produtor, conforme a Tabela 3.7 e 3.8 citada anteriormente, foi arbitrada tomando-se o intervalo como base de 60 m entre eles aplicados através do Caso 2. No condicionamento do poço com o segmento fechado de 60 m instituído entre o injetor e o produtor encontram-se cinco intervalos intermitentes de igual extensão. A Tabela 4.11 e 4.12 mostram como foi dividida a disposição do poço, usando o Caso 2 como base para todos os outros casos selecionados.

Esta disposição é justificada na tentativa de obter maior produção de óleo sobre todos os outros processos analisados, pois se acredita que, para um comprimento ideal da zona de injeção, com um tamanho de intervalo de retardo que melhor desempenhe a distribuição do calor no setor de injeção e uma dimensão do setor de produção ótimo, obtenha-se maior recuperação de óleo.

Tabela 4.11: Exemplo de disposição do poço na área do injetor

Disposição do poço - Injetor (m)			
Caso	Produtor	Intervalo	Injetor
Caso 2	405	60	45
	360	60	90
	315	60	135
	270	60	180
	225	60	225

Tabela 4.12: Exemplo de disposição do poço na área do produtor

Disposição do poço - Injetor (m)			
Caso	Produtor	Intervalo	Injetor
Caso 2	45	60	405
	90	60	360
	135	60	315
	180	60	270
	225	60	225

Três estratégias são selecionadas entre os seis diferentes casos fixados para os processos 4.2.2.5 e 4.2.2.6 e referidos na Tabela 4.6. Para cada um são variados o comprimento do poço injetor nos valores de 45, 90, 135 e 180 m e depois o comprimento do poço produtor também nos valores de 45, 90, 135 e 180 m.

Assim, das 24 (3x8) novas disposições de injetor e produtor somente **uma** é escolhida para a etapa seguinte, quando são modificadas a pressão de injeção e a duração dos períodos do

estágio cíclico. Após a comparação com os outros processos é feito uma análise de sensibilidade, modificando os parâmetros escritos na Tabela 4.10.

4.2.2.8 Aumento da taxa de injeção

Escolhida **uma** estratégia entre as anteriores aperfeiçoa-se o processo cíclico. Assim, foi dobrada a taxa de injeção de cada poço, passando de 50 m³/d para 100 m³/d e depois quintuplicada para 250 m³/d. A pressão de injeção pode ocorrer até a pressão de fratura do reservatório, mas as taxas injeção escolhidas foram aleatoriamente aumentadas somente para concorrer, através da avaliação do fator de recuperação, com o processo DW-SAGD, não sendo necessário induzir a pressão até este limite. Este aperfeiçoamento foi averiguado para tornar mais efetivo o calor no reservatório e aumentar a mobilidade do óleo.

4.2.2.9 Variação dos períodos do ciclo

Nas simulações desta etapa, os períodos do processo cíclico são as variáveis. Os ciclos não obedecem a um padrão fixo e suas durações podem ser arbitradas para obtenção de uma maior recuperação. Cada período do ciclo pode ter duração diferente, com objetivos específicos: na injeção, o tempo necessário para que o vapor consiga penetrar na formação e levar o calor até o volume máximo de óleo para diminuir sua viscosidade; no encharcamento, o tempo necessário para que o calor por meio da condução consiga aumentar o volume de óleo móvel a ser recuperado; na produção, o tempo necessário para que todo o volume de óleo móvel seja recuperado e sem diminuir muito a pressão e a temperatura no reservatório.

Assim, nos processos com taxa de injeção de 50 m³/d, 100 m³/d e 250 m³/d foram modificada a duração de cada período e a duração final do ciclo. As alterações foram realizadas para alcançar o fator de recuperação acumulado de óleo do processo DW-SAGD. Originalmente o tempo cíclico de 60 dias com períodos de (20, 10, 30) dias foi modificado para 120 dias com (40, 20, 60) dias e 150 dias com (50, 20, 80). Estas alterações não seguiram nenhuma ordem, mas promoveram uma maior recuperação de óleo. Estas mudanças estão indicadas na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Taxa de injeção por tempos de ciclo

Taxa de Injeção (m ³ /d)	Tempos do Processo Cíclico (dias)			Tempo Final do Ciclo (dias)
	Injeção	Encharcamento	Produção	
50	20	10	30	60
50	40	20	60	120
50	50	20	80	150
100	20	10	30	60
100	40	20	60	120
100	50	20	80	150
250	20	10	30	60
250	40	20	60	120
250	50	20	80	150

4.2.2.10 Análise de sensibilidade

Nesta última etapa é feita uma análise de sensibilidade para os parâmetros descritos na Tabela 4.10, analisando apenas a estratégia escolhida na Etapa 4.2.2.9.

Para os valores extremos dos parâmetros, conforme os dados originais encontrados no Apêndice B, estipulou-se pontos máximos e mínimos.

Na modificação da espessura do reservatório, o número de 13 blocos na direção (k) não foi alterado para respeitar a influência do diâmetro do poço em uma mesma dimensão do bloco e pelas modificações na permeabilidade que deveriam ser necessárias na localidade do mesmo, conforme descritas nas restrições impostas pelo simulador. Assim, para o comprimento de dez metros, os primeiros três blocos, na direção da superfície para o fundo do reservatório, apresentariam meio metro cada um e os outros sete blocos, um metro cada. Para o comprimento de quinze metros, os dois primeiros blocos, têm dois metros cada e os outros onze, um metro.

A viscosidade do óleo nas condições de reservatório variou entre 655 e 2655 cp, sendo 1655 cp o valor assumido como caso base. Não foram mudadas a temperatura inicial do

reservatório, nem a pressão inicial. A variação da viscosidade do óleo e do gás com a temperatura foi estabelecida de acordo com a Equação (4.2), sugerida por Dutra Jr. e relatada no Apêndice C.

Na figura 4.10, as viscosidades do óleo são apresentadas pelas cores azuladas e as viscosidades do gás, pelas cores avermelhadas.

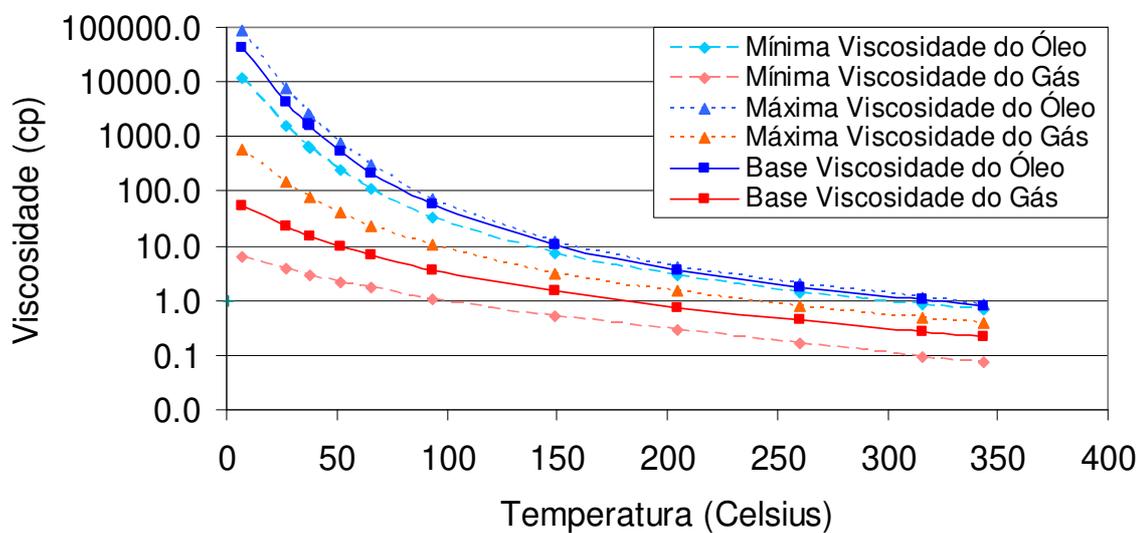


Figura 4.10: Variação da viscosidade com a temperatura

As modificações na saturação inicial de água são feitas em conjunto com as da saturação inicial de óleo, pois o resultado da adição destas duas saturações deve ser igual a um. Portanto, para os pontos extremos da análise, a saturação inicial de água de 35 % apresenta 65 % de óleo e para 45 % obtêm 55 % de óleo.

O mesmo procedimento em conjunto ocorre para a permeabilidade horizontal. Manteve-se a razão K_h/K_v de 0,2 do caso base. Alterando-se K_h , altera-se também K_v na mesma proporção. Para K_h de 3000 mili-Darcy, K_v é o produto da razão multiplicado por 3000, isto é, 600 e para K_h de 1000 mD, K_v é 200.

A porosidade variou entre os extremos de 0,22 e 0,34, sendo a média de 0,28 assumida como o caso base.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados do trabalho acompanhados de ponderações e observações, organizados conforme os tópicos relacionados no capítulo anterior, bem como são feitas as devidas comparações entre os mesmos. As três primeiras estratégias, associadas aos processos de recuperação primária, de DW-SAGD e de SW-SAGD, respectivamente, são avaliadas inicialmente em conjunto, nos quesitos fator de recuperação de óleo, vazão de óleo, declínio da pressão e razão óleo-vapor acumulada. Após esta apreciação, os demais modelos são acrescidos e examinados coletivamente, segundo a ordem explicitada no Capítulo 4. Posteriormente é conduzida uma análise da influência de algumas propriedades e parâmetros do modelo sobre os principais indicadores de desempenho para a estratégia escolhida, segundo os resultados das etapas anteriores.

5.1 Recuperação primária, processos DW-SAGD e SW-SAGD

Para bem caracterizar a importância e o impacto dos métodos térmicos de recuperação aqui tratados foi realizada uma simulação com o mesmo modelo físico, porém sem injeção de vapor, e comparados os resultados aos dois processos SAGD, tidos como básicos para o desenvolvimento deste estudo. A recuperação primária foi realizada em um poço horizontal como produtor. Em todos os casos as propriedades do reservatório e dos fluidos são as mesmas, assim como as condições iniciais do processo.

A Tabela 5.1 mostra a produção acumulada de óleo, o fator de recuperação e a produção e injeção acumulada de água para os três ensaios, de DW-SAGD, SW-SAGD e recuperação primária.

Tabela 5.1: Produção para os tipos de recuperação

Tipo de Recuperação	Data final	NP (Mm3)	FR (%)	WP (Mm3)	WI (Mm3)
DW-SAGD	29/12/2009	16,25	31,74	380,56	365,00
SW-SAGD	29/12/2009	7,97	15,70	369,10	365,00
Primária	29/12/2009	4,79	9,43	0,056	—

A Figura 5.1 mostra uma comparação entre a recuperação primária e a recuperação melhorada pelos dois processos SAGD. Observa-se que o fator de recuperação é maior com a injeção de vapor.

Verifica-se também que, o processo SW-SAGD possui produção acumulada de água semelhante ao processo DW-SAGD, mas um fator de recuperação de óleo menor, sob as mesmas condições operacionais como qualidade do vapor de 78% e taxa de injeção de 100 m³/d. Isto acontece porque no DW-SAGD o vapor injetado primeiro entra na formação, aquecendo toda a extensão da circunvizinhança do poço, sem ser recuperado. Somente após o início da produção, quando ocorre a ligação entre o poço injetor e o produtor, é que ocorre o processo de drenagem gravitacional, com o vapor ocupando os espaços de onde o óleo é drenado, criando uma ampla câmara de vapor ao redor de todo o comprimento dos poços e atuando ao mesmo tempo em praticamente todo o reservatório.

A Figura 5.2 mostra a evolução da câmara de vapor em ascensão através do espaço do reservatório, caracterizada pelo aumento da temperatura. A câmara de vapor aumenta tanto para cima quanto para os lados, até que o topo do reservatório é encontrado. A barreira do topo limita a elevação da câmara e ao mesmo tempo se sucede uma maior perda de calor para os estratos superiores. A câmara, no entanto, segue se expandindo pelo avanço do calor sobre as laterais do reservatório, até ocupá-lo completamente. Para uma melhor visualização, um corte vertical foi realizado no comprimento horizontal de noventa metros do modelo.

Nota-se também na curva referente ao DW-SAGD, na mesma Figura 5.1, que não há aumento significativo do fator de recuperação quando ele alcança os 31,35 %, nos meados de 2007. A estabilização da curva aponta que o processo esgotou seu potencial de recuperação. O número aqui observado está certamente associado aos parâmetros de processo adotados para o ensaio, entre eles, a saturação residual do óleo, a permeabilidade da rocha, a viscosidade do óleo e a fatores como a não completação dos poços em todo o comprimento do reservatório e ao posicionamento dos poços. Este último provoca efeitos notáveis, como o acúmulo de óleo na parte inferior do poço produtor, mesmo o poço produtor estando quase na base do reservatório. Por outro lado, no processo SW-SAGD, a estabilização da curva esta longe de advir, pois o efeito da drenagem gravitacional não acontece ao mesmo tempo em toda a extensão do comprimento do poço. Isto é, por ser uma injeção pontual, a recuperação do óleo ocorre primeiramente nas proximidades do fim do poço, onde o crescimento da câmara de vapor, após alcançar os limites superiores e laterais do reservatório, é conduzido em direção ao seu calcanhar. O escoamento gravitacional se dá pela diferença de pressão entre o volume de vapor injetado e o volume de óleo. Uma das desvantagens do processo SW-SAGD é justamente o tempo que leva para recuperar o óleo em toda a perfuração do poço no reservatório.

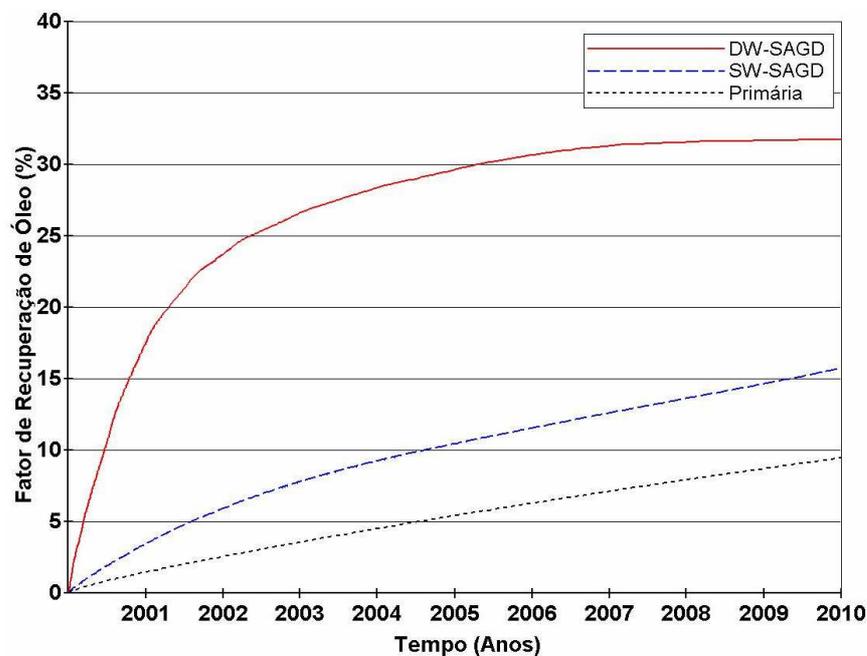


Figura 5.1: Fator de recuperação para os três processos

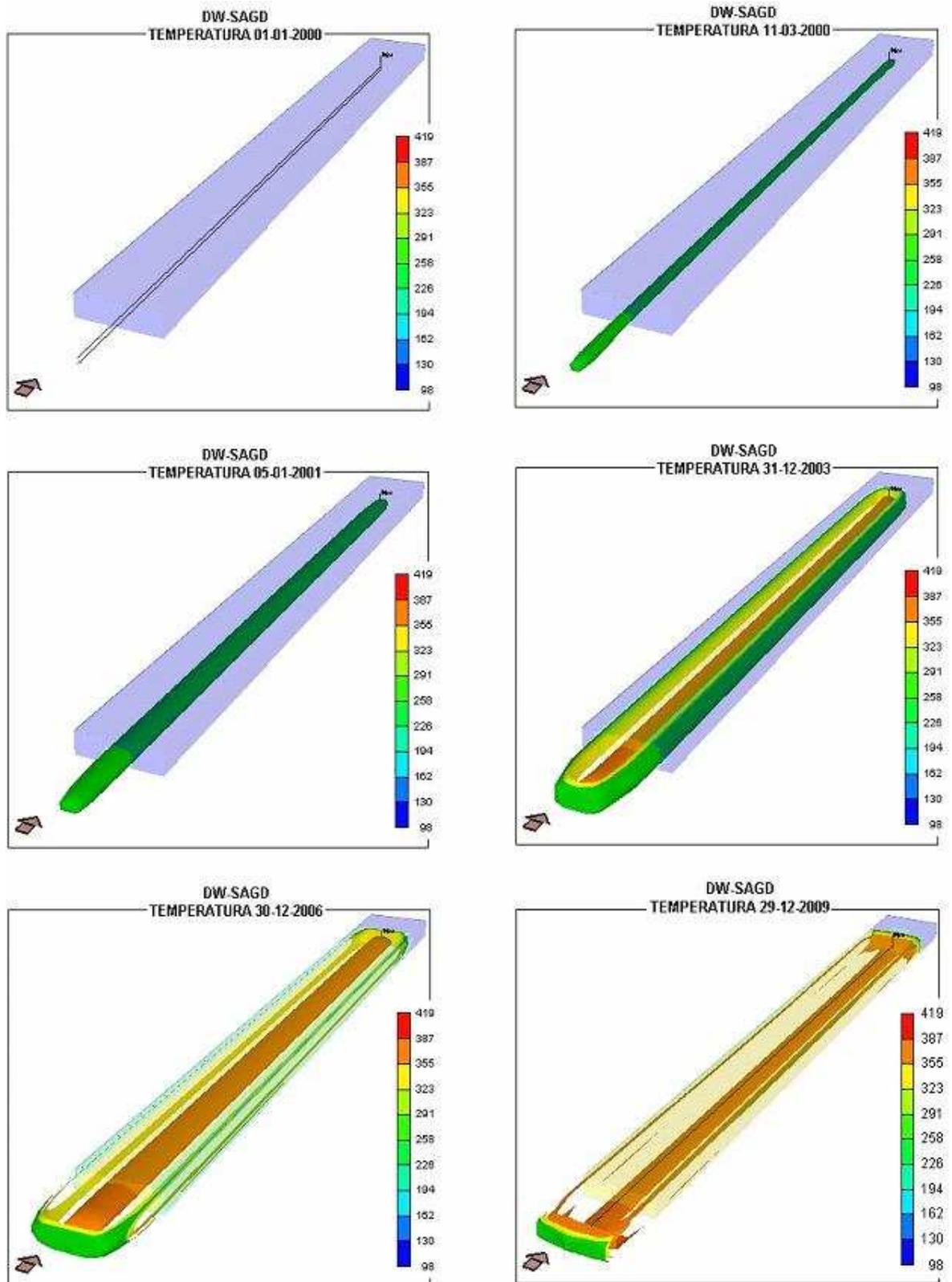


Figura 5.2: Ascensão da câmara de vapor no DW-SAGD.

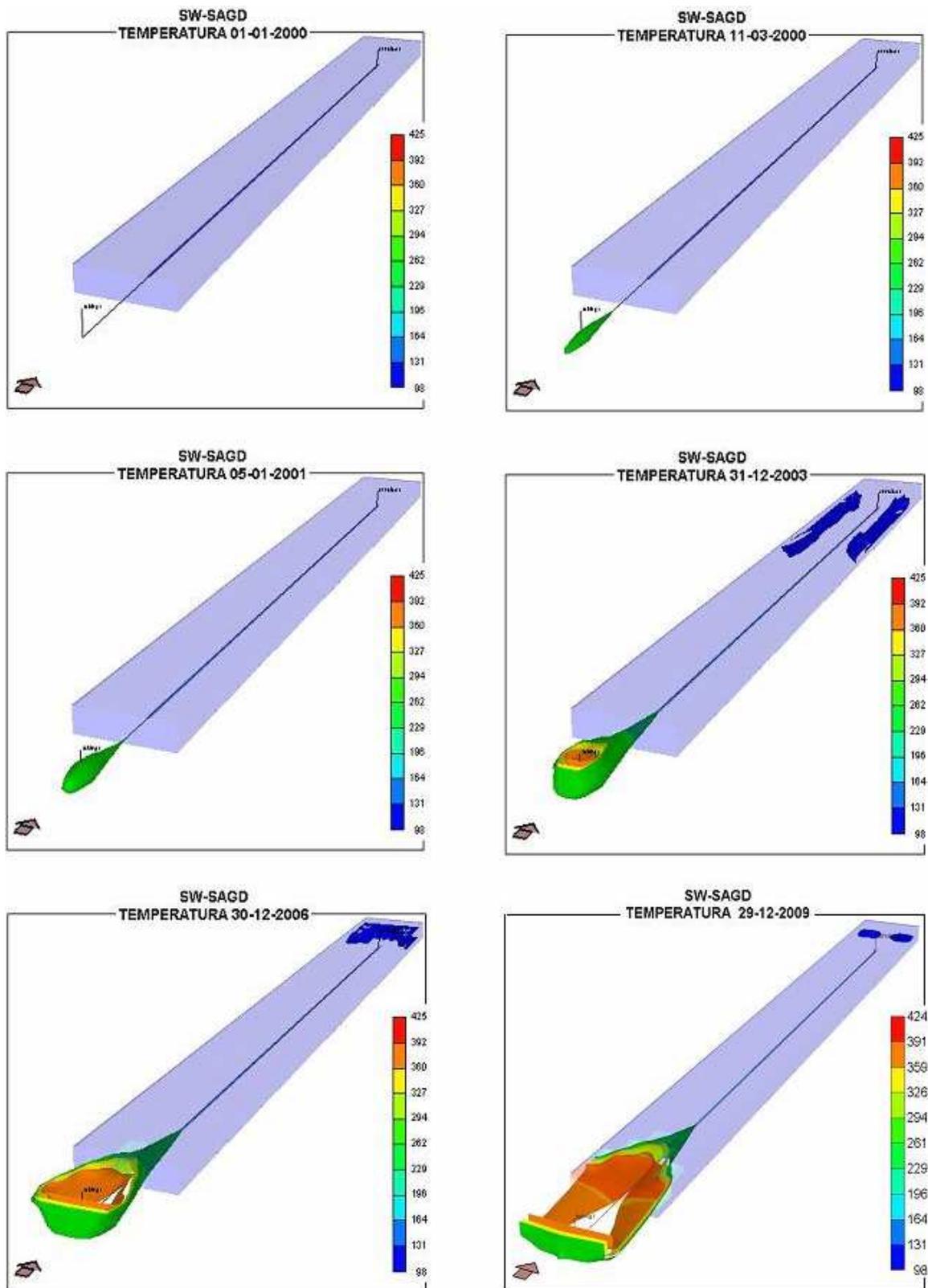


Figura 5.3: Ascensão da câmara de vapor no SW-SAGD.

No processo SW-SAGD, o vapor somente entra na formação através da ponta do poço e é recuperado logo pelo anular, diferentemente do processo DW-SAGD. Para que a câmara de vapor inicie sua ascensão para dentro do reservatório, o calor injetado pela tubulação deve diminuir a viscosidade do óleo. Mas isto somente começa a acontecer após a condução do calor proveniente do vapor retornado em curto-circuito. A condução é um processo lento e leva tempo até que o óleo na circunvizinhança da ponta do poço possa ser produzido e o vapor ocupe os espaços deixados por ele e assim se estabeleça o processo SAGD conhecido. A Figura 5.3 mostra a expansão da câmara de vapor sendo conduzida em direção ao calcanhar do poço. A lentidão faz com que, até o final do tempo estipulado de simulação, seja coberta apenas parte do reservatório. O mesmo corte vertical de noventa metros da figura anterior, foi efetuado nesta figura e será realizado em todas as outras exibidas no decorrer da discussão.

A Figura 5.4 mostra o volume da câmara de vapor e a razão óleo-vapor acumulada para os dois processos. As linhas tracejadas apontam o volume da câmara de vapor (VCV) e as linhas contínuas representam a razão óleo-vapor acumulada (ROV). O maior volume da câmara de vapor no processo DW em comparação com o processo SW, em todos os tempos, ratifica as observações feitas sobre a dinâmica da evolução da câmara nos dois processos. A menor e mais tardia produção de óleo do processo SW resulta numa razão óleo vapor acumulada significativamente menor do que a observada no processo DW.

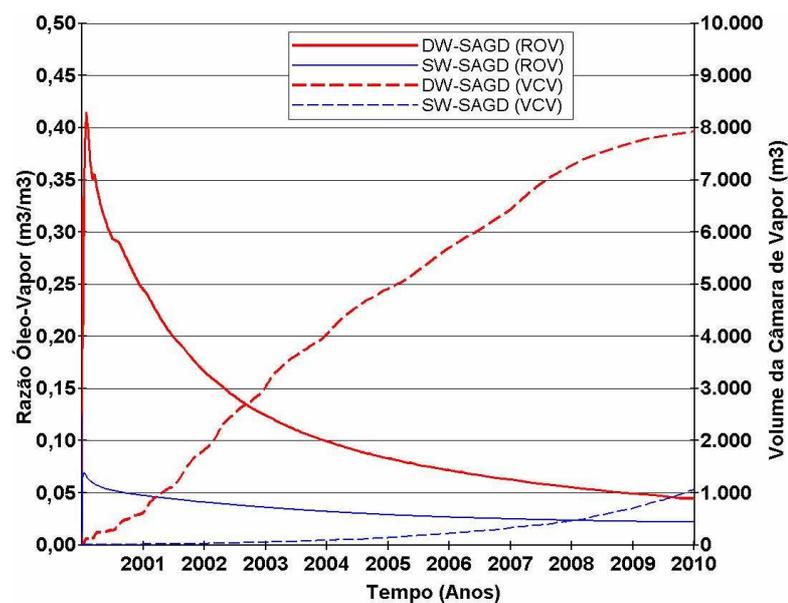


Figura 5.4: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor.

Outra importante diferença entre os dois processos é observada na temperatura da região próxima à interface vapor-óleo. Com as mesmas taxa e temperatura de injeção nos dois processos, o calor no DW-SAGD se distribui em toda extensão da câmara de vapor, ao redor de todo o comprimento do poço. Isto resulta em uma temperatura de equilíbrio na zona de óleo menor que no processo SW-SAGD, onde o volume da câmara de vapor e a região para a distribuição de calor são menores. A consequência da zona de óleo possuir maior temperatura está relacionada diretamente com a velocidade de escoamento, pois com maior mobilidade o óleo pode ser drenado mais facilmente. O vapor injetado pontualmente na formação no processo SW encontra-se em um invólucro menor que o DW. O volume deste invólucro delimita a atuação do calor na interface quente-frio, ou seja, delimita a câmara de vapor localizada na parte quente da formação e o óleo na parte fria.

Assim, quanto menor for o tamanho da câmara de vapor, uma maior temperatura atuará na área da interface quente-frio, pois o calor é distribuído em um volume menor da região onde é feito o aquecimento do óleo e sua temperatura de equilíbrio ocorre em um patamar mais alto que no processo DW-SAGD. Neste, a temperatura da região é menor, pois, possui um amplo comprimento para injeção devido à dimensão do poço, e uma grande zona de distribuição de calor. E quanto maior a câmara de vapor, maior a área onde o calor deverá atuar e, quanto maior a área de atuação, maior a distribuição de calor sobre o volume da região de aquecimento do óleo, atingindo uma menor temperatura de equilíbrio.

Para entender melhor, através da Tabela 5.2 mostra-se a variação dos dados da viscosidade do óleo (cp) com a temperatura. Observa-se uma maior temperatura dos blocos na data final da simulação para o DW-SAGD, de aproximadamente 162,77 °C (326 °F) que corresponde a 7,77 cp, e para o SW-SAGD de 208,33 °C (407 °F) correspondendo a 3,47 cp. Isto ilustra que, pela diferença de viscosidade, a frente de vapor do SW provoca uma velocidade de escoamento maior do óleo, em consequência de uma maior mobilidade, mas que, não corresponde a um volume maior de recuperação, dado a menor dimensão da câmara.

