

Tese de Doutorado

ESTUDO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO POR DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR INJEÇÃO DE VAPOR

Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal, fevereiro de 2008



Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Centro de Tecnologia

Departamento de Engenharia Química

Programa de Pós Graduação em Engenharia Química



Tese de Doutorado:

**ESTUDO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO POR
DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR
INJEÇÃO DE VAPOR**

M. Sc. Eng. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal, Fevereiro / 2008

Tese de doutorado

**ESTUDO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO POR
DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR
INJEÇÃO DE VAPOR**

M. Sc. Jennys Lourdes Meneses Barillas

*Tese de Doutorado 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 Doutor em Ciências.*

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses - Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. Tese de doutorado, 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: Prof.: Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior, Professor e Prof. Dr. Wilson da Mata

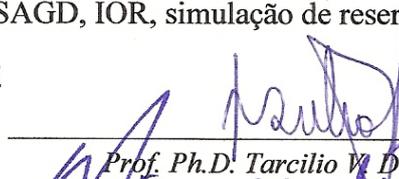
RESUMO

O processo de drenagem gravitacional com injeção contínua de vapor (SAGD) envolve dois poços horizontais paralelos localizados em uma mesma vertical, onde o poço superior é usado como injetor de vapor e o inferior como produtor. A força dominante neste processo é a gravitacional. Este método de recuperação avançada tem sido demonstrado ser economicamente viável em projetos comerciais de recuperação de petróleo pesado e extra pesado, mas ainda não foi implementado no Brasil. O estudo desta tecnologia em reservatórios com características das bacias regionais é necessário para analisar como se adéqua o processo para minimizar a demanda de vapor obtendo a maior rentabilidade do processo. Neste estudo foi usado um modelo homogêneo com características de reservatórios do Nordeste Brasileiro. As simulações foram realizadas em um programa comercial da “Computer Modelling Group”, o “STARS”, módulo usado para realizar estudos de métodos de recuperação avançada de reservatórios de óleo. Neste trabalho, foi realizada uma otimização do vapor em reservatórios com diferentes características físicas e em diferentes cenários, através de uma análise técnico-econômica. Também foi estudada a injeção de vapor semi-contínua ou com paradas. Os resultados obtidos mostraram que é possível utilizar uma equação simplificada do valor presente líquido, que incorpora os ganhos e gastos na produção de óleo e os gastos na injeção de vapor, para otimizar a demanda do vapor obtendo um maior valor presente líquido no processo. Observou-se que o método (SAGD) pode ser ou não rentável dependendo das características do reservatório. Encontrou-se também que a necessidade de vapor pode ainda ser diminuída utilizando esquemas de injeção de vapor com paradas em intervalos de tempo otimizados, e isto permitiu minimizar as perdas de calor e melhorar a recuperação.

Palavras-Chave: SAGD, IOR, simulação de reservatórios, VPL, métodos térmicos.

Banca Examinadora

Presidente:

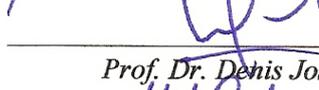


Prof. Ph.D. Tarcilio V. Dutra Jr. – UFRN

Membros:



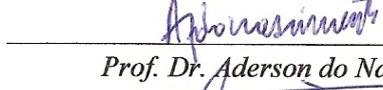
Prof. Dr. Wilson da Mata – UFRN



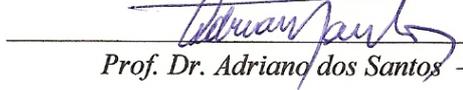
Prof. Dr. Denis José Schiozer – UNICAMP



Dra. Ana Paula de Araújo Costa – Petrobras



Prof. Dr. Aderson do Nascimento – UFRN



Prof. Dr. Adriano dos Santos – UFRN

Data de defesa da tese: 22 Fevereiro 2008

ABSTRACT

Steam assisted gravity drainage process (SAGD) involves two parallel horizontal wells located in a same vertical plane, where the top well is used as steam injector and the bottom well as producer. The dominant force in this process is gravitational. This improved oil recovery method has been demonstrated to be economically viable in commercial projects of oil recovery for heavy and extra heavy oil, but it is not yet implemented in Brazil. The study of this technology in reservoirs with characteristics of regional basins is necessary in order to analyze if this process can be used, minimizing the steam rate demand and improving the process profitability. In this study, a homogeneous reservoir was modeled with characteristics of Brazilian Northeast reservoirs. Simulations were accomplished with “STARS”, a commercial software from Computer Modelling Group, which is used to simulate improved oil recovery process in oil reservoirs. In this work, a steam optimization was accomplished in reservoirs with different physical characteristics and in different cases, through a technical-economic analysis. It was also studied a semi-continuous steam injection or with injection stops. Results showed that it is possible to use a simplified equation of the net present value, which incorporates earnings and expenses on oil production and expenses in steam requirement, in order to optimize steam rate and obtaining a higher net present value in the process. It was observed that SAGD process can be or not profitable depending on reservoirs characteristics. It was also obtained that steam demand can still be reduced injecting in a non continuous form, alternating steam injection with stops at several time intervals. The optimization of these intervals allowed to minimize heat losses and to improve oil recovery.

Key-words:

SAGD, IOR, reservoir simulation, VPL, thermal recovery.

Dedicatória

André Eduardo você é o melhor da minha vida.

Aos meus pais, meus irmãos, meus sobrinhos.

Agradecimentos

Para realizar um trabalho sempre é necessária 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:

Aos meus orientadores Prof. Tarcilio e Prof. Wilson, que com paciência, colaboração técnica e idéias me ajudaram na realização deste trabalho.

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 Química.

Ao PRH-ANP14 que financiou meu estudo de doutorado por meio de uma bolsa.

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 LEAP, NUPEG, PRH-ANP 14 que me deram também apoio técnico e a infraestrutura necessária para a elaboração do trabalho.

À Petrobras também pelo apoio técnico.

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

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

SUMÁRIO

Capítulo I

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

Capítulo II

2	Aspectos teóricos	7
2.1	Métodos avançados de recuperação de óleo (IOR).....	7
2.2	Processos térmicos de recuperação de petróleo	8
2.3	Injeção contínua de vapor	9
2.4	Injeção cíclica de vapor.....	10
2.5	Combustão “in situ”	11
2.6	Drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (Processo SAGD).....	11
2.6.1	Histórico de aplicação do processo SAGD em campo	14
2.6.2	Solvente expandido- SAGD (ES-SAGD).....	18
2.6.3	Extração com solvente – Vapex	18
2.7	Planejamento e otimização de experimentos	19
2.8	Análise técnico-econômica	23
2.8.1	Valor presente líquido	23

Capítulo III

3	Estado da arte	28
---	----------------------	----

Capítulo IV

4	Materiais e Métodos.....	33
4.1	Programa utilizado: Modulo “STARS”	33
4.2	Modelo da malha.....	33
4.3	Propriedades do reservatório.....	35
4.4	Propriedades da rocha	35
4.5	Viscosidade do óleo	35
4.6	Permeabilidades relativas	36

4.7	Descrição das condições de operação	37
4.8	Descrição dos casos a serem simulados	38

Capítulo V

5	Resultados e discussões	41
5.1	Modelos de reservatórios estudados.....	41
5.1.1	Sistema 1: modelo base reservatório sem aquífero numérico e sem capa de gás...	41
5.1.1.1	Comparação do processo SAGD e sem injeção de vapor.....	42
5.1.2	Sistema 2: Reservatório com aquífero numérico.....	43
5.1.3	Sistema 3: Reservatório com capa de gás.....	48
5.2	Estudo de sensibilidade dos atributos de reservatório.....	51
5.2.1	Sistema 1: Reservatório sem aquífero e sem capa de gás.....	52
5.2.1.1	Estudo de sensibilidade da vazão de vapor com os parâmetros de reservatório.	60
5.2.2	Sistema 2: Reservatório com aquífero de fundo.....	70
5.2.2.1	Estudo de sensibilidade da vazão de vapor com os parâmetros de reservatório.	75
5.2.3	Sistema 3: Reservatório com capa de gás.....	84
5.2.3.1	Estudo de sensibilidade da vazão de vapor com os parâmetros de reservatório.	87
5.2.4	Resumo da análise de sensibilidade	95
5.3	Análise dos parâmetros operacionais relativos ao vapor	96
5.3.1	Estudo de sensibilidade	96
5.3.2	Otimização do vapor.....	104
5.3.2.1	Análise técnico - econômica	106
5.3.2.2	Variação da espessura do reservatório.....	112
5.3.2.3	Análise do VPL de diferentes cenários dos três sistemas	115
5.4	Injeção de vapor com paradas no processo SAGD	130
5.4.1	Injeção de vapor com intervalos de paradas usando um limite máximo de produção de líquidos de 120 m ³ /dia com pressão no fundo do poço mínima de 193 kPa (28 psi)	130
5.4.1.1	Valor presente líquido do processo de injeção de vapor com paradas	145

5.4.2	Injeção de vapor com intervalos de paradas usando um limite máximo de produção de líquidos de 300 m ³ /dia com pressão no fundo do poço mínima de 193 kPa (28 psi)	145
5.4.2.1	Comparação do valor presente líquido	151
6	Conclusões e recomendações.....	153
6.1	Conclusões	153
6.2	Recomendações.....	154
7	Referências.....	156
8	Anexos	164
8.1	Comparação entre modelos de malha de 21840 e 44720 blocos	164
8.2	Comparação da pressão de fundo do poço entre modelos com e sem aquífero	164

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2-1: Conceito da drenagem de óleo assistida por gravidade..... 12

Figura 2-2: Conceito básico do processo ES-SAGD..... 18

Capítulo III

Capítulo IV

Figura 4-1: Modelo do reservatório 3D..... 34

Figura 4-2: Viscosidade do óleo..... 36

Figura 4-3: Permeabilidade relativa água-óleo e líquido – gás. 36

Figura 4-4: Mapa de saturação inicial de óleo no modelo base..... 37

Capítulo V

Figura 5-1: Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo - Comparação entre o modelo base com e sem injeção contínua de vapor. 43

Figura 5-2: Produção acumulada de água e vazão de água versus tempo - Comparação entre o modelo base com e sem injeção contínua de vapor. 43

Figura 5-3: Influxo de água e calor líquidos para o aquífero para determinados blocos dentro da malha do reservatório. 44

Figura 5-4: Comparação entre o modelo base com e sem aquífero- Produção acumulada de óleo e vazão de óleo em função do tempo. 45

Figura 5-5: Comparação entre o modelo base com e sem aquífero - Produção acumulada de água e vazão de água em função do tempo..... 46

Figura 5-6: Média da razão de mobilidades entre a água e o óleo, para os modelos com e sem aquífero. 47

Figura 5-7: Comparação da N_p no tempo entre os modelos sem e com aquífero. Poço produtor a 10,5 m da camada de água. 48

Figura 5-8: Diagrama ternário de saturações nos reservatórios com capa de gás de 5 m e 20 m no início da produção..... 49

Figura 5-9: Fator de recuperação versus tempo - Modelo com capa de gás sem injeção contínua..... 49

Figura 5-10: Óleo recuperado no tempo - Modelo com capa de gás.....	50
Figura 5-11: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados - Atributos do reservatório em três diferentes tempos de produção 5, 10 e 15 anos.	53
Figura 5-12: Permeabilidade do sistema água óleo, para diferentes K_{rwro}	55
Figura 5-13: Permeabilidades relativas do sistema água-óleo para duas saturações residuais da água (S_{wr}).....	56
Figura 5-14: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados - FR 15 anos de produção.....	61
Figura 5-15: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados - ROV 15 anos de produção.	62
Figura 5-16: Análise da interação entre a vazão de vapor (Q_v) e a permeabilidade horizontal (K_h) no FR e na ROV.....	63
Figura 5-17: Análise da interação entre a vazão de vapor (Q_v) e relação k_v/k_h (M_{kv}) no FR e na ROV.	65
Figura 5-18: FR e ROV em 5, 10 e 15 anos de produção - Interação entre a vazão de vapor (Q_v) e a porosidade (ϕ).	67
Figura 5-19: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados-Parâmetros de reservatório modelo com aquífero.	71
Figura 5-20: Diagrama de Pareto para o FR após 15 anos de produção - Modelo com aquífero.	76
Figura 5-21: Diagrama de Pareto da ROV em 15 anos de produção.	77
Figura 5-22: FR e ROV em 5, 10 e 15 anos de produção, interação entre a vazão de injeção (Q_v) e a permeabilidade horizontal (K_h) – Modelo com aquífero de fundo.	78
Figura 5-23: FR e ROV em 5, 10 e 15 anos de produção para a interação entre a vazão de injeção (Q_v) e a porosidade (ϕ) – Modelo com aquífero de fundo.....	80
Figura 5-24: Diagrama de Pareto em 5, 10 e 15 anos para o Fator de recuperação do óleo em um modelo com capa de gás.	85
Figura 5-25: FR e ROV após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a capa de gás e a vazão de vapor (Q_v).....	88
Figura 5-26: FR e ROV após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a permeabilidade horizontal (K_h) e a vazão de vapor (Q_v).	89
Figura 5-27: FR e ROV após 5, 10 e 15 anos de produção - Interação entre a porosidade (ϕ) e a vazão de vapor (Q_v).....	91
Figura 5-28: Diagrama de Pareto- Parâmetros operacionais- Fator de recuperação após 5, 10 e 15 anos de produção.....	97

Figura 5-29: Superfície de resposta da ROV e do FR após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a qualidade do vapor (X_v) e a vazão de vapor (Q_v).	99
Figura 5-30: Superfície de resposta da ROV e do FR após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a temperatura do vapor (T) e a vazão de vapor (Q_v).	100
Figura 5-31: Superfície de resposta da ROV e do FR após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a temperatura do vapor (T) e a qualidade do vapor (X_v).	103
Figura 5-32: Produção acumulada de óleo no tempo-Espessura da zona de óleo 30 m - Diferentes vazões de injeção de vapor.	105
Figura 5-33: Diagrama de pareto para o VPL em 5, 10 e 15 anos de produção.	107
Figura 5-34: VPL em função do tempo - Variação do custo de produção do óleo (F_p).	108
Figura 5-35: VPL em função do tempo - Variação da relação de custo entre o vapor gerado e o óleo produzido (C_1).	110
Figura 5-36: VPL em função do tempo - Variação da taxa de desconto anual (k).	111
Figura 5-37: VPL em função do tempo - Variação do preço do petróleo ($X_{\text{óleo}}$).	112
Figura 5-38: Valor presente líquido em função do tempo - Variação da espessura do reservatório.	113
Figura 5-39: Comparação do valor presente líquido versus o volume poroso injetado em três espessuras de reservatório: 15, 20 e 30m - Vazão de injeção ótima.	114
Figura 5-40: Razão óleo/vapor no tempo para os três modelos de reservatório otimizados. .	115
Figura 5-41: VPL versus tempo para a simulação Exp 3 – h da zona de óleo 15m.	117
Figura 5-42: VPL versus tempo para a simulação Exp 11 – h da zona de óleo 15m.	117
Figura 5-43: VPL versus tempo para a simulação Exp 30 – h da zona de óleo 15m.	118
Figura 5-44: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para uma zona de óleo de 15m.	118
Figura 5-45: VPL versus tempo para a simulação Exp 35 – h da zona de óleo 30m.	119
Figura 5-46: VPL versus tempo para a simulação Exp 43 – h da zona de óleo 30m.	120
Figura 5-47: VPL versus tempo para a simulação Exp 42 – h da zona de óleo 30m.	120
Figura 5-48: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para uma zona de óleo de 30m.	121
Figura 5-49: Otimização do vapor através do VPL do modelo base com aquífero ($h_{\text{óleo}}=20\text{m}$).	122
Figura 5-50: VPL versus tempo para a simulação Exp 3 – h da zona de óleo 15m – Modelo com aquífero.	123

Figura 5-51: VPL versus tempo para a simulação Exp 27 – h da zona de óleo 15m – Modelo com aquífero.	123
Figura 5-52: VPL versus tempo para a simulação Exp 30 – h da zona de óleo 15m – Modelo com aquífero.	124
Figura 5-53: VPL versus tempo para a simulação Exp 35 – h da zona de óleo 30m – Modelo com aquífero.	124
Figura 5-54: VPL versus tempo para a simulação Exp 63 – h da zona de óleo 30m – Modelo com aquífero.	125
Figura 5-55: VPL versus tempo para a simulação Exp 42 – h da zona de óleo 30m – Modelo com aquífero.	125
Figura 5-56: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para uma zona de óleo de 30m em um modelo com aquífero.	126
Figura 5-57: Otimização do vapor do modelo base com capa de gás.	127
Figura 5-58: VPL versus tempo para a simulação Exp 2 – Modelo com capa de gás.	128
Figura 5-59: VPL versus tempo para a simulação Exp 6 – Modelo com capa de gás.	128
Figura 5-60: VPL versus tempo para a simulação Exp 5 – Modelo com capa de gás.	129
Figura 5-61: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para reservatório com capa de gás.	129
Figura 5-62: Comparação da produção acumulada de óleo com injeção alternada de vapor, 1 mês, 6 meses, 1 ano, 2 anos e o modelo base (IC).	131
Figura 5-63: Perda de calor total no reservatório para diferentes injeções de vapor alternadas (um período sim e outro período não).	132
Figura 5-64: Vazão de produção de óleo no tempo.	133
Figura 5-65: Mapa de temperatura em 6 meses, 1 ano, 2 anos e 3 anos para o modelo de injeção contínua de vapor.	135
Figura 5-66: Mapa de temperatura em 6 meses, 1 ano, 2 anos e 3 anos para o modelo de injeção c/6meses.	136
Figura 5-67: Mapa das perdas de calor na camada subjacente do reservatório em J/dia para 1, 2 anos e 16 anos de produção. Modelo de injeção c/6meses (J/dia) (esquerda) e modelo de injeção contínua (direita).	138
Figura 5-68: Produção acumulada de água no tempo.	139
Figura 5-69: Vazão de água no poço produtor no tempo.	140
Figura 5-70: Pressão no fundo do poço produtor no tempo.	141
Figura 5-71: Temperatura e viscosidade no bloco 11, 21, 17 – centro do poço produtor.	142

Figura 5-72: Razão de vapor – óleo acumulada em 16 anos para cada período estudado.	143
Figura 5-73: Produção acumulada de óleo em 16 anos para cada período estudado.	143
Figura 5-74: Perdas de calor em 16 anos para cada período estudado.	144
Figura 5-75: Valor presente líquido obtido para diferentes esquemas de injeção de vapor com paradas.	145
Figura 5-76: Vazão de produção de líquidos (água + óleo) no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m ³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).	146
Figura 5-77: Pressão no fundo do poço produtor no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m ³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).	147
Figura 5-78: Pressão em um bloco do produtor no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m ³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).	148
Figura 5-79: Produção acumulada de óleo no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m ³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).	149
Figura 5-80: Vazão de produção de óleo no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m ³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).	149
Figura 5-81: Vazão de produção de óleo no tempo - Comparação sistema de IC e sistema com paradas cada 6 meses. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m ³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).	150
Figura 5-82: Comparação do valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes esquemas de injeção de vapor com paradas.	151
Figura 8-1: Comparação da Produção acumulada de óleo, água (Np, Wp), da vazão de produção, da pressão do fundo do poço, e da pressão no bloco no tempo dos modelos de reservatórios.	164
Figura 8-2: Comparação da pressão no fundo do poço produtor dos modelos com e sem aquífero.	165

LISTA DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Tabela 2-1: Dados operacionais de projetos SAGD reportados na literatura.....	16
Tabela 2-2: Características dos reservatórios e fluidos de aplicações do processo SAGD.....	17
Tabela 2-3: Planejamento 2^2 do efeito de um catalisador e da temperatura no rendimento de uma reação.	20

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4-1: Modelos da malha.	34
Tabela 4-2: Propriedades do reservatório.....	35
Tabela 4-3: Propriedades da rocha.	35
Tabela 4-4: Condições de operação no processo SAGD.....	37

Capítulo V

Tabela 5-1: Parâmetros de reservatório e operacionais utilizados no modelo base.	41
Tabela 5-2: Características do modelo de reservatório com capa de gás.	48
Tabela 5-3: Atributos de reservatório.....	51
Tabela 5-4: Modelo de estudo da espessura da zona de óleo	51
Tabela 5-5: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo sem aquífero e sem capa de gás - Espessura da zona de óleo 15 m.	58
Tabela 5-6: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo sem aquífero e sem capa de gás - Espessura da zona de óleo 30 m	59
Tabela 5-7: Intervalo de estudo de parâmetros de reservatório e vazão de vapor injetada.	60
Tabela 5-8: Simulações realizadas no estudo da vazão de vapor injetada e os parâmetros de reservatório e fator de recuperação em 15 anos de produção.	69
Tabela 5-9: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo com aquífero sem capa de gás. Espessura da zona de óleo 15 m.	73

Tabela 5-10: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo com aquífero sem capa de gás. Espessura da zona de óleo 30m	74
Tabela 5-11: Intervalo de estudo de parâmetros de reservatório e vazão de vapor injetada - sistema com aquífero de fundo.	75
Tabela 5-12: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção para as simulações realizadas no modelo com aquífero - Parâmetros de reservatório e vazão de injeção de vapor. Espessura do reservatório de 15m.	82
Tabela 5-13: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção para as simulações realizadas no modelo com aquífero - Parâmetros de reservatório e vazão de injeção de vapor. Espessura do reservatório de 30m.	83
Tabela 5-14: Parâmetros analisados no modelo com capa de gás na otimização do vapor	84
Tabela 5-15: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção para as simulações realizadas no modelo com capa de gás.	86
Tabela 5-16: Simulações realizadas no modelo com capa de gás na otimização do vapor- Espessura da capa de gás 5m	93
Tabela 5-17: Simulações realizadas no modelo com capa de gás na otimização do vapor- Espessura da capa de gás 20 m.	94
Tabela 5-18: Influência das variáveis de incerteza do reservatório no fator de recuperação de óleo.....	95
Tabela 5-19: Parâmetros operacionais.....	96
Tabela 5-20: Intervalo dos parâmetros de VPL analisados	106
Tabela 5-21: Valores utilizados para o cálculo do VPL.....	112
Tabela 5-22: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo sem aquífero e sem capa de gás - Espessura da zona de óleo 15 m.	116
Tabela 5-23: Cenários estudados no modelo com aquífero para a análise de VPL, reservatórios de 15 e 30m de zona de óleo.	122
Tabela 5-24: Cenários estudados no modelo com capa de gás para a análise de VPL.	127
Tabela 5-25: Esquemas interrompidos de injeção no processo SAGD.	130

Lista de símbolos

Lista por ordem alfabética

B	Expoente da equação de Cardwell e Parsons para permeabilidades relativas, $K_r=S^b$	
C	Capacidade calorífica da rocha	J/(m ³ *°C)
C ₁	Relação preço do vapor/preço do óleo (Y _{vapor} /X _{óleo})	
Cinicial	Custo de investimento inicial	US\$
Dwoc	Contato água óleo	m
F ₁	Relação entre o custo de produção e preço de venda do óleo	
Fp	Denominado fator de produção líquido (Fp=1-F ₁)	
FR	Fator de recuperação do óleo, ou óleo recuperado com respeito ao VOIP	%
g	Constante gravitacional (9,8 m/s ²)	m/s ²
H	Altura da câmara de vapor	m
Hgás	Espessura da capa de gás	m
Hóleo	Espessura da zona de óleo no reservatório	m
Hvapor	Altura da câmara de vapor	m
K	Condutividade térmica da rocha	J/(m*s*°C)
K	Permeabilidade absoluta	mD, m ²
k	Taxa de desconto anual	
Kh	Permeabilidade horizontal (i, j)	mD
Ko	Permeabilidade efetiva ao óleo	mD
Krg	Permeabilidade relativa ao gás	
Kro	Permeabilidade relativa ao óleo	
Krw	Permeabilidade relativa à água	
Krwro	Permeabilidade relativa à água na saturação residual do óleo	
Kv	Permeabilidade vertical	mD
M	Coefficiente adimensional que relaciona a viscosidade com a temperatura em forma empírica	
Mkv	Relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal (Kv/Kh)	
Np	Produção acumulada de óleo	m ³
ΔNpanual	Produção anual acumulada de óleo	m ³
Pinj	Pressão de injeção	MPa
Q	Vazão volumétrica de óleo	m ³ /dia
Qv	Vazão de injeção de vapor	m ³ /dia ou t/dia
RCFt	Fluxo de caixa anual	US\$
RVOac	Razão anual entre o vapor injetado e o óleo produzido	t/m ³ ou m ³ /m ³
Sl	Saturação da fase líquida	
So	Saturação inicial do óleo	
Sor	Saturação residual do óleo	
Sw	Saturação inicial da água	
Swr	Saturação residual da água	
T	Temperatura	°C, K
T	Tempo	s ou anos
T*	Temperatura adimensional, ((T-T _R)/(T _S -T _R))	
t*	Tempo adimensional, ((u ² *t)/α)	
T _R	Temperatura do reservatório	°C, K
T _S	Temperatura da interface com a câmara de vapor	°C, K

U	velocidade	m/s	
V _{inj}	Quantidade de vapor injetado anualmente	m ³ ou t	
VOIP	Volume original de óleo “in place”	m ³	
V _{Pinj}	Volume poroso injetado		
VPL	Valor presente líquido	US\$	
X	Distância no eixo “x”	m	
X _{óleo}	Preço do petróleo	US\$/m ³	ou
		US\$/bbl	
X _v	Qualidade ou título do vapor	adm	
Y	Distância no eixo “y”	m	
Y _{vapor}	Custo do vapor por tonelada	US\$/m ³	ou
		US\$/t	
Z	Altura de área de drenagem do reservatório	m	

Lista por palavras gregas e outros símbolos

ξ	Variável para medir a distância desde a frente de avanço	m
ξ^*	Variável adimensional para medir a distância desde a frente de avanço	m
α	Difusividade térmica, (K/(ρC))	m ² /s
ρ	Densidade da rocha	Kg/m ³
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
ν	Viscosidade cinemática do óleo na temperatura T	m ² /s
ν_R	Viscosidade cinemática do óleo na temperatura do reservatório	m ² /s
ν_s	Viscosidade cinemática do óleo na temperatura da interface com o vapor	m ² /s
ϕ	Porosidade efetiva do reservatório	Fração ou %
ΔS_o	Diferença entre a saturação inicial do óleo e a saturação residual do óleo	adm
μ	Viscosidade do óleo	cP, Kg/(m*s)

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

1 Introdução

O petróleo é uma das principais fontes de energia do mundo, ocupando no Brasil o primeiro lugar na matriz energética nacional. Por isso, tecnologias que envolvem o desenvolvimento e aplicação de técnicas capazes de aumentar a rentabilidade de campos petrolíferos são importantes e necessitam de estudos mais aprofundados. No Brasil, já foi alcançada a auto-suficiência na produção de petróleo, porém é necessário que as tecnologias dos processos avançados de recuperação do petróleo sejam continuamente estudadas para manter a produção atual e a até incrementá-la. Regionalmente, o Rio Grande do Norte conta com grandes reservas de petróleo pesado e 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, melhorando a produtividade e rentabilidade nos campos e sua rentabilidade.

Para melhorar a capacidade de escoamento e aumentar a recuperação dos óleos pesados têm sido desenvolvidos diferentes métodos térmicos. Os mais utilizados envolvem injeção de vapor, por ser mais seguro e eficiente que outros processos como combustão “in situ” ou injeção de água. O vapor é usado com o intuito de reduzir a viscosidade do óleo em consequência melhorar a mobilidade da fase no meio poroso de forma a conseguir um escoamento mais eficiente até o poço produtor.

O avanço recente de certas tecnologias como “MWD” (em inglês *measuring while drilling*), medindo enquanto perfura, tem facilitado o desenvolvimento de novas tecnologias de produção que envolvem poços horizontais. Entre estas novas tecnologias se encontram processos como: drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (SAGD), solvente expandido ES-SAGD e extração com solvente VAPEX, o que tem melhorado significativamente o contato dos fluidos, as eficiências de varrido, a produção de óleo, e reduzido os custos de produção.

O processo SAGD (“*steam assisted gravity drainage*”) é um derivado da injeção contínua de vapor e está sendo muito utilizado atualmente em países com reservas de óleo

pesado ou extra-pesado, devido às altas eficiências de recuperação encontradas no sistema. Este método envolve dois poços horizontais paralelos localizados em uma mesma vertical; o poço superior é usado como injetor de vapor e se recomenda que esteja próximo do inferior, que é o produtor de óleo. A força dominante neste processo é a gravitacional. 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. Esta tecnologia está sendo atualmente muito estudada em função da alta recuperação de óleos pesados e devido à possibilidade de ser mais eficiente que a injeção contínua de vapor, o que pode permitir maiores recuperações do óleo de um reservatório.

