

Dissertação de Mestrado

ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL DE ÓLEO COM INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM POÇOS HORIZONTAIS

Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal, fevereiro de 2005



Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Centro de Tecnologia

Departamento de Engenharia Química

Programa de Pós Graduação em Engenharia Química



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM
GRAVITACIONAL DE ÓLEO COM INJEÇÃO
CONTÍNUA DE VAPOR EM POÇOS HORIZONTAIS**

Jennys Lourdes Meneses Barillas

Orientador: Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior

Co-Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Natal / RN

FEVEREIRO / 2005

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM
GRAVITACIONAL DE ÓLEO COM INJEÇÃO
CONTÍNUA DE VAPOR EM POÇOS HORIZONTAIS**

Jennys Lourdes Meneses Barillas

*Dissertação Apresentada ao Corpo Docente do
Programa de Pós-graduação em Engenharia Química
da Universidade Federal do Rio Grande do Norte
como Requisito Parcial para a Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia Química.*

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses - Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais – Engenharia de Processos. Sub Área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal-RN, Brasil

Orientadores:

Professor: Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior

Professor: Dr. Wilson da Mata

RESUMO

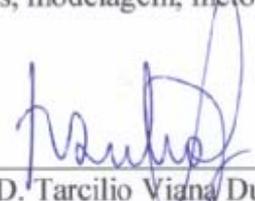
Vários métodos térmicos para aumentar a produção de óleos pesados têm sido teoricamente e experimentalmente testados. Hoje em dia a injeção a vapor, e muitas de suas variações, é o IOR mais próspero para óleos pesados. Algumas destas variações incluem o uso de poços horizontais para injeção cíclica e contínua. O Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) ou a injeção de vapor por drenagem gravitacional é o processo que usa dois poços horizontais: o injetor de vapor no topo do reservatório e o produtor na base do reservatório. O objetivo deste método é criar uma câmara de vapor, enquanto promove uma melhor varredura dos fluidos do reservatório. Um modelo foi idealizado para estudar a sensibilidade de alguns parâmetros do reservatório e de parâmetros de operação na recuperação final de óleo. Os resultados do estudo da sensibilidade destes parâmetros mostraram a dependência de todos eles no fator de recuperação final do bloco estudado, além de promover uma melhor compreensão física do processo SAGD, possibilitando melhores dimensionamentos de futuros pilotos de campo na indústria de petróleo.

Palavras chaves

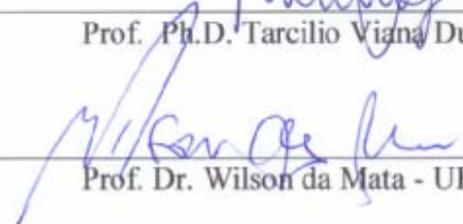
SAGD, IOR, simulação de reservatórios, modelagem, métodos térmicos.

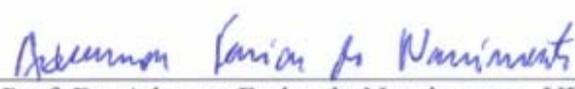
Banca Examinadora

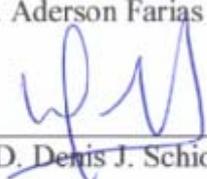
Presidente:


Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior - UFRN (DEQ)

Membros:


Prof. Dr. Wilson da Mata - UFRN (DEE)


Prof. Dr. Aderson Farias do Nascimento - UFRN (DF)


Prof. Ph.D. Denis J. Schiozer –UNICAMP

Data de defesa da dissertação: 28-02-2005

ABSTRACT

Several methods for increasing heavy oil production by applying thermal recovery have been theoretically and experimentally tested. Nowadays steam injection, in many variations of the basic process, is the most successful improved oil recovery (IOR) for heavy oils. Some of these variations include the use of horizontal wells for cyclic and continuous injection. The steam assisted gravity drainage (SAGD) process uses two horizontal wells: the steam injector at the top of the reservoir and the producer in the bottom. The purpose of this design is to create a steam chamber, providing a better sweep of the reservoir. A model was idealized to study the sensibility of some reservoir and operational parameters in the oil recovery using the SAGD process. The sensibility study results showed the dependence of all these parameters on the final recovery factor of the studied block, providing a better physical comprehension of the SAGD process and aiding in designing field pilots in the petroleum industry.

Keywords:

SAGD, IOR, reservoir simulation , thermal recovery.

Dedicatória

A meu filho e marido que estiveram sempre acompanhando-me na realização deste trabalho

A meus pais, meus irmãos, meus sobrinhos.

Agradecimentos

Para realizar um trabalho sempre é necessário a ajuda de outras pessoas ou instituições que oferecem novas idéias, nos ajudam com suporte financeiro, ou técnico ou simplesmente nos dão uma ajuda emocional, permitindo assim um projeto melhor em todos os sentidos. Por isso eu quero agradecer a todos os que de alguma maneira colaboraram na execução deste trabalho:

A meus orientadores Prof. Tarcilio e Prof. Wilson, por: sua paciência, colaboração técnica, por suas idéias, e por seu entusiasmo na realização deste trabalho.

A Gertrudes, que aprendemos juntas o uso do simulador e me ajudou nas rodadas das simulações.

A todos os professores que oferecem as disciplinas do PPGEQ que têm colaborado na compreensão de novos conceitos, necessários para o conhecimento geral da Engenharia de Processos.

À Petrobrás que financiou parte de meu mestrado por meio de uma bolsa de projeto.

Ao PPGEQ e à UFRN instituições muito valiosas pelo seu nível acadêmico que deram para mim a oportunidade de aprender algo novo e interessante.

Ao departamento de Física e ao Professor Aderson que emprestaram o programa STARS e me deram apoio técnico.

Ao NUPEG e ao PRH-ANP 14 que me deram também apoio técnico e a infra-estrutura necessária para a elaboração do trabalho.

A todos os que não me conheciam, mas acreditaram em mim.

A todos os que me incentivaram e apoiaram nos momentos mais difíceis.

ÍNDICE

Capítulo I

1	Introdução geral	2
---	------------------------	---

Capítulo II

2	Aspectos teóricos	6
2.1	Propriedades básicas dos reservatórios e dos fluidos	6
2.1.1	Compressibilidade	7
2.1.2	Porosidade	8
2.1.3	Saturação	9
2.1.4	Permeabilidade absoluta	10
2.1.5	Permeabilidade efetiva	11
2.1.6	Permeabilidade relativa	11
2.1.7	Molhabilidade	12
2.1.8	Mobilidade	14
2.1.9	Grau API do óleo	14
2.1.10	Viscosidade do óleo	15
2.2	Regimes de fluxo	15
2.3	Classificação dos reservatórios	18
2.3.1	Tipos de reservatórios	19
2.3.1.1	Reservatórios de óleo	19
2.3.1.2	Reservatório de gás	20
2.3.1.2.1	Reservatório de gás úmido e reservatório de gás seco	21
2.3.1.2.2	Reservatório de gás retrógrado	21
2.4	Fluidos produzidos	22
2.5	Histórico de produção	24
2.6	Fator volume de formação do gás	24
2.7	Fator volume de formação de óleo	25
2.8	Razão de solubilidade	27

2.9	Mecanismos de produção	27
2.9.1	Mecanismo de gás em solução	28
2.9.2	Mecanismo de capa de gás	30
2.9.3	Mecanismo de influxo de água.....	32
2.9.4	Mecanismo combinado.....	34
2.9.5	Segregação gravitacional.....	35
2.10	Processos de recuperação do petróleo	36
2.10.1	Recuperação primária do óleo	37
2.10.2	Métodos convencionais de recuperação	37
2.10.2.1	Eficiências de recuperação	38
2.10.3	Métodos especiais de recuperação.....	39
2.10.3.1	Métodos térmicos	40
2.10.3.2	Métodos miscíveis	41
2.10.3.3	Métodos químicos	41
2.10.3.4	Outros métodos.....	42
2.11	Injeção cíclica de vapor	42
2.12	Injeção contínua de vapor.....	43
2.12.1	Variações especiais da injeção de vapor.....	44
2.13	Drenagem gravitacional de óleo assistida com vapor (processo SAGD).....	44

Capítulo III

3	Estado da arte.....	49
---	---------------------	----

Capítulo IV

4	Modelagem do processo	57
4.1	Modelo proposto	57
4.2	Modelo matemático.....	59
4.2.1	Princípios gerais	59
4.2.1.1	Equação de continuidade e movimento.....	59
4.2.1.2	Equação de energia.....	65
4.2.2	Equações gerais de conservação discretizadas	68
4.2.2.1	Balanço de massa	69

4.2.2.2	Balanço de energia:	69
4.2.2.3	Transmissibilidades Tj das fases:	69
4.3	Modelo da malha	70
4.4	Solução do modelo	71
4.5	Modelagem do reservatório	72
4.5.1	Propriedades do reservatório	72
4.5.2	Propriedades da rocha	73
4.5.3	Viscosidade do óleo	73
4.5.4	Permeabilidades relativas	74
4.5.5	Descrição das condições de operação	76
4.6	Descrição dos casos simulados	76

Capítulo V

5	Resultados e discussões	79
5.1	Produção primária: sem injeção de vapor	79
5.2	Análise de sensibilidade	80
5.3	Atributos do reservatório	81
5.3.1	Permeabilidade vertical	82
5.3.2	Permeabilidade da rocha	86
5.3.3	Viscosidade do óleo	88
5.3.4	Espessura do reservatório	91
5.3.4.1	Distância vertical	92
5.3.4.2	Fator de recuperação versus volume poroso injetado	93
5.3.5	Folhelhos no reservatório	95
5.3.5.1	Folhelho de 300m x 60m x 2 m	96
5.3.5.2	Barreira de 510m x 60 m x 2 m	98
5.3.5.3	Barreira furada no centro	102
5.3.5.4	Comparação entre os modelos com barreiras	103
5.3.6	Aquífero	105
5.4	Parâmetros de operação	109
5.4.1	Distância vertical entre poços	109
5.4.2	Comprimento dos poços injetor e produtor	113
5.4.3	Configurações de poços	118

5.4.3.1	Poço injetor vertical (1) e poço produtor horizontal (1).....	118
5.4.3.2	Três poços injetores verticais, e um produtor horizontal.....	121
5.4.3.3	Poços injetor e produtor verticais	125
5.4.3.4	Comparação entre as diferentes configurações dos poços injetor e produtor...	127
5.5	Comparação entre o processo SAGD e a injeção contínua de vapor.....	129
5.6	Otimização do vapor	131

Capítulo VI

6	Conclusões e recomendações.....	138
6.1	Conclusões	138
6.2	Recomendações.....	139

Capítulo VII

7	Referências bibliográficas.....	142
---	---------------------------------	-----

Capítulo VIII

8	Anexos	147
8.1	Termos utilizado nas equações de balanço de massa e energia	147
8.1.1	Termos na acumulação	147
8.1.2	Termos de fluxo.....	149
8.1.3	Termo fonte / sumidouro	150
8.1.4	Termo fonte / sumidouro para aplicações térmicas com aquíferos	151
8.2	Arquivo de entrada no programa de simulação numérica “Stars”	152
8.3	Curvas de produção acumulada de água	160

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2-1: Porosidade de uma rocha – reservatório.....	8
Figura 2-2: Fluxo linear.....	10
Figura 2-3: Curvas de permeabilidades relativa versus a saturação de água.....	12
Figura 2-4: Molhabilidade do sistema óleo-água-rocha.....	13
Figura 2-5: Rocha molhada por água.....	13
Figura 2-6: Viscosidade para diferentes óleos.....	15
Figura 2-7: Fluxo radial.....	16
Figura 2-8: Distribuição das pressões no reservatório sob regime de fluxo estabilizado.....	16
Figura 2-9: Diagrama de fases misturas líquidas.....	19
Figura 2-10: Diagrama de fases – gás retrógrado.....	22
Figura 2-11: Fluidos no reservatório e na superfície.....	23
Figura 2-12: Fator volume de formação do gás.....	25
Figura 2-13: Processo de liberação do gás.....	26
Figura 2-14: Fator volume de formação do óleo.....	26
Figura 2-15: Razão de solubilidade.....	27
Figura 2-16: Reservatório com mecanismo de gás em solução.....	29
Figura 2-17: Mecanismo de gás em solução.....	30
Figura 2-18: Reservatório com mecanismo de capa de gás.....	31
Figura 2-19: Mecanismo de capa de gás.....	32
Figura 2-20: Reservatório com mecanismo de influxo de água.....	33
Figura 2-21: Mecanismo de influxo de água.....	34
Figura 2-22: Reservatório com mecanismo combinado.....	35
Figura 2-23: Reservatório com mecanismo de gás em solução.....	36
Figura 2-24: Processos de recuperação do petróleo.....	37
Figura 2-25: Conceito da drenagem de óleo assistida por gravidade.....	45
Figura 4-1: Representação do sistema de poços injetor-produtor no reservatório.....	58

Capítulo III

Capítulo IV

Figura 4-2: Volume de controle.....	60
Figura 4-3: Exemplo de divisão do reservatório	62
Figura 4-4: Representação do bloco	64
Figura 4-5: Modelo do reservatório.....	70
Figura 4-6: Método de Newton	72
Figura 4-7: Viscosidade do óleo.....	74
Figura 4-8: Permeabilidade relativa água - óleo.....	75
Figura 4-9: Permeabilidade relativa líquido - gás	75

Capítulo V

Figura 5-1: Efeito da injeção de vapor no fator de recuperação de óleo.....	80
Figura 5-2: Análise de Sensibilidade após 14 anos de produção	81
Figura 5-3: Vazão de óleo no tempo quando é modificada a permeabilidade vertical	82
Figura 5-4: Evolução no tempo da saturação de óleo para a permeabilidade vertical de 50 mD (esquerda) e para a de 400 mD (direita). Seção transversal do reservatório.....	84
Figura 5-5: Produção acumulada de óleo versus tempo quando é modificada a permeabilidade vertical.	85
Figura 5-6: Efeito da variação da permeabilidade da rocha na vazão de produção de óleo.....	86
Figura 5-7: Efeito da variação da permeabilidade da rocha, na produção acumulada de óleo.....	87
Figura 5-8: Efeito da variação da viscosidade do óleo, na vazão de produção de óleo.	89
Figura 5-9: Efeito da variação da viscosidade do óleo, na produção acumulada de óleo.	89
Figura 5-10: Efeito da variação da espessura do reservatório na vazão de óleo.	91
Figura 5-11: Efeito da variação da espessura do reservatório no fator de recuperação do óleo versus o volume poroso injetado.	94
Figura 5-12: Desenho esquemático da barreira de 300m x 60m x 2m entre o poço injetor e produtor.....	95
Figura 5-13: Desenho esquemático da barreira de 510m x 60m x 2m entre o poço injetor e produtor.....	95

Figura 5-14: Desenho esquemático das duas barreiras de 180m x 60m x 2m entre o poço injetor e produtor.....	96
Figura 5-15: Efeito da barreira de 300m x 60 m x 2m, entre poços, na vazão de produção de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.	97
Figura 5-16: Efeito da barreira de 300m x 60m x 2m, entre poços, na produção acumulada de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.	97
Figura 5-17: Efeito da barreira de 510m x 60m x 2m, entre poços, na vazão de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.....	99
Figura 5-18: Efeito da barreira de 510m x 60m x 2 m, entre poços, na produção acumulada de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.....	100
Figura 5-19: Efeito da barreira de 300m x 60m x 2m e de 510m x 60m x 2m, localizada abaixo do poço produtor, na produção acumulada de óleo.....	101
Figura 5-20: Efeito de duas barreiras de 180m x 60m x 2m, na vazão de óleo, para diferentes camadas do reservatório.....	102
Figura 5-21: Efeito de duas barreiras de 180m x 60m x 2m, na produção acumulada de óleo, para diferentes camadas do reservatório.	103
Figura 5-22: Comparação entre os sistemas de folhelhos	104
Figura 5-23: Aquífero no reservatório modelo.....	105
Figura 5-24: Efeito do aquífero na vazão de óleo.	106
Figura 5-25: Efeito do aquífero na produção acumulada de óleo.....	107
Figura 5-26: Comparação da produção acumulada de óleo no tempo entre o sistemas com aquífero e o modelo base	108
Figura 5-27: Seção transversal do reservatório	110
Figura 5-28: Efeito da variação da distância entre o poço injetor e produtor na vazão de produção de óleo.	111
Figura 5-29: Efeito da variação da distância entre o poço injetor e o produtor na produção acumulada de óleo.....	112
Figura 5-30: Efeito da variação do comprimento do poço injetor e do produtor na vazão de produção de óleo.	114
Figura 5-31: Seqüência no tempo do incremento de temperatura, comprimento de poços de 300m e 510 m.	116
Figura 5-32: Efeito da variação do comprimento do poço injetor e do produtor no acumulado da produção de óleo.	117

Figura 5-33: Efeito da Configuração de poços: 1 injetor vertical e 1 produtor horizontal na produção acumulada de óleo com injeção de vapor em diferentes camadas do reservatório.	119
Figura 5-34: Efeito da barreira de 510m x 60 m x 2 m na produção acumulada de óleo. Configuração de poços: 1 injetor vertical e 1 produtor horizontal.	120
Figura 5-35: Diagrama esquemático da posição dos poços injetores.....	122
Figura 5-36: Efeito da configuração de poços: 3 injetores verticais e 1 produtor horizontal na produção acumulada de óleo, com injeção de vapor em diferentes camadas do reservatório (sem folhelho).	123
Figura 5-37: Efeito da barreira de 510m x 60m x 2m na produção acumulada de óleo. Configuração de poços: 3 injetores verticais e 1 produtor horizontal.	124
Figura 5-38: Diagrama esquemático da posição dos poços injetor e produtor.....	125
Figura 5-39: Efeito da configuração de poços: 1 injetor e 1 produtor verticais, na produção acumulada de óleo, com barreira de 510m x 60 m x 2m entre poços.	126
Figura 5-40: Efeito da configuração dos poços, no fator de recuperação de óleo.....	128
Figura 5-41: Modelo 5-spot, para a injeção contínua de vapor.....	129
Figura 5-42: Fator de recuperação de vapor versus tempo - comparação entre o processo SAGD e a injeção contínua de vapor.....	130
Figura 5-43: Fator de recuperação de vapor versus volume poroso injetado - comparação entre o processo SAGD e a injeção contínua de vapor.....	130
Figura 5-44: Otimização do vapor: comprimento dos poços SAGD	131
Figura 5-45: Otimização do vapor: distância vertical entre poços	132
Figura 5-46: Otimização do vapor: espessura da zona de óleo	133
Figura 5-47: Otimização do vapor: permeabilidade.....	133
Figura 5-48: Otimização do vapor: viscosidade.....	134
Figura 5-49: Otimização do vapor: barreiras de permeabilidade	135
Figura 5-50: Otimização do vapor: diferentes configuração de poços de injeção.....	136

Capítulo VI

Capítulo VII

Capítulo VIII

Figura 8-1: Produção acumulada de água versus tempo- distância vertical entre poços	160
Figura 8-2: Produção acumulada de água versus tempo- comprimento dos poços injetor e produtor.....	160
Figura 8-3: Produção acumulada de água versus tempo-permeabilidade vertical	161
Figura 8-4: Produção acumulada de água versus tempo-permeabilidade horizontal	161
Figura 8-5: Produção acumulada de água versus tempo- viscosidade do óleo	162
Figura 8-6: Produção acumulada de água versus tempo – barreira de 300 m x 60 x 2 m.....	162
Figura 8-7: Produção acumulada de água versus tempo – barreira de 510m x 60m x 2m.....	163
Figura 8-8: Produção acumulada de água versus tempo- aquífero.....	163

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Tabela 3-1: Dados operacionais de projetos SAGD reportados na literatura..... 51

Tabela 3-2: Características dos reservatórios e fluidos de aplicações do processo SAGD..... 52

Capítulo IV

Tabela 4-1: Intervalo dos parâmetros analisados- atributos do reservatório 77

Tabela 4-2: Intervalo dos parâmetros analisados- parâmetros de controle 77

Capítulo V

Tabela 5-1: Resumo dos resultados: recuperação primária 79

Tabela 5-2: Resumo dos resultados: permeabilidade vertical 85

Tabela 5-3: Resumo dos resultados: permeabilidade da rocha..... 87

Tabela 5-4: Resumo dos resultados: permeabilidade da rocha..... 88

Tabela 5-5: Resumo dos resultados: viscosidade do óleo 90

Tabela 5-6: Resumo dos resultados: viscosidade do óleo 90

Tabela 5-7: Resumo dos resultados: espessura da zona de óleo de 10 m..... 92

Tabela 5-8: Resumo dos resultados: espessura da zona de óleo de 30m..... 93

Tabela 5-9: Volumes *in place* do óleo e da água..... 93

Tabela 5-10: Resumo dos resultados: espessura da zona de óleo..... 94

Tabela 5-11: Localização dos folhelhos na malha..... 96

Tabela 5-12: Resumo dos resultados: barreira de 300m x 60m x 2m 98

Tabela 5-13: Resumo dos resultados: barreira de 300m x 60m x 2m 98

Tabela 5-14: Resumo dos resultados: barreira de 510m x 60m x 2m	100
Tabela 5-15: Resumo dos resultados: barreira 510m x 60m x 2m	101
Tabela 5-16: Localização da barreira furada na malha.....	102
Tabela 5-17: Resumo dos resultados: comparação entre sistemas	105
Tabela 5-18: Localização na malha do folhelho no aquífero	106
Tabela 5-19: Resumo dos resultados: aquífero.....	108
Tabela 5-20: Resumo dos resultados: aquífero.....	109
Tabela 5-21: Localização do poço injetor e produtor na malha	109
Tabela 5-22: Resumo dos resultados: distância vertical entre poços	112
Tabela 5-23: Resumo dos resultados - distância vertical entre poços	113
Tabela 5-24: Localização dos poços injetor e produtor na malha	114
Tabela 5-25: Resumo dos resultados: comprimento de poços	117
Tabela 5-26: Resumo dos resultados: comprimento dos poços.....	117
Tabela 5-27: Localização do poço injetor na malha.....	119
Tabela 5-28: Resumo dos resultados: poço injetor vertical e poço produtor horizontal	121
Tabela 5-29: Resumo dos resultados: poço injetor vertical, poço produtor horizontal.....	121
Tabela 5-30: Localização do poço injetor na malha.....	122
Tabela 5-31: Resumo dos resultados: 3 injetores verticais e 1 produtor horizontal.....	124
Tabela 5-32: Resumo dos resultados: 3 injetores verticais, 1 produtor horizontal.....	125
Tabela 5-33: Localização na malha dos poços injetor e produtor verticais.....	126
Tabela 5-34: Resumo dos resultados: injetor e produtor verticais	127
Tabela 5-35: Resumo dos resultados: poço injetor e produtor verticais.....	127
Tabela 5-36: Resumo dos resultados: comparação entre sistemas	128

Capítulo VI

Capítulo VII

Capítulo VIII

NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

Lista por ordem alfabética

°API:	Grau API do óleo	
A:	Área transversal ao fluxo do fluido	m^2
B _g :	Fator de volume de formação do gás	$m^3/m^3 \text{ std}$
B _o :	Fator de volume de formação do óleo	$m^3/m^3 \text{ std}$
C _f :	Compressibilidade efetiva da formação	$1/(Kgf/cm^2)$
C _s :	Concentração de sólidos	Kg/m^3
D _{ij} :	Coefficiente de difusividade do componente i em j (j = w, o, g)	m^2/dia
FR:	Fator de recuperação de óleo	
g:	Constante gravitacional	m/dia^2
h:	Altura do reservatório	m
H _{Ac} d:	Calor transferido por condução até ou desde o aquífero adjacente	J/Kg
H _{Ac} v:	Calor transferido por convecção até ou desde o aquífero adjacente	J/Kg
H _g :	Entalpia do gás	J/Kg
H _o :	Entalpia do óleo	J/Kg
h _{vapor} :	Altura da câmara de vapor	m
H _w :	Entalpia da água	J/Kg
I _{ik} :	Índice da fase “j” para a camada “k” do poço	$m^5/(Kgf \text{ dia})$
IP:	Índice de produtividade	
k:	Permeabilidade absoluta	mD
K:	Transmissibilidade térmica, na interface.	$J/(m^2 \cdot dia)$
kg:	Permeabilidade efetiva ao gás	mD
ko:	Permeabilidade efetiva ao óleo	mD
kro:	Permeabilidade relativa ao óleo	Adimensional
krw:	Permeabilidade relativa à água	Adimensional
kw:	Permeabilidade efetiva à água	mD
L:	Comprimento	m
m:	Coefficiente adimensional que relaciona a viscosidade com a temperatura em forma empírica	
N, N _p :	Produção acumulada de óleo	$m^3 \text{ std}/dia$
P:	Pressão	Kgf/m^2
p _e :	Pressão externa	Kgf/m^2
p _k :	Pressão do nó na região de interes que contém a camada “k” do poço	Kgf/m^2
p _w :	Pressão no poço	Kgf/m^2
p _{wfk} :	Pressão do fluxo do poço (wellbore) na camada “k”.	Kgf/m^2
q:	Vazão volumétrica	m^3 /dia
qa _{qwk} :	Vazão volumétrica de água através da face do bloco “k” até ou desde o aquífero adjacente	m^3 /dia
re:	Raio externo do reservatório	m
r _j :	Fatores de resistência das fases	
ROV:	Razão óleo vapor	m^3/ton
r _w :	Raio do poço	m
S _g :	Saturação do gás	Fração ou %
S _o :	Saturação do óleo	Fração ou %
S _w :	Saturação da água	Fração ou %
T:	Temperatura	°C, K
T _j :	Transmissibilidade entre duas regiões	$m^5/(Kgf \cdot dia)$

T_R :	Temperatura da interface com a câmara de vapor	$^{\circ}\text{C}$, K
T_s :	Temperatura do reservatório	$^{\circ}\text{C}$, K
U_g :	Energia interna na fase gás	J/Kg
U_o :	Energia interna na fase óleo	J/Kg
U_r :	Energia interna por volume de rocha	J/Kg
U_w :	Energia interna na fase água	J/Kg
V, V_R :	Volume total da rocha	m^3
V_f :	Volume do fluidos	m^3
V_g :	Volume do gás	m^3
V_o :	Volume do óleo	m^3
V_p :	Volume poroso inicial	m^3
V_r :	Volume da rocha	m^3
V_s :	Volume dos sólidos	m^3
V_v :	Volume de espaços vazios	m^3
V_w :	Volume da água	m^3
w_i :	Fração mássica ou molar do componente i (o, g, w) na fase água	
W_p :	Produção acumulada de água	$\text{m}^3 \text{ std}$
x_i :	Fração mássica ou molar do componente i (o, g, w) na fase óleo	
y_i :	Fração mássica ou molar do componente i (o, g, w) na fase gás	

Lista por palavras gregas

φ_f	Porosidade de fluidos	Fração ou %
φ_r, ϕ :	Porosidade do reservatório	Fração ou %
γ :	Densidade do óleo / densidade da água ($T = 20^{\circ}\text{C}$)	$\text{M}^3 \text{ óleo}/\text{m}^3 \text{ água}$
λ_{eff} :	Condutividade térmica efetiva	$\text{J}/(\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$
λ_o :	Mobilidade do óleo	mD/cp
λ_w :	Mobilidade da água	mD/cp
μ :	Viscosidade	cp
ν_s :	Viscosidade cinemática do óleo na temperatura da interface com o vapor	stoke
ν :	Viscosidade cinemática do óleo na temperatura T	stoke
ρ_g :	Densidade da fase gás	Kg/m^3 ou Kgmol/m^3
ρ_o :	Densidade da fase óleo	Kg/m^3 ou Kgmol/m^3
ρ_w :	Densidade da fase água	Kg/m^3 ou Kgmol/m^3
σ_{os} :	Forças de cisalhamento entre o óleo e a superfície do sólido	Kgf
σ_{ow} :	Forças de cisalhamento entre o óleo e a água	Kgf
σ_{ws} :	Forças de cisalhamento entre a água e a superfície do sólido	Kgf
θ :	Ângulo de contato entre a tangente na interface de um fluido e a superfície de um sólido	rad
ΔP :	Variação da pressão	Kgf/cm^2
ΔS_o :	Diferença entre a saturação inicial do óleo e a saturação residual do óleo	Adm
ΔV_p :	Variação do volume poroso	m^3
Φ_j :	Energia potencial do sistema	Kgf/m^2

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO GERAL

1 Introdução geral

Do petróleo existente nos reservatórios é possível recuperar, na prática, só uma fração, ficando a maior parte do petróleo dentro da jazida, devido à complexidade dos reservatórios e aos mecanismos ainda pouco eficientes de recuperação do petróleo. Portanto, torna-se necessário o estudo e o desenvolvimento de metodologias de processos de recuperação que permitam extrair mais do óleo residual aumentando assim a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil.

Pode ser possível que o Brasil alcance a auto-suficiência na produção de petróleo nos próximos anos e, dando ênfase a programas de expansão de produção das reservas atuais, é necessário que as tecnologias dos processos avançados de recuperação do petróleo sejam estudadas no país. Regionalmente, o Rio Grande do Norte conta com grandes reservas de petróleo pesado que ainda precisam ser produzidas. As atividades de exploração nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo têm levado à descoberta de grandes volumes de óleos pesados que, por enquanto, não podem ser incluídos nas reservas devido ao custo e às dificuldades técnicas para extração. É possível aumentar a recuperação de óleo em alguns destes reservatórios com a ajuda dos processos de recuperação avançada de petróleo.

Algumas das diferentes alternativas para melhorar a capacidade de escoamento dos óleos pesados e aumentar a sua recuperação são: a estimulação cíclica de vapor, a combustão “in situ”, a injeção de vapor, e o processo de drenagem de óleo por diferencial gravitacional com injeção de vapor ou comumente chamado de processo SAGD (siglas em inglês que significam: “*steam assisted gravity drainage*”), que é um derivado da injeção contínua de vapor. O processo SAGD envolve dois poços horizontais paralelos um acima do outro, onde o poço superior é o injetor de vapor e o inferior é o produtor de óleo. Nesse processo, o papel da força gravitacional é maximizado. Este método de recuperação avançada é mais efetivo para óleos com alta viscosidade, ou para betume, e tem sido demonstrado ser economicamente viável em projetos comerciais de recuperação de petróleo (Queipo et al., 2002). Esta tecnologia é um processo que atualmente está sendo muito estudado devido à alta recuperação de óleos pesados e devido ao fato de poder ser mais eficiente que a injeção contínua de vapor, permitindo maiores recuperações do óleo em um reservatório.

O estudo desta tecnologia no Brasil é fundamental para se conhecer em quais campos de produção a mesma pode ser implementada com vantagens, assegurando rentabilidade maior e com menor demanda de injeção de vapor. Este processo SAGD já foi comercialmente aplicado no Canadá, nos EUA e na Venezuela, obtendo-se uma elevada recuperação do óleo (40-70%, Donnelly 1999; Vasquez et al., 1999; Sharma et al., 2002). No Brasil ainda não foi aplicado este tipo de processo, mas a tecnologia pode ser aplicada em reservatórios que necessitem de uma recuperação avançada para produzir o óleo pesado ou extra pesado e onde se disponha de vapor para injeção.

O desempenho deste processo pode ser significativamente afetado por determinados parâmetros operacionais e geométricos do reservatório. Exemplos disso podem ser: a permeabilidade horizontal e vertical das rochas, a heterogeneidade do reservatório, a espessura da zona de óleo, o aquífero, a separação entre poços, o comprimento horizontal dos poços e a necessidade de vapor. Por isto este trabalho visa estudar o impacto das condições operacionais, das variáveis geométricas envolvidas, do fluido e do reservatório na produção acumulada, na vazão de produção e no fator de recuperação do óleo, além da razão óleo-vapor para, assim, obter-se a demanda mínima de vapor com um melhor rendimento do processo. Além disto, também se visa estudar o efeito de diferentes geometrias de injeção de vapor na fração de óleo recuperada.

Para realizar este trabalho foi feito um modelo numérico do processo utilizando um reservatório homogêneo, em um simulador de métodos avançados de recuperação de óleo, como é o Stars versão 2002.2, da CMG (Computer Modelling Group).

Este trabalho de dissertação está composto de oito capítulos. No **capítulo II** é apresentada a teoria que envolve as propriedades principais dos reservatórios, os diferentes métodos de recuperação, tanto convencional quanto avançado, e a teoria que envolve o processo de drenagem por diferencial gravitacional (processo SAGD). Se o leitor é experiente e deseja pode começar a ler o trabalho na seção 2.10.

Um histórico dos trabalhos relacionados ao processo SAGD é apresentado no **Capítulo III**, onde é feita uma revisão dos principais trabalhos de simulação em duas e três dimensões para reservatórios homogêneos e heterogêneos. São mostrados também alguns dos

campos petrolíferos no mundo que aplicaram o processo SAGD para melhorar a produção de óleo pesado ou betume. Também se encontram relatados alguns trabalhos que fizeram análises de diferente projetos de injeção no reservatório.

A modelagem do processo é relatada no **Capítulo IV**, onde é mostrado o modelo matemático utilizado na simulação do processo, o modelo do refinamento utilizado na malha, as propriedades da rocha-reservatório, dos fluidos e da rocha-fluido. Também é apresentada uma descrição das condições de operação, os dados de entrada iniciais requeridos pelo programa, além de uma descrição dos casos que foram simulados.

Os resultados obtidos estão relacionados no **Capítulo V**, onde também foi realizada uma discussão dos resultados do trabalho. Foram comparados, quando possível, com alguns dos resultados obtidos na literatura.

No **Capítulo VI** são apresentadas as conclusões mais importantes obtidas neste trabalho e as recomendações para trabalhos futuros.

Por último nos **Capítulos VII e VIII** encontram-se as referências bibliográficas e os anexos.

Alguns dos resultados produzidos neste trabalho foram apresentados oralmente e publicados no “25° Congresso Ibero Latino Americano de Métodos Computacionais em Engenharia” (25° CILAMCE, 2004), em Recife Brasil (Barillas et al., 2004) e como pôster no 1^{er} Simpósio da Região Nordeste sobre pesquisa e desenvolvimento em petróleo e gás natural, em Recife-Brasil (Queiroz et al., 2004).

CAPÍTULO II: ASPECTOS TEÓRICOS

2 Aspectos teóricos

Neste Capítulo 2 é explanada a teoria básica de reservatórios e os diferentes processos de recuperação do petróleo. Também é descrita a teoria inicial do processo de drenagem por diferencial gravitacional (SAGD) e mostrados os diferentes parâmetros que podem afetar o processo.

2.1 Propriedades básicas dos reservatórios e dos fluidos

O conhecimento das propriedades básicas da rocha e dos fluidos contidos nela torna-se uma matéria muito importante, já que elas vão determinar as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se movimentarem e escoarem. Devido a isto a quantidade total de fluido que poder ser extraída do reservatório vai depender destas propriedades (Dake, 2001). As mais importantes estão nomeadas a seguir:

- Compressibilidade
- Porosidade
- Saturação
- Permeabilidade Absoluta
- Permeabilidade Efetiva
- Permeabilidade Relativa
- Molhabilidade
- Mobilidade
- Viscosidade
- Densidade °API

2.1.1 Compressibilidade

Um corpo que inicialmente tem um volume V e é submetido a uma compressão P , reduzirá seu volume. O quociente entre a redução de volume ΔV e o volume inicial V recebe o nome de variação fracional. Dividindo-se a variação fracional pelo ΔP , tem-se a “compressibilidade”, então por definição a compressibilidade é o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão (Thomas et al., 2001).

É de interesse para a Engenharia de Reservatórios a chamada compressibilidade efetiva de formação, isto é, quando os poros de uma rocha-reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos então o volume dos poros dependerá da sua pressão interna. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm os seus volumes reduzidos. Assim a compressibilidade efetiva da formação é a relação entre a variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão (Equação 2-1).

$$C_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P}; \quad C_f \geq 0 \quad (2-1)$$

onde:

C_f :	Compressibilidade efetiva da formação
ΔV_p :	Variação do volume poroso
V_p :	Volume poroso inicial
$\Delta V_p / V_p$:	Variação fracional do volume
ΔP :	Variação da pressão

2.1.2 Porosidade

A porosidade de uma rocha é a propriedade daquela apresentar vazios, isto é, poros ou fissuras onde é acumulado o óleo e a água. Pode ser calculado percentualmente como o volume de espaços vazios encontrados na rocha dividido pelo volume total da mesma. A porosidade de uma rocha pode ser, geralmente, muito heterogênea à escala microscópica. Na Figura 2-1, tem-se um esquema de uma rocha - reservatório onde pode ser observada a sua porosidade. Nos espaços vazios encontra-se o óleo e os grãos da rocha estão rodeados de água, embora também seja possível que os grãos da rocha estejam rodeados pelo óleo.

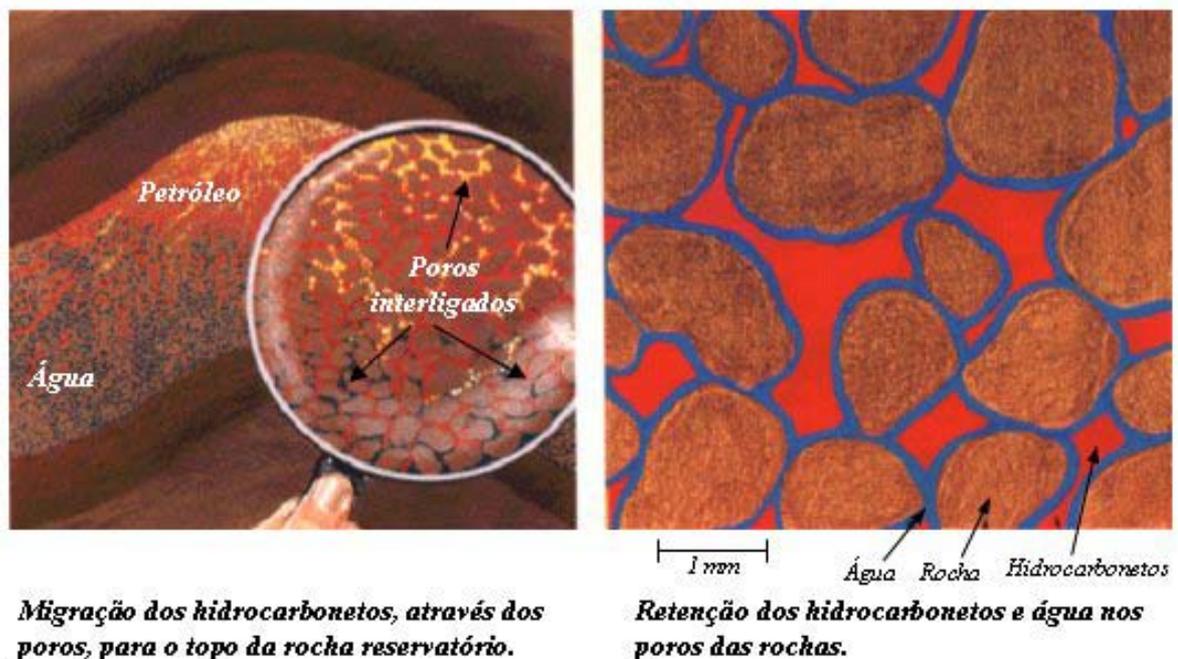


Figura 2-1: Porosidade de uma rocha – reservatório
(Domingos, 2003)

Os vazios intergranulares apresentam, geralmente, formas irregulares e estão interligados por canaliculos estreitos, tortuosos e complexos que permitem a migração dos fluidos. A porosidade pode representar 20 a 25% do volume total da rocha, sendo que este volume poroso não está inteiramente preenchido pelos hidrocarbonetos, havendo sempre uma certa quantidade de água, chamada de água conata ou água irreduzível.

Devido à cimentação, alguns poros podem ficar totalmente isolados. A partir daí, a porosidade classifica-se como:

- Porosidade absoluta: razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha;
- Porosidade efetiva: razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha.

Na engenharia de reservatórios, o parâmetro que é considerado o mais importante é a *porosidade efetiva*, já que representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha, devido a que os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos.

Existe também uma porosidade denominada *primária* que se desenvolveu da conversão do material sedimentar em rocha e a *porosidade secundária* resultante dos processos físicos e químicos sofridos pela rocha após sua formação.

Os métodos utilizados comumente para medir a porosidade são: os métodos chamados diretos onde as medidas são feitas a partir de corpos de prova (plugs ou testemunhos) ou de microscópios (lâminas) e os métodos chamados indiretos cuja resposta da medição se dá através de ondas sonoras (perfilagem).

2.1.3 Saturação

O percentual do volume poroso ocupado por cada fluido (gás, água e óleo) recebe o nome de saturação. A saturação de óleo, água e gás é o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada uma destas fases, ou seja:

$$\text{Saturação de óleo: } S_o = V_o/V_p$$

$$\text{Saturação de gás: } S_g = V_g/V_p$$

$$\text{Saturação de água: } S_w = V_w/V_p$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2-2)$$

2.1.4 Permeabilidade absoluta

Uma rocha pode ter uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros pode conter uma quantidade apreciável de hidrocarbonetos, mas isto não é garantia de que possam ser extraídos. Para isso a rocha deve permitir o fluxo de fluidos através dela. Os fluidos percorrem os canais porosos, e se estes são cheios de estrangulamentos, muito estreitos e tortuosos, o grau de dificuldade para os fluidos se locomoverem no seu interior será maior. Os poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos.

A permeabilidade é a medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos. O nome de permeabilidade absoluta se dá quando um único fluido está saturando a rocha. Na Figura 2-2, é mostrado o fluxo de um fluido através de um meio poroso linear.

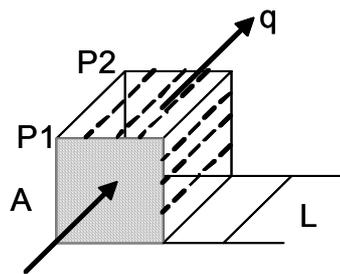


Figura 2-2: Fluxo linear

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)} \quad (2-3)$$

A Equação 2-3 descreve um fluxo linear de um fluido que tem viscosidade “ μ ” e o meio poroso tem comprimento “ L ” e a seção reta “ A ” (área transversal ao fluxo). Segundo a Equação 2-3, a vazão “ q ” através do meio poroso é diretamente proporcional à área aberta ao fluxo, ao diferencial de pressão ($P_1 - P_2$) e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade. A permeabilidade “ k ” é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso. Por definição um Darcy (que é a unidade de medida utilizada para definir a permeabilidade) é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade de 1 cp, através de 1 cm² de área transversal ao fluxo (Thomas et al., 2001).

2.1.5 Permeabilidade efetiva

Uma rocha-reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, e neste caso a facilidade com que cada fluido se move no meio poroso é chamada de permeabilidade efetiva ao fluido considerado. Por exemplo, se em um meio poroso está fluindo água e óleo, têm-se permeabilidade efetiva à água e permeabilidade efetiva ao óleo. As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido.

2.1.6 Permeabilidade relativa

A permeabilidade relativa é o valor da permeabilidade efetiva normalizada, ou seja, se divide todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. O valor de permeabilidade mais utilizado como base é a permeabilidade absoluta, assim pode-se definir:

$$\text{Permeabilidade relativa ao óleo: } k_{ro} = k_o/k \quad (2-4)$$

$$\text{Permeabilidade relativa ao gás: } k_{rg} = k_g/k \quad (2-5)$$

$$\text{Permeabilidade relativa à água: } k_{rw} = k_w/k \quad (2-6)$$

A Figura 2-3 apresenta um exemplo de curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo versus saturação de água.

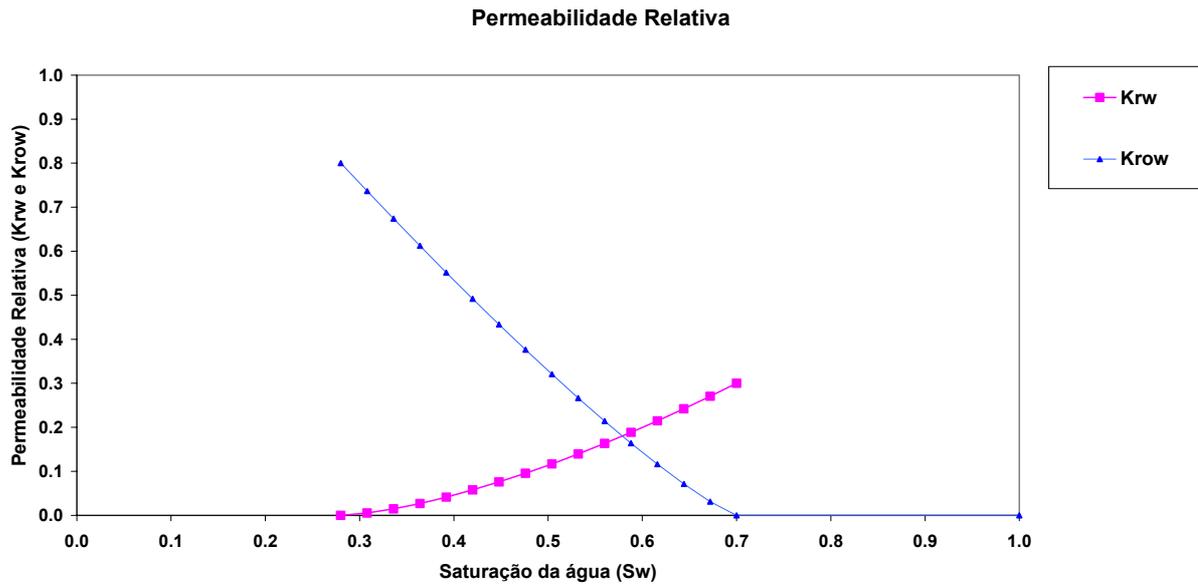


Figura 2-3: Curvas de permeabilidades relativa versus a saturação de água

2.1.7 Molhabilidade

A molhabilidade é a tendência de um líquido espalhar-se sobre uma superfície de contato, na presença de um outro fluido, e é uma função tanto dos fluidos como do sólido. É medida pelo ângulo de contato entre o líquido e a superfície. Pode ser explicada quantitativamente por meio de um balanço de forças entre dois fluidos (exemplo água e óleo) e o sólido. Na Figura 2-4 pode ser observado um sistema rocha –água -óleo , quanto menor o ângulo de contato ($\theta < 90^\circ$), maior é a facilidade do líquido em se espalhar na superfície. Se o ângulo de contato (θ) entre a rocha e o líquido é menor que 90° a rocha encontra-se molhada pela água, mas si o ângulo é maior que 90° , a rocha está molhada pelo óleo.

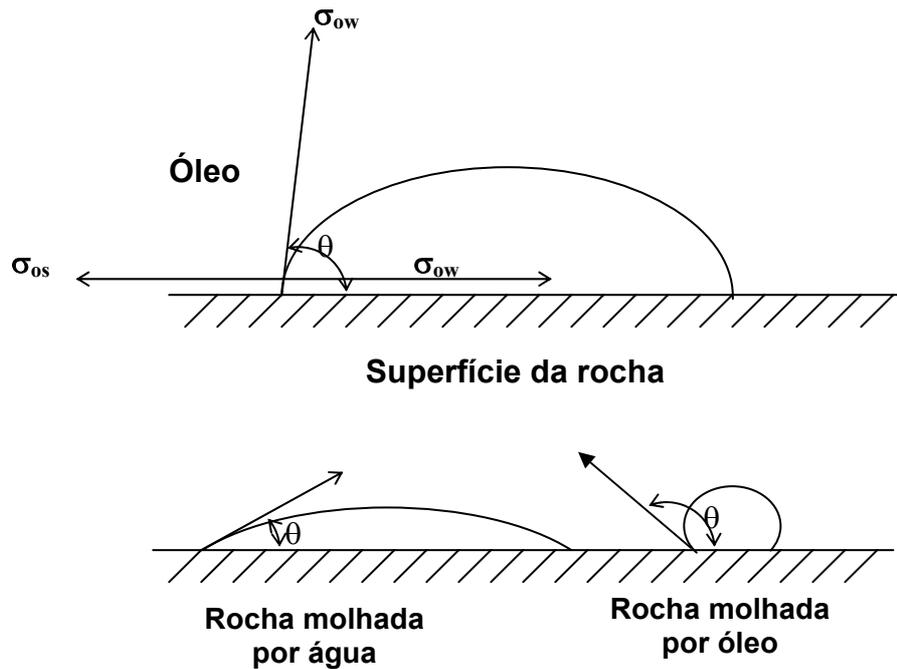


Figura 2-4: Molhabilidade do sistema óleo-água-rocha
(Willhite, 1986)

Em uma rocha-reservatório pode acontecer que a rocha se encontre molhada pela água ou pelo óleo. Na Figura 2-5 pode ser observado como a água envolve os grãos permitindo a passagem do óleo entre os grãos da rocha, nesse caso diz-se que a rocha é molhada pela água.