Tabela 5.2: Variação da viscosidade pela temperatura

T(°C)	cp
7,22	43.548,47
26,67	4.356,05
37,00	1.655,00
37,78	1.547,89
51,67	527,74
65,56	217,86
93,33	56,41
148,89	10,31
204,44	3,68
260,00	1,79
315,56	1,02
343,33	0,80

Observando os resultados dos processos SW-SAGD e DW-SAGD, mostra-se que a câmara de vapor deve ser criada na maior área de contato óleo-vapor possível, para uma maior distribuição de calor na formação e conseqüentemente maior produção de óleo e ROV nos primeiros anos do sistema.

A Figura 5.5 exibe a recuperação de óleo (Q) nas linhas contínuas e a pressão média (Pm) nas linhas tracejadas para todos os três processos. O declínio da pressão média, observado nas três curvas é coerente com as curvas de produção de óleo, pois a pressão diminui a partir da retirada dos fluidos do reservatório. Como no poço produtor não há restrição para a recuperação de líquidos, todo o volume com capacidade de escoamento é recuperado. Isto evidencia o importante papel do calor no reservatório.

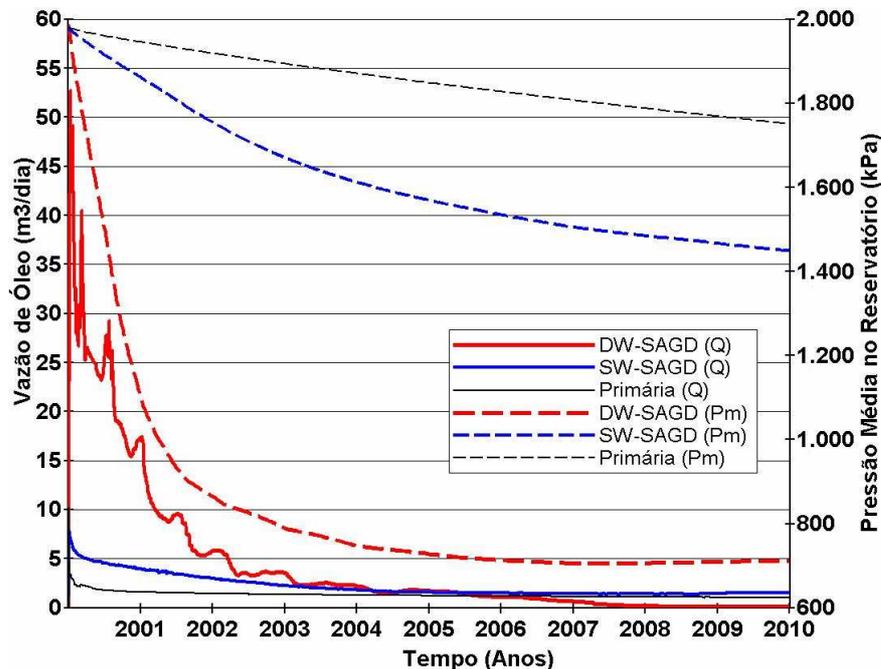


Figura 5.5: Vazão de óleo e pressão média no reservatório

Na Tabela 5.1 mostra-se que a produção acumulada de água (W_p) pela recuperação primária se resume a apenas 56 m^3 . Como não há aquífero, a pequena quantidade de água produzida provém da diminuição da saturação de óleo. Assim, no modelo de simulação, conforme vai diminuindo a saturação de óleo, a saturação de água aumenta, transpondo o limite de imobilidade na saturação de água definida pela sua curva da permeabilidade relativa, produzindo um volume pequeno da mesma. A produção de água nos dois outros casos ocorre devido à incidência do vapor d'água sobre a formação fria dentro do reservatório. Como não há limitações nas condições operacionais do poço, todo o vapor condensado escoava juntamente com o óleo móvel.

5.2 Processo SW-SAGD com três estágios cíclicos

Neste método a adição de estágios cíclicos como fase de pré-aquecimento foi utilizada, a fim de que o vapor consiga penetrar na formação mais rapidamente. A finalidade é abrir um espaço de modo que uma câmara de vapor se inicie numa maior área de contato óleo-vapor

possível, para uma melhor distribuição de calor na formação e conseqüentemente uma maior produção de óleo.

Pelo procedimento do estágio cíclico, o vapor injetado pela extremidade da tubulação, deveria adentrar imediatamente no reservatório, mas, devido às “barreiras” da pressão capilar, da compressibilidade da rocha e da pressão do reservatório, parte desse vapor retorna pelo anular, numa espécie de curto-circuito. Para que este calor fornecido atue no reservatório com melhor desempenho, o poço produtor é fechado e o vapor que se encontra no anular entra na formação através de perfurações localizadas no revestimento ao longo de todo o poço horizontal, num processo de injeção semelhante ao DW-SAGD, porém, feita através do poço produtor. Após 20 dias de injeção, fecha-se o poço injetor por um período de espera ou encharcamento de 10 dias, de modo que o calor inserido se dissipe de forma homogênea para todos os lados ao redor do poço. Posteriormente, com a abertura do poço produtor por 30 dias, o óleo mobilizado juntamente com a água, condensada do vapor em contato com a zona fria da jazida, são escoados pelas mesmas perfurações do revestimento, que antes foram usados para injeção, e produzidos no anular.

Após o estágio cíclico, é gerada uma abertura para maior contato do vapor com a região de óleo ao redor do poço. Com o início da injeção contínua, no processo SW-SAGD, o vapor tende a ocupar os espaços porosos vazios deixados pela retirada do óleo. Ou seja, a expansão da câmara começa na ponta do poço, transferindo calor por condução e convecção para os setores frios do reservatório até o calcanhar do poço. Mas, enquanto o calor latente do vapor dessa injeção contínua não chegar à zona próxima ao calcanhar, a produção de óleo por drenagem gravitacional neste local permanece sendo feita pelos fluídos com condição de escoamento, aquecidos pelo processo cíclico anterior. Este evento é ressaltado na ilustração indicada na data 05-01-2001 (forma de uma agulha) e 31-12-2003 da Figura 5.6. Nota-se que, posteriormente à ilustração da forma de agulha, o vapor injetado começa a alcançar o calcanhar, distribuindo melhor o calor em toda região vapor-óleo ao redor do poço e aumentando ainda mais o fator de recuperação.

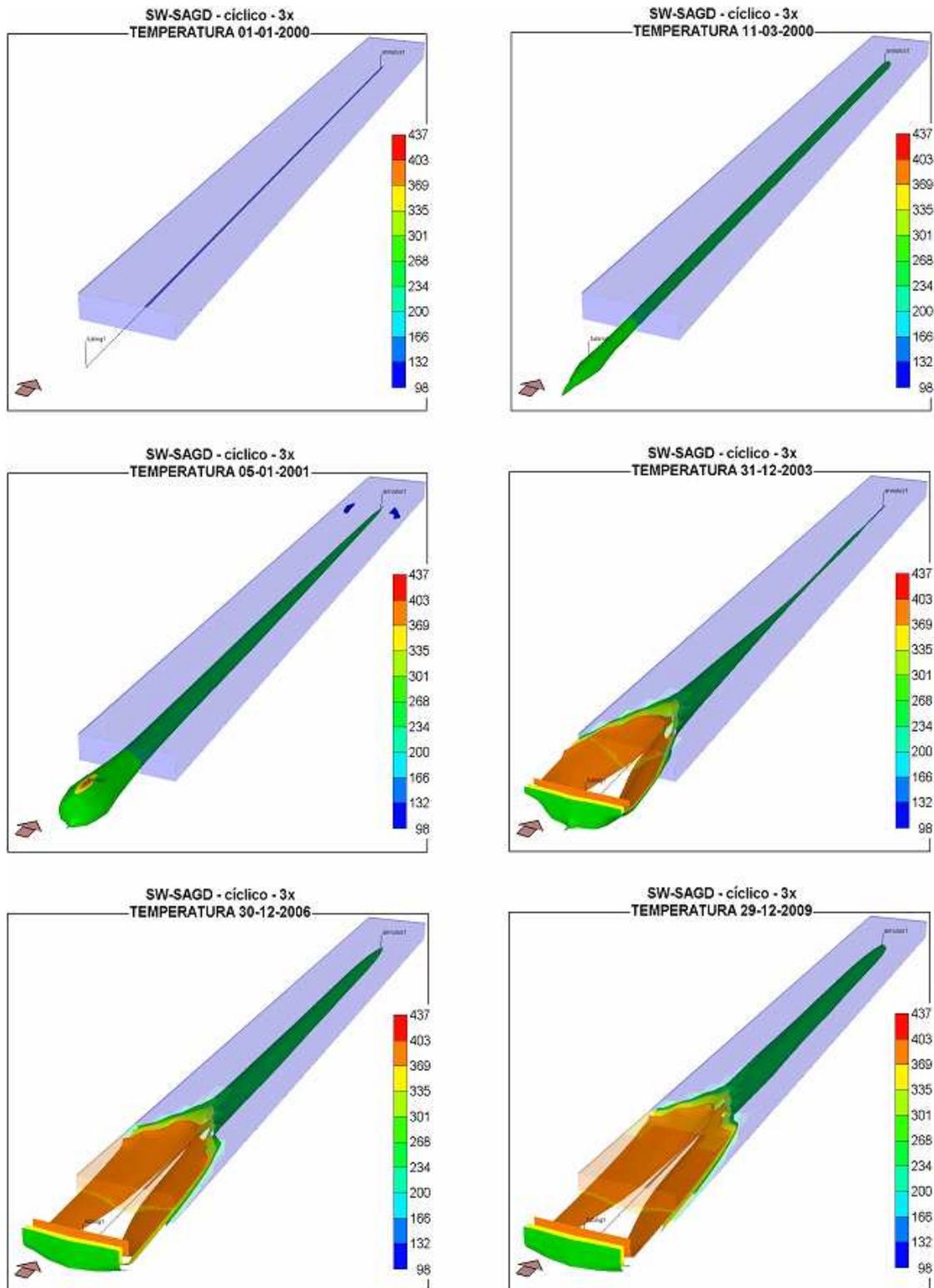


Figura 5.6: Ascensão da câmara de vapor no SW-SAGD – cíclico

Observa-se na Figura 5.7 uma inclinação diferenciada da curva de produção em comparação aos métodos anteriores, verificada a partir dos meados de agosto de 2005. Entretanto, como a injeção continua a ser pontual e a ascensão da câmara de vapor prossegue primeiramente para cima alcançando o topo do reservatório e depois se expandindo lateralmente, além da perda de calor para os limites superiores, há regiões onde o óleo impregnado na formação até o final da simulação de 10 anos, não foi totalmente mobilizado.

Deste modo, devido à pontualidade da injeção, após a data final do processo cíclico indicado na Figura 5.8, a vazão de óleo - em linhas contínuas - tem aproximadamente os mesmos valores observados no processo SW-SAGD sem pré-aquecimento. Todavia, a pressão média do reservatório - linhas tracejadas - evidencia que um volume maior de óleo foi recuperado, comprovando um fator de recuperação acumulado final maior, como visto na Tabela 5.3. Isto se deve ao grande volume recuperado logo nos três primeiros estágios cíclicos.

Na mesma Tabela 5.3, a produção acumulada de água (W_p), para os três processos térmicos presentes, possui novamente, quase os mesmos valores. A pequena diferença entre eles pode ser explicada pela quantidade de água vaporizada que retornou ao poço produtor, sem que o calor fosse totalmente aproveitado; pela quantidade de água condensada que permaneceu na formação no fim do tempo de simulação (10 anos); e porque no estágio cíclico, nos períodos de encharcamento e produção, a injeção não é empregada.

Assim, ainda que haja espaço poroso entre o poço e o reservatório devido à retirada do óleo pelo processo de pré-aquecimento, a atuação do vapor no início da injeção contínua numa região entre o contato vapor-óleo, por ser pontual no fim do poço, não se dispersa do mesmo modo sobre sua extensão horizontal em todo o reservatório. De outra maneira, o espaço poroso promovido entre o poço e o reservatório convém para facilitar o transporte do vapor sobre toda a extensão do poço, a fim de que atue ao mesmo tempo em toda a jazida fria. No entanto, o vapor injetado pontualmente, por não ocupar todo o volume onde o óleo é retirado, pois a drenagem gravitacional para dentro do poço produtor ocorre somente depois que a viscosidade alcança o ponto de escoamento, não avança para o calcanhar do poço.

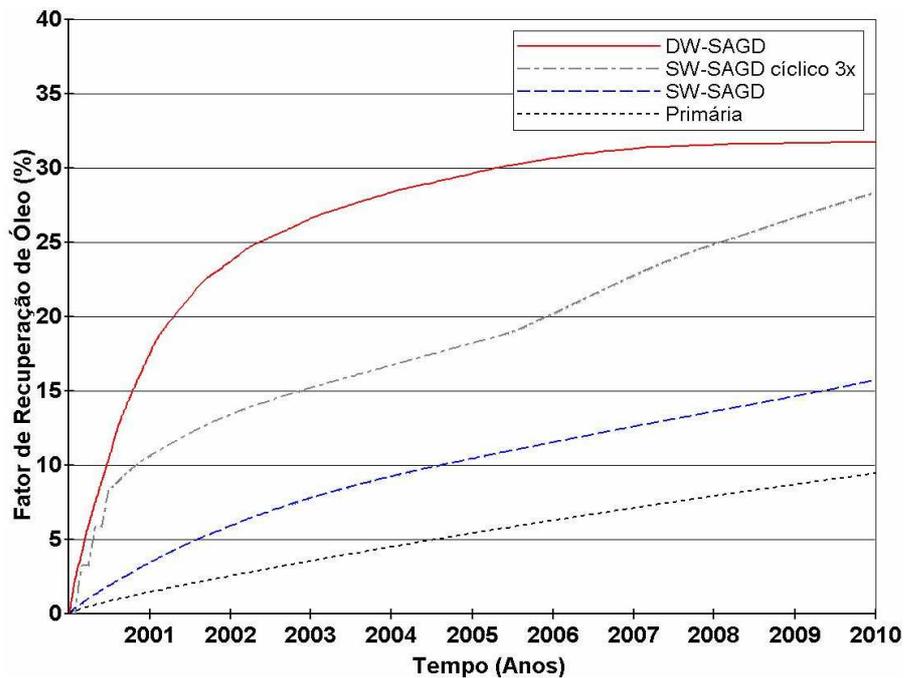


Figura 5.7: Fator de recuperação no SW-SAGD cíclico

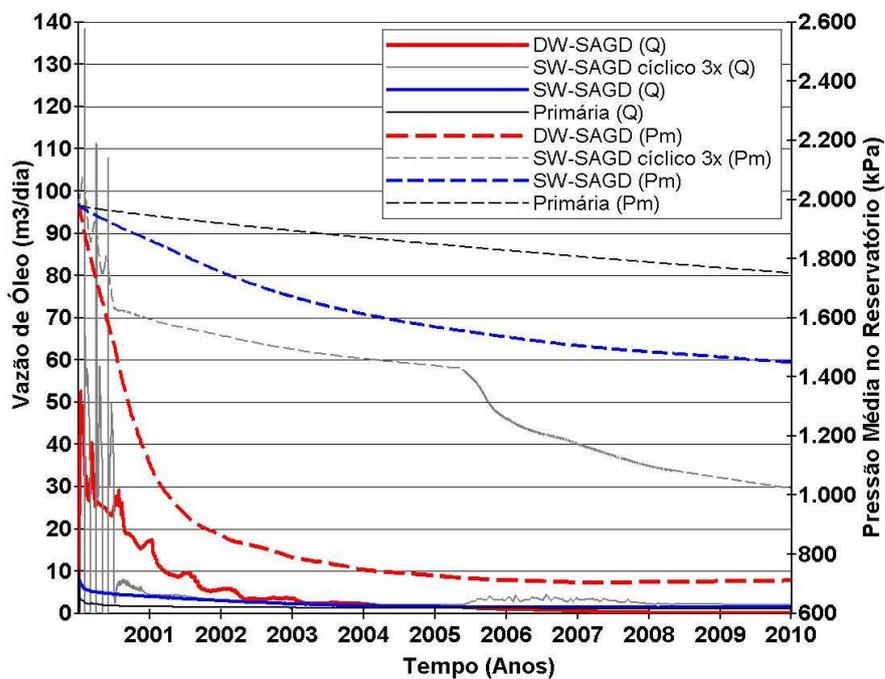


Figura 5.8: Vazão de óleo e pressão média no reservatório SW-SAGD cíclico

Tabela 5.3: Valores de produção no SW-SAGD cíclico

Tipo de Recuperação	Data final	NP (Mm3)	FR (%)	WP (Mm3)	WI (Mm3)
DW-SAGD	29/12/2009	16,25	31,74	380,56	365,00
SW-SAGD cíclico 3x	29/12/2009	14,17	28,31	356,46	353,00
SW-SAGD	29/12/2009	7,97	15,70	369,10	365,00
Primária	29/12/2009	4,79	9,43	0,056	—

A Figura 5.9 mostra a evolução da razão óleo-vapor acumulada. Para o processo SW-SAGD sem injeção cíclica, a ROV (linhas contínuas) não ultrapassou a média de 0,03. Contudo, quando é feito o pré-aquecimento, o valor para todos os anos é superior, sendo que, até 2001, é maior que o DW-SAGD e após 2009 é semelhante. Isto acontece devido ao acesso do vapor sobre uma maior região de contato vapor-óleo, e a distribuição do calor ocorre em maiores volumes. O volume da câmara de vapor, VCV (linhas pontilhadas), confirma esta observação. Quanto maior o espaço para a inicialização da câmara de vapor maior volume de óleo é aquecido e maior volume de óleo é produzido.

Observando ainda sobre a câmara de vapor, que continua em ascensão, em meados de Agosto de 2005 ocorre uma mudança no padrão do processo SW-SAGD com injeção. Esta alteração coincide com um pico no volume da câmara de vapor. Após o pico o crescimento é paralelo à estratégia SW-SAGD sem pré-aquecimento, comprovando a similaridade dos processos. Contudo, o espaço poroso liberado pelos estágios cíclicos, proporcionou aberturas para o vapor, de modo que seu fluxo tende a preencher e distribuir calor rapidamente na formação. Como essa distribuição de calor alcança um grande volume do reservatório, os fluídos ali presentes são produzidos também em grande volume, proporcionando na data citada tanto o aumento de óleo que é produzido pela drenagem gravitacional juntamente com o vapor injetado condensado, quanto o aumento da produção de água inicial do reservatório.

Na Figura 5.10 é mostrado o volume de água que ainda remanesceu no reservatório, pelas linhas contínuas e a temperatura média do reservatório pelas linhas tracejadas, para os três métodos térmicos. A porcentagem de água inicial do reservatório é de difícil retirada, em consequência de sua baixa mobilidade, mas, sua recuperação pode ocorrer na forma de vapor. O

seja, a água inicial em estado líquido não pode ser escoada, porém na forma gasosa pode ser produzida. Isto ocorre devido ao aquecimento promovido no reservatório, que além de diminuir a viscosidade do óleo, vaporiza a água intersticial, que após ser produzida, aumenta também o espaço para desenvolvimento da câmara de vapor.

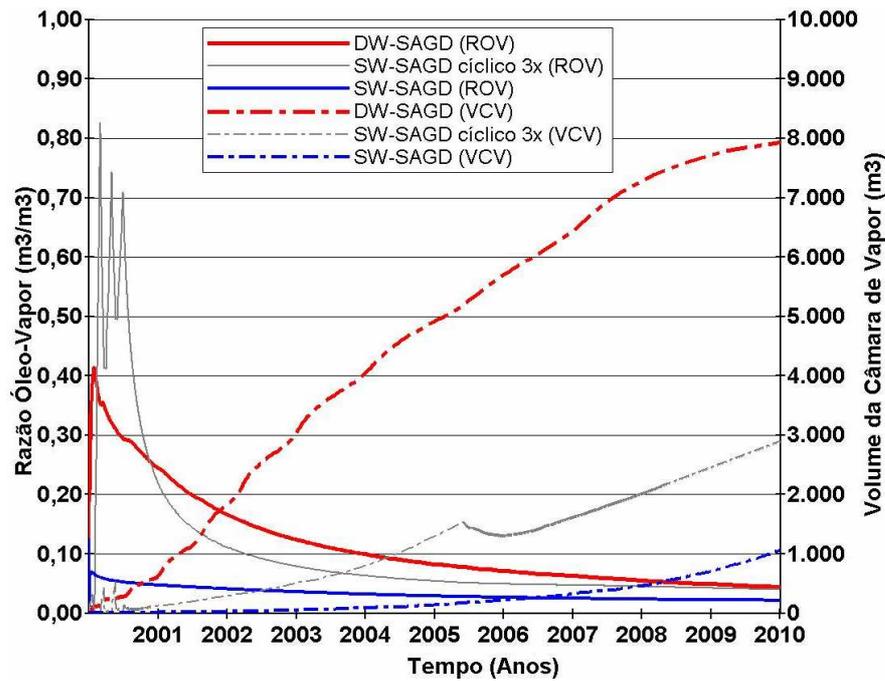


Figura 5.9: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor no SW-SAGD cíclico

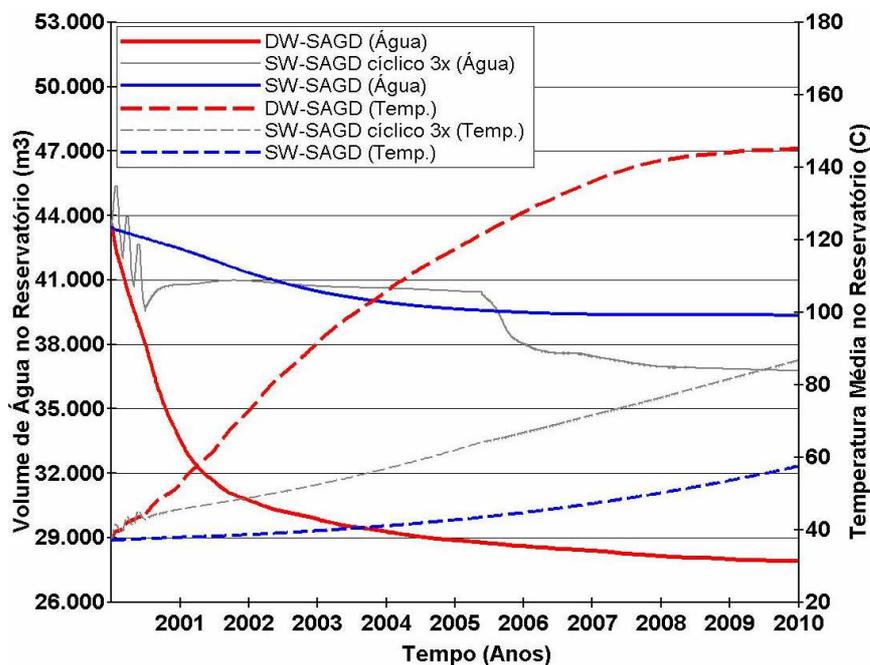


Figura 5.10: Volume de água e temperatura média no SW-SAGD cíclico

Uma observação importante deve ser feita sobre o aproveitamento do calor no reservatório através destes processos. Dependendo de fatores como quantidade e qualidade do vapor, nem todo o calor injetado pode ser aproveitado, tanto no estágio cíclico como no processo SW-SAGD. Parte do calor do estágio cíclico, principalmente no período de encharcamento para determinadas durações, pode permanecer ao redor do poço e ser recuperada. Isto é, a última massa de vapor que entra no reservatório antes do fechamento do injetor, naquele tempo específico de espera, para uma baixa condutividade da rocha e do óleo e pelas “barreiras” já descritas, não é capaz de atingir um volume maior da jazida e distribuir o calor expansivamente das proximidades do poço para dentro do reservatório. Quando é aberto o poço produtor, o vapor que ainda permanecia no anular e no entorno do poço é produzido sem ser utilizado. A ocorrência pode melhorar ou piorar com as sucessivas repetições do processo cíclico. Hipoteticamente, para um segundo ciclo de injeção, o vapor tende a ocupar os espaços porosos vazios deixados pela retirada do óleo e o volume de vapor que foi injetado no primeiro ciclo, agora pode se tornar suficiente. Isto é, no momento do encharcamento, como a região de contato vapor-óleo é maior, todo o calor injetado pode ser distribuído no tempo de espera estabelecido, podendo aumentar a ROV. Contudo,

quando a região de contato torna-se ainda maior devido a maior retirada do óleo, o espaço que deve ser preenchido pelo volume de vapor também se torna maior e para um terceiro ciclo de injeção com uma mesma quantidade de vapor, no mesmo limite de tempo, o calor pode se tornar insuficiente para aquecer toda a região da interface óleo-vapor no mesmo tempo de espera, induzindo a produzir uma menor quantidade de óleo.

O mesmo pode ocorrer para o início do processo SW-SAGD. Devido às mesmas características que impedem uma rápida propagação do calor, entre elas a condutividade da rocha, o tempo de aquecimento na região da interface vapor-óleo, pode-se tornar muito grande. Em outras palavras, a massa de vapor injetada pode exceder o necessário para aquecer a região da interface vapor-óleo e o calor que não é empregado retorna ao poço, onde o vapor é produzido. O retorno do vapor pode impedir que o óleo mobilizado seja recuperado, pela criação uma barreira à produção de óleo no poço horizontal. Portanto para o caso de difusão do calor dentro do reservatório, tanto no pré-aquecimento cíclico e suas respectivas repetições como no processo SW, a quantidade e a qualidade de vapor que entra na formação deve ser compatível com o tempo de atuação do calor sobre o reservatório, com a finalidade de diminuir a viscosidade do óleo e escoá-lo para o poço produtor.

5.3 Processo SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos (Caso 0)

Nesta estratégia, com o intuito de aumentar a produção de óleo em menos tempo, o poço é dividido por um obturador em duas seções, um trecho injetor e um trecho produtor, mas continua como um poço único, com uma tubulação e um anular. Estas seções são ativadas após os estágios cíclicos, os quais ocorrem por três vezes consecutivas, com os mesmos tempos (20, 10, 30) dias. A injeção cíclica de vapor é dividida em 50 m³/d na primeira metade do poço a 255 metros do calcanhar, - no bloco 20 do eixo (j) - e 50 m³/d no fim do poço, a 510 metros, - no bloco 37 do eixo (j).

De acordo com Elliot e Kovsky (1999), entende-se que o obturador desempenha dois papéis importantes:

- Impedir a comunicação do “*liner*” de revestimento com o reservatório, evitando a recuperação na parte interrompida do poço;
- A partir do começo da injeção contínua, interromper a produção de óleo no anular, no setor do injetor, para que o vapor apenas entre na formação, sem ser recuperado, retardando um curto circuito de vapor.

Na demonstração desta estratégia, a simulação com obturadores foi desenvolvida através de um espaço entre a seção do injetor e do produtor.

No começo, a injeção do estágio cíclico, reproduz o modelo do processo SW-SAGD com três estágios cíclicos, mas dividindo a taxa de injeção no meio para cada metade do poço. A Figura 5.11, ilustra esta estratégia, com o comprimento do intervalo insignificante. Primeiramente, o vapor tende a entrar no reservatório pela ponta e pelo meio do poço, no entanto, é encontrado um caminho curto de retorno para o fluxo em direção ao anular. Como não há produção neste período, a maior parte do vapor entra na formação pelo “*liner*” do revestimento. Após o período de encharcamento, o produtor é aberto, recuperando o óleo drenado, repetindo-se todo esse processo cíclico por mais duas vezes.