O processo SAGD ou drenagem de óleo com assistência de vapor se apresenta como uma alternativa bem apropriada já que usa o calor para a diminuição da viscosidade do óleo e utiliza poços horizontais o que permite uma maior produção e deslocamento dos fluidos, em especial do óleo. Este processo oferece uma cobertura de vapor mais sistemática para o reservatório, proporciona maior contato de volume de óleo e, adicionalmente, neste processo o óleo mantém-se quente durante a produção do poço o que permite aumentar a sua recuperação. Com este processo é possível aumentar em mais de 10% o fator de recuperação de reservatórios de óleos pesados (Rose e Deo, 1995; Serhat e Bagci, 2001).

Este processo já foi comercialmente aplicado no Canadá e na Venezuela, obtendo-se uma elevada recuperação de óleo (as recuperações obtidas neste processo podem oscilar entre 50-70% do volume de óleo inicial ou “*in place*”). No Brasil ainda não foi aplicado este tipo de processo, mas a tecnologia inicialmente 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, mas sempre é necessária uma avaliação da área onde pode ser implantado o projeto para verificar se o método é o mais conveniente e o que obtém a melhor vantagem técnico-econômica.

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. O passo inicial deste tipo de estudo é a simulação numérica, que permitirá uma avaliação técnica da aplicação deste método.

O objetivo principal deste trabalho é aplicar o processo SAGD em um modelo de reservatório homogêneo que contenha como características principais do reservatório as da região do Nordeste para verificar através de uma análise técnico-econômica a adequação do método minimizando as necessidades de vapor e aumentando a rentabilidade do processo.

Para cumprir com o objetivo principal foi necessário:

- Realizar um estudo de sensibilidade de alguns dos parâmetros mais relevantes do reservatório;
- Obter uma função de valor presente líquido que dependa de fatores como: produção acumulada de óleo, injeção de vapor, custos do vapor, custos de produção, preço do óleo e taxa de desconto anual;
- Analisar o valor presente líquido para diferentes cenários;
- Otimizar a quantidade de vapor injetada de vapor para diferentes cenários;
- Diminuir as perdas de calor no processo através de uma injeção semi-contínua de vapor;

Os modelos foram analisados em um programa comercial de processos térmicos, conhecido como “STARS” da firma “Computer Modelling Group” que tem sede no Canadá. Este módulo é um simulador trifásico de múltiplos componentes foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, entre as quais se encontra a injeção de vapor.

Esta tese de doutorado está composta por sete capítulos, sendo esta introdução parte do **Capítulo I**. No **Capítulo II** se apresenta a teoria principal que envolve o processo de drenagem de óleo por diferencial gravitacional (processo SAGD) e, foi mostrada a dedução matemática das principais equações que regem o método. Foi descrita a equação que foi desenvolvida e utilizada na análise técnico-econômica para o cálculo de valor presente líquido. No **Capítulo III** foi apresentado um histórico dos trabalhos relacionados ao processo SAGD desde 1980 até a atualidade mostrando os principais tópicos de cada artigo científico que utilizou o método. O **Capítulo IV** apresenta o modelo de reservatório analisado e as principais considerações realizadas neste estudo, assim como também mostra as principais características do reservatório analisado, tais como: propriedades da rocha-reservatório, propriedades dos fluidos e da rocha-fluido, são oferecidas uma descrição das condições de operação e dos casos que foram simulados. No **Capítulo V** foram apresentados os resultados

obtidos, que foram discutidos à medida que foram apresentados. Foram comparados, quando possível, com alguns dos resultados obtidos na literatura. No **Capítulo VI** foram apresentadas as conclusões mais importantes obtidas neste trabalho e as recomendações para trabalhos futuros. E por último no **Capítulo VII** foram apresentadas as referências bibliográficas utilizadas no trabalho e os trabalhos publicados decorrentes desta tese de doutorado.

CAPÍTULO II: ASPECTOS TEÓRICOS

2 Aspectos teóricos

2.1 Métodos avançados de recuperação de óleo (IOR)

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, muitas vezes, quando a recuperação por métodos convencionais é pouco vantajosa. 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 surfactantes), 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, encontrando 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 ser divididos em três categorias:

- Métodos miscíveis;
- Métodos químicos;
- Métodos térmicos.

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. Neste trabalho serão de interesse os processos térmicos.

2.2 Processos térmicos de recuperação de petróleo

No mundo, existe ainda uma reserva grande de petróleo pesado e extra pesado, com as maiores reservas encontradas na Venezuela e no Canadá, no entanto no Brasil, o Rio Grande do Norte conta com grandes reservas de óleo pesado “*on shore*”. Em reservatórios com óleos pesados ou extrapesados que são muito viscosos, não é muito conveniente a utilização de métodos convencionais de recuperação, devido ao fato da alta viscosidade do óleo dificulta seu movimento dentro do meio poroso, deixando passar 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 sobressalentes: 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.

Os métodos de recuperação térmica de óleo são na maioria das vezes bem sucedidos. Isto pode ser devido a que a viscosidade é diminuída em grande proporção por estes processos. 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.

Diversas tecnologias têm sido desenvolvidas com o intuito de extrair o óleo pesado e extra-pesado encontrado nas diferentes jazidas petrolíferas. Processos como injeção de água quente, injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor e combustão “*in situ*”, têm sido

aplicados com sucesso no Brasil e no mundo. Devido ao avanço recente de certas tecnologias como “MWD”, medindo enquanto perfura, (measuring while drilling), se tem facilitado o desenvolvimento de novos métodos de recuperação, tais como os processos: drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (SAGD), solvente expandido ES-SAGD e extração com solvente VAPEX, o que tem melhorado significativamente o contato dos fluidos no poço, as eficiências de varrido, a produção de óleo, e reduzido os custos de produção.

2.3 Injeção contínua de vapor

A injeção de vapor como método de recuperação de óleo pesado tem sido utilizada por muitos anos em campos localizados em países como Estados Unidos, Canadá, Brasil e Venezuela. Este processo envolve a injeção de vapor proveniente de um poço injetor vertical que arrasta o óleo até um poço produtor de óleo.

Neste processo o vapor é injetado continuamente em um ou mais poços verticais, 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, 2003). Os fatores de recuperação de óleo neste processo podem chegar a 50% ou mais. Apesar de se obter altas recuperações a eficiência térmica neste processo é menor que na injeção cíclica de vapor (Nasr e Ayodele, 2005).

Recentes projetos para recuperação de óleo têm usado uma combinação de poços verticais e horizontais, mas ainda existem alguns problemas técnicos como a minimização do impacto da capa de gás e de influxo de água (Nasr e Ayodele, 2005).

Os métodos de injeção contínua e cíclica de vapor são frequentemente 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 aplicada 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 injeções cíclicas de vapor precedentes. Algumas das operações que envolvem injeção contínua de vapor que têm sido bem sucedidas estão localizadas na Indonésia e no Brasil (Farouq, 2003).

2.4 Injeção cíclica de vapor

A estimulação cíclica (também conhecida como huff n' puff) foi descoberta no leste da Venezuela por acidente em 1959 (Nasr e Ayodele, 2005). Neste processo, se injeta vapor com uma elevada pressão e temperatura. A alta pressão de injeção dilata ou fratura o reservatório e a alta temperatura ajuda a reduzir a viscosidade do óleo. A injeção cíclica se realiza em três etapas:

- Etapa 1, período de injeção: Vapor é injetado em um poço, por um determinado período de tempo (dias ou até semanas).
- Etapa 2, período de “soaking”: Depois do período de injeção, o poço permanece fechado por alguns dias, tempo chamado de período de “soaking”.
- Etapa 3, período de produção: por último o mesmo poço usado na injeção é usado para começar a produzir o óleo aquecido.

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 como principal vantagem o retorno rápido durante o período de produção, porém o fator de recuperação do óleo neste processo pode estar entre 10 e 20 % do volume original de óleo (Farouq, 2003).

Este processo pode utilizar tanto poços horizontais como verticais, dependendo da espessura da formação. A injeção cíclica de vapor tem sido usada em diversos campos petrolíferos com sucesso, como foi em um campo da província de Alberta, no Canadá, onde a viscosidade do óleo no reservatório é de cerca de 100.000 cP. Na Venezuela e no Brasil, nos campos de petróleo pesado também se usa com muito êxito este método de recuperação térmica. Na Califórnia é usado como primeira etapa antes da injeção contínua de vapor (Farouq, 2003). Recentemente, esta tecnologia também está sendo utilizada em poços horizontais, principalmente na Venezuela e na Província de Alberta (Canadá).

2.5 Combustão “in situ”

A combustão “*in situ*” se inicia por meio de injeção de ar aquecido, ocorrendo um processo de oxidação do óleo que é quem 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 necessária a injeção de ar frio e o processo tem continuidade (Briggs et al., 1987; Thomas et al., 2001). A frente de combustão empurra ou desloca os fluidos contidos no reservatório (incluindo gases injetados e resultantes da combustão) até o poço produtor. Neste processo se deve ter cuidado com parâmetros como temperatura da combustão e segregação gravitacional dos gases. No processo convencional são usados poços verticais, tal como na injeção de água ou na injeção contínua de vapor.

Existe uma variação do processo de combustão “*in situ*” conhecida como THAI (Toe-to-Heel-Air-Injection) e neste processo se usa um poço horizontal como produtor e um poço vertical como injetor de ar. Neste processo ar é injetado em um poço vertical e a frente de combustão é criada, sendo o óleo queimado para gerar calor. O calor reduz a viscosidade do óleo dentro do reservatório, permitindo um fluxo pelo efeito gravitacional até o poço horizontal localizado na parte inferior da câmara de combustão. A frente de combustão varre desde o final do poço horizontal (*Toe*) até o início da curvatura onde começa a verticalidade do poço (*Heel*), o que permite altas recuperações de óleo de até 80% (Nasr e Ayodele, 2005).

2.6 Drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (Processo SAGD)

O processo de drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (processo SAGD) e suas variações são tecnologias consideradas atualmente eficazes na recuperação de óleo pesado e de areias betuminosas.

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 separados verticalmente por uma distância, recomendada de 5m, onde o poço superior serve como injetor de vapor e o inferior recolhe a água da formação, a água condensada e o óleo aquecido. A força gravitacional é a força atuante neste processo. 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, 1991), como é observado na Figura 2-1. A temperatura dentro da câmara se torna essencialmente igual à temperatura do vapor injetado. O vapor condensa na interface com o óleo frio e calor é transferido ao óleo. Então, o óleo aquecido e a água condensada drenam por gravidade, até o produtor horizontal localizado na parte inferior do reservatório.

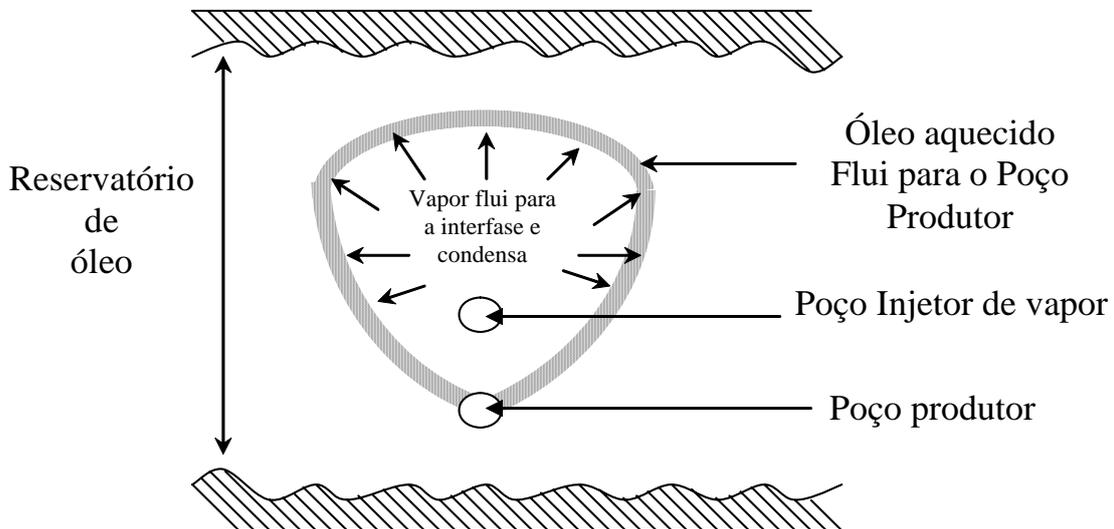


Figura 2-1: Conceito da drenagem de óleo assistida por gravidade.

(Butler, 1991).

Neste processo a câmara de vapor começa a crescer para cima até o topo do reservatório e depois se estende em forma horizontal (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. Este processo depende principalmente da diferença de densidades entre a câmara de vapor e da fase líquida, também da permeabilidade efetiva vertical do reservatório (Nasr e Ayodele, 2005)

Butler (1991) desenvolveu a teoria de recuperação de óleos pesados pelo processo SAGD. A Eq (2.1), mostra a relação entre a vazão de óleo e os parâmetros do reservatório, segundo a teoria inicial de recuperação por SAGD.

$$q = \sqrt{\frac{1,5 \cdot \phi \cdot \Delta S_o \cdot k_o \cdot g \cdot \alpha \cdot h_{vapor}}{m \cdot v_s}} \quad (2.1)$$

$$\frac{\nu_s}{\nu} = \left(\frac{T - T_R}{T_s - T_R} \right)^m \quad (2.2)$$

$$m = \left[\nu \cdot \int_{T_R}^{T_s} \left(\frac{1}{\nu} - \frac{1}{\nu_s} \right) \cdot \frac{dT}{T - T_R} \right]^{-1} \quad (2.3)$$

Nas Equações (2.1), (2.2) e (2.3):

q: Vazão do óleo drenado

ϕ : Porosidade

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

k_o : 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.

ν_s : Viscosidade cinemática do óleo na temperatura da interface com o vapor

ν : Viscosidade cinemática do óleo na temperatura T

T_s : Temperatura da interface com a câmara de vapor

T_R : Temperatura do reservatório

Segundo Serhat e Bagci, (2001) as conseqüências desta teoria podem ser 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. Comparado ao processo de injeção contínua convencional, o SAGD apresenta uma vantagem muito significativa: na injeção contínua o óleo é empurrado para uma zona fria, e a sua mobilidade

baixa à medida que se afasta da zona de vapor. Porém 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, 2001).

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. O desempenho do processo SAGD pode ser significativamente afetado pela seleção da geometria e pelos parâmetros operacionais. Exemplos disto podem ser: a distância vertical entre os poços, o comprimento horizontal, tanto do poço injetor quanto do produtor, os folhelhos, a permeabilidade, a viscosidade, o aquífero e a capa de gás entre outros.

2.6.1 Histórico de aplicação do processo SAGD em campo

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 unidade foi instalada pela AOSTRA (Alberta Oil Sands Technology and Research). Esta primeira operação de campo foi bem sucedida e levou à implantação do processo em outros campos de óleo pesado e betume, tanto no Canadá como na Venezuela. Na Tabela 2-1 se apresentam os dados operacionais e na Tabela 2-2 as principais características dos reservatórios e dos fluidos obtidos em alguns dos projetos reportados na literatura.

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, e também no campo de Tia Juana, na Venezuela.

Dos projetos realizados, alguns foram bem sucedidos e outros não, estes insucessos podem ser devidos às incertezas 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.

Neste trabalho o reservatório utilizado baseou alguns dos parâmetros operacionais e de reservatório em dados obtidos destas tabelas. Por exemplo, a distância entre poços foi fixada em 5m e o comprimento dos poços foi fixada em 510m, que estão dentro dos trabalhos de campo já publicados.

Com o avanço da perfuração horizontal e o intuito de melhorar a eficiência térmica do processo SAGD, outros processos já estão sendo estudados, exemplos disto são o processo de “solvente expandido SAGD” ou “expanding solvent SAGD” (ES-SAGD) e o processo Vapex.

Tabela 2-1: 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 et al., 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
Distancia entre o produtor e a base da zona de óleo (m)	0,5	2 a 5	--	--	--	--	2 a 5	3	--	--	--
Distancia entre o produtor e o injetor (m)	5	5 a 7	5 a 7	--	--	5	5 a 7	5	6	5	5
Distancia entre pares de pocos (m)	100	135	--	--	--	150	--	100	100	90	--
Vazão de injeção (t/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	--	--	--
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 2-2: 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 et al., 1995)	UTF (Edmunds et al. 1991)
Viscosidade do óleo a T do Reservatório	2x 10 ⁶	5000	190000	70000	50000 a 1MM	--	300000	20.000	26000	26.000	1 a 5x10 ⁶
°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	--

2.6.2 Solvente expandido- SAGD (ES-SAGD)

Este processo é uma combinação da injeção de solvente com vapor no qual são aproveitados os benefícios do calor oferecido pelo vapor e da miscibilidade do solvente na recuperação de óleos pesados e/ou betuminosos. Esta é uma nova patente que já tem sido testada em campo e tem resultado em um melhoramento das vazões de produção de óleo e na razão óleo-vapor (ROV), tendo uma necessidade energética e de água menor que o processo convencional SAGD. O conceito básico do processo ES-SAGD pode ser observado na Figura 2-2. A idéia neste processo é injetar um aditivo de hidrocarboneto em baixa concentração em conjunto com o vapor, em um processo onde a força dominante é a gravidade. O aditivo é selecionado de forma tal que possa se evaporar e condensar nas condições da fase água. Desta forma, o solvente pode condensar junto ao vapor na interface da câmara formada pelo vapor. O hidrocarboneto adicionado é injetado em forma de vapor. O solvente condensado se dilui no óleo e ajudado com o calor reduz a sua viscosidade no reservatório (Nasr e Ayodele, 2005).

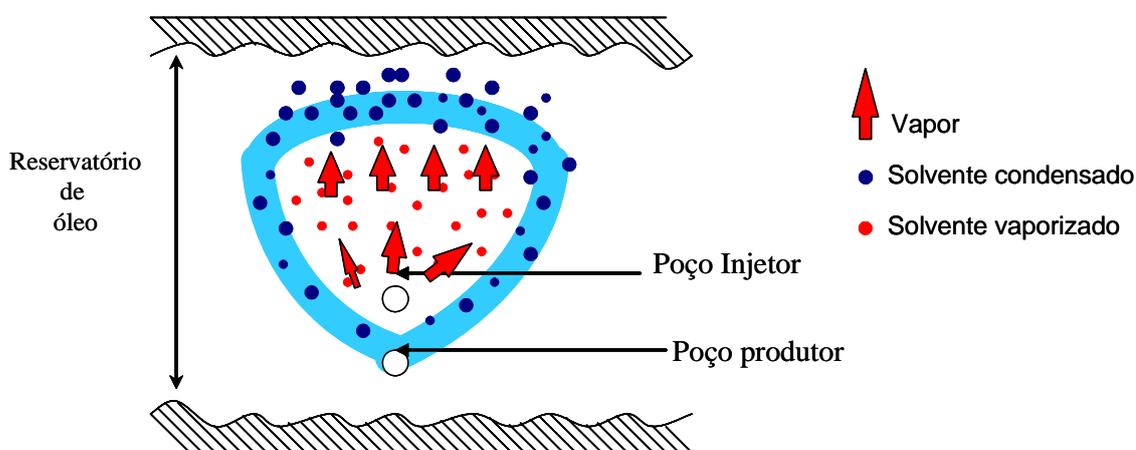


Figura 2-2: Conceito básico do processo ES-SAGD.

2.6.3 Extração com solvente – Vapex

Este é um processo não térmico que também é similar ao SAGD, exceto que em vez de se utilizar vapor no poço injetor é usado somente um hidrocarboneto ou uma mistura deles vaporizado como solvente. O solvente se difunde no óleo promovendo uma redução da viscosidade, permitindo um deslocamento do óleo até o poço produtor. Neste processo é

necessário manter o solvente na fase vapor, o mais perto possível da pressão de vapor. A vantagem adicional deste processo é que o solvente ajuda a melhorar a qualidade do óleo produzido devido a que ocorre no processo uma de-asfaltenização. Uma desvantagem deste processo é a baixa produção de óleo quando comparada ao SAGD.

2.7 Planejamento e otimização de experimentos

Normalmente a estatística é lembrada quando se têm grandes quantidades de informação, e a atividade estatística mais importante não é a análise dos dados e sim os planejamentos dos experimentos em que esses dados devem ser obtidos, por isso um bom planejamento consiste em projetar experimentos de forma tal que ele seja capaz de oferecer a informação que se está procurando (Barros Neto et. al, 2003).

No planejamento de qualquer experimento o primeiro que deve ser realizado é decidir quais os fatores e as resposta de interesse no estudo. Os fatores normalmente podem ser as variáveis que podem ser controladas ou atributos de incerteza de um sistema, e podem ser qualitativos ou quantitativos. As respostas são as variáveis de saída do sistema nas quais se tem interesse, e que poderão ser afetadas por modificações devido a mudanças nos fatores, estas respostas também podem ser qualitativas ou quantitativas.

Um planejamento fatorial completo considera as possíveis combinações que se podem obter entre os diferentes fatores que serão analisados. Por exemplo, se os fatores são: temperatura e concentração de HCL, o número de experimentos pode ser 4, realizando uma análise linear em dois níveis: mínimo (-1) e máximo (+1), mas quando se acrescenta outra variável como o tipo de catalisador, as possíveis combinações entre os níveis mínimo e máximo das variáveis pode aumentar até 8, e a cada nova variável as simulações ou experimentos dobram ($2^2=4$, $2^3=8$, $2^4=16$, $2^5=32$, $2^6=64, \dots, 2^k$). Se as variáveis são muitas podem ser utilizados planejamentos fatoriais fracionados que permitem fazer uma triagem para se conhecer as principais variáveis que afetam o processo. Se existem 4 níveis em um fator e 3 em outro são necessários $4 \times 3 = 12$ ensaios diferentes e o planejamento será chamado de **fatorial 4 x 3**. Em geral se houver n_1 níveis do fator 1, n_2 do fator 2, ..., n_k do fator k, o planejamento será um fatorial $n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$. Isso não necessariamente significa que serão realizados apenas $n_1 \times \dots \times n_k$ experimentos, já que esse é o número mínimo de

ensaios requeridos para um planejamento fatorial completo. Se for necessário estimar o erro experimental podem ser necessários ensaios repetidos o que aumentaria o numero de experimentos. O planejamento mais simples é aquele em que todos os fatores são estudados apenas em dois níveis, e pode ser chamado de planejamento fatorial 2^k .

Por exemplo, a Tabela 2-3 mostra um planejamento fatorial 2^2 , para estudar o efeito da temperatura e de um tipo de catalisador sobre o rendimento da reação (Barros Neto et. al, 2003). Segundo esta tabela quando se utiliza o catalisador A e a temperatura aumenta de 40 °C até 60°C (exp. 1 e 2), o rendimento médio se incrementa de 59% para 90%, isto mostra um aumento de 31%. Analisando o tipo catalisador B (exp. 3 e 4) pode ser observado que a resposta do rendimento aumenta 14% (de 54 para 68%). Os resultados mostram que o aumento de temperatura tem o efeito maior no rendimento que a mudança de catalisador, pelo que pode ser considerado o efeito principal do processo. Mas os resultados também mostram que o rendimento do catalisador depende da temperatura, a 40°C (exp. 1 e 3) se observa que a mudança do catalisador promove uma diminuição do rendimento da reação em 5%. A 60 °C (exp 2 e 4) a redução do rendimento é de 22%. Então pode ser observado que estas variáveis dependem uma da outra, e se diz que estas variáveis interagem, e o efeito da interação pode ser calculado.

Tabela 2-3: Planejamento 2^2 do efeito de um catalisador e da temperatura no rendimento de uma reação.

Exp.	Temperatura (°C)	Catalisador	Rendimento médio (%)
1	40	A	59
2	60	A	90
3	40	B	54
4	60	B	68

O efeito principal (neste caso da temperatura) é por definição a média dos efeitos da temperatura nos dois níveis do catalisador. Usando a letra T para representar esse efeito, e sendo \bar{y}_i a resposta média observada no i-ésimo experimento, se pode escrever segundo a equação (2.4):

$$T = \frac{(\bar{y}_2 - \bar{y}_1) + (\bar{y}_4 - \bar{y}_3)}{2} \quad (2.4)$$

$$T = \frac{(90 - 59) + (68 - 58)}{2} = 22,5\%$$

Este valor de 22,5% mostra que o rendimento da reação sobe 22,5% em média quando a temperatura passa de seu nível inferior até o nível superior. Contudo, esta conclusão não está completa, já que anteriormente se observou que o catalisador e a temperatura interagem e é necessário incluir também ao catalisador, então é necessária uma interpretação em conjunto dos fatores.

Nos planejamentos de dois níveis podem ser identificados os níveis superior e inferior com os sinais (+) e (-) respectivamente. Com esta nova notação pode ser observado na Tabela 2-3 que os experimentos 2 e 4 estão no nível máximo (+) e os ensaios 1 e 3 no nível mínimo (-). Esta atribuição também pode ser realizada em termos qualitativos como é o caso do catalisador, e neste exemplo o catalisador B está correspondendo ao nível máximo e não afetam os resultados. Então, a equação (2.4) pode ser reescrita como uma diferença entre duas médias nos níveis máximos e mínimos:

$$T = \frac{(\bar{y}_2 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_3)}{2} \quad (2.5)$$

$$T = \bar{y}_+ - \bar{y}_- \quad (2.6)$$

A equação (2.6) é válida para o cálculo de qualquer efeito principal de um planejamento experimental de dois níveis.

Para o cálculo do efeito do catalisador será utilizada a equação (2.6):

$$C = \bar{y}_+ - \bar{y}_- = \frac{(\bar{y}_3 + \bar{y}_4)}{2} - \frac{(\bar{y}_1 + \bar{y}_2)}{2} \quad (2.7)$$

$$C = -13,5\%$$

Pode ser observado que o efeito do catalisador é negativo o que significa que quando se troca o catalisador do A pelo catalisador B, o rendimento da reação cai em 13,5% em média. Se a escolha dos níveis do catalisador tivesse sido ao contrário (catalisador A nível máximo (+) e catalisador B nível mínimo (-)), a resposta seria um incremento de 13,5% ao

mudar de catalisador. Mas na prática a conclusão é a mesma, o rendimento do catalisador B é menor em 13,5% em média que o catalisador A.

Se não existisse interação, o efeito da temperatura deveria ser o mesmo, em ambos catalisadores, mas já se observou que não é assim, por isso existe a necessidade de avaliar a interação entre os dois fatores. O efeito da temperatura é +31% com o catalisador A e cai para +14% para o catalisador do tipo B. Como na ausência de interação estes parâmetros deveriam ser idênticos é possível tomar a diferença entre eles como uma medida da interação entre os fatores T e C. Na realidade, por uma questão de consistência com a definição dos outros efeitos, a metade da diferença é que é por definição o efeito de interação entre os dois fatores. Usando TxC para representar a interação dos efeitos, é possível escrever:

$$TxC = \left(\frac{\bar{y}_4 - \bar{y}_3}{2} \right) - \left(\frac{\bar{y}_2 - \bar{y}_1}{2} \right) = \left(\frac{\bar{y}_1 + \bar{y}_4}{2} \right) - \left(\frac{\bar{y}_2 + \bar{y}_3}{2} \right) \quad (2.8)$$

$$TxC = TC = \frac{14 - 31}{2} = -8,5\%$$

As equações (2.5), (2.7) e (2.8) mostram que para calcular qualquer efeito se usam todas as respostas observadas. Cada efeito é a diferença de duas médias, metade das observações contribui para uma das médias, e a metade restante aparece na outra média. Esta característica é importante nos planejamentos fatoriais de dois níveis (Barros Neto et. al, 2003).

No mercado, já se têm a disposição diferentes programas que permitem o cálculo dos efeitos principais e da interação entre duas ou três variáveis. Estes programas têm surgido devido à necessidade de eliminar o erro humano ao trabalhar com uma quantidade muito grande de dados e respostas. Interações entre mais de três variáveis podem ser analisadas através de redes neurais, mas neste estudo não serão considerados efeitos entre mais de três variáveis, devido ao fato de que são mais complexos e precisam de programas mais elaborados.

O programa computacional que será utilizado na análise dos efeitos principais e suas interações será o STATITICA 6.0 que permite fazer cálculos estatísticos, gráficos, e

procedimentos para manipular experimentos com o intuito de analisar dados e respostas obtidas de diferentes sistemas, inclusive de aplicação em engenharia.

Para analisar os parâmetros ou fatores envolvidos no processo também foi utilizada a metodologia de superfícies de resposta (ou RSM de Response Surface Methodology) que é uma técnica de otimização baseada em planejamentos fatoriais introduzida por G. E. Box nos anos cinquenta, e tem sido utilizada com sucesso em diferentes aplicações na modelagem de processos industriais e também na pesquisa acadêmica. Esta metodologia consta de duas etapas: modelagem e deslocamento, que são repetidas tantas vezes quantas forem necessárias, com o objetivo de atingir uma região ótima da superfície investigada. A modelagem pode ser realizada ajustando-se modelos simples, que podem ser lineares ou quadráticos, a respostas obtidas de planejamentos fatoriais. O deslocamento se dá sempre ao longo do caminho de máxima inclinação de um determinado modelo, que é a trajetória na qual a resposta varia em forma mais significativa.

2.8 Análise técnico-econômica

2.8.1 Valor presente líquido

Neste trabalho foi necessária uma análise técnico-econômica para realizar a otimização do vapor em função da produção de óleo, do preço do óleo por barril e da relação entre o custo de geração de vapor e o preço de venda do petróleo, que foi realizada através do cálculo do valor presente líquido.