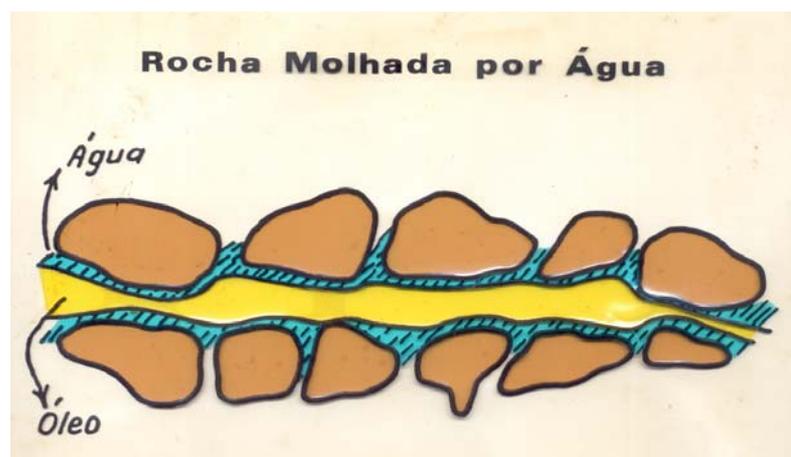


Figura 2-5: Rocha molhada por água

2.1.8 Mobilidade

A mobilidade de um fluido se define como a razão entre sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por:

$$\lambda_o = k_o / \mu_o \quad (2-7)$$

As mobilidades, assim como as permeabilidades relativas, dependem das saturações dos fluidos. A chamada razão de mobilidades é definida pela divisão entre a mobilidade da água “ λ_w ” e a mobilidade do óleo “ λ_o ” (Equação 2-8). A mobilidade do óleo e da água são medidas em pontos de saturações de água (S_w) diferentes.

$$\text{Razão de mobilidades} = \lambda_w / \lambda_o \quad (2-8)$$

2.1.9 Grau API do óleo

Na engenharia de petróleo é comum falar do óleo segundo o grau API, sendo possível identificar rapidamente se o óleo é leve, pesado ou extrapesado. A densidade do óleo em unidades °API está definido pela Equação 2-9.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5 \quad (2-9)$$

onde “ γ ” é a densidade específica do óleo (densidade do óleo / densidade da água) nas condições padrão (20 °C e 1 atm).

Se a densidade API de um óleo é menor que 20 ($\gamma > 0,934$), este pode ser classificado como pesado. Os óleos leves estão usualmente na faixa de 20 a 30 °API (γ entre 0,875 e 0,825). Os condensados do petróleo podem oscilar entre 60 e 70 °API (Nind, 1989).

2.1.10 Viscosidade do óleo

A influência da temperatura nos fluidos é significativa. Nos óleos a viscosidade diminui em forma exponencial com o aumento da temperatura. Na Figura 2-6 são mostradas três curvas de viscosidades para óleos com diferentes viscosidades (300 cp, 1000 cp e 3000 cp) na condição de 100 °F (37,8 °C) no reservatório, contra a temperatura (K).

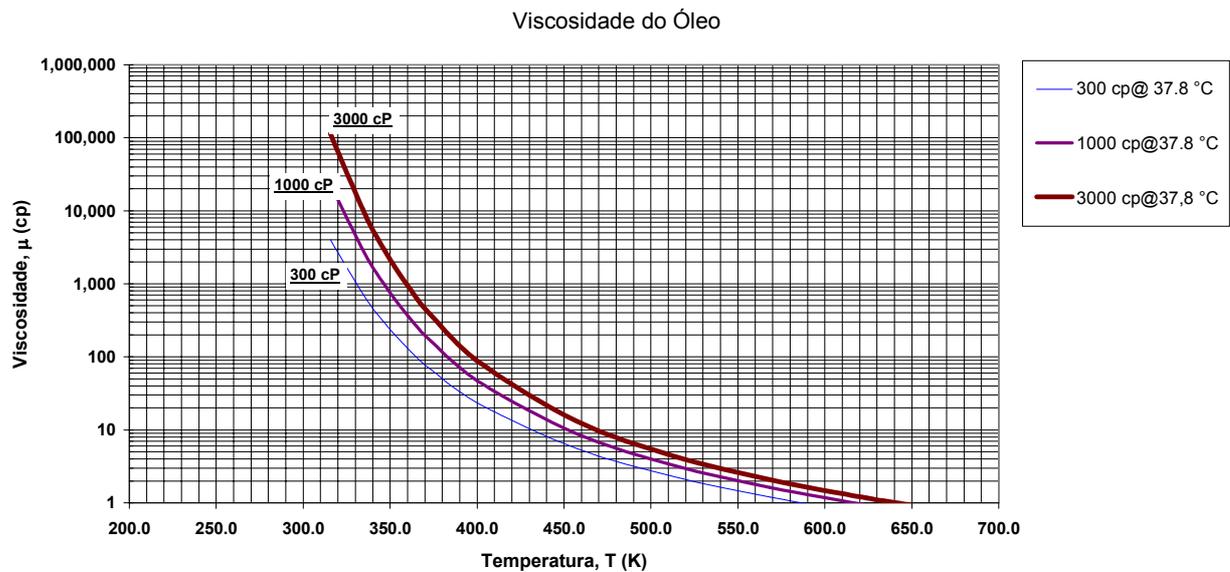


Figura 2-6: Viscosidade para diferentes óleos

2.2 Regimes de fluxo

O fluxo radial, mostrado na Figura 2-7, é o que melhor caracteriza o movimento dos fluidos do reservatório para o poço, na maioria das situações. O fluido se desloca radialmente em um meio poroso de forma cilíndrica, onde se localiza um poço de raio “ r_w ”. O meio poroso tem altura “ h ” e raio externo “ r_e ”. A diferença de pressão entre a periferia e o centro do poço “ $P_e - P_w$ ” é o agente responsável pelo deslocamento do fluido.

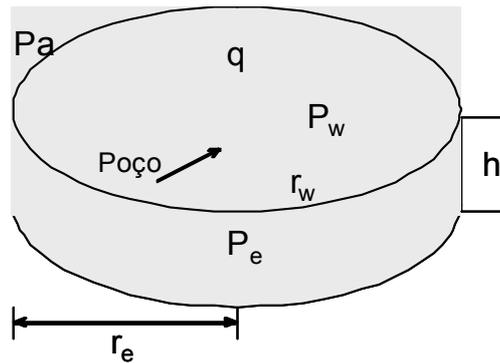


Figura 2-7: Fluxo radial

As premissas básicas são as seguintes:

- O reservatório
 - Tem espessura constante;
 - É considerado homogêneo em toda sua extensão, com relação a todas as propriedades da rocha;
 - É isotrópico com relação à permeabilidade;
 - Está saturado com um único fluido.
- O poço é completado em todo o intervalo produtor para assegurar o fluxo radial em toda a espessura do reservatório

A Figura 2-8 mostra esquematicamente a distribuição de pressões ao longo do reservatório, com o poço produzindo em condições estabilizadas a uma vazão constante q , sendo \bar{p} a média das pressões ao longo do reservatório ponderada em relação ao volume.

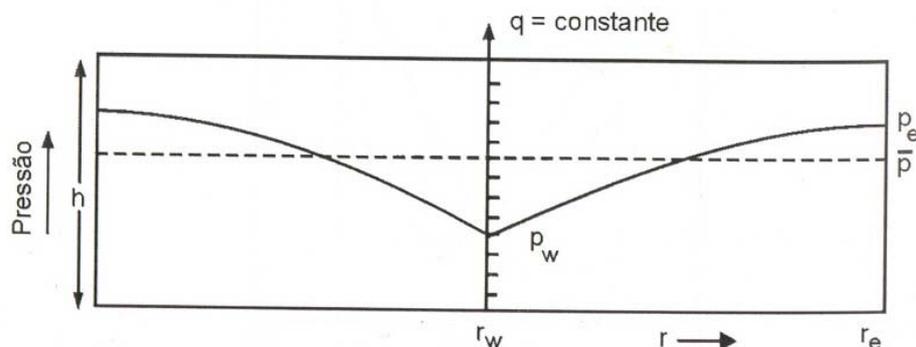


Figura 2-8: Distribuição das pressões no reservatório sob regime de fluxo estabilizado (Thomas et al., 2001)

Quando se coloca um poço em produção, o distúrbio causado pelo diferencial de pressão ($p_e - p_w$) não atinge instantaneamente o raio externo do sistema (r_e) e em consequência, se demora a atingir as condições de fluxo estabilizado. Durante o período de transição, conhecido como regime de fluxo transiente, as vazões de produção são maiores, declinando até atingir o fluxo estabilizado. O período de fluxo transiente é geralmente de curta duração, pode ser de algumas horas ou dias, mas se o reservatório tem baixa permeabilidade pode alongar-se por mais tempo. A duração do transiente está relacionada diretamente com o tamanho do reservatório, a compressibilidade, a viscosidade do fluido do reservatório e inversamente com a permeabilidade absoluta, entre outros fatores.

Após o reservatório produzir por um período de tempo suficiente para atingir-se o limite externo do sistema e que este limite externo não permita a passagem de fluidos para dentro da célula radial, tem-se a condição de fluxo pseudopermanente. A solução do modelo é dada pela Equação 2-10:

$$p_e - p_w = \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \quad (2-10)$$

A Equação 2-10 também pode ser escrita em termos da pressão estática atual do reservatório que, neste caso é expressa pela pressão média:

$$\bar{p} - p_w = \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (2-11)$$

No regime de fluxo permanente admite-se que há realimentação da célula radial e a pressão no raio externo do sistema (p_e) permanece constante. Nesse caso a solução do modelo, em conformidade com a lei de Darcy, é dada pela Equação 2-12:

$$\bar{p} - p_w = \frac{q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \quad (2-12)$$

A condição de fluxo permanente é apropriada quando a pressão do reservatório é mantida, por exemplo, por um influxo natural de água.

Expressando as equações antes mencionadas para um poço sob regime permanente em termos de índice de produtividade (IP) tem-se:

$$IP = \frac{q}{P_e - P_w} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2-13)$$

A vazão de produção “q” incluída nas equações anteriores está relacionada às condições de pressão e temperatura do reservatório. Para expressá-la nas condições de superfície, deve-se introduzir o fator volume de formação do fluido “B”, que é a relação entre o volume ocupado pelo fluido nas condições de reservatório e o volume ocupado por ele à pressão e a temperatura de superfície. Então a Equação 2-13 poder ser escrita como:

$$IP = \frac{52,54 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

ou

$$q = \frac{52,54 \cdot (p_e - p_w)}{\mu \cdot B \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2-14)$$

onde:

q: vazão de produção, m³/dia

k: permeabilidade, Darcy

h: altura, m

p: pressão, kgf/cm²

A constante 52,54 é um fator de conversão, para que a vazão fique em m³/dia.

2.3 Classificação dos reservatórios

A classificação dos reservatórios é baseada no comportamento da mistura de hidrocarbonetos. A composição da mistura não é suficiente para determinar o seu estado

físico, e muito menos em que tipo de fluido vai resultar ao ser levada para a superfície. O comportamento de uma determinada mistura vai depender também das condições de pressão e temperatura a que estiver submetida.

2.3.1 Tipos de reservatórios

Existem três tipos de reservatórios: reservatórios de líquido (também conhecidos como reservatórios de óleo), reservatórios de gás e reservatórios que possuem as duas fases em equilíbrio.

2.3.1.1 Reservatórios de óleo

Uma mistura líquida de hidrocarbonetos pode receber o nome de óleo saturado ou subsaturado, segundo a posição que ocupem no diagrama de fases. Na Figura 2-9 observa-se um diagrama de fases de misturas líquidas. Se o ponto representativo da mistura se encontra exatamente em cima da curva dos pontos de bolha, por exemplo, o ponto "1", diz-se que o óleo é saturado em gás ou simplesmente saturado. Para um fluido nessas condições, qualquer redução na pressão implicará na vaporização de alguns componentes da mistura.

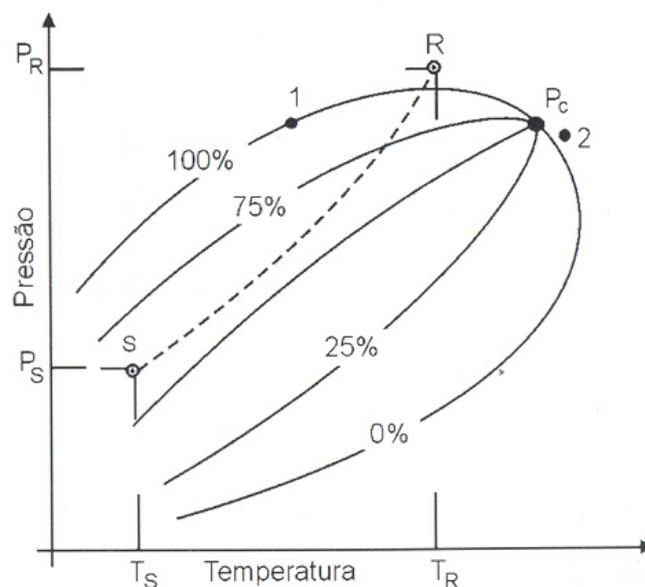


Figura 2-9: Diagrama de fases misturas líquidas
(Thomas et al., 2001)

O óleo está subsaturado quando a mistura é submetida a uma pressão maior que a pressão de bolha. Pode ser observado na Figura 2-9 o ponto “R”. Ao começar a produção de um poço tanto o fluido que é extraído quanto o que permanece sofrem alterações nas suas condições iniciais. Por exemplo, o fluido produzido passa das condições de pressão e temperatura do reservatório às condições de pressão e temperatura da superfície. Já o fluido que permanece no reservatório, se mantém à temperatura do poço, enquanto que a pressão diminui. O comportamento do fluido que continua no reservatório está representado por uma linha vertical a temperatura constante, enquanto a pressão vai diminuindo devido à produção de fluidos até que o poço seja abandonado.

Na Figura 2-9 também pode ser observada uma representação da variação das condições desde o reservatório até a superfície, curva “RS”, onde pode-se notar que há uma diminuição dos hidrocarbonetos que estão em fase líquida e em consequência um aumento dos que estão na fase gasosa. Como há uma redução de volume do óleo quando levado às condições da superfície, então de acordo com o grau de redução o óleo pode ser classificado em óleo de baixa contração (óleo normal) e óleo de alta contração (óleo volátil).

Os primeiros componentes a serem vaporizados são os hidrocarbonetos mais leves, tais como: o metano, o etano, o propano, etc., seguido dos elementos intermediários. As frações leves arrastam consigo para a fase gasosa uma certa quantidade de frações pesadas, porém em frações bem reduzidas. A contração se deve principalmente à liberação das frações mais leves, então se o óleo apresenta uma maior contração é porque a mistura tem porcentagens maiores de frações leves de hidrocarbonetos. O contrário também ocorre, se a mistura contém menores concentrações de frações leves o óleo vai ter baixa contração.

2.3.1.2 Reservatório de gás

A jazida de petróleo que contém uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra no estado gasoso, nas condições do reservatório, se conhece como reservatório de gás. No diagrama de fases (Figura 2-9), o ponto correspondente às condições de pressão e temperatura originais se localiza na região de misturas gasosa, isto é, à direita das curvas dos pontos de orvalho.

Os reservatórios de gás podem ser classificados em: reservatório de gás úmido, reservatório de gás seco e reservatório de gás retrógrado.

2.3.1.2.1 Reservatório de gás úmido e reservatório de gás seco

A mistura de gases produzida ao ser levada para a superfície, é submetida a processos nos quais os componentes mais pesados são separados dos mais leves. Quando a mistura de gases produz uma certa quantidade de líquido o reservatório recebe o nome de reservatório de gás úmido, se não se produzir líquido então o reservatório se conhece como reservatório de gás seco. Dependendo dos processos utilizados para a separação do gás, a mesma mistura de gás pode ser classificada como gás seco ou úmido (Thomas et al., 2001).

2.3.1.2.2 Reservatório de gás retrógrado

Quando se tem na jazida uma mistura gasosa, e se começa produzir, à medida que o fluido vai sendo produzido, a pressão no reservatório diminui, enquanto a temperatura permanece constante. Em certo momento da vida produtiva da formação ocorre uma condensação do gás, continuando com a produção a pressão segue baixando e o gás que tinha-se liquefeito se vaporiza novamente. O fato de uma redução de pressão causar uma condensação do gás, quando o esperado é que ocorra uma vaporização dos líquidos, é o fenômeno pelo qual o reservatório se conhece como reservatório de gás retrógrado (Thomas et al., 2001). Na Figura 2-10, o ponto T_r indica a condição na qual ocorre o processo.

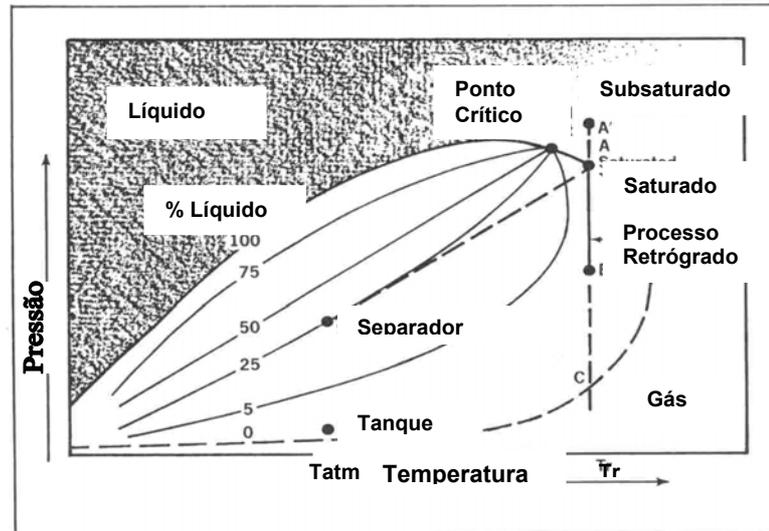


Figura 2-10: Diagrama de fases – gás retrógrado
(Allen e Roberts, 1997)

O fenômeno retrógrado acontece no interior da rocha - reservatório. O reservatório de gás retrógrado também se conhece como reservatório de gás condensado. Esta condensação dos líquidos no reservatório altera as permeabilidades relativas dos fluidos e usualmente resulta em perdas de produtividade do poço e também na recuperação do óleo (Allen e Roberts, 1993).

2.4 Fluidos produzidos

Os fluidos típicos produzidos de um reservatório de óleo são:

- Água;
- Gás natural;
- Óleo.

A Figura 2-11 apresenta, esquematicamente, os fluidos existentes no reservatório e os resultantes quando levados às condições da superfície.

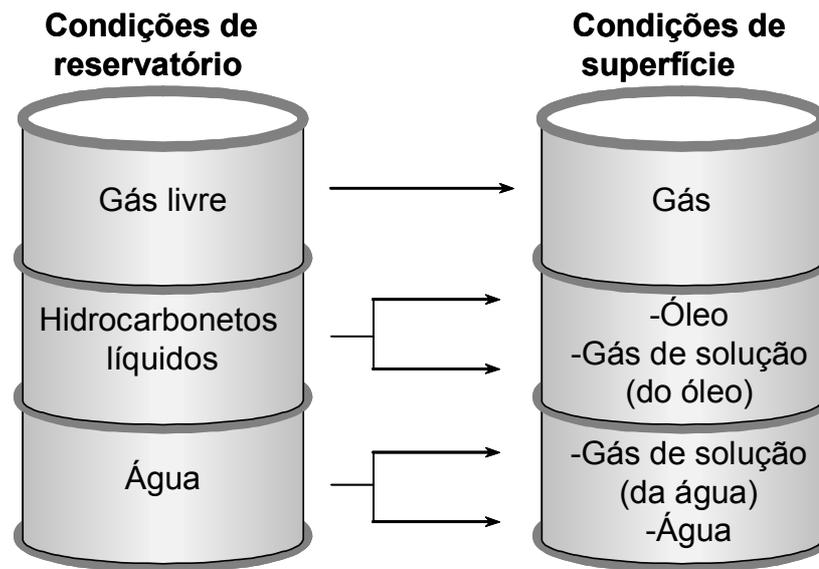


Figura 2-11: Fluidos no reservatório e na superfície

Um reservatório apresenta uma vazão de produção de óleo, uma de gás e uma de água. Estas vazões são sempre expressas nas condições de superfície, que também são chamadas de “condições standard” ou “condições padrão”, e correspondem a 1 atm de pressão e 20 °C de temperatura. Por exemplo, para descrever uma vazão de óleo produzido no sistema internacional se escreve “m³ std /dia”.

Dos fluidos produzidos de um reservatório também se tem a produção de água e a quantidade vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso. Apesar da água estar sempre presente no reservatório, nem sempre a sua quantidade que é expressa mediante a saturação, é suficiente para que se desloque. Existe uma saturação mínima necessária para que se torne móvel e que vai depender da rocha e dos fluido contidos nela. Outra fonte para a produção de água são as acumulações de água chamadas de aquíferos, que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos, ou também pode ser devida à água, ou vapor injetado para a recuperação secundária ou terciária do óleo.

Têm-se relações entre os fluidos produzidos que são usadas como indicadores, tanto das características como dos estágios da vida produtiva dos reservatórios. Os mais utilizados são: a razão gás-óleo “RGO” que é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medida nas condições de superfície; a razão água-óleo “RAO”, que é a relação entre a vazão de água e a vazão de óleo, também medida nas condições da superfície; e a razão de sedimentos - água

“BSW” (do inglês “*basic sediments and water*”) que é o quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos e sedimentos. Uma razão gás-óleo elevada pode indicar que o reservatório está bastante depletado, ou que, por exemplo, a fração de componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório é elevada. Uma razão água-óleo igual a zero significa que, na época da medição, a saturação de água na zona de onde está saindo a mistura de hidrocarbonetos é igual ou menor que o valor irreduzível.

2.5 Histórico de produção

Desde o início de produção de um reservatório que está sendo desenvolvido é necessário fazer um registro das pressões, das vazões de produção de óleo, gás e água, de cada poço e das relações RGO, RAO e BSW, durante toda a vida útil dele. Isto é, o histórico de produção e é necessário para o acompanhamento do reservatório, para verificar a sua metodologia de produção e para prever o comportamento futuro da jazida.

2.6 Fator volume de formação do gás

O fator volume de formação (B_g) do gás é a razão entre o volume que o gás ocupa em uma condição de pressão e temperatura qualquer e o volume que ocupa nas condições padrão (1 atm e 20 °C). A dimensão do fator B_g no sistema SI de unidades é de m^3/m^3 std.

Esta relação é importante devido ao fato do volume do gás depender das condições de pressão e temperatura, o gás se expande quando a pressão diminui e se comprime quando a pressão aumenta. Em um reservatório (com exceção do reservatório de gás retrógrado) o gás pode estar submetido a grandes pressões que fazem com que o volume que ocupe seja pequeno. Quando o gás é levado às condições da superfície este gás tende a expandir-se e ocupar um volume maior. Na Figura 2-12 se apresenta uma curva do fator de formação do gás contra a pressão, a linha pontilhada indica a pressão na qual o gás começa a condensar.

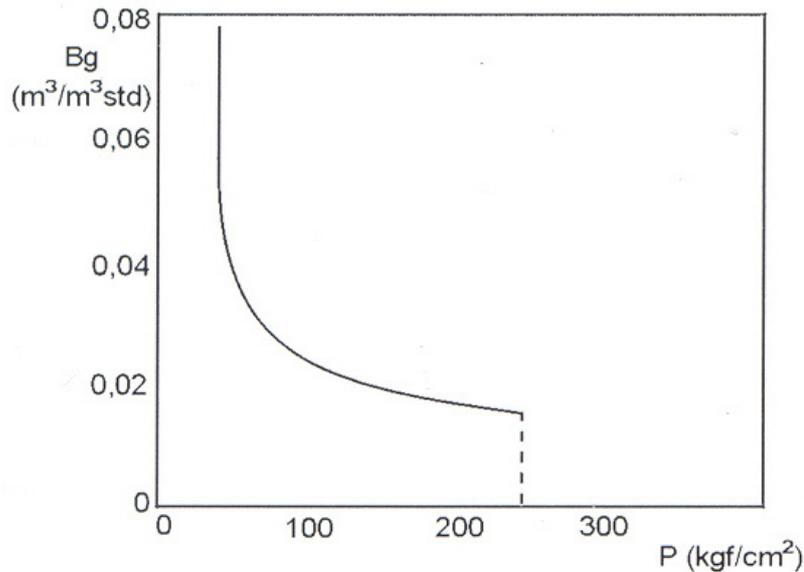


Figura 2-12: Fator volume de formação do gás
(Thomas et al., 2001)

2.7 Fator volume de formação de óleo

O fator volume de formação do óleo (B_o) é a razão entre o volume que a fase líquida ocupa em qualquer condição de pressão e temperatura e o volume que ocuparia nas condições de superfície. O fator B_o expressa que volume da mistura em condições quaisquer de pressão e temperatura é necessário para ser obter uma unidade de volume de óleo nas condições de superfície.

Na Figura 2-13 observa-se um exemplo que mostra que para se obter $2,00 \text{ m}^3$ de óleo nas condições padrão, é necessário $2,66 \text{ m}^3$ de óleo nas condições de 176 atm e $71 \text{ }^\circ\text{C}$. Neste sistema, a pressão encontra-se inicialmente a 246 atm (249 bar) e a temperatura em 71°C . Sob estas condições o fluido encontra-se no estado líquido e quando ocorre uma redução de pressão para 176 atm (178 bar) há uma expansão do líquido, mas não suficiente para ter-se uma vaporização dos componentes. Se a pressão continua a diminuir até 84 atm (85 bar) ocorre uma vaporização das frações mais leves do petróleo. Se o processo continua até as condições padrão, se obterá um volume de óleo de $2,00 \text{ m}^3$ e de gás de $32,11 \text{ m}^3$.

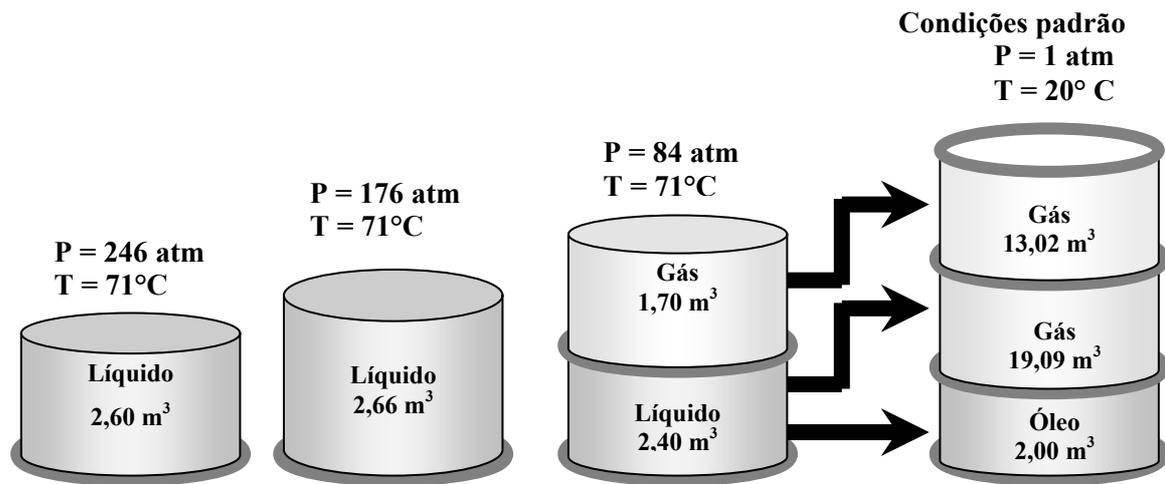


Figura 2-13: Processo de liberação do gás.

Na Figura 2-14 observa-se uma curva que representa o fator volume de formação do óleo em diferentes pressões, cada óleo apresenta uma curva típica de B_o versus pressão, já que depende dos componentes que formam o óleo. B_{oi} e B_{os} são os valores de B_o nas condições inicial e de saturação, respectivamente.

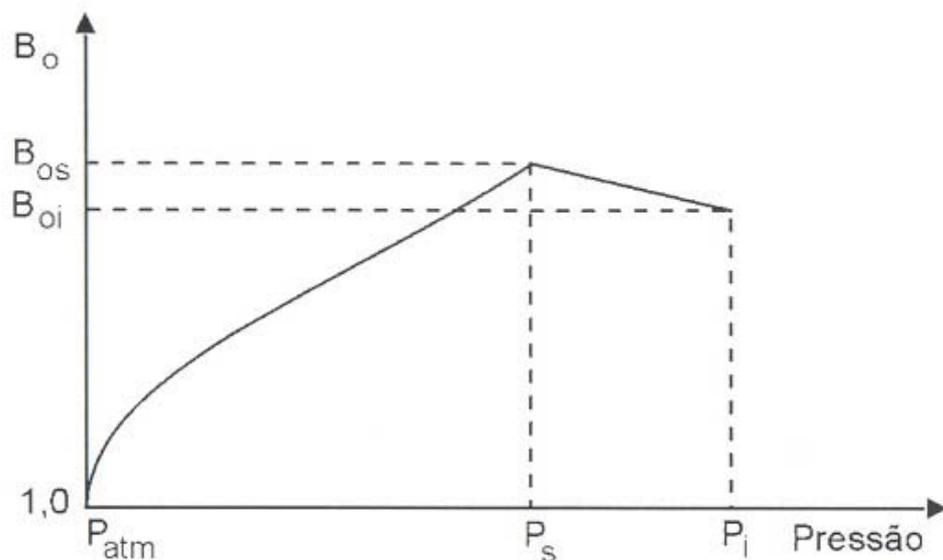


Figura 2-14: Fator volume de formação do óleo
(Thomas et al., 2001)

2.8 Razão de solubilidade

A razão de solubilidade de uma mistura líquida de hidrocarbonetos, a determinadas condições de pressão e temperatura, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido dentro do óleo (expresso em condições de superfície) e o volume de óleo que será obtido da mistura. Na Figura 2-15 apresenta-se um diagrama de Razão de solubilidade versus pressão.

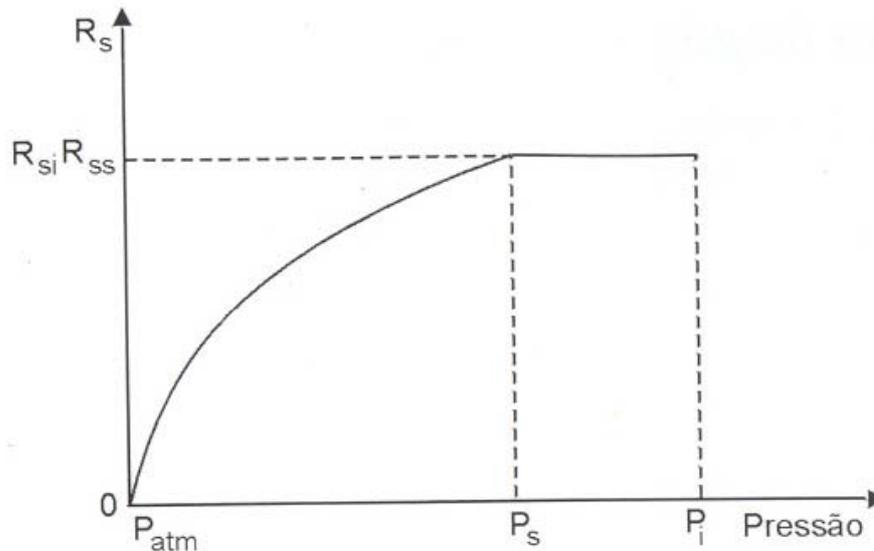


Figura 2-15: Razão de solubilidade
(Thomas et al., 2001)

2.9 Mecanismos de produção

Para conseguir produzir naturalmente os fluidos contidos dentro de uma rocha – reservatório é necessário que estes disponham de uma quantidade suficiente de energia. Esta energia é também conhecida como energia primária ou natural, e é o resultado de um conjunto de situações geológicas que a jazida enfrentou desde o seu início até sua completa formação.

A manifestação de energia mais sensível do reservatório é a pressão, que é necessária para que o fluido possa atravessar os caminhos tortuosos e estrangulamentos dos canais porosos para se deslocar até o poço produtor e o fluido possa ser produzido, mas para que exista a produção é necessário que outros fluidos venham a ocupar esses espaços vazios deixados pelos fluidos produzidos. Então para que ocorra a produção é necessário que exista uma descompressão a qual causa uma expansão dos fluidos do reservatório e uma contração

do volume poroso, e também que ocorra o deslocamento de um fluido por outro fluido (por exemplo, a invasão de uma zona de óleo por um aquífero).

O conjunto de fatores que pode desencadear uma descompressão e o deslocamento dos fluidos são os mecanismos de produção. Os principais mecanismos de produção são:

- Mecanismo de gás em solução
- Mecanismo de capa de gás
- Mecanismo de influxo de água
- Mecanismo de segregação gravitacional

É importante conhecer o mecanismo dominante em um reservatório para encontrar a melhor forma de por a produzir os fluidos contidos na jazida. Podem ocorrer casos nos quais não exista um só mecanismo predominante, então se diz que existe um mecanismo combinado.

2.9.1 Mecanismo de gás em solução

O mecanismo de gás em solução consiste em produzir o óleo com a sua própria energia, devido ao gás dissolvido dentro dele, isto em reservatórios que não estão associados a grandes massas de água ou de gás natural. Na Figura 2-16 pode ser apreciado um reservatório com o mecanismo de gás em solução, onde existe uma acumulação de hidrocarbonetos líquidos em uma estrutura isolada, e suas fronteiras não permitem fluxos em qualquer sentido, impedindo a penetração de fluidos que possam expulsar a mistura de hidrocarbonetos para fora da jazida de óleo.

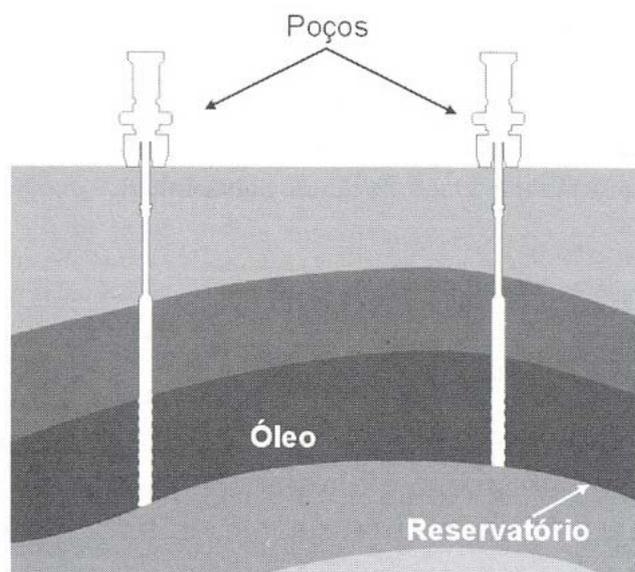


Figura 2-16: Reservatório com mecanismo de gás em solução.

Quando o óleo começa a ser produzido a pressão interna do reservatório cai até atingir a pressão de saturação do óleo, então os hidrocarbonetos mais leves se vaporizam. É neste ponto que o mecanismo de gás em solução atua, devido a que o gás se expande mais rapidamente que o líquido, e é esta expansão que vai deslocar os fluidos para fora do meio poroso. Neste mecanismo, à medida que a pressão do reservatório vai diminuindo, mais hidrocarbonetos se vaporizam e o que era antes algumas bolhas dispersas no líquido pode aumentar até formar uma fase contínua de hidrocarbonetos no estado gasoso, sendo produzido em conjunto com o óleo. Se isto acontece o reservatório perde a energia principal de produção.

Uma característica marcante deste tipo de mecanismo é que a pressão diminui rápida e continuamente, isto pode ser observado na Figura 2-17, devido a que o gás se produz em grandes quantidades desde o começo da produção do reservatório, levando consigo a energia do mesmo. Em reservatórios com este mecanismo, a RGO é baixa no início e aumenta rapidamente até chegar a um máximo valor, decrescendo logo (Figura 2-17). Os fatores de recuperação de óleo em reservatórios com este mecanismo de produção são geralmente menores que 20%.

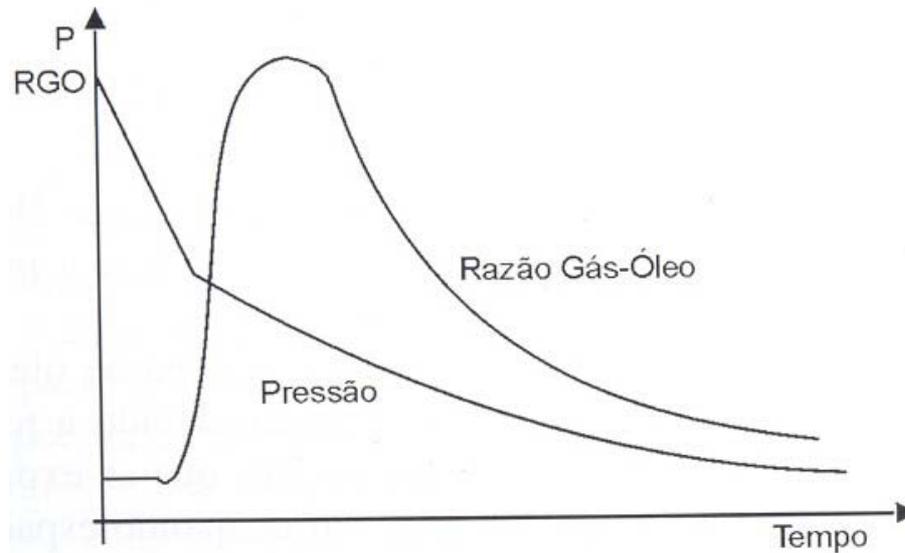


Figura 2-17: Mecanismo de gás em solução
(Thomas et al., 2001)

2.9.2 Mecanismo de capa de gás

Uma jazida de hidrocarbonetos pode apresentar duas fases em equilíbrio: uma fase líquida e outra de vapor (gás livre). A fase de vapor por ser menos densa que a fase líquida ficará na parte mais alta das superfícies porosas do reservatório formando a chamada “capa de gás. Na Figura 2-18, mostra-se esquematicamente um reservatório com o mecanismo de capa de gás. Em um reservatório com este tipo de estrutura, a zona de óleo é produzida enquanto a capa de gás é preservada por ser a principal fonte de energia do reservatório.

Este mecanismo funciona como segue: a zona de óleo é colocada para produzir, diminuindo a pressão do reservatório, devido a retirada de fluidos e, em consequência, a capa de gás se expande penetrando gradativamente dentro da zona antes ocupada pelo óleo. Como o gás tem uma grande compressibilidade este processo ocorre sem se ter uma queda substancial da pressão.

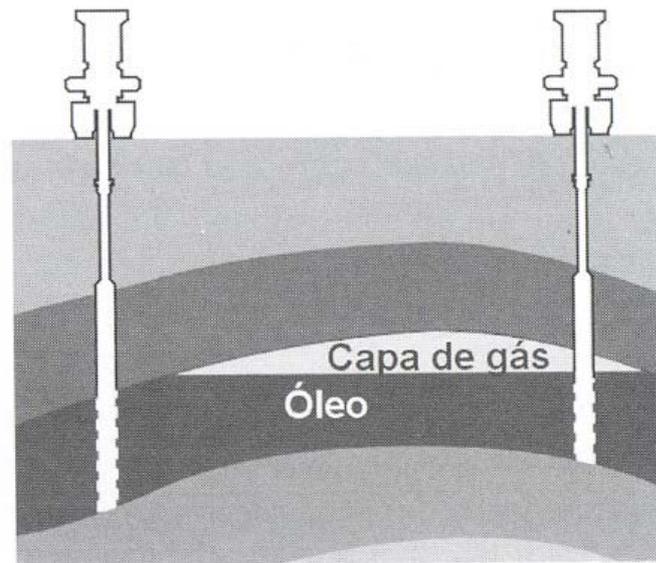


Figura 2-18: Reservatório com mecanismo de capa de gás
(Thomas et al., 2001)

O tamanho da capa de gás tem uma influência muito grande, quanto maior for o volume de gás da capa quando comparado com o volume de óleo (ambos medidos nas condições de reservatório) maior será a atuação da capa, ou seja, poderá ser mantida a pressão no reservatório por mais tempo. Na Figura 2-19, pode ser observada a curva de pressão em função do tempo. A pressão cai continuamente, porém de forma mais lenta que a do mecanismo de gás em solução. Nessa mesma Figura 2-19, também pode ser visualizada a curva de RGO no tempo para o mecanismo de capa de gás.



Figura 2-19: Mecanismo de capa de gás.

(Thomas et al., 2001)

Os fatores de recuperação de óleo que podem ser encontrados em reservatórios com mecanismo de capa de gás oscilam normalmente entre 20 e 30%. Como a recuperação do óleo depende da vazão de produção de óleo, é necessário um certo tempo para que a pressão se transmita da zona de óleo para a capa de gás e esta se expandir, o que não ocorre apropriadamente com uma vazão de produção muito alta.

2.9.3 Mecanismo de influxo de água

Para que este tipo de mecanismo exista, é necessário que a formação portadora de hidrocarbonetos esteja em contato direto com uma grande acumulação de água, denominada comumente como aquífero. Estes aquíferos podem ser encontrados subjacentes ou ligados lateralmente ao reservatório. O mecanismo de influxo de água vai atuar quando as condições do reservatório causarem alterações no aquífero ou vice-versa. Esta influência só vai ocorrer se o reservatório e o aquífero estiverem intimamente ligados. Na Figura 2-20 pode ser observado um desenho esquemático de um reservatório com um aquífero subjacente à zona portadora de óleo.

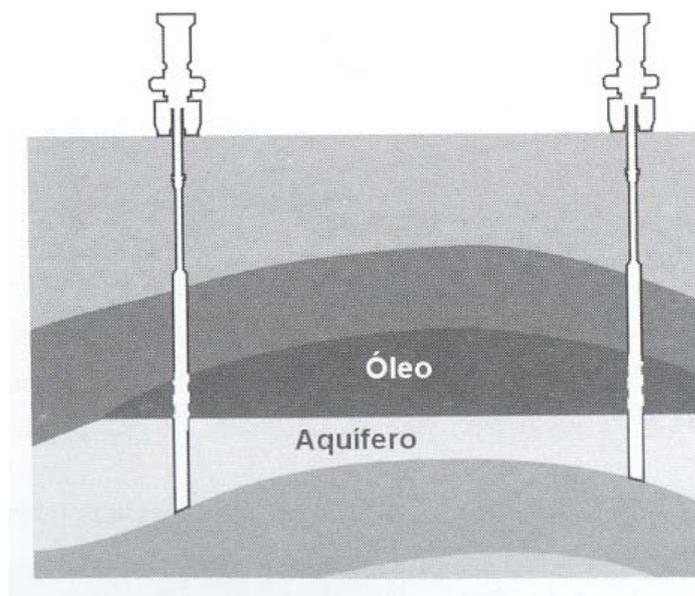


Figura 2-20: Reservatório com mecanismo de influxo de água.

(Thomas et al., 2001)

No mecanismo de influxo de água, quando a pressão do reservatório se reduz devido à produção, o aquífero responde por meio de uma expansão da água nele contida e também através da redução de seu volume poroso. Como consequência disso o espaço poroso do aquífero não consegue manter toda a água contida inicialmente, causando uma invasão da zona de óleo pelo volume excedente de água, deslocando o óleo até os poços de produção e mantendo a pressão do reservatório.

Para que este mecanismo funcione corretamente, o aquífero deverá ter grandes proporções. Isto devido a que a compressibilidade da água e da rocha são pequenas e apenas grandes volumes de água e de rocha serão capazes de produzir os grandes influxos da água necessários para manter a pressão do reservatório em níveis elevados e com boas vazões de produção, quando existe uma redução de pressão no reservatório.

Na Figura 2-21 pode ser observado como a pressão decresce lenta e continuamente no tempo e a razão água – óleo cresce continuamente no tempo. Como a pressão se mantém elevada por muito tempo é comum que a razão gás óleo permaneça próxima à razão de solubilidade original da mistura.

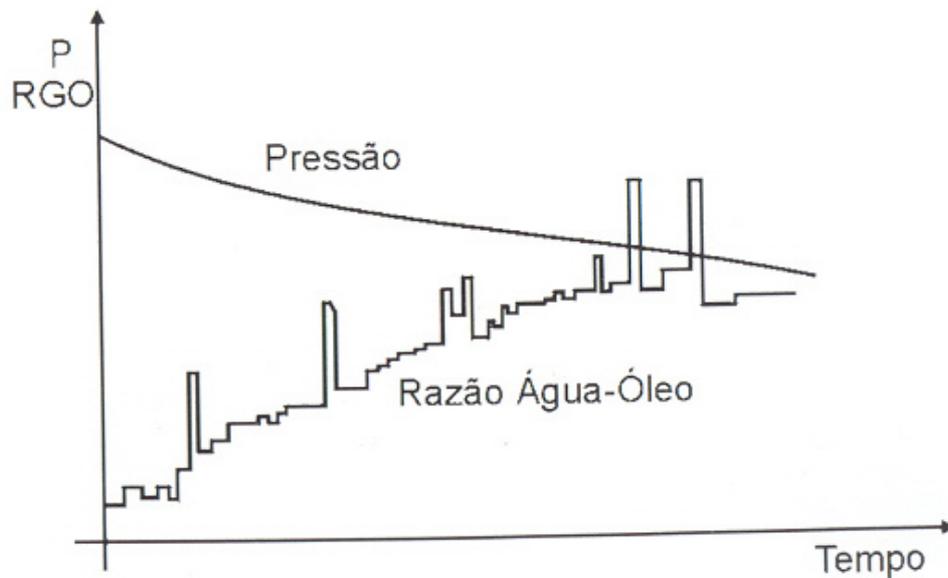


Figura 2-21: Mecanismo de influxo de água.

(Thomas et al., 2001)

O fator de recuperação do óleo pode oscilar entre 30 e 40 %, podendo chegar até 75%.

2.9.4 Mecanismo combinado

Um reservatório pode produzir devido aos efeitos de mais de um mecanismo de produção, neste caso se conhece como mecanismo combinado. Na Figura 2-22, pode ser observado um reservatório com um mecanismo deste tipo.

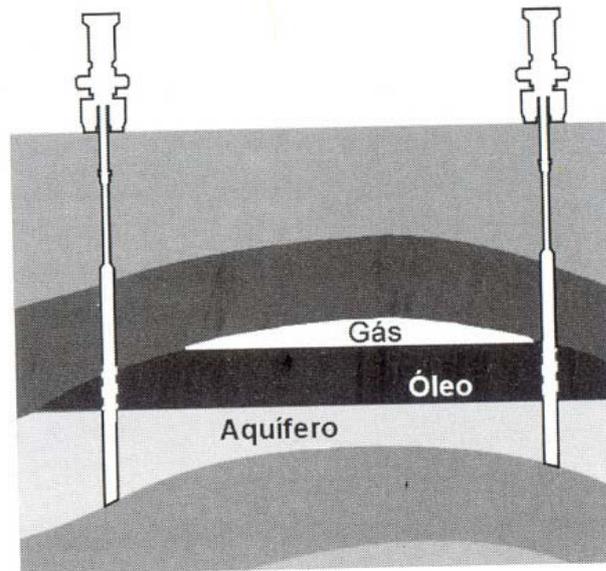


Figura 2-22: Reservatório com mecanismo combinado.

(Thomas et al., 2001)

Em algum instante da vida de um reservatório este recebe alguma contribuição do mecanismo de gás em solução. Mesmo um reservatório, cujo mecanismo proporciona uma boa manutenção da pressão, depois de certo tempo de vida produtiva do reservatório a pressão se reduzirá a valores inferiores à pressão de saturação da mistura de hidrocarbonetos, produzindo gás livre na zona de óleo.

2.9.5 Segregação gravitacional

O diferencial gravitacional ajuda com a segregação dos fluidos, permitindo que eles se acomodem no reservatório segundo a suas densidades. Um exemplo no qual a segregação gravitacional ajuda é no mecanismo de gás em solução. No reservatório, quando se está produzindo o óleo com ajuda deste mecanismo a pressão vai diminuindo e quando alcança a pressão de bolha, as bolhas de gás geradas aumentam de tamanho rapidamente até formar uma fase contínua que vai subir ao topo do reservatório devido as diferenças de densidade.

Na Figura 2-23 pode ser apreciado um reservatório com o mecanismo de gás em solução, no qual ocorreu o aparecimento de uma capa de gás secundária devido a uma segregação gravitacional.

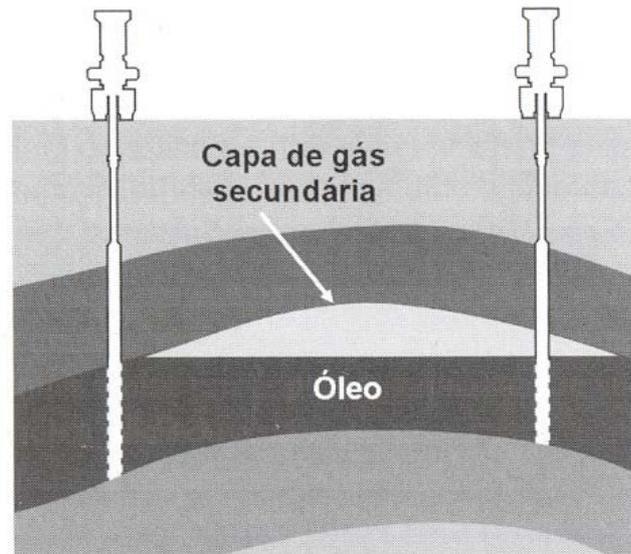


Figura 2-23: Reservatório com mecanismo de gás em solução – efeito de segregação gravitacional. (Thomas et al., 2001)

Para que a segregação gravitacional seja observada no reservatório é necessário produzir em vazões que permitam a manifestação deste fenômeno. Para reservatórios com o mecanismo de gás em solução pode ocorrer que, se as vazões de produção são muito altas o gás seja produzido em conjunto com o óleo.