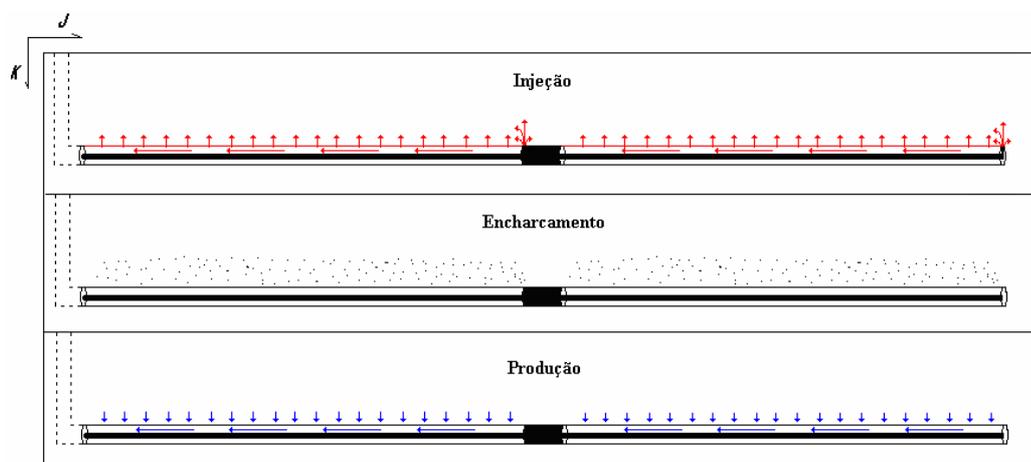


Figura 5.11: Estágio cíclico com obturador no meio do poço

A Figura 5.12 mostra as diferenças provocadas pelos estágios cíclicos para os dois processos SW-SAGD, vistos até aqui. Verifica-se que a produção acumulada de óleo para o Caso 0, indicado pela curva pontilhada de cor laranja, é maior que no processo SW-SAGD com três estágios cíclicos, apontado com a curva pontilhada de cor cinza. Isto ocorre, pois a distribuição de calor, com a mesma quantidade de injeção no reservatório, incidiu em dois pontos ao mesmo tempo. Como houve uma maior disseminação, maior emprego do calor na mesma massa de óleo, além de haver maior vazão (linha contínua em laranja) devido ao maior aquecimento do mesmo, ela é produzida em um tempo antecedente a produção do SW-SAGD cíclico 3x, exposto na linha contínua em cinza, na mesma figura.

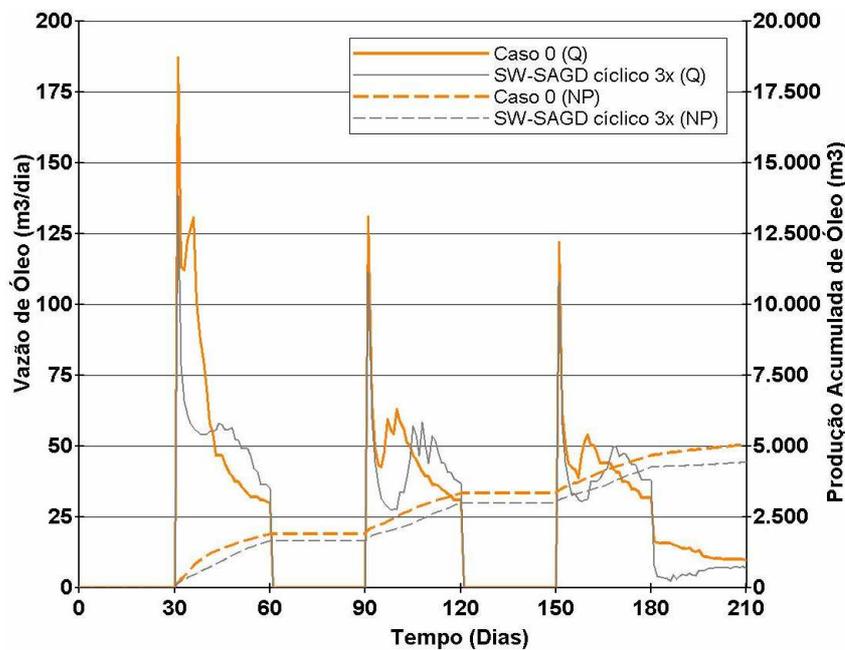


Figura 5.12: Estágios cíclicos para o Caso 0 e SW-SAGD – cíclico

Assim, com maior espaço para a entrada do vapor na formação porosa devido à maior retirada de óleo na fase de pré-aquecimento, é iniciada a injeção contínua na ponta do poço. Como visto no processo DW-SAGD, o vapor primeiro penetra na formação ao longo de toda a extensão do injetor para depois os fluídos serem recuperados no produtor, obtendo um grande fator de recuperação. No Caso 0, busca-se aquecer um grande volume na metade do corpo da jazida, próxima ao trecho do injetor, e depois, os fluídos serem produzidos na outra metade, na

seção do trecho produtor, como demonstrado na Figura 5.13. O obturador é a barreira imediata que não deixa os fluídos serem produzidos. Assim, o vapor tende a preencher o espaço poroso e aquecer uma maior massa possível de óleo antes de alcançar a zona produtora.

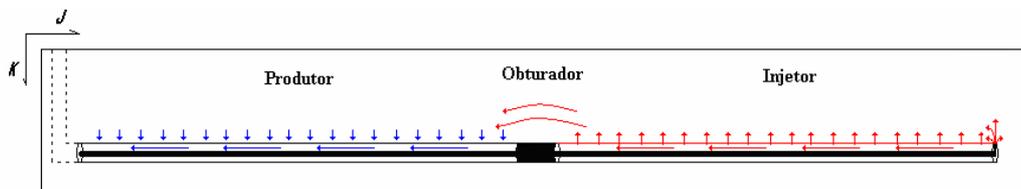


Figura 5.13 Processo SW-SAGD – Caso 0

Observa-se que, pelo pequeno tamanho do intervalo cego, a frente de óleo deslocada pela pressão de injeção avança para zona de produção, abrindo caminho sobre o obturador, provocando um curto-circuito de vapor. Após a ligação entre as duas zonas, o óleo aquecido e a água condensada que começam a se depositar ao longo da extensão da seção de injeção por diferença de densidade são conduzidas juntamente com o vapor para a zona da produção por diferença de pressão.

Como a injeção pelo “*liner*” do revestimento é dificultada pela drenagem dos fluídos, pois é continuamente depositada sobre ela, a injeção na ponta do poço volta a acontecer. Esta injeção tem a tendência de subir, mas parte desse vapor é conduzida para a zona de produção devido à diferença de pressão que ocorre entre os dois setores. Em resumo, quando acontece à ligação entre as duas áreas, na zona de injeção ocorre uma drenagem gravitacional juntamente com o deslocamento por diferença de pressão em direção ao setor de produção. E na zona de produção ocorre a drenagem gravitacional conduzida pela diferença de pressão.

Logo no início, após o pré-aquecimento, uma câmara de vapor é criada ao redor do poço aquecendo toda a zona de injeção. Quando ocorre a ligação entre as duas zonas, o vapor que alcança a zona de produção aquece o óleo impregnado nesta parte da seção de produção que logo é produzido por drenagem gravitacional em conjunto com a água condensada, abrindo espaço para preenchimento do vapor em direção ao topo do reservatório. A câmara de vapor quando alcança o topo no meio do reservatório, continua sua expansão em direção ao calcanhar do poço.

No entanto, a injeção de vapor quando se torna pontual, devido a contínuo depósito de fluídos sobre o revestimento causado pela expansão da câmara em toda a extensão do poço na zona de injeção, tem a tendência de elevar-se para o topo do reservatório que prevalece sobre a tendência a ser conduzido para a zona de produção pela diferença de pressão.

Assim, como mostrado na Figura 5.14 na data de 05-01-2001, logo após a câmara de vapor no meio do reservatório alcançar o topo, na outra extremidade do poço na zona de injeção, onde a temperatura e a pressão são maiores devido à proximidade da ponta de injeção contínua, alcança-o também, no qual todo o óleo aquecido pelo caminho do vapor, em direção a zona produção aquece as formações superiores do reservatório no trecho de injeção, drenando o óleo por diferença de densidade pelas paredes da câmara para os estratos inferiores da formação e também o levado para a zona de produção pela diferença de pressão.

Todo este processo é ilustrado na Figura 5.14.

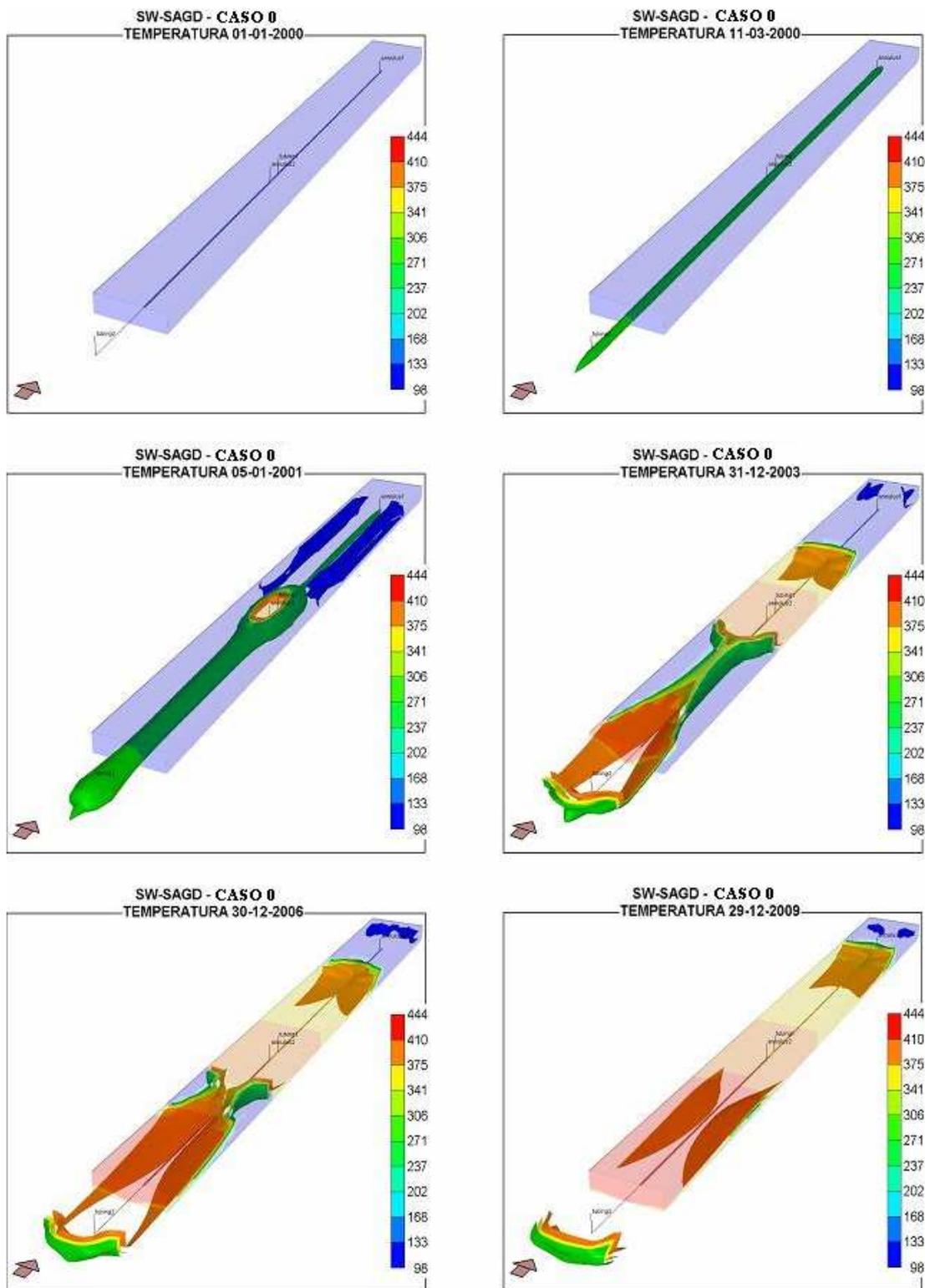


Figura 5.14: Ascensão da câmara de vapor para o Caso 0.

A Tabela 5.4, apresenta os valores do Caso 0 para a produção de óleo acumulada, fator de recuperação e produção e injeção de água acumulada, com resultados semelhantes ao processo SW-SAGD cíclico 3x. Contudo, o histórico da Figura 5.15 para o fator de recuperação representado pela curva de cor laranja mostra o progresso das tentativas de empregar uma melhor distribuição do calor no reservatório, resultando numa maior e mais rápida recuperação do óleo. Isto quer dizer que, uma maior massa de óleo distribuída na formação foi aquecida, proporcionando uma maior recuperação.

Tabela 5.4: Valores de produção adicionando o Caso 0

Tipo de Recuperação	Data final	NP (Mm3)	FR (%)	WP (Mm3)	WI (Mm3)
DW-SAGD	29/12/2009	16,25	31,74	380,56	365,00
Caso 0	29/12/2009	14,48	28,54	358,06	353,00
SW-SAGD cíclico 3x	29/12/2009	14,17	28,31	356,46	353,00
SW-SAGD	29/12/2009	7,97	15,70	369,10	365,00
Primária	29/12/2009	4,79	9,43	0,056	—

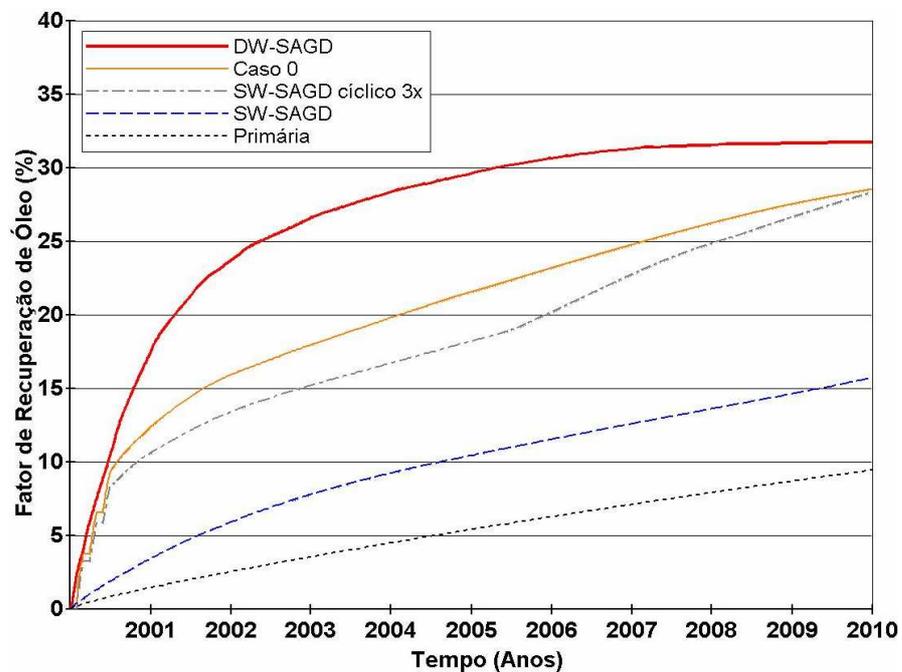


Figura 5.15: Fator de recuperação adicionando o Caso 0

Outra evidência que o calor está sendo empregado mais eficientemente é ilustrada na Figura 5.16, onde o volume de óleo que remanesce no reservatório, indicado pelas linhas contínuas, é também proporcional à temperatura média no reservatório, indicado pelas linhas pontilhadas. Nota-se que a quantidade de óleo retirada para o Caso 0 é maior que os outros processos SW-SAGD, mas, a uma temperatura média maior que a do DW-SAGD. O evento é explicado pelo contato do injetor com o produtor não acontecer no mesmo momento, no início da injeção contínua. Ou seja, o vapor que é injetado na formação pela ponta do poço, aquece primeiro a rocha e o óleo imóvel, antes de ir para o poço produtor. Com a ininterrupta injeção de vapor, a jazida vai armazenando o calor, aumentando a temperatura do reservatório e propagando-o para as regiões vizinhas por condução e convecção, até que os fluidos mobilizados alcancem o trecho de produção juntamente com o vapor, pela diferença de pressão. Como a medida da temperatura é dada por sua média, o calor na seção de injeção é muito maior que o da zona de produção, alcançando um valor de temperatura de equilíbrio maior que o processo DW-SAGD.

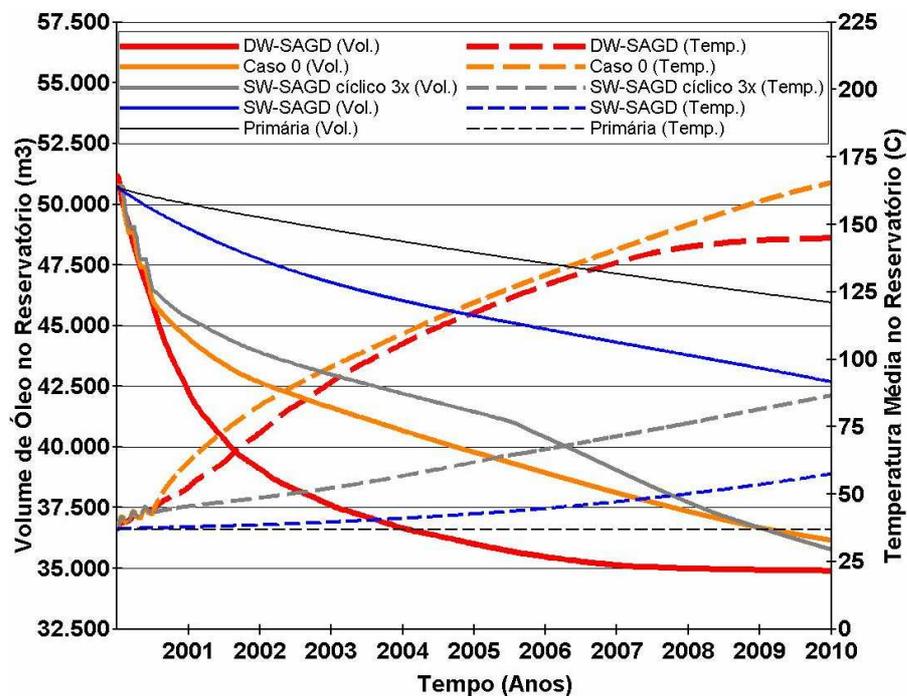


Figura 5.16: Volume e temperatura adicionando o Caso 0

De forma análoga a temperatura, o mesmo ocorre com a pressão. Enquanto o vapor não abrir caminho para a zona de produção, a pressão na zona de injeção continua aumentando, devido à continuada injeção. Depois de ultrapassada a barreira do obturador, a zona produtora é alcançada e a pressão ao longo do reservatório é distribuída em várias etapas, da ponta de injeção até o calcanhar de produção. Como a Figura 5.17 mostra a pressão média, esse Caso 0 indicado pela linha laranja, apresenta um patamar de valor alto e quase constante em comparação aos outros processos SAGD.

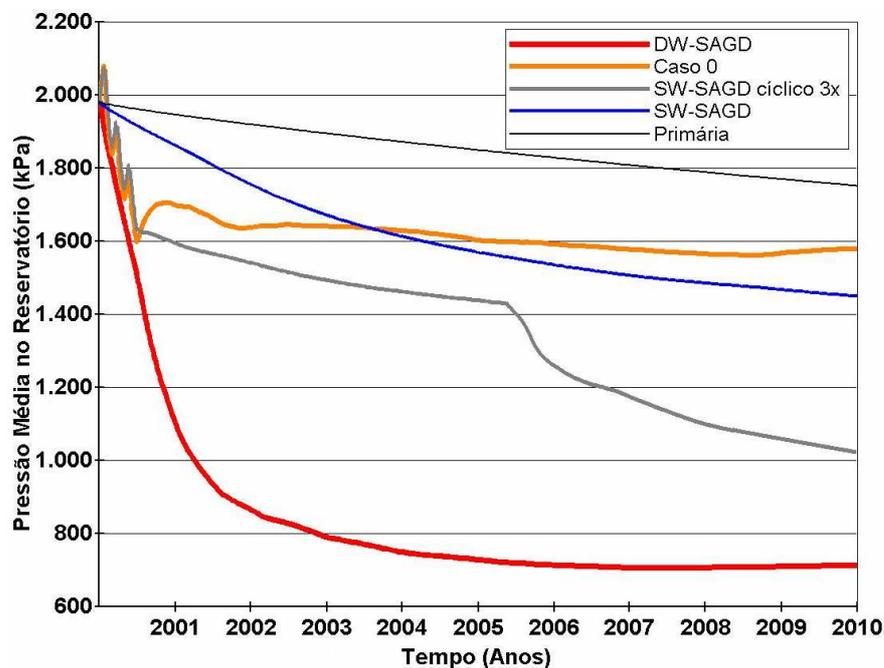


Figura 5.17: Pressão média no reservatório adicionando o Caso 0

A distribuição de pressão no reservatório também ocorre para os outros processos SW-SAGD, mas não tão distribuídos quanto o Caso 0. Isto se deve ao retardo da ligação da injeção com a produção, pois aumenta o valor da pressão na zona de injeção. Esta distribuição de pressão é utilizada para conduzir os fluídos em direção à zona produtora. A Figura 5.18 mostra a distribuição de pressão no reservatório no final da simulação. A partir da ligação entre o setor de injeção e o setor de produção, os fluídos aquecidos com condições de escoamento na zona de

injeção são deslocados para a zona de produção através diferença de pressão impelida pela injeção contínua realizada na ponta do poço.

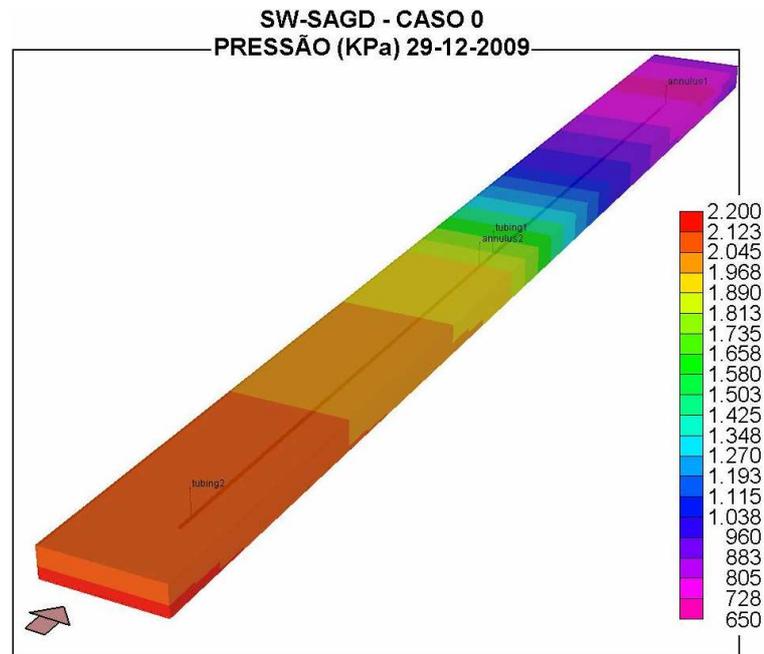


Figura 5.18: Distribuição de pressão ao longo do reservatório para o Caso 0

Esta não comunicação imediata do injetor com o produtor, reproduz uma vantagem: o aumento da câmara de vapor. Na Figura 5.19, o volume da câmara de vapor (VCV) é mostrado pelas linhas pontilhadas e a cor laranja representa o Caso 0. Como a injeção é feita primeiramente em todo o setor da injeção e depois segue para o setor de produção, o volume de vapor dentro da câmara é comparado com o volume de vapor para o processo DW-SAGD. Isto não quer dizer que os tamanhos das câmaras durante todo o processo são semelhantes. Prosseguindo o processo, quando a câmara de vapor começa a abranger todo o volume da jazida até os limites do reservatório, a quantidade de vapor presente neste volume passa a ser maior no Caso 0. O vapor injetado pontualmente no começo do processo contínuo, enquanto os fluídos não são recuperados e desocupam os espaços para o preenchimento com o vapor, produz um aumento do valor de saturação de vapor no volume poroso da câmara maior que o processo DW-SAGD. Quando alcança a zona produtora, este mesmo vapor ocupa os espaços deixados pela retirada dos fluídos produzidos, mas continuando com alto índice de saturação de vapor na área do injetor, criando

uma distribuição de pressão no reservatório paralelo a extensão do poço, conduzindo os fluídos presentes na zona de injeção para o local de produção.

Proporcionalmente ao aumento da câmara de vapor, nota-se um aumento na razão óleo-vapor (ROV). As linhas contínuas mostradas na mesma Figura 5.19, assinalam o avanço da produção de óleo, pois o volume injetado permanece o mesmo. O Caso 0, em laranja, apresenta um valor maior que o processo SW-SAGD cíclico 3x, em cinza. No entanto, somente no primeiro ano mostra o valor maior que o processo DW-SAGD, em vermelho, visto também que o ROV é acumulado.

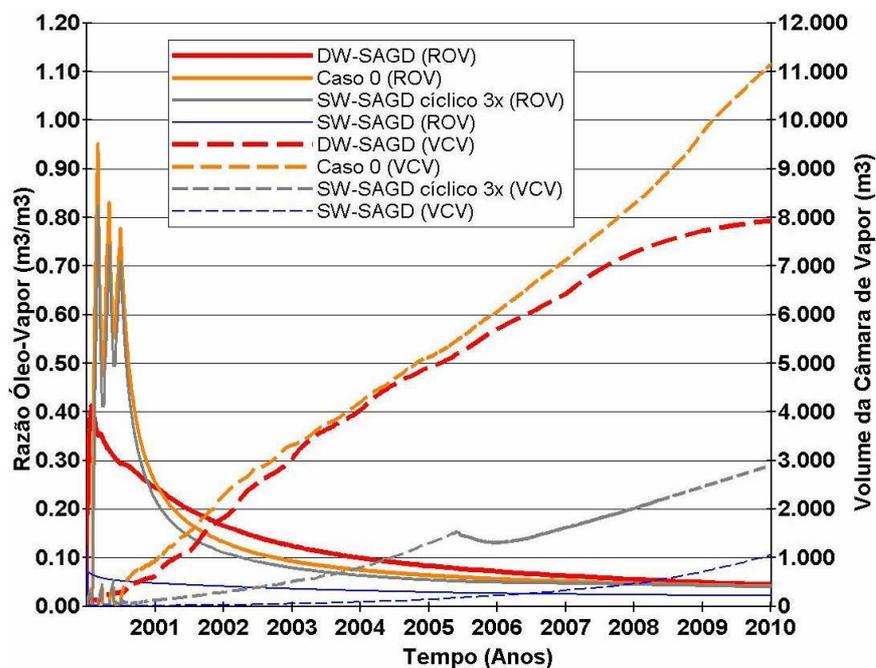


Figura 5.19: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor adicionando o Caso 0

A Figura 5.20 mostra que a vazão de óleo somente é maior que no processo DW no período de recuperação por injeção cíclica. E que retornando à produção contínua, os valores da vazão de óleo produzido nos processos SW estudados até aqui tendem a se equivaler. Sugerindo que diferentes modificações no período cíclico ou um aumento na taxa de injeção nesse mesmo estágio poderiam aumentar a produção de óleo, através da abertura de um espaço poroso maior,

de modo que o calor atue de uma forma mais efetiva sobre uma região maior a partir da injeção contínua.