Para o cálculo do valor presente líquido (VPL) foi considerado: o preço de venda do petróleo, o custo de geração do vapor e o custo da produção do óleo, sem considerar custos relacionados ao capital inicial nem outros custos adicionais. O custo inicial pode ser acrescentado em qualquer momento o que modificaria o VPL no primeiro ano.

A Eq. (2.9) mostra o cálculo do VPL, esta equação foi mostrada no modelo estudado por Holcomb e Alcocer (1985).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{RCF_t}{(1+k)^t} - C_{inicial} \quad (2.9)$$

onde:

VPL: Valor presente líquido (US\$)

t: tempo (anos)

RCFt: Fluxo de caixa anual (US\$)

Cinicial: Custo de investimento inicial (US\$), não vai ser considerado neste estudo

k: Taxa de desconto anual

O fluxo de caixa pode ser calculado segundo a Eq. (2.10)

$$\begin{aligned} RCF_t = & \text{ganho na produção de óleo} (\$) \\ & - \text{gastos em produção} (\$) \\ & - \text{gastos de geração de vapor} (\$) \end{aligned} \quad (2.10)$$

$$\text{ganho na produção de óleo} = \Delta Np_{anual} * X_{\text{óleo}} \quad (2.11)$$

Onde:

ΔNp_{anual} = Produção anual acumulada de óleo (m³)

$X_{\text{óleo}}$ = Preço do petróleo (US\$/m³)

$$\text{gastos em produção} (\$) = F_1 \cdot \Delta Np_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} \quad (2.12)$$

onde:

F_1 : Relação entre o custo de produção e o custo do óleo

$$\text{gastos de geração de vapor} (\$) = V_{inj} \cdot Y_{vapor} \quad (2.13)$$

onde:

V_{inj} : Quantidade de vapor injetado anualmente (m³)

Y_{vapor} : Custo do vapor por tonelada (US\$/m³)

O custo de geração de vapor pode ser relacionado com o preço de petróleo, segundo a Eq. (2.14)

$$Y_{vapor} = C_1 \cdot X_{óleo} \quad (2.14)$$

Substituindo a Eq. (2.11), (2.12) e (2.13) na Eq. (2.10) se obtém a Eq. (2.15)

$$RCFt = \Delta Np_{anual} \cdot X_{óleo} - F_1 \cdot \Delta Np_{anual} \cdot X_{óleo} - Vinj \cdot Y_{vapor} \quad (2.15)$$

O custo de geração de vapor (Y_{vapor}) pode ser substituído na Eq. (2.15) pela Eq. (2.14):

$$\begin{aligned} RCFt &= \Delta Np_{anual} \cdot X_{óleo} - F_1 \cdot \Delta Np_{anual} \cdot X_{óleo} - Vinj \cdot C_1 \cdot X_{óleo} \\ RCFt &= (\Delta Np_{anual} - F_1 \cdot \Delta Np_{anual} - Vinj \cdot C_1) \cdot X_{óleo} \\ RCFt &= ((1 - F_1) \cdot \Delta Np_{anual} - Vinj \cdot C_1) \cdot X_{óleo} \end{aligned} \quad (2.16)$$

O volume injetado de vapor pode ser relacionado com o volume produzido através da relação da razão entre o óleo produzido anualmente (m^3) e volume injetado de vapor anualmente ($RVOac, m^3$), Eq. (2.17).

$$RVOac = \frac{Vinj}{\Delta Np_{anual}} \quad \rightarrow \quad Vinj = RVOac \cdot \Delta Np_{anual} \quad (2.17)$$

Substituindo a Eq. (2.17) dentro da Eq. (2.16):

$$\begin{aligned} RCFt &= ((1 - F_1) \cdot \Delta Np_{anual} - RVOac \cdot \Delta Np_{anual} \cdot C_1) \cdot X_{óleo} \\ RCFt &= ((1 - F_1) - RVOac \cdot C_1) \cdot \Delta Np_{anual} \cdot X_{óleo} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Chamando $(1 - F_1)$ como “Fp”, um fator de produção líquido do óleo.

$$RCFt = (Fp - RVOac \cdot C_1) \cdot \Delta Np_{anual} \cdot X_{óleo} \quad (2.19)$$

Na Eq. (2.19) a produção acumulada de óleo (ΔNp_{anual}) está em “ m^3 ” e a relação de preços está em ($US\$/m^3$), sendo que esta última não é uma unidade muito usada na indústria,

usando-se normalmente “US\$/bbl” para denominar o preço por barril de petróleo. Então na Eq. (2.19) será necessário acrescentar um fator de conversão que permita ter a ΔNp_{anual} em m^3 e o preço do petróleo em US\$/bbl. Eq. (2.20)

$$RCFt = (Fp - RVOac \cdot C_1) \cdot \frac{\Delta Np_{\text{anual}}}{0,159} \cdot X_{\text{óleo}} \quad (2.20)$$

$$1 \text{ bbl} = 0,159 \text{ m}^3$$

Onde:

RCFt: Fluxo de caixa anual (US\$);

Fp: Denominado fator de produção líquido é igual a $(1-F_1)$, e F_1 corresponde à relação entre o custo de produção de óleo e o preço de venda do óleo;

RVOac: Razão anual entre o vapor injetado (m^3) e o óleo produzido (m^3);

ΔNp_{anual} : Produção acumulada de óleo (m^3)

$X_{\text{óleo}}$: Preço do barril de óleo (US\$/bbl)

O valor presente líquido pode ser calculado substituindo a Eq. (2.20) na Eq. (2.9)

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{(Fp - RVOac \cdot C_1) \cdot \Delta Np_{\text{anual}} / 0,159 \cdot X_{\text{óleo}}}{(1+k)^t} - C_{\text{inicial}}$$

O custo inicial nem outros custos associados à produção ou geração de vapor estão sendo considerados neste estudo. A equação que representa o VPL em função da produção acumulada de óleo (ΔNp_{anual}) e da relação entre o volume de vapor injetado e o óleo produzido é mostrada na Eq. (2.21).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{(Fp - RVOac \cdot C_1) \cdot \Delta Np_{\text{anual}} / 0,159 \cdot X_{\text{óleo}}}{(1+k)^t} \quad (2.21)$$

A Eq (2.21) foi desenvolvida com o intuito de ser utilizada na análise técnico-econômica realizada neste estudo. Os resultados foram apresentados no Capítulo 5.

CAPÍTULO III: ESTADO DA ARTE

3 Estado da arte

A teoria da drenagem de óleo por diferencial gravitacional com injeção contínua de vapor (SAGD) foi desenvolvida por Butler (1981) e surgiu da necessidade de ter-se métodos com uma eficiência de recuperação maior em reservatórios com alta viscosidade e pouca injetividade. A primeira implantação de um processo SAGD em campo foi na Underground Test Facility (UTF) em Fort Mc Murray, Alberta, Canadá, que iniciou a operação em 1985 (Nasr et al., 1998). Devido ao sucesso do processo na UTF foi implantada a tecnologia em campos de petróleo ultrapesado no Canadá e na Venezuela.

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.

Continuando com os estudos do processo SAGD, em 1995, Kisman et al. relataram 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 considerava barreiras impermeáveis. Os autores concluíram que propriedades como: viscosidade do óleo e permeabilidade relativa, na região de transição de temperatura, como é os arredores da câmara de vapor, influencia 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 mPa.s, embora continue sendo recomendável para óleos muito viscosos (>65000 mPa.s) injetores horizontais de vapor. Se forem 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.

Nasr et al. (1998) apresentaram um trabalho realizado experimentalmente no qual injetaram um mistura de nafta com vapor no poço superior injetor e concluíram que injetando uma solução de nafta menor que 5% (peso) foi possível aumentar a recuperação de óleo em mais de 20%. Eles também estudaram o fato de ter um poço produtor mais comprido que o poço injetor e concluíram que se obtém um melhor desempenho do processo quando o produtor é maior que o poço injetor. Uma correlação apresentada no trabalho mostra que o fator de recuperação pode ser: $0,83 \times$ tamanho da câmara de vapor (% do modelo) .

Egermann et al. (2001) publicaram um artigo de um trabalho feito com 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 considerada 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.

Sharma et al. (2002) analisaram o 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.

Serhat (2004) propôs um modelo matemático para a drenagem de reservatórios de óleo pesado, com uma geometria linear. O modelo foi baseado em observações experimentais onde a câmara de vapor é um triângulo invertido com o vértice fixado no poço produtor. Foi considerada uma dependência do conteúdo de asfalto, da temperatura e da pressão com a viscosidade dos fluidos produzidos, através de um modelo de viscosidade composicional. O modelo foi validado usando dados experimentais contidos na literatura. Observou-se que a destilação do vapor e a deposição do asfalto têm um efeito dominante acima da mudança de altura da zona de vapor e transferência lateral do fluido drenado, no processo SAGD.

Shin H. e Polikar M. (2005) usaram um novo indicador para avaliar o comportamento do processo SAGD, para o qual usaram um indicador econômico chamado de parâmetro simples de eficiência térmica (STEP), baseado na mínima razão óleo/vapor acumulada (CSOR), na máxima vazão de produção de óleo no dia (CDOR) e na máxima recuperação de óleo. O principal objetivo foi maximizar a produção de óleo com a menor demanda de vapor no menor tempo possível. Os autores otimizaram o processo usando parâmetros econômicos simples como STEP e o valor presente líquido (VPL, em inglês NPV). Da pesquisa realizada encontrou-se que altos valores de VPL e STEP indicam uma ótima condição de operação do

processo, foi encontrada uma relação direta entre o STEP e o VPL com um coeficiente de correlação entre 0,96 e 0,99 para os casos estudados.

Gates et al. (2005) analisaram numericamente uma estratégia para maximizar a produção de óleo com uma mínima razão acumulada óleo vapor, em um reservatório de óleo com zona de gás. A estratégia utilizada foi usar uma vazão alta inicial de vapor e uma alta pressão para priorizar que a câmara de vapor entre em contato com o gás. Depois da chegada do vapor até a zona de gás, a vazão de vapor é diminuída para balancear a pressão com o gás no reservatório e prevenir ou minimizar que o calor por convecção se perca até a zona de gás. A estratégia de injeção otimizada permitiu promover uma maior transferência de calor na direção lateral que na direção vertical, reduzindo perdas de calor para a zona de calor.

Bagci A. S. (2006) Fez um estudo experimental e numérico do processo SAGD em reservatórios com fraturas. Os experimentos mostraram que fraturas verticais melhoravam a produção de óleo no processo SAGD devido à geometria favorável para a câmara de vapor. As simulações mostraram que a localização da fratura afeta o comportamento no processo. Durante os primeiros estágios das simulações foi encontrado que reservatórios fraturados mostravam uma maior razão óleo-vapor que os modelos de reservatório com permeabilidade uniforme.

Nukhaev M. et al. (2006) apresentaram um novo modelo analítico para a fase de produção no processo SAGD levando em consideração uma correlação entre a fase definida de produção e a evolução da câmara de vapor. O modelo proposto permite o cálculo da razão óleo/vapor no fluido produzido causado pela vazão de água condensada em diferentes estágios da produção. Foi possível estimar o tempo aproximado quando o fundo da câmara de vapor alcança o poço injetor e a temperatura dos fluidos deslocados até o poço produtor incrementa. As simulações mostraram que um cedo irrompimento do vapor é possível no caso de altas produções de vapor. O modelo proposto permite o cálculo do tempo de irrompimento do vapor em estágios avançados no processo SAGD.

Os recentes desenvolvimentos da tecnologia do processo SAGD são muito animadores já que 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.

CAPÍTULO IV: MATERIAIS E MÉTODOS

4 Materiais e Métodos

Neste capítulo são mostrados: o programa usado nas simulações, os principais dados requeridos como dados de entrada para o modulo de programa utilizado, o modelo de reservatório usado e os parâmetros analisados e a metodologia utilizada na análise dos parâmetros estudados. As características principais do reservatório estão dentro de intervalos encontrados em bacias da região do Potiguar.

4.1 Programa utilizado: Modulo “STARS”

Neste trabalho se utilizou o programa da CMG (2006), o módulo “STARS”. 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.

Os parâmetros que são necessários na entrada de dados do simulador “STARS” (CMG, 2006) são: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha, do reservatório e do fluido.

4.2 Modelo da malha

O modelo estudado foi de reservatório homogêneo em três dimensões (3D) no sistema Cartesiano, este modelo tem espessura, comprimento e largura que podem ser encontrados em reservatórios reais. A Tabela 4-1 mostra as dimensões utilizadas no modelo.

Tabela 4-1: Modelos da malha.

	Sistema 3D
Número total de blocos	21840
Dimensão em x (m)	100
Dimensão em y (m)	600
Dimensão em z (m)	26
Numero de blocos em i	21
Tamanho do bloco em i (m)	Variável
Numero de blocos em j	40
Tamanho do bloco em j (m)	15
Numero de blocos em k	26
Tamanho do bloco em k (m)	1

Na Figura 4-1, mostra-se o refinamento do reservatório que será utilizado na simulação.

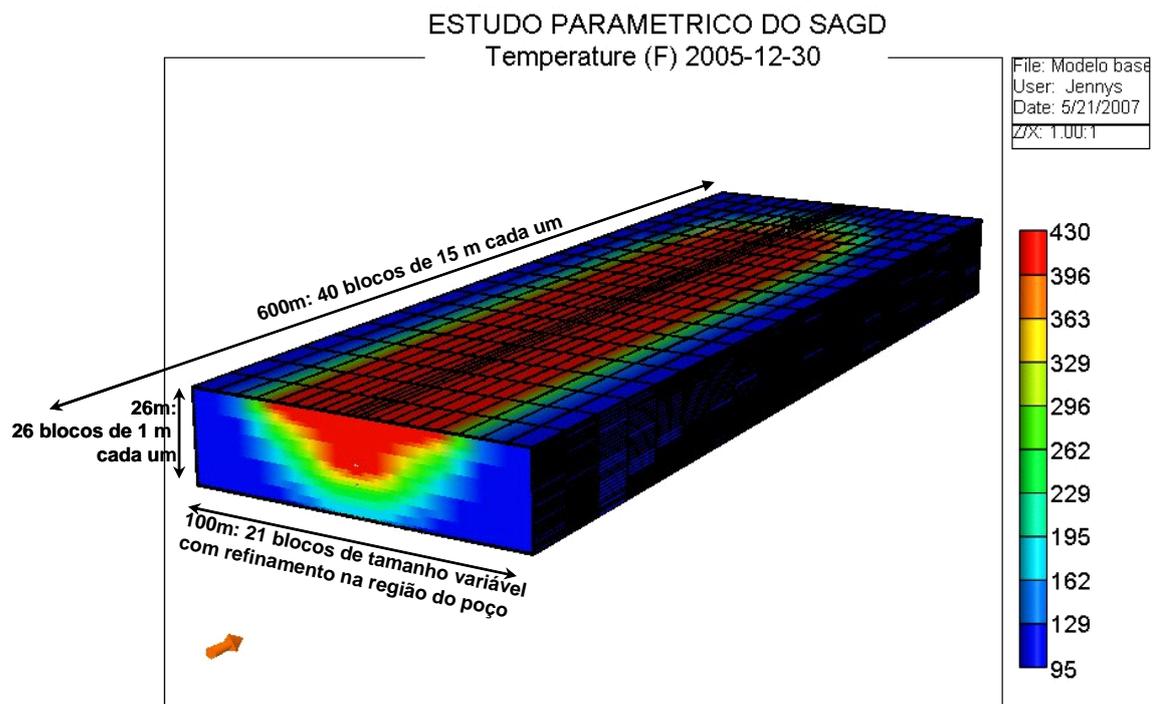


Figura 4-1: Modelo do reservatório 3D.

Foi realizado um refinamento maior em “i” (44720 blocos em total) e não foi encontrada uma mudança significativa na vazão de óleo ou água, nem nas produções acumuladas de óleo ou água. O modelo mais refinado aumentou o tempo de processamento em 5,75 vezes (de 40 min. para 3,5 h). No anexo 8,1 se observam as comparações da produção acumulada de óleo, água, das vazões de produção e das pressões entre os dois modelos.

4.3 Propriedades do reservatório

A Tabela 4-2 mostra as condições iniciais do reservatório do modelo base.

Tabela 4-2: Propriedades do reservatório.

Temperatura inicial (°C):	37,8
Média da saturação inicial de óleo, S_o (%):	47,0
Volume original de óleo (m^3 std):	223330
Volume original de água (m^3 std)	260960
Volume original de gás (m^3 std)	818250
Espessura da zona de óleo no reservatório, (m)	20
Contato água-óleo, D_{woc} , (m)	220
Profundidade do reservatório (m)	200

4.4 Propriedades da rocha

As principais propriedades da rocha são mostradas na Tabela 4-3. As permeabilidades e porosidades são valores que podem ser encontrados em médias no nordeste brasileiro. As condutividades térmicas da rocha foram tomadas de valores recomendado no módulo STARS.

Tabela 4-3: Propriedades da rocha.

Permeabilidade horizontal (K_h , mD)	1000
Permeabilidade Vertical (K_v , mD)	0,1* K_h
Porosidade (%)	30
Condutividade térmica das camadas sobrejacente e subjacente do reservatório ($J/(m*s*°C)$)	$7,24 \times 10^5$
Capacidade calorífica volumétrica das camadas sobrejacente e subjacente do reservatório ($J/(m^3*°C)$)	0,53

4.5 Viscosidade do óleo

A curva de viscosidade utilizada é mostrada na Figura 4-2, cujos dados foram tomados de uma projeção realizada por Barillas (2005). A viscosidade do óleo estudado (1000 cP@37,8°C) está dentro de valores encontrados em alguns campos de óleo pesado localizados na Bacia Potiguar.

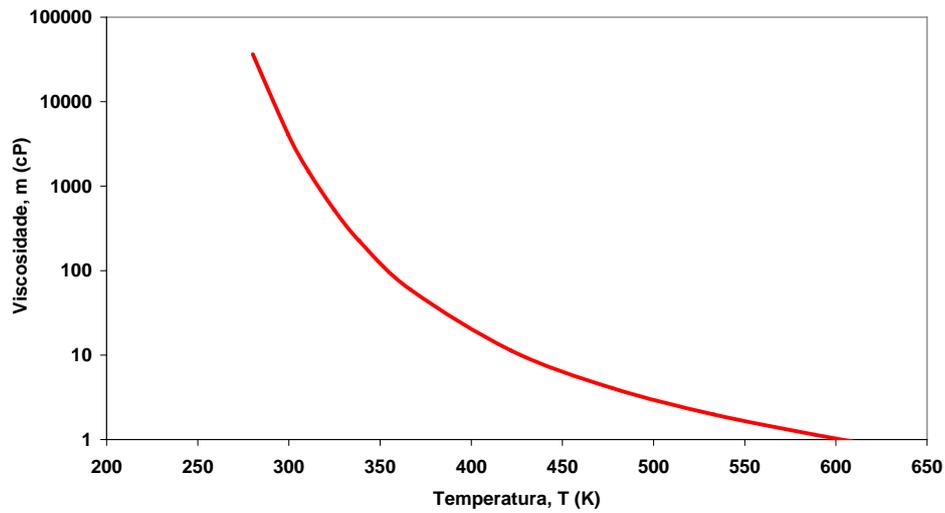


Figura 4-2: Viscosidade do óleo.

4.6 Permeabilidades relativas

Os dados de permeabilidade relativa são mostrados na Figura 4-3. A saturação residual da água no modelo base foi considerada de 0,36.

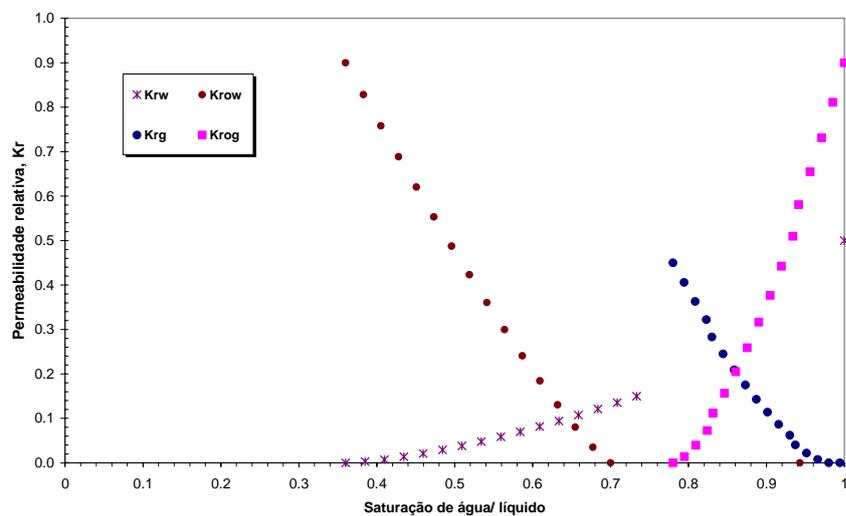


Figura 4-3: Permeabilidade relativa água-óleo e líquido – gás.

4.8 Descrição dos casos a serem simulados

Os diferentes estudos encontrados na bibliografia mostram que diversos parâmetros podem afetar a produção de óleo no processo SAGD, variáveis tanto operacionais, como variáveis do reservatório e dos fluidos contido nele (Barillas et al., 2006, Elliott e Kovscek, 1999; Kisman e Yeung, 1995; Queipo et al, 2001; Serhat e Bagci 2001; Rose e Deo, 1995). Devido ao grande número de fatores que podem afetar a produção de óleo no processo SAGD, neste trabalho se optou por realizar um estudo de sensibilidade de alguns dos parâmetros de reservatório em três sistemas de reservatórios com diferentes mecanismos principais de produção: gás em solução, com aquífero, com capa de gás, para depois realizar a otimização do vapor através do VPL e minimizar a demanda de vapor. A modelagem de cada um destes sistemas é mostrada no Capítulo V.

Os atributos de incerteza dos reservatórios considerados foram:

- 1) Porosidade;
- 2) Permeabilidades horizontal e vertical;
- 3) Pontos iniciais de permeabilidade relativa como S_{wr} e K_{rwro} ;
- 4) Espessura de óleo no reservatório;

Os atributos de reservatórios foram analisados em sistemas:

- 1) Sem aquífero e sem capa de gás;
- 2) Com aquífero;
- 3) Com capa de gás

A análise da injeção de vapor (que é o foco principal do trabalho) foi realizada através de:

- 1) Uma análise de sensibilidade dos parâmetros relativos ao vapor;
- 2) Uma análise dos parâmetros que influenciam no VPL;
- 3) Uma otimização do vapor através de uma análise técnico-econômica em três reservatórios de diferentes espessuras;
- 4) Uma otimização do vapor para diferentes cenários dos três reservatórios estudados;
- 5) Uma injeção de vapor com diferentes intervalos de parada

O estudo de sensibilidade dos fatores foi realizado com a técnica de análise de planejamento experimental completo em dois níveis (2^x), três níveis (3^y) ou com uma combinação de dois e três níveis ($2^x \times 3^y$). Algumas análises foram realizadas usando a metodologia de superfície de resposta mostrada no Capítulo 2.6. Baseado nisso podem ser observadas as variáveis que afetam em maior proporção o sistema e serão descartadas as que não sejam significativas estatisticamente.

O valor presente líquido, para todas as simulações realizadas, foi calculado usando as equações mostradas no Capítulo 2,6 e montadas em uma “macro” realizada em planilha de cálculo de Excel. Esta planilha permite a geração de gráficos de VPL versus tempo para 8 conjuntos de entradas de dados de 8 diferentes injeções de vapor no sistema.

**CAPÍTULO V:
RESULTADOS
E DISCUSSÕES**

5 Resultados e discussões

Neste Capítulo V são mostrados os principais resultados obtidos da pesquisa. Inicialmente se mostra a modelagem dos três sistemas analisados, uma comparação entre estes reservatórios e também o aumento da produção devido à injeção de vapor no processo, isto para verificar o incremento da recuperação de óleo utilizando o método. Depois é mostrada a análise de sensibilidade de alguns dos atributos de incerteza do reservatório e da vazão do vapor nos diferentes sistemas.

5.1 Modelos de reservatórios estudados

Nesta seção do trabalho são mostrados os modelos de reservatórios utilizados na análise do processo SAGD. Os sistemas estudados são:

1. Sistema 1: Reservatório sem aquífero analítico e sem capa de gás;
2. Sistema 2: Reservatório com aquífero analítico e sem capa de gás;
3. Sistema 3: Reservatório sem aquífero analítico e com capa de gás.

Destes modelos foi realizada uma análise de incerteza de alguns dos atributos de reservatório e da injeção de vapor, com relação ao óleo recuperado.

5.1.1 Sistema 1: modelo base reservatório sem aquífero numérico e sem capa de gás

O modelo considerado, no sistema 1, possui as características operacionais e de reservatório mostrado na Tabela 5-1. Neste reservatório se considera que o sistema tem uma camada de água de 6 m, mas não tem aquífero numérico nem capa de gás, e é o modelo considerado como base de comparação do estudo realizado.

Tabela 5-1: Parâmetros de reservatório e operacionais utilizados no modelo base.

Parâmetro	Valor
Permeabilidade horizontal, K_h (mD)	1000
Multiplicador da permeabilidade vertical, $M_{kv}=K_v/K_h$	0,1
Porosidade, ϕ	0,3
Saturação residual da água, S_{wr}	0,36

Viscosidade do óleo, (cP)	1000
Distância entre poços, (m)	5
Comprimento dos poços, (m)	510
Espessura da zona de óleo no reservatório, (m)	20
Contato água-óleo, Dwoc, (m)	220
Distância entre o poço produtor e o contato água óleo, (m)	3,5
Vazão máxima de injeção, (Qv), t/dia	100
Vazão máxima de produção de líquidos, m ³ /dia	120
Qualidade do vapor (Xv)	0,5
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	166,5
Temperatura do vapor (°C)	288

5.1.1.1 Comparação do processo SAGD e sem injeção de vapor

Na Figura 5-1, pode ser observada a produção acumulada de óleo (N_p) e a vazão de óleo em função do tempo para o modelo base estudado, isto na versão com e sem injeção contínua de vapor. Nesta figura se observa que a produção acumulada de óleo (N_p) é maior quando se injeta vapor. Foi encontrado que o fator de recuperação em 16 anos do modelo sem injeção de vapor é de 3,8% e com injeção contínua é de 35,9%. O incremento na recuperação do óleo foi de 32,1% o que pode tornar rentável o uso deste processo em reservatório com condições semelhantes. A rentabilidade do processo foi analisada através do valor presente líquido mostrado na seção 5.3.

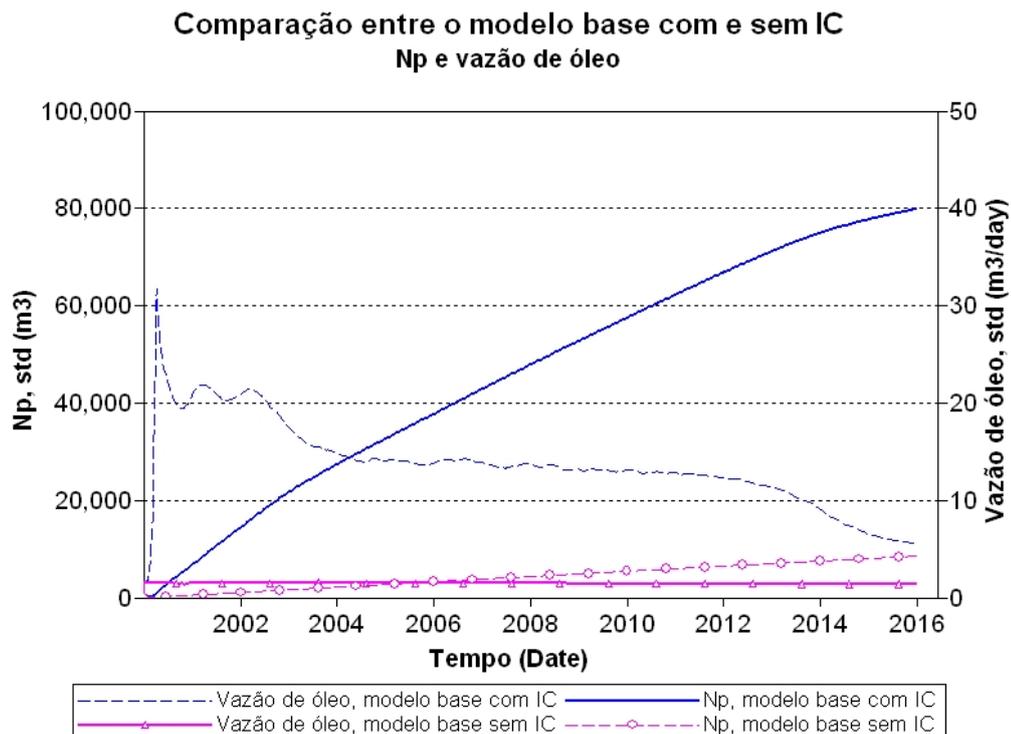


Figura 5-1: Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo - Comparação entre o modelo base com e sem injeção contínua de vapor.