2.10 Processos de recuperação do petróleo

Do petróleo existente nos reservatórios é possível recuperar, na prática, só uma fração deste, ficando a maior parte do petróleo dentro da jazida. Isto devido aos mecanismos ainda pouco eficientes de recuperação do petróleo. Devido a isto tornou-se necessário o estudo e o desenvolvimento das metodologias dos processos de recuperação que permitam extrair mais do óleo residual, aumentando assim, a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil. Na Figura 2-24 pode ser observado os diferentes processos utilizados na recuperação de óleo.

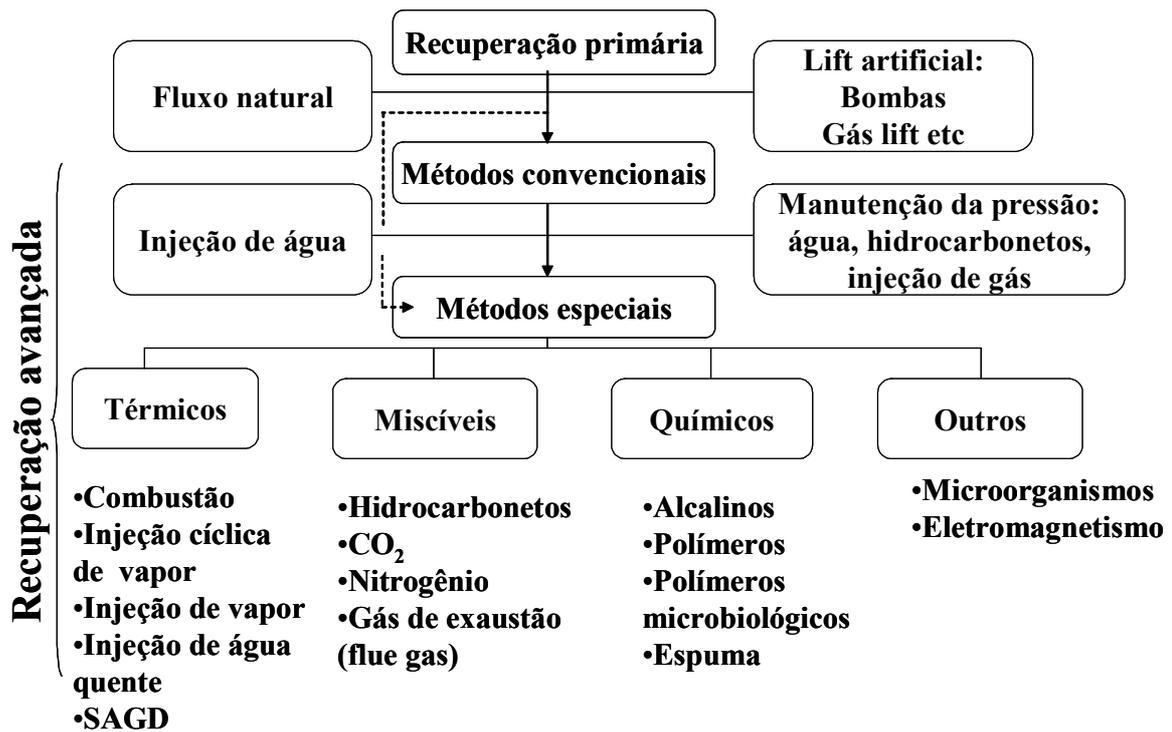


Figura 2-24: Processos de recuperação do petróleo.

2.10.1 Recuperação primária do óleo

A recuperação primária de óleo pode ocorrer pela ajuda dos mecanismos de produção que são os que dão a energia primária do poço, e estes podem ser: a expansão do líquido, a compressão do volume da rocha-fluido, gás em solução, influxo de água e a combinação entre capa de gás e a segregação gravitacional (Simon R., 1981). Neste processo de recuperação, os mecanismos de produção podem ter certa ajuda externa para prover energia extra para o poço, e esta ajuda pode ser oferecida por meio de uma bomba ou da injeção de gás (gás lift) que auxilia na subida do fluido que se está produzindo.

A recuperação típica neste processo pode estar entre 15-20% (Simon R., 1981)

2.10.2 Métodos convencionais de recuperação

Nos métodos convencionais de recuperação, a produção de fluidos do reservatório é mantida por meio de injeção para dentro do poço de água, hidrocarbonetos ou gás para sustentar uma pressão dentro do reservatório que permita o deslocamento dos fluidos para os

poços produtores e possam ser produzidos. Os fatores de recuperação de óleo com estes métodos podem estar entre 20-30% (Simon R., 1981).

Nestes métodos, o óleo é deslocado para fora dos poros da rocha até os poços de produção, mediante a injeção de outro fluido. E isto ocorre mediante uma ação mecânica, sem ter qualquer interação de natureza química ou termodinâmica que possa afetar o estado ou as propriedades tanto físicas como químicas dos fluidos e da rocha.

A função do fluido injetado (ou fluido deslocante, como também é conhecido) é deslocar o óleo (chamado de fluido deslocado) para fora dos poros da rocha e preencher o espaço deixado pelo óleo. Mas mesmo que se continue injetando o fluido deslocante em quantidades excessivas, não vai ser possível a remoção de todo o óleo contido na rocha - reservatório. Este óleo que fica retido nos poros da zona invadida pelo fluido deslocante é chamado de óleo residual, e este efeito é consequência da pressão capilar.

A recuperação convencional além da obtida pelos processos de injeção pode também envolver a recuperação devida a energia primária do reservatório.

2.10.2.1 Eficiências de recuperação

A produção de hidrocarbonetos obtida de um projeto de injeção de fluidos, pode ser avaliada numericamente por parâmetros denominados:

- Eficiência de varrido horizontal;
- Eficiência de varrido vertical e
- Eficiência de deslocamento

A eficiência de varrido horizontal representa, percentualmente, a área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado até um determinado instante. Esta eficiência depende do esquema de injeção, isto é, a maneira como os poços de injeção e produção estão distribuídos no reservatório, da razão de mobilidade entre os fluidos injetado e deslocado, e do volume de fluido injetado.

A eficiência de varrido vertical representa o porcentual da área da seção vertical do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado e depende da variação vertical da permeabilidade, da razão de mobilidades e do volume injetado.

A eficiência de deslocamento mede a capacidade do fluido injetado de retirar o óleo para fora dos poros da rocha. Esta eficiência então representa que porcentual de óleo que existia inicialmente dentro dos poros dessa região foi expulso por ele. Este parâmetro depende basicamente das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório, e do volume injetado (Thomas et al., 2001). O produto das eficiências de varrido horizontal e vertical se conhece como eficiência volumétrica.

Em geral, para se obter recuperações relativamente altas é necessário que todas as eficiências sejam altas. Quando as eficiências de varrido são baixas quer dizer que o fluido injetado encontra certos caminhos preferenciais e se dirige rapidamente aos poços de produção.

2.10.3 Métodos especiais de recuperação

Os métodos especiais de recuperação surgem da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório, aumentando assim, o lucro do processo, e é utilizado quando já não é recomendável a recuperação por métodos convencionais. Estes processos envolvem um agente externo que pode ajudar a diminuir a viscosidade do petróleo, a melhorar os canais porosos, a diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou aumentar a mobilidade do óleo que vai ser produzido, e pode abranger métodos térmicos (injeção de vapor ou combustão in situ), químicos, (injeção de polímeros), miscíveis (injeção de CO₂) ou microbiológicos.

Na recuperação convencional, as baixas recuperações iniciais podem ser devido à alta viscosidade do óleo do reservatório e às altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Se o fluido injetado tem uma viscosidade muito menor que a do óleo é possível que o fluido deslocante se movimente melhor dentro dos canais porosos, encontrado caminhos preferenciais até os poços produtores, ficando o óleo retido, porque o fluido injetado não se propagou adequadamente no reservatório. Como consequência, se tem grandes volumes da rocha com óleo porque o deslocamento não ocorreu.

No caso de elevadas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo para fora dos poros da rocha é muito baixa, deixando saturações residuais de óleo muito altas nas regiões que já tiveram contato com o fluido deslocante.

Estas situações definem o método que deve ser utilizado para o processo de recuperação especial. Os métodos de recuperação podem se divididos em três categorias:

- Métodos térmicos
- Métodos miscíveis
- Métodos químicos

O método a ser utilizado vai depender das características do reservatório, da rocha, do fluido e do retorno monetário do reservatório. E antes de por em prática algum dos métodos, é necessário um projeto minucioso que incluam simulações numéricas e uma análise econômica do processo.

2.10.3.1 Métodos térmicos

Em reservatórios com óleos pesados ou extrapesados que são muito viscosos, não é muito conveniente a utilização de métodos convencionais de recuperação, já que a alta viscosidade do óleo pode dificultar o movimento do óleo dentro do meio poroso deixando passar só o fluido injetado, resultando em eficiências de varrido baixas.

O óleo ao ser aquecido diminui a viscosidade e este é o princípio básico do método térmico de recuperação de óleo. Inicialmente a busca dessa diminuição de viscosidade era feita com o aquecimento do óleo para aumentar a produção. Os processos foram evoluindo no tempo até os métodos atuais. Nos métodos térmicos têm-se duas categorias: a combustão *in situ*, no qual o calor é gerado dentro do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente e a injeção de fluidos aquecidos, que é a geração de calor na superfície e transferida para um fluido que logo é injetado no poço.

Na injeção de fluidos aquecidos usa-se água como meio de transportar o calor desde a superfície até a zona de óleo, e que pode ser injetada na forma de vapor ou a uma temperatura

bem elevada, porém ainda no estado líquido, tendo-se então dois processos: injeção de vapor e injeção de água quente.

A combustão *in situ* se inicia por meio de uma injeção de ar aquecido, então o processo de oxidação do óleo é que vai gerar o calor. À medida que ocorre a oxidação o processo se intensifica até chegar a uma temperatura chamada de “ponto de ignição”, a partir da qual está estabelecida a combustão. Nesse ponto é necessário a injeção de ar frio e o processo tem continuidade (Briggs et al., 1987; Thomas et al., 2001)

Os métodos de recuperação térmica de óleo são na maioria das vezes bem sucedidos já que a viscosidade é diminuída em grande proporção. Mas por enquanto não se tem um método ótimo de recuperação de óleo. O método escolhido deve ser avaliado com extremo cuidado e vai depender das condições físicas do reservatório, dos resultados achados em reservatórios semelhantes, da experiência da equipe de trabalho e dos resultados das simulações realizadas.

2.10.3.2 Métodos miscíveis

Se o problema são as baixas eficiências de deslocamento devido às elevadas tensões interfaciais entre os fluidos, um método miscível é indicado para aumentar a eficiência do processo. Quando dois fluidos que não se misturam entram em contato, se estabelece entre eles uma tensão interfacial. Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de forma tal que não existam tensões interfaciais, podendo ser deslocado o óleo com mais facilidade pelo fluido injetado. Os fluidos que são mais comumente usados nestes métodos são: o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio (Farouq Ali, 2002; Thomas et al., 2001).

2.10.3.3 Métodos químicos

Dentro desta categoria de métodos químicos estão aqueles processos que envolvem uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. Eles podem ser a injeção de polímeros, solução de tensoativos, microemulsões, soluções alcalinas etc. Neste

método não existe só um ponto a ser atacado e alguns dos processo podem ser enquadrados dentro dos métodos miscíveis (Farouq Ali, 2002).

Ao se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção, se está fazendo um deslocamento miscível com água. Neste caso o tensoativo (também chamado de surfactante) reduz as tensões interfaciais água - óleo ampliando a eficiência de deslocamento. A injeção de microemulsão ou solução miscelar ajuda a melhorar a eficiência de varrido dos deslocamentos miscíveis, já que se preocupa com a miscibilidade e com o controle da viscosidade. No processo de injeção de fluidos alcalinos a substância alcalina que se adiciona à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório uma quantidade de substância tensoativa.

2.10.3.4 Outros métodos

Existem outros processos que têm sido pesquisados e não se enquadram dentro dos métodos anteriores, como é o caso da recuperação microbiologia e da recuperação utilizando ondas eletromagnéticas.

Na recuperação microbiológica podem ser injetadas bactérias dentro do reservatório por um meio aquoso e com os nutrientes adequados, que podem promover uma melhora do processo de recuperação através dos produtos do seu metabolismo, tais como polímeros, tensoativos e solventes gasosos, que poderão ajudar na recuperação de óleo.

A recuperação através de ondas eletromagnéticas é um processo de aquecimento do reservatório por meio de ondas eletromagnéticas ocasionadas pela aplicação de uma diferença de potencial entre os poços do campo (Thomas et al., 2001).

2.11 Injeção cíclica de vapor

Das injeções de vapor, a estimulação cíclica (também conhecida como huff n' puff) foi uma das primeiras a ser utilizada para recuperar o óleo e consiste em injetar uma certa quantidade de vapor em um poço em um determinado período de tempo que pode ser por semanas. Depois da injeção, o poço permanece fechado por alguns dias para depois produzir

óleo. No início o óleo é produzido em vazões altas e depois estas vazões começam a diminuir rapidamente. O ciclo pode ser repetido depois de um período de tempo enquanto seja economicamente rentável. Este processo tem sido bem sucedido devido ao retorno rápido durante o período de produção do poço. O fator de recuperação do óleo neste processo pode estar entre 10 e 20 % (Farouq Ali, 2002) .

A injeção cíclica de vapor tem sido usada em campos petrolíferos com processos altamente especializados, como foi no campo de Alberta, no Canadá, onde a viscosidade do óleo no reservatório é de cerca de 100.000 cp. Na Venezuela, nos campos petrolíferos de petróleo pesado também se usa com muito êxito este método térmico de recuperação de óleo. Na Califórnia é usado como primeira etapa antes da injeção contínua de vapor (Farouq Ali, 2002). Recentemente, esta tecnologia também está sendo utilizado em poços horizontais, principalmente na Venezuela e na Província de Alberta (Canadá).

2.12 Injeção contínua de vapor

Na injeção contínua de vapor o mesmo é injetado continuamente em um ou mais poços, chamados poços injetores, e o óleo é empurrado para os poços de produção. Como este processo requer poços injetores e produtores, uma maior área dentro do reservatório é abrangida, obtendo-se altas recuperações do óleo, maiores que na injeção cíclica de vapor (Farouq Ali, 2002). Os fatores de recuperação de óleo neste processo podem chegar a 50% ou mais.

Os métodos de injeção contínua e cíclica de vapor são freqüentemente combinados e usados, onde os poços produzem óleo por estimulação cíclica antes de se iniciar a injeção contínua. Se for desejado produzir óleos muito viscosos, a estimulação antes da injeção contínua é essencial para se obter comunicação de fluxo entre os poços injetores e produtores. Esta comunicação pode ser estabelecida através da criação de uma fratura entre os poços, a qual pode ser feita por meio de uma injeção de vapor a uma pressão suficientemente alta (Briggs et al., 1987).

A injeção de vapor tem sido provada, na Venezuela, em escala piloto e comercial, mas não foi mais rentável do que a estimulação com injeção cíclica de vapor. Em Cold Lake,

Alberta (Canadá), este processo não tem sido comercialmente bem sucedido, devido às fraturas e às comunicações causadas pelas precedentes injeções cíclicas de vapor. Algumas das operações que envolvem injeção contínua de vapor que tem sido bem sucedidas estão localizadas na Indonésia e no Brasil (Farouq Ali, 2002).

2.12.1 Variações especiais da injeção de vapor

Na década de 80, variações da injeção de vapor foram desenvolvidas para aplicações em reservatórios onde os critérios convencionais de injeção não estavam funcionando. Isto foi possível devido aos avanços a nível técnico da perfuração horizontal, baixando os custos e melhorando a sua efetividade (Farouq Ali, 2002). Um dos processos que foi desenvolvido para melhorar a eficiência da recuperação com métodos térmicos foi o processo de drenagem gravitacional de óleo, com injeção contínua de vapor (SAGD, steam assisted gravity drainage).

2.13 Drenagem gravitacional de óleo assistida com vapor (processo SAGD)

A drenagem de óleo pelo processo SAGD é um método efetivo para a produção de óleo pesado e betume e envolve dois poços horizontais paralelos um acima do outro, onde o poço superior é o injetor de vapor e o inferior é o produtor de óleo. Nesse processo, o papel da força gravitacional é maximizado. Quando o vapor é continuamente injetado no poço superior o óleo é aquecido e forma uma câmara de vapor a qual cresce para cima e para os arredores (Butler e Stephens, 1981; Butler, 1991), como é observado na Figura 2-25. A temperatura dentro da câmara se torna essencialmente igual à temperatura do vapor injetado. Na interface com o óleo frio o vapor condensa e o calor é transferido ao óleo. Então, o óleo já quente e a água condensada drenam por gravidade, até o produtor horizontal que está embaixo.

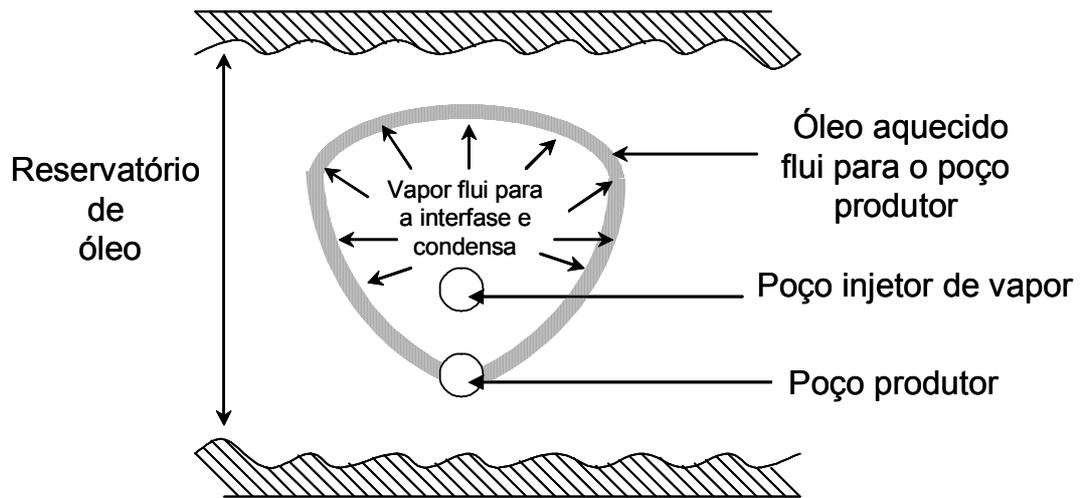


Figura 2-25: Conceito da drenagem de óleo assistida por gravidade (Butler, 1991).

Foi observado que a câmara de vapor começa a crescer para cima até o topo do reservatório e depois se estende em forma horizontal (Butler e Stephens, 1981; Butler, 1991), e pode continuar a crescer com a contínua injeção de vapor. Se o poço injetor é localizado bem próximo ao produtor completado na base do reservatório, o vapor tenderá a subir e o condensado a descer então a tendência do vapor fluir diretamente para o poço produtor será reduzida. O esquema de operação do processo SAGD permite que uma grande área do reservatório seja drenada.

A transferência de calor que ocorre é por condução, convecção e pelo calor latente do vapor. A teoria de recuperação de óleos pesados por SAGD usando poços horizontais foi desenvolvida por Butler (Butler e Stephens, 1981; Butler, 1991).

Na equação 2-15, tem-se a relação entre a vazão de óleo e os parâmetros do reservatório, segundo a teoria inicial de recuperação por SAGD.

$$q = \sqrt{\frac{2 \cdot \phi \cdot \Delta S_o \cdot k \cdot g \cdot \alpha \cdot h_{\text{vapor}}}{m \cdot v_s}} \quad (2-15)$$

$$\frac{v_s}{v} = \left(\frac{T - T_R}{T_s - T_R} \right)^m \quad (2-16)$$

$$m = \left[v \cdot \int_{T_R}^{T_S} \left(\frac{1}{v} - \frac{1}{v_s} \right) \cdot \frac{dT}{T - T_R} \right]^{-1} \quad (2-17)$$

Nas Equações 2-15, 2-16 e 2-17:

q: vazão do óleo drenado

ϕ : porosidade

ΔS_o : diferença entre a saturação inicial do óleo e a saturação residual do óleo

k: permeabilidade efetiva ao óleo

g: constante gravitacional

α : difusividade térmica da rocha

h_{vapor}: altura da câmara de vapor

m: coeficiente adimensional que relaciona a viscosidade com a temperatura em forma empírica.

v_s : viscosidade cinemática do óleo na temperatura da interface com o vapor

v: viscosidade cinemática do óleo na temperatura T

T_S : temperatura da interface com a câmara de vapor

T_R : temperatura do reservatório

Segundo Akin e Bagci (2001) as conseqüências desta teoria são que:

- O crescimento da câmara de vapor é necessário para a produção de óleo, ou seja, a produção de óleo ocorre enquanto o vapor é injetado;
- Quanto maior a temperatura do vapor maior vai ser a temperatura do óleo, obtendo-se uma maior produção deste;
- A produção de um óleo de baixa viscosidade pode ser aumentada;

Devido ao fato de que a vazão de produção de óleo no processo SAGD depende basicamente da drenagem gravitacional, poços com grandes comprimentos garantem boas produções e aumenta, em conseqüência, na economicidade do projeto.

O processo SAGD apresenta uma vantagem significativa quando comparado ao processo de injeção contínua convencional. Na injeção contínua o óleo é empurrado para uma zona fria e a sua mobilidade é reduzida à medida que se afasta da zona de vapor, enquanto que no processo SAGD, o óleo é drenado com fluxo aproximadamente paralelo à câmara de

vapor, chegando ao poço produtor ainda aquecido e em consequência móvel, além de que a tendência do vapor criar um caminho através do óleo é utilizada a favor do processo (Butler, 1991).

Em adição aos benefícios da drenagem pelo efeito gravitacional, este processo prevê uma cobertura de vapor mais sistemática para o reservatório, proporciona maior contato de volume de óleo e, adicionalmente, o SAGD mantém o óleo quente durante a produção do poço.

A eficácia do processo SAGD pode ser significativamente afetada pela seleção da geometria e pelos parâmetros operacionais. Exemplos disto são a distância vertical entre os poços, o comprimento horizontal, tanto do poço injetor quanto do produtor, as barreiras impermeáveis, a permeabilidade, a viscosidade, o aquífero e a capa de gás, entre outros.

CAPÍTULO III: ESTADO DA ARTE

3 Estado da arte

Neste Capítulo 3, podem ser apreciados alguns dos mais recentes trabalhos relacionados ao processo SAGD.

A teoria da drenagem de óleo por diferencial gravitacional com injeção contínua de vapor (SAGD) foi desenvolvida por Butler (Butler e Stephens, 1981; Butler, 1991) e surgiu da necessidade de ter-se métodos com uma eficiência de recuperação maior em reservatórios com alta viscosidades e pouca injetividade.

Em 1985 foi feita a primeira implantação de um processo SAGD em Underground Test Facility (UTF) em Fort Mc Murray, Alberta, Canadá (Nasr et al., 1998). Esta primeira operação de campo foi bem sucedida e levou à implantação do processo em outros campos de óleo ultrapesado e betume tanto no Canadá como na Venezuela.

Dados operacionais de diferentes campos em Estados Unidos, Canadá e Venezuela são apresentados na Tabela 3-1. Nessa tabela pode ser observado que o comprimento dos poços utilizados oscila entre 424 e 1000 m, a maior distância entre o produtor e a base do reservatório é de 5m em alguns dos projetos citados. A máxima distância entre o poço produtor e o poço injetor corresponde a 7m e a mínima a 5m, a vazão de injeção de vapor máxima utilizada foi no projeto de “Christina Lake” de 550 ton/dia, o fator de recuperação de óleo oscila entre 50 a 70 % nos projetos estudados.

As características dos reservatórios e dos fluidos dos projetos dos campos da Tabela 3-1, são apresentados na Tabela 3-2 . Pode ser observado que a viscosidade é maior que 5000 cp para todos os casos, a densidade API do óleo oscila entre 7 e 12 °API, o que mostra um hidrocarboneto extrapesado em todos os projetos, a permeabilidade varia dependendo do reservatório tendo-se permeabilidades altas no campo da “UTF” e muito baixas no “Peace River”, a espessura da zona de óleo nos projetos estudados encontram-se entre 16 a 30 m, e alguns projetos apresentam heterogeneidades no reservatório.

Em 1993, o processo foi implantado no campo de Peace River (Alberta, Canadá), mas os resultados obtidos não foram satisfatórios (Geneau, 2003), devido a que a quantidade de óleo produzida foi muito baixa. O insucesso pode ser atribuído à existência de duas areias de diferentes características no reservatório. No topo do reservatório a rocha tem baixa permeabilidade (40 a 400 mD) e na base a rocha tem uma alta permeabilidade (400 mD a 2000 mD). Os poços produtores foram instalados na zona de alta permeabilidade e acredita-se que o vapor não conseguiu passar na zona de baixa permeabilidade. Outros projetos instalados com sucesso foram em Alberta e nos campos de Christina Lake e Foster Creek, também no campo de tia Juana, na Venezuela.

Dos projetos realizados, alguns foram bem sucedidos e outros não, estes insucessos podem ser devidos às condições geológicas, problemas nas instalações, problemas no poço, etc. Por isso são necessários uma boa compreensão do processo, uma caracterização adequada do campo e um estudo dos parâmetros que envolvem o SAGD.

Tabela 3-1: Dados operacionais de projetos SAGD reportados na literatura

Campo	Athabasca (Zhao et al., 2003)	Senlac (Boyle et al., 2003)	Foster Creek (Chachula, 2003)	Peace River (Geneau, 2003)	Ugnu (Sharma et al., 2002)	Long Lake (Kerr et al., 2002)	Christina Lake (Sugget et al., 2000)	Tia Juana (Vásquez et al., 1999)	Hilda Lake (Donnelly 1999)	Burnt Lake (Kisman e Yeung, 1995)	UTF (Edmunds et al. 1991)
Comprimento dos poços (m)	500	500 a 600	750	1000	--	--	500 a 750	424	900	1000	60, 500, 750
Distância entre o produtor e a base da zona de óleo (m)	0.5	2 a 5	--	--	--	--	2 a 5	3	--	--	--
Distância entre o produtor e o injetor (m)	5	5 a 7	5 a 7	--	--	5	5 a 7	5	6	5	5
Distância entre pares de pocos (m)	100	135	--	--	--	150	--	100	100	90	--
Vazão de injeção (ton/dia)	500	--	--	200	160	--	550	120 a 140	164	--	--
Vazão de produção de óleo (m ³ /dia)	--	140 a 240	160 a 240	--	--	150	230 a 330	110	64	--	--
Fator de Recuperação da zona do Projeto (%)	--	70	50 a 70	50 a 55	70	--	50 a 70	52 a 60	40	--	>50
BSW (%)	--	60 a 70	--	--	10 a 60	71 (máx)	--	50	--	--	--
Razão hoje (ROV)	--	0.4 a 0.5	0.42	0.1 a 0.18	--	0.28	0.52	0.6	0.25 a 0.33	--	0.37

Tabela 3-2: Características dos reservatórios e fluidos de aplicações do processo SAGD

Campo	Athabasca (Zhao et al., 2003)	Senlac (Boyle et al., 2003)	Foster Creek (Chachula, 2003)	Peace River (Geneau, 2003)	Ugnu (Sharma et al., 2002)	Long Lake (Kerr et al., 2002)	Christina Lake (Sugget et al., 2000)	Tia Juana (Vasquez et al., 1999)	Hilda Lake (Donnelly 1999)	Burnt Lake (Kisman e Yeung, 1995)	UTF (Edmunds et al. 1991)
Viscosidade do óleo a T do Reservatório	2.000.000	5000	190000	70000	50000 a 1MM	--	300000	20.000	26000	26.000	1 a 5MM
°API do Óleo		13 a 14	10	7,0 a 10,0	7,0 a 11,5	--	7,5 a 9	9 a 11	11 a 12	11 a 12	--
Permeabilidade (mD)	3000	800	2000	40 a 200 e 400 a 2000	35 a 1500	7000	3000 a 10000	1000 a 2000	--	--	5000 a 12000
Porosidade (%)	--	33	30	--	34 a 37	33 a 35	32,5	--	--	--	35
Saturação do óleo (%)	81	85	--	--	66 a 72	>80	--	85	--	--	85
Profundidade (m)	--	750	480	600	690 a 970	210	400	300	430	500	150
Espessura da zona de óleo (m)	25	16	25	25	--	30	20 a 60	12 a 26	--	20 a 30	20
Presença de Aquífero	--	<10 m	--	--	--	--	não atuante	--	--	ausência	ausência
Heterogeneidades	--	zona superior com menor qualidade	--	zona superior com menor qualidade	--	ausência	--	--	--	algumas camadas cimentadas isoladas	--

Em 1993, Kamath et al. fizeram um estudo de simulação numérica em duas dimensões, para um reservatório homogêneo incorporado em um reservatório heterogêneo, considerando “n” o número de camadas com diferentes porosidades, permeabilidades, saturações iniciais de óleo e água para cada camada, mas com a mesma relação de permeabilidade relativa. Os dados de entrada na simulação se basearam nos dados do reservatório de Ugnu Tar Sand (Alaska, EUA). Dos resultados obtidos por ele, observou-se que é possível utilizar um modelo de cálculo numérico para conhecer o comportamento de um reservatório, e que está de acordo com as previsões do simulador no caso de um sistema analítico homogêneo. O comportamento do SAGD melhora significativamente com uma alta injetividade do vapor, com a ausência de barreiras contínuas, com altas razões de permeabilidade vertical para a horizontal e com um espaçamento ótimo entre o poço produtor e o injetor.

Em 1995, Rose e Deo fizeram um estudo comparativo do desempenho do processo SAGD quando são utilizadas diferentes configurações de poços, isto é, poços injetor vertical e produtor horizontal, poços injetor e produtor horizontais e, por último, poços injetor e produtor verticais. Do estudo realizado os autores encontraram que os pares de poços horizontais ofereceram a melhor curva de produção de óleo e que o comportamento da produção dos pares de poços verticais foi muito baixa. Mas apesar disto, os pares de poços horizontais obtiveram um maior fator de recuperação. O par de poços vertical e horizontal ofereceu também um bom resultado mostrando a viabilidade da execução de colocar poços injetores verticais em vez de injetores horizontais no processo SAGD.

Continuando com os estudos do processo SAGD, em 1995, Kisman e Yeung publicaram um artigo relatando um estudo numérico baseado no reservatório de Burnt Lake Oil Sands Lease (Alberta, Canadá). Os autores se basearam no modelo utilizado para o projeto piloto em UTF. Simularam em duas dimensões (2D) poços SAGD de 500 m de comprimento, cada um, com uma espessura do reservatório de 45 m e uma altura de 31 m, representando a metade (por simetria) de um reservatório que incluía só um par de poços. O modelo assumia barreiras impermeáveis.

Os autores (Kisman e Yeung, 1995) concluíram que propriedades como a viscosidade do óleo e a permeabilidade relativa, na região de transição de temperatura, como é os arredores da câmara de vapor, influenciam na recuperação muito mais que essas propriedades dentro da câmara de vapor. As barreiras de fluxo, o modelo de três fases de permeabilidade relativa e a molhabilidade dentro da câmara de vapor tem um pequeno efeito no comportamento. Enquanto parâmetros como a permeabilidade, viscosidade do óleo, condutividade térmica, razão de gás em solução, a volatilidade, o ponto final da curva de permeabilidade relativa do óleo e a mudança de molhabilidade, na região de transição de temperatura, têm um efeito médio no comportamento do reservatório.

Em 1998, Singhal et al. publicaram um artigo descrevendo algumas recomendações para o critério de projeto para o processo SAGD, concluindo que injetores verticais podem ser instalados em vez de injetores horizontais. Isto para petróleos com viscosidades menores que 35000 cp, embora continue sendo recomendável para óleos muito viscosos (>65000 cp) injetores horizontais de vapor. Se vão ser utilizados injetores verticais, recomenda-se que a distância entre eles seja da ordem de 150 m e a distância lateral do produtor não deve exceder os 75 m.

Egermann et al. (2001) publicaram um artigo de uma trabalho feito em simulação numérica de uma otimização do desempenho do processo SAGD, onde utilizaram um programa de simulação chamado ATHOS® que é um software que simula diferentes processos de recuperação avançada. Para a simulação utilizaram um modelo de reservatório homogêneo, com refinamento na região do poço. A distância entre os poços foi assumida constante. Eles concluíram que para otimizar o desenvolvimento da câmara de vapor é necessário fazer um ajuste da vazão de injeção para o potencial do reservatório e é necessário monitorar a produção de óleo durante este período. A metodologia proposta por Egermann et al. mostra que é possível aumentar a produção do óleo quando as razões de produção e injeção são ajustadas de acordo com o potencial do reservatório.

Outro estudo bastante interessante foi realizado por Sharma et al. (2002). As propriedades que os autores utilizaram se basearam no reservatório de Ugnu Tar Sand (North Slope, Alaska, EUA). Eles fizeram um estudo numérico com a intenção de comparar a performance de diferentes sistemas de recuperação de vapor no qual incluíam: Injeção de vapor convencional, SAGD, pré-aquecimento elétrico no SAGD, e SAGD com injetores verticais. Os parâmetros variados foram: o espaçamento vertical, tempo de pré-aquecimento elétrico, espaçamento lateral dos poços, anisotropia do reservatório e a heterogeneidade do reservatório. Como resultado do trabalho, encontraram que para o caso em estudo, com as propriedades do reservatório de Ugnu Tar Sand todos os processos de SAGD (incluindo casos com injetores verticais) tiveram um bom resultado do fator de recuperação (70% após 5000 dias de produção). O SAGD então se apresenta como um método muito efetivo para a produção de óleo nesse reservatório. A injeção de vapor não atingiu as expectativas do trabalho. A distância entre poços injetor e produtor deve ser otimizada para encontrar a máxima produção acumulada de óleo no SAGD. Períodos longos de pré-aquecimento incrementam a razão óleo-vapor, mas a produção final é muito semelhante ao SAGD sem pré-aquecimento. A recuperação final do óleo não depende do espaçamento vertical até um valor crítico, então, se é excedido este valor, a produção declina no tempo. Baixa permeabilidade vertical atrasa e reduz a recuperação de óleo, devido ao retardo da câmara de vapor.

Os recentes desenvolvimentos da tecnologia do processo SAGD são muito animadores, uma vez visam aumentar a eficiência de recuperação de óleos pesados, aumentando a razão óleo vapor e a produção acumulada de óleo, reduzindo os custos de energia, ou seja, os requisitos de vapor e minimizando o descarte da água produzida.

Estes trabalhos realizados permitiram um melhor entendimento do processo, e serviram como base para este novo trabalho. Alguns dos parâmetros estudados por estes autores também serão avaliados para verificar assim o modelo proposto.

CAPÍTULO IV: MODELAGEM DO PROCESSO

4 Modelagem do processo

Neste capítulo são apresentadas as bases teóricas da simulação de reservatórios quando é injetado vapor em forma contínua, considerando os domínios térmico e hidrodinâmico. Para a solução do problema foi utilizado um simulador comercial, “Stars” da CMG (versão 2002).

Este programa é um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão “in situ”, além de outros processos que contam com aditivos químicos, utilizando uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto de campo. Os sistemas de malha podem ser Cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis. Alias, é possível utilizar configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

4.1 Modelo proposto

Para fazer a simulação de um reservatório é necessário ter um modelo físico do reservatório que possa ser simulado, um modelo matemático que descreva as principais equações que regem o problema e um modelo numérico que possa ser resolvido matematicamente. O programa Stars utiliza o método de Newton para a linearização das equações implícitas.

O modelo físico utilizado corresponde a um reservatório de petróleo de 100 m x 600 m x 20 m, com uma zona de água de 100 m x 600 m x 6 m. Conta com dois poços horizontais, um injetor localizado na parte superior e outro produtor de óleo, localizado na parte inferior, tal como é apresentado na Figura 4-1. O vapor é injetado continuamente e o poço produtor é drenado também em forma contínua.

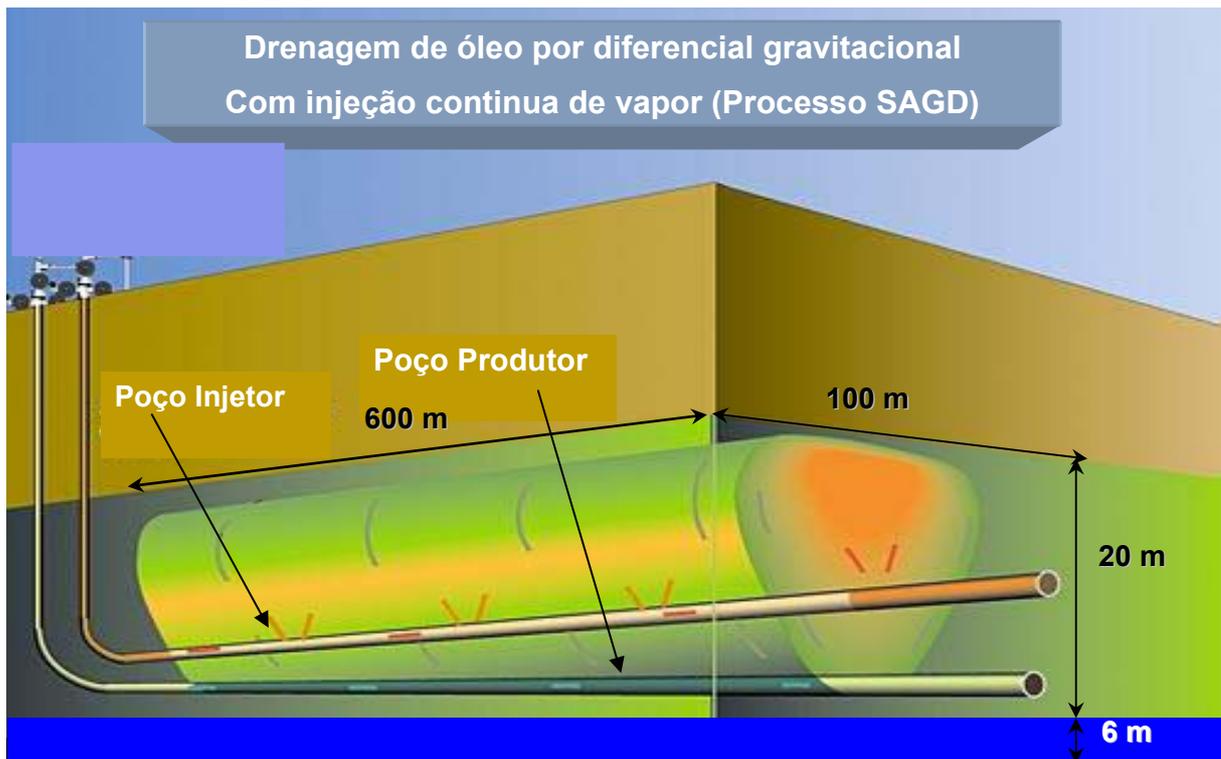


Figura 4-1: Representação do sistema de poços injetor-produtor no reservatório

Neste método de recuperação avançada foram objetos de estudo a influência de fatores operacionais (distância vertical entre o poço produtor e injetor e comprimento horizontal dos poços), características de reservatório (viscosidade do óleo, permeabilidade da rocha, barreiras no reservatório, espessura da zona de óleo e a presença de aquífero), e por último a geometria do sistema (injeção de vapor por um e três injetores verticais).

Os limites do reservatório são considerados fechados ao fluxo de fluidos, e são realizadas as seguintes considerações:

- Só existem as fases água, óleo e gás;
- Existem três componentes: óleo (hidrocarbonetos pesados), água e gás (hidrocarbonetos leves);
- 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 existem reações químicas;
- Não existem sólidos nos fluidos a serem considerados.

Os resultados provenientes do simulador serão cuidadosamente analisados e logo representados por meio de gráficos e tabelas para melhor entendimento e posterior discussão.

4.2 Modelo matemático

4.2.1 Princípios gerais

Os princípios gerais do modelo matemático para o processo de recuperação de óleo com injeção de vapor baseiam-se nas seguintes equações:

- Equação da conservação da massa, para cada componente envolvido;
- Equação da conservação de energia;
- Lei de Darcy, que substitui a lei da conservação da quantidade de movimento;
- Condições de restrição do sistema.

4.2.1.1 Equação de continuidade e movimento

Para realizar o processo de caracterização da produção de um reservatório é necessário modelar o escoamento dos fluidos no reservatório. Como estas equações são complicadas de resolver analiticamente, se faz normalmente uma aproximação com um modelo numérico chamado de diferenças finitas, no qual se utiliza um volume de controle para fazer os balanços de matéria e energia, conforme esquematizado na Figura 4-2.

A lei de conservação da massa aplicada a um elemento de volume V , (Figura 4-2), estabelece para cada componente:

Razão de variação da acumulação = razão total da vazão de entrada proveniente das regiões adjacentes + razão total de adição proveniente de fontes e sumidouros (poços).

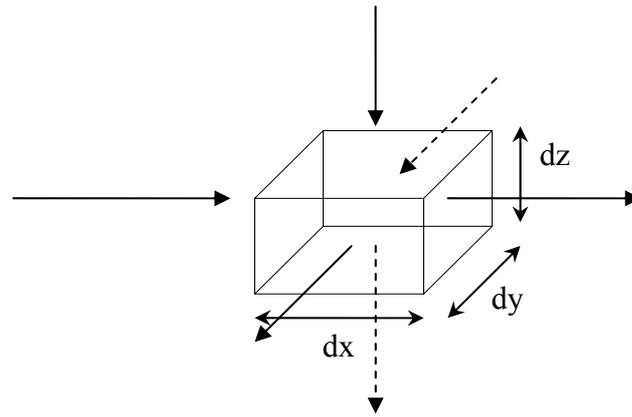


Figura 4-2: Volume de controle

Segundo Aziz e Settari (1979), esta lei pode ser expressa pela equação da continuidade para cada componente como é mostrado a seguir:

Componente óleo:

$$-\nabla \cdot \dot{m}_o = \frac{\partial m_o}{\partial t} + \dot{q}_o \quad (4-1)$$

Componente água:

$$-\nabla \cdot \dot{m}_w = \frac{\partial m_w}{\partial t} + \dot{q}_w \quad (4-2)$$

Componente gás:

$$-\nabla \cdot \dot{m}_g = \frac{\partial m_g}{\partial t} + \dot{q}_g \quad (4-3)$$

onde,

$\dot{m}_o, \dot{m}_w, \dot{m}_g$: Fluxo de massa do componente óleo (o), água (w) e gás (g) respectivamente por unidade de volume do meio.

$\dot{q}_o, \dot{q}_w, \dot{q}_g$: Vazão mássica do componente óleo (o), água (w) e gás (g) respectivamente por unidade de volume do meio.

Então a lei de conservação de massa pode ser descrita como na Equação 4-4:

$$\sum_P \nabla \cdot (y_{cp} \rho_p v_p) + q_p + \sum_P \frac{\partial}{\partial t} (\phi y_{cp} \rho_p S_p) = 0 \quad (4-4)$$

onde pode visto que:

$\sum_P \nabla \cdot (y_{cp} \rho_p v_p)$: é o fluxo do componente através do volume de controle,

q_p : é o fluxo do componente através de poços

$\sum_P \frac{\partial}{\partial t} (\phi y_{cp} \rho_p S_p)$: é a variação do componente no volume de controle;

y : é a fração molar do componente “c” na fase “p” (óleo, água ou gás),

v : é a velocidade,

ρ : é a densidade

S : é a saturação

ϕ : é a porosidade da rocha.

Como o meio poroso é muito complexo a conservação da quantidade de movimento é substituída por uma aproximação semi-empírica, a chamada lei de Darcy, isto para calcular o termo velocidade, v , e está representada na Equação 4-5.

$$v_p = -\frac{kk_{rp}}{\mu_p} \left(\frac{\partial p_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (4-5)$$

onde:

K : é a permeabilidade

k_r : é a permeabilidade relativa a cada fase

μ : é a viscosidade

D : é a profundidade.

Para a solução por diferenças finitas o reservatório é então dividido em blocos, como mostra o exemplo da Figura 4-3. Para a direção x , a equação de conservação de massa é discretizada e aplicada a cada componente e cada bloco, resultando num sistema de equações que são resolvidas simultaneamente a cada intervalo de tempo até o tempo final requerido (Schiozer, 1997).

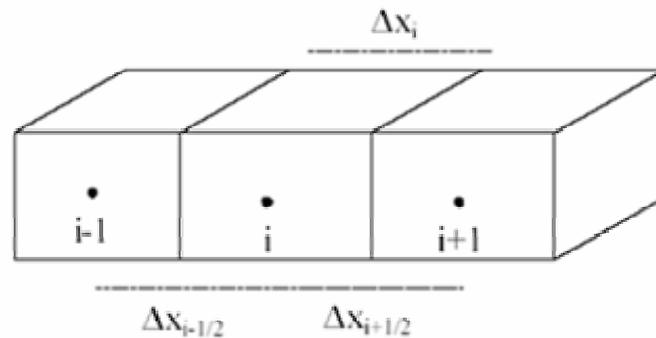


Figura 4-3: Exemplo de divisão do reservatório

O número de equações finais vai diminuindo devido à incorporação das equações de equilíbrio entre as fases, de pressão capilar, de frações molares e das saturações.

Existem diferentes opções para a solução dos problemas, número de componentes, número de fases, tratamento de poços, malha, etc. O modelo que pode ser considerado o mais utilizado é o chamado “Black-Oil” onde é possível encontrar só um máximo de três componentes óleo, água e gás. Soluções total ou parcialmente implícitas podem ser utilizadas para resolver este tipo de problema, e o número de blocos pode chegar a um milhão neste tipo de modelo ‘Black Oil’. Neste modelo podem ser considerados temperatura constante, um equilíbrio instantâneo entre as fases, e sem reações químicas (Schiozer, 1997).

O modelo “Black-Oil” pode ser simplificado como é descrito na Equação 4-6, depois de algumas manipulações matemáticas e substituições de variáveis das equações anteriores por variáveis que são obtidas em laboratório.

$$\sum_P \nabla \cdot [R_{cp} \lambda_p (\nabla \Phi)] = \sum_P \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right) + \sum_P \left(\frac{R_{cp}}{B_p} \bar{q}_p \right) \quad (4-6)$$

onde:

R: é a solubilidade do componente “c” na fase “p”

λ_i : é a mobilidade da fase,

B: é o fator volume de formação

Φ : é o potencial da fase “p”.

Às vezes estas manipulações são necessárias, pois as variáveis novas descritas na Equação 4-6, são mais fáceis de obter na prática, sendo então tabeladas e usadas como dados de entrada para o simulador.

A discretização dos termos da Equação 4-6 pode ser representada pelas Equações 4-7, 4-8 e 4-9:

Termo de acumulação

$$V_p \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right) = \frac{V_p}{\Delta t} \Delta_t \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right) = \frac{V_p}{\Delta t} \left[\left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right)^{n+1} - \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right)^n \right] \quad (4-7)$$

Onde

V_p : é o volume poroso do bloco que será introduzido em todos os termos.

Termo de fluxo

$$(q_{cp})_l \cong R_{cp} \lambda_{cp} (\Phi_{p,n} - \Phi_{p,b}) \cong (T_{cp})_l (\Phi_{p,n} - \Phi_{p,b}) \quad (4-8)$$

Onde:

T_{cp} : representa a transmissibilidade entre o bloco e seus vizinhos. O tratamento da transmissibilidade é muito importante no desenvolvimento de simuladores. Normalmente, são estabelecidas conexões entre blocos que podem trocar massa e este termo representa a facilidade de transferência de massa em cada conexão (ver Figura 4-4). Pode ser dividida em três funções (termos) que dependem das variáveis primárias: saturação (f_s), pressão (f_p) e geométricas (f_G).

$$(T_{cp}) = \left(R_{cp} \frac{k_{rp}}{\mu_p} \right) f_G = (f_s)(f_p)(f_G) \quad (4-9)$$

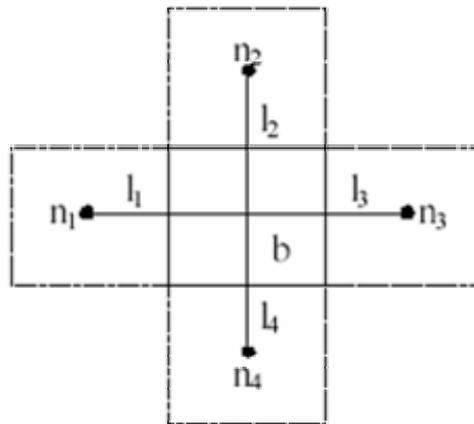


Figura 4-4: Representação do bloco

Termo fonte

$$\sum_P \left(\frac{R_{cp}}{B_P} \bar{q}_p \right) = \tilde{q}_c = \sum_P \tilde{q}_{cp} \quad (4-10)$$

onde:

“-” significa condições de reservatório e “~” condições de superfície (ambos por unidade de volume).

Para a solução do sistema de equações resultante é normalmente utilizado o processo iterativo de Newton-Raphson.