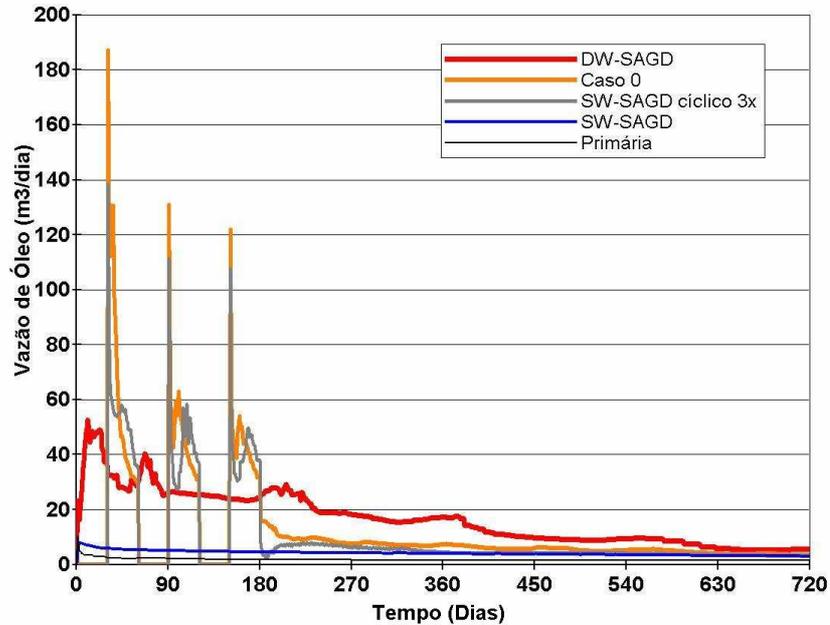


Figura 5.20: Vazão de óleo adicionando o Caso 0

5.4 Processo SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos e diferentes comprimentos para os intervalos

Os Casos 1, 2, 3, 4, 5, representando os comprimentos do intervalo (30, 60, 90, 120, 150) metros respectivamente, serão analisados junto com o Caso 0, lembrando que os três melhores entre os seis passarão para a etapa seguinte.

Os crescentes comprimentos para este intervalo, provém da tentativa de melhorar a distribuição de calor para dentro da formação, ao longo do comprimento do poço. Teoricamente, aumentando o intervalo entre o trecho injetor e o trecho produtor, o vapor se difundiu na região cega, mobilizando maior volume de fluídos e produzindo maior recuperação de óleo, retardado o curto-circuito de vapor.

Como observado no processo anterior, logo após a câmara de vapor alcançar o topo no meio do reservatório, somente houve um maior aquecimento no meio da zona de injeção quando o contínuo crescimento da câmara de vapor da ponta do poço em direção ao meio do reservatório o alcançou. Levando-nos a presumir que, quanto maior o retardo do vapor dentro da seção de injeção, maior massa de óleo mobilizado pode ser recuperado.

Comparando as estratégias de diferentes comprimentos do intervalo pelos valores de produção mostrados na Tabela 5.5, verifica-se que, para o Caso 0 é encontrada a maior produção ao final de 10 anos.

Tabela 5.5: Valores de produção para os diferentes casos

Tipo de Recuperação	Data final	NP (Mm3)	FR (%)	WP (Mm3)	WI (Mm3)
Caso 0	29/12/2009	14,48	28,54	358,06	353,00
Caso 1	29/12/2009	13,84	27,29	357,04	353,00
Caso 2	29/12/2009	13,32	26,26	356,42	353,00
Caso 3	29/12/2009	12,65	24,53	355,51	353,00
Caso 4	29/12/2009	12,06	23,76	353,88	353,00
Caso 5	29/12/2009	11,20	22,06	353,83	353,00

No entanto, as curvas da Figura 5.21 mostram que, até meados de 2004, três valores se assemelham pelo fator de recuperação, sendo eles, o Caso 0 em laranja, com nenhum intervalo entre as duas seções, o Caso 1 em amarelo, com intervalo de 30 metros e o Caso 2 em verde, com 60 m. Porém após esta data, o Caso 0 mantém uma margem maior do fator de recuperação.

Nota-se também, pela ampliação demarcada pelo quadrado mostrado na mesma Figura 5.21, fatores de recuperação menores para os outros casos analisados, ocasionados justamente pelo maior aumento da distância do intervalo entre os setores injetor e produtor. Isto é, para cada aumento de valor do comprimento do intervalo, um menor volume de óleo é recuperado. Com exceção dos Caso 1 e 2, pois, se a produção de óleo terminasse em meados de 2004, o fator de recuperação acumulada para os três casos seriam semelhantes.

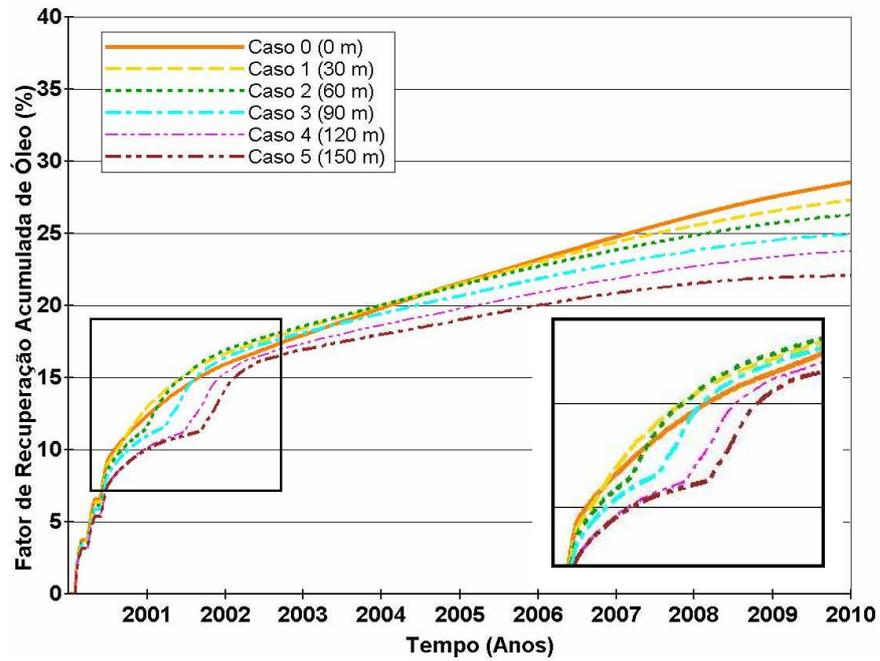


Figura 5.21: Fator de recuperação para os diferentes casos

Para melhor compreender o processo, uma seção transversal do reservatório é mostrada no esquema da Figura 5.22. A figura exhibe a passagem do vapor quando rompe o intervalo e atravessa para a zona de produção. Todos os casos estão identificados pelo comprimento de seu intervalo.

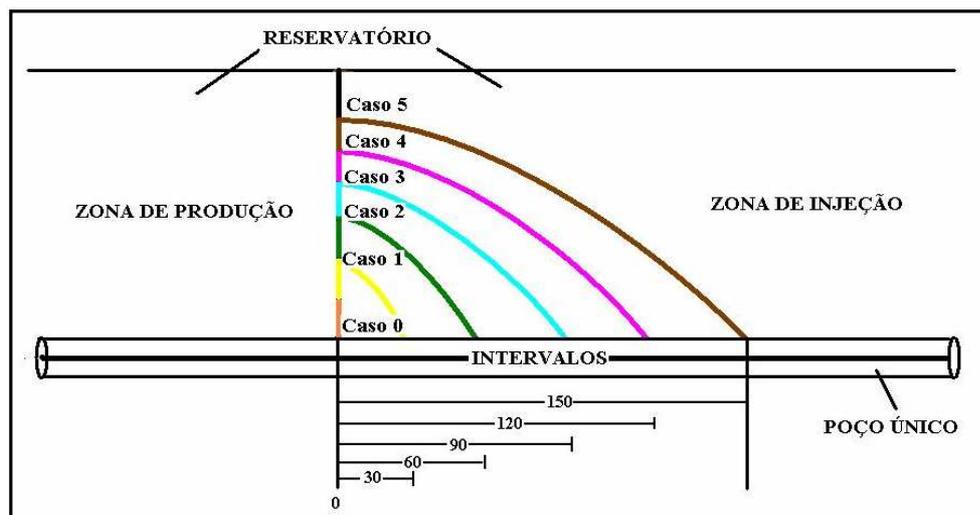


Figura 5.22: Avanço horizontal do vapor

No Caso 0 em laranja, como não há um intervalo significativo entre as duas zonas, o vapor rapidamente alcança a zona de produção e inicia o processo SAGD conhecido. A diferença de pressão entre a zona de injeção e a zona de produção carrega os fluídos drenados no setor de injeção para o setor de produção e conduz o crescimento da câmara de vapor em direção ao calcanhar do poço.

O mesmo ocorre para o Caso 1 em amarelo, mas, os 30 metros de intervalo proporcionam um maior aumento na pressão e conseqüentemente na temperatura da seção de injeção. Como o intervalo é pequeno, o volume de óleo deslocado pela frente de injeção para a zona do produtor, aumenta o fator de recuperação em relação ao Caso 0, mas logo que o vapor alcança esse produtor e o processo gravitacional é iniciado, o vapor tende a subir e um pequeno volume de óleo mobilizado na seção de injeção é “aprisionado” pela parte da formação que não foi aquecida no intervalo entre os setores, pois o vapor atravessou por cima dessa formação e iniciou o processo SAGD na zona de produção. Estes “obstáculos” estão representados na figura acima pelos triângulos coloridos formados pela não recuperação desta parte da formação. Assim, a partir de meados de 2004, é notada a diminuição no fator de recuperação.

O Caso 2 de cor verde é semelhante ao Caso 1, porém possui um intervalo de 60 metros, provocando uma maior pressão de injeção em relação ao Caso 1, que consegue deslocar uma maior quantidade de volume de óleo para a zona do produtor aumentando o fator de recuperação até meados de 2004. No entanto um maior volume de óleo mobilizado na seção de injeção foi “aprisionado” diminuindo este fator.

Para os Casos 3, 4 e 5 com as cores azul claro, rosa e marrom respectivamente, o processo é análogo. Todavia, além de uma maior pressão deslocar uma volumosa frente de óleo, pois a mesma aumentou devido a maior distância do intervalo, uma grande quantidade de óleo mobilizado na seção do injetor é “aprisionada”, diminuindo o fator de recuperação.

Assim, através da Figura 5.23, comprova-se que, quanto maior a distância do intervalo entre a zona do injetor e do produtor, maior é a pressão do reservatório, mas nem sempre maior é

a recuperação. Como o gráfico mostra a pressão média do reservatório (Pm), a verdadeira pressão na seção de injeção pode alcançar mais que os 3090 KPa indicado pelo pico do Caso 5, apontado pela linha contínua de cor marrom. No entanto, uma grande diferença do intervalo pode levar a fratura do reservatório, iniciada na zona de injeção.

Outra importante observação nesta Figura 5.23 é a queda de pressão depois de alcançado o pico de pressão. Ou seja, quando a frente de óleo alcança a zona de produção, indicados pelos cumes de vazão de óleo através das linhas pontilhadas (Q), logo em seguida ocorre o curto-circuito de vapor, e a pressão declina bruscamente devido a baixa pressão encontrada neste setor de produção. Assim, a partir da estabilização da pressão o processo de drenagem gravitacional é iniciado e a vazão de óleo para todos os processos obtém valores semelhantes. Visto também que, através da vazão de óleo, verifica-se que o comprimento do intervalo determina o tempo que a frente de óleo alcança a zona produtora. No caso 0 é quase imperceptível esta frente de óleo, pois o vapor atingiu rapidamente a região de produção e a pressão manteve um padrão aproximadamente constante. Logo que a distância aumenta significativamente, as frentes de óleo representadas pelos picos de vazão e pressão tornam-se proporcionais ao crescimento gradual do intervalo.

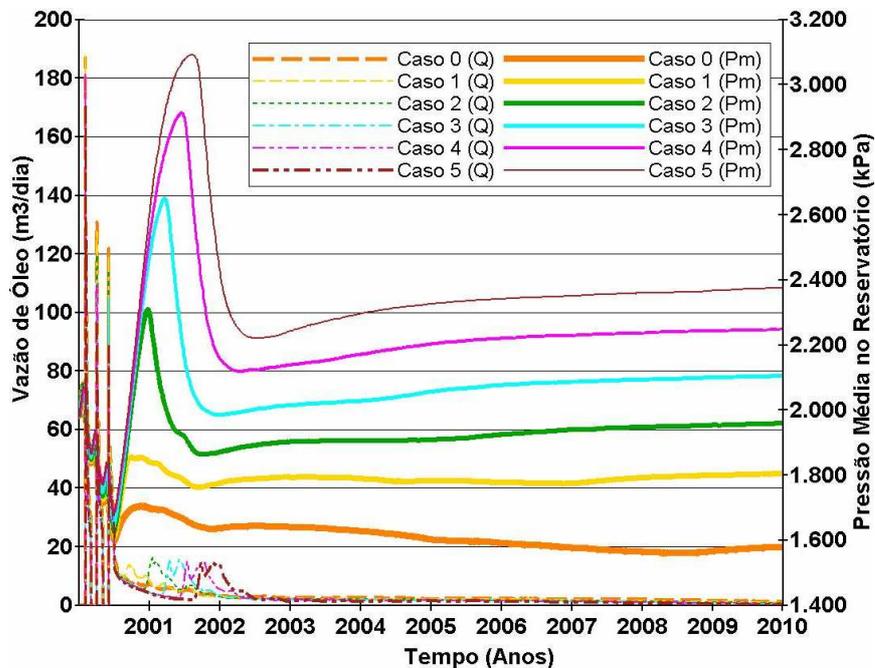


Figura 5.23: Vazão de óleo e pressão média para os diferentes casos

Pela razão óleo-vapor da Figura 5.24 indicadas pelas linhas pontilhadas, percebe-se que os Casos 0, 1 e 2 em laranja, amarelo e verde respectivamente, possuem o mesmo padrão, e quase os mesmos valores ao longo do tempo. Mas para os três outros casos, por consequência do aumento da distância entre os setores, parte do volume de óleo não foi recuperada, devido ao “obstáculo” criado no comprimento deste intervalo. Mesmo assim ao final dos dez anos a diferença entre o Caso 5 e o Caso 0 na ROV é de 0.01.

Analisando o volume da câmara de vapor na mesma Figura 5.24, a saturação de vapor aumenta para uma diminuição do comprimento da seção de injeção e conseqüentemente aumenta a temperatura e a pressão pelo aumento do intervalo. No primeiro momento, devido a influência da diferença de pressão, o vapor tende a subir e ser conduzido para a zona de produção. Enquanto o vapor não atravessar para a zona de produção, devido à distância entre a zona de injeção e produção, a saturação do volume da câmara de vapor é aumentada pela injeção contínua, diferentemente do aumento da câmara por drenagem gravitacional (Processo SAGD), onde o calor do vapor diminui a viscosidade do óleo que, drenado para o poço produtor abre mais espaço para vapor injetado continuamente ocupá-lo pela retirada dos fluídos, mantendo o crescimento da câmara. Isto é, o volume da câmara na seção de injeção é aumentado pela saturação do vapor, enquanto que no processo SAGD é aumentado pela drenagem dos fluídos. No entanto, quando o vapor alcança a zona de produção há uma pequena queda do volume da câmara de vapor (ver Figura 5.24), pois a saturação de vapor distribui-se para a zona de produção e em seguida inicia o processo de drenagem gravitacional. Voltando a câmara de vapor a crescer, mas, desta vez por escoamento gravitacional.

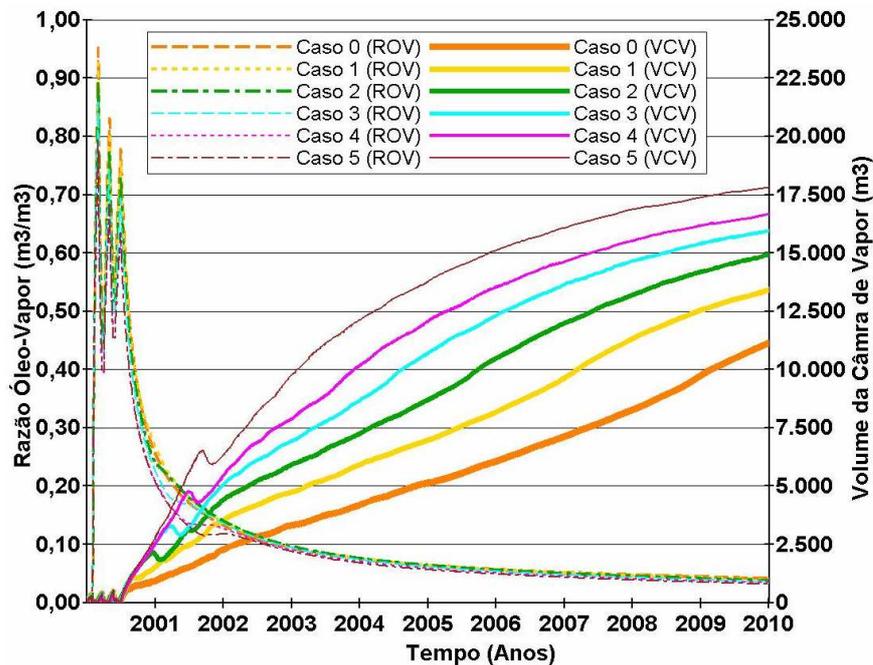


Figura 5.24: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor para os diferentes casos

Como os Casos 0, 1 e 2 apresentam resultados parecidos em todos os anos, se considerados a razão óleo-vapor e o fator de recuperação, esses três casos serão verificados em diferentes disposições dos poços. A avaliação destas estratégias foi realizada até o momento com o intervalo no meio do poço, ou seja, com o mesmo comprimento tanto para o trecho injetor quanto para a trecho produtor do poço. A variação baseia-se na idéia que, se considerar uma zona de injeção menor, e um intervalo para retardo do vapor maior, uma maior massa de óleo na seção de injeção será aquecida sem que parte desse óleo seja “aprisionado”. Uma vez que o vapor tenderá a aquecer toda a seção homoganeamente e em conjunto com o deslocamento da frente do óleo alcançando a zona de produção.

5.5 Processo SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos e diferentes posições para os intervalos

Com os três casos escolhidos (Caso 0, 1 e 2), foram simulados as 24 disposições de poços provenientes deles. Tanto a disposição do segmento fechado, como os comprimentos das zonas

produtoras e injetoras que estão mostrados na Tabela 5.6. As regras destas disposições nos poços estão explicadas nos Tópicos 4.2.1 e 4.2.2.7 do Capítulo 4.

Tabela 5.6: Disposições para as 24 estratégias de poços

Disposição do poço - Injetor (m)				Disposição do poço - Produtor (m)			
Caso	Produtor	Intervalo	Injetor	Caso	Produtor	Intervalo	Injetor
Caso 0	465	0	45	Caso 0	45	0	465
	420	0	90		90	0	420
	375	0	135		135	0	375
	330	0	180		180	0	330
Caso 1	435	30	45	Caso 1	45	30	435
	390	30	90		90	30	390
	345	30	135		135	30	345
	300	30	180		180	30	300
Caso 2	405	60	45	Caso 2	45	60	405
	360	60	90		90	60	360
	315	60	135		135	60	315
	270	60	180		180	60	270

Como dito anteriormente, para um comprimento ideal da zona de injeção com um tamanho de intervalo de retardo que melhor desempenhe a distribuição do calor no setor de injeção e uma dimensão do setor de produção ótimo, espera-se se obter maior recuperação de óleo. No entanto, para comprovar esta afirmativa, iniciou-se primeiramente uma comparação, através do fator de recuperação, entre as estratégias com menores comprimentos no setor de produção, e depois as com menores dimensões para as zonas de injeção. Estas estratégias serão comparadas com o Casos 0, 1 e 2 através do fator de recuperação e da produção acumulada de óleo.

Começando com as 12 estratégias com menores comprimentos do trecho de produção indicadas na Figura 5.25 em comparação com os Casos 0, 1 e 2. Temos entre parênteses a disposição do comprimento de cada setor, sendo representado por: (Zona de Produção, Intervalo entre Poços, Zona de Injeção). Verifica-se que, apenas duas estratégias, o Caso 2 (180.60.270) e o

Caso 0 (180.0.330), alcançaram em algum tempo, os limites da região do fator de recuperação dos Casos 0, 1 e 2. Mas isto ainda não indica que a estas estratégias sejam melhores, pois, em nenhum momento a curva de uma das duas estratégias selecionadas, transpôs todos os três casos bases usados para comparação. Portanto, a opção por qualquer uma delas não comprovaria a escolha da melhor estratégia.

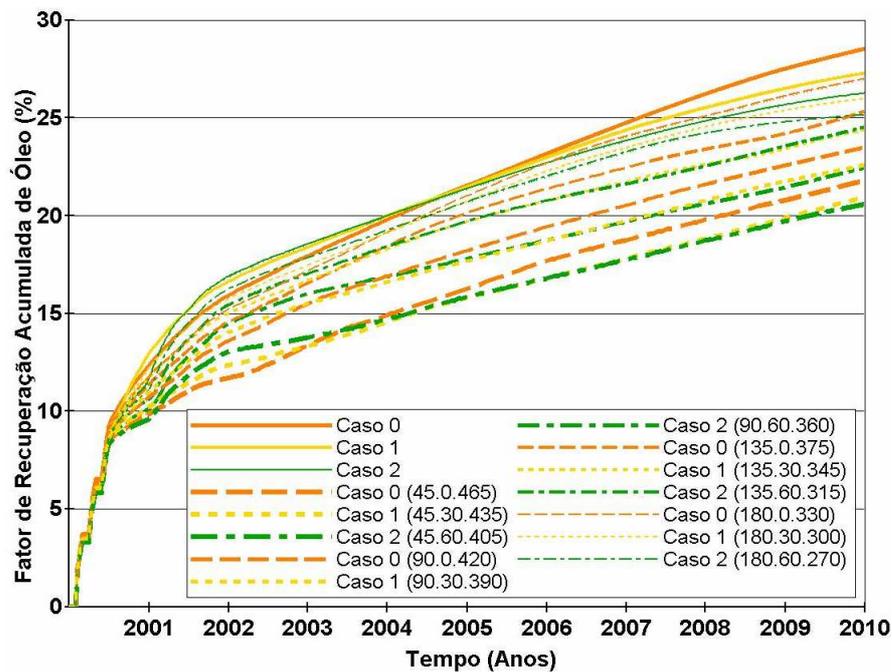


Figura 5.25: Fator de recuperação para todos os intervalos da zona de injeção

Verifica-se que todas as curvas obedecem a um mesmo padrão, porém, estão diferenciadas pela quantidade de óleo recuperado. Cada vez que se aumenta a zona de injeção e se diminui a zona de produção, uma maior massa de óleo deve ser esquentada no setor de injeção a partir da injeção contínua. Assim, com aumento menor da saturação de vapor dentro do reservatório, menores pressão e temperatura ocorrerão neste setor, comprometendo a recuperação de óleo no setor de produção. Ou seja, para uma maior zona de injeção, um maior volume de óleo deve ser aquecido, e mais tempo o calor do vapor leva para se distribuir e esquentar toda formação, obtendo-se um fator de recuperação menor quando o vapor transpõe para a zona de produção.

Há também a questão da recuperação de óleo por drenagem gravitacional finalizar primeiro na zona de produção. Por ser um setor de menor dimensão, quando a câmara de vapor completa a recuperação de óleo nesta região, a maior parte do escoamento dos fluídos é proveniente da zona de injeção, conduzidos por diferença de pressão para a zona de produção, por uma extensão bem maior. Portanto, devido ao comprimento do trecho de injeção, os fluídos com a capacidade de escoamento são produzidos em quantidades menores.

Agora, analisamos as 12 estratégias restantes, com dimensões menores para os trechos de injeção. Nas três primeiras estratégias com comprimento do setor de injeção de 45 metros para os mesmos intervalos de 0, 30 e 60 metros entre os trechos de injeção e de produção a Figura 5.26 mostra que em meados de 2004 duas estratégias produzem melhores fatores de recuperação: Caso 2 (405.60.45) e Caso 1 (435.30.45). Após esta data, os Casos 0, 1 e 2 ainda mantêm melhores resultados. Ou seja, se caso a produção de óleo terminasse em meados de 2004, ou uma maior produção logo no começo dos anos fosse almejada, as estratégias selecionadas seriam escolhidas.

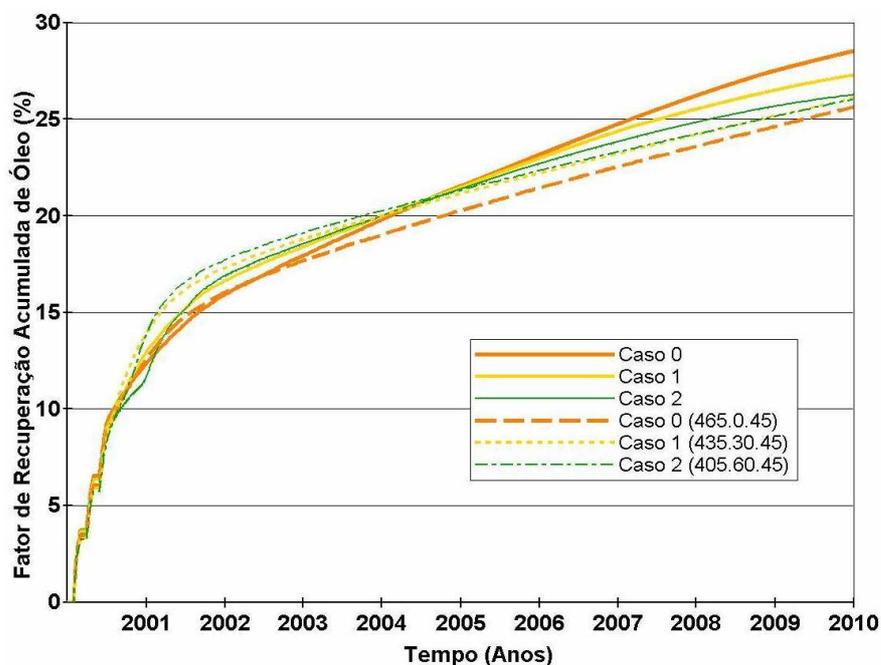


Figura 5.26: Fator de recuperação para zona de produção de 45 metros

O mesmo ocorre na Figura 5.27 com os 90 metros de comprimento para a zona de injeção. O Caso 2 (360.60.90) e o Caso 1 (390.30.90) tiveram maior fator de recuperação até um pouco além do ano de 2005, demonstrando que em uma zona de injeção pequena e um setor de produção grande pode incorrer em menor recuperação de óleo. Com os mesmos intervalos entre poços, o vapor aquece um menor volume de óleo, atravessa para a zona de produção e já inicia a drenagem gravitacional, levando menor volume de óleo da seção do injetor para a região do produtor durante todo o processo. Logo que toda a quantidade de fluido do setor de injeção é drenada e conduzida para o setor de produção pela diferença de pressão, a recuperação de óleo no setor de produção acontece somente pelo aumento da câmara de vapor por escoamento gravitacional.

Outra observação notada é o aumento do fator de recuperação nas estratégias onde não há intervalos entre poços. O mesmo processo ocorre com intervalos significativos entre eles, a partir do aumento da zona de injeção. Isto ocorre, pois, o vapor quando em contato com a zona de produção, aquece todo o volume na extensão da zona de injeção e o conduz para a zona de produção por diferença de pressão. Quando a massa de óleo no setor de injeção é maior, mais óleo é conduzido para a zona de produção, em conjunto com o continuado processo de escoamento gravitacional que ocorre na zona de produção, pela formação da câmara de vapor em direção ao calcanhar do poço.