A Figura 5-2 mostra as curvas de produção acumulada de água (Wp) e vazão de produção de água no tempo para os dois sistemas, com e sem injeção de vapor. Pode ser observado que a vazão de produção de água é maior no sistema com injeção de vapor e em consequência na produção acumulada de água, isto devido à injeção de vapor.

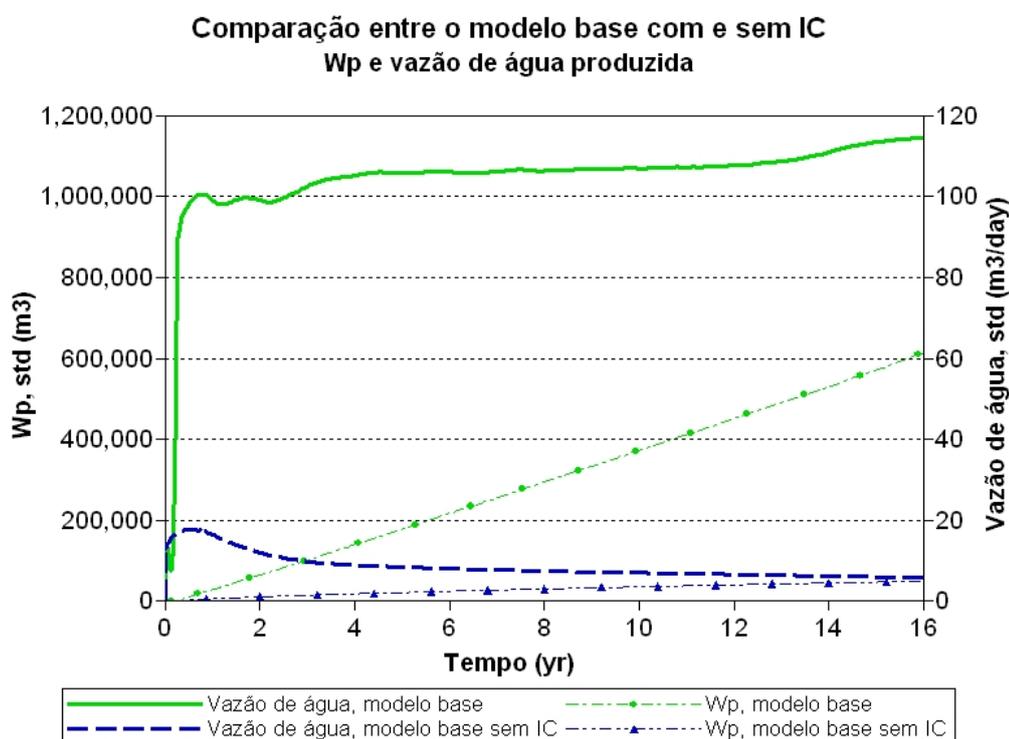


Figura 5-2: Produção acumulada de água e vazão de água versus tempo - Comparação entre o modelo base com e sem injeção contínua de vapor.

5.1.2 Sistema 2: Reservatório com aquífero numérico

O estudo deste sistema foi realizado com um aquífero de fundo, retangular e infinito. A entrada de água foi calculada pelo método de “Carter Tracy” que é o método recomendado para este tipo de aquífero (de fundo e infinito), e as propriedades do aquífero (porosidade, permeabilidade etc.) foram consideradas as médias do reservatório. Na Figura 5-3 estão representados o influxo de água total e o calor acumulado ambos líquidos para o aquífero. Um valor positivo indica entrada de fluxo para o aquífero e um valor negativo saída do aquífero

para o reservatório. O influxo de calor foi mostrado para dois blocos da malha, o bloco 1,1,26 que está localizado no extremo do reservatório e o bloco 11, 20, 26 que se encontra no centro do reservatório, os dois blocos estão localizados no fundo do reservatório na camada que está em contato com o aquífero infinito.

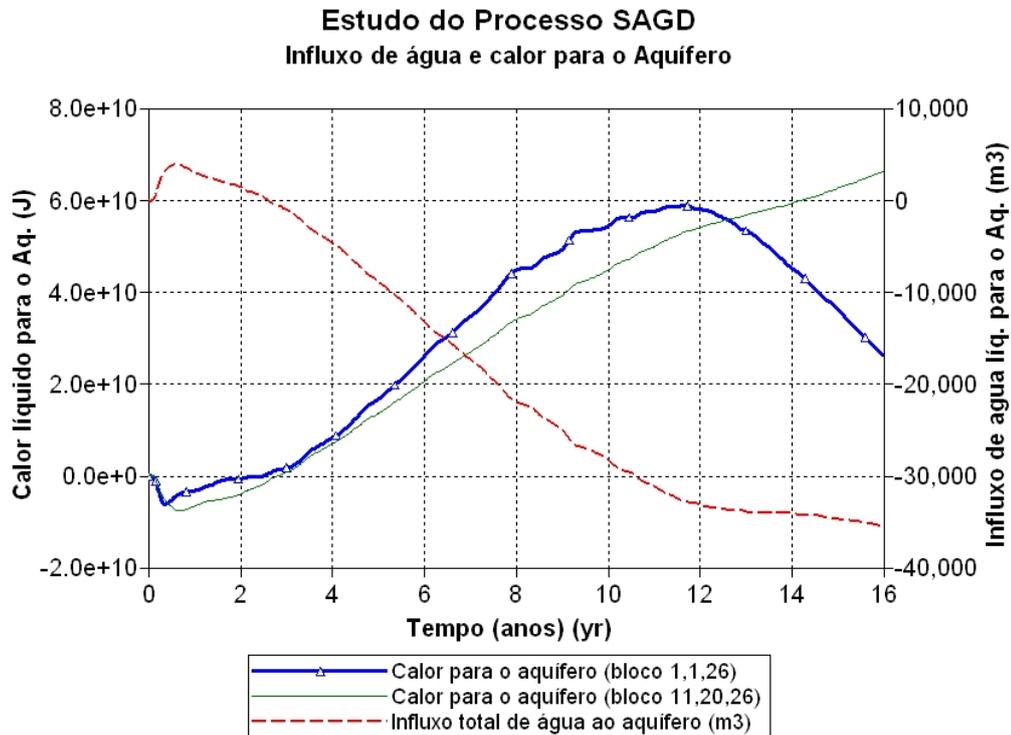


Figura 5-3: Influxo de água e calor líquidos para o aquífero para determinados blocos dentro da malha do reservatório.

Nesta Figura 5-3, observa-se que nos primeiros anos (1-3 anos) o influxo de água é positivo, então há uma entrada de água para o aquífero, mas depois deste tempo acontece uma saída de água para o reservatório. Nesse tempo inicial de produção (1-3 anos) o calor líquido no sistema é negativo o que indica que se está retirando calor do aquífero e depois deste período o calor líquido é positivo o que indica que está entrando calor no aquífero, isto devido à injeção de vapor. Neste período de três anos a câmara de vapor ainda não se expandiu completamente para a camada subjacente do reservatório, a última camada do reservatório começa a se aquecer no final dos primeiros três anos de produção.

Uma comparação da produção acumulada (N_p) e da vazão de óleo, entre o modelo com aquífero e sem aquífero, pode ser observada na Figura 5-4, o modelo sem aquífero é o

denominado modelo base. A vazão de óleo é ligeiramente maior nos três primeiros anos de produção no modelo com aquífero, que é quando acontece a entrada de água no aquífero mostrado na Figura 5-3, depois a vazão de óleo declina mais rapidamente do que no modelo base, e a partir do 13º ano as curvas se invertem. A partir do 13º ano de produção o influxo de água que antes era do aquífero para o reservatório de óleo começa a diminuir permitindo que a produção de óleo no sistema com aquífero seja maior que o sistema sem aquífero a partir desta data. A produção acumulada de óleo (N_p) é maior visivelmente no modelo sem aquífero a partir de quatro anos, mas a vazão de produção de óleo se observa maior a partir do terceiro ano de produção que é quando acontecem as perdas de calor para o aquífero. Uma produção acumulada de óleo menor no modelo com aquífero, indica uma maior entrada de água no reservatório que, tendo uma maior mobilidade, consegue se deslocar mais rapidamente até o poço, deixando o óleo atrás sem poder ser produzido. O reservatório sem aquífero teve uma recuperação final de 32,1% e o sistema com aquífero uma recuperação final de 30,5%.

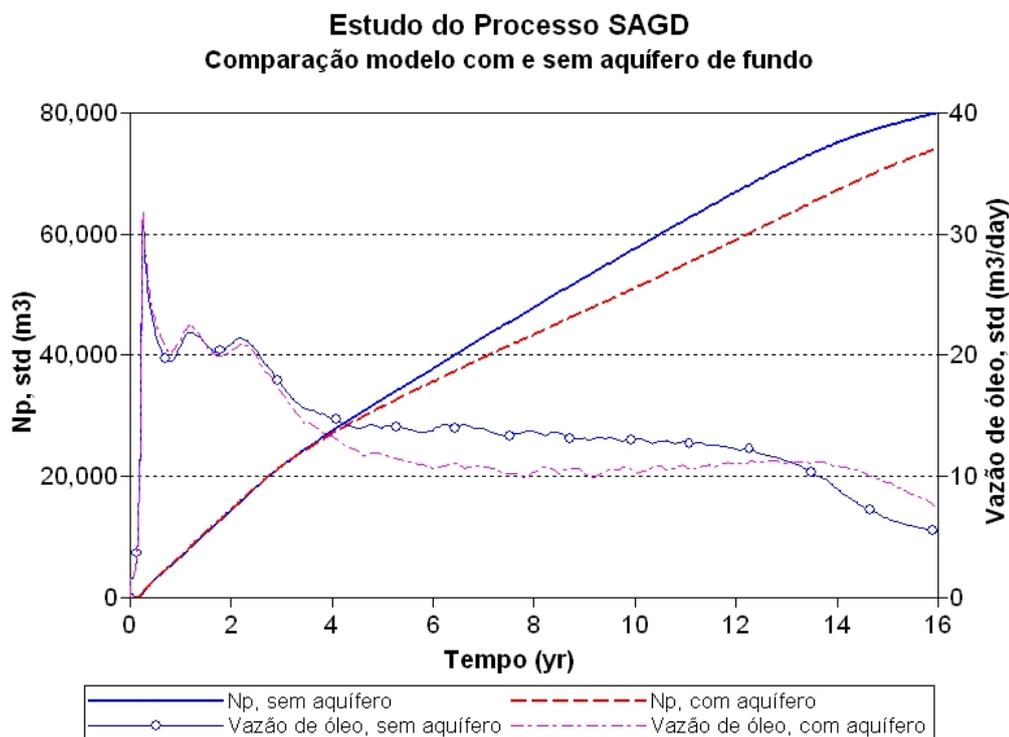


Figura 5-4: Comparação entre o modelo base com e sem aquífero- Produção acumulada de óleo e vazão de óleo em função do tempo.

A produção acumulada (W_p) e a vazão de água no tempo para os sistemas com e sem aquífero podem ser observados na Figura 5-5. A partir do terceiro ano de produção se observa

que o sistema com aquífero mostra uma maior produção acumulada de água e uma maior vazão de produção de água pelo menos até 13 anos de produção, depois de treze anos a vazão de água proveniente do influxo do aquífero até o reservatório diminui. A comparação entre a pressão do fundo do poço pode ser observada no Anexo 8,2.

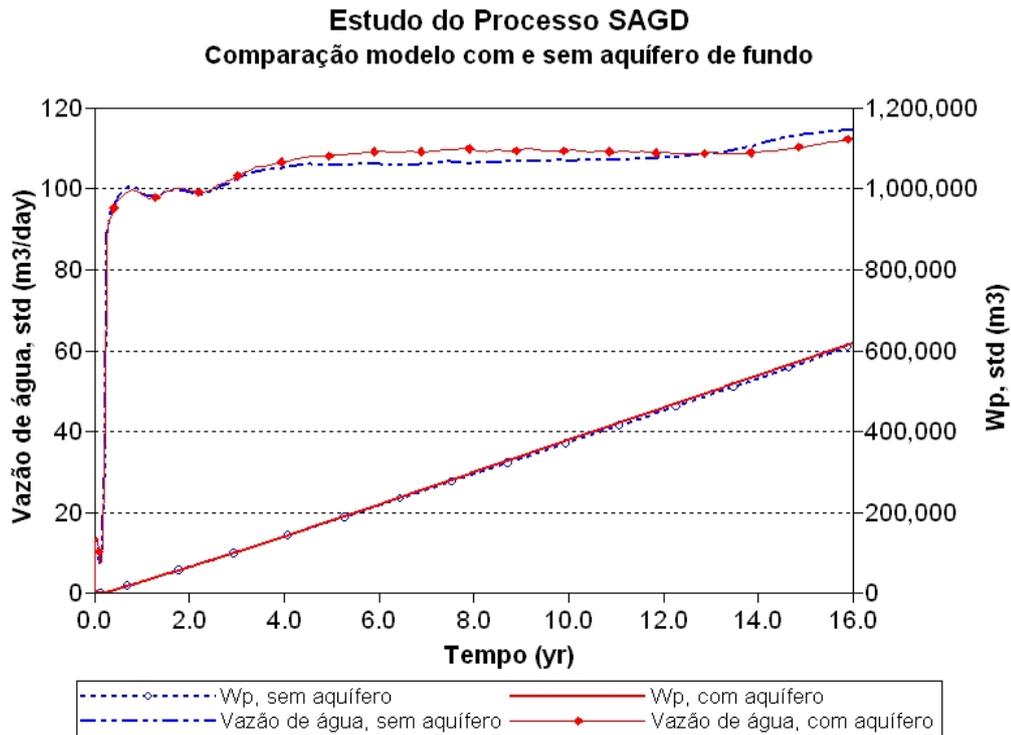


Figura 5-5: Comparação entre o modelo base com e sem aquífero - Produção acumulada de água e vazão de água em função do tempo.

A média da razão de mobilidade nos blocos, ao redor do poço produtor ao longo do tempo é mostrada na Figura 5-6. Pode ser observado que até em doze anos de produção a razão de mobilidade do sistema com aquífero é maior, por isto existe um deslocamento maior da água até o poço produtor, tirando o espaço de locomoção do óleo, diminuindo a produção acumulada de óleo e, em conseqüência, do fator de recuperação do óleo.

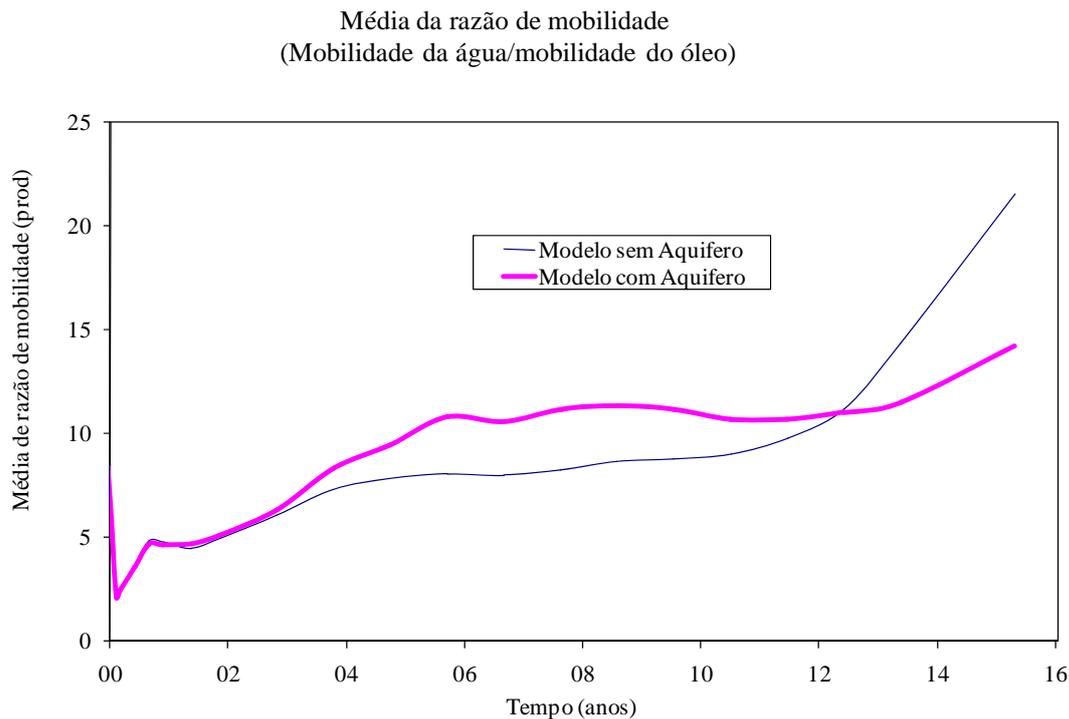


Figura 5-6: Média da razão de mobilidades entre a água e o óleo, para os modelos com e sem aquífero.

O modelo com o aquífero analítico estudado tem o poço produtor a 3,5 m da zona de água e poderia ser porque isto acontece devido a um influxo de água do aquífero ao sistema e devido à mobilidade maior da água existe então uma queda na produção de óleo. Por isto, foi realizado um teste com o poço produtor a 10,5 metros da zona de água e comparado a um modelo sem aquífero numérico, mantendo a distância entre o injetor e produtor de 5 m.

Encontrou-se que a produção acumulada de óleo (N_p) a partir do quarto ano (4^o) do modelo sem aquífero é maior que a produção acumulada de óleo do modelo com aquífero, e isto pode ser observado na Figura 5-7. Esta figura mostra a produção acumulada de óleo (N_p) no tempo para os dois sistemas com e sem aquífero, para um modelo com o poço produtor a 10,5 m da camada de água. A recuperação no final do período de produção foi de 40,1% para o modelo sem aquífero e de 38,7% para o sistema com aquífero analítico, mostrando que o aquífero pode diminuir o óleo recuperado quando utilizado o processo SAGD inclusive quando o produtor está até 10,5 m da camada de água.

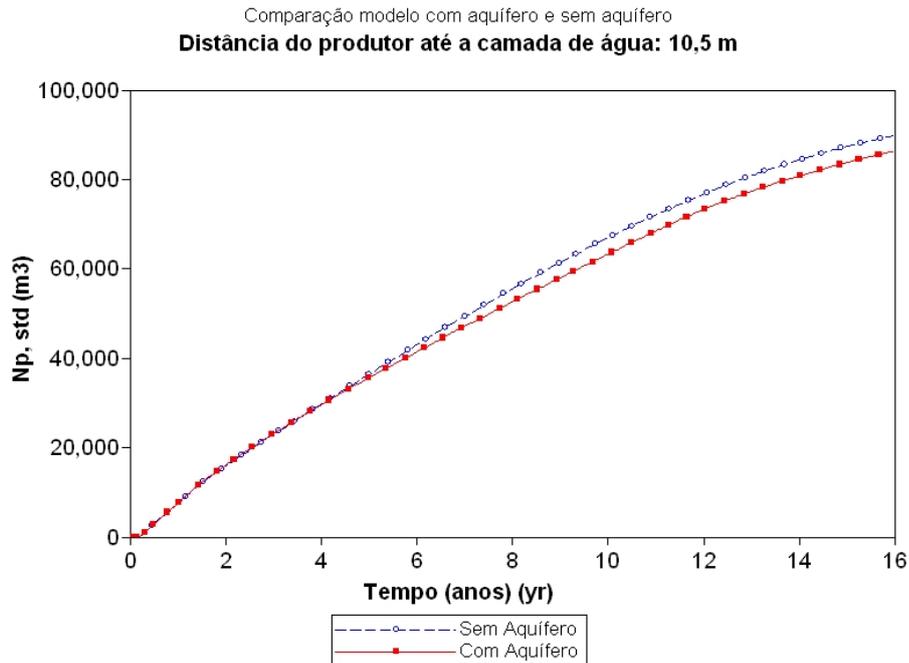


Figura 5-7: Comparação da N_p no tempo entre os modelos sem e com aquífero. Poço produtor a 10,5 m da camada de água.

5.1.3 Sistema 3: Reservatório com capa de gás

O reservatório com capa de gás estudado tem algumas das características do modelo base e as modificadas podem ser observadas na Tabela 5-2.

Tabela 5-2: Características do modelo de reservatório com capa de gás.

	Capa de gás de 5 m	Capa de gás de 20 m
Profundidade do reservatório (m)	200	200
Contato água-óleo (m)	225	240
Contato gás-óleo (m)	205	220
Saturação inicial de gás na zona de gás	0,63	0,63
Saturação inicial de água na zona de gás	0,36	0,36
Saturação inicial de óleo na zona de gás	0,01	0,01
Espessura da zona de óleo (m)	20	20

A Figura 5-8 mostra o mapa de saturações ternário dos sistemas estudados, do lado esquerdo o reservatório com capa de gás de 5m e, do lado direito o reservatório com capa de gás de 20 m.

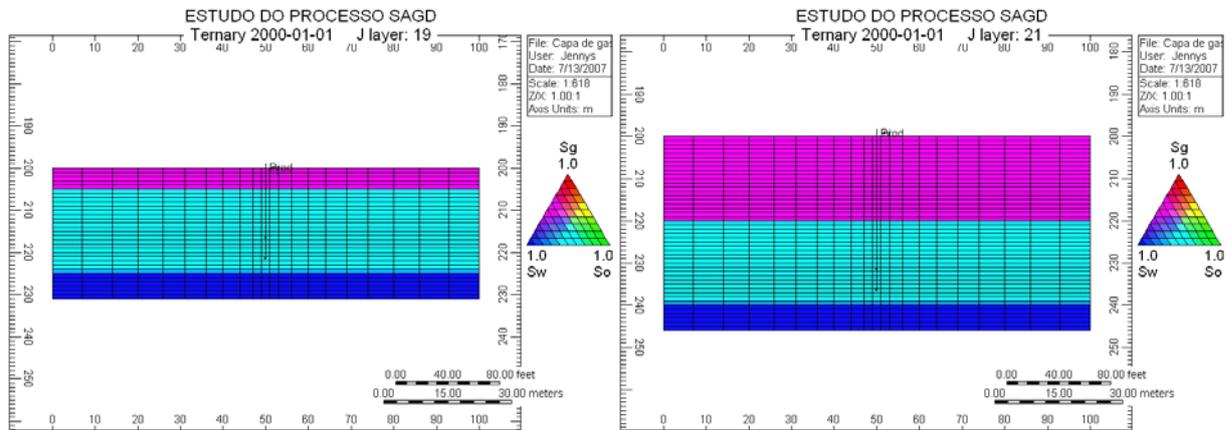


Figura 5-8: Diagrama ternário de saturações nos reservatórios com capa de gás de 5 m e 20 m no início da produção.

A Figura 5-9 mostra uma comparação do fator de recuperação de óleo no tempo, sem injeção contínua de vapor, entre o modelo base e os modelos com capa de gás. Pode ser observado que a recuperação nos primeiros treze anos é praticamente a mesma para os três modelos e, que o efeito do mecanismo de capa de gás é mais observado no final da produção para a capa de gás de 20 m mostrando um aumento em torno de 0,1%.

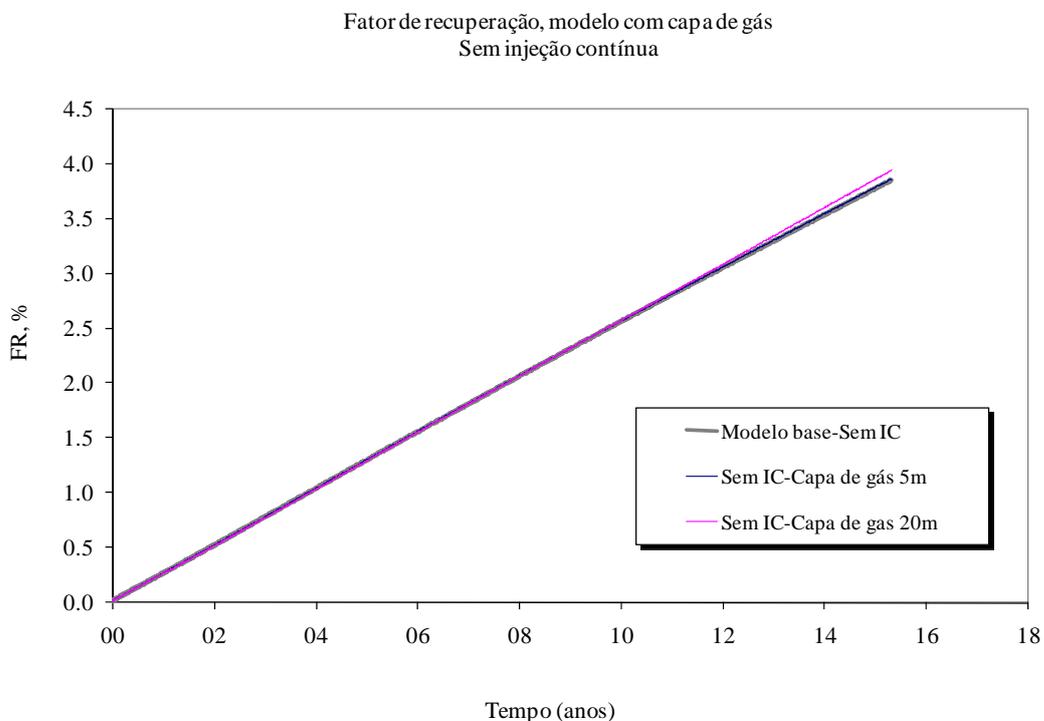


Figura 5-9: Fator de recuperação versus tempo - Modelo com capa de gás sem injeção contínua.

A Figura 5-10 mostra uma comparação do fator de recuperação de óleo no tempo, com injeção contínua de vapor, entre o modelo base e os modelos com capa de gás. Pode ser observado que quando comparado ao modelo base, a recuperação de óleo é maior no sistema com capa de gás obtendo uma diferença na recuperação de 21,7% no FR entre os modelos. A capa de gás se expande quando o reservatório começa a ser produzido e a pressão aumenta no sistema devido ao aumento de temperatura, devido a isto é que pode estar acontecendo o aumento da recuperação do óleo no sistema com capa de gás. O tamanho da capa de gás não mostrou grande influência no fator de recuperação.

Fator de recuperação comparação entre modelo com e sem capa de gás

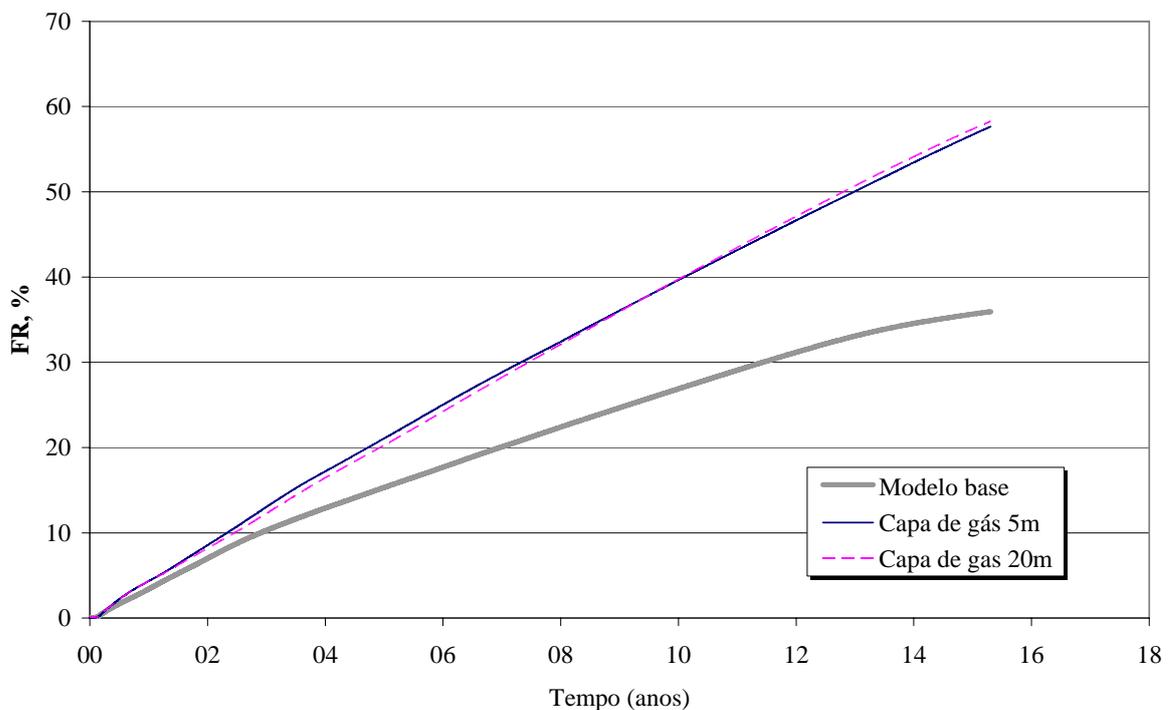


Figura 5-10: Óleo recuperado no tempo - Modelo com capa de gás.