Existem outros modelos de resolução que são usados com menor frequência e estes podem ser: os composicionais, onde mais componentes são considerados aumentando o número de equações e o tempo de solução, e os térmicos, onde a temperatura varia e equações adicionais relativas à transferência de calor são necessárias para modelar o problema.

O modelo matemático do trabalho está baseado no modelo composicional e térmico, que considera três pseudo-componentes, óleo, água e gás. As equações de conservação de massa e energia se baseiam em uma região de interesse (um volume, V) no qual é analisada a razão de variação da acumulação, a razão total da vazão de entrada proveniente das regiões adjacentes e da razão total de adição proveniente de fontes e sumidouros (poços).

As condições iniciais e de contorno deverão ser estabelecidas dependendo das propriedades e condições iniciais do fluido e do reservatório, dos poços, da interface entre as diferentes zonas (exemplo óleo-água), e das fronteiras do reservatório.

O modelo de simulação numérico que será apresentado está baseado nas equações utilizadas no simulador numérico Stars (CMG, versão 2002) utilizado para modelar os processos de recuperação térmica de óleo.

4.2.1.2 Equação de energia

Os termos utilizados na equação de energia pelo simulador STARS são apresentados a seguir.

Termos na acumulação

O termo da acumulação de energia é mostrado na Equação 4-11:

$$V \frac{\partial}{\partial t} [\varphi_f \cdot (\rho_w \cdot S_w \cdot U_w + \rho_o \cdot S_o \cdot U_o + \rho_g \cdot S_g \cdot U_g) + (1 - \varphi_v) \cdot U_r] \quad (4-11)$$

onde:

U_w, o, g : corresponde às energias internas em função da temperatura e da composição das fases.

U_r : É a energia por volume de rocha

Termos de fluxo

O termo de fluxo da energia entre duas regiões é:

$$\rho_w \cdot V_w \cdot H_w + \rho_o \cdot V_o \cdot H_o + \rho_g \cdot V_g \cdot H_g + K \cdot \Delta T \quad (4-12)$$

onde:

H_w, o, g : É a entalpia da água, óleo e gás, respectivamente

ΔT : Variação de temperatura entre os nós

K : Corresponde à transmissibilidade térmica, na interface, entre ambas regiões, expressando segundo a Equação 4-13. A condutividade térmica efetiva (λ^{eff}) na interface se fixa segundo o valor da temperatura na montante.

$$K = \left(\frac{A}{l} \right)^{eff} \cdot \lambda_{eff} \quad (4-13)$$

As razões de fluxo volumétrico são:

$$V_j = T \left(\frac{k_{rj}}{\mu_j \cdot r_j} \right) \Delta \Phi_j ; j = w, o, g \quad (4-14)$$

onde:

T : Corresponde à transmissibilidade entre as duas regiões, representando a área da seção transversal, o espaçamento entre os nós entre outras considerações geométricas (i.e., blocos parciais da malha) e também a permeabilidade na interface. As unidades de transmissibilidade se expressa segundo a Equação 4-15. Será utilizado um sistema de malha centrado nos blocos.

$$T = \left(\frac{A}{l} \right)^{eff} k_{eff} \quad (4-15)$$

k : É a permeabilidade absoluta, e corresponde a uma média harmônica ponderada em base à permeabilidade absoluta das duas regiões, que serve tanto para sistemas de malhas retangulares, radiais e de espessura variável.

r_j : São os fatores de resistência das fases, normalmente podem ser considerados iguais a um (1). Valores maiores são associados a fenômenos de bloqueio.

Φ : É a energia potencial do sistema (Equação 4-16). O diferencial potencial $\Delta\Phi_j$ é o valor do nó adjacente menos o potencial da região de interesse atual. Um valor do diferencial positivo indica o fluxo de entrada, um valor negativo mostra o fluxo de saída.

$$\Phi_j = p_j - \gamma_j g h \quad (4-16)$$

Os valores de k_{rj} , μ_j , ρ_j , r_j , H_j , w_i , x_i e y_i são obtidos da região da montante das fases. As diferenças das concentrações das fases Δw_i , Δx_i e Δy_i correspondem às diferenças nas concentrações das fases entre os nós. A convenção de sinais é a mesma do diferencial potencial. Se uma fase não se encontra presente em um dos blocos adjacentes, a diferença de concentrações se fixa em zero (0) (sem transporte dispersivo). A convenção de sinais para a variação de temperatura (ΔT) segue os mesmos padrões que para o diferencial potencial ($\Delta\Phi_j$).

Termo fonte / sumidouro

Para a energia é :

$$\rho_w q_{wk} H_w + \rho_o q_{ok} H_o + \rho_g q_{gk} H_g \quad (4-17)$$

A vazão “q” é análoga ao parâmetro V, mas se calcula de forma diferente. A Equação 4-18 mostra a forma de cálculo.

$$q_{jk} = I_{ik} (p_{wfk} - p_k), j = w, o, g \quad (4-18)$$

O subscrito k refere-se ao fato de que a região de interesse encontra-se em uma camada (k) do poço.

I_{ik} : Corresponde ao índice da fase “j” para a camada do poço “k”. Esta pode ser calculada de diferentes formas (CMG, 2002).

p_k : Corresponde à pressão do nó na região de interesse que contém a camada (k) do poço.

p_{wfk} : É a pressão de fluxo do poço (*wellbore*), na camada “k”.

A condição para a injeção é que $p_{wf_k} > p_k$, ficando $q_{jk} > 0$, e as propriedades do fluido se tomam das condições do poço (wellbore). A condição para a produção é que $p_{wf_k} < p_k$, ficando $q_{jk} < 0$, e as propriedades do fluido se tomam da região produtiva. É possível empregar um modelo de perdas de calor no poço (wellbore) para estimar os valores de Π_w e Π_g para a água injetada em função do tempo.

Termo fonte / sumidouro para aplicações térmicas com aquíferos

O termo correspondente à energia é:

$$\sum_{k=1}^{nf} (HA_{cv} + HA_{cd})_k \quad (4-19)$$

onde:

qa_{wk} : Corresponde à vazão volumétrica de água através da face do bloco k até ou desde o aquífero adjacente.

HA_{cv} : Corresponde ao calor transferido por convecção até ou desde o aquífero adjacente

HA_{cd} : Corresponde ao calor transferido por condução até ou desde o aquífero adjacente

4.2.2 Equações gerais de conservação discretizadas

As Equações 4-20 e 4-21 resumem os balanços de massa e energia (especialmente discretizados) incluindo os termos de acumulação e fluxo utilizados pelo simulador Stars (CMG, 2002). A Equação 4-22 descreve a transmissibilidade entre as fases. Os termos utilizados no balance de massa e energia aqui mostrados encontram-se no Anexo 8.1.

4.2.2.1 Balço de massa

$$\begin{aligned}
& V \frac{\partial}{\partial t} [\varphi_f \cdot (\rho_w \cdot S_w \cdot w_i + \rho_o \cdot S_o \cdot x_i + \rho_g \cdot S_g \cdot y_i)] \\
&= \sum_{k=1}^{nf} [T_w \cdot \rho_w \cdot w_i \cdot \Delta\Phi_w + T_o \cdot \rho_o \cdot x_i \cdot \Delta\Phi_o + T_g \cdot \rho_g \cdot y_i \cdot \Delta\Phi_g] \\
&+ \sum_{k=1}^{nf} [\phi \cdot D_{wi} \cdot \rho_w \cdot \Delta w_i + \phi \cdot D_{oi} \cdot \rho_o \cdot \Delta x_i + \phi D_{gi} \cdot \rho_g \cdot \Delta y_i] \\
&+ \delta w \sum_{k=1}^{nf} (\rho_w \cdot q_{wk}) + \rho_w \cdot q_w \cdot w_i + \rho_o \cdot q_o \cdot x_i + \rho_g \cdot q_g \cdot y_i \quad (4-20)
\end{aligned}$$

4.2.2.2 Balço de energia:

$$\begin{aligned}
& V \frac{\partial}{\partial t} [\varphi_f \cdot (\rho_w \cdot S_w \cdot U_w + \rho_o \cdot S_o \cdot U_o + \rho_g \cdot S_g \cdot U_g) + (1 - \varphi_f) \cdot U_r] \\
&= \sum_{k=1}^{nf} [T_w \cdot \rho_w \cdot H_w \cdot \Delta\Phi_w + T_o \cdot \rho_o \cdot H_o \cdot \Delta\Phi_o + T_g \cdot \rho_g \cdot H_g \cdot \Delta\Phi_g] + \sum_{k=1}^{nf} K \cdot \Delta T \\
&+ \rho_w \cdot q_{wk} \cdot H_w + \rho_o \cdot q_{ok} \cdot H_o + \rho_g \cdot q_{gk} \cdot H_g \\
&+ H_{lo} + H_{lv} + H_{lc} + \sum_{k=1}^{nf} (HA_{cv} + HA_{cd}) \quad (4-21)
\end{aligned}$$

4.2.2.3 Transmissibilidades Tj das fases:

$$T_j = T \left(\frac{k_{rj}}{\mu_j \cdot r_j} \right); j = w, o, g \quad (4-22)$$

4.3 Modelo da malha

O sistema estudado é não linear e é resolvido numericamente por meio do método numérico de diferenças finitas, que junta a discretização temporal e espacial ao mesmo tempo. Sua formulação consiste em escrever cada equação para pontos discretos do reservatório, que é dividido em uma série de blocos que constituem uma malha ou grade de simulação.

Segundo Aziz e Settari (1979), têm-se duas opções para a construção da malha, uma seria com os blocos centrados e a outro de pontos distribuídos. Para o sistema estudado foi utilizado o sistema de blocos centrados.

O modelo físico mostrado na Figura 4-1 (um reservatório de petróleo de 100 m x 600 m x 20 m, com uma zona de água de 100 m x 600 m x 6 m) foi discretizado em 10920 blocos. A Figura 4-5 mostra o refinamento do reservatório que foi proposto na simulação no programa Stars (CMG, 2002).

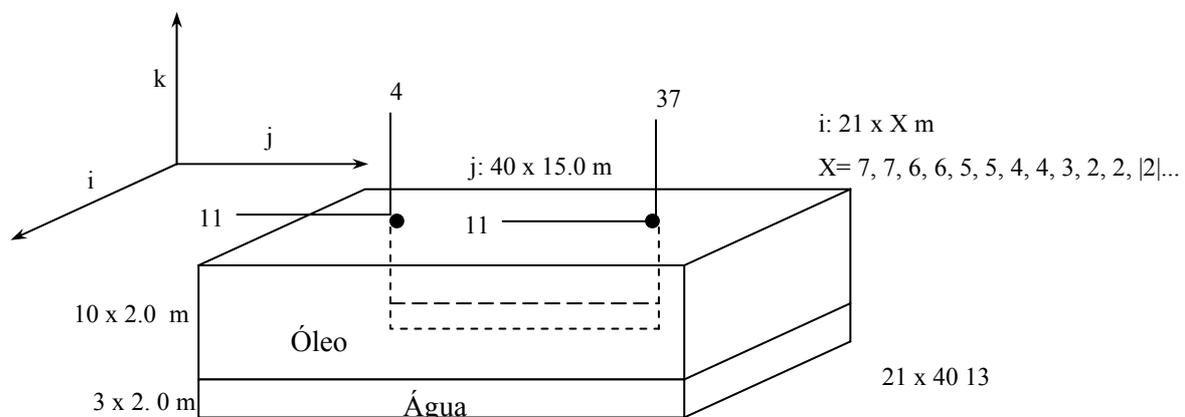


Figura 4-5: Modelo do reservatório

Sistema 3D Cartesiano, com refinamento na região do poço

21 blocos em “x” de 7 m, 7m, 6m, 6m, 5m, 5m, 4m, 4m, 2m, 2m, 2m...(simétricos).

40 blocos em “y” de 15 m cada um

13 blocos em “z” de 2 m cada um

Número total de blocos: 10.920

Dimensão em x (m): 100

Dimensão em y (m): 600

Dimensão em z (m): 26

Para comprovar se o refinamento da malha realizado oferece uma boa caracterização do reservatório, foi realizado uma simulação do modelo proposto com um refinamento maior na vertical (blocos de 1m em k) para verificar assim a necessidade de uma refinamento maior da malha, mas encontrou-se uma variação muito pequena na produção acumulada de óleo e na vazão de produção de óleo, com um aumento aproximado de três vezes no tempo de simulação no computador.

4.4 Solução do modelo

Para a solução do modelo podem ser utilizados vários métodos (Aziz e Settari, 1979), como por exemplo o método de Newton e o Método Adaptativo implícito. Para Aziz e Settari, (1979) a experiência tem mostrado que, em modelos térmicos, o tratamento totalmente implícito é necessário. Mas esta formulação tem seus contras, já que acarreta maiores erros de truncamento e um esforço computacional maior quando comparado a outros métodos que tratam alguns dos termos em forma explícita. Estes fatores favorecem a escolha do método de iteração como aquele que consiga otimizar todos estes elementos.

O modelo estudado foi resolvido baseado no método de Newton por ser um método de relativamente rápida convergência apropriado para problemas não lineares .

Um exemplo do uso deste método pode ser visualizado na Figura 4-6, que mostra como é possível a obtenção das raízes uma função $f(x)$ contínua. Pode ser observado que se é elegido um valor inicial (x_n) a tangente à função $f(x)$ oferece um valor (x_{n+1}) e logo após um número (n) de iterações converge à raiz. A solução por iteração da equação $F(x)=0$ usando o método de Newton está dada pela Equação 4-23 ou 4-24:

$$F(x_n) = -F'(x_n) (x_{n+1} - x_n) \quad (4-23)$$

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (4-24)$$

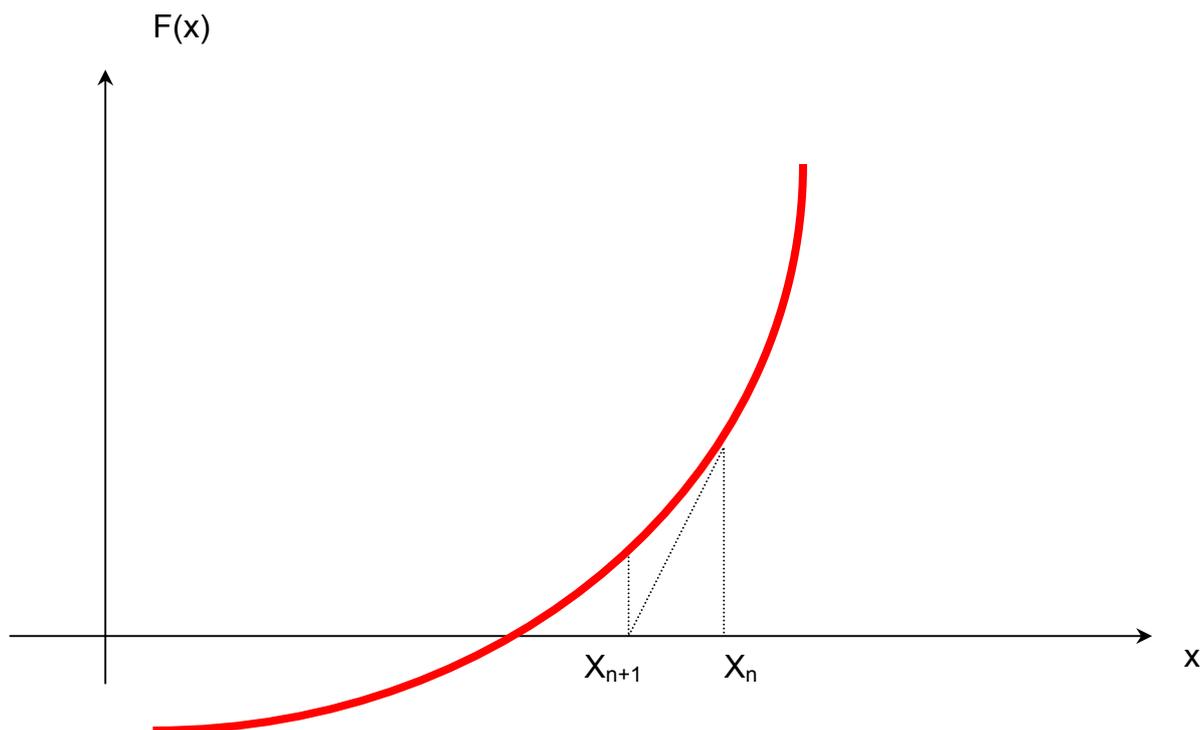


Figura 4-6: Método de Newton

4.5 Modelagem do reservatório

Os parâmetros que são necessários na entrada de dados do simulador Stars (CMG, 2002) são: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha, do reservatório e do fluido, e as condições de operação do sistema. As propriedades do reservatório estarão baseadas em dados de reservatórios reais e de dados disponíveis na bibliografia.

4.5.1 Propriedades do reservatório

Para o cálculo da pressão inicial do reservatório, foi realizada uma simulação inicial com os poços fechados. Assim, foi possível simular o equilíbrio de pressões no reservatório. Como o modelo é homogêneo, as diferenças de pressão foram obtidas por camadas.

Pressão Inicial (mPa):

Camada 1	1870
Camada 2	1887
Camada 3	1904
Camada 4	1923
Camada 5	1942
Camada 6	1961
Camada 7	1980
Camada 8	1999
Camada 9	2018
Camada 10	2036
Camada 11	2053
Camada 12	2073
Camada 13	2092

Temperatura inicial do reservatório (°C):	37,8
Saturação inicial de óleo, S_o (%):	61,0
Saturação inicial da água, S_w (%):	39,0
Volume de óleo original (“ou volume in place”) m^3 std:	217190,0
Profundidade (m):	200,0

4.5.2 Propriedades da rocha

Permeabilidade horizontal (K_h , mD):	1000
Permeabilidade vertical (K_v , mD):	100
Porosidade (%):	30

4.5.3 Viscosidade do óleo

Para a obtenção dos dados da curva de viscosidade foi feita uma projeção das curvas de viscosidades ASTM disponíveis na literatura (Aziz et al., 1985). A curva de viscosidade usada foi a de 1000 cp para uma temperatura do reservatório de 37,8 °C (100°F) em todos os casos em estudo, exceto para a análise do efeito da viscosidade na produção acumulada e na vazão de produção de óleo (Figura 4-7). A Equação 4-25, exibe uma relação entre a temperatura e a viscosidade (Dutra Jr., 1987).

$$\log (\log (\mu + 1.05)) = a * \log (T) + b \quad (4-25)$$

onde:

T: Temperatura (R)

μ : Viscosidade (cp)

$a = -3,62$, $b1 = 10,343$ para 300 cP@100°F (37,8 °C)

$a = -3,62$, $b2 = 10,426$ para 1000 cP@100°F (37,8 °C)

$a = -3,62$, $b3 = 10,490$ para 3000 cP@100°F (37,8 °C)

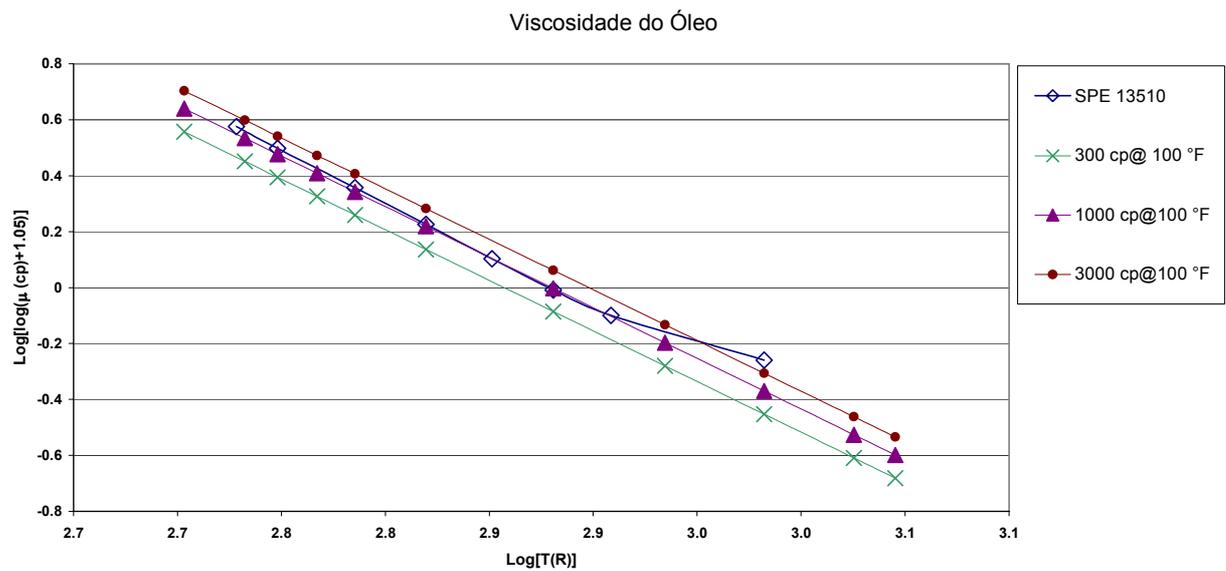


Figura 4-7: Viscosidade do óleo

4.5.4 Permeabilidades relativas

Os dados de permeabilidade relativa são mostrados na Figura 4-8 e na Figura 4-9.

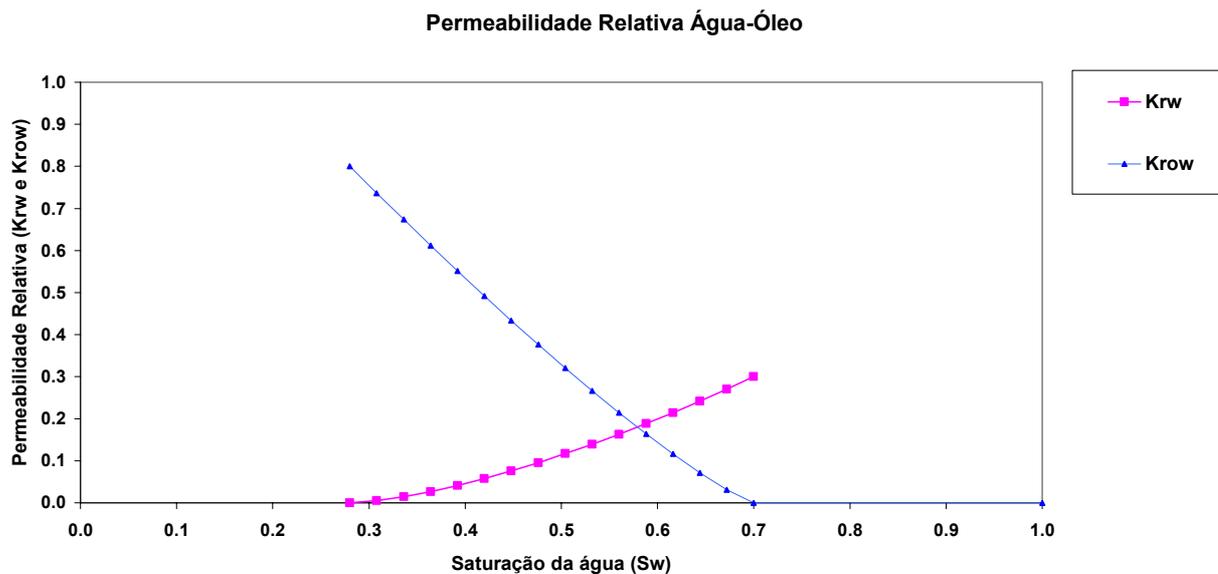


Figura 4-8: Permeabilidade relativa água - óleo

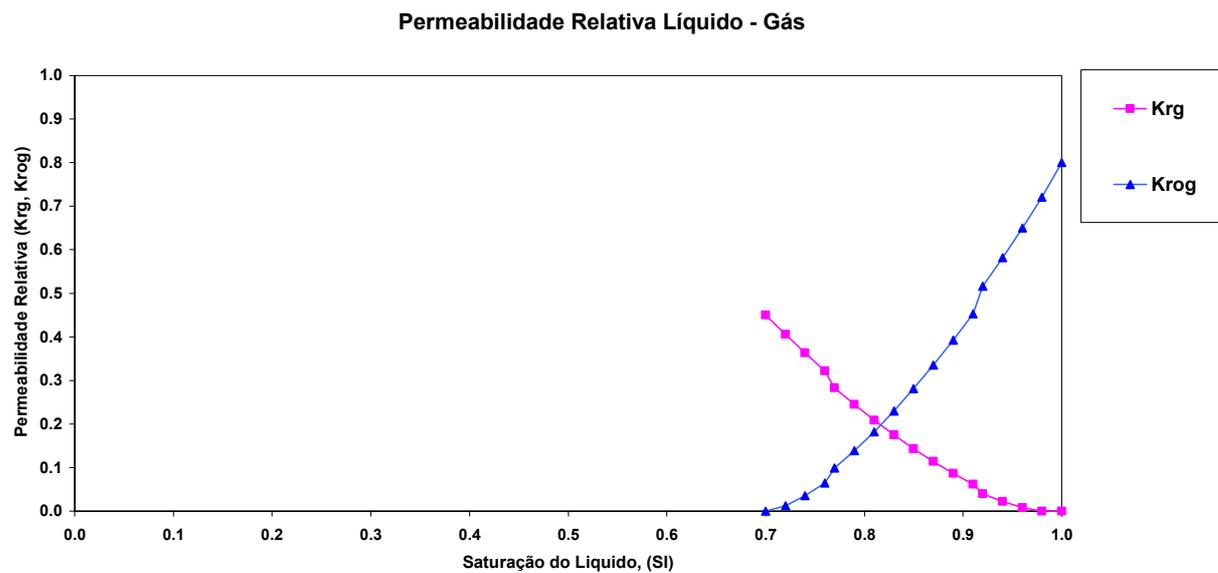


Figura 4-9: Permeabilidade relativa líquido - gás

4.5.5 Descrição das condições de operação

Temperatura do vapor (°C):	287,7
Título do vapor:	0,5
Pressão máxima no poço injetor (mPa):	7198,1
Vazão máxima de vapor (ton/d):	100,0
Vazão máxima de produção de óleo (m ³ /d):	120,0
Pressão mínima no poço produtor (mPa):	196,5

4.6 Descrição dos casos simulados

Como o estudo a ser realizado visa examinar o comportamento de um reservatório de 100m x 600m x 26m quando algum parâmetro é modificado, é necessário então conhecer quais poderão ser estas alterações. Segundo os trabalhos já realizados (Elliott e Kovsky, 1999; Kisman e Yeung, 1995; Queipo et al, 2002; Serhat e Bageci 2001; Rose e Deo, 1995, Barillas J. L. M, 2004) têm-se como possíveis variáveis críticas:

- 1) Distância vertical entre poços;
- 2) Comprimento horizontal dos poços;
- 3) Permeabilidade horizontal e vertical;
- 4) Viscosidade do óleo;
- 5) Espessura de óleo no reservatório;
- 6) Folhelhos (ou barreiras);
- 7) Aquífero;
- 8) Configuração dos poços: poços horizontais (injetor e produtor), poço injetor vertical e poço produtor horizontal, e poços verticais (injetor e produtor);
- 9) Requerimentos de vapor.

Na Tabela 4-1 são apresentados os intervalos de valores dos atributos do reservatório analisados e é mostrado o caso considerado como base comparativa no modelo. As variações que foram considerados de interesse no trabalho para a permeabilidade e a viscosidade foram

intervalos de valores encontrados na região do nordeste. Na Tabela 4-2 são apresentados os parâmetros de controle de produção que também são de interesse neste estudo.

Tabela 4-1: Intervalo dos parâmetros analisados- atributos do reservatório

Parâmetro	Valor Mínimo	Valor Máximo	Caso base
Permeabilidade horizontal (mD)	500	2000	1000
Permeabilidade vertical (mD)	50	400	100
Viscosidade do óleo (cp)	300	3000	1000
Espessura de óleo no reservatório (m)	10	30	20
Folhelhos (barreiras)	sem barreira	com barreira	sem barreira
Aquífero	sem aquífero	com aquífero	sem aquífero

Tabela 4-2: Intervalo dos parâmetros analisados- parâmetros de controle

Parâmetro	Valor Mínimo	Valor Máximo	Caso base
Distância vertical entre poços (m)	4	12	12
Comprimento horizontal dos poços (m)	300	510	510
Configuração dos poços	-1 poço produtor horizontal -1 poço injetor vertical	-1 poço produtor horizontal -3 poços injetores verticais	-1 poço produtor horizontal -1 poço injetor horizontal
Requerimentos de vapor (ton/dia)	50	150	100

Dos resultados obtidos será realizada uma otimização do vapor baseada no melhor benefício técnico - econômico para o processo.

O período de produção no reservatório a ser simulado foi deixado em 14 anos, devido a que na maioria dos casos a razão óleo vapor (ROV) de 0,1 m³ óleo/ ton vapor é atingido entre 09 e 14 anos de produção. Este valor de ROV foi o utilizado como limite econômico na comparação dos resultados.

O arquivo de entrada para o simulador do modelo base está reportado no Anexo 8.2.

CAPÍTULO V: RESULTADOS E DISCUSSÕES

5 Resultados e discussões

Neste Capítulo 5, são apresentados como resultado deste estudo: uma comparação entre o processo SAGD e a produção sem injeção de vapor, uma análise de sensibilidade dos parâmetros na produção acumulada de óleo, a influência dos atributos de reservatório e os parâmetros de operação na produção acumulada de óleo e na vazão de óleo, uma comparação entre diferentes projetos de injeção, além disto é mostrada uma otimização do vapor. Destes resultados foram realizadas as discussões referentes a cada caso estudado.

5.1 Produção primária: sem injeção de vapor

Para mostrar a importância dos métodos térmicos de recuperação foi realizada uma simulação de um sistema sem injeção de vapor e comparada ao processo SAGD. A recuperação primária foi realizada em um poço horizontal como produtor, de um reservatório de óleo de viscosidade de 3000 cp (para o óleo morto).

A Tabela 5-1, mostra a produção acumulada de óleo para uma recuperação primária e para o processo SAGD. Pode ser observado que é possível recuperar, sob as condições observadas anteriormente, 17,8 % do óleo *in place* depois de 14 anos de produção, se não se injeta vapor no reservatório, comparado com 29,2% que se obteria com um sistema SAGD na mesma data. Obtendo um aumento de mais de 10% na recuperação.

Tabela 5-1: Resumo dos resultados: recuperação primária

	Data	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
Sem injeção de vapor	28-12-2013	38,1	17,8	168
Com injeção de vapor	28-12-2013	62,4	29,2	551

A Figura 5-1 mostra uma comparação entre uma recuperação primária e a recuperação melhorada via SAGD. Observa-se que o fator de recuperação é mais alto no caso do uso de um método de recuperação avançado, e isto está em completa concordância com o conceito da recuperação térmica de óleo: sempre que se aumenta a temperatura do óleo a viscosidade

diminui, então a mobilidade do óleo aumenta, obtendo-se maiores vazões de produção de óleo e em consequência maior produção acumulada de óleo.

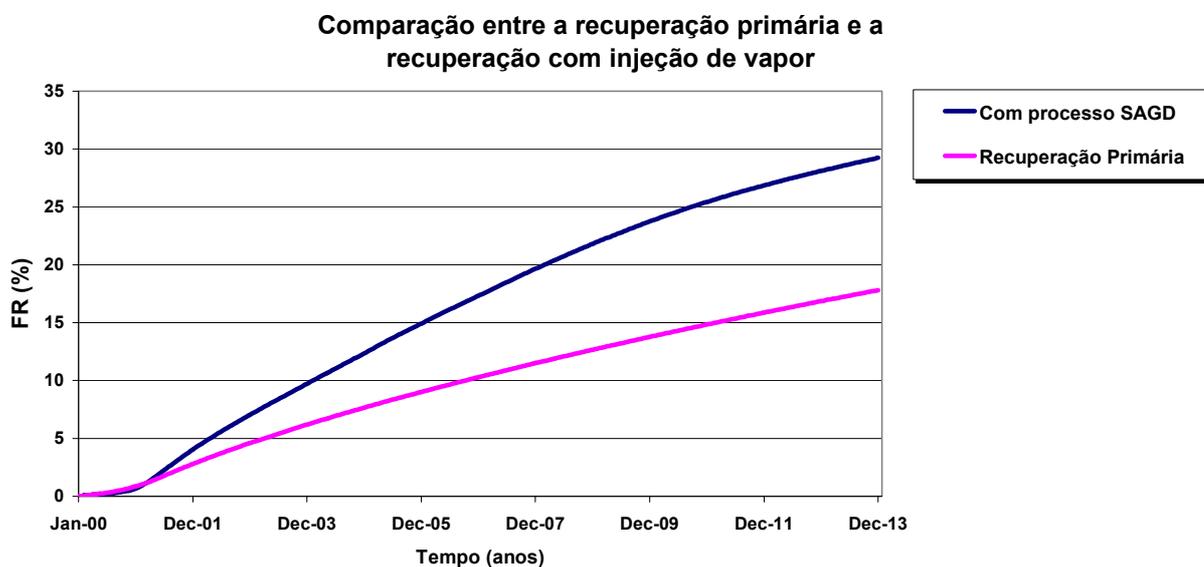


Figura 5-1: Efeito da injeção de vapor no fator de recuperação de óleo.

5.2 Análise de sensibilidade

Na Figura 5-2 pode ser observado uma análise de sensibilidade realizada após 14 anos de produção. Nesta análise foram considerados os parâmetros estudados e comparados com o caso base, segundo as Tabela 4-1 e 4-2. A vazão de injeção vapor foi deixada fixa no valor de 100 ton/dia.

Da Figura 5-2 pode ser observado que os atributos que mais estão influenciando na produção acumulada são: a espessura da zona de óleo, o comprimento dos poços e a configuração dos poços com e sem barreira (poços injetores verticais). A permeabilidade vertical, horizontal, o folhelho de 510 m x 60 m x 2, e a viscosidade, estão afetando medianamente a produção acumulada de óleo. Parâmetros como o folhelho de 300 m x 60 m x 2m, a distância vertical e o aquífero estão afetando em menor proporção a produção acumulada de óleo após 14 anos de produção.

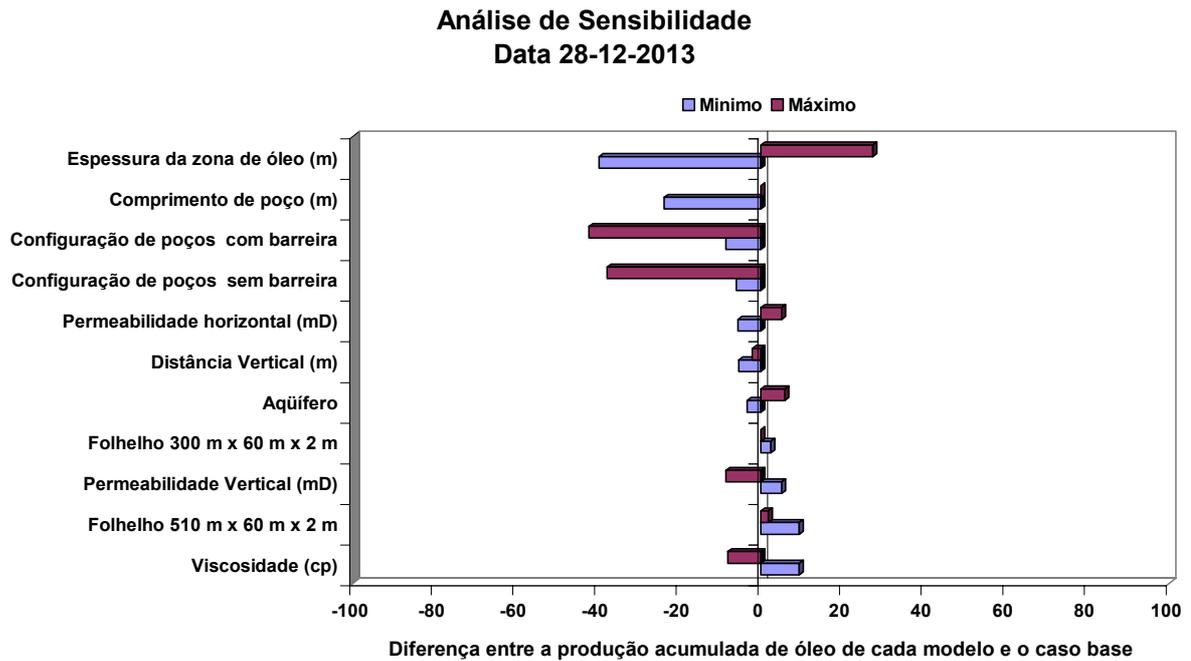


Figura 5-2: Análise de Sensibilidade após 14 anos de produção

Todos os parâmetros mostrados na análise de sensibilidade foram estudados caso a caso para verificar qual a influência de cada um na produção de óleo. Uma otimização do vapor para cada caso estudado é realizada na seção 5.6.

5.3 Atributos do reservatório

A influência dos parâmetros do reservatório na produção acumulada e na vazão de óleo é muito importante de ser estudada devido a que estes parâmetros sempre apresentam um grau de incerteza que pode aumentar ou diminuir a produção de óleo. Neste trabalho os parâmetros de reservatório estudados foram: a permeabilidade vertical e horizontal, a viscosidade do óleo, a litologia do reservatório, aquífero no fundo do reservatório e a espessura da zona de óleo no reservatório. Os parâmetros como permeabilidade e viscosidade foram estudados dentro de valores encontrados em reservatórios do nordeste brasileiro.

5.3.1 Permeabilidade vertical

Neste estudo a permeabilidade vertical (K_v) foi modificada deixando fixa a permeabilidade horizontal (K_h) em 1000 mD. Os valores foram variados entre: 50 mD e 400 mD.

Na Figura 5-3 estão representadas cinco diferentes curvas de vazão de produção de óleo no tempo, uma para cada caso estudado. Observa-se que o ponto da produção máxima diminui quando a permeabilidade vertical (K_v) aumenta. Embora com altas relações $K_v//K_h$ se facilita o caminho para que os fluidos se mobilizem na vertical permitindo assim uma chegada mais fácil e rápida do óleo até o poço produtor verticalmente, a câmara de vapor não consegue expandir-se horizontalmente, e como consequência disto não se tem uma boa varredura de óleo, produzindo pouco óleo.

O aumento da vazão de produção após três anos de produção, observado nos valores mais altos de permeabilidade vertical (200, 300 e 400 mD), pode ser devido a que o vapor atinge em forma mais lenta as fronteiras laterais do reservatório arrastando depois de um tempo todo o óleo que se encontra nas regiões que ainda não tinham sido drenadas até o poço produtor.

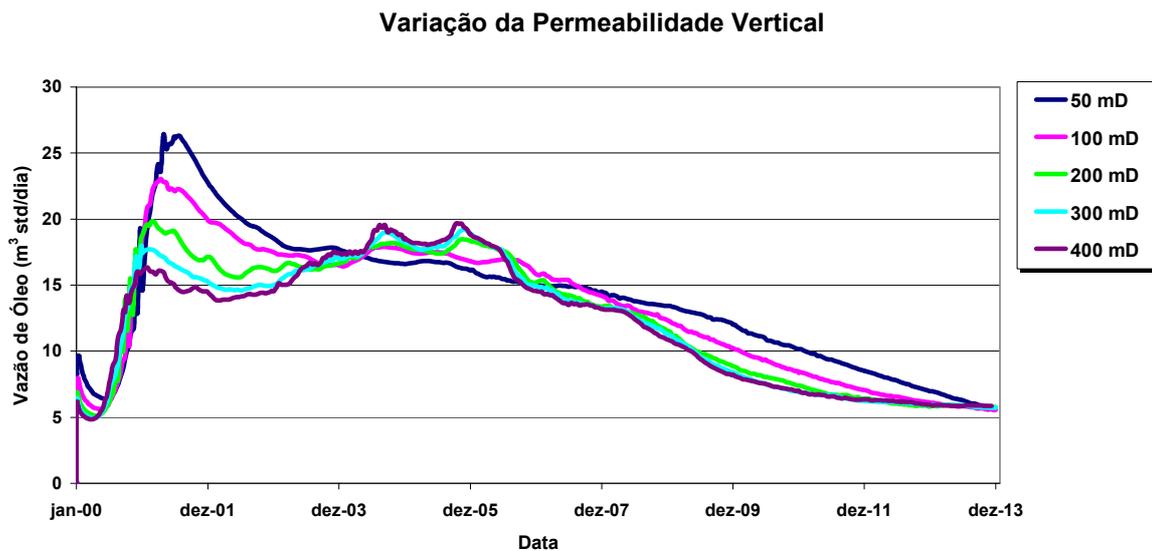


Figura 5-3: Vazão de óleo no tempo quando é modificada a permeabilidade vertical

Na Figura 5-4 pode ser observada a evolução da saturação de óleo em uma seção transversal do reservatório para os casos estudados de 50 e 400 mD de permeabilidade vertical. A região amarela indica alta saturação de óleo e a verde baixa saturação de óleo. Pode ser apreciado que no reservatório a saturação de óleo diminui mais rapidamente quando o vapor se expande mais rapidamente na lateral, isto é quando a permeabilidade vertical é baixa (50 mD), e que quando a permeabilidade vertical é alta o vapor vai diretamente até o poço produtor não permitindo uma boa expansão lateral da câmara de vapor, por tanto o contato óleo - vapor é menor e a drenagem de óleo também é menor e em consequência a saturação de óleo diminui mais lentamente, devido à baixa produção de óleo.

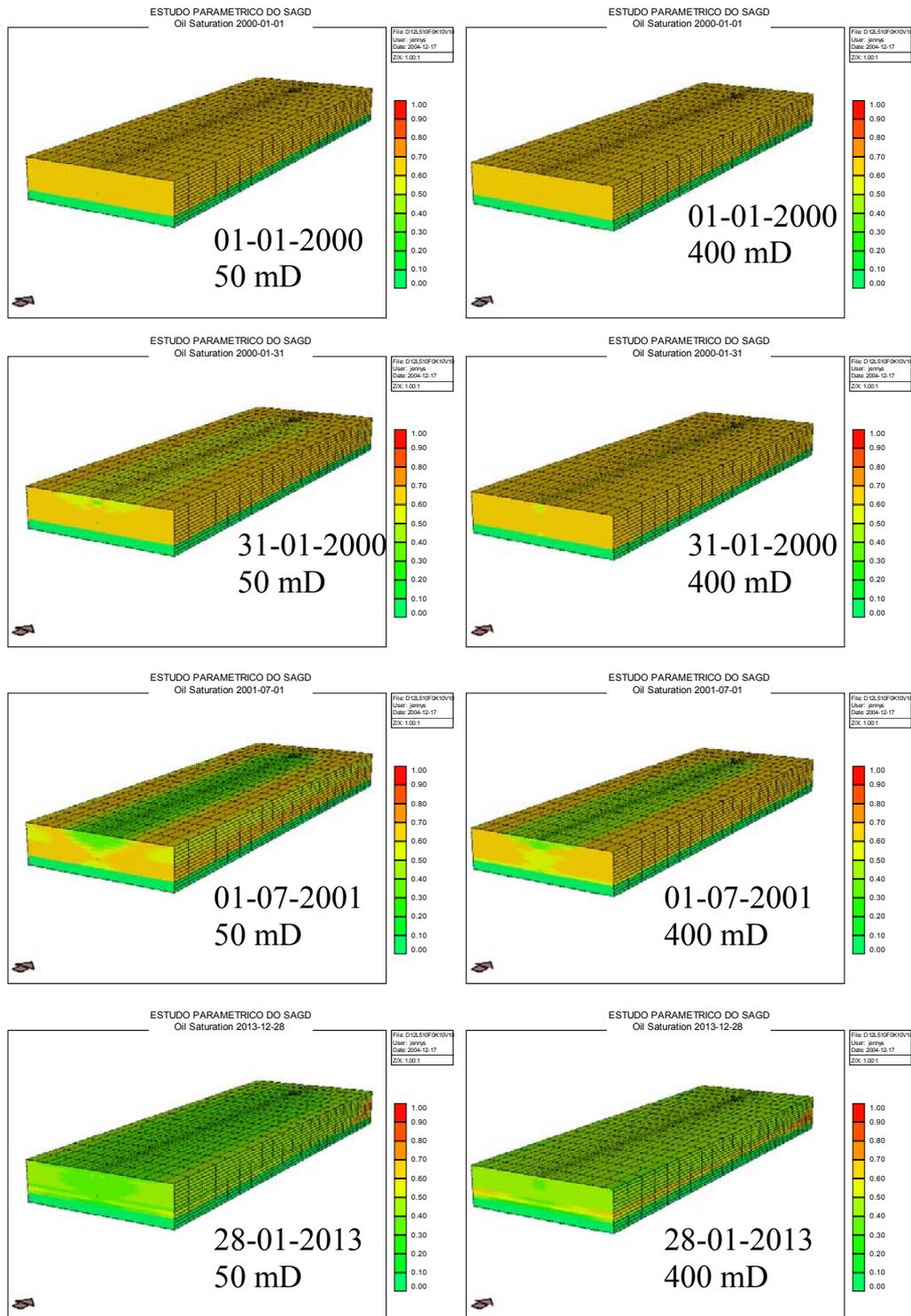


Figura 5-4: Evolução no tempo da saturação de óleo para a permeabilidade vertical de 50 mD (esquerda) e para a de 400 mD (direita). Seção transversal do reservatório.

A produção acumulada de óleo no tempo é apresentada na Figura 5-5. Observa-se que a produção acumulada de óleo (N_p) aumenta com uma diminuição da permeabilidade vertical,

e pode ser também visualizado que a partir de 200 mD a variação deste parâmetro influencia em menor proporção na produção acumulada de óleo. A melhor curva de produção acumulada de óleo foi obtida para a menor permeabilidade vertical estudada (50 mD).

Varição da Permeabilidade Vertical

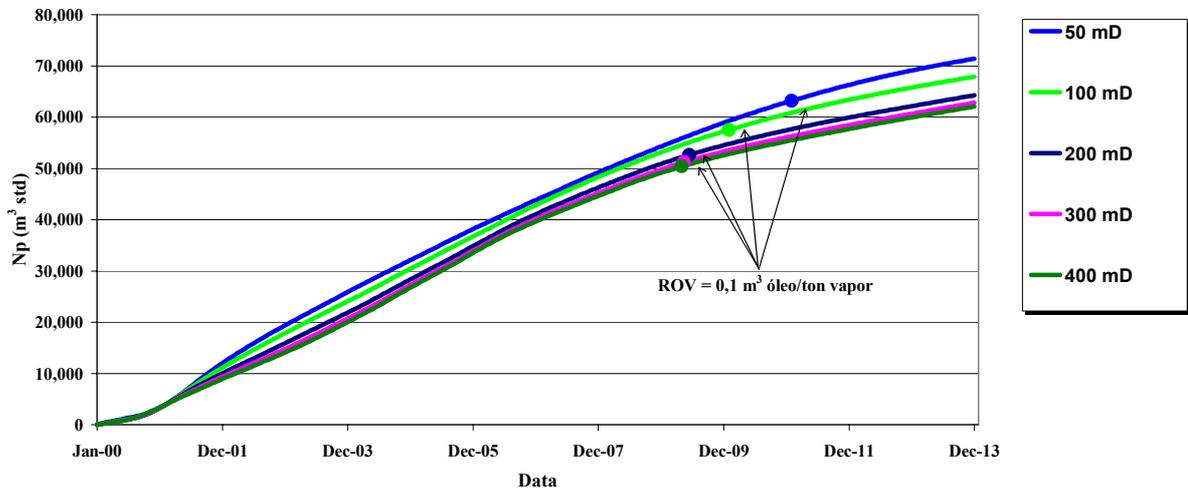


Figura 5-5: Produção acumulada de óleo versus tempo quando é modificada a permeabilidade vertical.

Na Tabela 5-2 depara-se um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo diminuem com um aumento da permeabilidade vertical, enquanto que a produção acumulada de água aumenta.

Tabela 5-2: Resumo dos resultados: permeabilidade vertical
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

Kv (mD)	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
50	71,4	33,4	541
100	67,9	31,8	545
200	64,3	30,1	549
300	62,8	29,4	550
400	62,1	29,1	551

O valor utilizado para a permeabilidade vertical em todos os cenários seguintes foi de 100 mD.

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

5.3.2 Permeabilidade da rocha

O seguinte parâmetro estudado foi a permeabilidade horizontal da rocha (K_h). Esta permeabilidade (K_h) foi modificada em três valores: 500 mD, 1000 mD e 2000 mD, e a vertical (K_v) para 50 mD, 100 mD, 200 mD. A relação K_v/K_h se manteve constante (0,1). A saturação conata da água (S_{wr}) foi de 0,35.

Na Figura 5-6 é observado o comportamento da vazão da produção de óleo no tempo para os três valores de permeabilidade estudados. Observa-se que antes de finalizar o ano 2001 o comportamento das três curvas é parecido, mas muda a partir do ano 2002, ficando com uma maior vazão de óleo a curva de permeabilidade mais alta, pelo menos até o ano 2009.