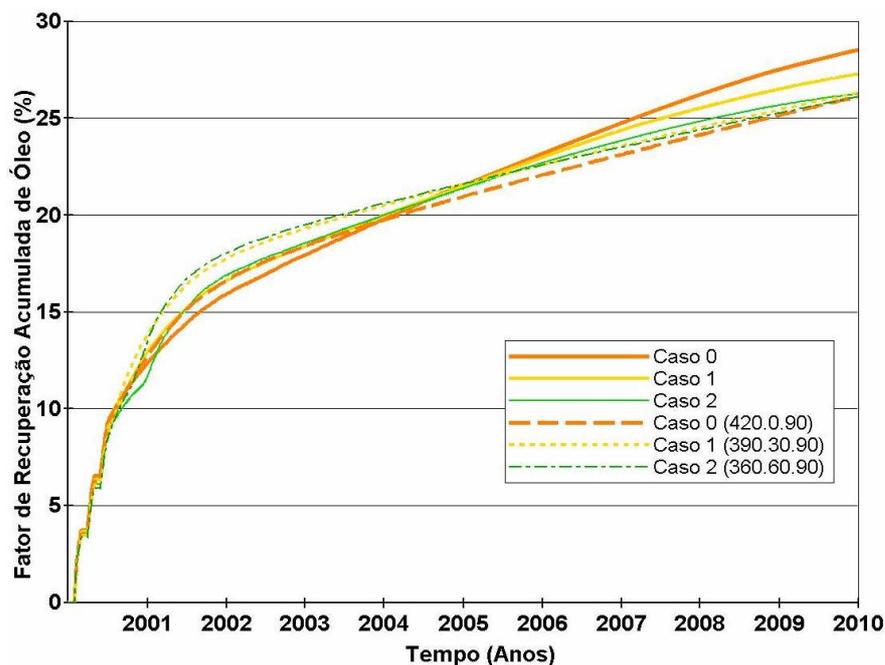


Figura 5.27: Fator de recuperação para zona de produção de 90 metros

Para os dois últimos comprimentos da seção de injeção (135 e 180) metros de poço apresentam-se, nas Figuras 5.28 e 5.29 as estratégias de maior fator de recuperação.

Até o ano de 2006, as estratégias do Caso 2 (315.60.135) e Caso 1 (345.30.135) da Figura 5.28 e as estratégias do Caso 2 (270.60.180) e Caso 1 (300.30.180) da Figura 5.29, possuem um fator de recuperação maior do que os Casos 0, 1 e 2. A diferença nos 4 anos seguintes são menores, ou seja, nos 6 primeiros anos a recuperação para as novas estratégias são maiores, diminuindo a diferença do fator de recuperação com os Casos 0, 1 e 2 nos 4 anos restantes. Sobretudo para um caso optativo, a estratégia que possui maior fator de recuperação ao longo de todos os anos será recomendada.

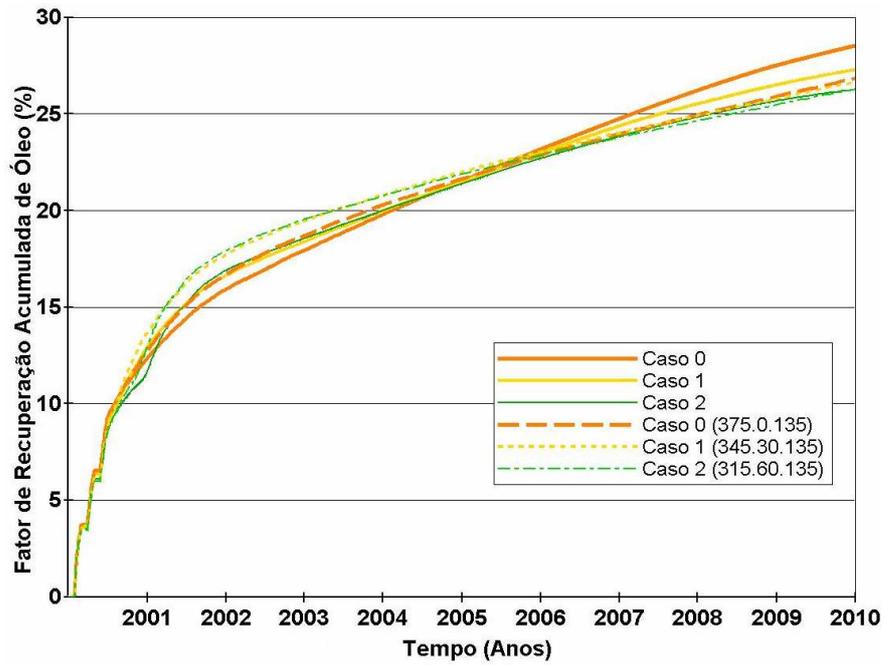


Figura 5.28: Fator de recuperação para zona de produção de 135 metros

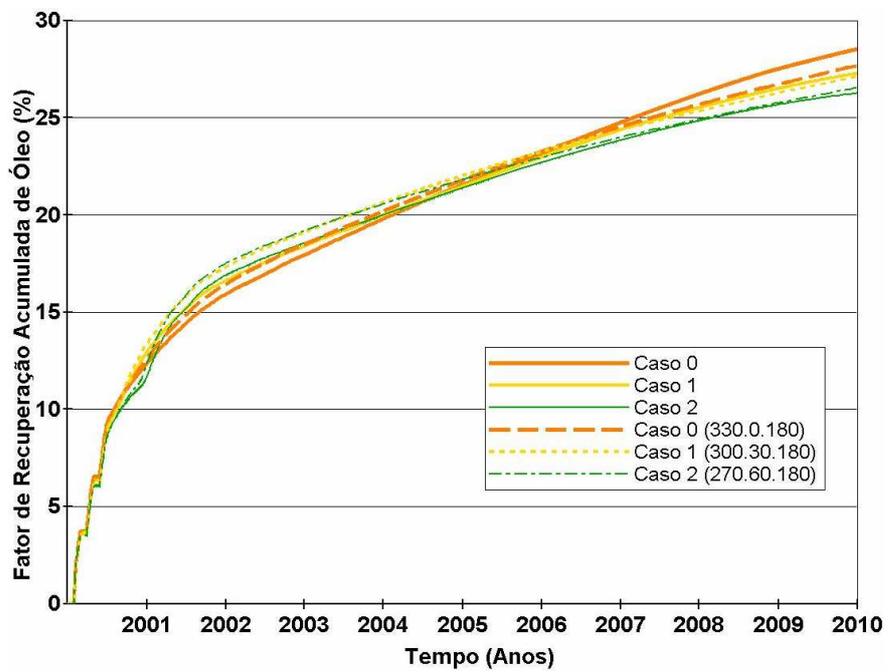


Figura 5.29: Fator de recuperação para zona de produção de 180 metros

De todos os casos estudados, foram selecionados aqueles que produziram curvas de fator de recuperação superior aos três Casos 0, 1 e 2 em algum momento no decorrer dos 10 anos. A Tabela 5.7 indica a configuração do poço selecionado, a data final de simulação, a produção acumulada de óleo (NP) e o fator de recuperação (FR). Os dados estão em ordem decrescentes de importância, mostrando a melhor estratégia escolhida.

Tabela 5.7: A escolha da estratégia

Estratégias	Data final	NP (Mm3)	FR (%)
Caso 1 (300.30.180)	29/12/2009	13,758	27,12
Caso 1 (345.30.135)	29/12/2009	13,529	26,66
Caso 2 (270.60.180)	29/12/2009	13,468	26,54
Caso 1 (390.30.90)	29/12/2009	13,364	26,34
Caso 2 (315.60.135)	29/12/2009	13,345	26,30
Caso 2 (360.60.90)	29/12/2009	13,253	26,12
Caso 1 (435.30.45)	29/12/2009	13,240	26,09
Caso 2 (405.60.45)	29/12/2009	13,211	26,04

A configuração do Caso 1 (300.30.180), com 300 metros de comprimento de trecho onde será realizada a produção, 30 metros de intervalo cego entre poços limitado por obturadores e 180 metros de comprimento do trecho onde será realizada a injeção, com esquema de pré-aquecimento, e para as propriedades físicas deste reservatório e destes fluídos é a estratégia de melhoria do SW-SAGD para recuperação de óleo pesados.

No entanto, pela Figura 5.30, onde a estratégia de melhoria é comparada com o processo de recuperação primária, DW-SAGD, SW-SAGD, SW-SAGD cíclico 3x, ao longo dos anos, ainda a configuração com dois poços, ou seja, o DW-SAGD possui maior fator de recuperação.

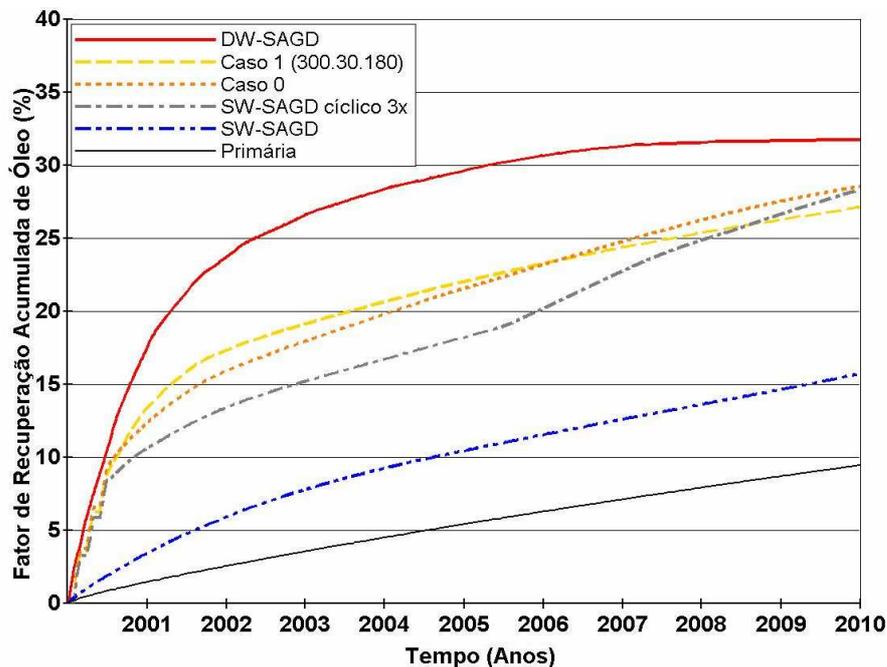


Figura 5.30: Fator de recuperação adicionando o Caso 1 (300.30.180)

5.6 Aumento da taxa de injeção

Através do aumento da pressão de injeção na estratégia Caso 1 (300.30.180), um maior volume de vapor é injetado no reservatório, ou seja, uma maior taxa de injeção é introduzida na formação. Como há uma melhor distribuição do vapor através de dois pontos de injeção, mais rapidamente uma quantidade maior da massa de óleo ao redor do poço horizontal será aquecida e um maior volume de óleo alcançará o ponto de escoamento, elevando a recuperação de óleo. Este aumento de injeção ocorre somente na fase de pré-aquecimento, continuando os 100 m³/d de injeção contínua na ponta do poço após estes estágios cíclicos.

Deste modo, duplicando a taxa de injeção inicial, isto é, passando dos 50 m³/d de cada ponto de injeção para 100 m³/d, totalizando para cada ciclo 200 m³/d e logo depois quintuplicando a mesma taxa de injeção passando cada ponto para 250 m³/d, totalizando 500 m³/d, verifica-se na Figura 4.31 uma aumento considerável no fator de recuperação, chegando este último a níveis semelhantes de valores ao longo de todos os anos, em comparação com o processo DW-SAGD.

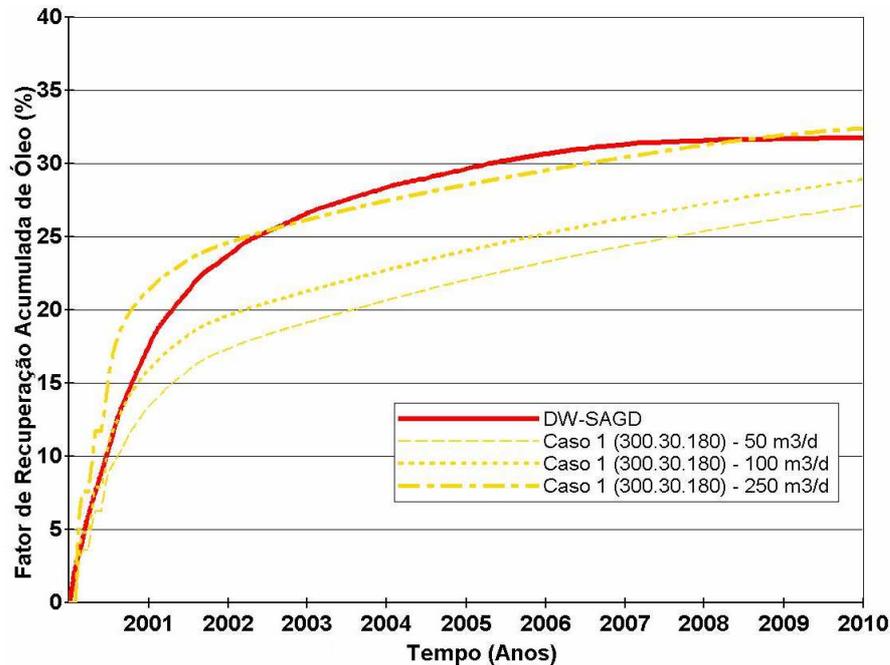


Figura 5.31: Fator de recuperação para a melhor estratégia aumentando a pressão de injeção

A desvantagem do aumento da pressão de injeção é justamente o fraturamento que pode ocorrer na formação. Sendo que para alguns reservatórios este aumento de pressão não pode ser levado a níveis mais altos devido a suas propriedades físicas e também em consequência do “confinamento” no setor de injeção, que eleva ainda mais a pressão, enquanto o vapor não atravessar para a zona de produção.

Portanto, para amenizar este aumento de pressão, uma maior distribuição do calor no reservatório pela variação de cada período de ciclo pode ser eficiente. Isto é, pode-se diminuir a pressão de injeção, mas, aumentar o tempo de injeção, encharcamento e produção em ordens aleatórias, até um ponto em que não prolongue uma grande espera para o início da injeção contínua e aumente a produção.

5.7 Variação dos períodos do ciclo

A iniciativa de modificar os períodos cíclicos tem o objetivo de diminuir a pressão de injeção para evitar o fraturamento do reservatório e ao mesmo tempo garantir uma maior distribuição do calor sem que o início da injeção contínua demore a acontecer.

O aumento dos períodos cíclicos, como dito anteriormente, não seguiu nenhum padrão, pois depende de vários fatores, como exemplo: o tempo que se pode esperar para começar a produzir, o título do vapor, a permeabilidade da rocha, o tipo de óleo entre outros. No entanto, os aumentos aleatórios dos períodos cíclicos garantiram maior recuperação de óleo.

A Figura 5.32 mostra o fator de recuperação de óleo, conforme os períodos cíclicos para a estratégia Caso 1 (300.30.180) com 50 m³/d de vapor em 20 dias de injeção, 10 dias de encharcamento e 30 de produção, totalizando 60 dias para iniciar a injeção contínua. Logo após o ciclo foi mudado para (40, 20, 60) e (50, 20, 80) (dias de injeção, dias de encharcamento, dias de produção), aumentando o tempo de espera para iniciar a injeção contínua para 120 e 150 dias respectivamente.

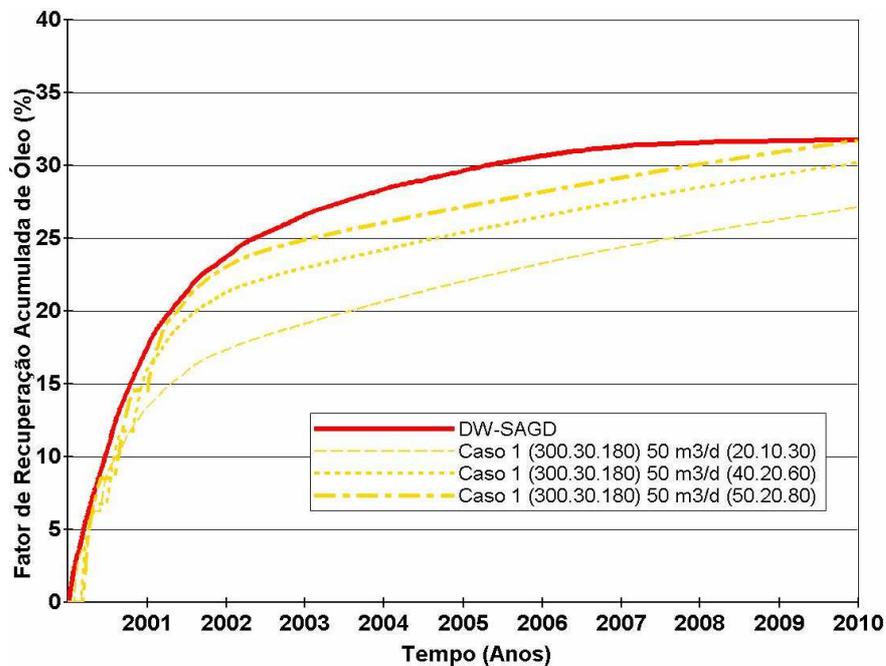


Figura 5.32: Variação do período cíclico para a melhor estratégia

Comprova-se que o aumento do período cíclico melhora a distribuição de calor e maior quantidade de óleo é recuperada. Contudo, essa variação de tempo cíclico com esta taxa de injeção não é suficiente para obter resposta melhor que o processo DW. Assim, para aprimorar o resultado, aumenta-se a pressão de injeção, modificando os períodos cíclicos, mas não ultrapassando o limite máximo de 150 dias para começo da injeção contínua.

A Figura 5.33, mostra a estratégia Caso 1 (300.30.180), com a taxa de injeção modificada para 100 m³/d e 250 m³/d e estágios cíclicos de (40.20.60) e (50.20.80), comparadas com o processo DW-SAGD.

Nota-se que com taxa de injeção de 100 m³/d e ciclos de (50.20.80) dias já se obtém fator de recuperação de óleo maior do que o processo de dois poços.

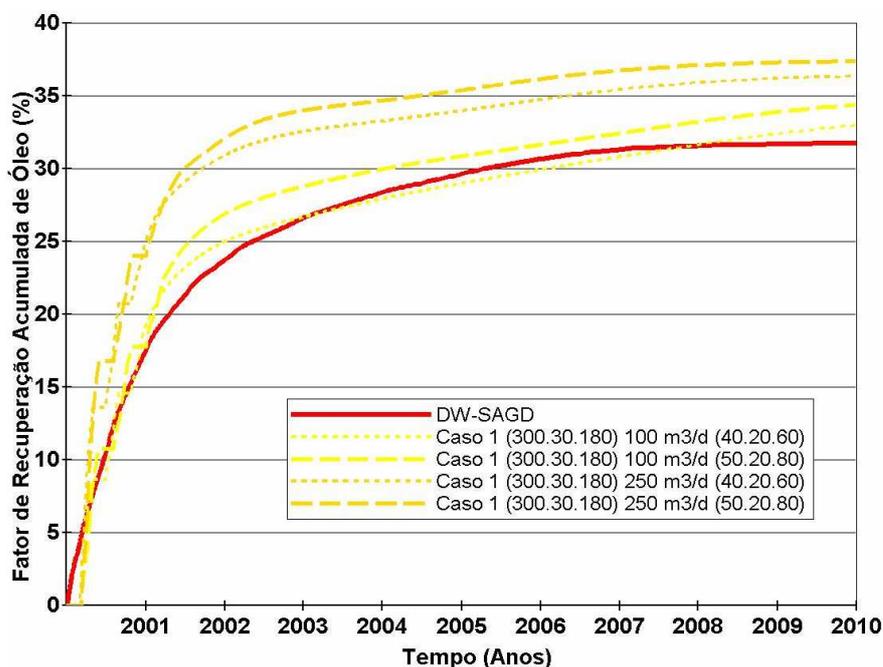


Figura 5.33: Variação do período cíclico e da pressão

A escolha da estratégia Caso 1 (300.30.180) com injeção de 100 m³/d e ciclos de (50.20.80) ocorre também pela avaliação razão óleo-vapor, como mostrado na Figura 5.34. Observa-se que,

quando quintuplicada a taxa de injeção para os 250 m³/d, maior quantidade de vapor d'água é injetada na formação e maior volume de óleo é recuperado, em comparação com as estratégias com taxa de injeção de 100 m³/d conforme o gráfico da figura anterior. Contudo o volume de água injetada é muito maior que o volume de óleo produzido, diminuindo a ROV em relação ao processo de DW-SAGD.

Assim, de escolha da melhor estratégia para o processo SW-SAGD e supondo que a pressão de fratura neste modelo de reservatório seja limitada com margem de segurança para uma taxa de injeção de 500 m³/d, com tempo suficiente de espera para início da injeção contínua, que melhor evidencie o desempenho sobre o processo térmico de duplo poço. A estratégia do SW-SAGD modificada escolhida para as análises posteriores é o Caso 1 (300.30.180) com injeção de 100 m³/d em estágios cíclicos de (50.20.80).

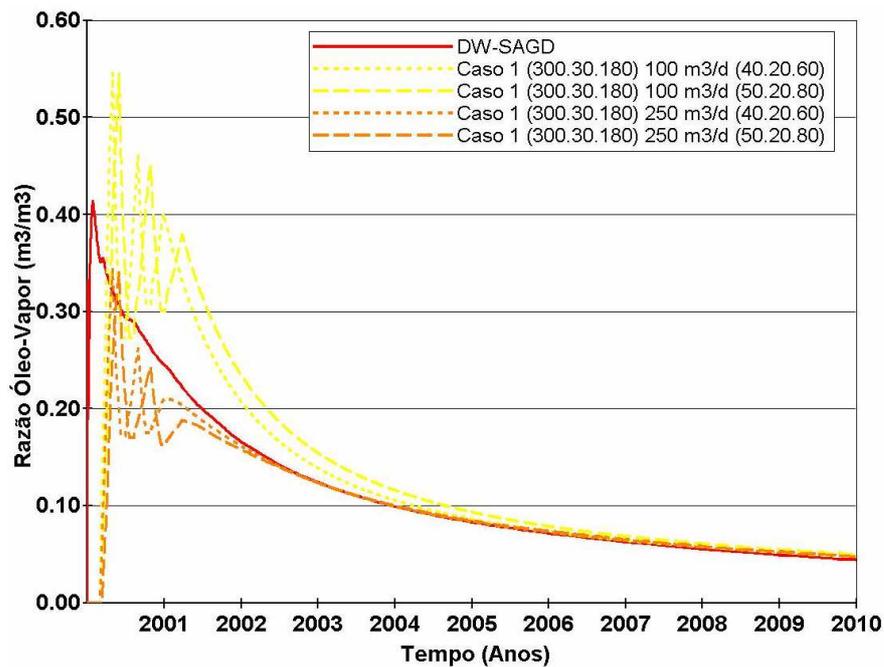


Figura 5.34: Escolha de melhor estratégia pela ROV

5.8 Comparações da melhor estratégia selecionada

A Figura 5.35 mostra os valores do fator de recuperação para processos de recuperação primária, SW-SAGD, SW-SAGD cíclico 3x, Caso 0 e DW-SAGD, comparados com a melhor estratégia escolhida para o processo SW-SAGD.

Nota-se que o fator de recuperação para o processo Caso 1 (300.30.180) com 100 m³/d e (50.20.80) ou apenas SW-SAGD melhorado, é maior em todos os anos. A evolução da estratégia de injeção até este processo escolhido, começando com a injeção de vapor na ponta do poço por uma tubulação isolada (SW-SAGD), passando pela fase de pré-aquecimento cíclico (SW-SAGD cíclico 3x), divisão do poço em dois segmentos por obturadores, aumento do comprimento cego e sua disposição em várias posições no poço, iniciado pelo (Caso 0), até a modificação de sua taxa de injeção cíclica e período cíclico (SW-SAGD melhorado), obteve sucesso em melhorar o aproveitamento da injeção do vapor e do calor no reservatório, resultando em maior recuperação de óleo.

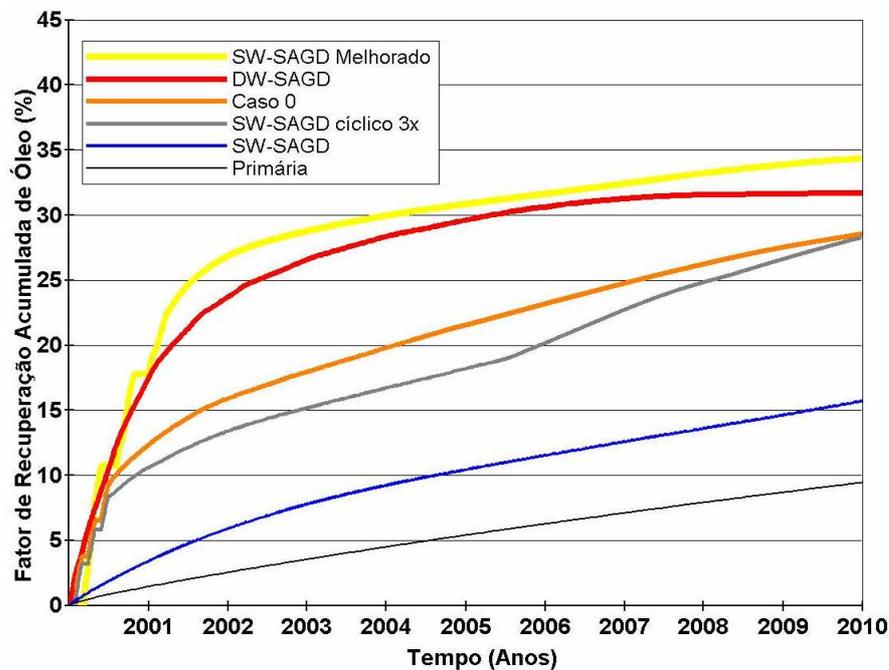


Figura 5.35: Fator de recuperação para a melhor estratégia

Na Tabela 5.8, o SW-SAGD melhorado apresenta melhores resultados em todas as avaliações, isto é, tanto na produção acumulada de óleo (NP) e fator de recuperação (FR). A produção de água (Wp) é quase a mesma que nos outros processos, pois todo vapor condensado é recuperado. A pequena diferença de valores entre eles é devida à água intersticial, que é recuperada em estado gasoso, ao tempo de não injeção no estágio cíclico e a outros fatores como explicado no item 5.2.

Tabela 5.8: Valores de produção adicionando a melhor estratégia

Tipo de Recuperação	Data final	NP (Mm3)	FR (%)	WP (Mm3)	WI (Mm3)
SW-SAGD melhorado	29/12/2009	17,44	34,47	356,14	350,00
DW-SAGD	29/12/2009	16,25	31,74	380,56	365,00
Caso 0	29/12/2009	14,48	28,54	358,06	353,00
SW-SAGD cíclico 3x	29/12/2009	14,17	28,31	356,46	353,00
SW-SAGD	29/12/2009	7,97	15,70	369,10	365,00
Primária	29/12/2009	4,79	9,43	0,056	—

Na Figura 5.36, a razão óleo-vapor (ROV), representada pelas linhas contínuas, mostra que o processo SW-SAGD melhorado, em amarelo, apresenta valores menores durante o primeiro ano, em comparação ao Caso 0 e o SW-SAGD cíclico 3x. Isto ocorre, pois, a injeção no estágio cíclico é duas vezes maior. Por outro lado, o tempo de aquecimento na região devido a este mesmo estágio foi aumentado, tornando a ROV maior a partir deste mesmo ano de 2001. Verifica-se também o maior volume da câmara de vapor, indicando que o vapor é melhor distribuído em todo reservatório.