5.2 Estudo de sensibilidade dos atributos de reservatório

A Tabela 5-3 mostra os parâmetros de reservatório que foram analisados no estudo de sensibilidade com e sem aquífero. Os atributos de reservatório serão analisados com um planejamento fatorial completo 2^6 para estudar a influência destes parâmetros na recuperação do óleo (FR). A análise foi realizada com os valores mínimos e máximos mostrados na tabela.

Tabela 5-3: Atributos de reservatório

	Mínimo (-1)	Máximo (+1)
Saturação residual da água, Swr	0,28	0,38
Porosidade, ϕ	0,15	0,30
Permeabilidade horizontal, Kh, (mD)	500	2000
Relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal, Mkv	0,05	0,5
Permeabilidade relativa à água na saturação residual do óleo, Krwro	0,05	0,15
Espessura de óleo no reservatório, hóleo, (m)	15	30

Os parâmetros operacionais tais como: distância entre poços e distância entre o poço produtor e o contato água óleo (Dwoc) tem as mesmas diretrizes usadas no modelo base. Na Tabela 5-4, podem ser observados os valores do arquivo de entrada dos parâmetros: distância entre os poços injetor e produtor, contato água óleo, distância entre produtor e o contato água-óleo e localização do injetor e produtor na malha quando se modifica a espessura da zona de óleo. A análise foi realizada com uma injeção de vapor constante e igual para todos os sistemas.

Tabela 5-4: Modelo de estudo da espessura da zona de óleo

Modelo de espessura→	h 15 m Mínimo	h 20 m Modelo base	h 30m Máximo
Distância entre o poço produtor e injetor (m)	5,25	5,0	4,5
Contato água óleo (m)	215	220	230
Distância entre o poço produtor e o contato água óleo (m)	3,375	3,5	3,75
Localização em “k” na malha (verticalmente), do poço injetor e produtor	Injetor k 9 Produtor k 16	Injetor k 12 Produtor k 17	Injetor k 15 Produtor k 18

5.2.1 Sistema 1: Reservatório sem aquífero e sem capa de gás

Na Figura 5-11 se observa o diagrama de Pareto, para a recuperação do óleo (FR) em três datas diferentes, 5, 10 e 15 anos de produção do sistema. Nos valores encontrados no diagrama de Pareto se pode observar como ocorre a influência dos parâmetros. Um valor positivo indica um aumento na resposta, um valor negativo mostra uma diminuição da resposta quando ocorre um incremento da variável. Estes diagramas mostram a significância estatística dos atributos de reservatório no processo, e neles podem ser observado que nos primeiros 10 anos os parâmetros significativos na recuperação do óleo (FR) foram: a espessura da zona de óleo (*hóleo*), a porosidade (ϕ), a permeabilidade horizontal (K_h) e a permeabilidade relativa à água na saturação residual do óleo (K_{rwro}), mas a relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal ($M_{Kv}=k_v/k_h$) e a saturação residual da água não foram estatisticamente significativas. Após 15 anos de produção a K_{rwro} também se tornou não significativa. As interações significativas nas três datas se observam também na Figura 5-11. Pode ser observado que a interação “2-3” entre a permeabilidade horizontal (2- K_h) e a relação de permeabilidades (3- M_{kv}) é sempre significativa no processo.

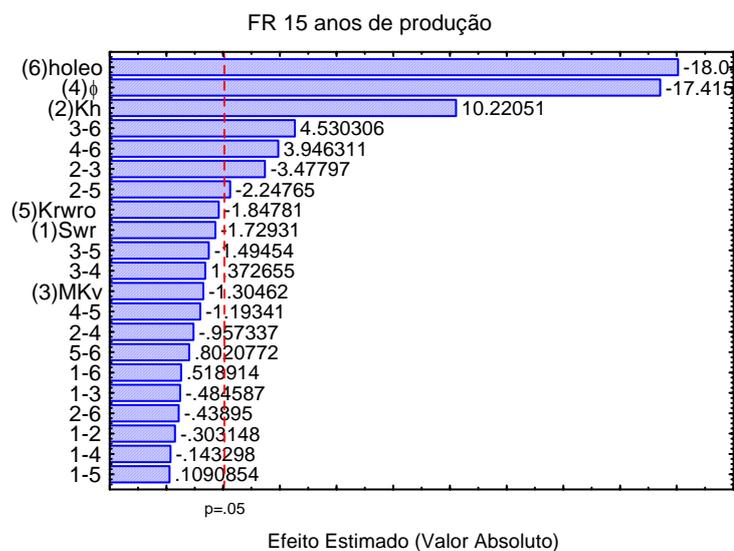
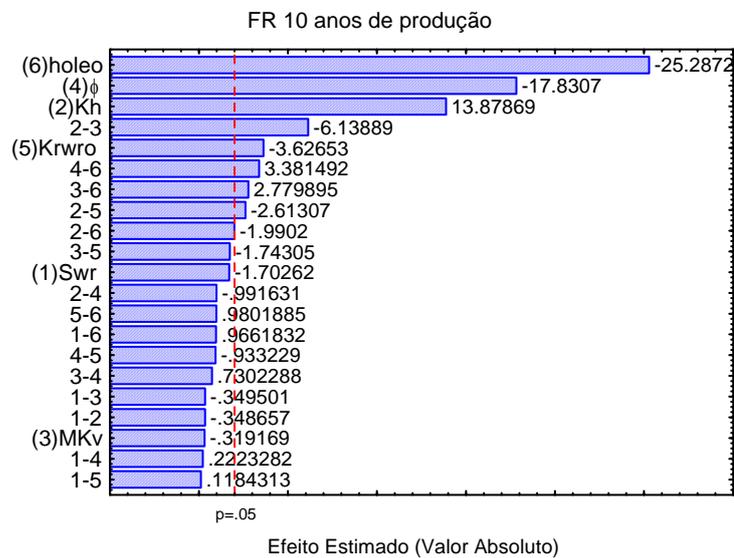
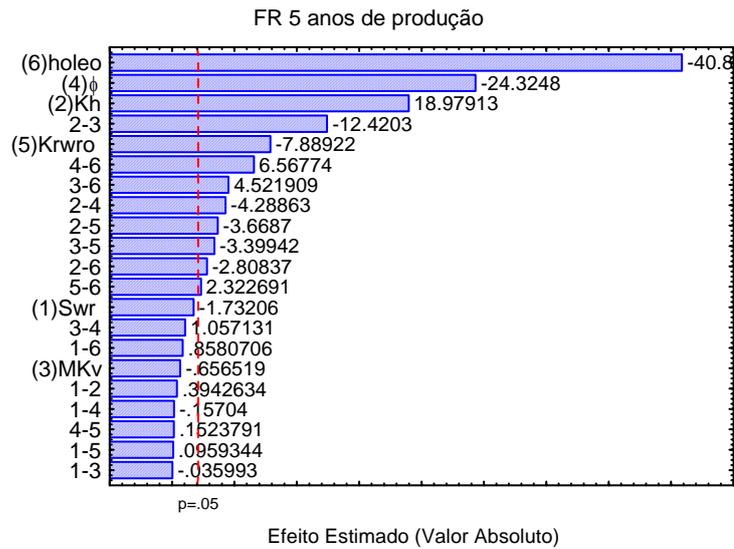


Figura 5-11: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados - Atributos do reservatório em três diferentes tempos de produção 5, 10 e 15 anos.

Um valor positivo no diagrama de Pareto indica uma mudança positiva na resposta do sistema, e um valor negativo mostra uma variação negativa na função objetivo, por exemplo, se a variável espessura do óleo (hóleo) influenciou individualmente na recuperação do óleo em 5 anos (FR) com um efeito estimado de -40,9, significa que um aumento na espessura do reservatório diminui a fração de óleo recuperada nesse tempo.

As variáveis que afetam negativamente o fator de recuperação do óleo ($N_p/VOIP \times 100\%$) são: espessura da zona de óleo (hóleo), porosidade (ϕ), a permeabilidade relativa à água na saturação residual do óleo (K_{rwro}), a saturação residual da água (S_{wr}) e a relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal (M_{kv}). Mas deve ser considerado que a espessura da zona de óleo e a porosidade afetam diretamente o volume original de óleo. Um aumento nestas variáveis aumenta o volume original de óleo, por isto o fator de recuperação se influencia negativamente no incremento delas. Um aumento da permeabilidade horizontal (K_h) permite um incremento do fator de recuperação.

As variáveis, permeabilidade relativa à água na saturação residual do óleo (K_{rwro}) e saturação residual da água (S_{wr}) são valores iniciais que modificam as curvas de permeabilidades relativas do sistema em estudo.

A “ K_{rwro} ” modifica a permeabilidade relativa do sistema água-óleo sem alterar as curvas de permeabilidade relativa do sistema gás-líquido nem da pressão capilar. A Figura 5-12 mostra que um aumento na variável “ K_{rwro} ” aumenta a permeabilidade relativa da água, no sistema água-óleo na rocha reservatório. Por isto, um aumento desta variável incrementa a mobilidade da água, diminuindo o escoamento do óleo até o poço produtor.

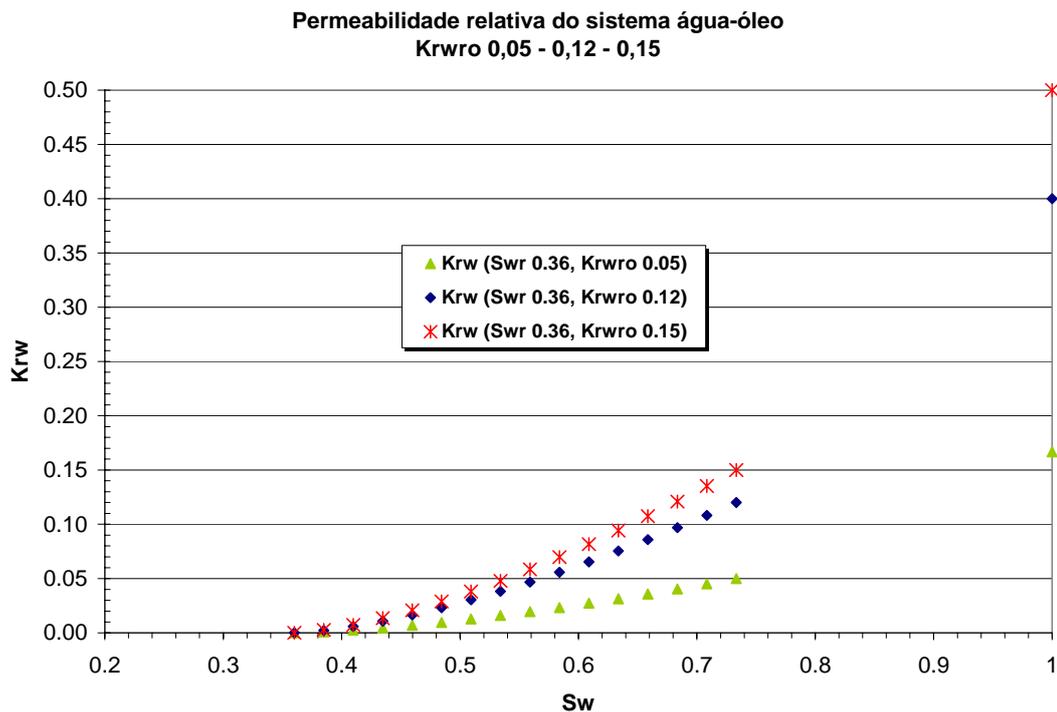


Figura 5-12: Permeabilidade do sistema água óleo, para diferentes K_{rw} .

A “ S_{wr} ” modifica a permeabilidade relativa do sistema água-óleo e gás-líquido. A Figura 5-13 mostra duas curvas de permeabilidades relativas para os sistemas estudados (S_{wr} 0,28 e 0,38), na rocha reservatório. Pode ser observado que um aumento da “ S_{wr} ” diminui a permeabilidade relativa da água (K_{rw}) e aumenta a permeabilidade relativa do óleo na água (K_{row}). Um aumento desta variável (S_{wr}) permite um incremento da permeabilidade relativa do gás e diminui a permeabilidade relativa do óleo no gás.

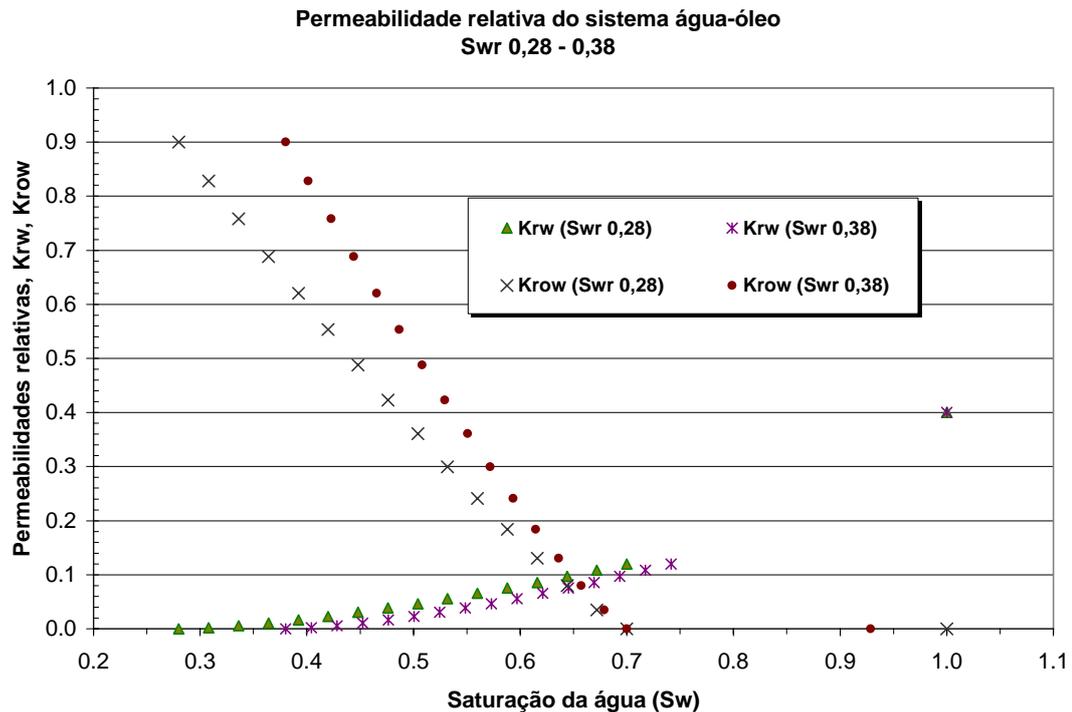


Figura 5-13: Permeabilidades relativas do sistema água-óleo para duas saturações residuais da água (S_{wr}).

No modelo estudado a saturação inicial do óleo foi calculada com base nas curvas de permeabilidade relativa do sistema e da pressão capilar limitado pelo contato água óleo; Portanto, uma saturação residual (S_{wr}) de 0,28, permite ter uma saturação inicial máxima de óleo no sistema de 0,72 (ver Figura 4-4) e uma saturação residual (S_{wr}) de 0,38 deixa o sistema ter uma saturação inicial máxima de óleo de 0,62.

O estudo dos pontos iniciais de permeabilidade relativa do sistema é importante devido à incerteza destas curvas nos reservatórios onde é necessário o processo de recuperação de óleo.

A interação entre a permeabilidade horizontal ($2-Kh$) e a porosidade ($4-\phi$) só foi significativa nos primeiros cinco anos de produção do reservatório 1. Estas variáveis podem ser estudadas em forma conjunta, mas neste estudo elas foram estudadas em forma separadas nos níveis mínimo de 500 mD (-) e de 15% (-) para Kh e ϕ , e com níveis máximos de 2000 mD (+) e de 30% (+) para Kh e ϕ respectivamente.

No começo deste estudo não se dispunham de dados de permeabilidade e porosidade de áreas importantes de reservatórios encontrados no Nordeste do Brasil, por isso a baixa porosidade considerada no estudo, no entanto a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra que é possível estudar os limites considerados e mostra que no caso do Nordeste é mais provável encontrar o cenário com a alta porosidade de 30%.

Na Tabela 5-5 são apresentados os resultados encontrados para o fator de recuperação do óleo (FR) do modelo estudado em três datas: 5, 10 e 15 anos de produção, isto para um reservatório com espessura de 15 m. Nesta tabela são também apresentadas as condições modificadas no modelo, assim como o volume de óleo original (VOIP). Na tabela se demonstra que segundo as condições do reservatório pode ser encontrado um valor máximo de FR de 65,2% para um reservatório com $S_{wr}=0,28$, $Kh=2000mD$, $MKv=0,05$, $\phi=0,15$ e $K_{rwro}=0,05$ (Exp 3). Um valor central de FR de 47,6 quando o reservatório possui $S_{wr}=0,28$, $Kh=2000mD$, $MKv=0,05$, $\phi=0,30$ e $K_{rwro}=0,05$ (Exp 11). Um valor mínimo de FR de 30,1% para um reservatório mais desfavorável com $S_{wr}=0,38$, $Kh=500mD$, $MKv=0,5$, $\phi=0,3$ e $K_{rwro}=0,15$ (Exp 30). O cenário máximo mostrado nesta análise possui uma porosidade do reservatório de 15%, o que foi mostrado ser baixo em algumas áreas do nordeste brasileiro.

Tabela 5-5: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo sem aquífero e sem capa de gás - Espessura da zona de óleo 15 m.

Exp	Swr	Kh, mD	MKv	ϕ	Krwro	hóleo (m)	VOIP, m ³ std	FR (%)		
								5 anos	10 anos	15 anos
3	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	15	91449	30,8	50,8	65,2
4	0,38	2000	0,05	0,15	0,05	15	78748	30,3	48,6	63,8
19	0,28	2000	0,05	0,15	0,15	15	91449	28,3	48,3	63,9
20	0,38	2000	0,05	0,15	0,15	15	78748	27,8	46,3	62,6
7	0,28	2000	0,5	0,15	0,05	15	91449	27,9	47,8	60,3
8	0,38	2000	0,5	0,15	0,05	15	78748	27,5	44,8	59,0
23	0,28	2000	0,5	0,15	0,15	15	91449	24,7	46,0	58,8
1	0,28	500	0,05	0,15	0,05	15	91449	22,6	40,3	57,7
24	0,38	2000	0,5	0,15	0,15	15	78748	24,4	43,0	57,6
2	0,38	500	0,05	0,15	0,05	15	78748	22,2	39,8	56,9
17	0,28	500	0,05	0,15	0,15	15	91449	21,1	38,8	56,4
18	0,38	500	0,05	0,15	0,15	15	78748	20,5	38,2	55,9
11	0,28	2000	0,05	0,3	0,05	15	182900	22,5	38,5	47,6
5	0,28	500	0,5	0,15	0,05	15	91449	23,1	38,2	47,8
21	0,28	500	0,5	0,15	0,15	15	91449	20,8	36,1	47,0
6	0,38	500	0,5	0,15	0,05	15	78748	22,1	36,5	44,8
12	0,38	2000	0,05	0,3	0,05	15	157500	21,8	37,3	44,7
22	0,38	500	0,5	0,15	0,15	15	78748	20,0	34,6	44,5
15	0,28	2000	0,5	0,3	0,05	15	182900	20,1	36,4	43,7
27	0,28	2000	0,05	0,3	0,15	15	182900	19,7	34,5	43,0
16	0,38	2000	0,5	0,3	0,05	15	157500	19,6	34,8	40,0
28	0,38	2000	0,05	0,3	0,15	15	157500	19,1	33,3	40,0
31	0,28	2000	0,5	0,3	0,15	15	182900	16,6	32,2	40,4
32	0,38	2000	0,5	0,30	0,15	15	157500	16,1	30,9	36,9
13	0,28	500	0,5	0,3	0,05	15	182900	17,7	28,6	35,9
10	0,38	500	0,05	0,3	0,05	15	157500	15,1	25,7	35,0
9	0,28	500	0,05	0,3	0,05	15	182900	15,6	26,5	35,9
14	0,38	500	0,5	0,3	0,05	15	157500	16,9	27,1	33,4
25	0,28	500	0,05	0,3	0,15	15	182900	14,9	24,4	33,2
29	0,28	500	0,5	0,3	0,15	15	182900	15,3	25,3	32,2
26	0,38	500	0,05	0,3	0,15	15	157500	14,3	23,4	32,3
30	0,38	500	0,5	0,3	0,15	15	157500	14,6	23,9	30,1

Na Tabela 5-6 são apresentados os resultados encontrados para o fator de recuperação do óleo (FR) do modelo estudado em três datas: 5, 10 e 15 anos de produção, isto para um reservatório com espessura de 30 m. Nesta tabela são também apresentadas as condições modificadas no modelo, assim como o volume de óleo original (VOIP). Na tabela se demonstra que segundo as condições do reservatório pode ser encontrado um valor máximo de FR de 47% para um reservatório com $Swr=0,28$, $Kh=2000mD$, $MKv=0,05$, $\phi=0,15$ e $Krwro=0,05$ (Exp 35). Um valor central de FR de 34,5% para um reservatório com $Swr=0,28$,

$Kh=2000mD$, $MKv=0,05$, $\phi=0,30$ e $Krwro=0,05$ (Exp 43). Um valor mínimo de FR de 13,8% para um reservatório mais desfavorável com $Swr=0,38$, $Kh=500mD$, $MKv=0,05$, $\phi=0,30$ e $Krwro=0,05$ (Exp 42). O cenário máximo de recuperação de óleo foi para uma porosidade mínima (15%) porosidade que não é normal encontrar em algumas áreas da Bacia Potiguar. Os outros cenários se encontram em valores de porosidade achados em áreas do Nordeste do Brasil.

Tabela 5-6: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo sem aquífero e sem capa de gás - Espessura da zona de óleo 30 m

Exp	Swr	Kh, mD	MKv	ϕ	Krwro	hóleo (m)	VOIP, m ³ std	FR (%)		
								5 anos	10 anos	15 anos
35	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	30	193850	19,1	34,8	47,1
36	0,38	2000	0,05	0,15	0,05	30	166930	19,2	34,5	46,0
39	0,28	2000	0,5	0,15	0,05	30	193850	15,5	29,6	42,6
51	0,28	2000	0,05	0,15	0,15	30	193850	16,5	29,8	42,1
52	0,38	2000	0,05	0,15	0,15	30	166930	16,5	29,5	40,9
40	0,38	2000	0,5	0,15	0,05	30	166930	15,4	29,1	40,7
37	0,28	500	0,5	0,15	0,05	30	193850	15,4	28,0	40,3
55	0,28	2000	0,5	0,15	0,15	30	193850	12,9	26,0	38,9
38	0,38	500	0,5	0,15	0,05	30	166930	15,2	27,5	38,6
56	0,38	2000	0,5	0,15	0,15	30	166930	12,8	25,5	37,2
53	0,28	500	0,5	0,15	0,15	30	193850	13,0	24,6	36,8
54	0,38	500	0,5	0,15	0,15	30	166930	12,8	24,1	35,1
43	0,28	2000	0,05	0,3	0,05	30	387700	13,3	25,3	34,5
44	0,38	2000	0,05	0,3	0,05	30	333860	13,0	24,9	33,7
50	0,38	500	0,05	0,15	0,15	30	166930	9,9	21,6	33,4
49	0,28	500	0,05	0,15	0,15	30	193850	9,9	21,3	33,2
47	0,28	2000	0,5	0,3	0,05	30	387700	11,0	19,9	29,7
59	0,28	2000	0,05	0,3	0,15	30	387700	11,5	20,8	28,9
45	0,28	500	0,5	0,3	0,05	30	387700	11,6	20,0	28,6
48	0,38	2000	0,5	0,3	0,05	30	333860	10,9	19,5	28,5
60	0,38	2000	0,05	0,3	0,15	30	333860	11,3	20,4	28,0
46	0,38	500	0,5	0,3	0,05	30	333860	11,3	19,6	27,7
63	0,28	2000	0,5	0,3	0,15	30	387700	8,7	16,6	26,1
64	0,38	2000	0,5	0,3	0,15	30	333860	8,5	16,1	24,8
61	0,28	500	0,5	0,3	0,15	30	387700	9,4	16,7	24,7
62	0,38	500	0,5	0,3	0,15	30	333860	9,2	16,2	23,8
33	0,28	500	0,05	0,15	0,05	30	193850	7,8	14,6	21,8
34	0,38	500	0,05	0,15	0,05	30	166930	7,2	13,7	20,7
58	0,38	500	0,05	0,3	0,15	30	333860	6,5	13,1	20,2
57	0,28	500	0,05	0,3	0,15	30	387700	6,7	13,2	20,2
41	0,28	500	0,05	0,3	0,05	30	387700	5,5	9,8	14,5
42	0,38	500	0,05	0,3	0,05	30	333860	5,0	9,1	13,8

O estudo dos atributos de reservatório mostra que é necessário se analisar os parâmetros de incerteza que se podem ter no sistema, já que a diferença no óleo recuperado (FR) pode chegar a 35% em um sistema com a mesma espessura e diferente porosidade. Considerando o mesmo volume de óleo original, isto é com S_{wr} , ϕ e $h_{óleo}$ iguais, a diferença que pode ser encontrada no sistema pode ser de 15% no óleo recuperado em 15 anos (ver simulações 12 e 30 ou 4 e 22, na Tabela 5-5).

A análise realizada também mostra que a porosidade influencia no fator de recuperação de óleo, mas o fato de se ter uma maior recuperação de óleo não indica que o processo é rentável, portanto é preciso realizar um estudo técnico econômico dos diferentes cenários encontrados aqui para verificar a aplicabilidade do processo. Esta análise foi realizada e mostrada no Capítulo 5.3.2.3

5.2.1.1 Estudo de sensibilidade da vazão de vapor com os parâmetros de reservatório

Nesta seção do trabalho, mostra-se a análise da influência do vapor e de alguns dos atributos de incerteza mostrados na seção anterior, para um reservatório sem aquífero e sem capa de gás. Não foram analisados os pontos da permeabilidade relativa do sistema água-óleo, considerando somente os fatores físicos do reservatório. Na Tabela 5-7, apresenta-se o intervalo de estudo dos parâmetros de reservatório analisados em conjunto com a vazão de vapor.

Tabela 5-7: Intervalo de estudo de parâmetros de reservatório e vazão de vapor injetada.

Parâmetros	Mínimo (-1)	Central (0)	Máximo (+1)
Espessura da zona de h _{óleo} , m	15	-	30
Permeabilidade horizontal, K _h , mD	500	-	2000
Relação de permeabilidades, M _{kv} (K _v /K _h)	0,05	-	0,5
Porosidade, ϕ	0,15	-	0,3
Vazão de injeção de vapor, Q _v , t/dia	50	100	150

É necessário lembrar que a vazão de produção de líquido máxima do sistema foi limitada em 20% acima da vazão de injeção de vapor.

Na Figura 5-14, observa-se o diagrama de Pareto para o fator de recuperação de óleo em 15 anos de produção do sistema. Pode ser observado que todos os parâmetros foram significativos: a espessura da zona de óleo (hóleo), a porosidade (ϕ), a permeabilidade horizontal (kh), a relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal ($MK_v=k_v/k_h$) e a vazão de injeção de vapor (Q_{vapor}). As interações significativas estatisticamente no FR em 15 anos de produção foram: $Kh-Q_v$ (2-5), $hóleo-Mk_v$ (1-3) e $hóleo-\phi$ (1-4), as demais interações não foram significativas. O “L” ao lado do parâmetro indica uma interação linear, o “Q” indica uma interação quadrática.

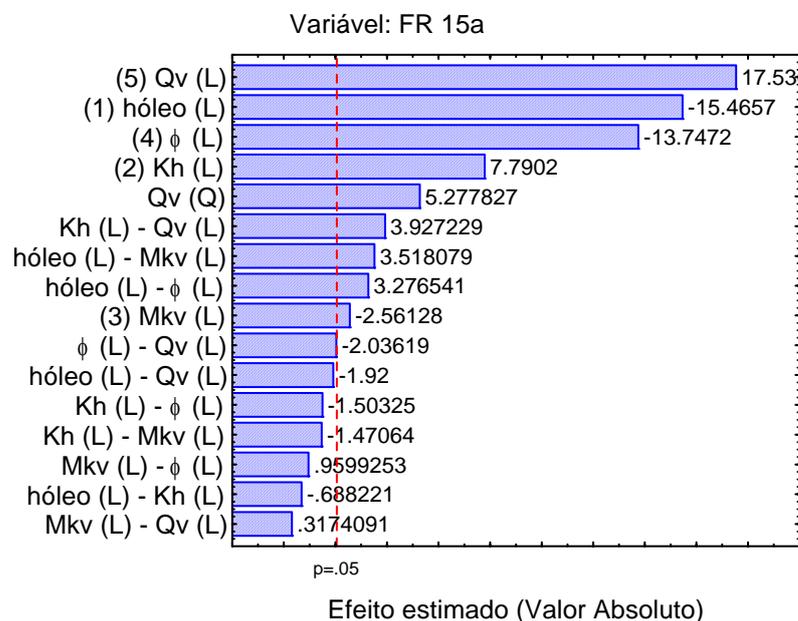


Figura 5-14: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados - FR 15 anos de produção.