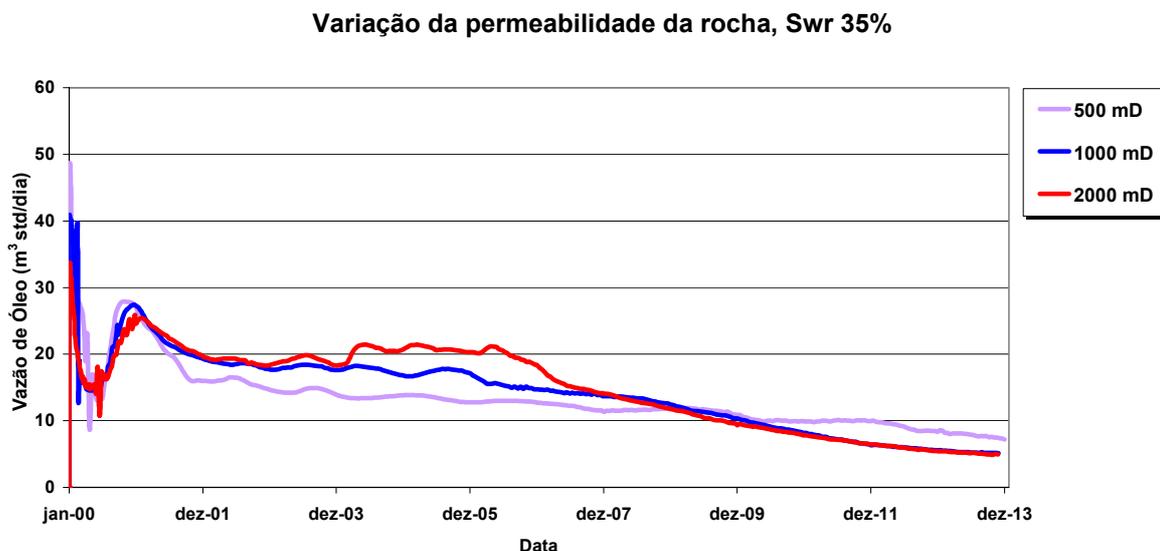


Figura 5-6: Efeito da variação da permeabilidade da rocha na vazão de produção de óleo.

Na Figura 5-7 mostra-se a produção acumulada de óleo no tempo, e é possível constatar que antes do ano 2002 as três curvas apresentam uma produção acumulada muito parecida, mas a partir deste ano a curva de 2000 mD oferece uma maior produção acumulada de óleo que as outras de 1000 e 500 mD. Isto é porque as rochas inconsolidadas com altas

permeabilidades permitem uma maior vazão de produção e uma melhor segregação gravitacional dos fluidos.

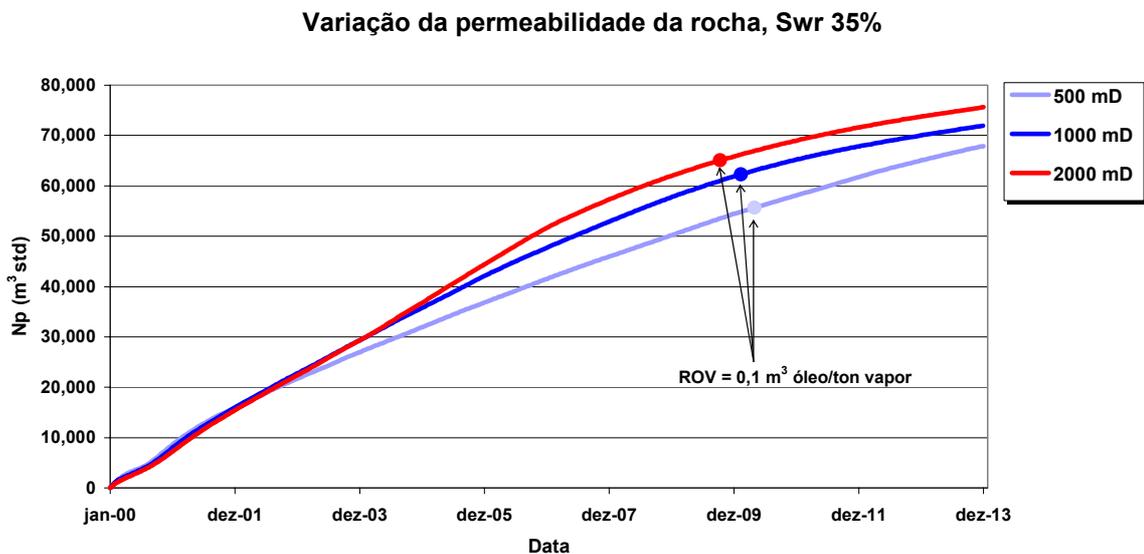


Figura 5-7: Efeito da variação da permeabilidade da rocha, na produção acumulada de óleo.

Na Tabela 5-3 encontra-se um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo aumenta com um incremento da permeabilidade horizontal, enquanto que a produção acumulada de água diminui.

Tabela 5-3: Resumo dos resultados: permeabilidade da rocha
- Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

Kh (mD)	N_p ($M m^3$)	FR (%)	W_p ($M m^3$)
500	67,9	31,8	544
1000	71,9	33,7	541
2000	75,6	35,4	537

Na Tabela 5-4 está resumido o acumulado da produção de água e óleo, e o fator de recuperação do óleo para um ROV mínimo de 0,1 m³/dia (ver Figura 5-7). O melhor fator de recuperação foi obtido para a maior permeabilidade do reservatório. A produção acumulada e o fator de recuperação do óleo aumenta quando a permeabilidade do reservatório se

incrementa, enquanto que a produção acumulada de água diminui com o incremento da permeabilidade.

Tabela 5-4: Resumo dos resultados: permeabilidade da rocha
- ROV=0,1 m³/ton

Kh (mD)	Data	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
500	28-04-2010	55,7	26,1	395
1000	09-02-2010	62,3	29,2	380
2000	10-10-2009	65,1	30,4	363

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

Uma otimização do vapor para as diferentes permeabilidades foi realizada e é mostrada na seção 5.6.

5.3.3 Viscosidade do óleo

A viscosidade do óleo foi modificada em três valores: 300 cp, 1000 cp e 3000 cp. Estes valores representam as condições iniciais do óleo dentro do reservatório, na temperatura de 37,8 °C. A viscosidade é um parâmetro muito importante de estudo, já que a mobilidade do óleo é afetada quando aquecido.

A Figura 5-8 mostra a variação da vazão de produção de óleo no tempo para as viscosidades estudadas. Até o ano 2008 observa-se que a menor viscosidade tem a maior produção de óleo e isto se modifica levemente a partir deste ano onde passa a ter a menor produção de óleo. Com um aumento da viscosidade do óleo a mobilidade diminui e a produção de óleo também diminui.

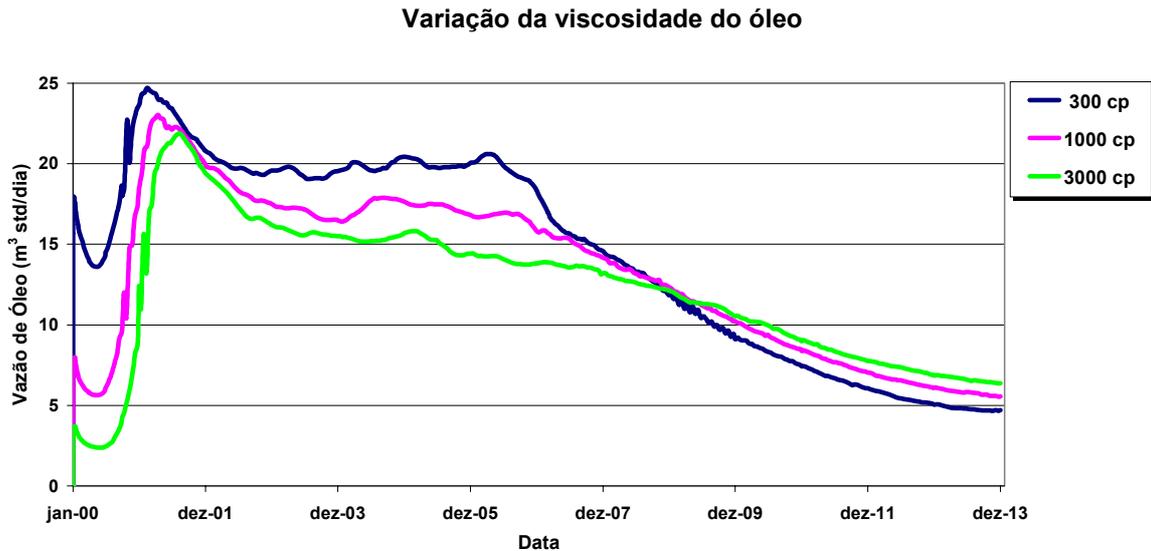


Figura 5-8: Efeito da variação da viscosidade do óleo, na vazão de produção de óleo.

Na Figura 5-9, mostra-se a produção acumulada de óleo (N_p) no tempo, para os diferentes casos de viscosidade estudados e observa-se que a curva de menor viscosidade tem o melhor comportamento durante todos os anos de produção. Em geral, a produção acumulada de óleo em um modelo de simulação aumenta quando a viscosidade diminui (Kasraie et. al, 1997 e Kisman e Yeung 1995).

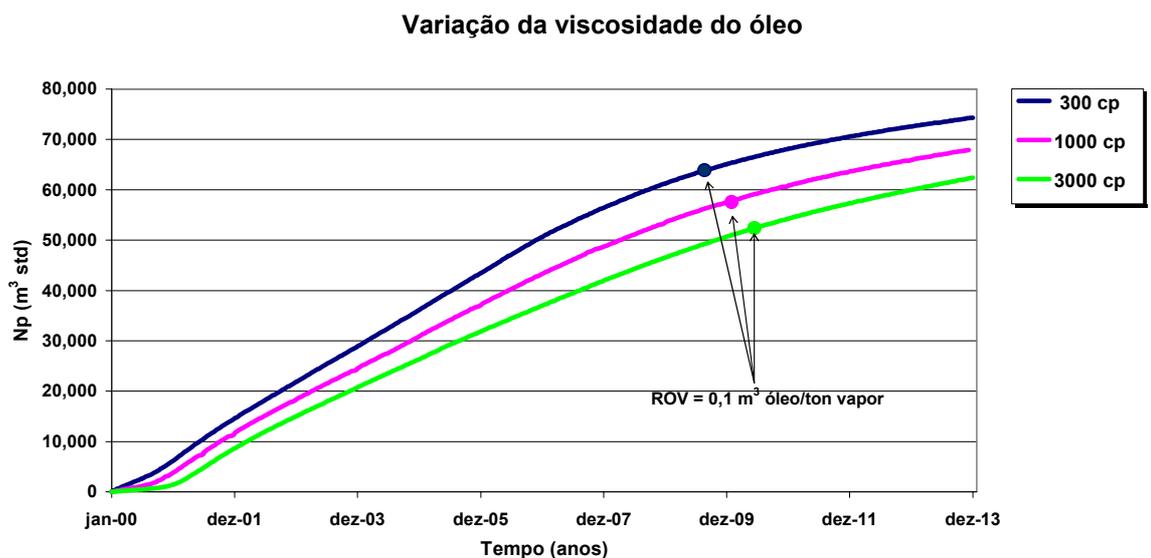


Figura 5-9: Efeito da variação da viscosidade do óleo, na produção acumulada de óleo.

Na Tabela 5-5 é apresentado um resumo dos resultados após 14 anos de produção, pode ser observado que a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo diminuem com um aumento da viscosidade do óleo, enquanto que a produção acumulada de água aumenta, isto devido às diferenças na mobilidade de cada fluido.

Tabela 5-5: Resumo dos resultados: viscosidade do óleo
- Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

μ (cp) @100°F	N_p ($M m^3$)	FR (%)	W_p ($M m^3$)
300	74,3	34,8	539
1000	67,9	31,8	545
3000	62,4	29,2	551

Na Tabela 5-6 tem-se o acumulado da produção de óleo e de água, e o fator de recuperação de óleo para um ROV mínimo de 0,1 m^3 /ton (ver Figura 5-9). O melhor fator de recuperação foi obtido para uma viscosidade de 300 cp. A produção acumulada de óleo diminui com o aumento da viscosidade enquanto que a de água aumenta com o incremento da viscosidade. As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

Tabela 5-6: Resumo dos resultados: viscosidade do óleo
- ROV=0,1 m^3 /ton

μ (cp) @100 °F	Data	N_p ($M m^3$)	FR (%)	W_p ($M m^3$)
300	21-08-2009	63,8	30,0	358
1000	28-01-2010	57,5	27,2	383
3000	12-06-2010	52,4	24,4	405

Uma otimização do vapor para as diferentes viscosidade do óleo foi realizada e é mostrada na seção 5.6.

5.3.4 Espessura do reservatório

A espessura do reservatório é também um parâmetro que foi estudado devido à influência do efeito gravitacional do processo. As espessuras analisadas foram: 10 m, 20 m e 30 m.

Na Figura 5-10 observa-se a vazão de óleo para as espessuras estudadas. A curva de 30 m está sempre acima das outras mostrando as melhores vazões de produção de óleo. Isto pode ser explicado devido ao fato de que quanto maior a espessura da zona de óleo no reservatório, maior o volume, maior o potencial gravitacional e, em conseqüência, maior a vazão de produção de óleo.

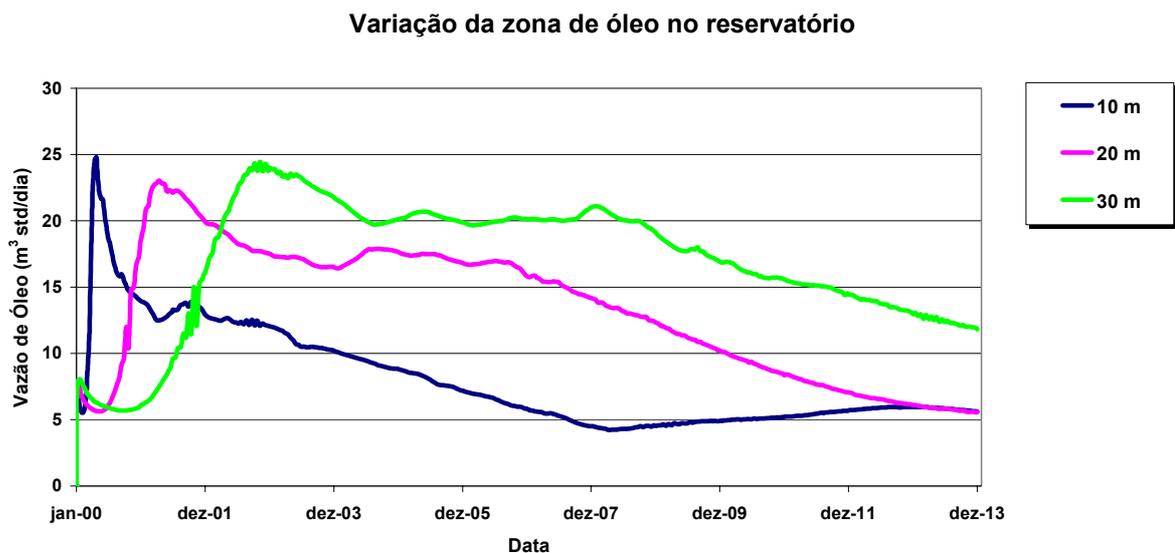


Figura 5-10: Efeito da variação da espessura do reservatório na vazão de óleo.

Reservatórios mais espessos produzem mais óleo, com maiores vazões e podem favorecer à rentabilidade do reservatório (Singhal et al., 1998). Singhal et al.(1998) e Sharma et al. (2002), recomendam para o processo SAGD espessuras entre 15-30 m quando a viscosidade no reservatório é maior que 1000 cp.

5.3.4.1 Distância vertical

Foi analisada também a influência da distância vertical entre os poços injetor e produtor no fator de recuperação de óleo, isto para cada espessura de óleo. A distância vertical foi modificada em três valores para cada reservatório: 2, 4 e 6 m, para uma espessura da zona de óleo de 10 m e, em 6, 12 e 18 m, para uma espessura da zona de óleo de 30 m. O parâmetro para comparação escolhido foi uma ROV de $0,1 \text{ m}^3$ óleo/ton vapor.

A Tabela 5-7 apresenta um resumo dos resultados da variação da distância vertical (DV) no fator de recuperação de óleo (FR) para o caso da espessura da zona óleo de 10 m (menor valor). Encontrou-se que a distância que oferecia uma melhor recuperação de óleo foi a de 6 m. Pode ser observado que a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo aumentaram com o aumento da distância entre os poços injetor e produtor. A análise realizada não considerou o valor presente líquido.

Tabela 5-7: Resumo dos resultados: espessura da zona de óleo de 10 m
- ROV= $0,1 \text{ m}^3$ /ton

DV (m)	ROV	Data	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
2	0,100	21-08-2000	2,7	2,5	21,5
4	0,100	31-12-2003	17,7	16,3	157,4
6	0,100	09-02-2004	19,4	17,8	160,5

A Tabela 5-8 apresenta um resumo dos resultados da variação da distância vertical (DV) no fator de recuperação de óleo (FR) para o caso da espessura da zona óleo de 30 m (maior valor). Neste reservatório de 30 m (de zona de óleo) a ROV de $0,1 \text{ m}^3$ /ton não foi atingida, por isso a comparação foi realizada na última data estudada para o processo (28-12-2013). Encontrou-se que a distância que oferecia uma melhor recuperação de óleo foi a de 18 m. Pode ser observado que a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo aumentaram com o aumento da distância entre os poços injetor e produtor. A análise realizada não considerou o valor presente líquido.

Tabela 5-8: Resumo dos resultados: espessura da zona de óleo de 30m
- ROV=0,1 m³/ton

DV (m)	ROV	Data	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
6	0,111	28-12-2013	83,2	25,5	530
12	0,113	28-12-2013	85,8	26,3	527
18	0,118	28-12-2013	86,5	26,6	526

A distância entre poços utilizada na simulação para cada modelo correspondeu a 6 m para a espessura de 10 m e a 18m para a espessura de 30. Estes valores se consideraram como os melhores resultados baseados nas Tabelas 5-7 e 5-8. Não foi considerado o valor presente líquido. A vazão de injeção foi de 100 ton/dia.

5.3.4.2 Fator de recuperação versus volume poroso injetado

Na Tabela 5-9 estão referidos os volumes *in place* ou originais para o óleo e a água para cada reservatório estudado. Estes valores servem para calcular o fator de recuperação de óleo.

Tabela 5-9: Volumes *in place* do óleo e da água

Componente	Volume original (m ³ std) Espessura 10 m	Volume original (m ³ std) Espessura 20 m	Volume original (m ³ std) Espessura 30 m
Gás	392760	785520	1178300
Água	124890	249780	374670
Óleo	106720	213440	320150

Na Figura 5-11 é mostrado o efeito da variação da espessura da zona de óleo na fração de óleo recuperada do reservatório versus o volume poroso injetado tempo. Observa-se que para um mesmo volume poroso injetado (VPI) é obtido uma menor recuperação de óleo do reservatório de menor espessura e é obtida uma percentagem maior da recuperação de óleo no reservatório mais espesso.

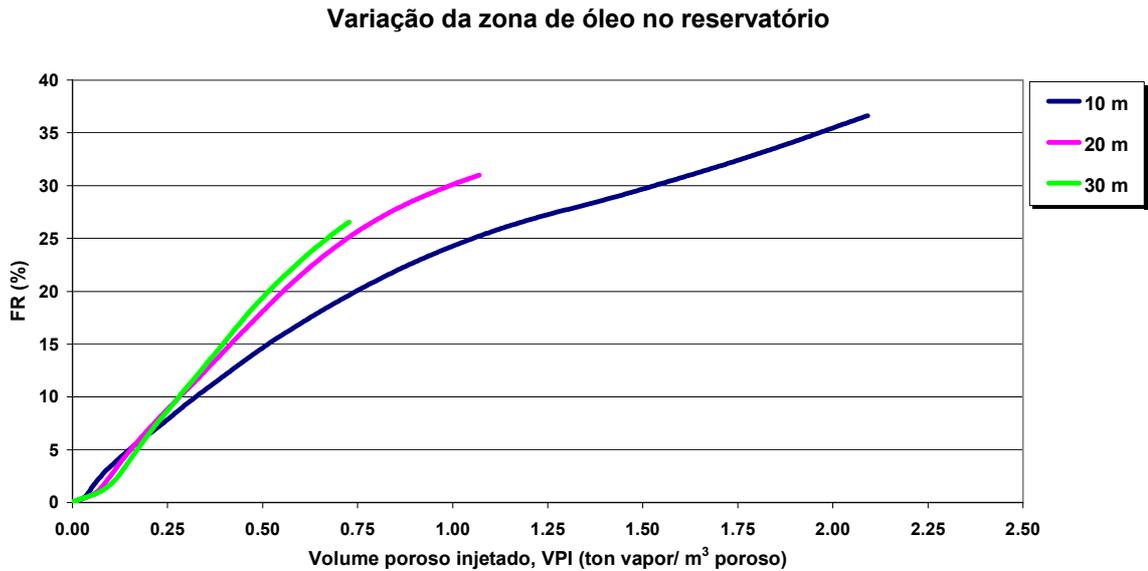


Figura 5-11: Efeito da variação da espessura do reservatório no fator de recuperação do óleo versus o volume poroso injetado.

Na Tabela 5-10 são apresentados os resultados quando se atinge uma ROV de $0,1 \text{ m}^3$ de óleo/ton vapor (este foi o parâmetro escolhido como limite econômico). Pode ser observado que esse limite econômico de $\text{ROV}=0,1 \text{ m}^3/\text{ton}$ só foi alcançado pelos reservatórios de 10 e 20 m. A produção acumulada de óleo aumentou com o incremento da espessura, mas a recuperação de óleo foi maior no reservatório de 20 m. O reservatório de 30m não atingiu o ROV requerido.

Tabela 5-10: Resumo dos resultados: espessura da zona de óleo
- $\text{ROV}=0,1 \text{ m}^3/\text{ton}$

h(m)	ROV	Data	N_p (M m^3)	FR (%)	W_p (M m^3)
10	0,100	09-02-2004	19	18,2	160
20	0,100	28-01-2010	58	27,2	384
30	0,130	28-12-2013	86	26,8	526

Uma otimização do vapor para as diferentes espessuras de reservatório foi realizada e é mostrada na seção 5.6.

5.3.5 Folhelhos no reservatório

Foi verificada a influência da presença e localização de folhelhos no reservatório, no comportamento da produção acumulada e da vazão de óleo. Para simular este parâmetro foi colocado no reservatório uma barreira de permeabilidade de 1×10^{-7} mD na horizontal e de 1×10^{-9} mD na vertical.

Neste estudo foram analisados três sistemas de folhelhos: uma barreira simples de 300m x 60m x 2m (Figura 5-12), uma barreira também simples de 510m x 60m x 2m (Figura 5-13) e duas barreiras de 180m x 60m x 2m na mesma camada, deixando 150 m de espaço entre elas (Figura 5-14).

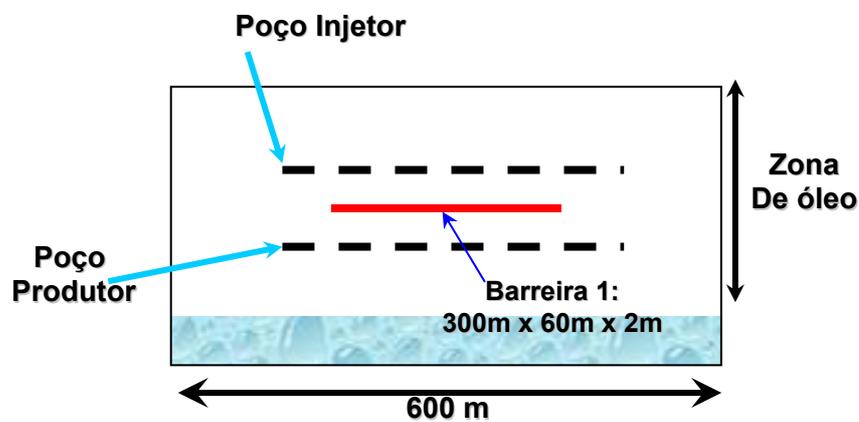


Figura 5-12: Desenho esquemático da barreira de 300m x 60m x 2m entre o poço injetor e produtor

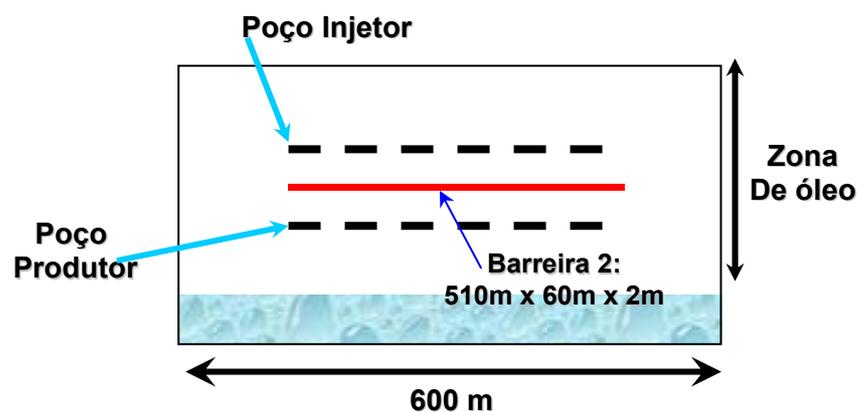


Figura 5-13: Desenho esquemático da barreira de 510m x 60m x 2m entre o poço injetor e produtor

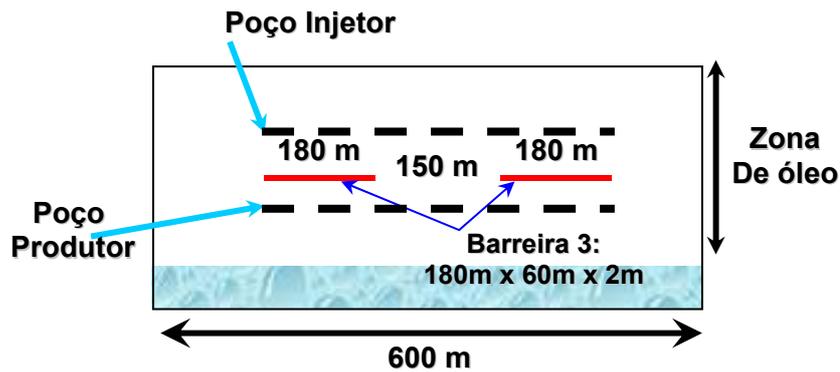


Figura 5-14: Desenho esquemático das duas barreiras de 180m x 60m x 2m entre o poço injetor e produtor.

A localização destas barreiras na malha do reservatório é mostrada na Tabela 5-11.

Tabela 5-11: Localização dos folhelhos na malha

Folhelho	i	j	k	Distância entre o poço injetor e o folhelho (m)
300m x 60m x 2m	4-18	11-30	4	4
			5	6
			6	8
			11	6 m abaixo do produtor (na camada de água)
510m x 60m x 2m	4-18	4-37	4	4
			5	6
			6	8
			11	6 m abaixo do produtor (na camada de água)
180m x 60m x 2m	4-18	4-15/ 26-37	4	4
			6	8

5.3.5.1 Folhelho de 300m x 60m x 2 m

Na Figura 5-15 pode ser observada a vazão da produção de óleo, no caso de ter-se uma barreira entre os poços injetor e produtor, de menor comprimento que os poços, e localizada em diferentes profundidades. Estas camadas correspondem a 2 m, 4 m, 6 m e 8 m (Tabela 5-11) respectivamente abaixo do poço injetor.

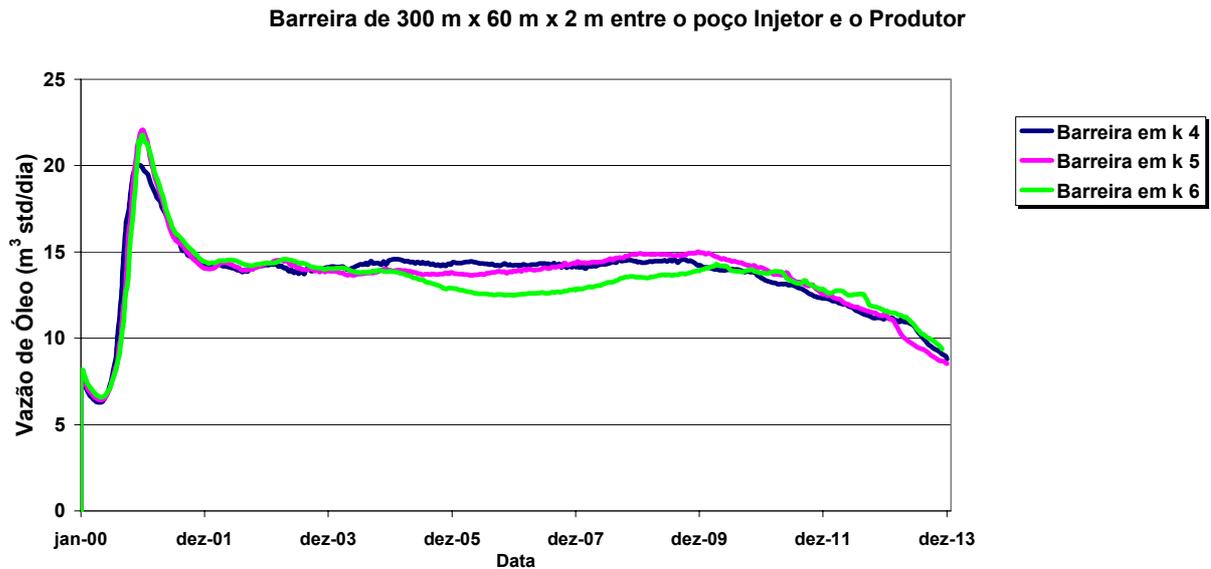


Figura 5-15: Efeito da barreira de 300m x 60 m x 2m, entre poços, na vazão de produção de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.

Pode ser vista a pouca influência da posição desse folhelho na vazão de óleo e, em consequência, na produção acumulada de óleo (ver Figura 5-16). Entretanto, esta barreira permite uma boa estabilidade na vazão de produção a qual se mantém acima de $10 m^3$ std/dia. A ROV mínima de 0,1 é alcançada no ano 2013.

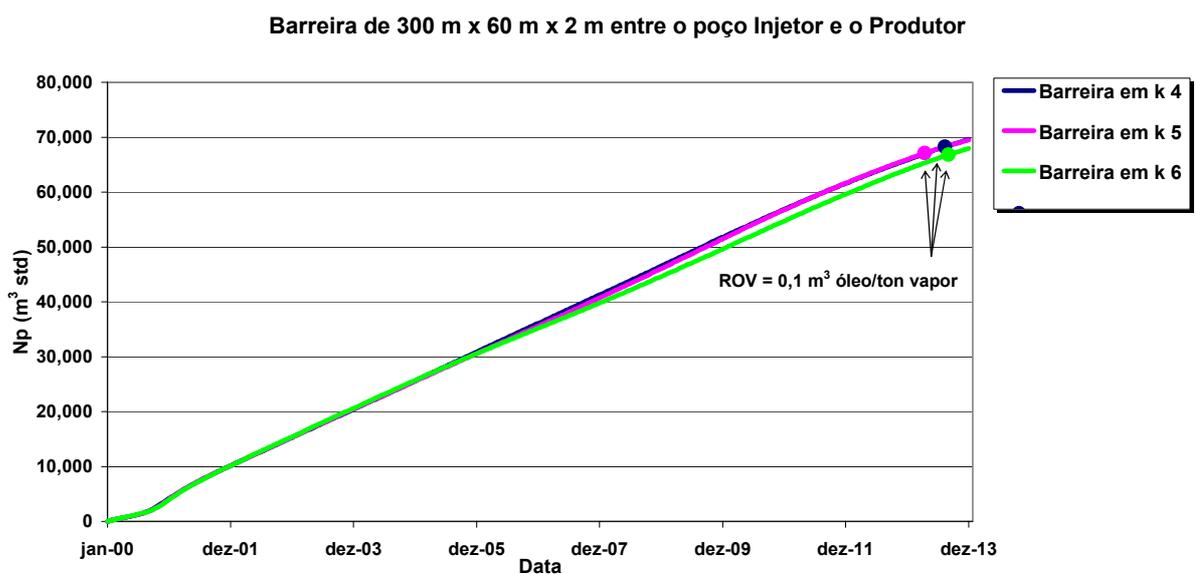


Figura 5-16: Efeito da barreira de 300m x 60m x 2m, entre poços, na produção acumulada de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.

Na Tabela 5-12 se reporta um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a posição na vertical da barreira influencia um pouco na produção acumulada de óleo, enquanto a barreira se encontra mais perto do poço injetor maior é a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo também. A produção acumulada de água é afetada em menor proporção.

Tabela 5-12: Resumo dos resultados: barreira de 300m x 60m x 2m
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

k	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
4	69,6	32,6	544
5	69,5	32,6	544
6	67,9	31,8	545

Na Tabela 5-13 estão os valores de produção acumulada de óleo e de água, o fator de recuperação de óleo, para uma ROV de 0,1 m³/ton (ver Figura 5-16), para a barreira de 300m x 60m x 2m nas diferentes camadas estudadas. Observa-se que a variação do fator de recuperação é muito pequena, menor que 2%. A produção de água está mais afetada pela barreira e diminui quando a barreira está mais perto do poço produtor.

Tabela 5-13: Resumo dos resultados: barreira de 300m x 60m x 2m
-ROV=0,1 m³/ton

k	Data	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
4	09-08-2013	68,3	32,0	527
5	12-04-2013	67,1	31,4	515
6	31-08-20013	66,8	31,4	532

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

5.3.5.2 Barreira de 510m x 60 m x 2 m

Na Figura 5-17 pode ser observada a vazão da produção do óleo no tempo no caso de ter-se uma barreira entre os poços injetor e produtor, de igual comprimento que os poços, isto

para diferentes localizações na vertical do reservatório. Estas camadas correspondem a distâncias de 2 m , 4 m , 6 m e 8 m (Tabela 5-11) respectivamente, abaixo do poço injetor.

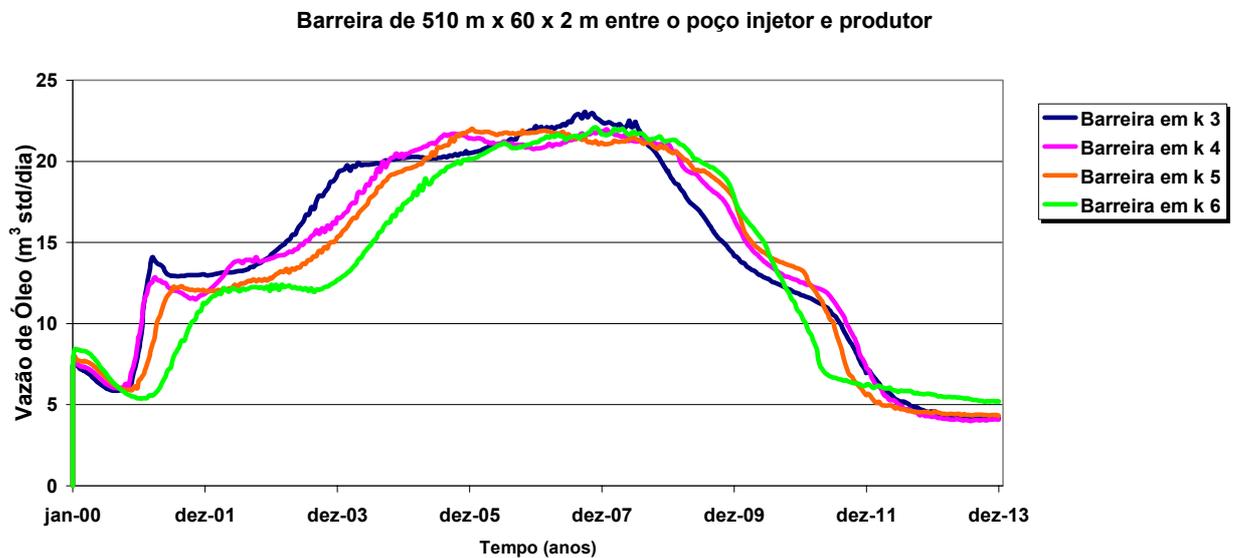


Figura 5-17: Efeito da barreira de 510m x 60m x 2m, entre poços, na vazão de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.

A influência da localização vertical dos folhelhos na vazão de óleo e na produção acumulada é mostrada na Figura 5-17 e na Figura 5-18. As curvas de vazão de produção de óleo não apresentam esse pico máximo de produção observado nas figuras anteriores. Isto pode ser devido ao fato de que o folhelho é uma barreira com baixa permeabilidade que está em todo o comprimento do poço e não permite que a câmara de vapor se estenda completamente. A barreira permite que o vapor apenas flua ascendente e lateralmente, além de não permitir que o óleo aquecido escoe facilmente até o poço produtor nos primeiros anos de produção como nos outros casos. O fluido então só consegue chegar até o poço produtor após ter rodeado a barreira de permeabilidade.

Aparentemente a barreira está servindo como um distribuidor do calor que ajuda a propagar o vapor em todo o reservatório aumentando a produção depois que é ultrapassada. Uma barreira mais próxima ao poço injetor incrementou a produção acumulada de óleo.

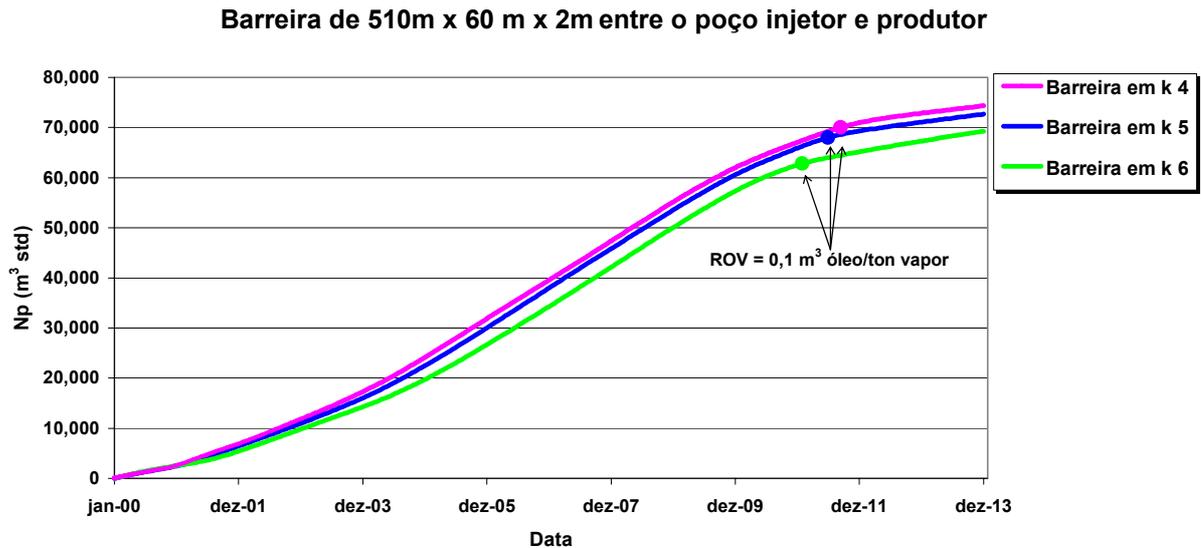


Figura 5-18: Efeito da barreira de 510m x 60m x 2 m, entre poços, na produção acumulada de óleo, localizada em diferentes camadas do reservatório.

Na Tabela 5-14 é apresentado um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a posição na vertical da barreira de 510m x 60m x 2m, influencia na produção acumulada de óleo, enquanto a barreira se encontra mais perto do poço injetor maior é a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo também. A produção acumulada de água diminui quando a camada impermeável está mais perto do poço injetor.

Tabela 5-14: Resumo dos resultados: barreira de 510m x 60m x 2m
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

k	N_p (M m³)	FR (%)	W_p (M m³)
4	74,3	34,8	539
5	72,9	34,2	540
6	69,2	32,4	544

Na Tabela 5-15 encontram-se os valores da produção acumulada de óleo e água e o fator de recuperação, para uma ROV mínima de 0,1 m³ std óleo/ton vapor (ver Figura 5-18). A produção acumulada de óleo e de água diminui quando a barreira se encontra mais perto do poço produtor (quando localizada entre os poços produtor e injetor). O melhor fator de recuperação foi obtido quando o folhelho está localizado 4 m abaixo do poço injetor (k=4).

Tabela 5-15: Resumo dos resultados: barreira 510m x 60m x 2m
-ROV=0,1 m³/ton

k (camada)	Data	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
4	10-09-2011	70,0	32,7	442
5	27-06-2011	68,0	31,8	435
6	28-01-2011	62,8	28,5	422

Também foi feito um estudo para verificar o impacto na produção acumulada de óleo quando são colocadas diferentes barreiras na camada de água do reservatório (abaixo do poço produtor). O efeito na vazão da produção do óleo é mostrado na Figura 5-19.

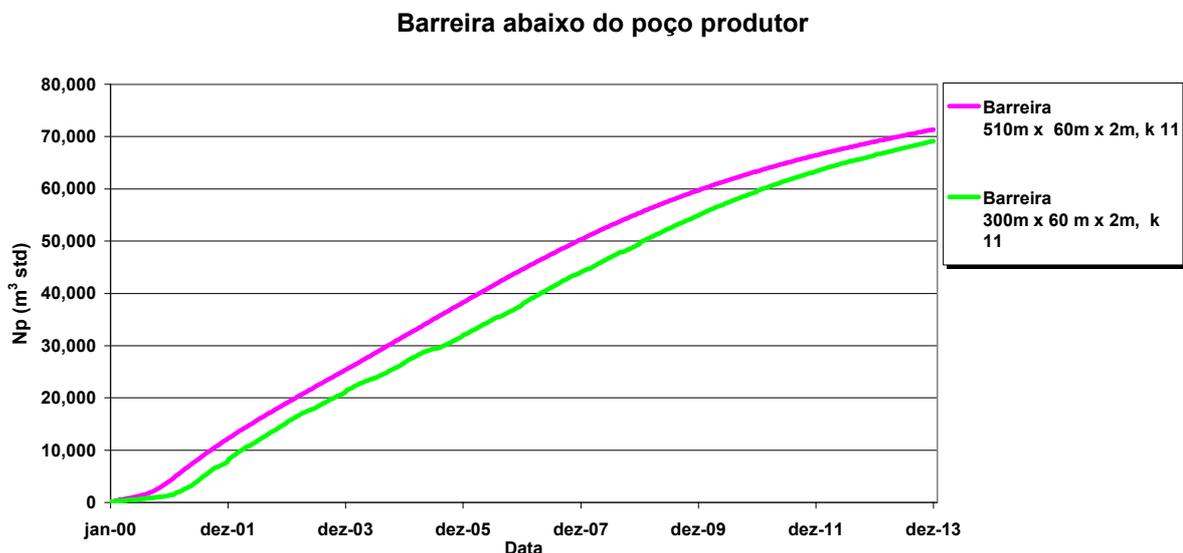


Figura 5-19: Efeito da barreira de 300m x 60m x 2m e de 510m x 60m x 2m, localizada abaixo do poço produtor, na produção acumulada de óleo.

A curva da barreira de 300m x 60m x 2m mostra uma produção acumulada menor que a barreira de 510m x 60m x 2m, isto pode ser devido ao fato da barreira maior abranger uma maior área na zona de água evitando que a água se perca para o reservatório e em consequência se produza em conjunto com o óleo.

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

5.3.5.3 Barreira furada no centro

Outra opção para o estudo dos folhelhos foi colocar duas barreiras de 180 m x 60 m x 2 m com um espaço entre elas de 150m, em diferentes camadas do reservatório, e analisar o seu efeito na produção de óleo. A localização delas na malha está na Tabela 5-16 .

Tabela 5-16: Localização da barreira furada na malha

	i	j	k
Barreira 1	4-18	4-15	4
Barreira 2	4-18	26-37	
Barreira 1	4-18	4-15	6
Barreira 2	4-18	26-37	

Pode ser verificada na Figura 5-20 a vazão de óleo no tempo. Observa-se que o comportamento das curvas é muito parecido embora a barreira na camada 6 apresente um pico de produção maior. A vazão de óleo não é afetada em forma significativa quando a barreira é colocada em diferentes camadas do reservatório.

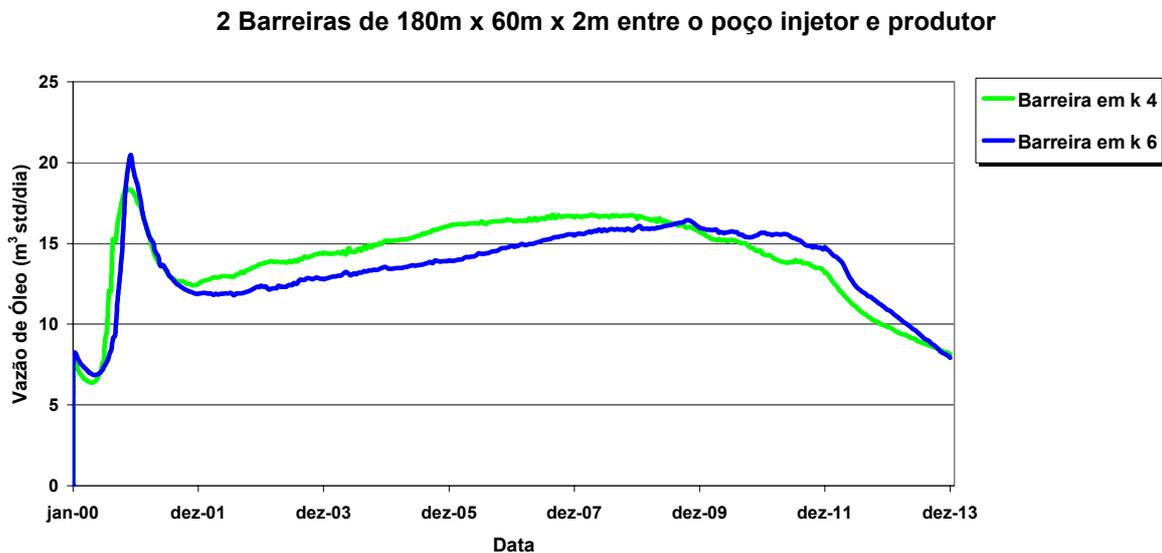


Figura 5-20: Efeito de duas barreiras de 180m x 60m x 2m, na vazão de óleo, para diferentes camadas do reservatório.

Na Figura 5-21 são mostradas as curvas de produção acumulada de óleo (N_p) no tempo para as barreiras que estão furadas no centro, localizadas nas camadas 4 e 6 do reservatório, respectivamente. Pode ser observada que tem pouca influência no N_p a localização vertical deste tipo de barreiras em um reservatório homogêneo.

2 Barreiras de 180 x 60 m x 2 m entre o poço injetor e produtor

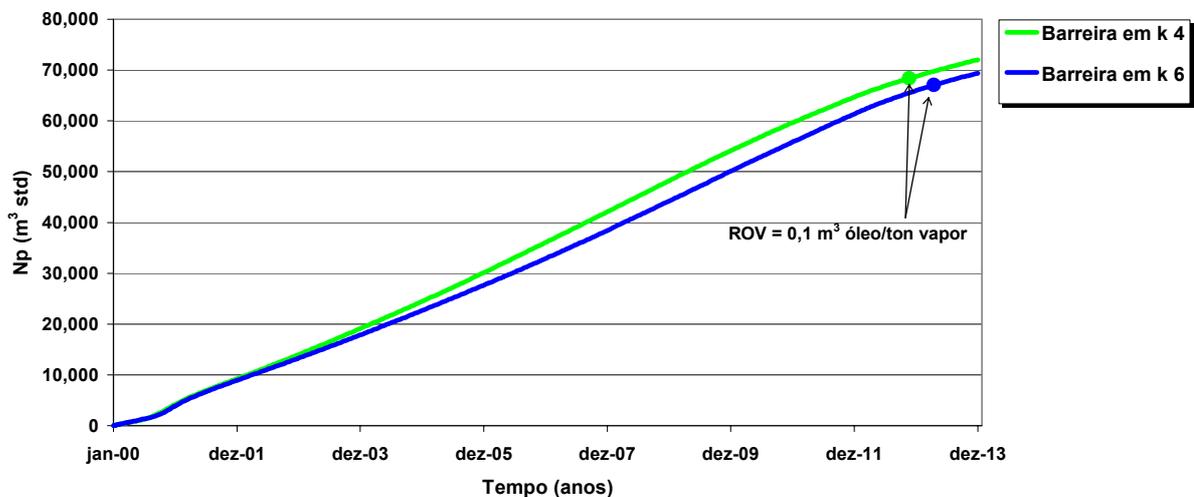


Figura 5-21: Efeito de duas barreiras de 180m x 60m x 2m, na produção acumulada de óleo, para diferentes camadas do reservatório.

A produção acumulada de óleo é maior quando as barreiras se encontram mais perto do poço injetor.

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

5.3.5.4 Comparação entre os modelos com barreiras

Na Figura 5-22 foi comparada a influência das barreiras no fator de recuperação de óleo, para verificar assim qual é a situação mais favorável. Nota-se que os folhelhos influenciam no fator de recuperação e que a situação mais favorável para o processo foi aquela em que o folhelho tem o mesmo comprimento que os poços injetor e produtor. Ressalte-se que até o ano 2007 a melhor curva de Np obtida corresponde a um reservatório sem barreiras de permeabilidade. Todas as barreiras foram deixadas na mesma camada do reservatório.