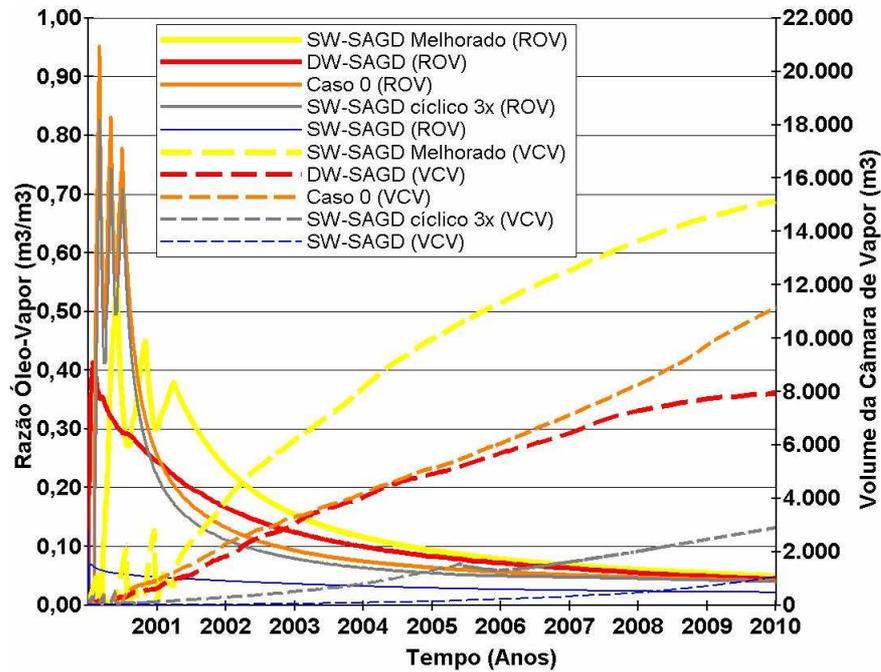


Figura 5.36: Razão óleo-vapor e volume da câmara de vapor

A Figura 5.37 refere-se ao histórico de vazão de óleo e aponta que a quantidade média de óleo recuperado pelo processo SW-SAGD melhorado é maior nos primeiros 720 dias, voltando, logo após, a se equiparar com os outros processos. Após os estágios cíclicos, todo o fluido aquecido na área confinada da seção de injeção é produzido no setor de produção e os diferentes processos passam a produzir quase o mesmo volume, devido aos mecanismos de aquecimento, drenagem e escoamento.

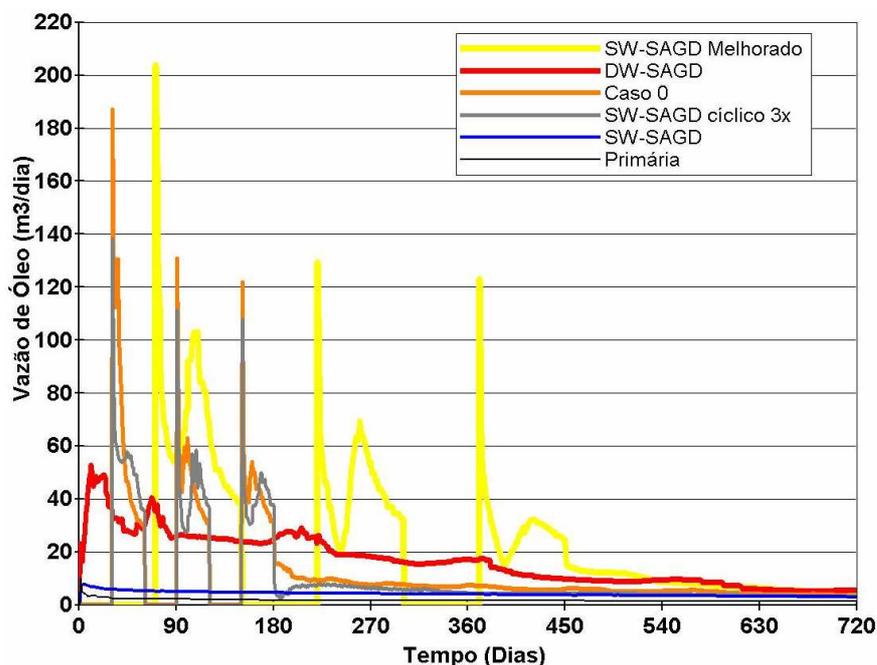


Figura 5.37: Vazão de óleo para a melhor estratégia

A Figura 5.38 mostra que o contato entre a seção de injeção e a seção de produção ocorreu em pouco tempo depois dos 450 dias de estágio cíclico. Ou seja, a pressão média do processo SW-SAGD melhorado, em linha contínua e de cor amarela, permaneceu constante quando houve a comunicação das duas regiões. Assim, confirma-se através desses resultados e da pressão da média do reservatório, que a estratégia de redimensionar o comprimento do trecho injetor, do segmento fechado e do trecho produtor, proporcionou aquecimento de uma maior massa de óleo e sua transposição para a zona produtora, sem que ficasse aprisionado na zona de injeção. Outro fator de importância é a temperatura elevada na região de injeção. A Figura 4.38 mostra a temperatura média do reservatório. A otimização dos comprimentos dos poços, proporcionou que a temperatura aumentasse na zona de injeção devido a maior saturação do vapor nesta região, causado pelo confinamento.

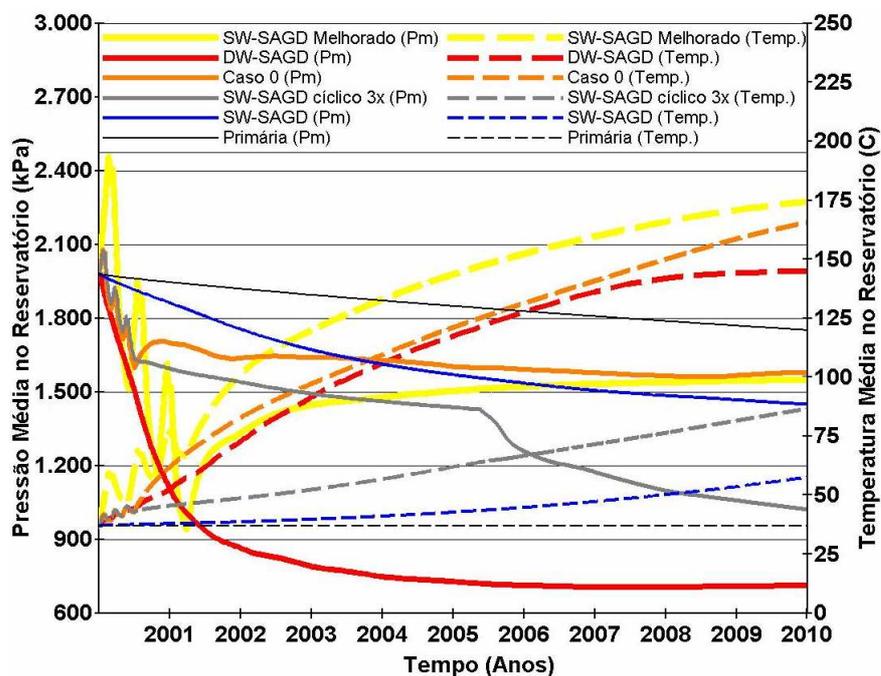


Figura 5.38: Pressão e temperatura média no reservatório para a melhor estratégia

Pelo esquema ilustrado na Figura 5.39, o vapor, pouco tempo depois do término da injeção cíclica alcança a zona de produção. Nota-se também que antes de passar para o setor de produção o calor alcança o topo do reservatório ainda na região de injeção, ou seja, um maior volume de óleo em toda a extensão da zona injetora tem sua viscosidade reduzida. Quando da transposição, um maior volume de fluido é levado para a zona de produção, em comparação com o Caso 0. A formação da zona de injeção é aquecida homoganeamente e seu fluido é drenado para os estratos inferiores pelas paredes da câmara de vapor e é conduzido por diferença de pressão para a zona de produção. Verifica-se também que a câmara de vapor conduzida cresce simultaneamente na direção vertical e em direção ao calcanhar do poço. Portanto, mesmo que o vapor perca calor nos limites superiores do reservatório, o seu confinamento leva à melhor distribuição de calor e a uma maior área de contato com o óleo.

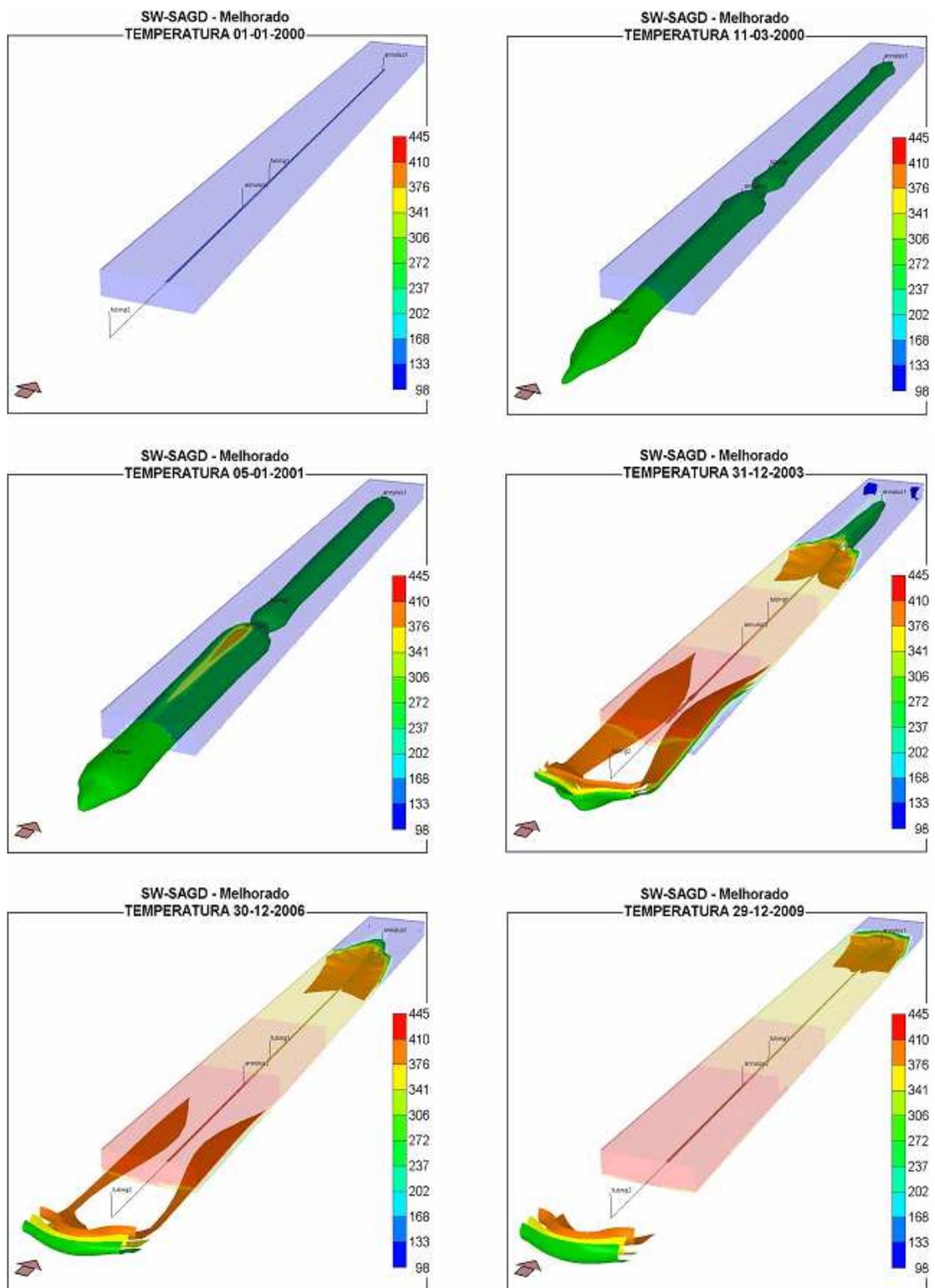


Figura 5.39: Ascensão da câmara de vapor para a melhor estratégia

5.9 Análise de sensibilidade

Após a escolha da estratégia, representada pelo processo SW-SAGD melhorado, conduz-se a análise de sensibilidade para alguns atributos do reservatório e dos fluídos. A análise é feita segundo a ordem: espessura do reservatório, viscosidade do óleo, saturação inicial da água e consequentemente do óleo, permeabilidade vertical e horizontal da rocha e porosidade. Nas figuras que se seguem, as linhas contínuas representam o fator de recuperação de óleo e as linhas pontilhadas a razão óleo-vapor. O impacto é analisado sobre estes dois fatores de análise por serem eles determinantes na verificação econômica e técnica dos processos. As linhas vermelhas representam os resultados para o maior valor do atributo e as linhas azuladas para o menor valor. A cor amarela representa os resultados para o valor base do atributo. Todas as condições operacionais do processo foram respeitadas.

Iniciando pelo efeito provocado pela mudança na espessura do reservatório, na Figura 5.40 nota-se que o fator de recuperação para o reservatório com 10 m é maior que para 15 metros. E contrapartida, a razão óleo-vapor é menor. Isto significa que, quando a espessura do reservatório diminui, o volume de óleo também diminui, tornando o calor da injeção de vapor suficiente para aquecer o reservatório, mas com um volume de injeção maior que o necessário, diminuindo a ROV. O mesmo ocorre com o inverso, quando a espessura é maior, o volume de óleo é maior e o calor daquela mesma quantidade de injeção de vapor aquece uma menor massa de óleo do reservatório, diminuindo o fator de recuperação. Em compensação, a razão óleo vapor é maior, pois, quase todo o calor do volume injetado foi empregado. Verifica-se que um aumento da espessura em 50 % provocou uma diminuição de quase 5 % no fator de recuperação, mas um aumento de aproximadamente 2 % na razão óleo vapor.

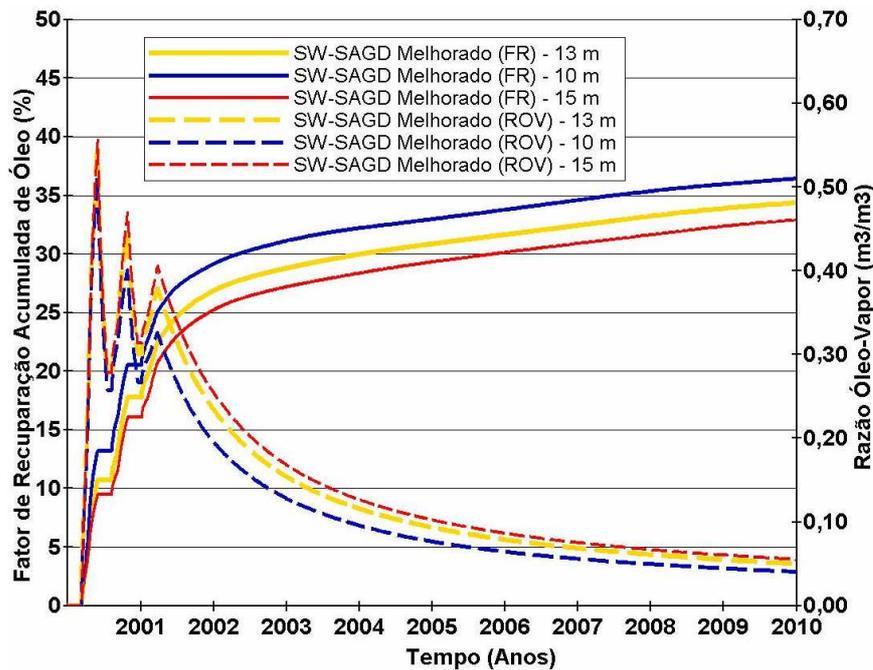


Figura 5.40: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da espessura

A Figura 5.41 mostra a influência da viscosidade quando do aquecimento do reservatório. Quanto menor o valor da viscosidade, mais rapidamente a massa de óleo é mobilizada e conseqüentemente maior volume de óleo aquecido é recuperado. Isto é, o calor do vapor abrange, em breve tempo de aquecimento, uma maior extensão do reservatório, obtendo um maior fator de recuperação. Sendo a quantidade de vapor injetado eficaz para o contínuo aquecimento do óleo, a razão óleo-vapor apresenta maior valor quando a viscosidade inicial é mínima, estabilizando a sua recuperação na chegada dos limites do reservatório. Constata-se que nas condições simuladas um aumento na viscosidade “in situ” do óleo de 655 para 2655 induz a uma diminuição de 5 % no fator de recuperação.

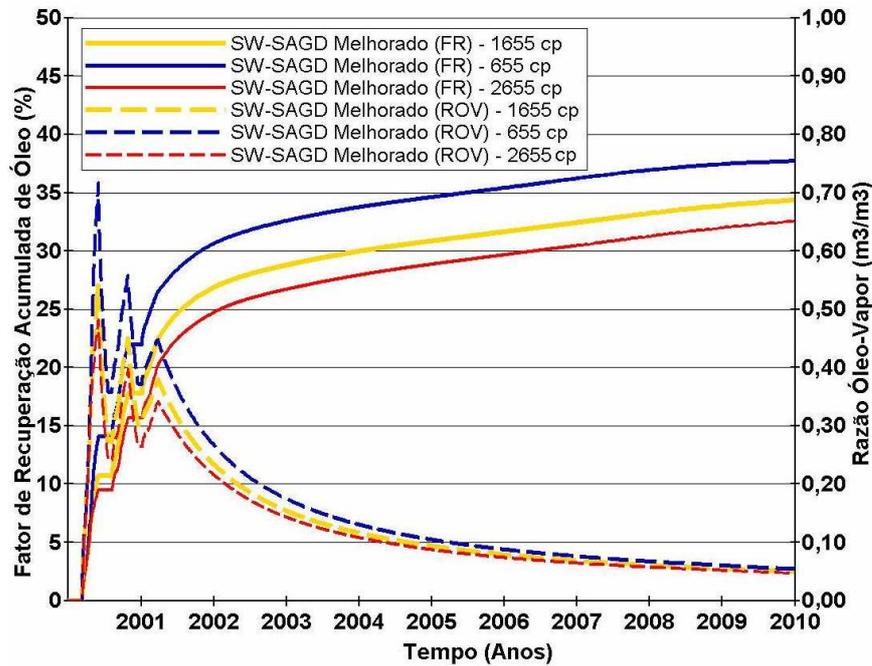


Figura 5.41: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da viscosidade

Verifica-se na Figura 5.42 que, quando diminuimos a saturação inicial da água (SW_i), aumentamos a saturação inicial do óleo (SO_i), pois a soma das duas saturações deve ser igual a 100%. Assim, quando há uma porcentagem de óleo maior no volume do reservatório, uma maior massa de óleo está presente na formação. Quando é injetado o vapor, uma maior região vapor-óleo é encontrada, conseguindo uma diminuição da viscosidade de um volume maior de óleo. Portanto, a razão óleo-vapor é favorecida com o aumento do fator de recuperação e desfavorecida com o aumento da saturação inicial da água. Nas condições testadas, na distribuição de 10 % na saturação inicial do óleo proporcionou um aumento de 10 % na recuperação de óleo e aproximadamente 2 % na razão óleo vapor.

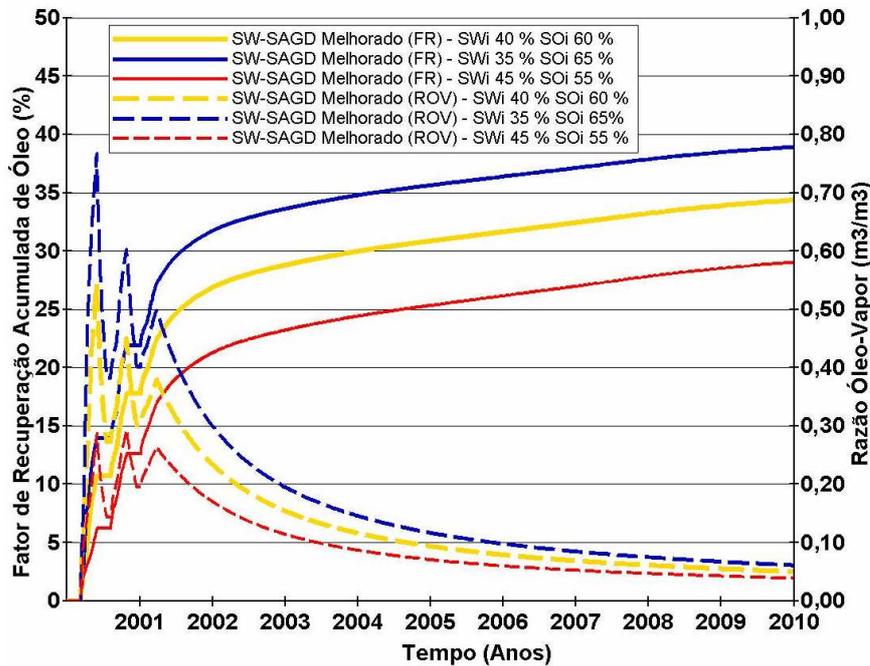


Figura 5.42: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da saturação inicial da água

Quanto à variação da permeabilidade horizontal e vertical da rocha, cujos efeitos são ilustrados na Figura 5.43, quanto maior for o seu valor, mais facilmente o vapor tende a entrar na formação e aquecer uma maior quantidade de óleo impregnado no reservatório. O óleo de alta mobilidade, devido a sua viscosidade reduzida escoar mais facilmente dentro do reservatório por causa da alta permeabilidade. Assim, a razão óleo-vapor aumenta, juntamente com o fator de recuperação, com o aumento da permeabilidade. Tendo-se, portanto, para o aumento da permeabilidade horizontal de 2000 md e vertical de 400 md sobre os valores mínimos, encontra-se um aumento no fator de recuperação de 8 % e de um pouco mais de 1% para o razão óleo-vapor.

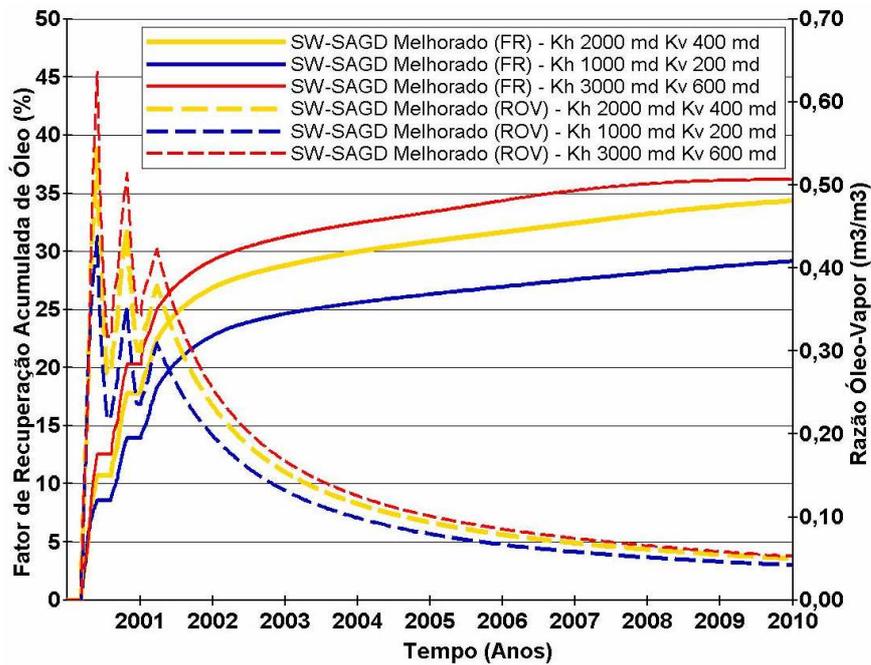


Figura 5.43: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da permeabilidade

Em relação ao parâmetro da porosidade, na Figura 5.44 indica que, quando a porosidade do reservatório é menor, o volume de óleo “*in situ*” é menor, e proporcionalmente uma maior massa de óleo pode ser aquecida e recuperada do vapor injetado. Isto é, a quantidade de calor injetado através do vapor consegue aquecer uma grande quantidade de óleo por condução e convecção, produzindo proporcionalmente mais óleo, em relação ao volume inicial do reservatório. No entanto, como a diminuição da porosidade influencia na diminuição do volume do óleo, a taxa de injeção cíclica de 200 m³/dia, retornando para 100 m³/dia na injeção contínua, torna-se mais do que suficiente para aquecer a massa de óleo, sendo produzida mais água condensada que óleo aquecido, resultando em menor ROV. Assim, na diferença de 12 % para a porosidade entre o valor mínimo e o valor máximo, o valor mínimo obtém um aumento no fator de recuperação de 3 % mas uma diminuição de 2 % na razão óleo vapor.

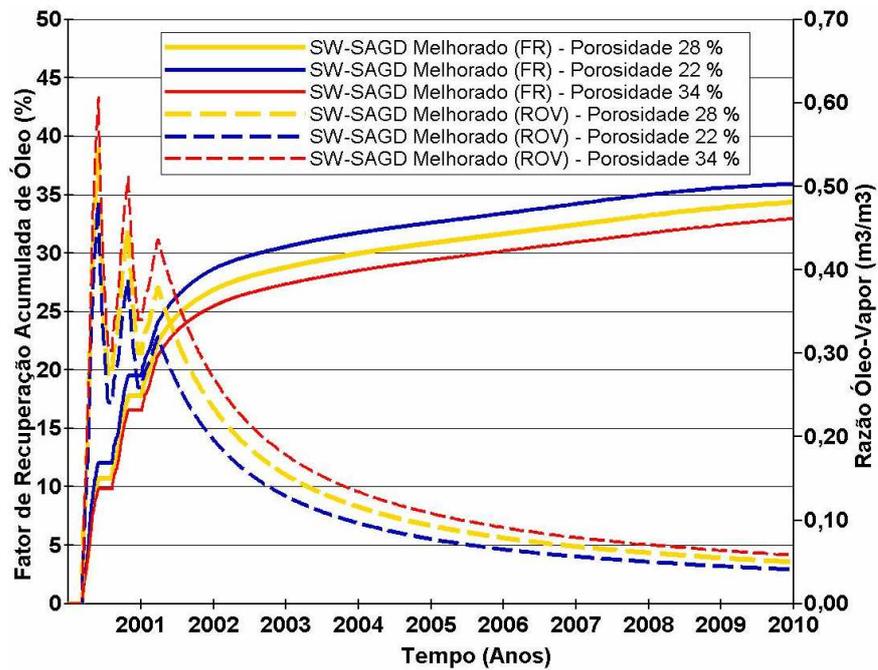


Figura 5.44: Fator de recuperação e razão óleo-vapor na modificação da porosidade

Embora se tratando de um processo bastante complexo as variações dos parâmetros de simulação, dentro das faixas observadas nos dados de campo, não provocaram nenhum comportamento anômalo.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

São apresentadas a seguir as conclusões mais importantes encontradas no trabalho e também as recomendações para a realização de trabalhos futuros.

6.1. Conclusões

As principais conclusões do estudo do processo SW-SAGD realizado para o modelo estudado são mencionadas a seguir.

SW-SAGD em comparação ao DW-SAGD:

- A injeção de vapor pontual (SW-SAGD) sem fase de pré-aquecimento, embora provoque uma temperatura maior na região da interface vapor-óleo da câmara de vapor, não produz uma maior recuperação de óleo, do que a obtida com o processo de injeção ao longo de todo o poço horizontal (DW-SAGD).

SW-SAGD na fase de pré-aquecimento:

- A injeção cíclica como etapa anterior, ou seja, fase de pré-aquecimento é fundamental para o bom desempenho do SW-SAGD.
- O pré-aquecimento, isto é, o estágio cíclico repetido por três vezes e provado por Elliot e Kavscek (2001) no processo SW-SAGD, gera uma abertura para um contato maior do vapor com o óleo ao redor do poço, melhora a distribuição do calor na formação em relação ao processo SW-SAGD sem pré-aquecimento e, conseqüentemente, aumenta a produção de óleo.

- O aumento do período cíclico, isto é, dos períodos de injeção, encharcamento e produção, induz uma melhor distribuição do calor no reservatório e diminui a pressão de injeção requerida, no entanto, aumenta o tempo de espera para iniciar o processo de injeção contínua.

SW-SAGD nos setores de injeção e produção:

- A separação no meio do poço por obturador na fase de pré-aquecimento, e a injeção do vapor em dois pontos, no meio e na extremidade do poço, auxilia em uma mais rápida distribuição do calor na formação aquecendo e recuperando um maior volume de óleo.
- Na fase da injeção contínua, após o estágio cíclico, a estratégia de separação de poços induz a um aumento do volume da câmara de vapor, aquecendo e recuperando maior quantidade de óleo em relação ao processo SW-SAGD cíclico sem a divisão de setores.
- Há dois mecanismos para aumentar o volume da câmara de vapor. O primeiro é pelo aumento da saturação do vapor causado pelo confinamento do mesmo e o segundo, é pela retirada dos fluídos, cujo volume é depois ocupado posteriormente pelo vapor.
- O aumento do intervalo cego entre os trechos de injeção e produção, aumenta a diferença da pressão e conduz o óleo mobilizado na seção de injeção para a zona de produção. Contudo, este aumento causa aprisionamento do óleo na seção de injeção, diminuindo o fator de recuperação.
- O confinamento do vapor na zona de injeção, devido ao aumento do comprimento do intervalo entre as seções, mantendo-se a injeção contínua, pode induzir a um indesejado aumento da pressão de injeção.