Na Figura 5-15, observa-se o diagrama de Pareto para a razão óleo/vapor (ROV) em 15 anos de produção do sistema. Pode ser observado que os parâmetros significativos foram: vazão de vapor, a espessura da zona de óleo (hóleo) e a porosidade (ϕ). Não foram significativos: a permeabilidade horizontal (kh) e a relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal ($MK_v=k_v/k_h$). Nenhuma interação entre os parâmetros foi significativa na ROV em 15 anos de produção.

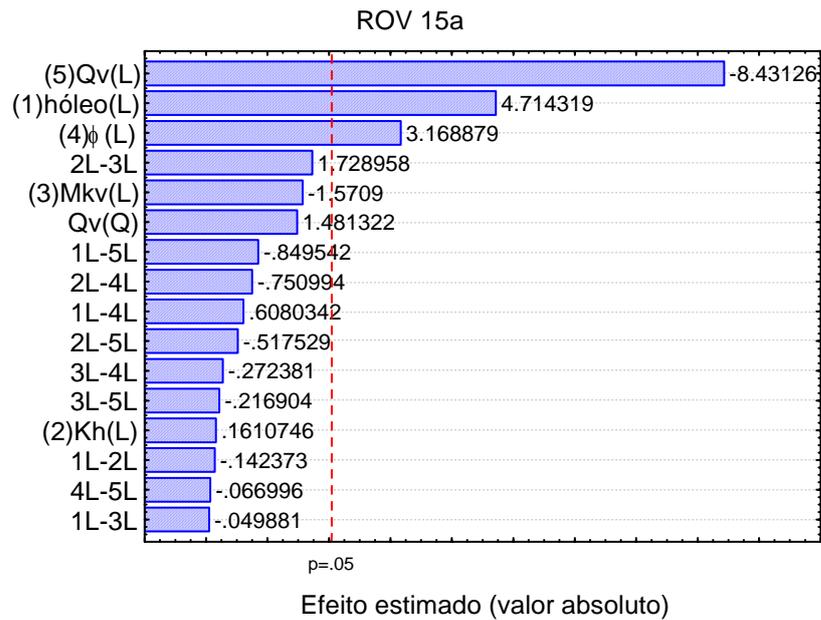


Figura 5-15: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados - ROV 15 anos de produção.

A Figura 5-16 mostra as superfícies de resposta, para o caso do fator de recuperação de óleo (FR) e da razão óleo/vapor (ROV), com a interação dos parâmetros permeabilidade horizontal (Kh) e vazão de vapor (Qv), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos no ponto central exceto pela zona de óleo que foi deixada em 15 m.

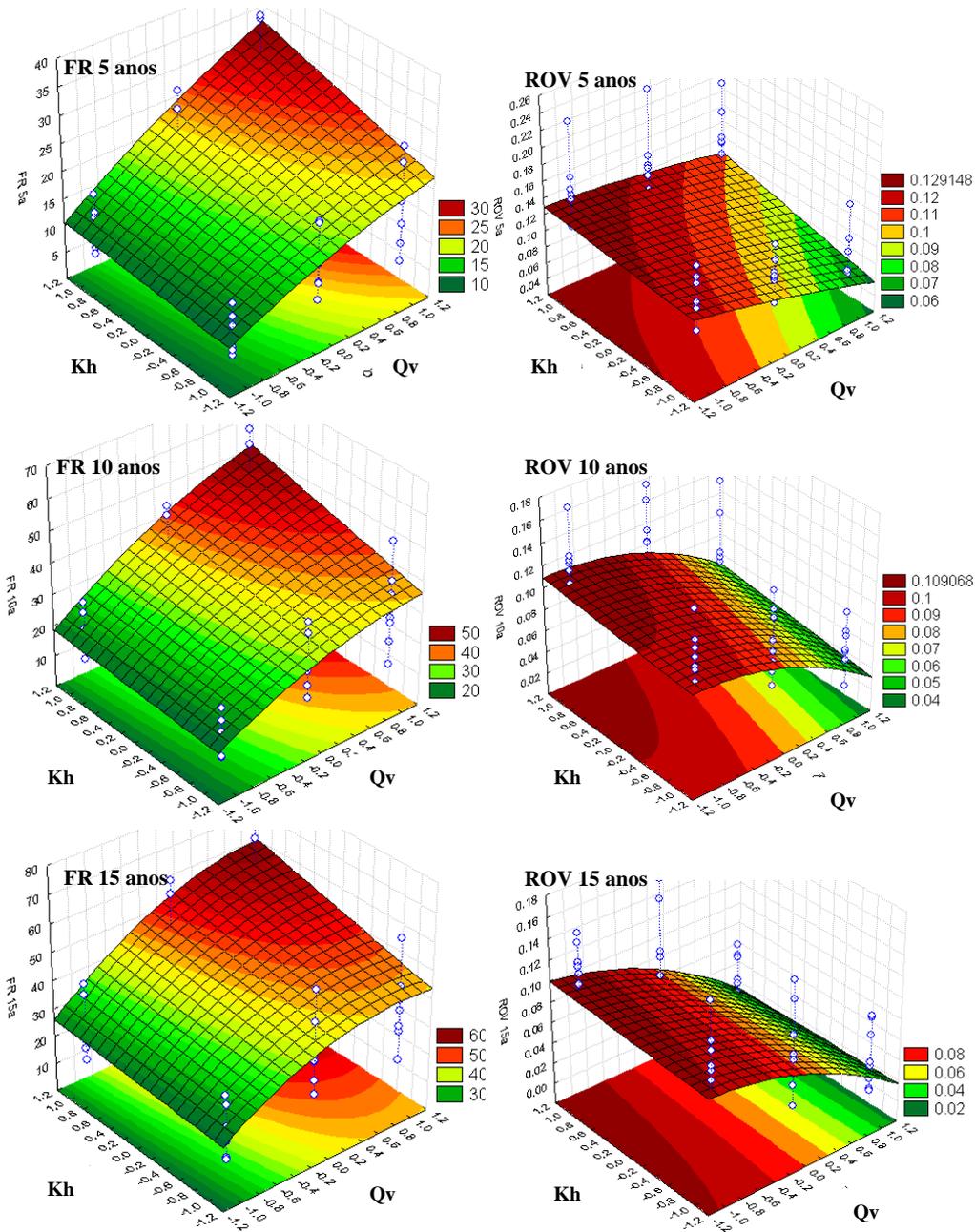


Figura 5-16: Análise da interação entre a vazão de vapor (Q_v) e a permeabilidade horizontal (K_h) no FR e na ROV.

Nesta Figura 5-16, observa-se que o fator de recuperação de óleo no intervalo estudado, aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor e com o incremento da permeabilidade horizontal. Este mesmo comportamento pode ser observado em 5, 10 e 15 anos de produção. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 30%, em 10 anos a 50% e em 15 anos a 60%. A inclinação da superfície de resposta é menor na medida em que vai

passando o tempo, isto é, quando o reservatório está depletando. Então, a produção acumulada de óleo começa a se manter estável e não aumenta mais no tempo.

Quando se analisa a razão óleo/vapor (ROV) neste sistema, pode ser observado que a resposta é favorecida quando a vazão de vapor é baixa ((-1) 50 t/d) e a permeabilidade horizontal é alta ((+1) 2000 mD). Isto acontece durante todo o período de estudo.

Na superfície de resposta que mostra a ROV, pode ser observado que se o sistema possui uma permeabilidade baixa ((-1) 500mD), já nos primeiros cinco anos a ROV pode ser menor que $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$ (este valor se estima recomendado na indústria para mostrar a rentabilidade do projeto) quando se injeta uma vazão de vapor alta (em torno de 150 t/dia (+1)). Se a vazão de injeção diminui a ROV sobe acima de $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$. Após 15 anos de produção a figura mostra que a ROV está abaixo de $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$ para qualquer vazão de injeção ou permeabilidade horizontal mostrada, sendo que a maior resposta (região ótima) se obtém quando se injeta uma quantidade de vapor baixa (-1, 50 t/dia), independente da permeabilidade horizontal do reservatório.

Estas superfícies de resposta mostram a tendência do aumento da ROV quando se injeta menos vapor no sistema. É importante mostrar que os resultados mostrados nesta figura são para um reservatório de espessura de 15 m. Um sistema de espessura maior (30 m) mostra o mesmo comportamento só que com razões óleo-vapor maiores, devido à maior vazão de óleo encontrada quando o reservatório é mais espesso (no intervalo estudado).

A Figura 5-17 mostra as superfícies de resposta, neste caso o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros relação K_v/K_h (Mkv) e vazão de vapor (Qv), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos no ponto central exceto pela zona de óleo que foi deixada em 15m.

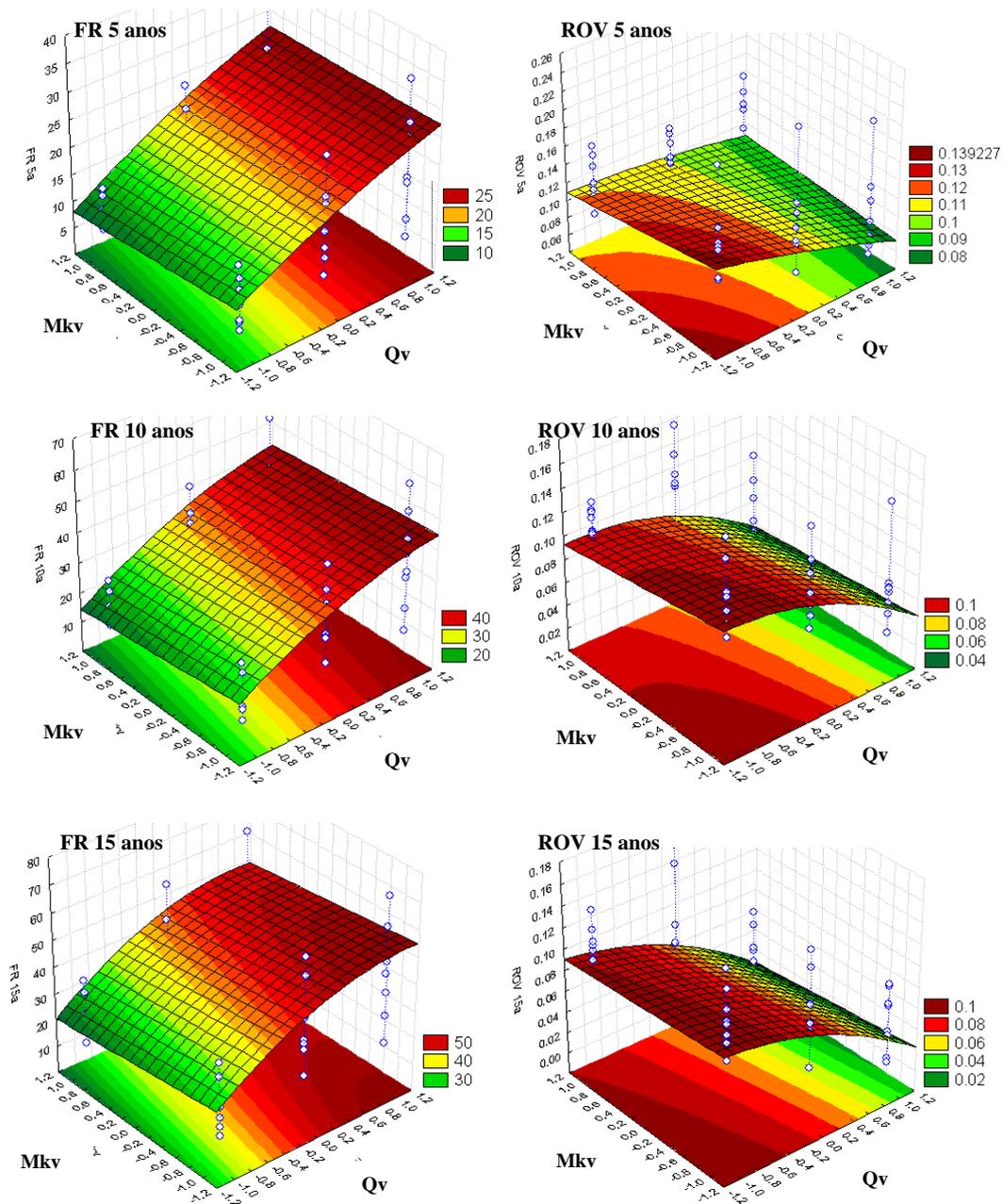


Figura 5-17: Análise da interação entre a vazão de vapor (Q_v) e relação kv/kh (M_{kv}) no FR e na ROV.

Na Figura 5-17 se observa que o fator de recuperação de óleo, no intervalo estudado, aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor (Q_v) e com a diminuição da relação de permeabilidade vertical e a horizontal (M_{kv}). Este último parâmetro tem pouca influência no fator de recuperação do óleo (FR), mas mostrou influência significativa na razão óleo/vapor (ROV). A baixa influência no fator de recuperação pode ser observada nas superfícies de respostas em 5, 10 e 15 anos. A região de mínimo fator de recuperação (FR) é

observada quando a relação de permeabilidades é alta ((+1) 0,5) e a vazão de injeção baixa (50 t/dia), isto para os três tempos de produção.

Quando se analisa a razão óleo/vapor (ROV) neste sistema, pode ser observado, que a resposta na ROV é favorecida quando a vazão de vapor é baixa ((-1) 50 t/dia) e a relação de permeabilidades (Mkv) também é baixa ((-1) 0,05). Nas superfícies de resposta que mostram a ROV, pode ser observado que se neste sistema se injeta vazões altas ((+1) 150 t/dia) de vapor já nos primeiros cinco anos a ROV pode ser menor que $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$, para todo o intervalo de relação MKv ((-1) 0,05 - (+1) 0,5). Se a vazão de injeção diminui, a ROV sobe acima de $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$. Após 15 anos de produção a figura mostra que a ROV pode ser mantida acima de $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$ baixando a quantidade de vapor injetado. A análise dos valores obtidos da ROV é para um reservatório de 15m.

A Figura 5-18 mostra as superfícies de resposta, neste caso o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros porosidade (ϕ) e vazão de vapor, para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos no ponto central, exceto pela zona de óleo que foi deixada em 15 m.

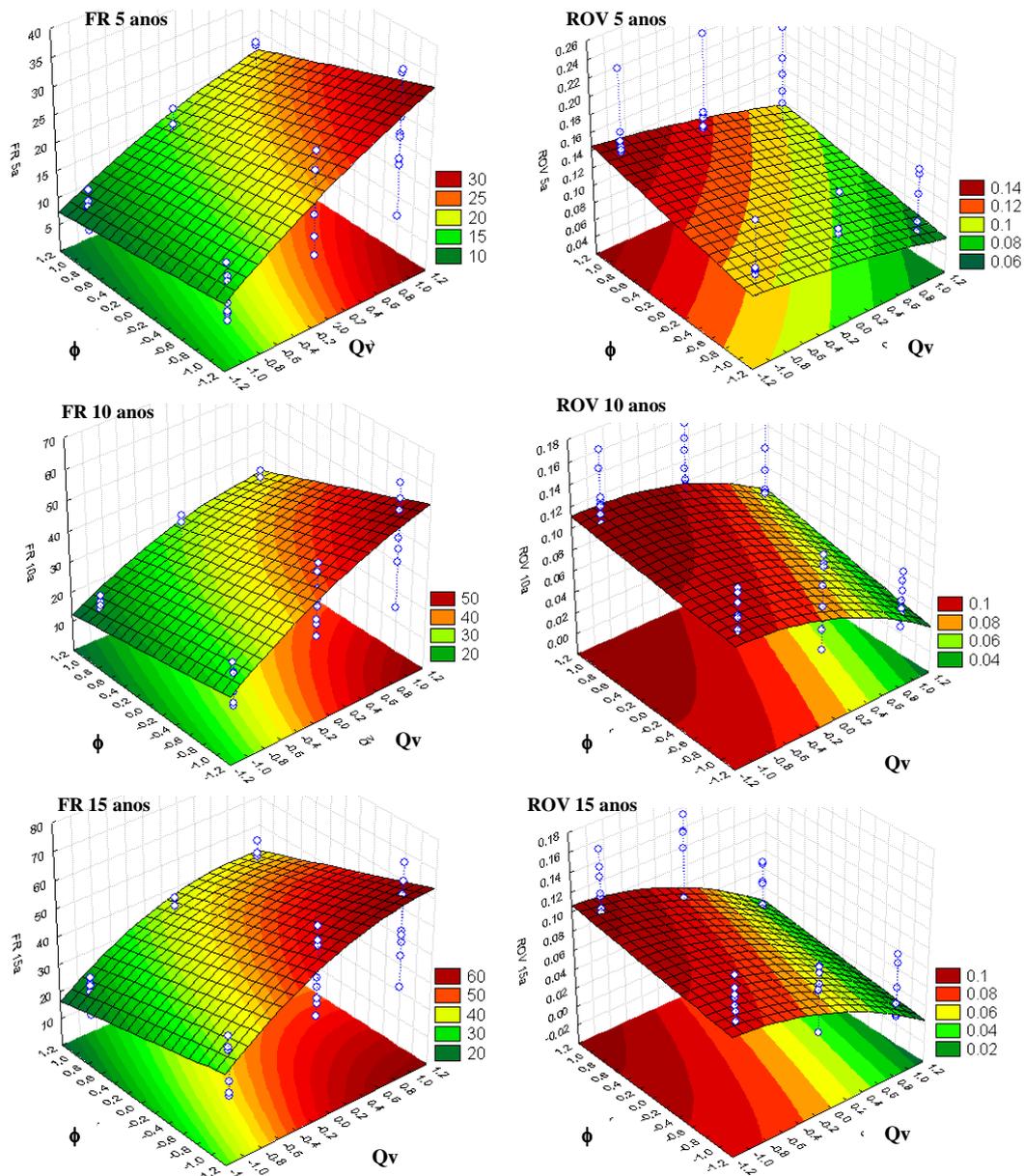


Figura 5-18: FR e ROV em 5, 10 e 15 anos de produção - Interação entre a vazão de vapor (Q_v) e a porosidade (ϕ).

Na Figura 5-18 se observa que o fator de recuperação de óleo no intervalo estudado, aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor e com a diminuição da porosidade efetiva do reservatório. Este mesmo comportamento pode ser observado em 5, 10 e 15 anos de produção. O volume de óleo original ou “*óleo in place*” varia com a porosidade, neste caso o reservatório com 0,15 de porosidade possui 81289 m³ de óleo original e o reservatório com

0,3 tem 162580 m³ de óleo original. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 30%, em 10 anos a 50% e em 15 anos a 60%.

Quando se analisa a razão óleo/vapor (ROV) neste sistema, pode ser observado, que a resposta é favorecida quando a vazão de vapor, Q_v , é baixa ((-1) 50 t/dia) e a porosidade, ϕ , é alta ((+1) 0,35), mostrando que altas porosidades favorecem a relação óleo vapor. Isto devido às altas vazões de óleo produzidas.

Nas superfícies de resposta que mostram a ROV, pode ser observado que a ROV pode ser mantida acima de 0,1 m³/t, injetando vazões de vapor entre 50-100 t/dia, no período de produção de 10 anos e, após este período, a ROV se mantém alta injetando vazões de vapor baixas ((-1) 50 t/dia).

A Tabela 5-8 mostra os resultados obtidos nas simulações. Os valores dos atributos de reservatório, a quantidade de vapor injetada, o volume original de óleo, o volume poroso injetado e o fator de recuperação em 15 anos de produção para os reservatórios de 15 e 30 m de espessura de zona de óleo. Esta tabela mostra claramente o aumento do fator de recuperação e do volume poroso injetado com o aumento da vazão de vapor e a diminuição da razão óleo/vapor com o aumento da injeção de vapor, isto para o intervalo estudado. Mas na seção de otimização de vapor pode ser vislumbrado que, aumentando a injeção de vapor acima de 200-250 t/dia o óleo recuperado (FR) começa a cair no final do período de produção, isto para os reservatórios de 15, 20 e 30 m de espessura.

Tabela 5-8: Simulações realizadas no estudo da vazão de vapor injetada e os parâmetros de reservatório e fator de recuperação em 15 anos de produção.

Exp	hóleo (m)	Kh (mD)	Mkv	ϕ	Qv (t/dia)	VOIP (m3 std)	VPinj 15 anos	FR (%) 15 anos	ROV 15 anos
1	15	500	0,05	0,15	50	81289	3,4	34,5	0,082
2	15	500	0,05	0,15	100	81289	6,7	56,4	0,080
3	15	500	0,05	0,15	150	81289	10,1	60,7	0,011
4	15	500	0,05	0,30	50	162580	1,7	23,2	0,105
5	15	500	0,05	0,30	100	162580	3,4	33,1	0,080
6	15	500	0,05	0,30	150	162580	5,1	43,7	0,080
7	15	500	0,5	0,15	50	81289	3,4	31,0	0,092
8	15	500	0,5	0,15	100	81289	6,7	45,3	0,030
9	15	500	0,5	0,15	150	81289	10,1	44,1	0,009
10	15	500	0,5	0,30	50	162580	1,7	20,2	0,100
11	15	500	0,5	0,30	100	162580	3,4	31,3	0,050
12	15	500	0,5	0,30	150	162580	5,1	35,4	0,033
13	15	2000	0,05	0,15	50	81289	3,4	39,3	0,098
14	15	2000	0,05	0,15	100	81289	6,7	63,2	0,073
15	15	2000	0,05	0,15	150	81289	10,1	71,9	0,006
16	15	2000	0,05	0,30	50	162580	1,7	25,9	0,117
17	15	2000	0,05	0,30	100	162580	3,4	41,4	0,038
18	15	2000	0,05	0,30	150	162580	5,1	49,4	0,061
19	15	2000	0,5	0,15	50	81289	3,4	35,6	0,091
20	15	2000	0,5	0,15	100	81289	6,7	58,4	0,074
21	15	2000	0,5	0,15	150	81289	10,1	65,6	0,008
22	15	2000	0,5	0,30	50	162580	1,7	22,8	0,120
23	15	2000	0,5	0,30	100	162580	3,4	38,3	0,033
24	15	2000	0,5	0,30	150	162580	5,1	44,8	0,059
25	30	500	0,05	0,15	50	172310	3,4	19,1	0,128
26	30	500	0,05	0,15	100	172310	6,7	31,7	0,099
27	30	500	0,05	0,15	150	172310	10,1	27,9	0,063
28	30	500	0,05	0,30	50	344620	1,7	12,4	0,164
29	30	500	0,05	0,30	100	344620	3,4	19,9	0,131
30	30	500	0,05	0,30	150	344620	5,1	17,4	0,083
31	30	500	0,5	0,15	50	172310	3,4	18,1	0,105
32	30	500	0,5	0,15	100	172310	6,7	36,2	0,074
33	30	500	0,5	0,15	150	172310	10,1	39,4	0,020
34	30	500	0,5	0,30	50	344620	1,7	11,9	0,120
35	30	500	0,5	0,30	100	344620	3,4	24,8	0,149
36	30	500	0,5	0,30	150	344620	5,1	29,9	0,036
37	30	2000	0,05	0,15	50	172310	3,4	23,3	0,115
38	30	2000	0,05	0,15	100	172310	6,7	42,1	0,097
39	30	2000	0,05	0,15	150	172310	10,1	48,0	0,037
40	30	2000	0,05	0,30	50	344620	1,7	16,1	0,147
41	30	2000	0,05	0,30	100	344620	3,4	29,4	0,147
42	30	2000	0,05	0,30	150	344620	5,1	36,7	0,033
43	30	2000	0,5	0,15	50	172310	3,4	19,2	0,108
44	30	2000	0,5	0,15	100	172310	6,7	38,2	0,091
45	30	2000	0,5	0,15	150	172310	10,1	46,7	0,072
46	30	2000	0,5	0,30	50	344620	1,7	12,0	0,137
47	30	2000	0,5	0,30	100	344620	3,4	25,8	0,166
48	30	2000	0,5	0,30	150	344620	5,1	33,0	0,023

A razão óleo/vapor aumenta com o incremento da espessura do reservatório e isto pode ser observado na Tabela 5-8. Ao analisar os resultados para a ROV em 15 anos de produção para as simulações 1-2-3 (hóleo de 15m) e 25-26-27 (hóleo de 30m) se verifica que nas mesmas condições de reservatório, a ROV é maior no sistema de espessura maior para as vazões de vapor estudadas. Dos reservatórios estudados, os mais espessos apresentaram maiores vazões de óleo, no intervalo estudado. Em consequência, para a mesma injeção a ROV é maior.

Este estudo mostra que a recuperação de óleo pode ser maximizada, mas as necessidades de vapor aumentam e a ROV não necessariamente fica na região ótima. Por isto existe a necessidade de uma otimização do processo através de parâmetros que contabilizem tanto a produção de óleo quanto a demanda do de vapor e seus custos, para assim conseguir minimizar de forma eficaz o vapor injetado e obtendo o maior lucro possível. Esta análise se encontra no Capítulo 5.3.2.

5.2.2 Sistema 2: Reservatório com aquífero de fundo

A Figura 5-19 mostra o diagrama de Pareto dos efeitos padronizados para três diferentes datas 5, 10 e 15 anos de produção para o sistema com aquífero de fundo. Nos primeiros cinco anos a relação de permeabilidades (M_{kv}) é significativa no fator de recuperação e depois já não é mais. Alias, pode ser observado que a interação entre a permeabilidade horizontal (K_h) e a razão de permeabilidades (M_{kv}) é significativa durante todo o processo de produção de óleo. As variáveis espessura do reservatório (hóleo), permeabilidade relativa à água na saturação residual do óleo (K_{rwro}), porosidade (ϕ) e saturação residual da água (S_{wr}), foram significativas para os três tempos estudados, o que mostra que elas afetam a recuperação de óleo de um sistema com aquífero.

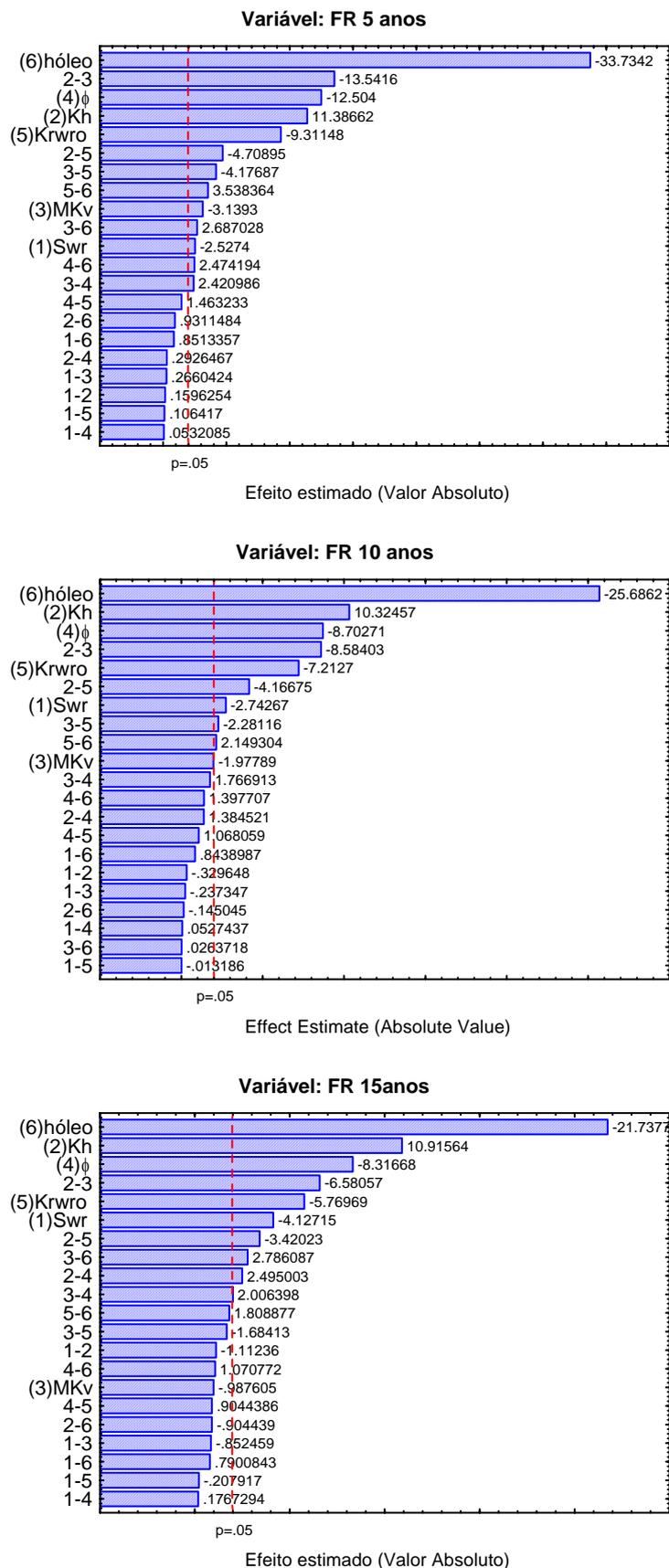


Figura 5-19: Diagrama de Pareto dos efeitos padronizados-Parâmetros de reservatório modelo com aquífero.