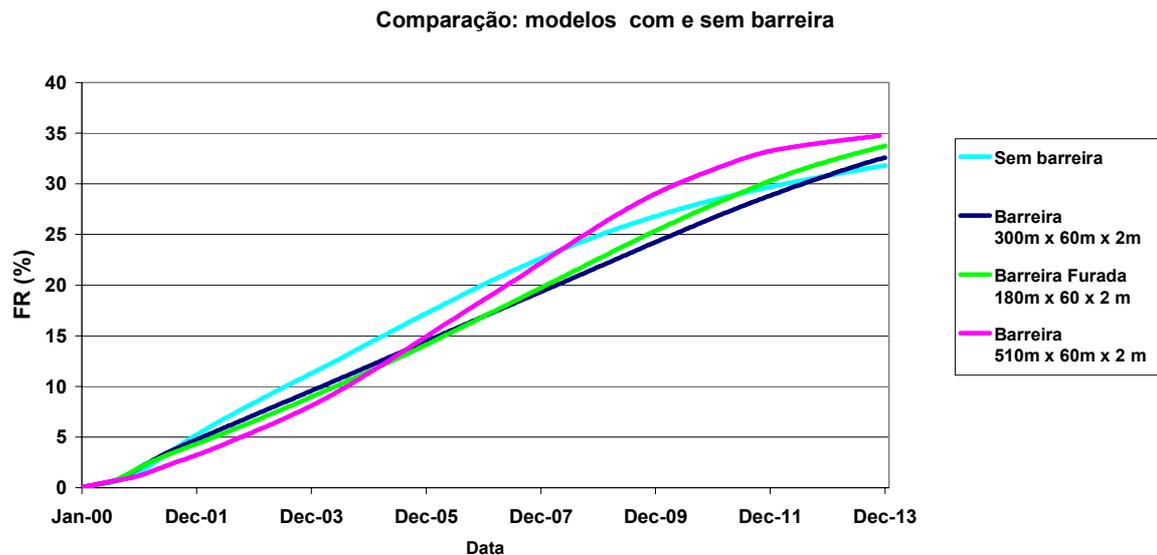


Figura 5-22: Comparação entre os sistemas de folhelhos

A partir do ano 2007 é observado que a barreira de permeabilidade de 510 m x 60 m x 2 m (mesmo tamanho dos poços injetor e produtor) oferece uma maior produção acumulada de óleo, isto devido à abrangência da câmara de vapor após conseguir atravessar a barreira. Esta barreira aparentemente está servindo de distribuidor do calor no reservatório permitindo uma maior área de contato entre o vapor e o óleo e em consequência incrementando a área de drenagem do reservatório e aumentando a produção de óleo.

Na Tabela 5-17 encontra-se um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo são maiores ao final de 14 anos de produção, quando se tem alguma barreira entre o poço produtor e injetor, que sem barreira. A produção acumulada de água é menor no caso de ter uma barreira do mesmo comprimento do poço injetor e produtor (barreira de 510m x 60m x 2m).

Tabela 5-17: Resumo dos resultados: comparação entre sistemas
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

Sistema	N_p ($M m^3$)	FR (%)	W_p ($M m^3$)
Sem barreira	67,9	31,8	545
Barreira de 300m x 60m x 2m	69,6	32,6	544
Barreira de 510m x 60m x 2m	74,3	34,8	539
2 Barreiras de 180m x 100m x 2 m	72,0	33,7	541

Uma otimização do vapor para as barreiras de 300 e 510 m de comprimento foi realizada e é mostrado na seção 5.6.

5.3.6 Aqüífero

Foi colocado um aqüífero infinito na última camada de água no reservatório modelo, para verificar a influência deste parâmetro na produção acumulada e na vazão de óleo. Na Figura 5-23, pode ser observada a localização do aqüífero.

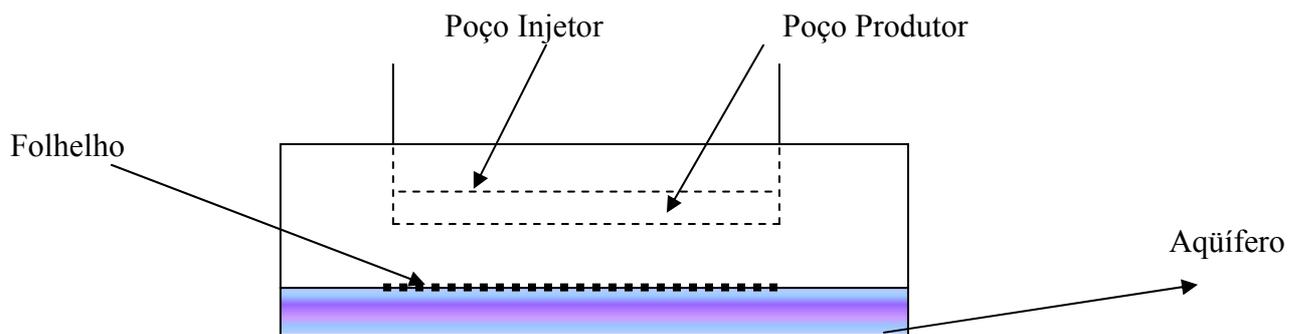


Figura 5-23: Aqüífero no reservatório modelo

A localização do aqüífero na malha encontra-se na Tabela 5-18. O efeito do aqüífero foi simulado com e sem folhelho, sendo esta barreira colocada na primeira camada de água (Figura 5-23). As dimensões do folhelho foram de 510 m x 60 m x 2 m e de 600 m x 100 m x 2 m, esta última do tamanho do reservatório, anulando o efeito do aqüífero. Neste modelo estudado o poço produtor se manteve fixo na camada 8

Tabela 5-18: Localização na malha do folhelho no aquífero

Aquífero	I	j	k
Sem Barreira	--	--	--
Barreira de 510m x 60m x 2 m	4-18	4-37	11
Barreira de 600 m x 100m x 2 m	1-21	1-40	11

Na Figura 5-24 encontra-se a vazão de óleo em função do tempo. Observa-se que o aquífero simulado apresenta pouca influência na vazão de óleo, se comparado à curva de vazão de óleo no tempo do modelo base. Apesar da leve diferença pode ser observado que a curva de vazão de óleo do modelo base está acima do modelo com aquífero e isto pode ser apreciado em forma mais clara nas curvas de produção acumulada de óleo no tempo (Figura 5-26).

A curva de vazão de óleo do aquífero com a barreira de 600 m x 60 m x 2m, apresenta os maiores valores nos 14 anos de produção. Esta barreira está anulando o influxo de água proveniente do aquífero e da capa de água que foram localizados nas três últimas camadas do reservatório.

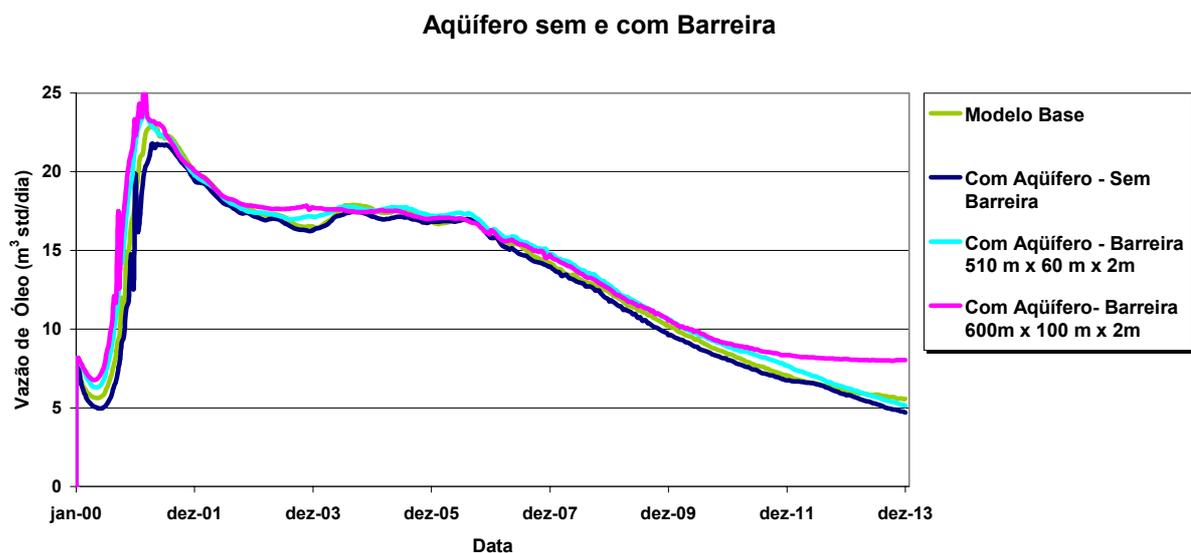


Figura 5-24: Efeito do aquífero na vazão de óleo.

A Figura 5-25 apresenta a produção acumulada de óleo no tempo, observando-se que as barreiras comparadas entre si, não apresentam uma diferença significativa na produção

acumulada de óleo nos 14 anos de produção. Mas se estas curvas são comparadas ao modelo sem barreira observa-se que a produção acumulada melhora significativamente com a presença de uma barreira abaixo da zona de óleo.

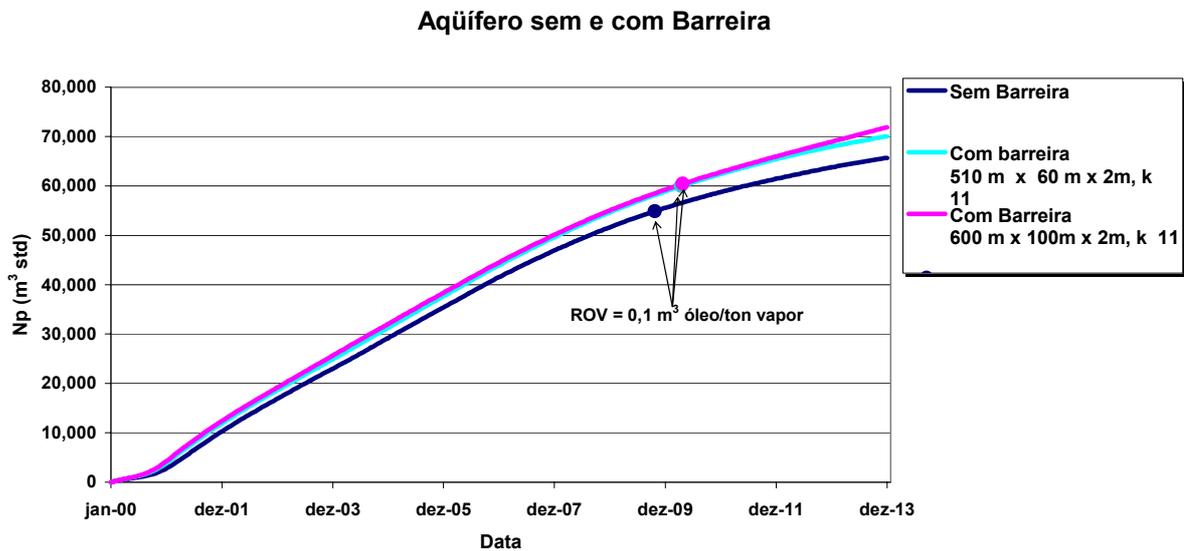


Figura 5-25: Efeito do aquífero na produção acumulada de óleo.

Na Figura 5-26 é apresentado uma comparação da produção acumulada de óleo (N_p) versus o tempo dos modelos base e com aquífero. Pode ser observado que a curva de N_p do modelo com aquífero está por abaixo da curva do modelo base. Isto pode ser devido a que a produção acumulada de água do modelo com aquífero é maior que a do modelo base produzindo uma queda na produção de óleo (ver Tabela 5-19. As curvas de produção acumulada de água estão no Anexo 8.3).

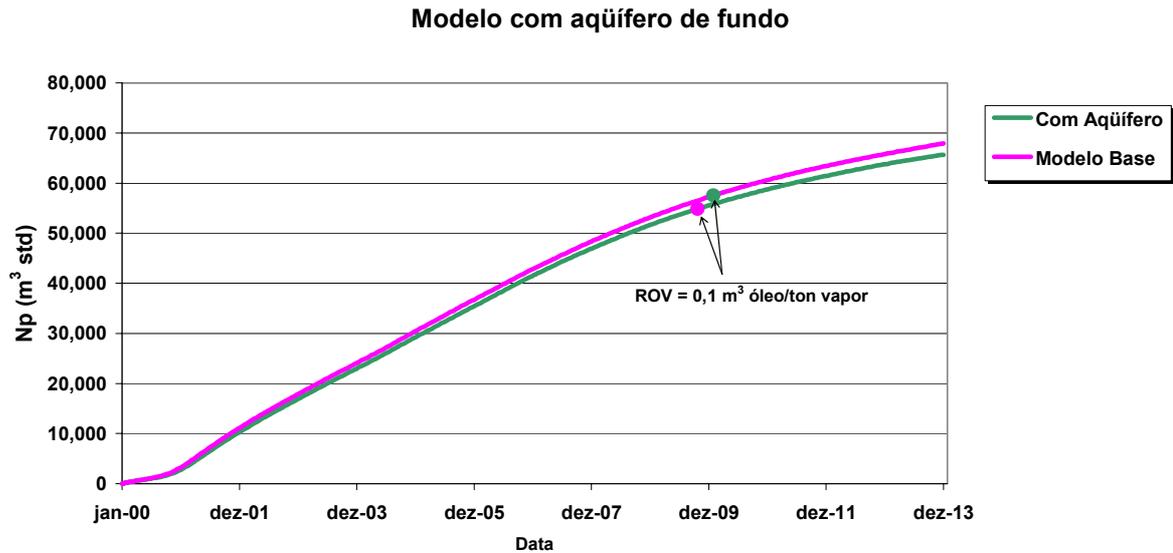


Figura 5-26: Comparação da produção acumulada de óleo no tempo entre o sistemas com aquífero e o modelo base

Na Tabela 5-19 é mostrado um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a produção acumulada e o fator de recuperação de óleo, são maiores no modelo base que no modelo com aquífero, enquanto a produção de água é maior no modelo com aquífero. Mas com uma barreira na zona de água que impeça o influxo de água aparentemente a produção acumulada de óleo aumenta.

Tabela 5-19: Resumo dos resultados: aquífero
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
Modelo base	67,9	31,8	545
Aquífero sem barreira	65,6	30,7	547
Barreira de 510 m x 60 m x 2m	70,0	32,8	543
Barreira de 600 m x 100 m x 2 m	71,9	33,7	541

Na Tabela 5-20, observam-se os valores da produção acumulada de óleo e água e do fator de recuperação para uma razão óleo/vapor mínima de 0,1 m³/ton (ver Figura 5-25) . O estudo realizado com o aquífero e a barreira reporta resultados mais favoráveis de produção acumulada de óleo e, em consequência, do fator de recuperação. O processo deixa de ser rentável, neste caso, após 10 anos de produção.

Tabela 5-20: Resumo dos resultados: aquífero
-ROV=0,1 m³/ton

	Data	N _p (M m ³)	FR (%)	W _p (M m ³)
Sem Barreira	21-10-2009	54,8	25,8	375
Barreira de 510m x 60m x 2m	13-04-2010	59,9	28,1	390
Barreira de 600m x 100m x 2m	23-4-2010	60,4	28,1	391

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

5.4 Parâmetros de operação

Os parâmetros de operação são atributos de interesse devido à possibilidade de eles serem modificados antes ou durante a operação de produção de um reservatório de óleo. Os parâmetros objeto de estudo foram: a distância vertical entre os poços, o comprimento dos poços, o projeto de injeção no reservatório (a substituição do poço injetor horizontal, por injetores verticais) e os requerimentos do vapor.

5.4.1 Distância vertical entre poços

Foi realizado o estudo da influência da separação vertical entre o poço injetor e o poço produtor. Durante todas as simulações, o poço produtor se manteve fixo a 15 m do topo do reservatório (na camada 8) enquanto foi modificada a posição do poço injetor em diferentes distâncias verticais: 4 m, 6m, 8 m e 12 m, respectivamente de separação entre poços. Na Tabela 5-21 é mostrada a localização do poço produtor e do injetor na malha. A vazão de injeção de vapor se manteve constante em 100 ton/dia.

Tabela 5-21: Localização do poço injetor e produtor na malha

	<i>k</i>			
Poço Injetor	2	4	5	6
Poço Produtor	8	8	8	8
Distância DV (m)	12,0	8,0	6,0	4,0

Na Figura 5-27, pode ser observada a seção transversal do reservatório e nela as diferentes camadas nas quais foram colocadas o poço injetor horizontal.

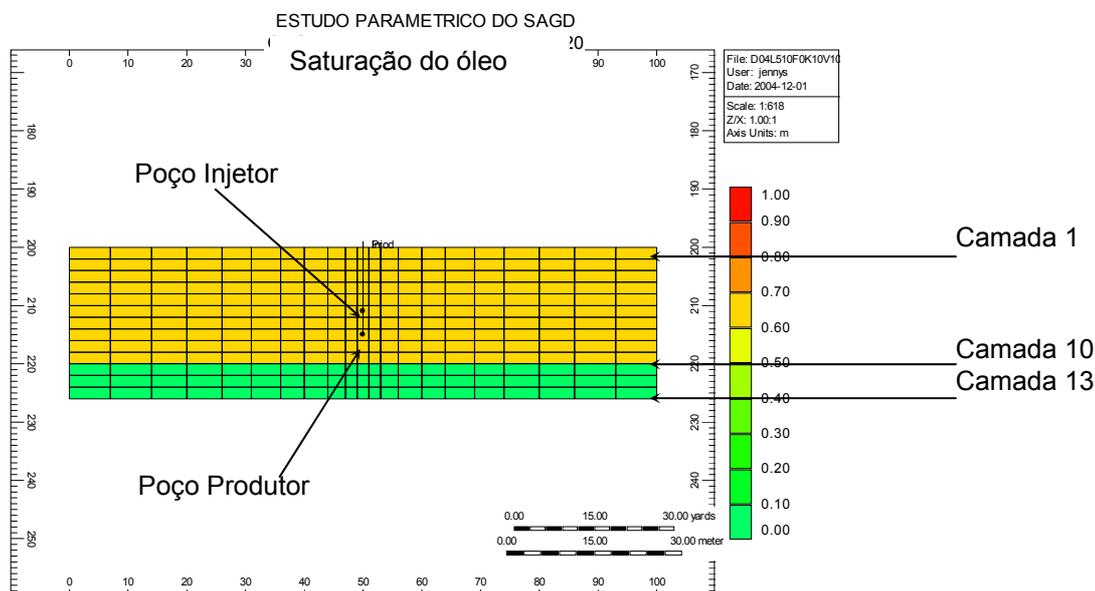


Figura 5-27: Seção transversal do reservatório

Os resultados obtidos da simulação são observados através da Figura 5-28 e da Figura 5-29. Na Figura 5-28 é mostrado como a variação da separação vertical entre os poços injetores e produtores afeta a vazão de óleo no tempo. Observa-se que as quatro curvas apresentam inicialmente um ponto mínimo de produção (antes do ano 2001). Isto pode ser devido ao fato do óleo não estar ainda aquecido e ter pouca mobilidade. Em conseqüência, a produção inicial via SAGD é baixa (Elliot e Kovscek, 1999). Em seguida as curvas apresentam um valor máximo de produção. Este valor máximo aparece quando o óleo aquecido drenado alcança o poço produtor. Estes máximos de produção nas curvas se encontram defasados no tempo. A primeira curva a alcançar este pico é a de distância vertical de 4 m, a segunda a de 6 m, a terceira é a de 8 m e a última a de 12 m. Esta defasagem é devido à proximidade dos poços. Na menor distância entre poços (4m), a câmara de vapor se expande e o óleo aquecido é drenado pelo efeito gravitacional, chegando mais rápido ao produtor, obtendo-se um pico de produção antecipada mais rápida.

Quando se quer uma rápida produção antecipada pode ser aconselhável colocar o poço injetor o mais perto tecnicamente possível ao poço produtor, mas se for desejado ter uma

produção maior durante mais tempo, então pode ser melhor uma maior distância vertical entre o poço produtor e o injetor.

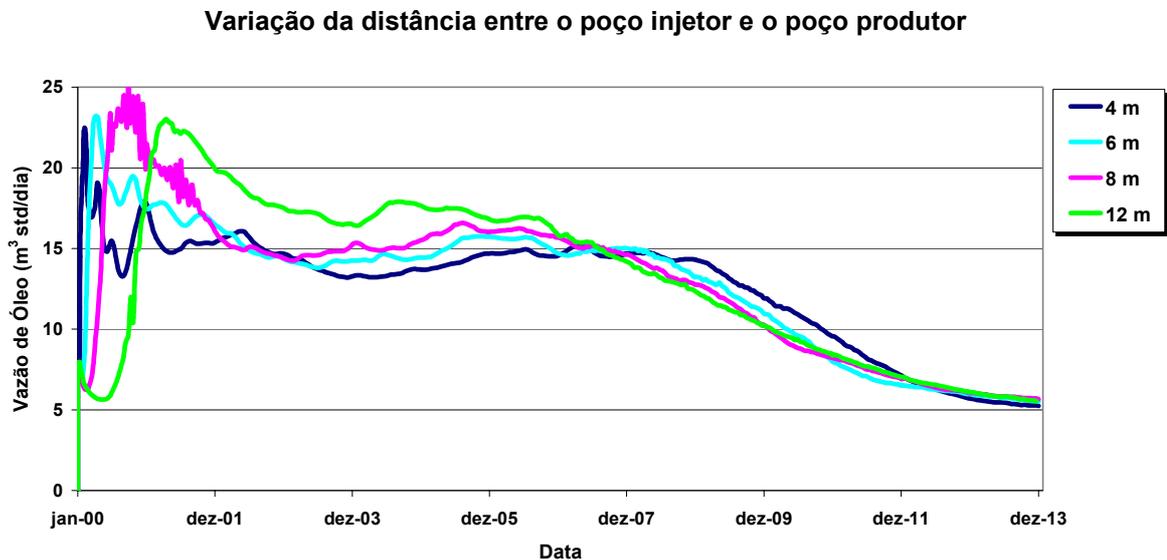


Figura 5-28: Efeito da variação da distância entre o poço injetor e produtor na vazão de produção de óleo.

Na simulação da vazão de óleo foi observado um leve aumento na produção após alguns anos, isto no campo realmente não acontece e presume-se que seja devido às fronteiras do sistema, já que quando a câmara de vapor se expande e chega nos limites do reservatório, ao não ter fluxo de massa para fora do sistema o vapor retorna ao centro do reservatório e empurra o óleo que encontra no caminho e o arrasta até o poço produtor.

O efeito da variação da distância vertical na produção acumulada de óleo no tempo é mostrado na Figura 5-29. Observa-se após três anos de produção que à medida que a distância é aumentada tem-se um incremento na produção acumulada de óleo. Antes disto a produção antecipada de óleo afeta a produção acumulada de óleo e, este comportamento não é observado.

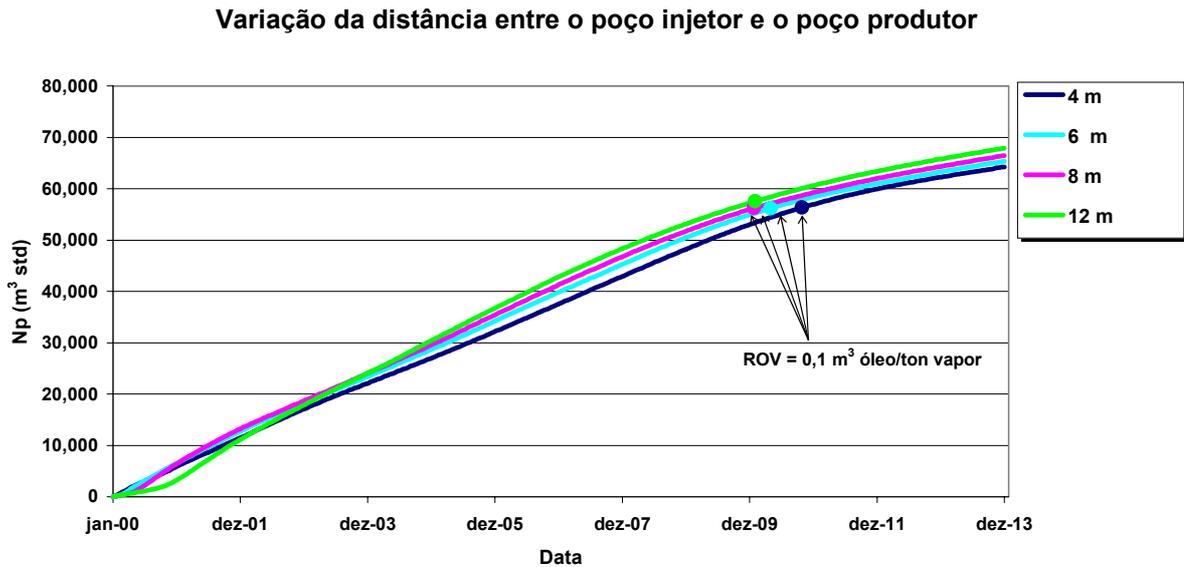


Figura 5-29: Efeito da variação da distância entre o poço injetor e o produtor na produção acumulada de óleo.

Na Tabela 5-22 é mostrado um resumo dos resultados após 14 anos de produção (data: 28-12-2013). Pode ser observado um aumento da produção acumulada e do fator de recuperação de óleo quando existe um incremento da distância vertical entre os poços produtor e injetor, enquanto que a produção acumulada de água diminui com o aumento da distância vertical.

Tabela 5-22: Resumo dos resultados: distância vertical entre poços
Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

D (m)	N _p (Mm ³)	FR (%)	W _p (M m ³)
4	64,2	30,1	549
6	65,3	30,6	548
8	66,5	31,2	546
12	67,9	31,8	545

Na Tabela 5-23 é apresentado um resumo dos resultados obtidos para uma razão óleo-vapor (ROV) mínima pré-estabelecida de 0,1 m³ óleo/ton vapor (ver Figura 5-29). Este valor é utilizado na literatura como o limite econômico nos processos de injeção de vapor. O fator de recuperação de óleo e a produção acumulada de óleo (N_p) se vê afetada em pouca proporção quando ocorre alguma variação na distância vertical, embora a produção acumulada (W_p) de

água esteja sendo mais afetada por este parâmetro, já que quando se tem uma maior distância vertical a produção de água diminui.

Tabela 5-23: Resumo dos resultados - distância vertical entre poços
- ROV= 0,1 m³/ton

D (m)	Data	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
4,0	24-10-2010	56,3	26,2	418
6,0	28-04-2010	56,2	26,2	396
8,0	08-01-2010	56,2	26,2	384
12,0	28-01-2010	57,5	27,2	383

A separação vertical entre os poços injetor e produtor pode influenciar na eficiência do processo. Entretanto, estes valores estão limitados ao reservatório. Butler (1991), recomenda que, no caso da viscosidade (em condições de reservatório) ser menor do que 10.000 cp, o espaçamento entre o produtor e o injetor pode estar entre 10 e 20 m. Kamath et al., (1993), recomenda otimizar o espaçamento vertical para cada reservatório estudado. Neste estudo a distância que oferece uma maior produção acumulada de óleo foi a de 12m entre o poços produtor e injetor.

A distância entre o poço produtor e injetor para os casos a seguir se manteve fixa a uma distância de 12 m que foi o melhor valor encontrado nas simulações, baseado em que se obteve a maior produção acumulada de óleo com menor produção de água para uma ROV de 0,1 m³/ton. Neste estudo não foi considerado o valor presente líquido, mas recomenda-se em trabalho futuros considerar este fator econômico. As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

Uma otimização do vapor para as diferentes distâncias entre poços foi realizada e é mostrada na seção 5.6.

5.4.2 Comprimento dos poços injetor e produtor

O segundo parâmetro estudado foi a influência do comprimento horizontal dos poços injetor e produtor, na produção acumulada e vazão de óleo. A simulação foi realizada para

dois comprimentos de poços: 300 m e 510 m. A localização destes poços na malha pode ser visualizada na Tabela 5-24. A vazão de injeção para os casos estudados foi de 100 ton/dia.

Tabela 5-24: Localização dos poços injetor e produtor na malha

L (m)	i	j	k prod	k inj
300,0	11	11-30	8	2
510,0	11	4-37	8	2

Na Figura 5-30 é mostrado o efeito da variação do comprimento do poço na vazão de óleo versus o tempo. Os picos de produção máximas se encontram defasados no tempo um do outro. O primeiro a alcançar este pico é a curva de menor comprimento de poço (300 m). Isto pode estar acontecendo porque no caso com menor comprimento de poços tem-se uma menor área de drenagem, aquecendo mais rapidamente o óleo desse reservatório, permitindo assim uma rápida drenagem gravitacional, obtendo-se uma produção antecipada maior. Entretanto, este efeito não dura muito, já que depois de um período de tempo o processo se estabiliza no reservatório. A curva da vazão de óleo após de aproximadamente um ano de produção para o comprimento maior (510 m) fica sempre acima da 300 m até o final da produção simulada.

Varição do Comprimento do Poço Injetor e do Produtor

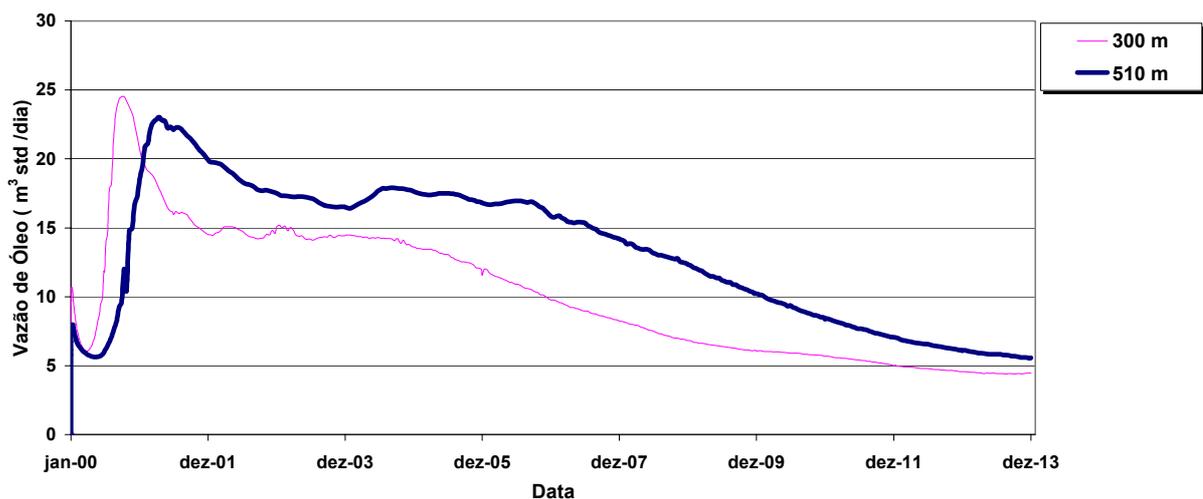


Figura 5-30: Efeito da variação do comprimento do poço injetor e do produtor na vazão de produção de óleo.

A vazão de produção de óleo para o caso de 300m é menor a partir do ano 2001 devido a que esse comprimento tem um alcance menor do vapor no reservatório e também uma menor área para a drenagem do óleo até o produtor, quando comparados ao maior comprimento de poços de 510m. Com a maior dimensão dos poços (510 m) consegue-se uma abrangência maior do vapor, obtendo-se um melhor contato vapor-óleo e uma área de drenagem maior e em consequência uma produção maior.

O efeito da distribuição do vapor no reservatório pode ser claramente observado na Figura 5-31, que esquematiza uma seqüência no tempo da variação de temperatura. Nesta figura o comprimento de 300 m tem uma zona vermelha menor que o de 510m, o que indica que uma menor zona foi aquecida. O volume em azul não conseguiu ser aquecido e ocupa um maior espaço no comprimento de poço de 300 m.

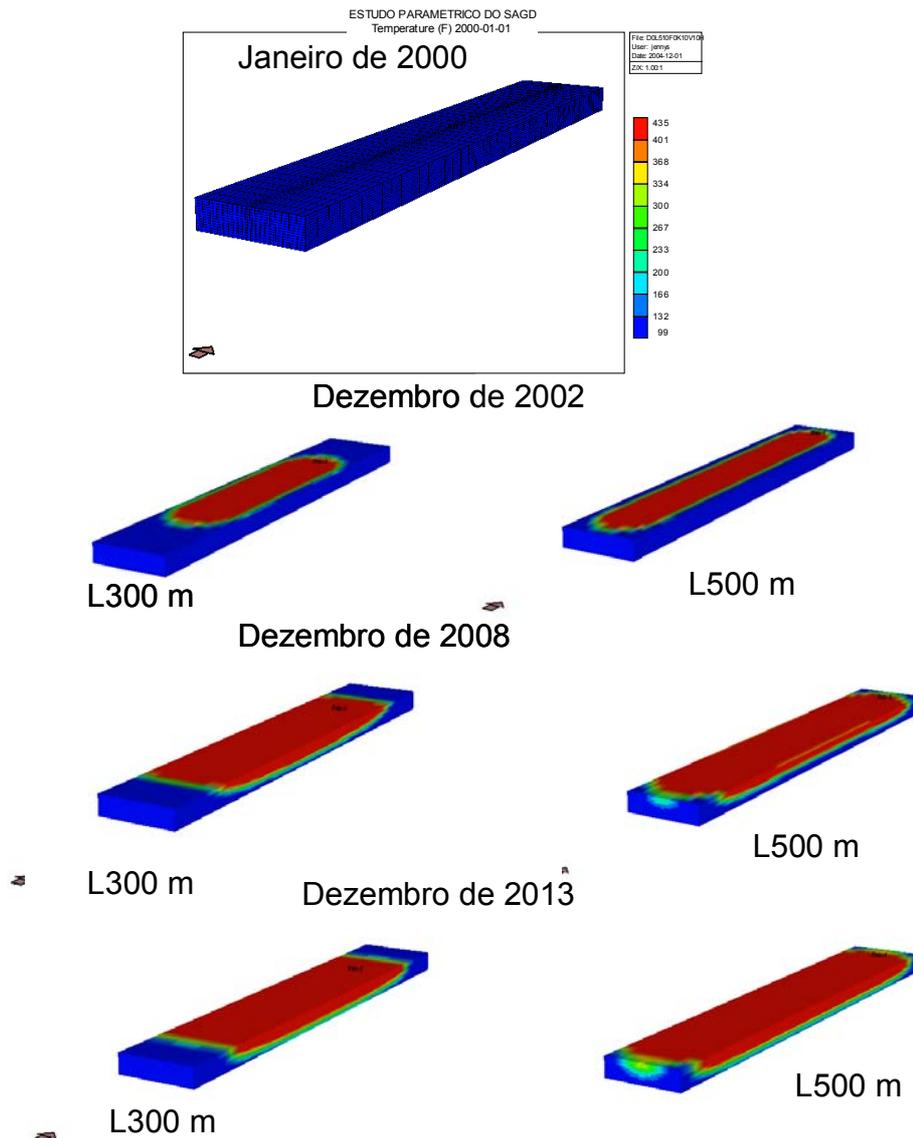


Figura 5-31: Sequência no tempo do incremento de temperatura, comprimento de poços de 300m e 510 m.

Na Figura 5-32 mostra-se o efeito da variação do comprimento dos poços na produção acumulada de óleo no tempo. Pode ser observado que à medida que o comprimento aumenta a produção acumulada de óleo também se incrementa. A curva que representa o maior comprimento dos poços (510 m), antes do ano de 2002 tem uma produção acumulada de óleo menor que a curva de 300 m. Isto é devido à vazão de produção de óleo para este comprimento apresentar um pico de produção mais alto que a curva de 510 m.

Variação do comprimento do poço injetor e do produtor

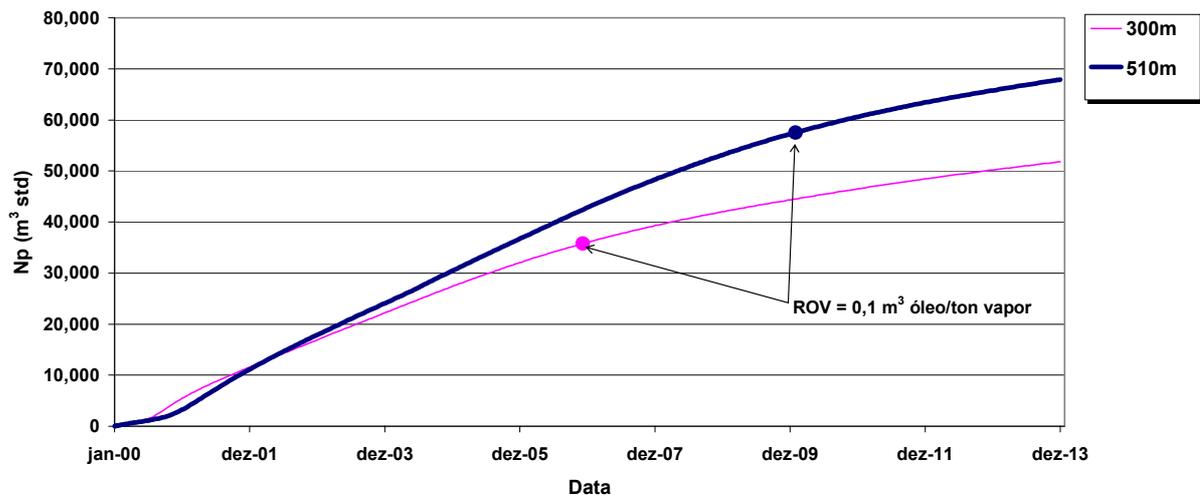


Figura 5-32: Efeito da variação do comprimento do poço injetor e do produtor no acumulado da produção de óleo.

Na Tabela 5-25 é mostrado um resumo dos resultados após 14 anos de produção. A produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo aumentam com o incremento do comprimento dos poços enquanto que a produção acumulada de água diminui.

Tabela 5-25: Resumo dos resultados: comprimento de poços
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

D (m)	N _p (M m ³)	FR (%)	W _p (M m ³)
300	51,8	24,3	561
510	67,9	31,8	545

Na Tabela 5-26 depara-se, para um ROV mínimo de 0,1 m³/ton (ver Figura 5-32), a produção acumulada de óleo e água, e o fator de recuperação de óleo. Todos estes valores são maiores para o comprimento de 510 m.

Tabela 5-26: Resumo dos resultados: comprimento dos poços
-ROV = 0,1 m³/ton

L (m)	Data	N _p (M m ³)	FR (%)	W _p (M m ³)
300,0	05-12-2006	35,8	16,9	268
510,0	28-01-2010	57,5	26,2	383

Neste modelo um maior comprimento de poços injetor e produtor oferece uma maior eficiência do processo. Este parâmetro está limitado pelo tamanho, pela litologia do reservatório, e pela perda de carga, entre outros.

Para continuar com a modelagem foi considerado o maior comprimento estudado. As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

Uma otimização do vapor para comprimentos foi realizada e é mostrada na seção 5.6.

5.4.3 Configurações de poços

Uma das variações do Processo SAGD é injetar o vapor a partir de poços verticais, que tem como vantagens o fato de serem mais econômicos que os poços horizontais e menos complexos para serem perfurados. Já foram relatadas na literatura (Singhal et al., 1998, e Rose e Deo, 1995) estudos com um produtor horizontal e injetores verticais que visam diminuir os custos associados à perfuração horizontal. Neste estudo foi analisado o impacto de três sistemas de injeção de poços:

- 1) Um poço produtor horizontal e um poço injetor vertical;
- 2) Três injetores verticais e um produtor horizontal;
- 3) Um produtor vertical e um injetor vertical.

A injeção de vapor se manteve fixa em 100 ton/dia, no caso dos três poços injetores a injeção foi realizada com 33,3 ton/dia de vapor em cada poço.

5.4.3.1 Poço injetor vertical (1) e poço produtor horizontal (1)

O estudo da configuração de um poço injetor vertical e um poço produtor horizontal foi feito injetando vapor em diferentes camadas do reservatório para assim avaliar o impacto da altura de injeção do poço injetor na câmara de vapor e, em consequência, na transferência de calor da câmara de vapor ao óleo. Também foi analisado o impacto da litologia, neste caso colocando-se barreiras de permeabilidade de 510 m x 60 m x 2 m entre o poço injetor e o poço produtor.

A Tabela 5-27 mostra a localização do poço injetor e da barreira na malha do reservatório modelo. O poço produtor se manteve fixo a 15 m do topo do reservatório, i.e., na camada 8 do reservatório.

Tabela 5-27: Localização do poço injetor na malha

	i	J	k	k Barreira
Poço injetor	11	20	1:2	-
	11	20	1:4	-
Poço injetor (Barreira entre o injetor e o produtor)	11	20	1:2	4
	11	20	1:4	6

A Figura 5-33 refere-se à influência do poço injetor vertical e o poço produtor horizontal na produção acumulada de óleo no tempo, com injeção de vapor em diferentes camadas. Observa-se que injetando nas camadas 1-2 e 1-4, não se tem uma diferença apreciável na produção acumulada de óleo, embora o injetor localizado nas camadas 1-2 apresente uma maior produção acumulada de óleo durante 14.

Configuração de poços: 1 injetor vertical e 1 produtor horizontal

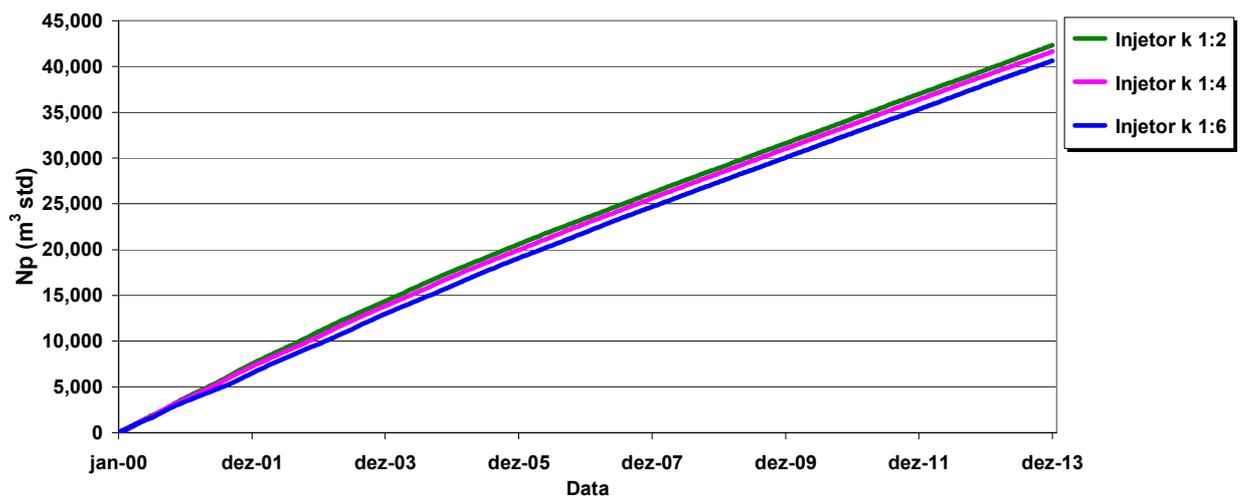


Figura 5-33: Efeito da configuração de poços: 1 injetor vertical e 1 produtor horizontal na produção acumulada de óleo com injeção de vapor em diferentes camadas do reservatório.

Na Figura 5-34, se apresenta uma comparação do efeito de ter ou não uma barreira na produção acumulada de óleo no tempo, com o poço injetor injetando vapor nas camadas 1-2. Observa-se que a produção acumulada de óleo para o caso com barreira é bem mais baixa que o caso sem barreira o que quer dizer que o folhelho está atrapalhando durante todo o tempo a produção de óleo. O vapor injetado em um único poço vertical não permite uma boa distribuição do vapor que permita varrer mais óleo do reservatório. Alias, a câmara de vapor não consegue atingir o comprimento do poço, que é do mesmo comprimento do folhelho, e, em conseqüência, está atuando como uma interferência entre o óleo aquecido e o poço produtor. Por isso é que se tem uma menor produção acumulada quando se coloca um folhelho entre o poço injetor e produtor no caso do injetor na vertical.

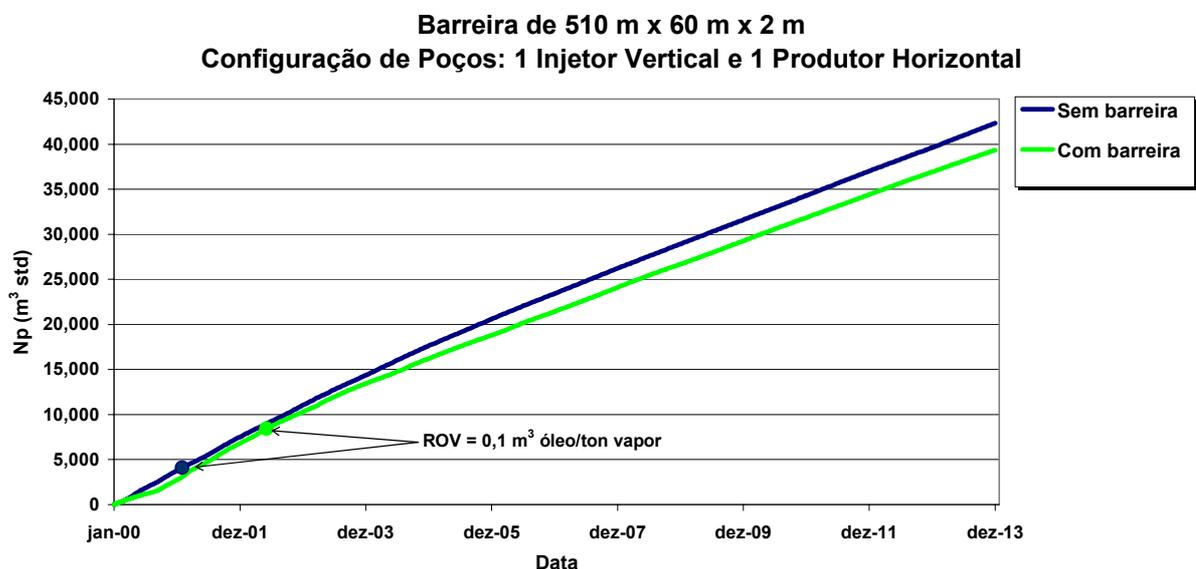


Figura 5-34: Efeito da barreira de 510m x 60 m x 2 m na produção acumulada de óleo. Configuração de poços: 1 injetor vertical e 1 produtor horizontal.

Na Tabela 5-28 pode ser observado um resumo dos resultados após 14 anos de produção. A produção acumulada e o fator de recuperação do óleo são menores para o caso com a barreira, enquanto que a produção acumulada de água é maior.

Tabela 5-28: Resumo dos resultados: poço injetor vertical e poço produtor horizontal

-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
Sem Barreira	42.3	19.8	547
Com Barreira	39.3	18.4	574

A Tabela 5-29 reporta um resumo dos resultados mostrando a produção acumulada de óleo e água e o fator de recuperação de óleo para uma ROV mínima de 0,1 m³/ton (ver Figura 5-34). Observa-se que quando o poço deixa de ser rentável (ROV = 0,1 m³/ton) tem-se um fator de recuperação de 3,9% no caso do folhelho. Este valor aparentemente contradiz o discutido anteriormente, mas deve se considerar que o primeiro a alcançar a ROV (0,1 m³/ton) foi o caso sem barreira na data do 30-01-01 e depois o caso com o folhelho alcançou a ROV na data de 4-06-02.

Tabela 5-29: Resumo dos resultados: poço injetor vertical, poço produtor horizontal

-ROV=0,1 m³/ton

	k	Data	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
Sem Barreira	1:2	30-01-2001	4,1	1,9	43
Com Barreira	1:2	4-06-2002	8,4	3,9	98

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

5.4.3.2 Três poços injetores verticais, e um produtor horizontal

Na segunda configuração de poços a estudar foram usados três poços verticais como injetores de vapor. Um diagrama esquemático pode ser visualizado na Figura 5-35.

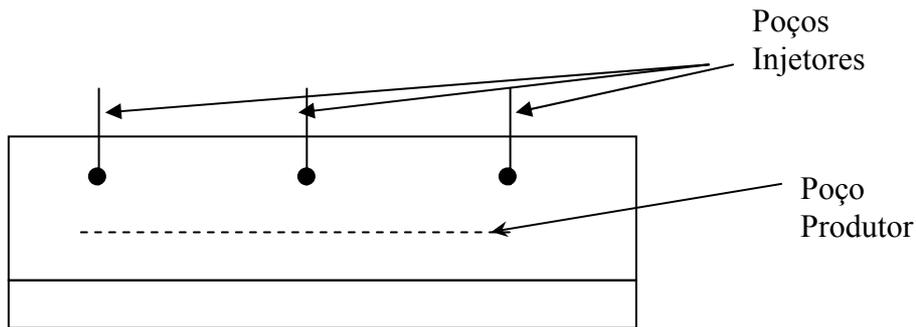


Figura 5-35: Diagrama esquemático da posição dos poços injetores

A vazão de vapor utilizada durante todo o estudo se manteve constante, mais foi dividido igualmente entre os três injetores. O espaçamento entre os poços verticais foi de 150 m entre cada um. Na bibliografia é recomendado (Nasr et al., 1998) espaçar em 150 m os poços verticais ao longo do comprimento do poço produtor. O poço produtor se manteve fixo na camada 8 (a 15 m do topo do reservatório). O estudo foi realizado para verificar a influência das camadas de injeção de vapor e da litologia na produção acumulada de óleo. A Tabela 5-30, mostra a localização dos poços injetores e dos folhelhos na malha do reservatório modelo.