Gerais

- As evolutivas modificações para as estratégias de melhoria do processo SW-SAGD alcançaram um desempenho pelo fator de recuperação e razão óleo vapor melhor que a do processo DW-SAGD.
- A análise de sensibilidade mostrou que alterações nos parâmetros da rocha e fluido dentro dos valores observados em campo não induzem a comportamentos anômalos e produzem resultados compatíveis, a saber:

- Quanto maior a espessura do reservatório, menor o fator de recuperação, e maior a razão óleo vapor;
- Quanto menor a viscosidade maior o fator de recuperação e maior a razão óleo vapor;
- Quanto menor a saturação de água, maior o fator de recuperação e ROV;
- Quanto maior a permeabilidade vertical e horizontal, maior fator de recuperação e ROV;
- Quanto menor a porosidade, maior a razão óleo vapor e menor ROV.

6.2. Recomendações

Do estudo realizado, se obtiveram alguns resultados importantes, porém alguns devem ser aprofundados, por isso algumas recomendações são sugeridas em continuidade ao trabalho

- Realizar um estudo econômico para verificar qual a melhor disposição e tamanho do intervalo no poço, verificando os custos adicionais para as estratégias de melhoria do processo SW-SAGD comparando ao processo DW-SAGD analisando também os ganhos econômicos;
- Conduzir estudo semelhante em reservatórios um estudo com capa de gás e com aquífero;
- Otimizar o posicionamento do intervalo, utilizando também a simulação, através de dados diferentes para as propriedades do reservatório e dos fluído e comparar com o realizado aqui, fazendo um estudo de sensibilidade para a estratégia de melhoria do SW-SAGD, incluindo os operacionais (mistura de vapor com gás) em também reservatórios com capa de gás e aquífero;
- Realizar um estudo da perda de carga no poço injetor objetivando a eficiência do vapor na formação;

- Estudar a quantidade de vapor de injeção para que não haja uma produção excessiva de vapor, que pode ocasionar problemas operacionais, modificando a taxa de injeção e monitorando a taxa de produção de fluídos.
- Otimizar os tempos de ciclo, (injeção, encharcamento e produção), para que seja aumentado gradativamente, mas não ultrapasse um tempo especificado para início da injeção contínua, estudando os limites de números de ciclos, variando os períodos e a vazão de injeção.

Referências Bibliográficas

AKIN SERHAT, BAGCI SUAT “*A Laboratory Study of Single Well Steam Assited Gravity Drainage Process*” Ankara, Turkey, Journal of Petroleum Science & Engineering, 29, August, 2001.

AL-SHARIF, S., RAEL, E., “*Rate Forecasting of a Mature Water flood Using Fractional Flow Theory and Hyperbolic Decline Curve Analysis*”. In: SPE Western Regional/AAPG, Joint Meeting, Long Beach, California, USA, SPE 83502, May, 14-24, 2003.

ANDERSON, S.A., HANSEN, S.A. and FJELDGOARD, K., “*Horizontal Drilling and Completion*”. SPE 18349, 1988.

ASHOK K. SINGHAL; SWAPAN DAS; JON GOLDMAN AND ALEXANDRU T. TURTA “*A Mechanistic Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage*” Tulsa, Oklahoma, SPE 59333, 3-5, April 2000.

AZIZ K.; RAMESH B.; WOO P. T. “*Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators*” Dallas, Texas, SPE 13510, 10-13, February 1985.

BABU D. K., ODEH AZIZ S. “*Productivity of a Horizontal Well.*” Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, SPE 18298, October 2-5, 1988

- BARILLAS J. L. M; “*Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais*”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Rio Grande do Norte - Natal/RN, Fev. 2005.
- BASTARDO D. C. R. “*A Comparative Analysis of Numerical Simulation and Analytical Modeling of Horizontal Well Cyclic Steam Injection*”. Master Degree. Texas A&M University – Texas, May 2004.
- BOBYN, L. M., B. I. NZEKWU and P. D. SAMETZ, “*Converting a Horizontal Well Primary Project to Steam – Élan’s Steam Drive Pilots at Cactus Lake*”, Presented at the CIM Heavy Oil Special Interest Group Slugging it Out Forum, Calgary, Alberta, April 20, 1994.
- BUTLER R. M., STEPHENS D. J. “*The Gravity Drainage of Steam Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells*”, Journal of Canadian Petroleum Technology. 4-6, 1981.
- BUTLER R. M. “*Thermal Recovery of Oil a Bitumen*”, Department of Chemical and Petroleum Engineering, Prentice Hall: New Jersey, 7, 285-358, 1991.
- CANBOLAT SERHAT, AKIN SERHAT “*A Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Performance in the Presence of Noncondensable Gases.*” Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, SPE 75130, 13-17 April 2002.
- COLEBROOKS C. R.; “*Turbulent Flow in Pipes with Particular Reference to the Transition Region Between the Smooth and Rough Pipe Laws.*” Journal of Institute of Civil Engineers, Vol. 11, p. 133, 1939.
- CMG, Computer Modeling Group Ltd, User’s Guide Stars, Simulador de Processos Avançados e Aplicações Térmicas para Jazimentos. Versão 2005, Calgary, Alberta, Canadá.
- DUKLER A. E.; WICKS III M.; CLEVELAND R. G.; “*Frictional Pressure Drop in Two Phase flow: B. Approach Through Similarity Analysis.*” AIChE Journal, January 1964, p.44.

- DUTRA JR. T. V. “*Desenvolvimento de um Simulador Numérico para a Injeção Cíclica de Vapor*” Dissertação de Mestrado. Escola de Minas - Universidade Federal de Ouro Preto, 1, Abril, 1987.
- ELLIOT K. T.; KOVSCEK A. R.; “*Simulation of Early-Time Response of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage.*” Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, SPE 54618, 26-28, May, 1999.
- ELLIOT K. T.; KOVSCEK A. R.; “*A Numerical analysis of the Single Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD) Process*” SUPRI TR – 124, Tulsa, Oklahoma, June, 2001.
- FALK, K., NZEKWU, B., KARPUK, B., and PELENSKY, P. “*Concentric CT for Single-Well, Steam-Assisted Gravity Drainage*” Word Oil, 85-95, July, 1996.
- HUANG W. S.; HIGHT M. A. “*Parallel Horizontal Wells*” Canadian Patent 1.260.826 e United States Patent 4.700.779, Sep. 1989.
- JERPERSEN, P. J., and T. J. FONTAINE, “*The Tangle flags North Pilot – A Horizontal Well Steam flood*” CIM Paper 91-10-20 Presented at the Fourth Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section of the Petroleum Society of CIM, Regina, Saskatchewan, Oct. 7-9, 1991.
- JOSHI SADA D. “*Thermal Oil Recovery With Horizontal Wells*” SPE 21751, November, 1991.
- JOSHI SADA D. “*Horizontal Well Technology*” Tulsa, Pennwell Book, 535 p., 2001.
- NZEKWU BEN I., PELENSKY PETER J. “*Single Horizontal Wellbore Gravity Drainage Assisted Steam Flooding Process*” United States Patent 5626193, 6, May, 1997.

- NASR T. N.; GOLBECK H.; KORPANY G.; PIERCE G. “*SAGD Operating Strategies*”. In: SPE International Conference on Horizontal Well Held in Calgary, Calgary, Canada, SPE 50411, 1-4, Nov. 1998.
- OBALLA V.; BUCHANAN L. “*Single Horizontal Well in Thermal Recovery Process*”, Calgary, Alberta, Canada, SPE 37115, Nov 18-20, 1996.
- OBALLA V.; COOMBE D. A.; BUCHANAN L. “*Aspects of Discretized Wellbore modeling Coupled to Compositional/Thermal Simulation*” SPE/CIM/CANMET International Conference, Calgary, Alberta, Canada, SPE 13510, March 20-23, 1994.
- PEACEMAN D. W. “*Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoirs Simulation with Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability*” SPE Journal, Vol, 23, 3, p. 531, Jun. 1983
- ROSA ADALBERTO, CARVALHO R. de S., CARVALHO J. A. D. “*Engenharia de Reservatórios de Petróleo*” Brasil, 808 p., 2006
- ROSE P. E.; DEO M. D. “*Steam Assisted Gravity Drainage in Oil Sand Reservoirs Using a Combination of Vertical and Horizontal Wells.*” Fuel-Guildford. Vol. 74, n^o. 8, p. 1181-1184, 1995.
- SASAKI K., AKIBAYASHI S., YAZAWA N., DOAN Q., FAROUQ ALI S. M. “*Numerical and Experimental Modeling of the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process*” JCPT, 4, January, 2001.
- SAWHNEY G.; EDDY D.; PETERS E.; “*Pressure Controlled Gravity Drainage: Method of Effective Utilization of Steam with Horizontal Producers in Heavy Oil Pools.*” Paper 97-97, 48th Annual Technical meeting of the Petroleum Society, Calgary, Alberta, Canada, June 8-11, 1997.

SHARMA B. C.; KHATANIAR S.; PATIL S. L.; KAMATH V. A.; DANDEKAR A. Y. “A *Simulation Study of Novel Thermal Recovery Methods in the Ugnu Tar Sand reservoir.*” In: SPE Western Regional/AAPG, Pacific Section Joint Meeting Held in Anchorage, Alaska, USA, SPE 76729, May, 20-22, 2002.

SHEN C. “*Numerical Investigation of SAGD Process Using a Single Horizontal Well*” Third SPE/PS International Conference on Horizontal Well Technology Calgary, Alberta, Canada, SPE 50412, Nov. 1-4, 1998.

XIA T. X. AND GREAVES M. “*Injection Well – Producer Well Combinations in THAI ‘Toe-to-Heel Air Injection*” Tulsa, Oklahoma, SPE 75137, 13-17, April 2002.

ZHAO L.; LAW H. S.; COATES R. “*Numerical study and economics evaluation of SAGD wind-down methods.*” Journal of Canadian Petroleum Technology. 42, 1, 2003.

Apêndices

A - Comparação entre os índices de produtividade

A.1 Poço horizontal

O índice de produtividade demonstrado no gráfico utiliza os dados realizados na simulação desta dissertação, variando apenas a espessura vertical $h(z)$ do reservatório nos quais, seus cálculos foram feitos segundo Babu e Odeh (1988) para equações no estado de fluxo pseudopermanente numa produção primária, ou seja, sem energia suplementar para recuperação do óleo. O modelo físico está demonstrado na Figura A.1 abaixo e consiste:

Tabela A.1: Dados do modelo para o poço horizontal

Dados	ft (pés)	m (metros)
a (x)	164,042	50
b (y)	1.968,504	600
h (z)	42,650	13
y1 (início do poço)	147,638	45
y2 (fim do poço)	1.820,866	555
x0 (início do poço)	80,381	25
z0 (início do poço)	3,281	1
rw (raio do poço)	0,394	0,120
L (comprimento do poço)	1.673,228	510

Tabela A.2: Permeabilidade do modelo para o poço horizontal

Permeabilidade	md
k_x	2000
k_y	2000
k_z	400

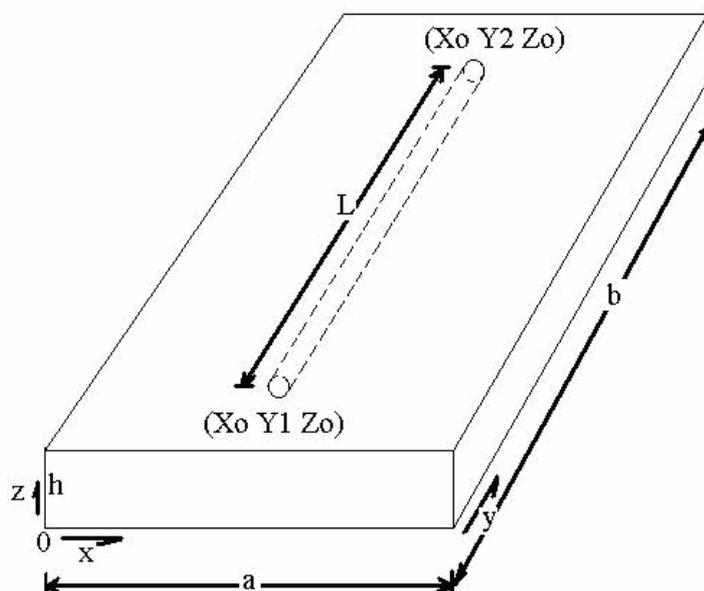


Figura A.1: Modelo físico do poço horizontal. Babu e Odeh (1988)

Para uma melhor didática, o cálculo do índice de produtividade para um poço horizontal foi dividido em passos.

A.1.1 Passo (1)

Verificam-se as condições para dois casos listados abaixo. Com os dados da permeabilidade vertical e horizontal, o comprimento de a e b do reservatório e satisfazendo a comparação com a equação da espessura, é escolhido o Caso (2). Nota-se que, se a espessura for

maior que noventa metros, conforme demonstrado, no gráfico de comparação do índice de produtividade, a equação do termo da espessura do Caso (2) que satisfaz a operação será maior, demonstrando que não há vantagem na perfuração do poço horizontal no lugar do vertical.

$$\text{Caso (1): } \frac{a}{\sqrt{kx}} \geq \frac{0.75b}{\sqrt{ky}} > \frac{0.75h}{\sqrt{kz}} \quad (\text{A.1})$$

$$\text{Caso (2): } \frac{b}{\sqrt{ky}} > \frac{1.33a}{\sqrt{kx}} > \frac{h}{\sqrt{kz}} \quad (\text{A.2})$$

A.1.2 Passo (2)

Cálculo da película resultante da penetração residual para o Caso (1), ou seja, $s_R = 0$ quando $L = b$.

Se $L < b$ então:

$$s_R = P_{xyz} + P'_{xy} \quad (\text{A.3})$$

No qual o componente P_{xyz} é um resultado do grau de penetração (o valor de L/b), e o componente P'_{xy} é o resultado da localização do poço no plano x-y.

$$P_{xyz} = \left(\frac{b}{L} - 1 \right) \left[\ln \frac{h}{r_w} + 0.25 \ln \frac{kx}{kz} - \ln \left(\sin \frac{180^\circ}{h} \right) - 1.84 \right] \quad (\text{A.4})$$

$$P'_{xy} = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{kz/ky} \left\{ F \left(\frac{L}{2b} \right) + 0.5 \left[F \left(\frac{4y_{mid} + L}{2b} \right) - F \left(\frac{4y_{mid} - L}{2b} \right) \right] \right\} \quad (\text{A.5})$$

Onde a pressão é computada no ponto médio do comprimento do poço:

$$y_{mid} = 0.5(y_1 + y_2) \quad (\text{A.6})$$

Sendo que a validação de:

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = -\left(\frac{L}{2b}\right) \left[0.145 + \ln\left(\frac{L}{2b}\right) - 0.137\left(\frac{L}{2b}\right)^2 \right] \quad (\text{A.7})$$

$$F(x) = (2-x) \left[0.145 + \ln(2-x) - 0.137(2-x)^2 \right] \quad (\text{A.8})$$

Depende de seus argumentos, isto é, se $(4y_{mid} + L)/2b$ e/ou $(4y_{mid} - L)/2b$ for menor ou igual a um, então a Equação (A.7) é usada e neste caso $(L/2b)$ é substituído por $(4y_{mid} + L)/2b$ ou $(4y_{mid} - L)/2b$. Em outra maneira se for maior que um então a Equação (A.8) é usada, onde $x = (4y_{mid} + L)/2b$ ou $(4y_{mid} - L)/2b$, com $x > 1$.

Agora, para o Caso (2), onde a resolução da equação foi pertinente devido a este determinado reservatório, faz-se o mesmo para o cálculo de s_R , mas com suas devidas modificações:

$$s_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy} \quad (\text{A.9})$$

Onde temos:

$$P_y = \frac{6.28b^2}{ah} \frac{\sqrt{kxkz}}{ky} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{y_{mid}}{b} + \frac{y_{mid}^2}{b^2} \right) + \frac{L}{24b} \left(\frac{L}{b} - 3 \right) \right] \quad (\text{A.10})$$

$$P_{xy} = \left(\frac{b}{L} - 1 \right) \left(\frac{6.28a}{h} \sqrt{\frac{kz}{kx}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \frac{x_0^2}{a^2} \right) \quad (\text{A.11})$$

A.1.3 Passo (3)

Após o cálculo de s_R , o índice de produtividade é dada pela equação:

$$J = \frac{7.08 \times 10^{-3} b \sqrt{kxkz}}{Bo\mu \left[\ln \left(\frac{C_H \sqrt{A}}{rw} \right) - 0.75 + s_R \right]} \quad (\text{A.12})$$

Demonstrados nos resultados da Tabela A.3 abaixo, com a variação da espessura vertical:

Tabela A.3: Índice de produtividade para o poço horizontal

h(z) metros	J/ μ Bo bbl/(dia.Psi)
10	599
13	702
15	757
20	861
30	976
40	1028
50	1052
60	1061
70	1062
80	1060
90	1055
100	1048
110	1041
120	1034

A.2 Poço vertical

O índice de produtividade em um poço vertical é dado pela equação abaixo, para um também fluxo pseudopermanente, contudo, foi feita a comparação com três poços verticais espaçados em duzentos metros, como demonstrados na Figura A.2, tendo um raio de atuação igual para cada um dos poços em sua área determinada que englobe sua parte do reservatório.

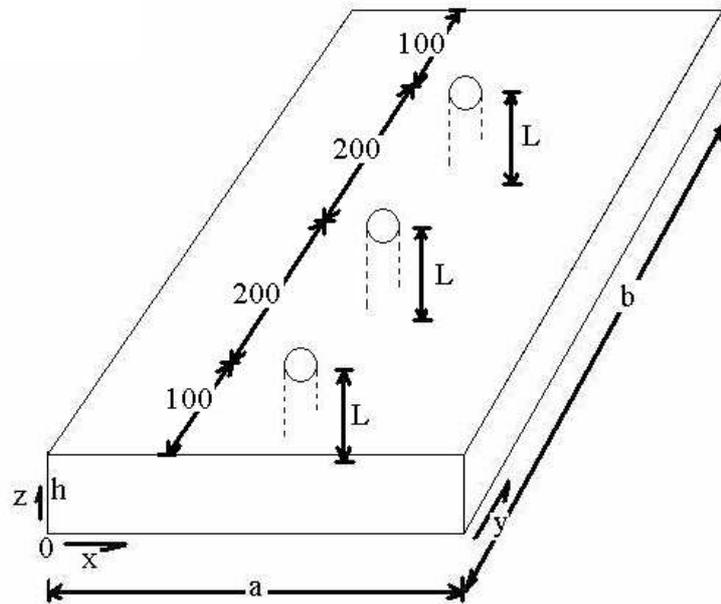


Figura A.2: Modelo físico do poço vertical. Modificado de Babu e Odeh (1988)

Sendo uma operação em recuperação primária com os mesmos dados do reservatório com o poço horizontal, o poço vertical possui o mesmo comprimento da espessura vertical, ou seja, a espessura vertical efetiva do óleo equivale à interface total do comprimento do poço.

$$J = \frac{2\pi k o h}{B o \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad (\text{A.13})$$

Tabela A.4: Dados do modelo para os poços verticais

Dados	ft (pés)	m (metros)
a (x)	164,042	50
b (y)	1.968,504	600
h (z)	42,651	13
re (raio da área)	321,522	98
rw (raio do poço)	0,394	0,12
L (comprimento do poço)	42,651	13

Tabela A.5: Permeabilidade do modelo para os poços verticais

Permeabilidade	md
kx	2000
ky	2000
kz	400
K	2000
Kro	0,5
Ko	1000

O resultado obtido é dado pela variação da espessura vertical do reservatório juntamente com a profundidade do poço e seu devido índice de produtividade, ou seja, o comprimento do poço varia com a espessura vertical do reservatório, aumentando o volume da recuperação do óleo pela área de contato do comprimento do poço com a formação rochosa.

Tabela A.6: Índice de produtividade para os poços verticais

h(z) metros	J/μBo bbl/(dia.Psi)
10	117
13	152
15	175
20	234
30	351
40	468
50	585
60	702
70	819
80	936
90	1053
100	1170
110	1287
120	1404

Apêndice B

B - Dados pertencentes a um campo em desenvolvimento no estado do Espírito Santo

Tabela B.1 Dados de PVT

Propriedades da fase óleo na liberação diferencial a 37 °C				
P (kgf/cm ²)	Bo	Rs	Uo (cP)	Do (g/cm ³)
70	1,019	4,38	1943	0,9453
60	1,019	4,38	1885	0,9448
50	1,020	4,38	1825	0,9443
40	1,020	4,38	1770	0,9438
30	1,021	4,38	1713	0,9432
20	1,022	4,38	1655	0,9426
10	1,020	2,48	1888	0,9434
0	1,015	0	2304	0,9463

Grau API do óleo residual: 15,73
Pressão de saturação @ 37°C: 20,2 kgf/cm²
Pressão estática do reservatório: 20,2

As curvas de permeabilidade relativa de óleo, água e gás em relação à saturação de água e de líquido estão apresentadas no Capítulo 3, no item 3.2.3. As variações das saturações residuais com a temperatura e a pressão capilar fornecidas foram descritas diretamente no arquivo de entrada (.dat) para simulação do modelo.

Tabela B.2 Dados de campo

Parâmetro	Res-Y
Área (km ²)	30 - 40
Pressão Inicial (Kgf/cm ²) @ Datum :-260 m/-320 m (RES:X,Y) ; 670-790 m(RES:Z)	26 - 32
Temperatura média dos reservatórios (°C)	35 - 40
Profº média (m)	280 - 320
OIP (MM m ³)	80 - 120
FR @ ao mecanismo primário (%)	< 10
Espessura efetiva (m) (Net Pay)	10 - 15
Tipo de rocha	arenito inconsolidado
Tipos de poços utilizados na drenagem do campo	verticais
Propriedades: Óleo, Gás e Água	
°API	14 - 16
Viscosidade do óleo morto(cp)	1000-6000
Análise PVT	Tabela B.1
Pressão de Saturação (Kgf/cm ²)	Tabela B.1
Razão de solubilidade - Rsi (m ³ /m ³)	Tabela B.1
Densidade gás (PM gas=20,3)	0,653
Saturação de óleo (%)	60 - 65
Saturação de água (%)	40 - 35
Propriedades - Rocha Fluido	
Curvas Krelativa e Pressão Capilar	Figura 3.5 e 3.6
Variações das saturações residuais com a temperatura	Apêndice E
Permeabilidade da rocha (md)	1000-4000
Relação Kv/Kh	0,1-0,2
Porosidade (%)	22 - 28
Propriedades Térmicas Rocha-Fluido	
Compressibilidade da Rocha (1/psi)-(Range literatura: 2 - 25 x 10 ⁻⁶ (1/psi) Arn.consolid)	14E-04 - 30E-04
Condutividade Térmica da rocha (Btu/ft-d°F)	24
Condutividade Térmica do óleo (Btu/ft-d°F)	1,65-1,8
Condutividade Térmica da Água (Btu/ft-d°F)	8,6
Condutividade Térmica do Gás (Btu/ft-d°F)	0,6-0,7
Condutividade Térmica das Rochas Capestoras (superior e inferior) (Btu/ft-d°F)	Os mesmo adotados para rocha reservatório
Capacidade calorífica volumétrica do reservatório (Btu/ft ³ -°F)	26-35
Capacidade calorífica volumétrica das rochas capestoras (Btu/ft ³ -°F)	Os mesmo adotados para rocha reservatório
Injeção de vapor (cíclica)	
Título do vapor (%)	70 - 78
Temperatura média de injeção @ cabeça dos poços injeção (°C)	230 - 240
Característica dos ciclos de vapor	
Vazão média de injeção por poço(equivalente em água) m ³ /d	100 - 140
Tempo de injeção (dias)	15 - 20
Tempo de embebição (soaking) (dias)	10

Apêndice C

C - Cálculo da viscosidade

C.1 Viscosidade do óleo

A viscosidade do óleo foi obtida através dos dados da curva de viscosidade ASTM disponíveis na literatura Aziz *et al.* (1985) e conforme a equação mencionada por Dutra Jr. (1987) no Capítulo 3. Utilizando três curvas de viscosidade baseadas nos dados de campo, foram encontrados resultados próximos que estão demonstrados na Figura C.1 e, portanto, para o caso base, escolheu-se de 1.655 cp, pois representa a viscosidade inicial do reservatório, de acordo com a Tabela B.1 e maior decréscimo da viscosidade com a variação da temperatura, apresentando uma melhor resposta para o processo térmico.

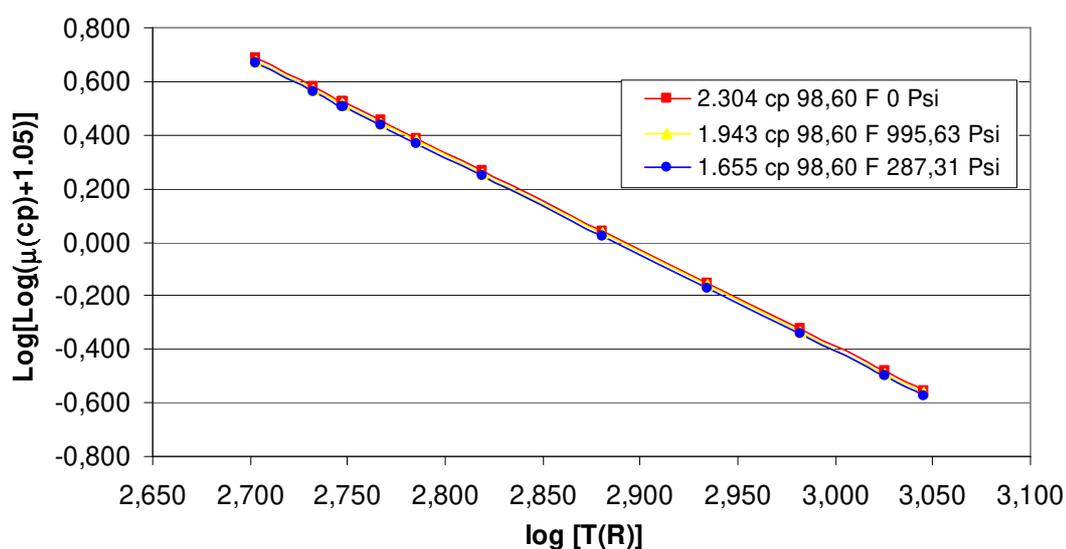


Figura C.1: Viscosidade do óleo pela fórmula de Dutra Jr. (1987).

Assim, através da fórmula foi utilizada a ferramenta do Excel (2005) “atingir meta” para as temperaturas pré-estabelecidas, obtendo as viscosidades e criando a Tabela C.1, a seguir:

Tabela C.1: Viscosidade do óleo para 1.655 cp

y(1.655)	log T(R)	T(R)	T(OF)	T(OC)	μ (cp)	b	a
0,508	2,747	558,271	98,601	37,001	1655,000	10,451	-3,620
0,666	2,703	504,670	45,000	7,222	43548,466	10,451	-3,620
0,561	2,732	539,670	80,000	26,667	4356,050	10,451	-3,620
0,508	2,747	558,271	98,601	37,001	1655,000	10,451	-3,620
0,504	2,748	559,670	100,000	37,778	1547,887	10,451	-3,620
0,435	2,767	584,670	125,000	51,667	527,740	10,451	-3,620
0,369	2,785	609,670	150,000	65,556	217,864	10,451	-3,620
0,245	2,819	659,670	200,000	93,333	56,405	10,451	-3,620
0,023	2,881	759,670	300,000	148,889	10,312	10,451	-3,620
-0,171	2,934	859,670	400,000	204,444	3,677	10,451	-3,620
-0,344	2,982	959,670	500,000	260,000	1,787	10,451	-3,620
-0,500	3,025	1059,670	600,000	315,556	1,022	10,451	-3,620
-0,572	3,045	1109,670	650,000	343,333	0,802	10,451	-3,620

Onde:

T(R): Temperatura em Rankine

T(F): Temperatura em Fahrenheit

T(C): Temperatura em Celsius

μ: Viscosidade (cp)

(a, b): Valores constantes.