A significância de alguns dos fatores analisados neste processo pode mudar no tempo e isto pode ser observado na relação de permeabilidade vertical e horizontal (MKv). Este parâmetro foi significativo nos primeiros 5 anos, mas logo já não teve mais significância estatística, isto é importante, já que a análise de produção de um reservatório deve ser acompanhada durante todo o período de produção. Contudo, a sua interação com a permeabilidade horizontal (interação 2-3) foi significativa durante todo o período de produção.

A Tabela 5-9 mostra o fator de recuperação de óleo em 15 anos de produção (FR 15 anos), para as simulações realizadas, ordenadas em forma decrescente no fator de recuperação. Nesta tabela também podem ser observados os parâmetros de reservatório modificados e os valores de volume original de óleo (VOIP), para uma espessura de óleo de 15 m. Pode ser observado também que o sistema com aquífero tem uma máxima recuperação de óleo de 51% quando $S_{wr} = 0,28$, $K_h = 2000$ mD, $M_{kv} = 0,05$, $\phi = 0,15$ e $K_{rwro} = 0,05$ (Exp 3). Uma recuperação média aproximada de 39,7% quando: $S_{wr} = 0,28$, $K_h = 2000$ mD, $M_{kv} = 0,05$, $\phi = 0,30$ e $K_{rwro} = 0,15$ (Exp 27). E a mínima recuperação de óleo de 27,6% quando $S_{wr} = 0,38$, $K_h = 500$ mD, $M_{kv} = 0,5$, $K_{rwro} = 0,15$ (Exp 30). Pode ser observado que para a máxima recuperação de óleo de 51% o volume poroso injetado corresponde a 6.

No sistema com aquífero, da mesma forma que o sistema sem aquífero, a recuperação máxima é obtida quando o reservatório tem uma porosidade de 0,15 o que não é normal de se encontrar em algumas áreas do Nordeste brasileiro.

Tabela 5-9: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo com aquífero sem capa de gás. Espessura da zona de óleo 15 m.

Exp	Swr	Kh (mD)	MKv	ϕ	Krwro	hóleo (m)	VOIP (m ³ std)	VPinj	FR (%) 15 anos
3	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	15	91449	6,0	51,0
4	0,38	2000	0,05	0,15	0,05	15	78748	7,0	47,9
11	0,28	2000	0,05	0,30	0,05	15	182900	3,0	45,8
7	0,28	2000	0,5	0,15	0,05	15	91449	6,0	45,7
19	0,28	2000	0,05	0,15	0,15	15	91449	6,0	44,1
12	0,38	2000	0,05	0,30	0,05	15	157400	3,5	42,9
8	0,38	2000	0,5	0,15	0,05	15	78748	7,0	41,6
15	0,28	2000	0,5	0,30	0,05	15	182900	3,0	41,4
23	0,28	2000	0,5	0,15	0,15	15	91449	6,0	41,4
5	0,28	500	0,5	0,15	0,05	15	91449	6,0	41,3
1	0,28	500	0,05	0,15	0,05	15	91449	6,0	40,5
20	0,38	2000	0,05	0,15	0,15	15	78748	7,0	40,2
27	0,28	2000	0,05	0,30	0,15	15	182900	3,0	39,7
2	0,38	500	0,05	0,15	0,05	15	78748	7,0	38,8
17	0,28	500	0,05	0,15	0,15	15	91449	6,0	38,7
6	0,38	500	0,5	0,15	0,05	15	78748	7,0	38,2
16	0,38	2000	0,5	0,30	0,05	15	157400	3,5	37,7
31	0,28	2000	0,5	0,30	0,15	15	182900	3,0	37,4
24	0,38	2000	0,5	0,15	0,15	15	78748	7,0	36,8
18	0,38	500	0,05	0,15	0,15	15	78748	7,0	36,7
28	0,38	2000	0,05	0,30	0,15	15	157400	3,5	36,1
21	0,28	500	0,5	0,15	0,15	15	91449	6,0	35,7
13	0,28	500	0,5	0,30	0,05	15	182900	3,0	34,8
32	0,38	2000	0,5	0,30	0,15	15	157400	3,5	33,4
22	0,38	500	0,5	0,15	0,15	15	78748	7,0	32,8
14	0,38	500	0,5	0,30	0,05	15	157400	3,5	32,4
9	0,28	500	0,05	0,30	0,05	15	182900	3,0	32,1
10	0,38	500	0,05	0,30	0,05	15	157400	3,5	30,6
25	0,28	500	0,05	0,30	0,15	15	182900	3,0	30,4
29	0,28	500	0,5	0,30	0,15	15	182900	3,0	29,9
26	0,38	500	0,05	0,30	0,15	15	157400	3,5	28,9
30	0,38	500	0,5	0,30	0,15	15	157400	3,5	27,6

A Tabela 5-10 mostra o fator de recuperação de óleo em 15 anos de produção, para as simulações realizadas para uma espessura de óleo de 30 m, ordenadas em forma decrescente no fator de recuperação. Nesta tabela também podem ser observados os fatores modificados e os valores de volume original de óleo (VOIP). Pode ser observado que para espessuras maiores a máxima recuperação de óleo de 37,1% acontece quando Swr=0,28, Kh=2000 mD, MKv=0,05, ϕ =0,15 e Krwro=0,05 (Exp 35). Uma recuperação média de 24,2% pode ser encontrada quando Swr=0,28, Kh=2000 mD, MKv=0,5, ϕ =0,30 e Krwro=0,15 (Exp 63). A mínima recuperação de 9,6% é encontrada quando Swr=0,38, Kh=500 mD, MKv=0,05, ϕ =0,3

e $K_{rw0}=0,05$ (Exp 42). Dependendo das características do reservatório é possível ter uma diferença entre o valor máximo e o mínimo do fator de recuperação de óleo de 27,5%. O volume poroso injetado na máxima recuperação é de 2,8.

Tabela 5-10: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo com aquífero sem capa de gás. Espessura da zona de óleo 30m

Exp	Swr	Kh (mD)	MKv	ϕ	K _{rw0}	hóleo (m)	VOIP (m ³ std)	VPinj	FR (%) 15 anos
35	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	30	193850	2,8	37,1
36	0,38	2000	0,05	0,15	0,05	30	166930	3,3	35,4
43	0,28	2000	0,05	0,30	0,05	30	387800	1,4	32,6
44	0,38	2000	0,05	0,30	0,05	30	333860	1,6	30,9
37	0,28	500	0,5	0,15	0,05	30	193850	2,8	30,8
39	0,28	2000	0,5	0,15	0,05	30	193850	2,8	29,5
38	0,38	500	0,5	0,15	0,05	30	166930	3,3	29,1
51	0,28	2000	0,05	0,15	0,15	30	193850	2,8	29,0
47	0,28	2000	0,5	0,30	0,05	30	387800	1,4	27,7
52	0,38	2000	0,05	0,15	0,15	30	166930	3,3	26,9
40	0,38	2000	0,5	0,15	0,05	30	166930	3,3	26,6
45	0,28	500	0,5	0,30	0,05	30	387800	1,4	26,6
59	0,28	2000	0,05	0,30	0,15	30	387800	1,4	26,6
55	0,28	2000	0,5	0,15	0,15	30	193850	2,8	26,2
53	0,28	500	0,5	0,15	0,15	30	193850	2,8	25,5
49	0,28	500	0,05	0,15	0,15	30	193850	2,8	25,1
46	0,38	500	0,5	0,30	0,05	30	333860	1,6	24,8
48	0,38	2000	0,5	0,30	0,05	30	333860	1,6	24,6
50	0,38	500	0,05	0,15	0,15	30	166930	3,3	24,4
60	0,38	2000	0,05	0,30	0,15	30	333860	1,6	24,4
63	0,28	2000	0,5	0,30	0,15	30	387800	1,4	24,2
54	0,38	500	0,5	0,15	0,15	30	166930	3,3	23,3
56	0,38	2000	0,5	0,15	0,15	30	166930	3,3	22,8
61	0,28	500	0,5	0,30	0,15	30	387800	1,4	22,8
33	0,28	500	0,05	0,15	0,05	30	193850	2,8	20,8
64	0,38	2000	0,5	0,30	0,15	30	333860	1,6	20,8
62	0,38	500	0,5	0,30	0,15	30	333860	1,6	20,5
34	0,38	500	0,05	0,15	0,05	30	166930	3,3	19,5
57	0,28	500	0,05	0,30	0,15	30	387800	1,4	18,1
58	0,38	500	0,05	0,30	0,15	30	333860	1,6	17,5
41	0,28	500	0,05	0,30	0,05	30	387800	1,4	10,6
42	0,38	500	0,05	0,30	0,05	30	333860	1,6	9,6

Quando se compara o volume poroso injetado nos reservatórios com as mesmas características (ver Tabela 5-9 e Tabela 5-10), mas de diferentes espessuras de óleo, pode se verificar que o volume poroso injetado (VPinj) é menor no caso de um reservatório mais espesso. Isto se deve ao fato da quantidade de vapor injetado ser a mesma em ambos os casos

durante a produção. Como o volume poroso do reservatório é maior no reservatório mais espesso, então o volume poroso injetado, que é a relação entre o volume de vapor injetado e o volume poroso, mostra um valor menor para reservatórios maiores.

No sistema com aquífero também se observa que a porosidade influencia no fator de recuperação de óleo. O fato de se ter uma maior recuperação de óleo não indica que o processo é rentável, portanto é preciso realizar um estudo técnico econômico dos cenários aqui encontrados para verificar a economia do processo. Esta análise foi realizada e mostrada no Capítulo 5.3.2.3.

5.2.2.1 Estudo de sensibilidade da vazão de vapor com os parâmetros de reservatório

Da mesma forma que o modelo sem aquífero analítico e sem capa de gás, foi analisada a influência da vazão de injeção de vapor no processo SAGD em um reservatório sem aquífero. As mesmas considerações da análise anterior são válidas neste modelo, e não foram estudados os pontos da permeabilidade relativa do sistema água-óleo. Na Tabela 5-11 se apresenta o intervalo de estudo dos parâmetros de reservatório estudados em conjunto com a vazão de vapor para um sistema com aquífero de fundo.

Tabela 5-11: Intervalo de estudo de parâmetros de reservatório e vazão de vapor injetada - sistema com aquífero de fundo.

Parâmetros	Mínimo (-1)	Central (0)	Máximo (+1)
Espessura da zona de óleo, h _{óleo} , m	15	-	30
Permeabilidade horizontal, K _h , mD	500	-	2000
Relação entre a permeabilidade vertical à horizontal M _{kv} (K _v /K _h)	0,05	-	0,5
Porosidade, ϕ	0,15	-	0,3
Vazão de injeção de vapor, Q _v , t/dia	50	100	150

A Figura 5-20 mostra o diagrama de Pareto dos efeitos padronizados, para 15 anos de produção de um reservatório com aquífero de fundo. Nesta figura pode ser observado que no processo todas as variáveis estudadas se mostraram significativas, com exceção da relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal quando vistas em forma individual. Esta relação foi significativa no fator de recuperação (FR 15anos) no sistema sem aquífero. As interações

que foram significativas no fator de recuperação foram: a permeabilidade horizontal (Kh) e porosidade (ϕ) e a relação de permeabilidades (Mkv). A vazão de vapor (Qv) se mostrou significativa tanto linearmente quanto em forma quadrática.

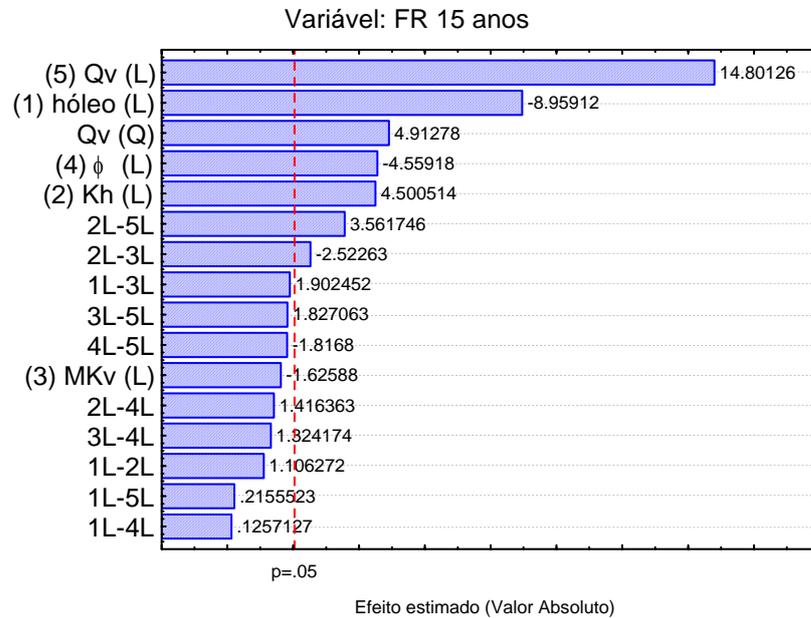


Figura 5-20: Diagrama de Pareto para o FR após 15 anos de produção - Modelo com aquífero.

A Figura 5-21 mostra o diagrama de Pareto para a razão óleo-vapor em 15 anos de produção (ROV 15a). Encontrou-se que somente os parâmetros individuais: espessura de zona de óleo (hóleo), vazão de injeção (Qv) e porosidade (ϕ) têm uma significância estatística na ROV. Nenhuma das interações se mostrou significativa.

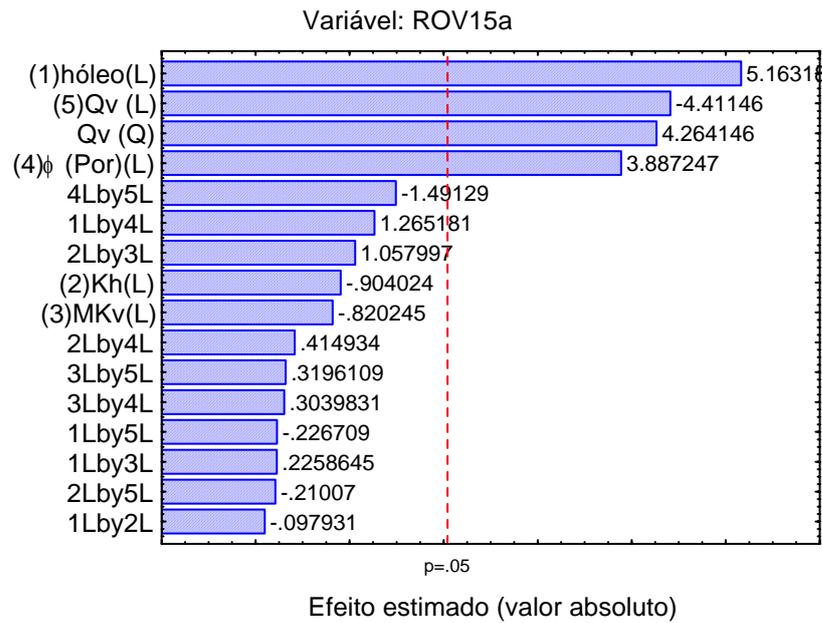


Figura 5-21: Diagrama de Pareto da ROV em 15 anos de produção.

A Figura 5-22 mostra as superfícies de resposta para a função objetivo. Neste caso o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros permeabilidade horizontal (Kh) e vazão de vapor (Qv), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos em um ponto central, exceto pela zona de óleo que foi deixada em 15 m.

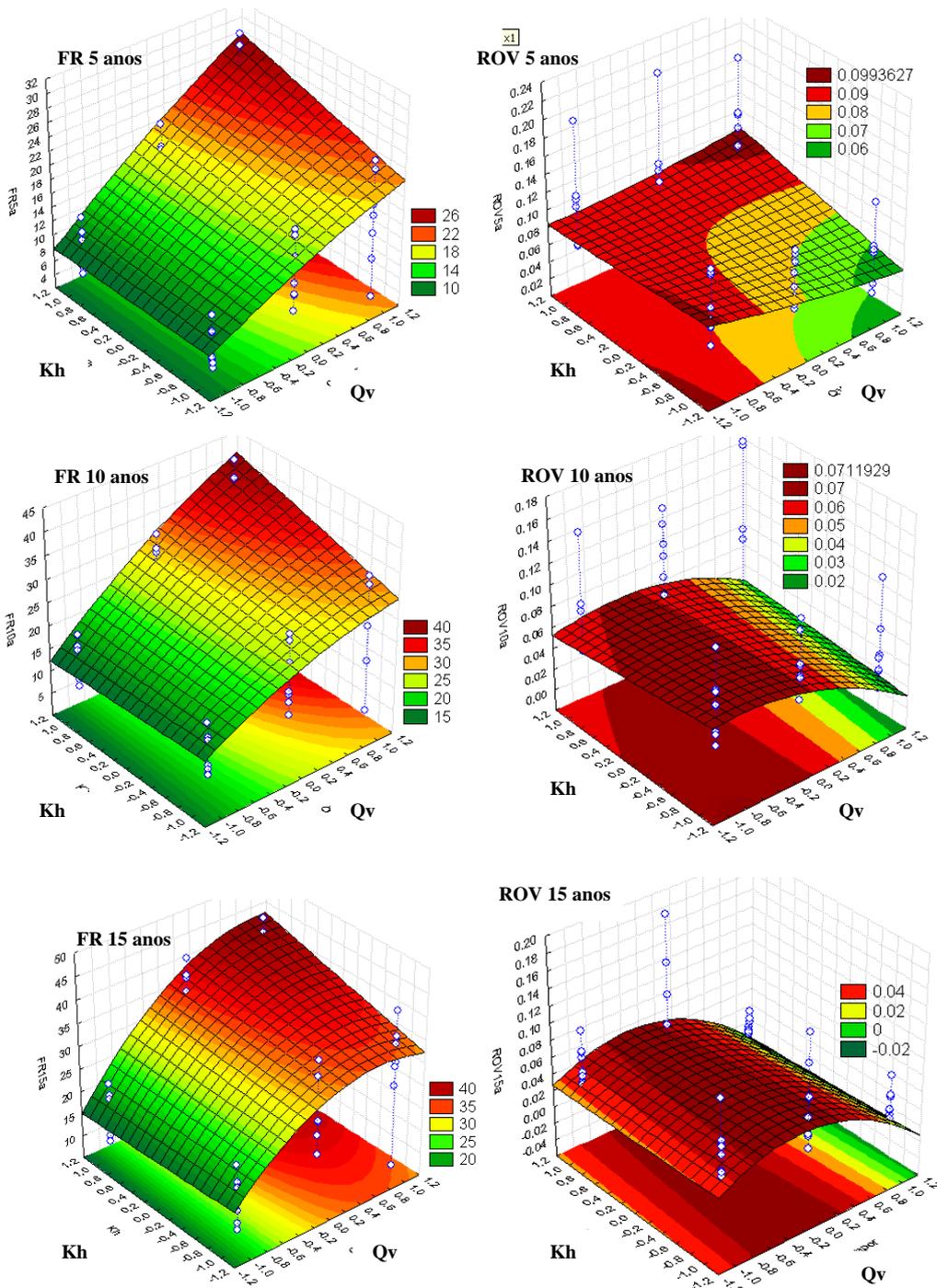


Figura 5-22: FR e ROV em 5, 10 e 15 anos de produção, interação entre a vazão de injeção (Q_v) e a permeabilidade horizontal (K_h) – Modelo com aquífero de fundo.

Na Figura 5-22 se observa que o fator de recuperação de óleo, no intervalo estudado, aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor (Q_v) e com o incremento da permeabilidade horizontal (K_h). Este mesmo comportamento pode ser observado em 5, 10 e

15 anos de produção. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 25%, em 10 anos a 40% e em 15 anos a 42%. Pode ser observado que a inclinação da superfície de resposta é menor à medida que vai passando o tempo, isto é, quando o reservatório está depletando a produção acumulada de óleo já começa a manter-se estável, devido à diminuição da vazão de óleo.

Quando se analisa a razão óleo/vapor (ROV) neste sistema, pode ser observado que a resposta não necessariamente é favorecida quando a vazão de vapor é baixa (50 t/dia (-1)) e a permeabilidade horizontal é alta (2000 mD (+1)), comportamento encontrado no sistema sem aquífero. Nos primeiros 5 anos de produção a superfície de resposta mostra que altas ROV podem ser alcançadas no caso de se ter: baixas Q_v (50 t/dia (-1)) e Kh (500mD (-1)) ou altas Q_v (150 t/dia (+1)) e Kh (2000mD (+1)). Observa-se que para um reservatório pouco espesso (15 m) o sistema possui uma baixa ROV já nos primeiros cinco anos, e menor que $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$, no período de produção do processo. A superfície de resposta da ROV mostra, em 10 e 15 anos, que existe uma região ótima de maior ROV, quando a Q_v está abaixo do ponto central (100 t/dia) para qualquer Kh (500 (-1) - 2000mD (+1)). O reservatório mais espesso (30m) mostrou maiores ROV no tempo.

A Figura 5-23 mostra as superfícies de resposta, neste caso o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros porosidade (ϕ) e a vazão de vapor, para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos no ponto central exceto pela zona de óleo que foi deixada em 15 m.

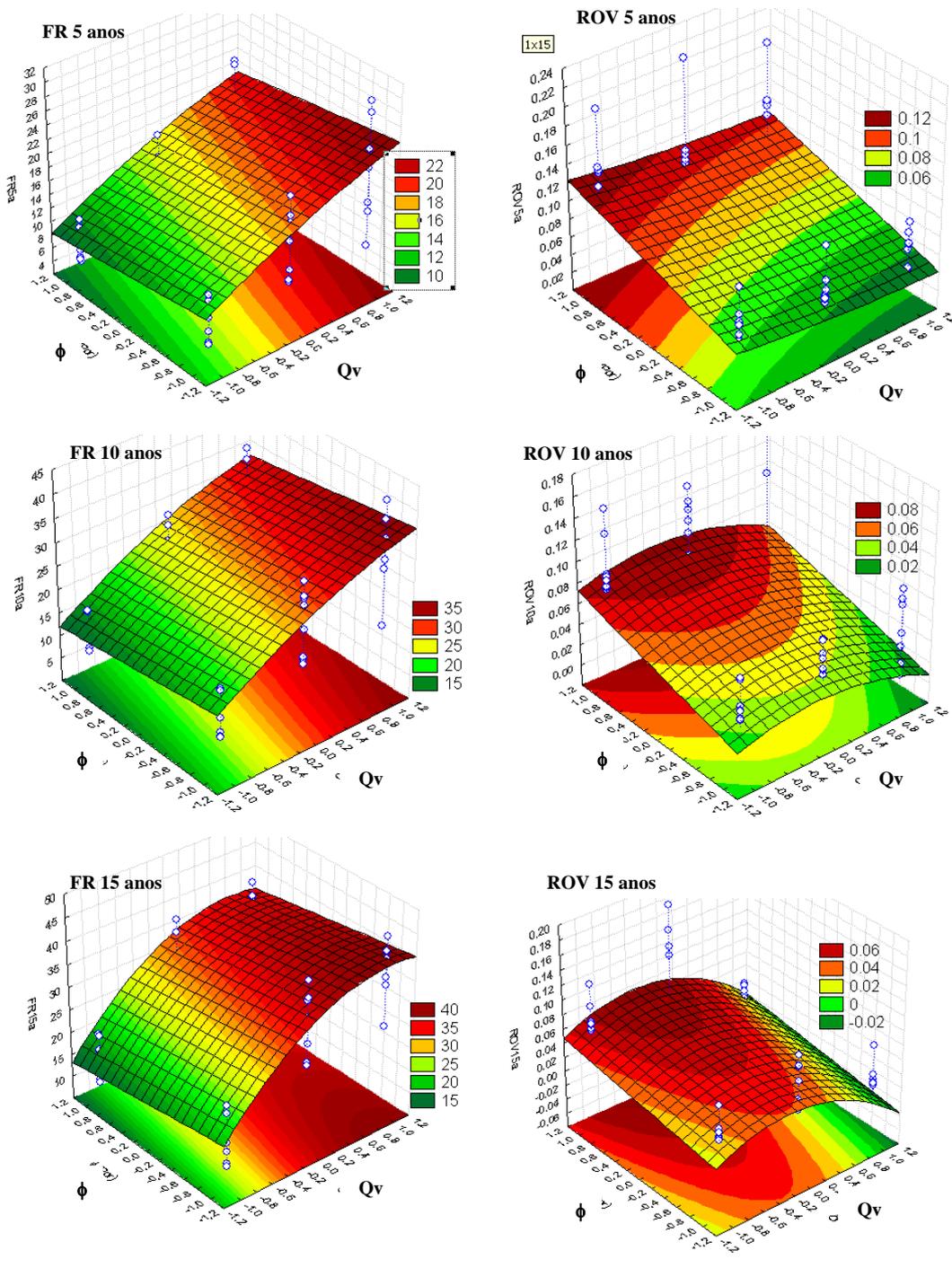


Figura 5-23: FR e ROV em 5, 10 e 15 anos de produção para a interação entre a vazão de injeção (Q_v) e a porosidade (ϕ) – Modelo com aquífero de fundo.

Na Figura 5-23 se observa que o fator de recuperação de óleo, no intervalo estudado, aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor (Q_v) e com a diminuição da porosidade efetiva do reservatório (ϕ). Este mesmo comportamento foi observado em 5, 10 e

15 anos de produção. A mesma tendência foi encontrada no sistema sem aquífero de fundo. O volume de óleo original ou “*óleo in place*” varia com a porosidade. Neste caso o reservatório com 0,15 de porosidade efetiva (ϕ) possui 81289 m³ de óleo original e o reservatório com 0,3 de porosidade tem 162580 m³ de óleo original. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 22%, em 10 anos a 35% e em 15 anos a 40%.

Quando se analisa a razão óleo/vapor (ROV) neste sistema, pode ser observado, que a resposta é favorecida nos primeiros 5 anos quando a vazão de vapor (Q_v) está entre média - baixa (50-100 t/dia) e a porosidade (ϕ) é alta (0,35 (+1)), mostrando que altas porosidades favorecem a relação óleo-vapor. A superfície de resposta mostra que a ROV pode ser mantida acima de 0,1 m³/t, injetando vazões de vapor entre 50-100 t/dia em um período de produção de 5 anos, e após este período a ROV está abaixo de 0,1 m³/t. A partir de 10 anos de produção a região ótima de alta ROV está bem definida, para vazões de injeção médias (100 t/dia (0)). A baixa ROV se deve ao fato do sistema em estudo ser um reservatório de 15 m de espessura, a ROV aumenta quando a espessura de reservatório é maior nas mesmas condições de reservatório e este comportamento pode ser observado na Tabela 5-12 .

A Tabela 5-12 mostra os resultados obtidos das simulações para o reservatório de 15 m e a Tabela 5-13 para o de 30 m de espessura da zona de óleo. Nestas tabelas se mostram os valores dos atributos de reservatório, a quantidade de vapor injetada, o volume original de óleo, e o fator de recuperação em 15 anos de produção. O fator de recuperação aumenta com o incremento da quantidade de vapor injetado e a razão óleo/vapor diminui com o aumento da injeção de vapor. O comportamento do fator de recuperação e da ROV foi o mesmo que o encontrado no sistema sem aquífero. A ROV aumenta com o incremento da espessura do reservatório nas mesmas condições de reservatório.

Tabela 5-12: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção para as simulações realizadas no modelo com aquífero - Parâmetros de reservatório e vazão de injeção de vapor. Espessura do reservatório de 15m.

Exp	hóleo, m	Kh, mD	Mkv (Kh/Kv)	ϕ	Qvapor, (t/dia)	VOIP m ³ std	VPinj 15anos	FR15a Após 15a	ROV 15anos
1	15	500	0,05	0,15	50	81289	3,4	23,7	0,0401
2	15	500	0,05	0,15	100	81289	6,7	38,1	0,0330
3	15	500	0,05	0,15	150	81289	10,1	41,0	0,0111
4	15	500	0,05	0,3	50	162580	1,7	20,0	0,0709
5	15	500	0,05	0,3	100	162580	3,4	29,8	0,0541
6	15	500	0,05	0,3	150	162580	5,1	32,2	0,0321
7	15	500	0,5	0,15	50	81289	3,4	18,7	0,0343
8	15	500	0,5	0,15	100	81289	6,7	34,5	0,0179
9	15	500	0,5	0,15	150	81289	10,1	35,6	0,0063
10	15	500	0,5	0,3	50	162580	1,7	16,2	0,0593
11	15	500	0,5	0,3	100	162580	3,4	29,1	0,0353
12	15	500	0,5	0,3	150	162580	5,1	30,0	0,0164
13	15	2000	0,05	0,15	50	81289	3,4	22,1	0,0315
14	15	2000	0,05	0,15	100	81289	6,7	42,4	0,0291
15	15	2000	0,05	0,15	150	81289	10,1	44,3	0,0047
16	15	2000	0,05	0,3	50	162580	1,7	19,5	0,0611
17	15	2000	0,05	0,3	100	162580	3,4	38,0	0,0416
18	15	2000	0,05	0,3	150	162580	5,1	39,1	0,0121
19	15	2000	0,5	0,15	50	81289	3,4	18,7	0,0290
20	15	2000	0,5	0,15	100	81289	6,7	38,6	0,0203
21	15	2000	0,5	0,15	150	81289	10,1	39,4	0,0021
22	15	2000	0,5	0,3	50	162580	1,7	16,4	0,0675
23	15	2000	0,5	0,3	100	162580	3,4	35,1	0,0335
24	15	2000	0,5	0,3	150	162580	5,1	35,8	0,0071

Tabela 5-13: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção para as simulações realizadas no modelo com aquífero - Parâmetros de reservatório e vazão de injeção de vapor. Espessura do reservatório de 30m.