Tabela 5-30: Localização do poço injetor na malha

	i	j	k	k Barreira
Injetor 1, 2, 3	11	4;20;37	1:2	-
S/ Barreira:	11	4;20;37	1:4	-
	11	4;20;37	1:6	-
Injetor 1, 2, 3	11	4;20;37	1:2	4
Barreira	11	4;20;37	1:4	6

A Figura 5-36 apresenta o efeito de colocar três poços verticais como injetores (em vez de um injetor horizontal) na produção acumulada de óleo no tempo, injetando o vapor em diferentes camadas do reservatório. Observa-se que a produção acumulada de óleo no tempo é maior quando se injeta vapor só nas camadas 1-2. Isso acontece pelo fato de que no caso do SAGD a posição ótima do poço injetor foi na camada 2, quando a câmara de vapor consegue expandir-se melhor e provê uma melhor transferência de calor no reservatório. Estes três poços injetores verticais estão substituindo o poço injetor horizontal.

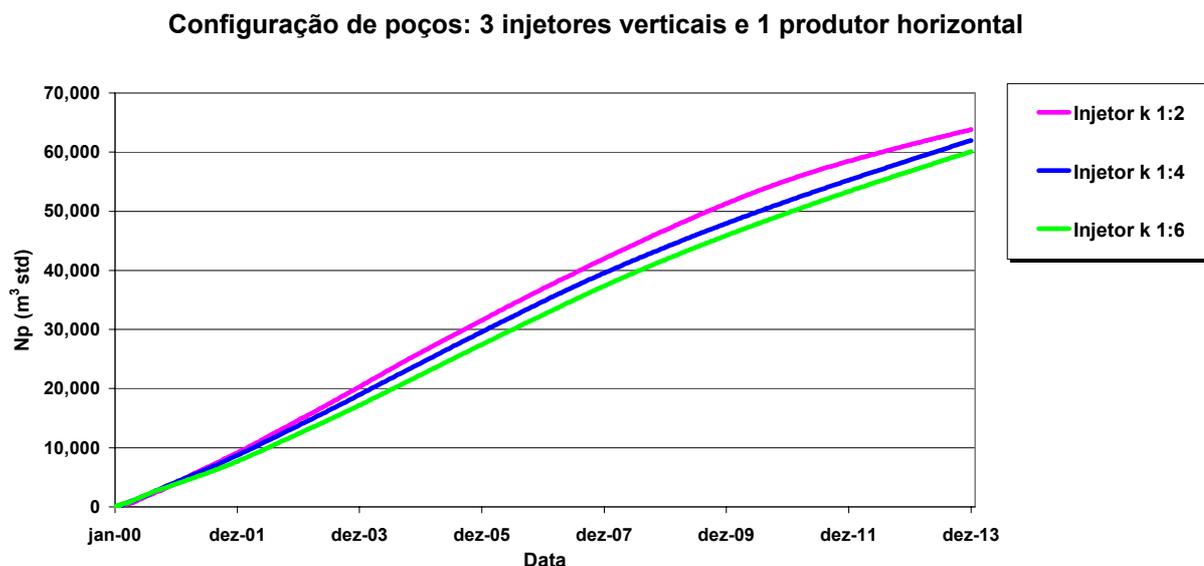


Figura 5-36: Efeito da configuração de poços: 3 injetores verticais e 1 produtor horizontal na produção acumulada de óleo, com injeção de vapor em diferentes camadas do reservatório (sem folhelho).

Na Figura 5-37 mostra-se o efeito do folhelho na produção acumulada de óleo no tempo para o caso em estudo. Observa-se que quando não se tem folhelho a produção acumulada de óleo é maior, devido provavelmente ao fato do folhelho estar atuando como uma interferência entre o óleo aquecido e o poço produtor. A distribuição do vapor no reservatório não é uniforme quando o vapor é injetado em poços verticais, é por isso que a barreira neste caso não está funcionando como um distribuidor do calor, já que uma maior parte do reservatório ficou sem ser aquecida produzindo uma diminuição da produção acumulada de óleo.

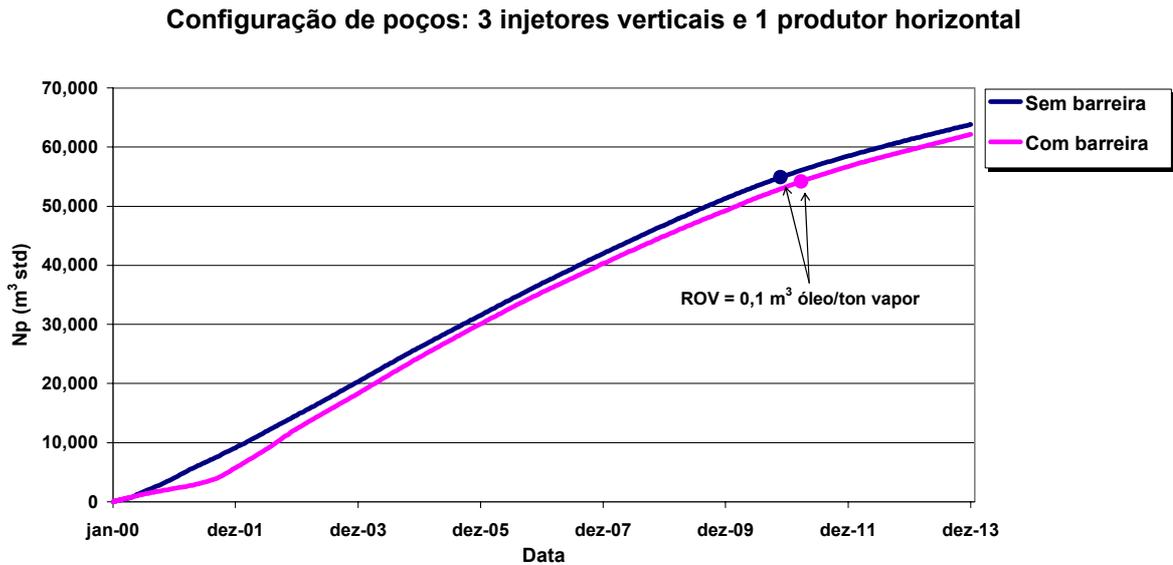


Figura 5-37: Efeito da barreira de 510m x 60m x 2m na produção acumulada de óleo. Configuração de poços: 3 injetores verticais e 1 produtor horizontal.

Na Tabela 5-31, é observado um resumo dos resultados após 14 anos de produção. A produção acumulada e o fator de recuperação do óleo são menores para o caso com a barreira, enquanto que a produção acumulada de água é maior.

Tabela 5-31: Resumo dos resultados: 3 injetores verticais e 1 produtor horizontal
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

	N_p (M m³)	FR (%)	W_p (M m³)
Sem Barreira	63,8	29,9	549
Com Barreira	62,1	29,1	551

Na Tabela 5-32, é apresentado um resumo dos resultados obtidos de produção acumulada de óleo e água e o fator de recuperação do óleo no caso em estudo, para uma ROV mínima de 0,1 m³/ton (ver Figura 5-37). Os resultados mostram, para a configuração estudada, que o fator de recuperação e a produção acumulada de óleo não variam quando um folhelho está localizado entre o poço injetor e produtor. A produção de água é maior no caso de ter-se uma barreira.

Tabela 5-32: Resumo dos resultados: 3 injetores verticais, 1 produtor horizontal
-ROV=0,1 m³/ton

	Data	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
Sem Barreira	28/12/13	54,9	25,7	422
Com Barreira	20/11/13	54,2	25,4	437

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

Uma otimização do vapor para esta configuração de poços foi realizada e é mostrada na seção 5.6.

5.4.3.3 Poços injetor e produtor verticais

Outro estudo realizado dentro das diferentes configurações dos poços foi usando os poços injetor e produtor verticais, com um folhelho entre eles, modificando a profundidade do folhelho. Um diagrama esquemático pode ser visualizado na Figura 5-38.

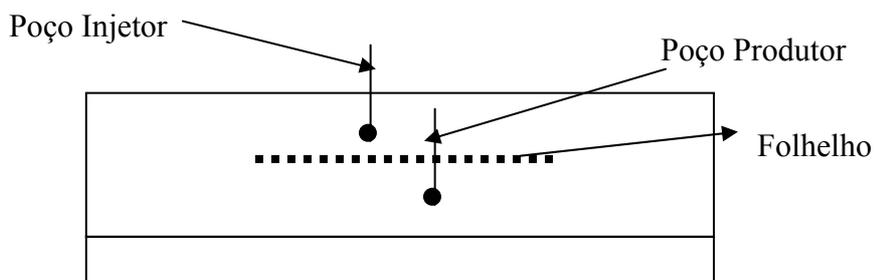


Figura 5-38: Diagrama esquemático da posição dos poços injetor e produtor

A localização dentro da malha dos poços injetor e produtor, e do folhelho, pode ser observada na Tabela 5-33. Os poços injetor e produtor estão no centro do reservatório.

Tabela 5-33: Localização na malha dos poços injetor e produtor verticais

Poço	i	j	k	k Barreira
Injetor, Produtor	11,11	20, 21	1:4, 7:8	4
	11,11	20, 21	1:4, 7:8	6

Na Figura 5-39, é mostrada a produção acumulada de óleo no tempo para a configuração de poços analisada (produtor e injetor verticais). Observa-se que a produção acumulada de óleo não varia muito no tempo quando se tem a barreira em diferentes posições no reservatório, e também apresenta uma diferença pouco apreciável quando comparada a um caso sem folhelho. O folhelho neste caso não afeta apreciavelmente o processo devido à já ineficiência do processo que não permite uma boa distribuição do vapor no reservatório e que tem só um produtor de óleo.

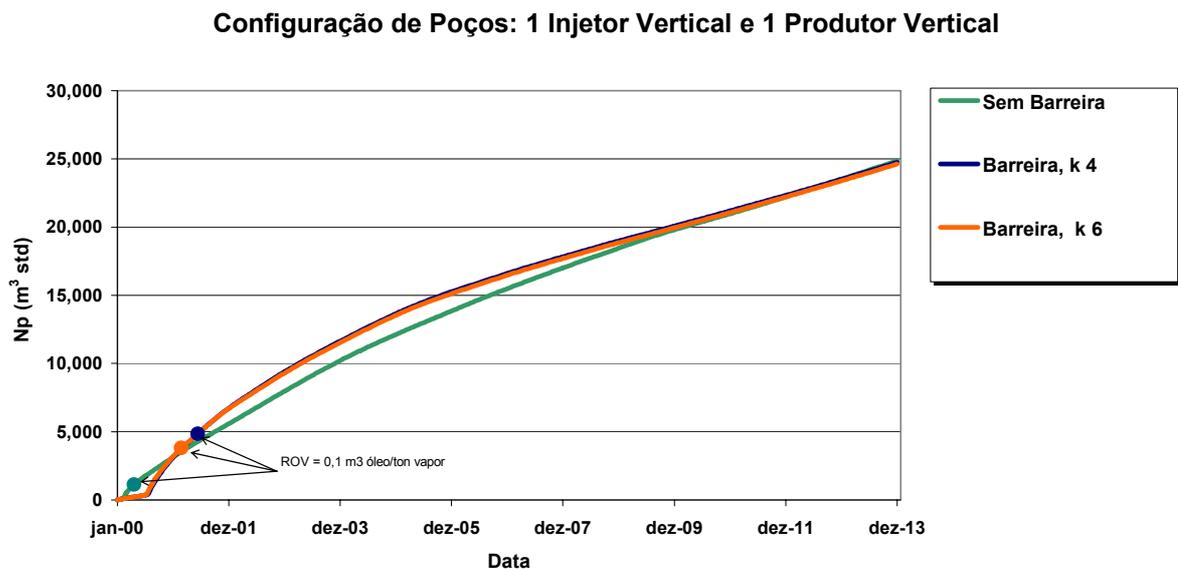


Figura 5-39: Efeito da configuração de poços: 1 injetor e 1 produtor verticais, na produção acumulada de óleo, com barreira de 510m x 60 m x 2m entre poços.

Na Tabela 5-34 foi realizado um resumo dos resultados após 14 anos de produção. A produção acumulada e o fator de recuperação do óleo são praticamente iguais para os dois casos estudados, enquanto que a produção acumulada de água é maior para o modelo sem a barreira.

Tabela 5-34: Resumo dos resultados: injetor e produtor verticais
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
Sem Barreira	24,8	11,6	584
Com Barreira	24,7	11,6	571

Nesta configuração de poços, o processo deixa de ser rentável ($ROV = 0,1 \text{ m}^3 \text{ óleo/ton vapor}$) já no primeiro ano (2001, ver Figura 5-39). Na Tabela 5-35 é mostrada a produção acumulada de óleo e água e o fator de recuperação de óleo. Pode ser verificado que só é possível recuperar 2,2% quando é usado um poço vertical injetor e um poço vertical produtor com uma barreira entre eles.

Tabela 5-35: Resumo dos resultados: poço injetor e produtor verticais
- $ROV=0,1 \text{ m}^3/\text{ton}$

	Data	Np (M m³)	FR (%)	Wp (M m³)
Sem Barreira	19-4-2000	1,1	0,5	8,2
Com barreira	11-6-2001	4,8	2,2	40,9

As curvas de produção acumulada de água versus o tempo podem ser observadas no Anexo 8.3.

5.4.3.4 Comparação entre as diferentes configurações dos poços injetor e produtor

Na Figura 5-40, é possível visualizar o fator de recuperação do óleo no tempo para as diferentes configurações estudadas. Observa-se que no tempo o que reporta o melhor resultado é a configuração de poços horizontais (injetor e produtor), e o pior resultado foi para os poços injetor e produtor na vertical. Isto está de acordo com os resultados já publicados (Rose e Deo, 1994). Uma boa aproximação ao processo SAGD, e que pode ser mais econômica, é a opção de três poços injetores e um poço produtor horizontal.

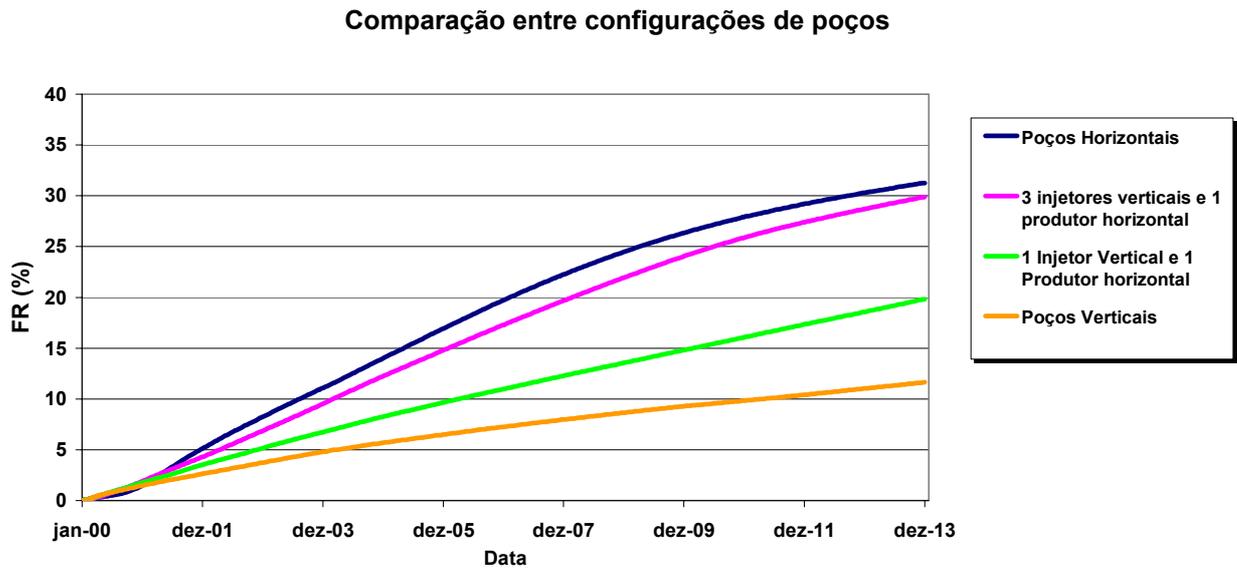


Figura 5-40: Efeito da configuração dos poços, no fator de recuperação de óleo.

Na Tabela 5-36 encontra-se um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo são maiores ao final de 14 anos de produção, para o projeto SAGD (injetor e produtor horizontais). A produção acumulada de água é menor no projeto com poços horizontais.

Tabela 5-36: Resumo dos resultados: comparação entre sistemas
-Data 28-12-2013 (14 anos de produção)

Sistema	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
SAGD	67,9	31,8	545
3 injetores verticais, 1 produtor horizontal	63,8	29,9	549
1 injetor vertical, 1 produtor horizontal	42,3	19,8	547
1 injetor e 1 produtor verticais	24,8	11,6	584

5.5 Comparação entre o processo SAGD e a injeção contínua de vapor

Foi realizada uma comparação entre a injeção contínua de vapor e o processo SAGD. O modelo utilizado para a injeção contínua de vapor foi baseado em um “5-spot”, no qual foi injetado 100 ton/dia de vapor em um poço vertical central e foi produzido o óleo em quatro poços produtores também verticais. A Figura 5-41 mostra uma representação do modelo 5-spot. As características do reservatório e dos fluidos são as mesmas que foram utilizadas para o modelo do processo SAGD.

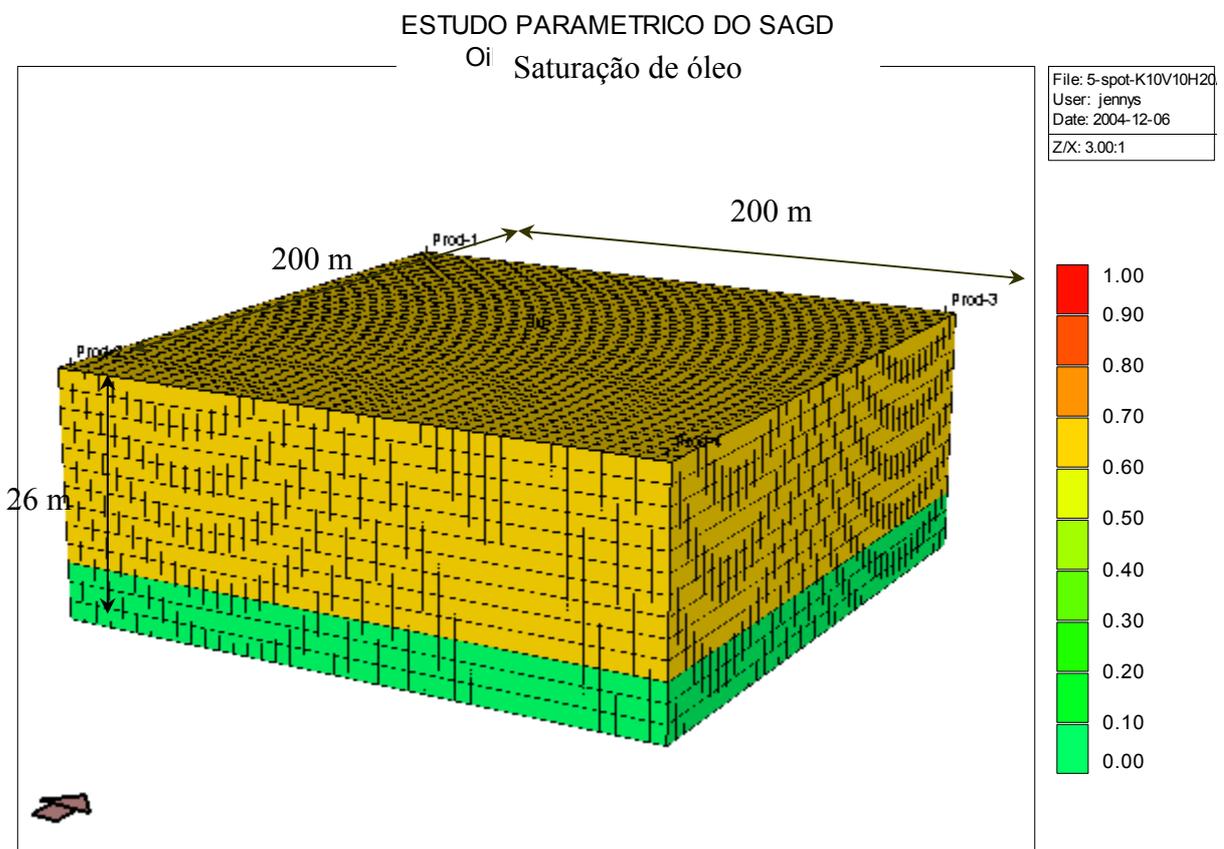


Figura 5-41: Modelo 5-spot, para a injeção contínua de vapor

Na Figura 5-42, é apresentado o fator de recuperação de óleo no tempo. Pode ser observado que a injeção de vapor utilizando o processo SAGD apresenta uma maior recuperação de óleo até o ano 2012, sendo em seguida ultrapassada pela injeção de vapor com o modelo 5-spot, que fica levemente acima do processo SAGD no final da simulação.

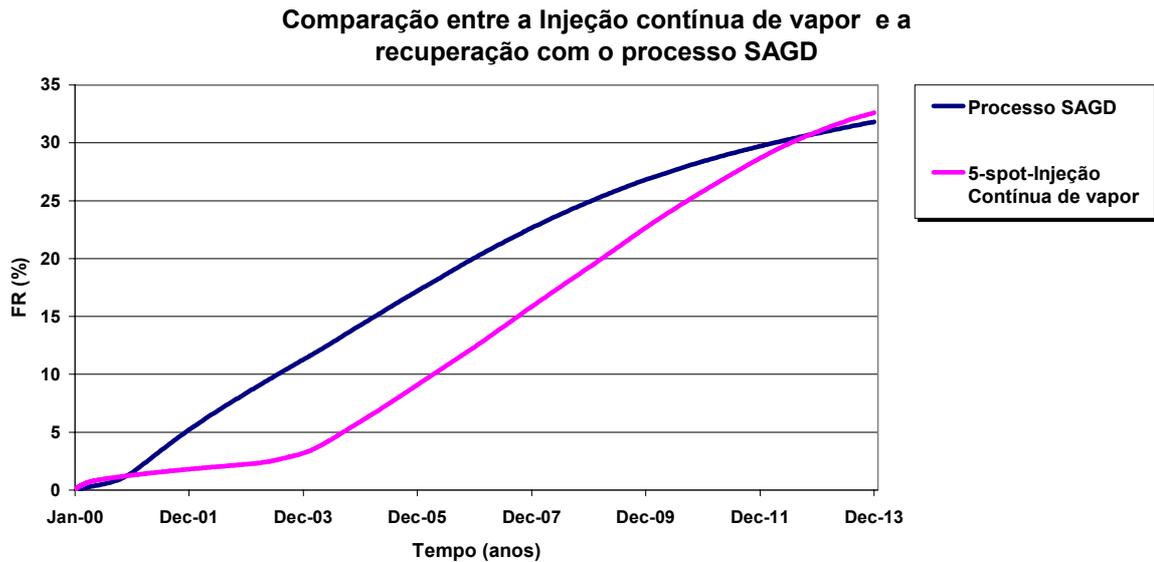


Figura 5-42: Fator de recuperação de vapor versus tempo - comparação entre o processo SAGD e a injeção contínua de vapor

A Figura 5-43, mostra o fator de recuperação de óleo em função do volume poroso injetado. Pode ser observado que para um mesmo volume poroso injetado a recuperação de óleo por meio do processo SAGD é maior.

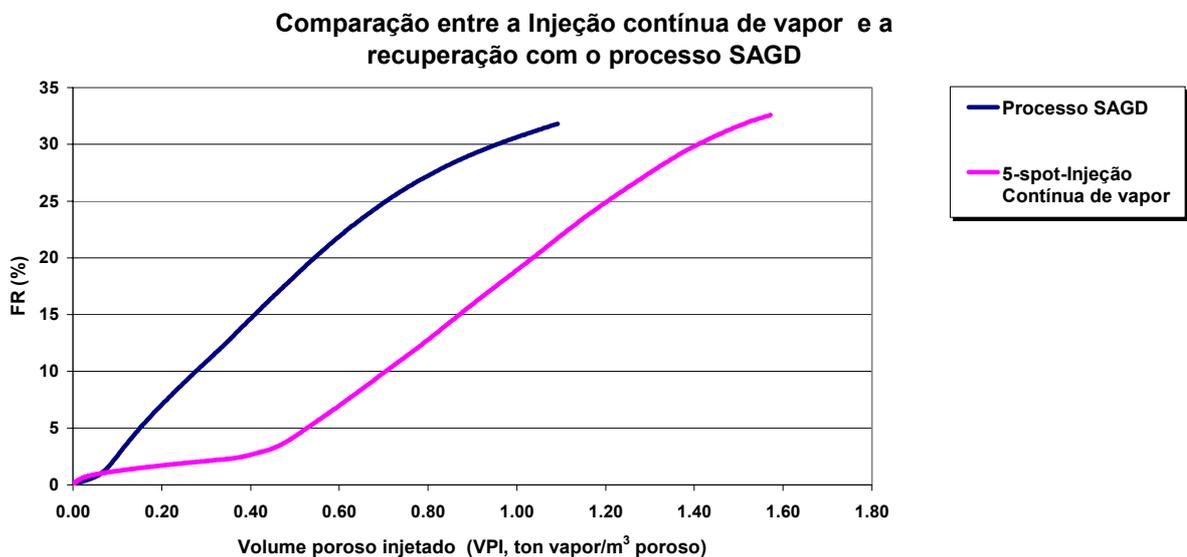


Figura 5-43: Fator de recuperação de vapor versus volume poroso injetado - comparação entre o processo SAGD e a injeção contínua de vapor

5.6 Otimização do vapor

Neste estudo paramétrico uma variável muito importante é vazão do vapor devido a seus custos de geração. A geração de vapor é um processo relativamente caro e por isso o vapor deve ser sempre utilizado com cautela. A otimização do vapor foi realizada para os seguintes casos: comprimento dos poços, distância vertical, espessura da zona de óleo, permeabilidade, viscosidade, folhelhos e para os 3 injetores verticais.

Para calcular o fator de recuperação (FR), nesta otimização de vapor, foi considerado como limite econômico quando se atingir uma ROV=0,1 m³ óleo/ton vapor. Se este valor não chega a ser obtido nos 14 anos de produção será considerado a última data estudada: 28-12-2013.

Na Figura 5-44 estão representadas as curvas de óleo recuperado (FR) para a variação do comprimento dos poços em função da demanda de vapor. Pode ser observado que no caso do modelo base, de comprimento de 510 m nos poços injetor e produtor, para se obter uma recuperação máxima de 29%, é preciso injetar 75 ton/dia de vapor, sendo este valor menor ao proposto inicialmente (100 ton/dia). No caso de ter um comprimento de poços menor (300m) no mesmo reservatório a injeção de vapor do modelo inicial (100 ton/dia) foi muito alta e este número pode ser diminuído até 60 ton/dia, para obter uma recuperação máxima de 21%.

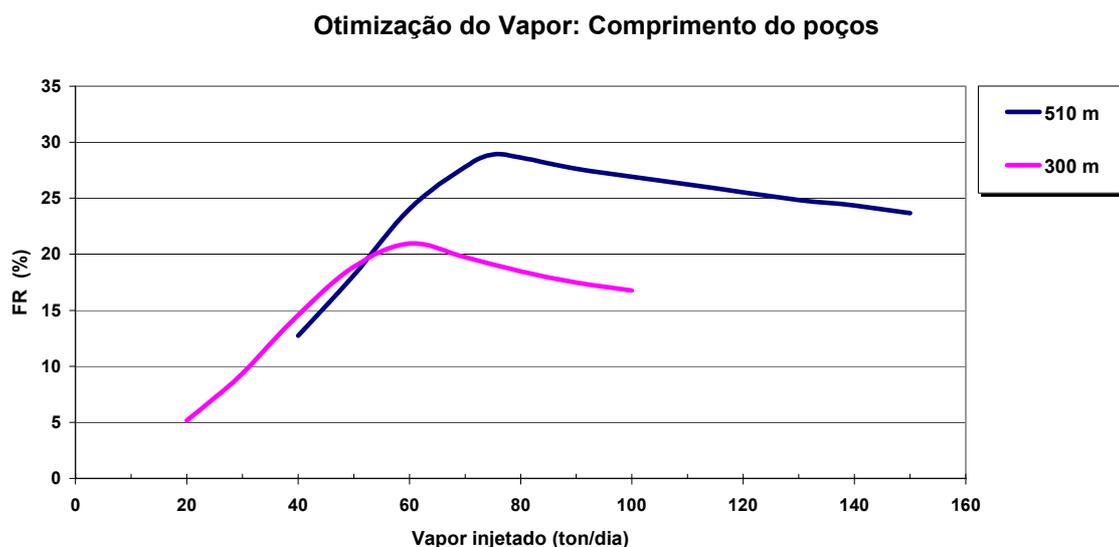


Figura 5-44: Otimização do vapor: comprimento dos poços SAGD

A Figura 5-45 apresenta a otimização do vapor quando o parâmetro modificado é a distância vertical entre os poços injetor e produtor. As curvas mostram o fator de recuperação do óleo versus a o vapor injetado. Pode ser observado que a quantidade de vapor ótima (75-80 ton/dia) varia em pouca proporção com a variação da distância vertical entre os poços.

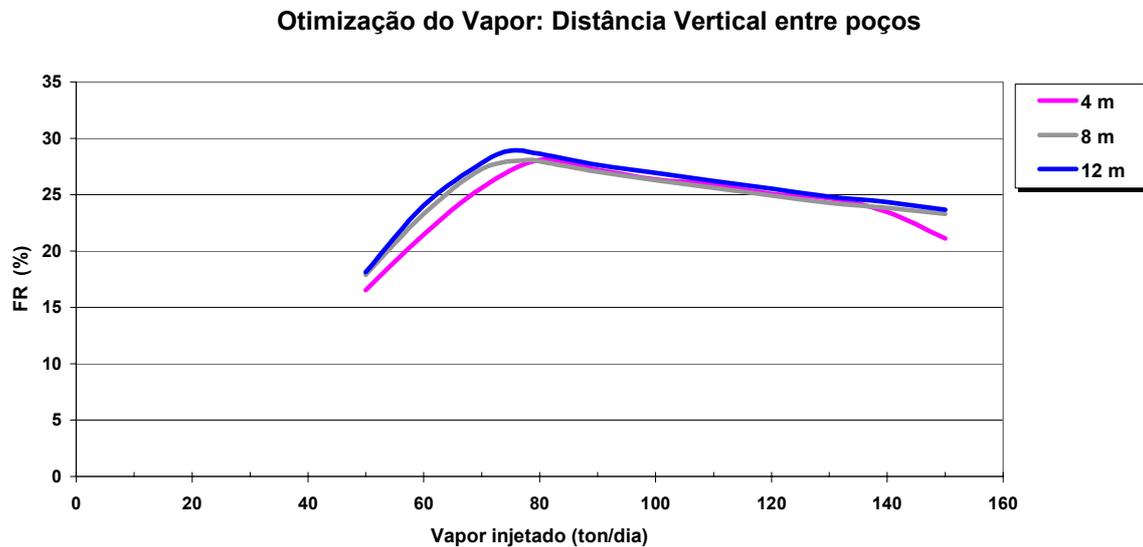


Figura 5-45: Otimização do vapor: distância vertical entre poços

Na Figura 5-46 é mostrado o fator de recuperação de óleo em função da injeção de vapor, para uma variação da espessura da zona de óleo. Pode ser observado que na maior espessura (30 m) é preciso mais vapor (110 ton/dia) para ser obter a máxima recuperação de óleo de 28%, e a mínima espessura (10 m) requer uma vazão menor (50 ton/dia) do que a proposta no modelo base (100 ton/dia) para obter uma recuperação de 28%. Pode ser observado que a recuperação máxima é aproximadamente igual a 28% em todos os reservatórios, a diferença está na quantidade de vapor injetado.

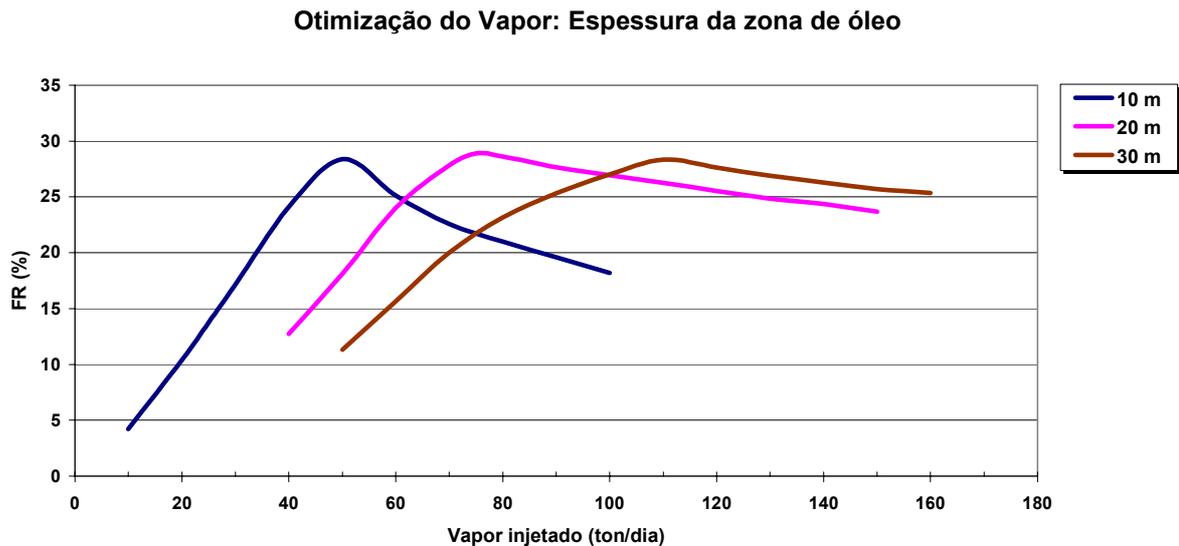


Figura 5-46: Otimização do vapor: espessura da zona de óleo

O fator de recuperação em função da vazão de vapor para o caso da variação da permeabilidade é apresentado na Figura 5-47. É mostrado que as permeabilidades (K_h) maiores (2000 e 1000 mD) requerem uma maior vazão de vapor para obter a máxima recuperação de óleo, estas curvas apresentam um comportamento muito similar. A curva de menor permeabilidade (500 mD) precisa de mais vapor para atingir o máximo fator de recuperação. Pode ser também observado que as curvas convergem em uma baixa vazão de óleo (50 m³/dia), ou seja, nesse ponto a variação do fator de recuperação de óleo em função da vazão de vapor é insignificante.

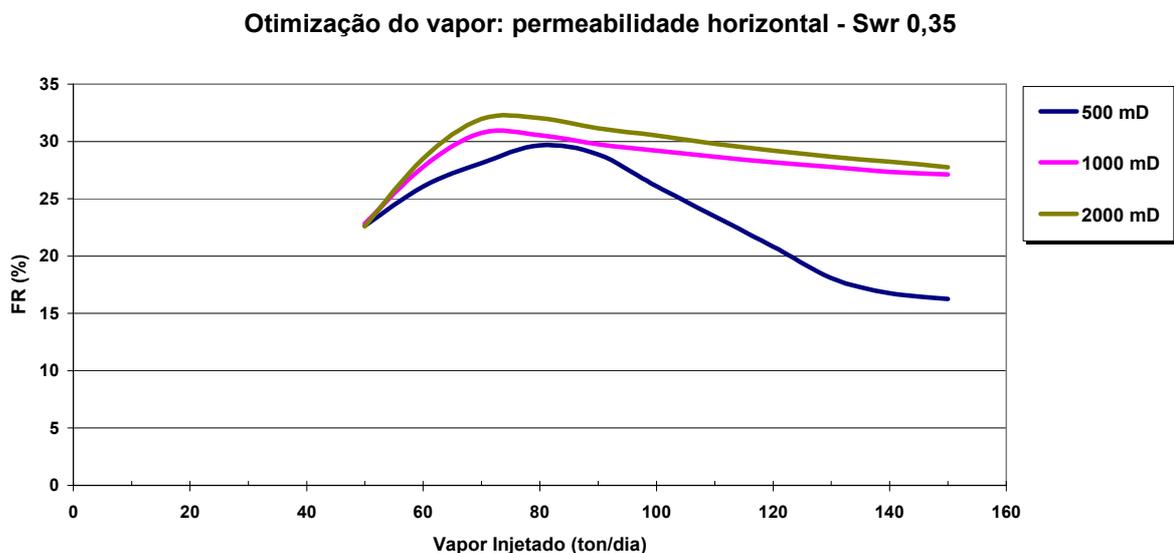


Figura 5-47: Otimização do vapor: permeabilidade

A Figura 5-48 mostra o fator de recuperação do óleo em função da vazão de vapor para diferentes viscosidades do óleo. Pode ser observado que para os três casos estudados, para se obter uma máxima recuperação do óleo é preciso, aproximadamente, a mesma quantidade de vapor. As curvas apresentam um certo paralelismo entre elas.

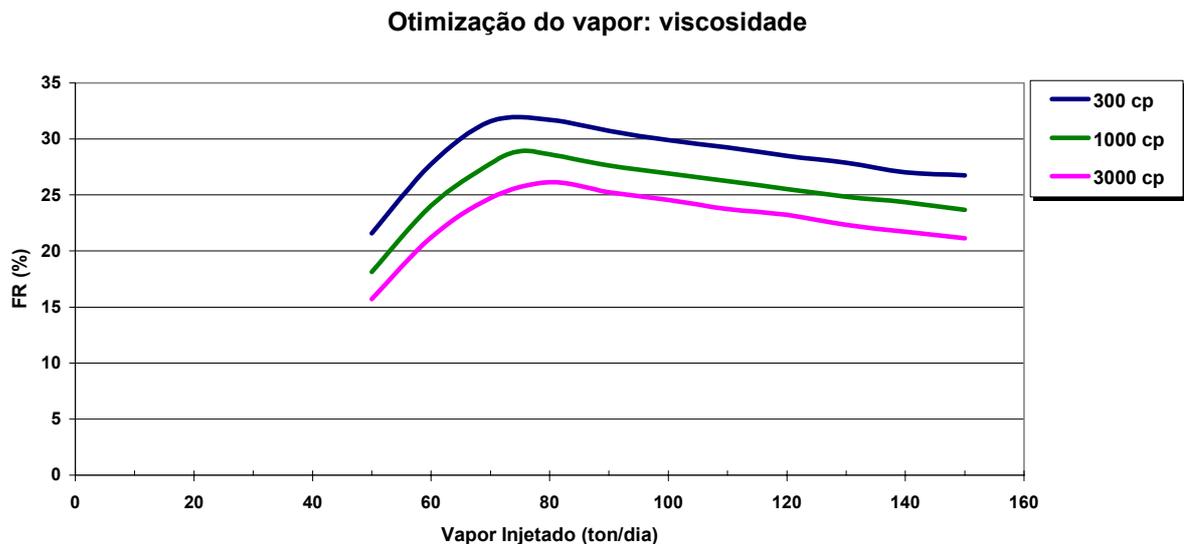


Figura 5-48: Otimização do vapor: viscosidade

Foi realizada também uma otimização do vapor no caso de ter-se uma barreira de permeabilidade entre o poço produtor e o injetor. Foram comparadas duas das barreiras estudadas: 300m x 60m x 2m e 510m x 60m x 2m. Os gráficos obtidos são apresentados na Figura 5-49, onde se tem o fator de recuperação (FR) versus a vazão de vapor. Pode ser observado que o máximo fator de recuperação (34%) é maior para a barreira de 500 m de comprimento quando se otimiza o vapor (90 ton/dia). Na barreira de 300 m de comprimento o fator máximo de recuperação foi de 32% com uma injeção de aproximadamente 100 ton/dia.

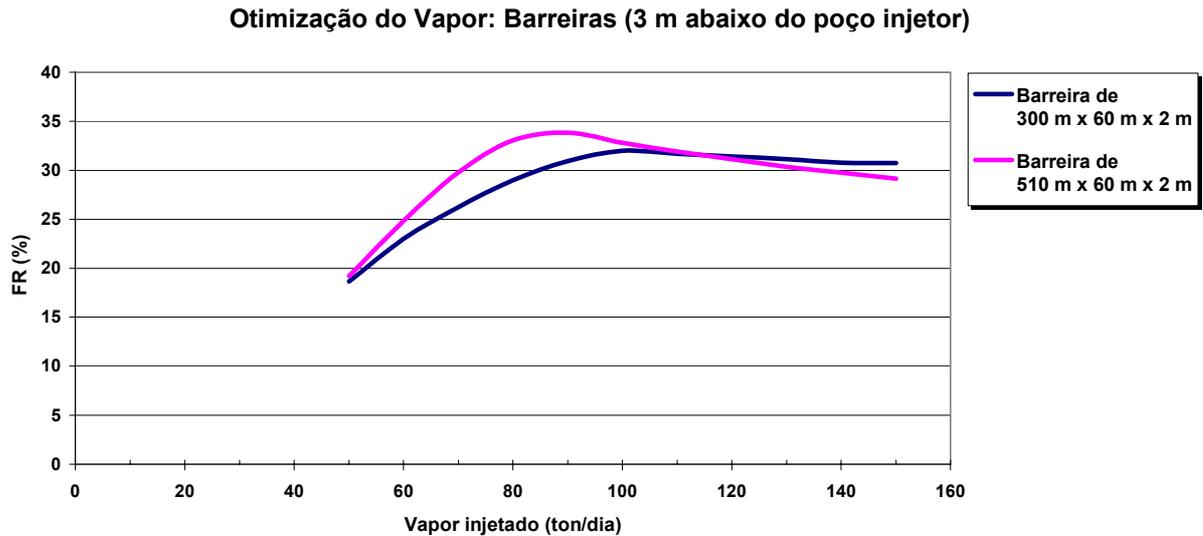


Figura 5-49: Otimização do vapor: barreiras de permeabilidade

Foi realizada uma otimização do vapor no caso de ter um projeto de injeção com três poços verticais. Na Figura 5-50 são apresentadas as curvas de fator de recuperação em função da vazão de vapor para os seguintes projetos de injeção: poços SAGD (horizontais) e três injetores verticais (produtor horizontal). Pode ser observado que a máxima recuperação (30%) a ser obtida é devido aos poços SAGD com uma vazão ótima aproximada de 75 ton/dia de vapor, seguido pela configuração de três poços verticais (28%) que precisaria de 80ton/dia de vapor, aproximadamente.

O caso de ter três injetores verticais é uma opção ao SAGD que precisa de dois poços horizontais. No caso de baixas viscosidades esta alternativa pode ser avaliada (Rose e Deo, 1995) para diminuir os custos associados à perfuração horizontal.

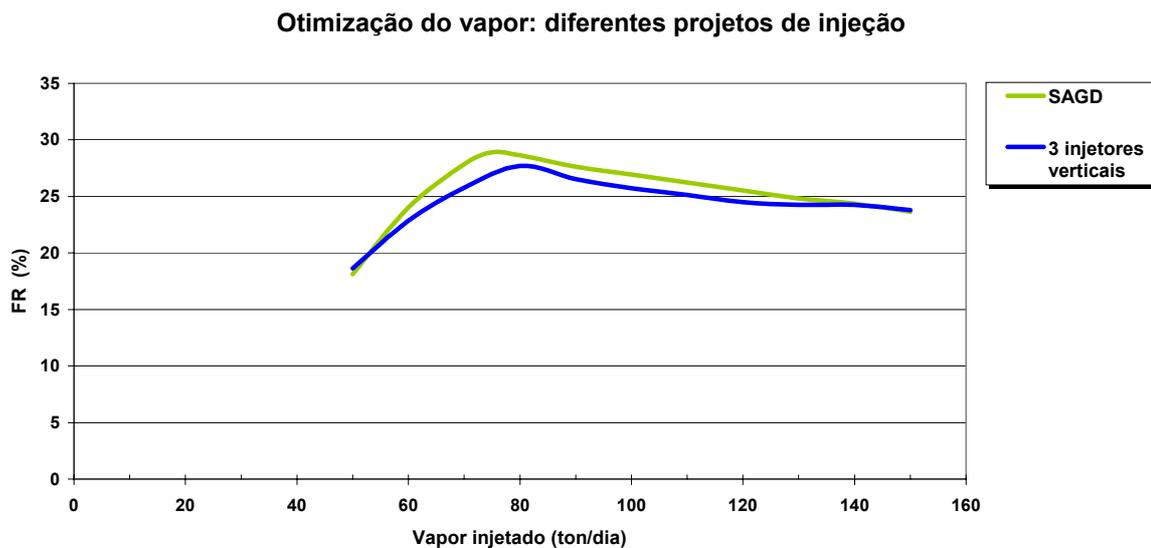


Figura 5-50: Otimização do vapor: diferentes configuração de poços de injeção

CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6 Conclusões e recomendações

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

6.1 Conclusões

As principais conclusões do estudo paramétrico do processo SAGD realizado para o modelo estudado são mencionadas a seguir:

- A permeabilidade horizontal da rocha reservatório e a viscosidade do óleo são propriedades que influenciam diretamente na produção acumulada de óleo e, em consequência, no fator de recuperação de óleo. Quanto maior a permeabilidade, maior o fator de recuperação de óleo, e quanto menor a viscosidade, maior o fator de recuperação do óleo, isto considerando às variáveis por separado;
- A permeabilidade vertical afeta o fator de recuperação de óleo, neste modelo homogêneo quando a relação K_v/K_h diminui a produção acumulada e o fator de recuperação de óleo aumenta;
- Com um aumento da espessura da zona de óleo a produção acumulada de óleo aumenta;
- Os folhelhos entre os poços também afetaram o fator de recuperação de óleo. O folhelho, do mesmo tamanho dos poços injetor e produtor e localizado a 4 m abaixo do poço injetor, aumenta o fator de recuperação do óleo, para o modelo estudado;
- Com a presença de um aquífero a produção acumulada e o fator de recuperação de óleo diminuem, embora em pouca proporção;
- O comprimento dos poços afetou significativamente o fator de recuperação óleo. Quanto maior o comprimento dos poços maior é a recuperação do óleo, isto quando não se consideram as perdas de carga no poço injetor;
- A separação vertical entre os poços e o folhelho abaixo do poço produtor não apresentou mudanças significativas no fator de recuperação de óleo, no modelo estudado;
- As configurações dos poços injetor e produtor afetaram o fator de recuperação do óleo. Das configurações estudadas, baixo as condições indicadas em cada caso, o processo SAGD convencional ofereceu uma maior produção acumulada de óleo no tempo. O modelo com

três injetores verticais e um produtor horizontal ofereceu uma produção acumulada de óleo menor que o processo SAGD;

- O sistema de injeção de vapor com três poços verticais, e produzindo com um poço horizontal, se apresenta como uma alternativa possível dependendo do modelo econômico, para a produção de óleo via SAGD, já que a diferença no fator de recuperação, otimizando o vapor, entre os dois sistemas foi menor que 3%.
- O processo SAGD se mostra como uma alternativa eficiente entre os métodos térmicos de recuperação do petróleo, mas é preciso fazer um estudo paramétrico do projeto a ser desenvolvido, já que cada reservatório tem suas próprias características.
- A vazão de vapor influencia no fator de recuperação do óleo e é necessário sempre otimizá-la para cada caso;
- A quantidade de vapor injetado para obter a máxima recuperação de óleo se vê influenciada significativamente com os parâmetros: comprimentos de poços e espessura do reservatório.
- Os parâmetros como: a distância vertical entre poços, a permeabilidade da rocha, a viscosidade do óleo e as barreiras influenciaram em menor proporção na quantidade de vapor injetada para obter a máxima recuperação de óleo.