Tabela C.2 Viscosidade do óleo para 1.943 cp

y(1.943)	log T(R)	T(R)	T(OF)	T(OC)	μ (cp)	b	a
0,517	2,747	558,270	98,600	37,000	1943,000	10,461	-3,620
0,676	2,703	504,670	45,000	7,222	54864,541	10,461	-3,620
0,570	2,732	539,671	80,001	26,667	5221,481	10,461	-3,620
0,517	2,747	558,270	98,600	37,000	1943,000	10,461	-3,620
0,513	2,748	559,670	100,000	37,778	1814,568	10,461	-3,620
0,444	2,767	584,670	125,000	51,667	604,535	10,461	-3,620
0,379	2,785	609,670	150,000	65,556	244,920	10,461	-3,620
0,255	2,819	659,670	200,000	93,333	61,666	10,461	-3,620
0,033	2,881	759,671	300,001	148,889	10,926	10,461	-3,620
-0,162	2,934	859,669	399,999	204,444	3,838	10,461	-3,620
-0,335	2,982	959,671	500,001	260,000	1,852	10,461	-3,620
-0,491	3,025	1059,670	600,000	315,556	1,055	10,461	-3,620
-0,563	3,045	1109,670	650,000	343,333	0,827	10,461	-3,620

Tabela C.3 Viscosidade do óleo para 2.304 cp

y(2.304)	log T(R)	T(R)	T(OF)	T(OC)	μ (cp)	b	a
0,527	2,747	558,270	98,600	37,000	2304,000	10,470	-3,620
0,685	2,703	504,671	45,001	7,223	70123,374	10,470	-3,620
0,580	2,732	539,670	80,000	26,667	6330,613	10,470	-3,620
0,527	2,747	558,270	98,600	37,000	2303,998	10,470	-3,620
0,523	2,748	559,670	100,000	37,778	2148,411	10,470	-3,620
0,454	2,767	584,670	125,000	51,667	698,392	10,470	-3,620
0,388	2,785	609,670	150,000	65,556	277,344	10,470	-3,620
0,264	2,819	659,670	200,000	93,333	67,784	10,470	-3,620
0,042	2,881	759,670	300,000	148,889	11,613	10,470	-3,620
-0,152	2,934	859,670	400,000	204,444	4,016	10,470	-3,620
-0,325	2,982	959,670	500,000	260,000	1,923	10,470	-3,620
-0,481	3,025	1059,670	600,000	315,556	1,090	10,470	-3,620
-0,553	3,045	1109,670	650,000	343,333	0,854	10,470	-3,620

Nota-se que a viscosidade da primeira linha, foi a base para o cálculo das outras posterior a ela e os valores de (a) e temperatura estão espelhadas nos dados de Barillas (2005).

C.2 Viscosidade do gás

A viscosidade do gás seguiu o mesmo perfil do óleo, mas para encontrar a viscosidade base recorreu-se à fórmula encontrada no manual CMG STARS (2005).

$$\ln(\mu_o) = mfrac_o \times \ln(\mu_o1) + mfrac_g \times \ln(\mu_o2) \quad (C.1)$$

Onde:

μ_o : Viscosidade do óleo vivo

μ_o1 : Viscosidade do óleo morto

μ_o2 : Viscosidade do gás dissolvido no óleo

$mfrac_o$: Fração Molar do óleo

$mfrac_g$: Fração Molar do gás

Através da fórmula abaixo foi encontrada a fração molar do óleo e do gás, no qual os resultados da viscosidade utilizada estão representados nas Tabelas C.4 e C.5, abaixo:

$$mfrac_o = \frac{\frac{\rho_o \times 1000}{CMM_o}}{\frac{\rho_o \times 1000}{CMM_o} + \frac{Rs \times \rho_g \times 1.2232}{CMM_g}} \quad (C.2)$$

$$mfrac_g = 1 - mfrac_o \quad (C.3)$$

Onde: ($^{\circ}C$)

CMM_o : Massa molecular do óleo

CMM_g : Massa molecular do gás

Rs : Razão solubilidade

Tabela C.4 Viscosidade inicial do gás pela composição do óleo

Composição do óleo	Composição do Gás	Rs	T(OC)	ρ_o	P (Kgf/cm2)	μ_o (cp)	ln μ_o2 (cp)	ln(μ_o)	μ_o2 (cp)
1,000	0,000	0,000	37,000	0,946	0,000	2304,000	0,000	7,742	1,000
0,972	0,028	2,480	37,000	0,943	10,000	1888,000	2,075	7,543	7,964
0,951	0,049	4,380	37,000	0,943	20,000	1655,000	2,739	7,412	15,465

Tabela C.5 Viscosidade do gás para 15,465 cp.

$\gamma(15,465)$	$\log T(R)$	T(R)	T(OF)	T(OC)	μ (cp)	b	a
0,086	2,747	558,270	98,600	37,000	15,465	10,029	-3,620
0,244	2,703	504,670	45,000	7,222	55,842	10,029	-3,620
0,139	2,732	539,670	80,000	26,667	22,762	10,029	-3,620
0,082	2,748	559,670	100,000	37,778	15,052	10,029	-3,620
0,013	2,767	584,671	125,001	51,667	9,672	10,029	-3,620
-0,053	2,785	609,671	150,001	65,556	6,630	10,029	-3,620
-0,177	2,819	659,671	200,001	93,334	3,580	10,029	-3,620
-0,399	2,881	759,670	300,000	148,889	1,458	10,029	-3,620
-0,593	2,934	859,670	400,000	204,444	0,750	10,029	-3,620
-0,766	2,982	959,670	500,000	260,000	0,434	10,029	-3,620
-0,922	3,025	1059,670	600,000	315,556	0,267	10,029	-3,620
-0,994	3,045	1109,670	650,000	343,333	0,213	10,029	-3,620

Apêndice D

D - Cálculo do comprimento do segmento fechado

Para determinar um razoável comprimento de uma seção entre os dois poços, Elliot (2001), desenvolveu a análise abaixo. Os dados utilizados são os do modelo desta dissertação.

Utilizando a equação desenvolvida, iniciada pela Lei de Darcy e resumindo, temos:

$$\frac{tv}{th} = \frac{h}{L^2} \frac{Kh}{Kv} \frac{Pinj - Pprod}{\Delta\rho \frac{g}{gc}} \quad (D.1)$$

sendo:

tv (s): tempo requerido para a partícula ou volume do vapor viajar para o topo do reservatório

th (s): tempo requerido para a partícula ou volume do vapor viajar do injetor para produtor

h (m): comprimento do poço até o topo do reservatório

L (m): comprimento entre o injetor e o produtor (Obturador)

Kh (mD): permeabilidade horizontal do reservatório

Kv (mD): permeabilidade vertical do reservatório

$Pinj$ (Kpa): pressão máxima de injeção do poço injetor

$Pprod$ (Kpa): pressão mínima de produção do poço produtor

$\Delta\rho$ (Kg/m³): diferença de densidade entre o óleo e o vapor

g (m/s²): aceleração devido a gravidade

gc (Kg.m/N.s²): constante gravitacional

D.1 Valores extraídos do modelo

$$h = 12 \text{ m}$$

$$L = \text{variável}$$

$$K_v = 400 \text{ mD}$$

$$K_h = 2000 \text{ mD}$$

$$P_{\text{inj.}} = 6894,75 \text{ Kpa} = 1000,0 \text{ psi}$$

$$P_{\text{prod.}} = 593,64 \text{ Kpa} = 86,10 \text{ psi}$$

$$\rho_{\text{óleo}^*} = 0,9426 \text{ g/cm}^3 = 942,6 \text{ Kg/m}^3$$

$$\rho_{\text{vapor}^{**}} = 0,0117 \text{ g/cm}^3 = 11,7 \text{ Kg/m}^3 = 0,7294 \text{ lb/ft}^3$$

D.2 Cálculo da densidade do óleo (*)

O cálculo da densidade é feito no óleo “*in situ*”, na temperatura e pressão inicial do reservatório, isto é, antes da injeção de vapor.

$$CMM \left(\frac{\text{g}}{\text{gmol}} \right) \times MOLDEN \left(\frac{\text{lbmol}}{\text{ft}^3} \right) \times MFRAC_OIL'OIL' \quad (D.2)$$

$$CMM \left(\frac{\text{g}}{\text{gmol}} \right) \times 0,01602 MOLDEN \left(\frac{\text{gmol}}{\text{cm}^3} \right) \times MFRAC_OIL'OIL'$$

D.3 Cálculo da densidade do gás

O cálculo da densidade é feito no gás dissolvido no óleo “*in situ*”, na temperatura e pressão inicial do reservatório, antes da injeção de vapor.

$$CMM \left(\frac{\text{g}}{\text{gmol}} \right) \times MOLDEN \left(\frac{\text{lbmol}}{\text{ft}^3} \right) \times MFRAC_OIL'GAS' \quad (D.3)$$

$$CMM \left(\frac{\text{g}}{\text{gmol}} \right) \times 0,01602 MOLDEN \left(\frac{\text{gmol}}{\text{cm}^3} \right) \times MFRAC_OIL'GAS'$$

D.4 Cálculo da densidade do vapor (**)

O resultado da densidade do vapor foi retirado do modelo na simulação, na ponta do poço, antes de entrar no reservatório, logo no contato do vapor com a formação.

D.4.1 Objetivo

Se, $\frac{tv}{th} > 1$, então o tempo requerido para a partícula viajar para o topo do reservatório é maior que o tempo requerido para viajar para a seção do produtor. Portanto pode-se suspeitar de uma grande quantidade de vapor em um curto circuito entre injetor-produtor.

Se, $\frac{tv}{th} < 1$, então o tempo requerido para a partícula viajar para o topo do reservatório é menor que o tempo requerido para viajar para o produtor. Portanto podemos ter um curto circuito de vapor com um fluxo melhor que atravessa todo o reservatório, mas, melhora o crescimento da câmara de vapor.

Na Tabela D.1 abaixo estão mostrados os valores do comprimento do obturador e os valores de tv/th

Tabela D.1 Comprimento do segmento fechado

Intervalo (m)	tv/th
1	41,442
5	1,658
10	0,414
20	0,104
30	0,046
60	0,012
90	0,005
120	0,003
150	0,002

Em outras palavras, a câmara de vapor terá maior eficiência quando tv/th for menor que 1 (um), mas atrasará a produção óleo.

Contudo a autora chegou à conclusão que, esta análise aproximada, apenas nos ajuda a estimar se o curto circuito de vapor terá problema imediato de produção, pois para melhor verificação há de averiguar a variação de temperatura, densidade e viscosidade, bem como uma mais completa descrição da distribuição da pressão.

Apêndice E

E – Arquivo de entrada de um dos modelos estudados

```
**=====
** ESTUDO DO SINGLE WELL STEAM ASSISTED DRAINAGE GRAVITY (SW-SAGD)
**=====
**
** Modelo: Caso 1 (300.30.180) com injeção de 100 m3/d em cada ponta e ciclos de (50.20.80)
**
**=====
** CARACTERÍSTICAS DO MODELO
**=====
** (1) Malha Cartesiana (21x40x13) com refinamento na região do poço
** (2) Fases: água, óleo e gás
** (3) Componentes: água (WATER), óleo (OIL), gás em solução (GAS)
**
**=====
** OBJETIVOS DO MODELO
**=====
** (1) Compreender o processo de injeção de calor e produção de fluidos em poço único
** (3) Estudar o dimensionamento do comprimento e da posição da distância cega entre o setor
**     de injeção e produção
** (2) Avaliar as estratégias de injeção de vapor adotadas para o poço (taxa de injeção, tempo de
**     injeção, encharcamento e produção)
** (4) Modificar parâmetros de rocha e fluido para análise de sensibilidade
**
** SIMULADOR: CMG STARS – VERSÃO 2005
**=====
**===== INPUT/OUTPUT CONTROL =====
**=====
**Requer entrada dos arquivos de saída

*TITLE1 'ESTUDO DO SW-SAGD'
*TITLE2 'PETROBRAS DATES'
*CASEID 'CASO 1'
INUNIT FIELD
*EXCEPT 11 0 ** volumes de líquidos em m3
*EXCEPT 13 0 ** volumes de gás em m3
```

*EXCEPT 4 0 ** distância em m

OUTUNIT FIELD

*EXCEPT 11 0 ** volumes de líquidos em m³

*EXCEPT 13 0 ** volumes de gás em m³

*EXCEPT 4 0 ** distancia em m

OUTPRN GRID PRES SW SO SG TEMP VISO OBHLOSS FLUIDH

WPRN GRID 300

OUTPRN WELL ALL

OUTPRN ITER NEWTON

WPRN ITER TIME

OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL

OUTSRF GRID BPP FLUIDH OBHLOSS PRES SG SO SW TEMP VISO FLUXRC

WSRF GRID TIME

WSRF WELL 1

WSRF SECTOR TIME

WRST TIME

DIM MDICLU 65000

DIM MDPTGL 150

** =====
** ===== GRID AND RESERVOIR DEFINITION =====
** =====

*GRID *CART 21 40 13 **Numero de blocos na direção i,j,k

*KDIR *DOWN

*DI *IVAR **Dimensão do bloco em i (m)

2*3.5 2*3 2*2.5 2*2 1.5 1 1 1 1.5 2*2 2*2.5 2*3 2*3.5

*DJ *CON 15.0 **Dimensão no bloco em j (m) (15,0m * 40 = 600,0m)

*DK *KVAR **Dimensão no bloco em k (m)

13*1

*DTOP ** DI*DJ (40*21) x Profundidade do topo (320m)

840*320

REFINE 11 4:37 12 INTO 2 1 1 **Refinamento híbrido na região do poço

HYBRID JDIR

** Localização do poço com seu intervalo cego

WELLBORE 0.045 ** Raio do Tubular

CIRCWELL 0.060 11 23 12 0 ** Raio do Anular e localização na malha

RANGE 11 4:23 12 ** Alcance do setor de produção

WELLBORE 0.045 ** Raio do Tubular
CIRCWELL 0.060 11 37 12 0 ** Raio do Anular e localização na malha
RANGE 11 26:37 12 ** Alcance do setor de injeção

*POR *IJK **Porosidade
01:21 01:40 01:13 0.28

*PERMI *IJK ** Permeabilidade Absoluta (mD)
01:21 01:40 01:13 2000.

PERMJ EQUALSI ** Permeabilidade Absoluta (mD)

PERMK EQUALSI * 0.2 ** Permeabilidade Absoluta (mD)

*MOD
11 4:37 12 = 2000

*END-GRID

*ROCKTYPE 1 ** tipo de rocha ao redor da região do poço horizontal único

*PRPOR 287.31 ** Pressão de referência da compressibilidade da rocha (psi)

*CPOR 17e-4 ** Compressibilidade efetiva da rocha (1/psi)

*ROCKCP 35 ** Capacidade térmica da rocha (BTU/ft³-F)

*THCONR 24 ** Condutividade térmica da rocha (BTU/ft-day-F)

*THCONW 8.6 ** Condutividade térmica da água (BTU/ft-day-F)

*THCONO 1.8 ** Condutividade térmica do óleo (BTU/ft-day-F)

*THCONG 0.6 ** Condutividade térmica do gás (BTU/ft-day-F)

*HLOSSPROP *OVERBUR 35 24 ** Capacidade calorífica volumétrica (BTU/ft³-F)

**Condutividade térmica (BTU/ft-day-F)

*UNDERBUR 35 24 ** Capacidade calorífica volumétrica (BTU/ft³-F)

** Condutividade térmica (BTU/ft-day-F)

*ROCKTYPE 2 ** tipo de rocha na região do poço horizontal único

*CPOR 0 ** Compressibilidade efetiva da rocha (1/psi)

*ROCKCP 0 ** Capacidade térmica da rocha (BTU/ft-day-F)

*THCONR 0 ** Condutividade térmica da rocha (BTU/ft-day-F)

*THCONW 8.6 ** Condutividade térmica da água (BTU/ft-day-F)

*THCONO 1.8 ** Condutividade térmica do óleo (BTU/ft-day-F)

*THCONG 0.7 ** Condutividade térmica do gás (BTU/ft-day-F)

*THTYPE CON 1

*THTYPE WELLBORE 11 4:23 12 CON 2

*THTYPE WELLBORE 11 26:37 12 CON 2

```

** =====
** ===== COMPONENT PROPERTIES =====
** =====

*MODEL 3 3 3 1 ** Número total de componentes, número de componentes nas fases óleo, água
                ** e gás, número de componentes nas fases óleo e água, e número de
                ** componentes aquosos

*COMPNAME 'WATER' 'OIL' 'GAS' ** Nomes dos componentes

** -----
*CMM      0 282.556 20.30 ** Massa molecular
*TCRIT    0 920.93 -67.06 ** Temperatura crítica (F)
*PCRIT    0 161.7 623.28 ** Pressão crítica (psi)

** Densidade dos líquidos:
*LIQPHASE
*MOLDEN   0 0.219 0.0401 ** Densidade molar parcial (lbmol/ft3)
*CP       0 3.18E-6 4.45E-5 ** Compressibilidade dos líquidos (1/psi)
*CT1      0 3.6E-4 6.8E-4 ** Coeficiente de expansão térmica (1/F)

*CPG1     0 -5.346 4.50 ** Primeiro coeficiente na correlação da capacidade calorífica do gás
                ** (BTU/lbmol-F)
*CPG2     0 0.2573 9.0e-3 ** Segundo coeficiente na correlação da capacidade calorífica do
                ** gás (BTU/lbmol-F)
*CPG3     0 -8.232E-5 3.10E-7 ** Terceiro coeficiente na correlação da capacidade calorífica do
                ** gás (BTU/lbmol-F)
*CPG4     0 1.036E-8 -3.53E-10 ** Quarto coeficiente na correlação da capacidade calorífica do
                ** gás (BTU/lbmol-F)
*HVR      0 2947 613.55 ** Primeiro coeficiente na correlação da entalpia de vaporização
                ** (BTU/lbmol-F*EV)
*EV       0 0.38 0.38 ** Segundo coeficiente na correlação da entalpia de vaporização
                ** (default)

*KV1      0 0 2.03E+5
*KV4      0 0 -1896.01
*KV5      0 0 -439.60

*VISCTABLE
** TEMP(F) VISC(1) VISC(2) VISC(3) ** Tabela de viscosidade em relação a temperatura
45 0 43548.47 55.842
80 0 4356.05 22.762
100 0 1547.887 15.052
125 0 527.7401 9.672
150 0 217.8643 6.630
200 0 56.40518 3.580
300 0 10.3125 1.458
400 0 3.676863 0.750

```

500 0 1.787445 0.434
 600 0 1.051895 0.267
 650 0 0.802409 0.213

*PRSR 287.31 ** Pressão de referência da densidade molar (psi)

*TEMR 98.6 ** Temperatura de referência da densidade molar (F)

*PSURF 14.7 ** Pressão de superfície para dados de produção (psi)

*TSURF 60. ** Temperatura de superfície para dados de produção (F)

** =====
 ** ===== ROCK-FLUID PROPERTIES =====
 ** =====

*ROCKFLUID ** Propriedades do sistema rocha fluído

** -----

RPT 1 WATWET

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

**\$	Sw	krw	krow	Pcow
	0.11	0	0.9	17.5767
	0.2005	0	0.641342	16.0533
	0.267	0	0.483065	14.9146
	0.3335	0	0.350319	13.7577
	0.4	0	0.241755	12.5804
	0.4665	1.18E-02	0.155901	11.3798
	0.533	3.92E-02	9.11E-02	10.1523
	0.5995	7.90E-02	4.56E-02	8.8932
	0.666	0.129855	1.72E-02	7.59587
	0.7325	0.191013	3.24E-03	6.25051
	0.799	0.261822	0	4.8413
	0.8655	0.341814	0	3.33869
	0.98	0.5	0	8.79E-02

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

**\$	Sl	krg	krog	Pcog
	0.600000	0.450000	0.00000	1.40614
	0.676000	0.325836	9.386720E-03	0.931023
	0.752000	0.214898	3.799180E-02	0.599589
	0.828000	0.119524	7.258477E-02	0.353956
	0.904000	4.384435E-02	0.139077	0.198198
	0.980000	0.00000	0.900000	0.140614

** -----

**Parâmetros sobrepostos sobre a curva de permeabilidade relativa

*SORW 0.20

*SGR 0.02

*KRWRO 0.25
 *KROCW 0.90
 **-----
 *KRTEMTAB *SWR *SORW *SGR
 100. 0.11 0.20 0.02
 500. 0.11 0.05 0.02

RPT 2 **-----WELLBORE-----

SWT ** Permeabilidade relativa do sistema água-óleo na região do poço

** Sw kRW kROW
 ** --- --- ---
 0.0 0.0 1.0
 1.0 1.0 0.0

SLT ** Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás na região do poço

** SL KRG KROG
 ** --- --- ---
 0.0 1.0 0.0
 1.0 0.0 1.0

**=====

KRTYPE CON 1
 MOD 11 4:23 12 = 2
 11 26:37 12 = 2

**=====

**===== INITIAL CONDITIONS=====

**=====

*INITIAL
 VERTICAL OFF

PRES *IJK
 01:21 01:40 01:13 287.31

*TEMP *CON 98.6 **Temperatura (F)

*SG *CON 0.00 ** Saturação de gás
 *SW *KVAR 13*0.4 ** Saturação de água

*SO *KVAR 13*0.6 ** Saturação de óleo

*MFRAC_OIL 'OIL' *CON 0.9510 ** Fração molar de óleo
 *MFRAC_OIL 'GAS' *CON 0.0490 ** Fração molar do gás

```
** =====  
** =====NUMERICAL CONTROL=====  
** =====
```

*NUMERICAL

UPSTREAM KLEVEL

**DTMAX 5

NORM PRESS 50

SATUR 0.20

TEMP 50

Y 0.1

X 0.1

CONVERGE PRESS 0.15

SATUR 0.001

TEMP 0.05

Y 0.001

X 0.001

NCUTS 30

NORTH 200

MINTEMP 45

MAXTEMP 650

ITERMAX 150

NEWTONCYC 30

SDEGREE 1

AIM STAB

```
** =====  
** ===== WELL AND RECURRENT DATA =====  
** =====
```

```
*RUN  
*DATE 2000 01 01
```

```
*AIMSET CON 0  
MOD  
11 4:23 12 = 1  
11 26:37 12 = 1
```

```
DTWELL 0.001
```

```
*WELL 1 'tubing1'
```

```
*INJECTOR *mobWEIGHT 1
```

```
*INCOMP *WATER 1 0 0  
*TINJW 464. ** Temperatura de injeção (F)  
*QUAL .78 ** Qualidade do vapor
```

```
*OPERATE *MAX *WATER 100.0 ** Quantidade máxima de vapor injetado 100 m3/d  
*OPERATE *MAX *BHP 1000.0 ** Pressão máxima de injeção 1000 psi  
** rad geofac wfrac skin  
*GEOMETRY *J 0.045 0.249 1.0 0.0
```

```
*PERF GEO 1  
** II JJ KK ff  
11 4 12 / 1 1 1 / 1 1 1 1
```

```
*****
```

```
*WELL 2 'annulus1'
```

```
*PRODUCER 2
```

```
*OPERATE *MAX *LIQUID 200.0 ** Quantidade máxima de produção de líquido 200 m3/d  
*OPERATE *MIN *BHP 86.1 ** Pressão mínima de produção 86.1 psi
```

```
** rad geofac wfrac skin  
*GEOMETRY *J 0.06 0.249 1.0 0.0  
*PERF GEO 2  
** II JJ KK ff  
11 4 12 / 1 1 1 / 2 1 1 1
```

```
*SHUTIN 'annulus1'
```

*WELL 3 'tubing2'

*INJECTOR *mobWEIGHT 3

*INCOMP *WATER 1 0 0

*TINJW 464. ** Temperatura de injeção (F)

*QUAL .78 ** Qualidade do vapor

*OPERATE *MAX *WATER 100.0 ** Quantidade máxima de vapor injetado 100 m³/d

*OPERATE *MAX *BHP 1000 ** Pressão máxima de injeção 1000 psi

** rad geofac wfrac skin

*GEOMETRY *J 0.045 0.249 1.0 0.0

*PERF GEO 3

** II JJ KK ff

11 26 12 / 1 1 1 / 1 1 1 1

*WELL 4 'annulus2'

*PRODUCER 4

*OPERATE *MAX *LIQUID 200.0 ** Quantidade máxima de produção de líquido 200 m³/d

*OPERATE *MIN *BHP 86.1 ** Pressão mínima de produção 86.1 psi

** rad geofac wfrac skin

*GEOMETRY *J 0.06 0.249 1.0 0.0

*PERF GEO 4

** II JJ KK ff

11 26 12 / 1 1 1 / 2 1 1 1

*SHUTIN 'annulus2'

** BEGIN CYCLES

** CYCLE 1

*****injection for 50 days*****

*time 1

*time 10

*time 20

*time 30

*time 40

*time 50

*****soak for 20 days*****

shutin 'tubing1'

*transwb *WELLBORE 11 4:23 12 *con 0.

shutin 'tubing2'

*transwb *WELLBORE 11 26:37 12 *con 0.

*time 60

*time 70

*****production 80 days*****

*open 'annulus1'

*transwb *WELLBORE 11 4:23 12 *con 1

*open 'annulus2'

*transwb *WELLBORE 11 26:37 12 *con 1

*time 80

*time 90

*time 100

*time 110

*time 120

*time 130

*time 140

*time 150

** CYCLE 2

*****injection for 50 days*****

shutin 'annulus1'

shutin 'annulus2'

open 'tubing1'

open 'tubing2'

*time 160

*time 170

*time 180

*time 190

*time 200

*****soak for 20 days*****

shutin 'tubing1'

*transwb *WELLBORE 11 4:23 12 *con 0.0

shutin 'tubing2'

*transwb *WELLBORE 11 26:37 12 *con 0.0

*time 210

*time 220

*****production 80 days*****

*open 'annulus1'

*transwb *WELLBORE 11 4:23 12 *con 1.

*open 'annulus2'

*transwb *WELLBORE 11 26:37 12 *con 1.

*time 230

*time 240

*time 250

*time 260

*time 270

*time 280

*time 290

*time 300

** CYCLE 3

*****injection for 50 days*****

shutin 'annulus1'

shutin 'annulus2'

open 'tubing1'

open 'tubing2'

*time 310

*time 320

*time 330

*time 340

*time 350

*****soak for 20 days*****

shutin 'tubing1'

*transwb *WELLBORE 11 4:23 12 *con 0.0

shutin 'tubing2'

*transwb *WELLBORE 11 26:37 12 *con 0.0

*time 360

*time 370

*****production 80 days*****

*open 'annulus1'

*transwb *WELLBORE 11 4:23 12 *con 1.

*open 'annulus2'

*transwb *WELLBORE 11 26:37 12 *con 1.

*time 380

*time 390

*time 400

*time 410

*time 420

*time 430

*time 440

*time 450

** BEGIN SAGD

open 'tubing2'

alter 'tubing2'

100

shutin 'annulus2'

*time 460

*time 470

*time 480

*time 490

*time 500

*time 550

*time 600

*time 650

*time 700

*time 800

*time 900

*time 1000

*time 1095.0

*time 1460.0

*time 1825.0

*time 2190.0 ** 6 anos

*time 2555.0

*time 2920.0 ** 8 anos

*time 3285.0

*time 3650.0 ** 10 anos

*STOP