6.2 Recomendações

Do estudo realizado se obtiveram alguns resultados interessantes, porem têm alguns que devem de ser aprofundados, por isso algumas recomendações são realizadas para melhorar o trabalho:

- Fazer um estudo econômico para verificar qual a melhor distância vertical entre poços;
- Estudar a opção de 3 poços injetores com três poços produtores e comparar com o sistema estudado;
- Estudar os custos de investimentos adicionais do SAGD e comparar a um processo sem SAGD para verificar se o projeto pode ser rentável;
- Estudar a injeção contínua com dois poços produtores horizontais para comparar os sistemas de injeção contínua vs SAGD;
- Otimizar o posicionamento dos poços nos casos de injeção contínua e SAGD;
- Revisar os sistemas de injeção contínua e SAGD para diferentes viscosidades;

- Comparar os custos de investimentos e produção dos sistemas com diferentes configurações de poços de injeção;
- Revisar a influência dos parâmetro viscosidade e permeabilidade simultaneamente na produção acumulada de óleo;
- Fazer o estudo com capa de gás e com aquífero;
- Fazer um estudo de sensibilidade do processo SAGD, incluindo os parâmetros geométricos, do fluido, da rocha e operacionais (demanda de vapor, mistura de vapor com solventes como naftas em baixas concentrações) em um reservatório de óleo com capa de gás e aquífero.
- Realizar um estudo da perda de carga no poço injetor de vapor;
- Fazer uma comparação técnico-econômica entre os processos estudados;

CAPÍTULO VII: REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7 Referências bibliográficas

- AKIN S.; BAGCI S. A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 32, 23-33, 2001.
- ALLEN T. O.; ROBERTS A. P. Production Operations- Well Completions Workover and Stimulation. Fourth Edition. Oil and Gas consultant International. Tulsa. Oklahoma. 1997. 1, 1-45.
- AZIZ K.; SETTARI A. *Petroleum reservoir simulation*. New York, Elsevier Publishing Co. 1979.
- AZIZ K.; RAMESH B.; WOO P. T. Fourth SPE comparative solution project: a comparison of steam injection simulators. In: RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM HELD IN DALLAS, Texas, 1985, February 10-13, *technical paper* SPE 13510.
- BARILLAS J. L. M., MATA W., DUTRA JR. T. V., QUEIROZ G. O., “A parametric simulation study for SAGD thermal method”, Trabalho técnico apresentado oralmente em “25th Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering, CILAMCE 2004, 10-12 Novembro, 2004, Recife-Brasil, **Trabalho técnico** em CD-ROM: 25th Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering XXV CILAMCE 2004. Abstracts XXV CILAMCE p 672, Recife, Brasil.
- BOYLE T. B; GITTINS S. D.; CHAKRABARTY C. The evolution of SAGD technology at East Senlac. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 42, 1, 58-61, 2003.
- BRIGGS P. J.; FULLEYLOVE R. J.; WRIGHT M.S.; BARON R. P. Development of heavy oil reservoirs. In: FIFTH SPE MIDDLE EAST OIL SHOW HELD IN MANAMA, Bahrain, 1987, March 7-10, *technical paper* SPE 15748.
- 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 an Bitumen*. Department of Chemical an Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey. 1991, 7, 285-358.
- CHACHULA R. Challenges in heavy oil production – Encana. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE E&P ÓLEOS PESSADOS E EXTRA-PESSADOS EM BACIAS TERRESTRES, dezembro 2003, Vitória, Espírito Santo, Brasil.
- CMG, Computer Modelling Group Ltd, Guía para el usuario de Stars, Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos. Versión 2002, Calgary Alberta-Canadá.

- DAKE L. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Developments in Petroleum Science. Elsevier. 2001, V. 8, 1, 1-102.
- DOMINGOS L. C., www.histpetroleo.no.sapo.pt, editada em 25/02/03, atualizada em 03/03/2003, consultada em 15/09/2004 as 10:34.
- DONNELLY J. K. Hilda Lake a Gravity Drainage Success. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM. Bakersfield, California, 17-19 March, 1999, *technical paper* SPE 54093.
- DUTRA JR. T. V. Desenvolvimento de um simulador numérico para a injeção cíclica de vapor. *Dissertação de mestrado*. Universidade Federal de Ouro Preto. 1 abril, 1987.
- EDMUNS N. R.; KOVALSKY J. A.; GITTENS S. D.; PENNACCHIOLI E. D. Review of the phase a steam-assisted gravity drainage test: an underground Test Facility. In: INTERNATIONAL OPERATIONS SYMPOSIUM, Bakersfield, California, USA, 7-8 February, 1991, *technical paper* SPE 21529.
- EGERMANN P.; RENARD G.; DELAMAIDE E. SAGD performance optimization through numerical simulations: methodology and field case example. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March. 2001, *technical paper* SPE 69690.
- ELLIOTT K. T.; KOVSCEK A. R.. Simulation of early-time response of single well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD). In SPE WESTERN REGIONAL MEETING HELD IN ANCHORAGE, Alaska, USA, 20-28 May, 1999, *technical paper* SPE 54618.
- FAROUC ALI S. M.. Heavy oil-evermore mobile. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 37, 5-9, 2002.
- GENEAU M. Peace river Project – development and operation. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE E&P ÓLEO PESADOS E EXTRA-PESADOS EM BACIAS TERRESTRES, Vitória, Espírito Santo, Brasil, dezembro, 2003.
- KAMATH V. A., SINHA S., HATZIGNATI U. Simulation study of steam-assisted gravity drainage process in Ugnu Tar Sand reservoir. In: WESTERN REGIONAL MEETING HELD IN ANCHORAGE, Alaska U.S.A, 26-28 May, 1993, *technical paper* SPE 26075.
- KASRAIE M.; SINGHAL A. K.; ITO Y. Screening and design criteria for tangle flags type reservoir. In: SPE Thermal operating and Heavy Oil symposium. Bakerfields. California.EUA.10-12 February, 1997, *technical paper* SPE 37571
- KERR R., BIRDCGENEAU J.; BATT B., YANG P.; NIEUWENBURG G., RETTGER P.; ARNOLD J.; BRONICK. The long lake project – the first integration of sagd and upgrading. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL

- SYMPOSIUM AND INTERNATIONAL HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY CONFERENCE, Calgary, Alberta, Canada, 4-7 November, 2002, *technical paper* SPE of CIM/CHOA 79072.
- KISMAN K. E.; YEUNG K. C. Numerical study of the SAGD process in the Burnt Lake oil sands lease. In: SPE INTERNATIONAL HEAVY OIL SYMPOSIUM HELD IN CALGARY, Calgary Canada, 19-21 June, 1995, *technical paper* SPE 30276.
- NASR T. N.; GOLBECK H.; KORPANY G.; PIERCE G. SAGD Operating Strategies. In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HORIZONTAL WELL HELD IN CALGARY, Calgary, Canada, 1-4 November, 1998, *technical paper* SPE 50411.
- NIND T. E. W. Hydrocarbon reservoir and well performance. 1989. 1 Edition. 3-23.
- QUEIPO N. V.; GOICOCHEA J. V.; PINTOS S. Surrogate modeling-based optimization of sagd processes. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 35, 83-93, 2002.
- QUEIROZ G. O., BARILLAS J. L. M., GOMES D. A. A., ARAÚJO M. M. S., DUTRA JR. T. V., MATA W., BARRETO NETO E. L., “Estudo paramétrico da recuperação de óleo por injeção de vapor em poços horizontais”, Pôster apresentado em: 1er Simpósio da Região Nordeste sobre pesquisa e desenvolvimento em petróleo e gás natural. 27 a 29 de outubro 2004, Recife-Brasil. **Anais:** 1er Simpósio da Região Nordeste sobre pesquisa e desenvolvimento em petróleo e gás natural, p 63, Recife, Brasil.
- ROSE P. E.; DEO M. D. Steam-assisted gravity drainage in oil sand reservoirs using a combination of vertical and horizontal wells. *Fuel*. 74, 8, 1181-1184, 1995.
- SCHIOZER D. J. Computação paralela aplicada a simulação numérica de reservatórios. Dissertação apresentada para concurso de livre docência na área de energia. Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Junho. 1997.
- SERHAT A.; BAGCI S. A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 32, 23-33, 2001.
- SHARMA B. C.; KHATANIAN 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, 20-22 May, 2002, *technical paper* SPE 76729.
- SIMON R. Enhanced oil recovery: definitions, fundamentals, applications, and research frontiers. *Physics and Chemistry of the Earth*. V.13-14, 447-460. 1981.
- SINGHAL A. K.; ITO Y.; KASRAIE M. Screening and design criteria for steam assisted gravity drainage (SAGD) projects. In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON

- HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY HELD CALGARY, Alberta, Canada, 1-4 November, 1998, *technical paper* SPE 50410.
- SUGGET J.; GITTINS S.; YOUN S. Christina lake project. In: SPE/PETROLEUM SOCIETY OF CIM INTERNATIONAL CONFERENCE ON HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY, Calgary, Alberta, Canada, 6-8 November, 2000, *technical paper* SPE 65220.
- THOMAS J. E.; TRIGGIA A. A.; CORREIA C. A.; VEROTI C.; SOUZA J. E.; PAULA J. L.; ROSSI N. C.; PITOMBO N. E.; GOUVÊA P. C.; CARVALHO E.; BARRAGAN R. V. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Editora Interciência: Rio de Janeiro. 2001, 7,169-174.
- VÁSQUEZ A. R.; SÁNCHEZ M. S.; McLENNAN J.; GUO Q.; PORTILLO F.; BLUDUN M.; MENDOZA H. Mechanical and thermal properties of unconsolidated Sands and its applications to the heavy oil SAGD project in the Tia Juana field Venezuela. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, Caracas, Venezuela, 21-23 April, 1999, *technical paper* SPE 54009.
- WILLHITE G. P. *Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers: Richardson. Texas. EUA. 1986, 1-2, 1-20.
- ZHAO L.; LAW H. S.; COATES R.. Numerical study and economic evaluation of SAGD wind-down methods. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 42, 1, 2003.

CAPÍTULO VIII: ANEXOS

8 Anexos

No Anexo 8.1 são apresentados os termos utilizados dentro das equações de balanço de massa e energia utilizadas dentro do modulo Stars. No Anexo 8.2 é apresentado o arquivo de entrada no programa STARS para o modelo base. No Anexo 8.3 são apresentadas as curvas de produção acumulada de água para alguns dos casos estudados.

8.1 Termos utilizado nas equações de balanço de massa e energia

8.1.1 Termos na acumulação

O volume total de um bloco da malha refinada pode constar de uma rocha matriz sólida inerte (r), um componente sólido e absorvido (s), uma fase água ou aquosa (w), uma fase óleo ou oléica (o), uma fase gás ou gasosa (g). Portanto, o volume total da rocha vai ser a soma de todos estes volumes (Equação 8-1).

$$V = V_r + V_s + V_w + V_o + V_g \quad (8-1)$$

O volume dos fluidos se define como:

$$V_f = V_w + V_o + V_g \quad (8-2)$$

O Volume de vazios se define da seguinte forma:

$$V_v = V - V_r = V_f + V_s \quad (8-3)$$

A porosidade de vazios se define como:

$$\phi_v = \frac{V_v}{V} \quad (8-4)$$

A porosidade dos fluidos se define como:

$$\phi_f = \frac{V_f}{V} = \frac{(V_v - V_s)}{V} = \frac{V_v}{V} \cdot \left(1 - \frac{V_s}{V_v}\right) \quad (8-5)$$

Na Equação (8-5) é possível substituir V_v/V por ϕ_v (Equação 8-4) e é considerado que a fração de volume de vazios ocupada pelos componentes sólidos e adsorvidos (V_s/V) é igual a C_s/ρ_s . Substituindo na Equação (8-5), obtém-se a Equação (8-6):

$$\varphi_f = \varphi_v \cdot \left(1 - \frac{C_s}{\rho_s}\right) \quad (8-6)$$

Se não existe o componente sólido ou adsorvido, então $C_s = 0$ e $V_s = 0$, significando que $V_v = V_f$ e que $\varphi_v = \varphi_f$.

As saturações dos fluidos podem ser calculadas segundo as Equações (8-7, 8-8 e 8-9):

$$S_w = \frac{V_w}{V_f} = \frac{V_w}{\varphi_f \cdot V} \quad (8-7)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_f} = \frac{V_o}{\varphi_f \cdot V} \quad (8-8)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_f} = \frac{V_g}{\varphi_f \cdot V} \quad (8-9)$$

A soma das saturações devem ser igual a 1 (Equação 8-10):

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (8-10)$$

O termo da acumulação para um componente i adsorvido e que flui é:

$$V \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi_f \cdot (\rho_w \cdot S_w \cdot w_i + \rho_o \cdot S_o \cdot x_i + \rho_g \cdot S_g \cdot y_i) \right] \quad (8-11)$$

onde:

w_i : Fração mássica ou molar do componente i na fase água

x_i : Fração mássica ou molar do componente i na fase óleo

y_i : Fração mássica ou molar do componente i na fase gás

ρ_w, o, g : Corresponde às densidades da fase fluida (Kg/m^3 ou Kgmol/m^3)

O termo da acumulação de energia é mostrado na Equação 7-12:

$$V \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi_f \cdot (\rho_w \cdot S_w \cdot U_w + \rho_o \cdot S_o \cdot U_o + \rho_g \cdot S_g \cdot U_g) + (1 - \varphi_v) \cdot U_r \right] \quad (8-12)$$

onde:

U_w, o, g : corresponde às energias internas em função da temperatura e da composição das fases.

U_r : É a energia por volume de rocha

8.1.2 Termos de fluxo

O termo de fluxo do componente “i” entre duas regiões é apresentado como:

$$\rho_w \cdot V_w \cdot w_i + \rho_o \cdot V_o \cdot x_i + \rho_g \cdot V_g \cdot y_i + \phi \cdot \rho_w \cdot D_{wi} \cdot \Delta_{wi} + \phi \cdot \rho_g \cdot D_{gi} \cdot \Delta y_i + \phi \cdot \rho_o \cdot D_{oi} \cdot \Delta x_i \quad (8-13)$$

onde:

D_{ji} : Corresponde ao coeficiente de difusividade do componente i em j (j= w, o, g).

O termo de fluxo da energia entre duas regiões é:

$$\rho_w \cdot V_w \cdot H_w + \rho_o \cdot V_o \cdot H_o + \rho_g \cdot V_g \cdot H_g + K \cdot \Delta T \quad (8-14)$$

onde:

$H_{w,o,g}$: É a entalpia da água, óleo e gás, respectivamente

ΔT : Variação de temperatura entre os nós

K : Corresponde à transmissibilidade térmica, na interface, entre ambas regiões, expressando segundo a Equação 8-15. A condutividade térmica efetiva (λ^{eff}) na interface se fixa segundo o valor da temperatura na montante.

$$K = \left(\frac{A}{l} \right)^{eff} \cdot \lambda_{eff} \quad (8-15)$$

As razões de fluxo volumétrico são:

$$V_j = T \left(\frac{k_{rj}}{\mu_j \cdot r_j} \right) \Delta \Phi_j ; j = w, o, g \quad (8-16)$$

onde:

T : Corresponde à transmissibilidade entre as duas regiões, representando a área da seção transversal, o espaçamento entre os nós entre outras considerações geométricas (i.e., blocos parciais da malha) e também a permeabilidade na interface. As unidades de transmissibilidade se expressa segundo a Equação 8-17. Será utilizado um sistema de malha centrado nos blocos.

$$T = \left(\frac{A}{l} \right)^{eff} k_{eff} \quad (8-17)$$

k : É a permeabilidade absoluta, e corresponde a uma média harmônica ponderada em base à permeabilidade absoluta das duas regiões, que serve tanto para sistemas de malhas retangulares, radiais e de espessura variável.

r_j : São os fatores de resistência das fases, normalmente podem ser considerados iguais a um (1). Valores maiores são associados a fenômenos de bloqueio.

Φ : É a energia potencial do sistema (Equação 8-18). O diferencial potencial $\Delta\Phi_j$ é o valor do nó adjacente menos o potencial da região de interesse atual. Um valor do diferencial positivo indica o fluxo de entrada, um valor negativo mostra o fluxo de saída.

$$\Phi_j = p_j - \gamma_j g h \quad (8-18)$$

Os valores de k_{rj} , μ_j , ρ_j , r_j , H_j , w_i , x_i e y_i são obtidos da região da montante das fases. As diferenças das concentrações das fases Δw_i , Δx_i e Δy_i correspondem às diferenças nas concentrações das fases entre os nós. A convenção de sinais é a mesma do diferencial potencial. Se uma fase não se encontra presente em um dos blocos adjacentes, a diferença de concentrações se fixa em zero (0) (sem transporte dispersivo). A convenção de sinais para a variação de temperatura (ΔT) segue os mesmos padrões que para o diferencial potencial ($\Delta\Phi_j$).

8.1.3 Termo fonte / sumidouro

O termo fonte / sumidouro de poços são os meios que acionam todos os processos térmicos de recuperação melhorada do petróleo (EOR).

O termo fonte / sumidouro dos poços para o componente i está indicado a continuação:

$$\rho_w q_{wk} w_i + \rho_o q_{ok} x_i + \rho_g q_{gk} y_i \quad (8-19)$$

Para a energia é :

$$\rho_w q_{wk} H_w + \rho_o q_{ok} H_o + \rho_g q_{gk} H_g \quad (8-20)$$

A vazão “q” é análoga ao parâmetro V, mas se calcula de forma diferente. A Equação 8-11 mostra a forma de cálculo.

$$q_{jk} = I_{ik} (p_{wfk} - p_k), j = w, o, g \quad (8-21)$$

O subscrito k refere-se ao fato de que a região de interesse encontra-se em uma camada (k) do poço.

I_{ik} : Corresponde ao índice da fase “j” para a camada do poço “k”. Esta pode ser calculada de diferentes formas (CMG, 2002).

p_k : Corresponde à pressão do nó na região de interesse que contém a camada (k) do poço.

p_{wfk} : É a pressão de fluxo do poço (*wellbore*), na camada “k”.

A condição para a injeção é que $p_{wfk} > p_k$, ficando $q_{jk} > 0$, e as propriedades do fluido se tomam das condições do poço (*wellbore*). A condição para a produção é que $p_{wfk} < p_k$, ficando $q_{jk} < 0$, e as propriedades do fluido se tomam da região produtiva. É possível empregar um modelo de perdas de calor no poço (*wellbore*) para estimar os valores de II_w e II_g para a água injetada em função do tempo.

8.1.4 Termo fonte / sumidouro para aplicações térmicas com aquíferos

O termo fonte / sumidouro de aquíferos para o componente água é indicado na continuação:

$$\sum_{k=1}^{n_f} \rho_w \cdot q_{wk} \quad (8-22)$$

O termo correspondente à energia é:

$$\sum_{k=1}^{n_f} (HA_{cv} + HA_{cd})_k \quad (8-23)$$

onde:

q_{wk} : Corresponde à vazão volumétrica de água através da face do bloco k até ou desde o aquífero adjacente.

HA_{cv} : Corresponde ao calor transferido por convecção até ou desde o aquífero adjacente

HA_{cd} : Corresponde ao calor transferido por condução até ou desde o aquífero adjacente

8.2 Arquivo de entrada no programa de simulação numérica “Stars”

```

**=====**
**
**          ESTUDO PARAMETRICO DO PROCESSO SAGD
**
**
** Modelo:      D12L510F0K10V10H20A0Q100.dat
**
**
** ==> Modelo Homogeneo
** ==> Distancia entre poços (vertical) D = 12 metros K=(I2-P8)
** ==> Comprimento do poço horizontal L=510 m   J=[04:37]
** ==> SEM BARREIRA horizontal F = 510mx60m IJK= 4-18;4-37;6
** ==> PERMEABILIDADE K= 1000 mD
** ==> VISCOSIDADE V = 1000 cp (Vide tabela 2 visc. x temp.)
** ==> ESPESSURA DO RESERVATORIO H = 20m
** ==> SEM AQUIFERO
** ==> Vazao de injecao Qiv = 100 ton/d
**
**
** CARACTERISTICAS DO MODELO :
**
** (1) Grid Cartesiano, com refinamento na Regiao do POCO (21x40x13)
**
**
** OBJETIVOS DO MODELO :
**
** (1) Compreender o processo de aquecimento através do SAGD
**
** (2) Avaliar as estratégias de injecao de vapor adotadas para o pogo
**   INJETOR (Cotas de Vapor, tempo de injecao e soaking)
**
** (3) Analisar o comportamento de produção, considerando as caracterís-
**   ticas do reservatorio (rocha e fluido) e o esquema de completacao
**
** (4) Testar o impacto das heterogeneidades (barreiras de permeabilidade
**   verticais) na distribuição do vapor e na produção
**
** (5) Testar o impacto dos seguintes parametros:
**   Distancia vertical entre pocos
**   Comprimento Horizontal dos pocos
**   Barreira de permeabilidade entre os pocos
**   Permeabilidade do Reservatorio
**   Viscosidade do oleo no Reservatorio
**   Espessura do Reservatorio
**   Aquifero de fundo ou lateral
**   Vazao de injecao
**   Geometrias especiais
**   Divergencia no pogo injetor
**
**
**
** SIMULADOR : STARS (Versao 2002.1)
**
** DATA DE INICIO DO ESTUDO : 19/02/2004
**
** RESPONSAVEIS : Profs. Wilson da Mata e Tarcilio Viana Dutra Jr (UFRN)
**   Estudante: Jennys (UFRN)
**
**=====**

```


*POR *IJK **Porosity (dimensionless)
01:21 01:40 01:13 0.28

*MOD **IJK **Porosity (dimensionless)
01:21 01:40 01:13 = 0.30 ** Modelo Homogeneo, porosidade constante

*PERMI *IJK **Absolute permeability (mD) [Estimada a partir da Porosidade]
01:21 01:40 01:01 1000.
01:21 01:40 02:02 1000.
01:21 01:40 03:03 1000.
01:21 01:40 04:04 1000.
01:21 01:40 05:05 1000.
01:21 01:40 06:06 1000.
01:21 01:40 07:07 1000.
01:21 01:40 08:08 1000.
01:21 01:40 09:09 1000.
01:21 01:40 10:10 1000.
01:21 01:40 11:11 1000.
01:21 01:40 12:12 1000.
01:21 01:40 13:13 1000.

*MOD **Absolute permeability (mD) Modelo Homogeneo
01:21 01:40 01:13 = 1000. ** Modelo Homogeneo, permeabilidade constante

*PERMJ *EQUALSI **Absolute permeability (mD)

*PERMK *EQUALSI * 0.1 **Absolute permeability (mD)

** *MOD
** 04:18 04:37 06:06 = 0.0000001 ** Folhelho de 60m entre pocos
** 04:18 04:37 10:10 = 0.0000001 ** Folhelho de 60m no contato O/A

*END-GRID

*PRPOR 287.2 **Reference pressure for rock compressibility (psi)
*CPOR 30E-4 **Effective rock compressibility (1/psi)

*ROCKCP 35 **Rock heat capacity (BTU/ft³-F)
*THCONR 24 **Thermal conductivity of rock (BTU/ft-day-F)
*THCONW 8.6 **Thermal conductivity of water (BTU/ft-day-F)
*THCONO 1.8 **Thermal conductivity of oil (BTU/ft-day-F)
*THCONG 0.6 **Thermal conductivity of gas (BTU/ft-day-F)

*HLOSSPROP *OVERBUR 35 24 **Volumetric heat capacity (BTU/ft³-F)
**Thermal conductivity (BTU/ft-day-F)
*UNDERBUR 35 24 **Volumetric heat capacity (BTU/ft³-F)
**Thermal conductivity (BTU/ft-day-F)

** SECTION 3: COMPONENT PROPERTIES

*MODEL 3 3 3 1 **Number of components, no. comp. (non-cond+oleic+water), no. comp (o+w), no. comp (w)
** ncomp , numy , numx , numw

```

*COMPNAME  'WATER' 'OIL' 'GAS'  **Component names
**          H2O    C20H42   CH4
**          -----
*CMM        18.015  282.556  30.07  **Molecular weights      up to numy
*TCRIT      705.47  920.93   708.3  **Critical temperature (psi) up to numy
*PCRIT      3198.0  161.7    90.05  **Critical pressure (psi)  up to numy

** Liquid Densities:
*LIQPHASE
*MOLDEN     0    0.1712   0.564  **Partial molar density (lbmol/ft3) up to numx
*CP         0    5.0E-6   5.0E-4  **Liquid compressibility (1/psi) up to numx
*CT1        0    3.8E-6   4.0E-4  **First coefficient of the      up to numx
              ** thermal expansion correlation (1/F)

**Dependent values: HL(T)=HG(T)-HVAP(T)  ** (BTU/lbmol-F) up to numx

*CPG1       7.701  -5.346   1.292  ** 1st coef. in gas heat capacity corr. up to numy
              ** (BTU/lbmol-F) up to numy
*CPG2       2.553E-4  0.2573  2.363E-2  ** 2nd coef. in gas heat capacity corr. up to numy
              ** (BTU/lbmol-F) up to numy
*CPG3       7.781E-7  -8.232E-5  -5.114E-6  ** 3rd coef. in gas heat capacity corr. up to numy
              ** (BTU/lbmol-F) up to numy
*CPG4      -0.1473E-9  1.036E-8  0.3568E-9  ** 4th coef. in gas heat capacity corr. up to numy
              ** (BTU/lbmol-F) up to numy
*HVR        1657.   2947.    818.  ** 1st coef. in vaporization enthalpy correlation
              ** (BTU/lbmol-F**EV)
*EV          0.38   0.38    0.38  ** 2nd coef.in vaporization enthalpy correlation
              ** (default) up to numx
**Dependent values: HL(T)=HG(T)-HVAP(T)  ** (BTU/lbmol-F) up to numx

*KV1        1.7202E+6    0    1.2277E+5
*KV4        -6869.59    0    -2720.56
*KV5        -376.64    0    -428.78

**  TEMP(F)  VISC(1)  VISC(2)  VISC(3)  **viscosities (cp) up to numx
45    0    23028.  0.3397  ** 0.0115 gas vapor visc
80    0    2645.  0.3275  ** 0.0120 gas vapor visc
100   0    1000.  0.3214  ** 0.0125 gas vapor visc
125.  0.    363.  0.3146  ** 0.0127 gas vapor visc
150.  0.    158.  0.3085  ** 0.0132 gas vapor visc
200.  0.    44.2  0.2978  ** 0.0141 gas vapor visc
300.  0.    8.8  0.2815  ** 0.0166 gas vapor visc
400.  0.    3.26  0.2696  ** 0.0185 gas vapor visc
500.  0.    1.62  0.2606  ** 0.0200 gas vapor visc
600.  0.    0.94  0.2535  ** 0.0217 gas vapor visc
650.  0.    0.74  0.2449

*PRSR  294.  **Reference pressure for MOLDEN (psi)
*TEMR  60.  **Reference temperature for for T-dependent thermal properties (F)

*PSURF 14.7  **Surface pressure (psi)
*TSURF 60.  **Surface temperature (F)

```

** SECTION 4: ROCK-FLUID DATA

=====

*ROCKFLUID

** -----

*RPT 1

*SWT ** WATER-OIL RELATIVE PERMEABILITIES

** SW KRW KROW PCWO

** -----

0.2800.0000	0.8000	2.416	
0.3080.0052	0.7364	1.697	
0.3360.0146	0.6738	1.229	
0.3640.0268	0.6121	0.913	
0.3920.0413	0.5514	0.694	
0.4200.0577	0.4918	0.537	
0.448 0.0759	0.4334	0.423	
0.4760.0956	0.3763	0.338	
0.5040.1168	0.3206	0.273	
0.5320.1394	0.2664	0.224	
0.560 0.1633	0.2141	0.185	
0.5880.1884	0.1638	0.154	
0.6160.2147	0.1160	0.130	
0.6440.2420	0.0713	0.110	
0.6720.2705	0.0310	0.094	
0.7000.3000	0.0000	0.081	
1.0001.0000	0.0000	0.022	

*SLT ** LIQUID-GAS RELATIVE PERMEABILITIES

** SL KRG KROG PCOG

** -----

0.70	4.50E-01	0.00E+00	0.1441
0.72	4.06E-01	1.24E-02	0.1307
0.74	3.63E-01	3.51E-02	0.1188
0.76	3.22E-01	6.45E-02	0.1083
0.77	2.83E-01	9.93E-02	0.0989
0.79	2.45E-01	1.39E-01	0.0906
0.81	2.09E-01	1.82E-01	0.0831
0.83	1.75E-01	2.30E-01	0.0764
0.85	1.43E-01	2.81E-01	0.0703
0.87	1.14E-01	3.35E-01	0.0649
0.89	8.66E-02	3.93E-01	0.0600
0.91	6.20E-02	4.53E-01	0.0555
0.92	4.02E-02	5.16E-01	0.0515
0.94	2.19E-02	5.82E-01	0.0478
0.96	7.75E-03	6.50E-01	0.0444
0.98	0.00E+00	7.21E-01	0.0414
1.00	0.00E+00	8.00E-01	0.0384

** -----

*SWR 0.28

*SORW 0.30

*SGR 0.02

*KRWRO 0.12

*KROCW 0.90

** -----

*KRTEMTAB *SWR *SORW *SGR

100. 0.28 0.30 0.02

500. 0.28 0.10 0.02

** =====

*RTYPE *IJK **Tipo de Rocha (Função da Porosidade)

01:21 01:40 01:01 1

01:21 01:40 02:02 1

01:21 01:40 03:03 1
 01:21 01:40 04:04 1
 01:21 01:40 05:05 1
 01:21 01:40 06:06 1
 01:21 01:40 07:07 1
 01:21 01:40 08:08 1
 01:21 01:40 09:09 1
 01:21 01:40 10:10 1
 01:21 01:40 11:11 1
 01:21 01:40 12:12 1
 01:21 01:40 13:13 1

** SECTION 5: INITIAL CONDITIONS

*INITIAL

*VERTICAL *OFF

*PRES *IJK
 01:21 01:40 01:01 271.3
 01:21 01:40 02:02 273.7
 01:21 01:40 03:03 276.2
 01:21 01:40 04:04 278.9
 01:21 01:40 05:05 281.7
 01:21 01:40 06:06 284.4
 01:21 01:40 07:07 287.2
 01:21 01:40 08:08 290.0
 01:21 01:40 09:09 292.7
 01:21 01:40 10:10 295.4
 01:21 01:40 11:11 297.8
 01:21 01:40 12:12 300.7
 01:21 01:40 13:13 303.5

*REFPRES 287.2 ** Reference pressure (psi) 287.2 psi = 19.5 kg/cm2

*REFDEPTH 200.0 ** Reference depth (m) 189 m

*TEMP *CON 100. **Temperature (F)

*SG *CON 0.00

*SW *KVAR 10*0.39 3*1.00

*SO *KVAR 10*0.61 3*0.00

*MFRAC_OIL 'OIL' *CON 0.9463

*MFRAC_OIL 'GAS' *CON 0.0537

** SECTION 6: NUMERICAL CONTROL

*NUMERICAL ** ALL THESE CAN BE DEFAULTED. THE DEFINITIONS
 ** HERE MATCH THE PREVIOUS DATA.

```

*MAXSTEPS 50000

*NEWTONCYC 15

*ITERMAX 15

*DTMAX 15.

*NORM *PRESS 60.
  *SATUR 0.20
  *TEMP 50.
  *Y 0.2
  *X 0.2

*CONVERGE *PRESS 2.000
  *SATUR 0.010
  *TEMP 1.000
  *Y 0.010
  *X 0.010

*MATBALTOL 1.E-4

*AIM *THRESH 0.35

** SECTION 7: WELL AND RECURRENT DATA
=====

*RUN

*DATE 2000 01 01

*DTWELL 0.1

*****

*WELL 1 'Inj'

*INJECTOR *UNWEIGHT 1

  *INCOMP *WATER 1 0 0
  *TINJW 550.          ** Injection temperature (F)
  *QUAL .50           ** WET STEAM AT 50% QUALITY

*OPERATE *MAX *WATER 100.0 ** CONDENSED STEAM EQUIVALENT 100.0 ton/d
*OPERATE *MAX *BHP 1044.0 ** 1300psi=88.4kg/cm2
**          rad geofac wfrac skin
*GEOMETRY *J 0.1905 0.249 1.0 0.0 **Linner de 7,0 pol

*PERF GEO 1
** II JJ KK ff
  11 04:37 02:02 1.0

*SHUTIN 1

*****

*WELL 2 'Prod'

*PRODUCER 2

```

*OPERATE *MAX *LIQUID 120.0 ** 120.0 m3/d
 *OPERATE *MIN *BHP 28.5 ** 28.5psi=1.9kg/cm2
 **MONITOR *MAX *WOR 50.0 *SHUTIN ** Mínima vazao de oleo (abaixo disso, fecha)

** rad geofac wfrac skin
 *GEOMETRY *J 0.1905 0.249 1.0 0.0 **Linner de 7,0 pol

*PERF GEO 2
 ** II JJ KK ff
 11 04:37 08:08 1.0

*SHUTIN 2

*TIME 0.5

*OPEN 1

*ALTER 1

100.0

*OPEN 2

*ALTER 2

120.0

*TIME 1.0

*TIME 10.0

*TIME 30.0

*TIME 60.0

*TIME 90.0

*TIME 180.0

*TIME 270.0

*TIME 365.0

*TIME 547.0

*TIME 730.0

*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

*TIME 4015.0

*TIME 4380.0 ** 12 anos

*TIME 4745.0

*TIME 5110.0 ** 14 anos

*STOP

8.3 Curvas de produção acumulada de água

As curvas de produção de águas dos seguintes parâmetros estudados: a distância vertical entre poços, o comprimento dos poços, a permeabilidade horizontal e vertical, a viscosidade, as barreiras de 300m e 510m de comprimento e o aquífero são apresentadas a seguir:

Variação da distância entre o poço injetor e o poço produtor

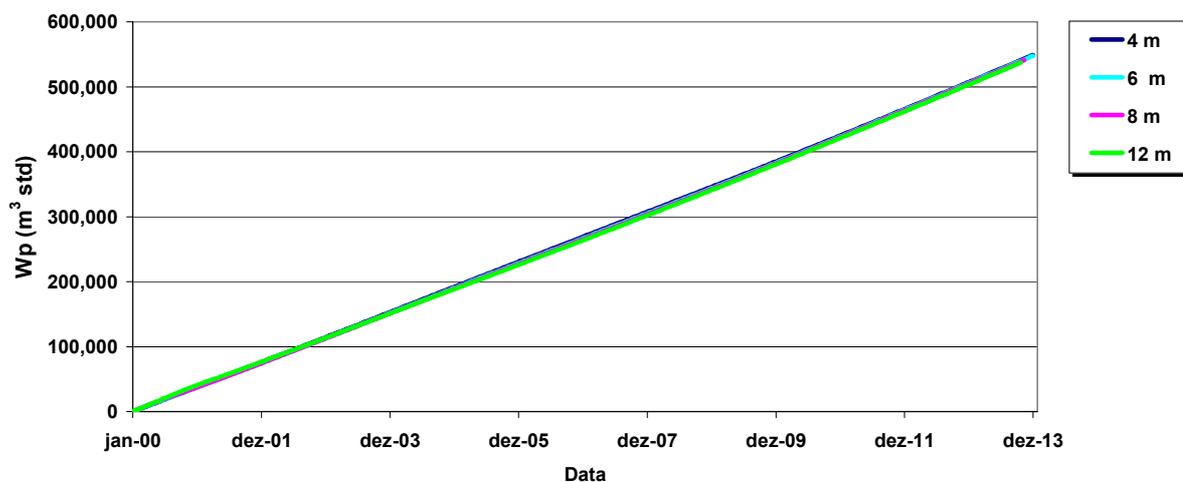


Figura 8-1: Produção acumulada de água versus tempo- distância vertical entre poços

Variação do comprimento do poço injetor e do produtor

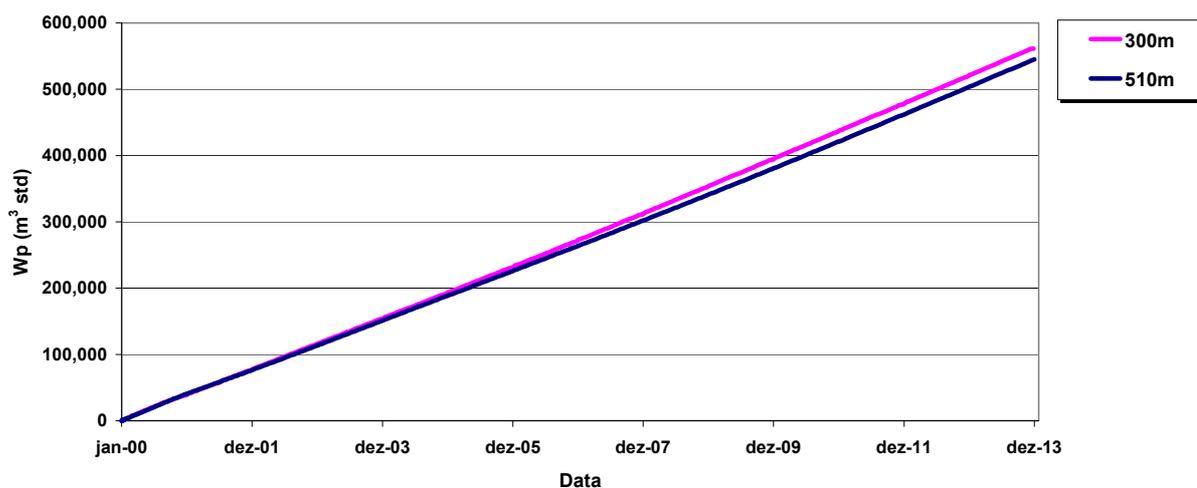


Figura 8-2: Produção acumulada de água versus tempo- comprimento dos poços injetor e produtor

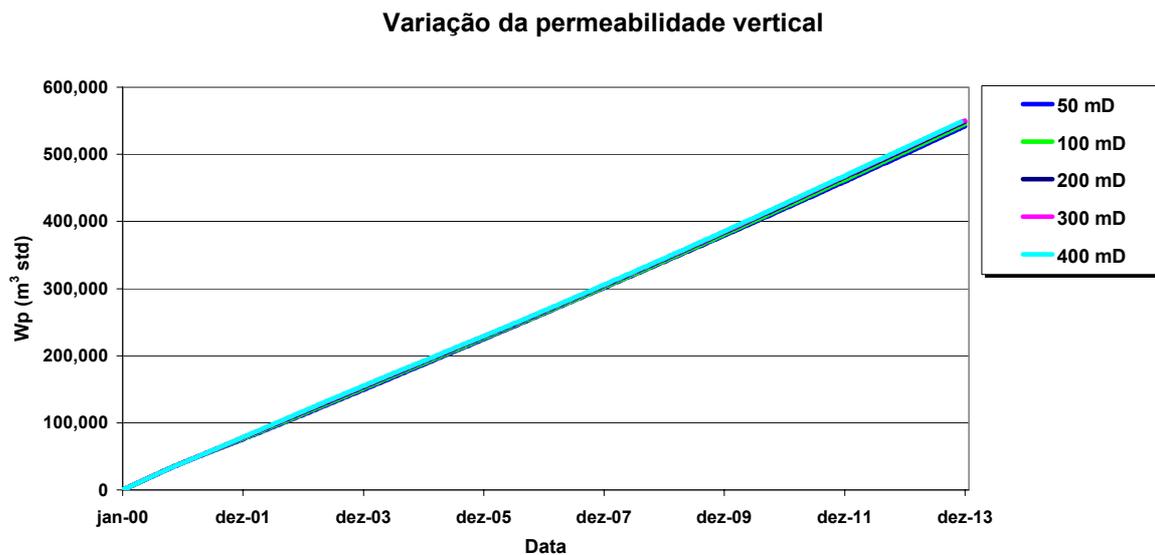


Figura 8-3: Produção acumulada de água versus tempo-permeabilidade vertical

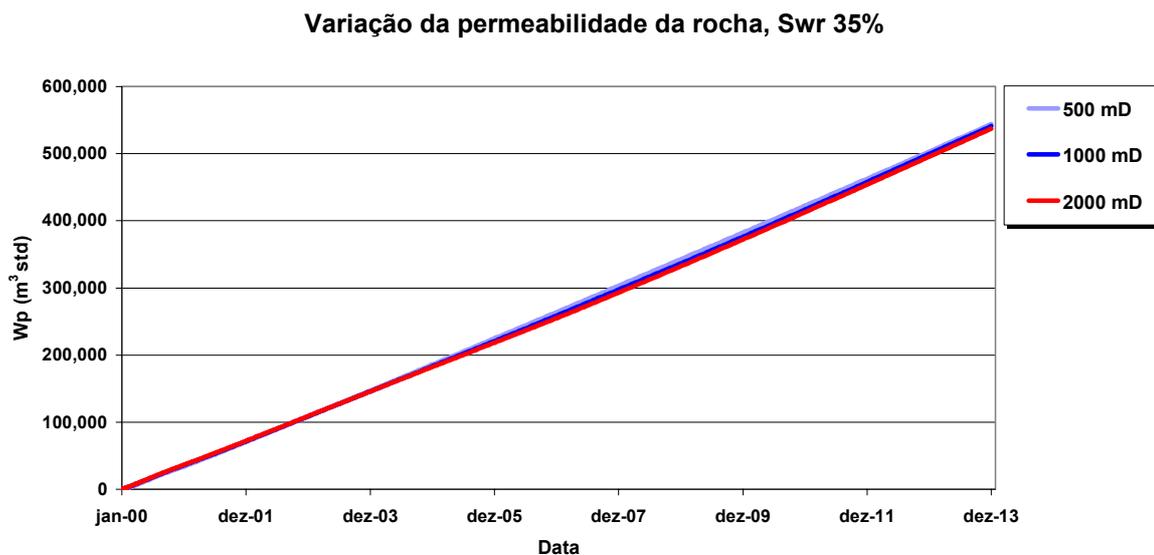


Figura 8-4: Produção acumulada de água versus tempo-permeabilidade horizontal

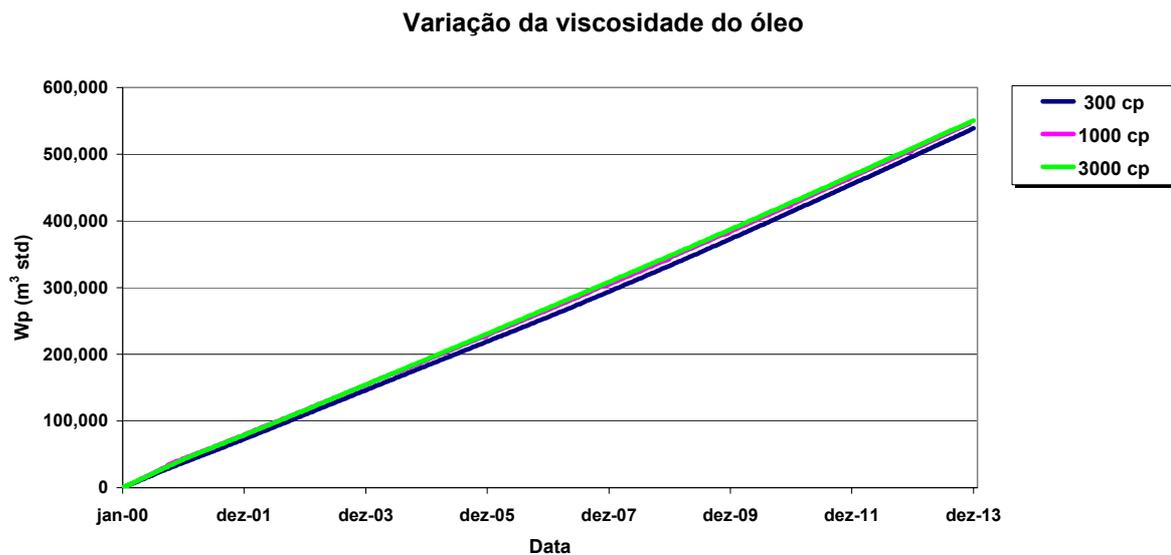


Figura 8-5: Produção acumulada de água versus tempo- viscosidade do óleo

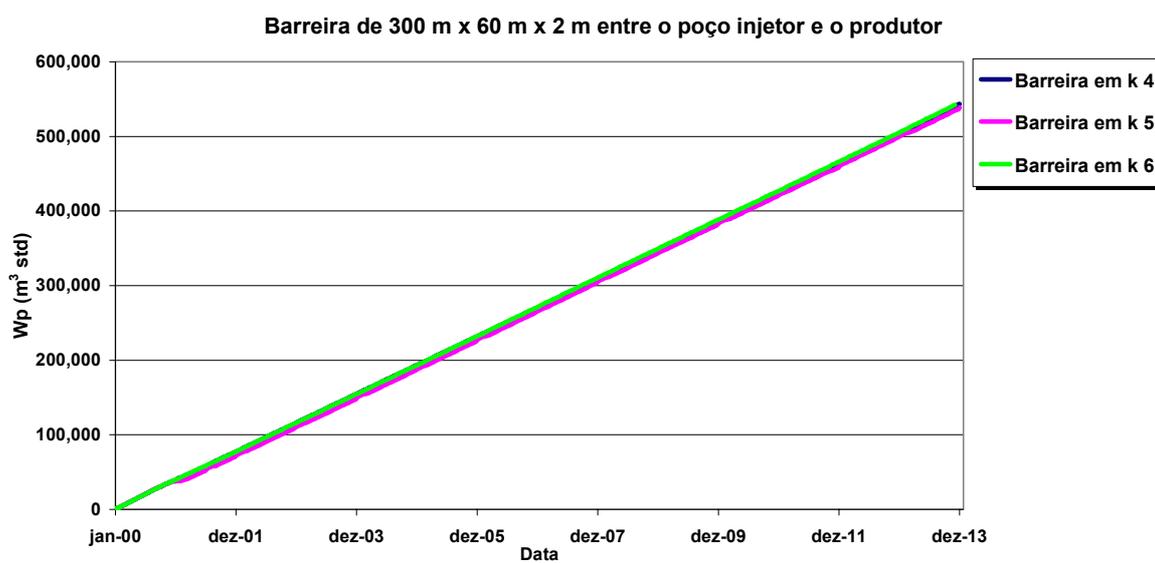


Figura 8-6: Produção acumulada de água versus tempo – barreira de 300 m x 60 x 2 m

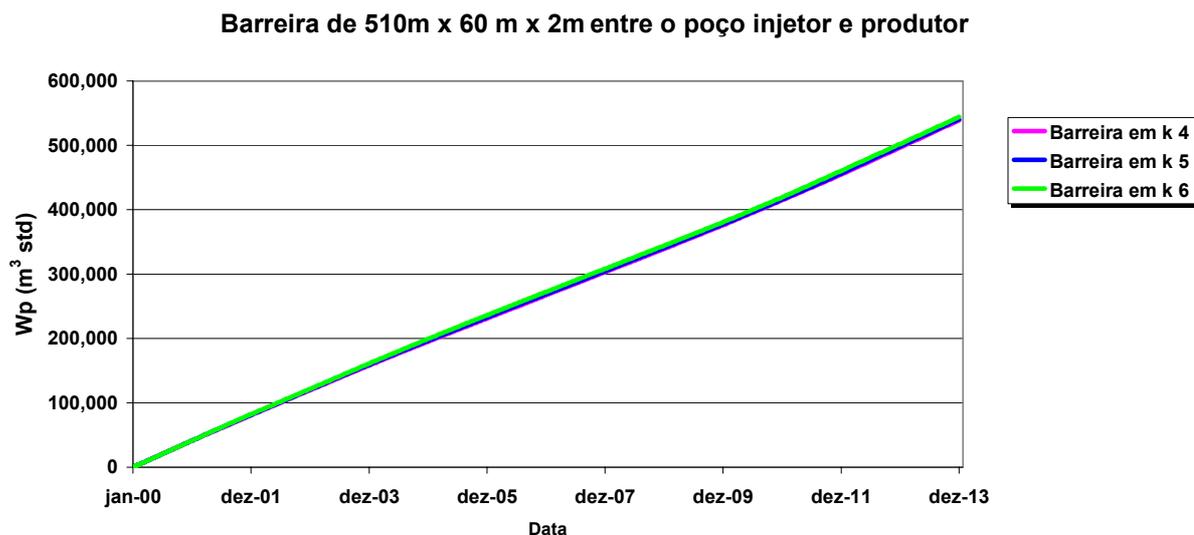


Figura 8-7: Produção acumulada de água versus tempo – barreira de 510m x 60m x 2m

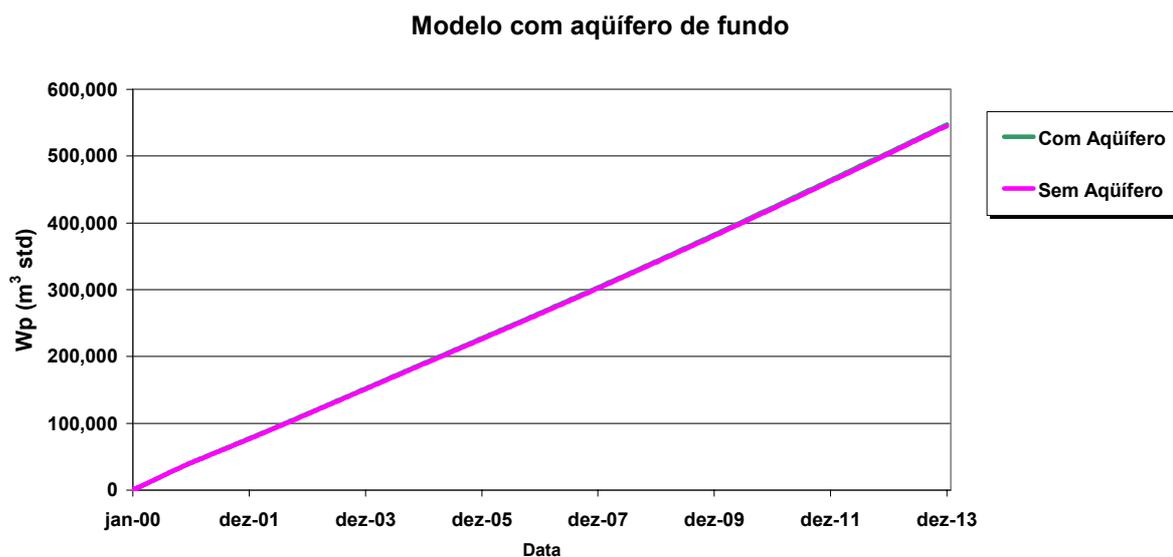


Figura 8-8: Produção acumulada de água versus tempo- aquífero