Exp	hóleo, m	Kh, mD	Mkv (Kh/Kv)	ϕ	Qvapor, (t/dia)	VOIP m ³ std	VPinj 15anos	FR15a Após 15a	ROV 15anos
25	30	500	0,05	0,15	50	172310	1,6	13,7	0,0760
26	30	500	0,05	0,15	100	172310	3,2	24,7	0,0777
27	30	500	0,05	0,15	150	172310	4,8	24,8	0,0583
28	30	500	0,05	0,3	50	344620	0,8	10,9	0,1229
29	30	500	0,05	0,3	100	344620	1,6	17,7	0,1179
30	30	500	0,05	0,3	150	344620	2,4	6,9	0,0320
31	30	500	0,5	0,15	50	172310	1,6	11,0	0,0388
32	30	500	0,5	0,15	100	172310	3,2	24,9	0,0787
33	30	500	0,5	0,15	150	172310	4,8	33,8	0,0176
34	30	500	0,5	0,3	50	344620	0,8	9,6	0,0689
35	30	500	0,5	0,3	100	344620	1,6	21,8	0,1523
36	30	500	0,5	0,3	150	344620	2,4	29,0	0,0344
37	30	2000	0,05	0,15	50	172310	1,6	15,6	0,0445
38	30	2000	0,05	0,15	100	172310	3,2	28,9	0,0574
39	30	2000	0,05	0,15	150	172310	4,8	41,2	0,0178
40	30	2000	0,05	0,3	50	344620	0,8	13,8	0,0925
41	30	2000	0,05	0,3	100	344620	1,6	26,2	0,1303
42	30	2000	0,05	0,3	150	344620	2,4	36,2	0,0302
43	30	2000	0,5	0,15	50	172310	1,6	10,3	0,0388
44	30	2000	0,5	0,15	100	172310	3,2	24,2	0,0936
45	30	2000	0,5	0,15	150	172310	4,8	35,6	0,0045
46	30	2000	0,5	0,3	50	344620	0,8	8,9	0,0688
47	30	2000	0,5	0,3	100	344620	1,6	22,2	0,1867
48	30	2000	0,5	0,3	150	344620	2,4	32,6	0,0219

5.2.3 Sistema 3: Reservatório com capa de gás

Os parâmetros estudados no modelo com capa de gás são mostrados na Tabela 5-14. O vapor não foi considerado na primeira parte do estudo nos diagramas de Pareto, isto para observar a influência dos parâmetros de reservatório sem a influência do vapor. A análise incluindo a vazão de injeção foi realizada na seção seguinte.

Tabela 5-14: Parâmetros analisados no modelo com capa de gás na otimização do vapor

Parâmetros	Mínimo (-1)	Central (0)	Máximo (+1)
Espessura da capa de gás, h_{gas} (m)	5		20
Permeabilidade horizontal, K_h (mD)	500		2000
Relação de permeabilidade horizontal à vertical, M_{kv}	0,05		0,50
Porosidade, ϕ	0,15		0,30
Vazão de injeção de vapor, Q_{vapor}	50	100	150

A Figura 5-24 mostra o diagrama de Pareto dos efeitos padronizados, para três datas diferentes: 5, 10 e 15 anos. Pode ser observado que até 10 anos de produção a espessura da zona de gás (h_{gas}) não se mostra significativa no fator de recuperação de óleo (FR). Somente no final da recuperação (15 anos) foi que se mostrou significativa. A relação da permeabilidade vertical e horizontal (M_{kv}) não foi significativa nos 15 anos de produção, mas sua interação com a permeabilidade horizontal (K_h) do reservatório foi, como nos casos anteriores, importantes para o sistema. A permeabilidade horizontal (K_h) e a porosidade (ϕ) se mostraram significativos nos 15 anos de produção do sistema. A interação entre a porosidade e a permeabilidade horizontal também se mostrou significativa.

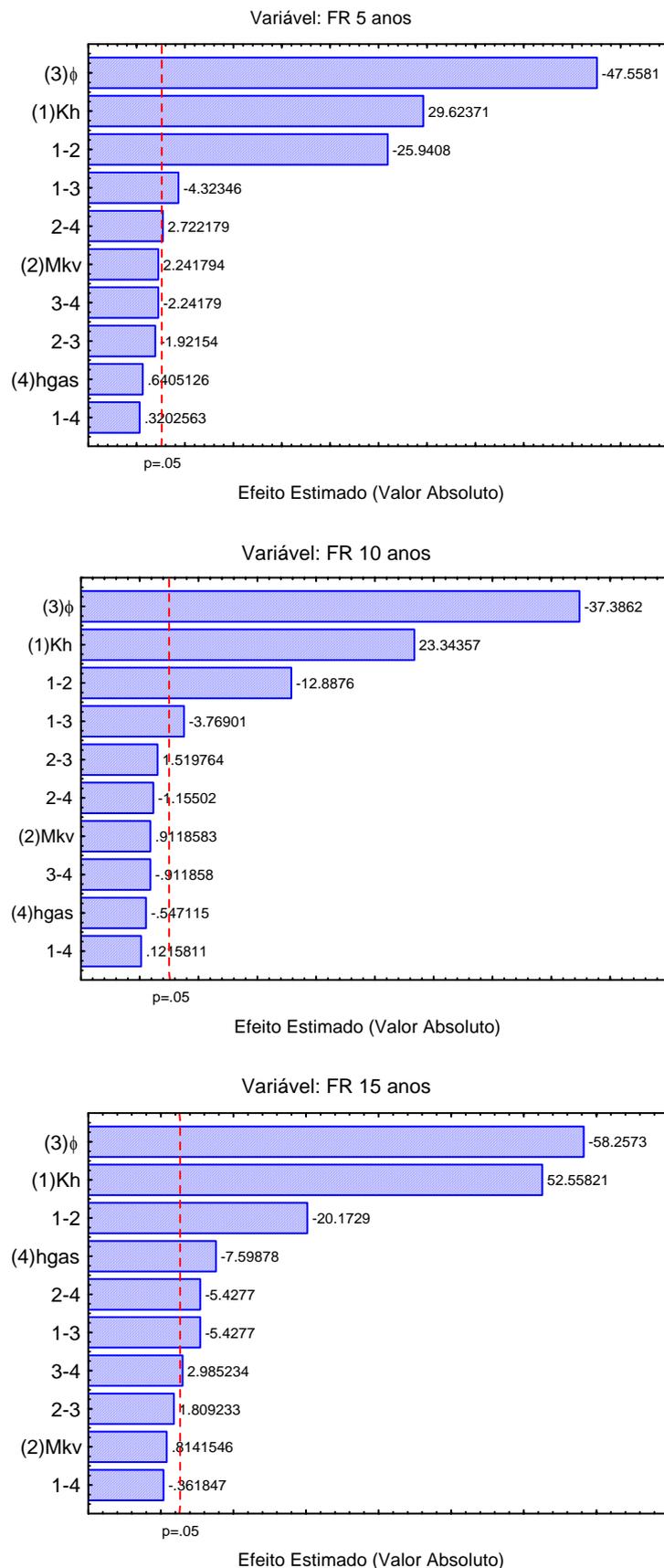


Figura 5-24: Diagrama de Pareto em 5, 10 e 15 anos para o Fator de recuperação do óleo em um modelo com capa de gás.

A Tabela 5-15 mostra o fator de recuperação de óleo em 15 anos de produção, para as simulações realizadas do sistema com capa de gás, ordenadas em forma decrescente no fator de recuperação. Nesta tabela também podem ser observados os fatores modificados, os valores de volume original de óleo (VOIP) e o volume poroso injetado em 15 anos (Vpinj). Pode ser observado que a máxima recuperação de óleo de 77,7% acontece quando $K_h=2000$ mD, $M_{Kv}=0,05$, $\phi=0,15$ e $h_{gás}=5$ m (Exp 2). Uma recuperação de 59,4% pode ser encontrada quando $K_h=2000$ mD, $M_{Kv}=0,05$, $\phi=0,30$ e $h_{gás}=5$ m (Exp 6). Uma recuperação baixa de 40,6% é encontrada quando $K_h=500$ mD, $M_{Kv}=0,05$, $\phi=0,3$ e $h_{gás}=5$ m (Exp 5). A espessura da capa de gás influencia em pouca proporção a recuperação de óleo em 15 anos, e isto pode ser mais facilmente observado quando se comparam simulações com mudanças somente na espessura da zona de gás, como por exemplo, a máxima (Exp 2 e Exp 10) ou mínima recuperação (Exp 5 e Exp 13).

Tabela 5-15: Fator de recuperação de óleo após 15 anos de produção para as simulações realizadas no modelo com capa de gás.

Exp	K_h (mD)	M_{Kv}	ϕ	$h_{gás}$ (m)	VOIP	Vpinj	FR 15 anos (%)
2	2000	0,05	0,15	5	111770	5,2	77,7
10	2000	0,05	0,15	20	113080	5,2	76,9
4	2000	0,5	0,15	5	111770	5,2	74,2
12	2000	0,5	0,15	20	113080	5,2	69,4
3	500	0,5	0,15	5	111770	5,2	63,1
14	2000	0,05	0,3	20	226160	2,6	59,7
6	2000	0,05	0,3	5	223540	2,6	59,4
11	500	0,5	0,15	20	113080	5,2	58,9
1	500	0,05	0,15	5	111770	5,2	57,0
8	2000	0,5	0,3	5	223540	2,6	56,1
9	500	0,05	0,15	20	113080	5,2	55,1
16	2000	0,5	0,3	20	226160	2,6	52,6
7	500	0,5	0,3	5	223540	2,6	48,2
15	500	0,5	0,3	20	226160	2,6	46,3
5	500	0,05	0,3	5	223540	2,6	40,6
13	500	0,05	0,3	20	226160	2,6	40,6

5.2.3.1 Estudo de sensibilidade da vazão de vapor com os parâmetros de reservatório

A Figura 5-25 mostra as superfícies de resposta para a função objetivo, neste caso, o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros espessura de capa de gás ($h_{gás}$) e vazão de vapor (Q_v), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos em um ponto central. Nesta figura se observa que o fator de recuperação de óleo no intervalo estudado aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor e praticamente permanece constante com o aumento da espessura da capa de gás. Este mesmo comportamento pode ser observado em 5, 10 e 15 anos de produção. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 30%, em 10 anos a 60% e em 15 anos a 70%.

Analisando a razão óleo/vapor (ROV) neste sistema pode ser observado que, nos primeiros 5 anos de produção, a superfície de resposta mostra que a região ótima de ROV é obtida quando se injeta vazões de vapor entre 100-150 t/dia ((0) - (+1)). Em 10 anos de produção a região ótima acontece quando se injeta vapor em quantidades entre 50-100 t/dia ((0) - (-1)) para praticamente qualquer espessura da capa de gás. Em 15 anos de produção a região ótima do sistema se encontra injetando baixas quantidades de vapor (50 t/dia (-1)). Pode ser observado que é possível manter, durante todo o tempo de produção, a ROV acima de $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$ quando se trabalha a vazão de vapor na região de máxima resposta do sistema.

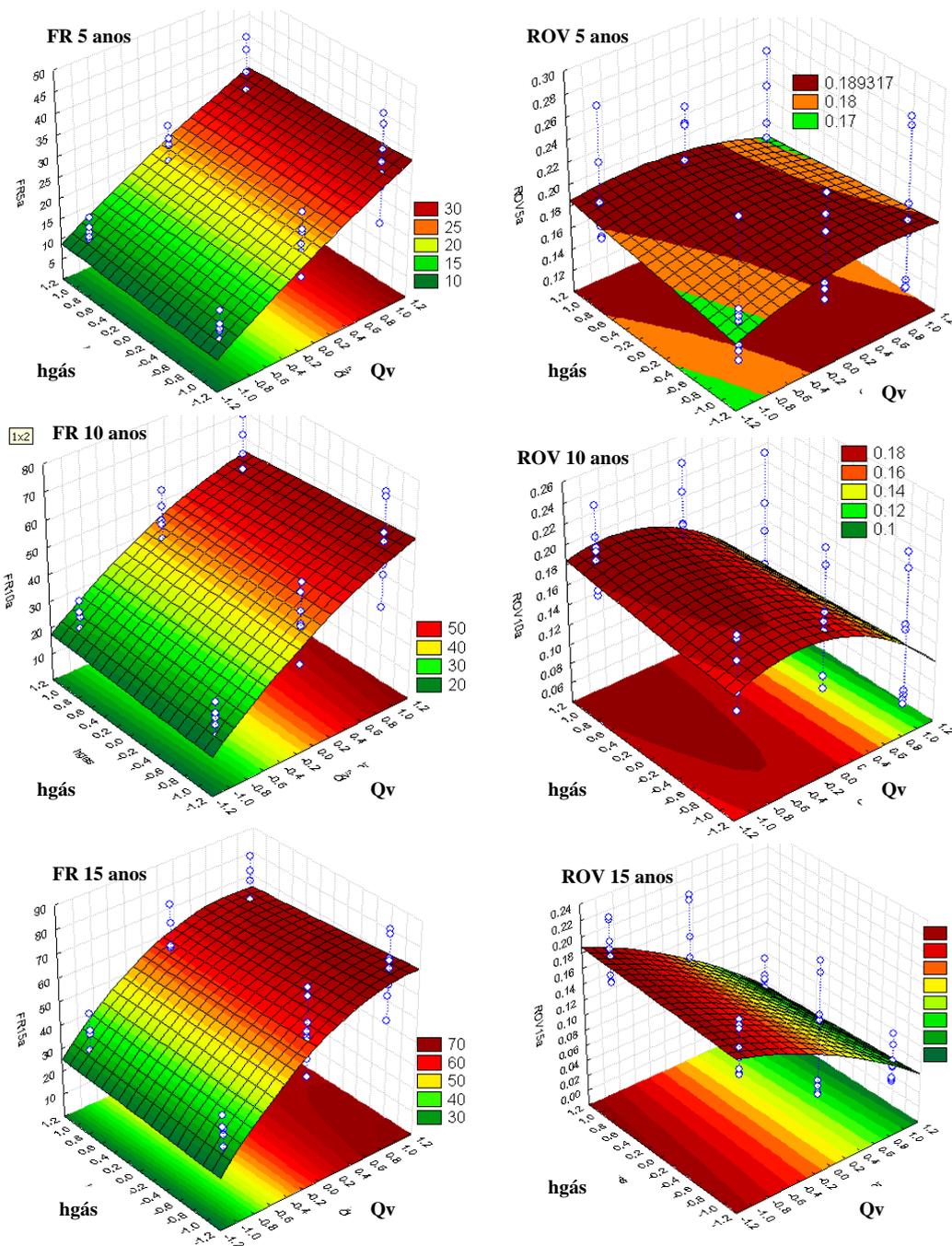


Figura 5-25: FR e ROV após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a capa de gás e a vazão de vapor (Qv).

A Figura 5-26 mostra as superfícies de resposta para o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros permeabilidade horizontal (Kh) e vazão de vapor (Qv), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos em um ponto central.

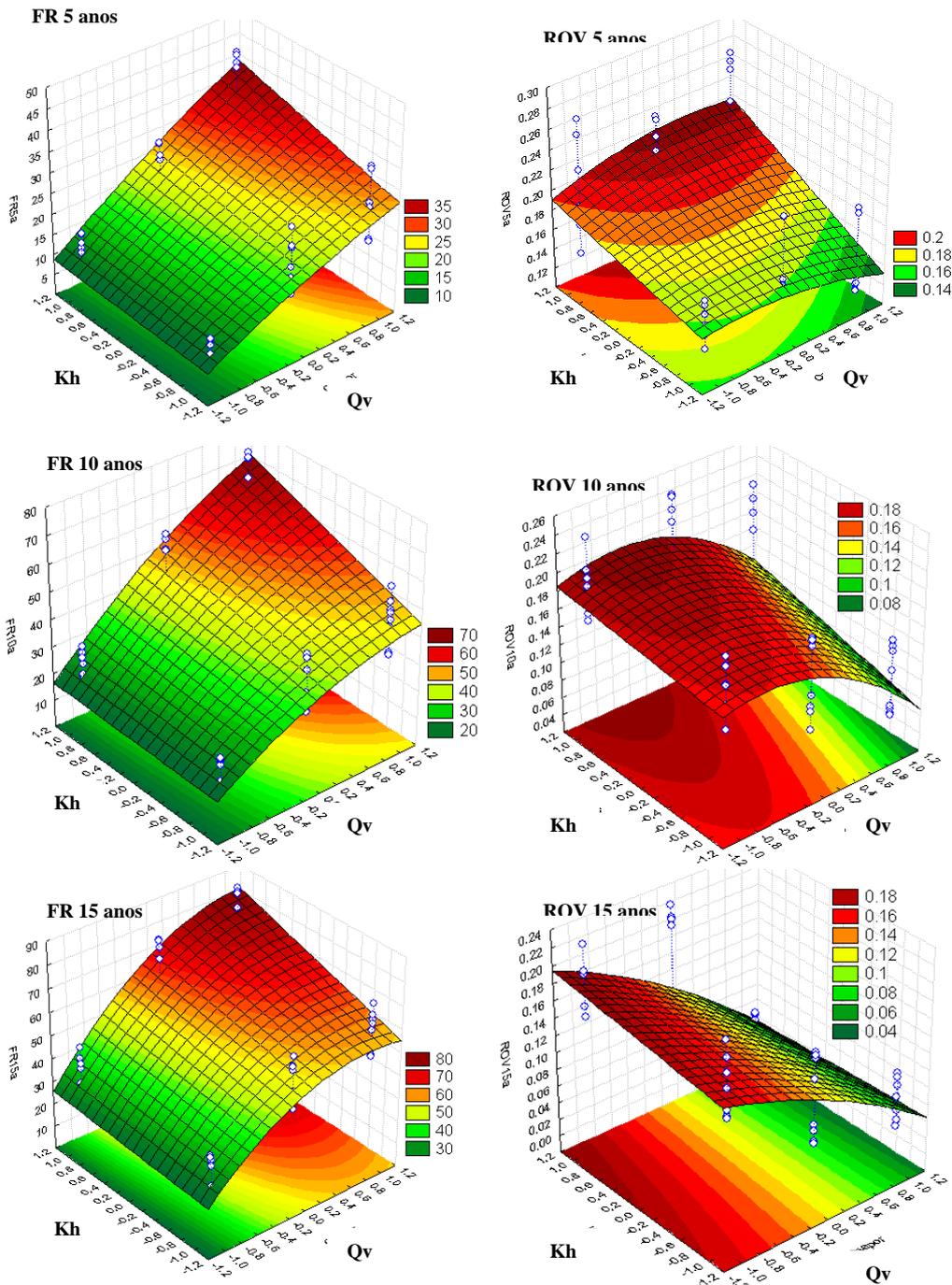


Figura 5-26: FR e ROV após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a permeabilidade horizontal (K_h) e a vazão de vapor (Q_v).

Nesta Figura 5-26 se observa que o fator de recuperação de óleo aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor (Q_v) e com o aumento da permeabilidade horizontal (K_h), no intervalo estudado. Este mesmo comportamento pode ser observado em 5, 10 e 15 anos de produção. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 35%, em 10 anos a 69% e

em 15 anos a 80%. Pode ser observado que a inclinação da superfície de resposta é menor à medida que vai passando o tempo, isto é, quando o reservatório está depletando a produção acumulada de óleo já começa a manter-se estável ou diminuir.

Analisando a razão óleo/vapor (ROV) na Figura 5-26 pode ser observado que, nos primeiros 5 anos de produção a superfície ótima de resposta para a ROV pode ser obtida no caso de se injetar vazões de vapor entre 100-150 t/dia ((0) – (+1)) no caso de ter um sistema com alta permeabilidade (2000 mD). Em 10 anos de produção a região ótima acontece quando se injeta entre 50-100 t/dia ((-1) – (0)) de vapor, para praticamente qualquer permeabilidade horizontal do reservatório, e em 15 anos de produção a região ótima do sistema se encontra injetando baixas quantidades de vapor também para praticamente qualquer permeabilidade horizontal do reservatório. A ROV pode ser mantida acima de $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$ quando se trabalha a vazão de vapor na região de máxima resposta do sistema.

A Figura 5-27 mostra as superfícies de resposta para o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros porosidade (ϕ) e vazão de vapor (Q_v), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os parâmetros de reservatório foram mantidos em um ponto central.

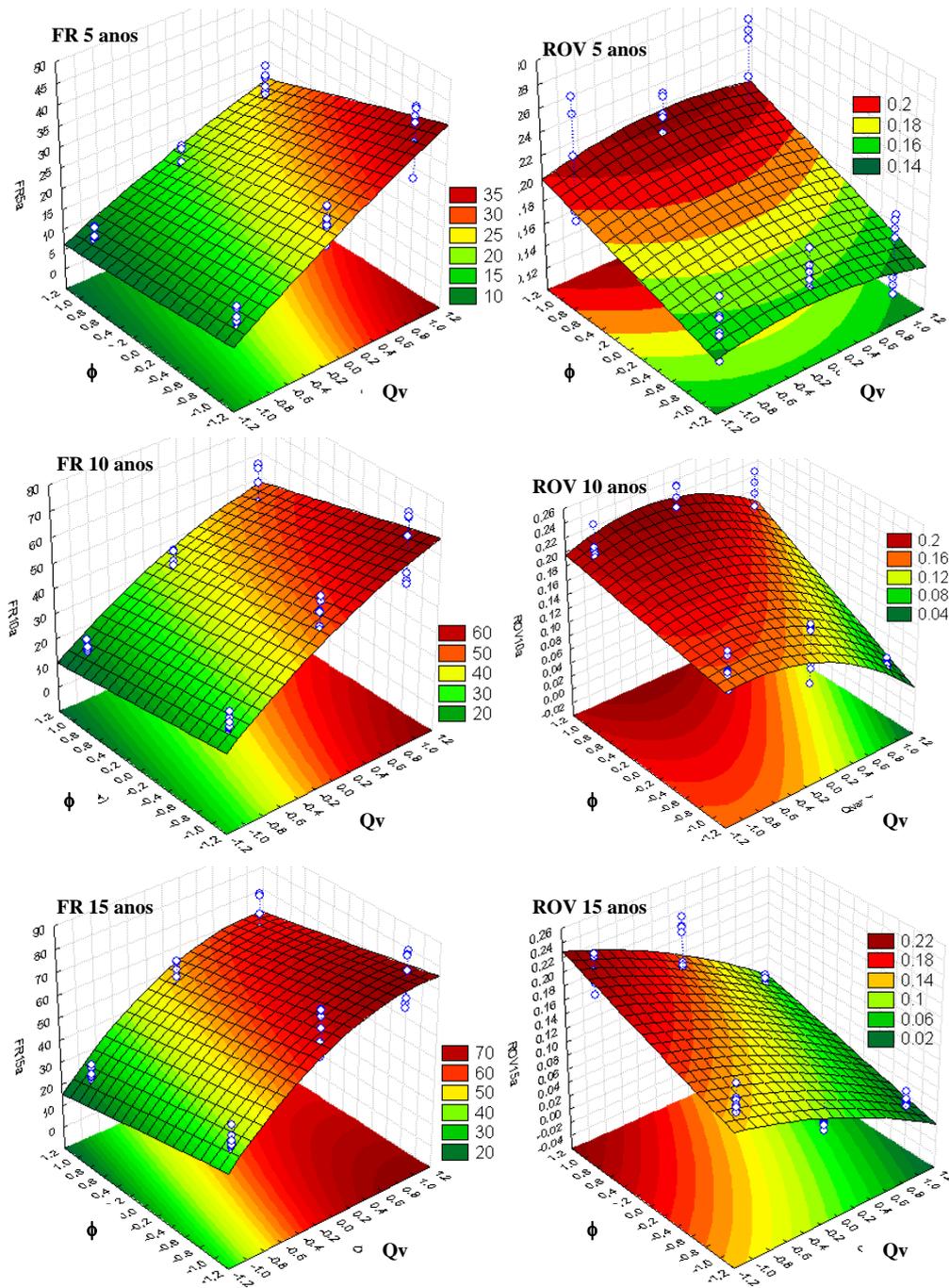


Figura 5-27: FR e ROV após 5, 10 e 15 anos de produção - Interação entre a porosidade (ϕ) e a vazão de vapor (Q_v).

Nesta Figura 5-27 se observa que o fator de recuperação de óleo aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor (Q_v) e com a diminuição da porosidade (ϕ), no intervalo estudado, este mesmo comportamento pode ser observado em 5, 10 e 15 anos de produção. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 35%, em 10 anos a 60% e em 15

anos a 70%, pode ser observado que a inclinação da superfície de resposta é menor à medida que vai passando o tempo, isto é quando o reservatório está depletando a produção acumulada de óleo já começa a manter-se estável ou diminuir.

Analisando a razão óleo/vapor (ROV) da Figura 5-27 pode ser observado que, nos primeiros 5 anos de produção a superfície ótima de resposta para a ROV pode ser obtida no caso de se injetar vazões de vapor de aproximadamente de 100 t/dia em um sistema com alta porosidade (30%). Um reservatório mais poroso, neste estudo, permitiu uma maior vazão de produção de óleo (injetando a mesma quantidade de vapor) que um reservatório menos poroso, permitindo assim maiores razões entre o óleo e o vapor injetado. Em 10 anos de produção a região ótima acontece quando se injetam vazões de vapor entre 50-100 t/dia ((0) - (-1)), para praticamente qualquer porosidade do reservatório (15%-30% (-1) – (+1)). Em 15 anos de produção a região ótima do sistema se encontra injetando quantidades de vapor entre 50-100 t/dia ((0) - (-1)), para altas porosidades do reservatório (30% (+1)). Neste caso a ROV também pode ser mantida acima de 0,1 m³/t quando se trabalha a vazão de vapor na região de máxima resposta do sistema.

A Tabela 5-16 mostra os resultados obtidos das simulações para o reservatório de 5m de espessura da capa de gás e a Tabela 5-17 para o reservatório com 20 m de espessura da capa de gás. Nestas tabelas se observam os valores dos atributos de reservatório, a quantidade de vapor injetada (Qv), o volume original de óleo (VOIP), o volume poroso injetado (VPinj), a razão óleo/vapor (ROV) e o fator de recuperação (FR) para 15 anos de produção. Pode ser observado um aumento do fator de recuperação com o aumento da quantidade de vapor injetado e uma diminuição da razão óleo/vapor com o aumento da injeção de vapor e o volume poroso injetado aumenta com a quantidade de vapor, isto no final da produção (15 anos). O comportamento do fator de recuperação e da ROV foi o mesmo que o encontrado nos sistemas sem aquífero e com aquífero, para o mesmo período de estudo.

Tabela 5-16: Simulações realizadas no modelo com capa de gás na otimização do vapor-
Espessura da capa de gás 5m

Exp	hgás (m)	Kh (mD)	Mkv	ϕ	Qv (t/dia)	VOIP (m ³ std)	Vpinj 15 anos	ROV 15anos	FR 15anos
1	5	500	0,05	0,15	50	111770	2,5	0,138	35,4
2	5	500	0,05	0,15	100	111770	4,9	0,081	57,0
3	5	500	0,05	0,15	150	111770	7,4	0,052	63,4
4	5	500	0,05	0,30	50	223540	1,2	0,203	23,6
5	5	500	0,05	0,30	100	223540	2,5	0,157	40,6
6	5	500	0,05	0,30	150	223540	3,7	0,095	48,7
7	5	500	0,5	0,15	50	111770	2,5	0,136	33,1
8	5	500	0,5	0,15	100	111770	4,9	0,073	63,2
9	5	500	0,5	0,15	150	111770	7,4	0,033	70,6
10	5	500	0,5	0,30	50	223540	1,2	0,169	22,2
11	5	500	0,5	0,30	100	223540	2,5	0,164	48,1
12	5	500	0,5	0,30	150	223540	3,7	0,081	59,1
13	5	2000	0,05	0,15	50	111770	2,5	0,156	41,0
14	5	2000	0,05	0,15	100	111770	4,9	0,065	77,7
15	5	2000	0,05	0,15	150	111770	7,4	0,035	86,3
16	5	2000	0,05	0,30	50	223540	1,2	0,196	27,8
17	5	2000	0,05	0,30	100	223540	2,5	0,216	59,5
18	5	2000	0,05	0,30	150	223540	3,7	0,059	74,5
19	5	2000	0,5	0,15	50	111770	2,5	0,143	36,1
20	5	2000	0,5	0,15	100	111770	4,9	0,063	74,2
21	5	2000	0,5	0,15	150	111770	7,4	0,038	84,6
22	5	2000	0,5	0,30	50	223540	1,2	0,192	23,5
23	5	2000	0,5	0,30	100	223540	2,5	0,230	56,1
24	5	2000	0,5	0,30	150	223540	3,7	0,053	73,8

Tabela 5-17: Simulações realizadas no modelo com capa de gás na otimização do vapor-
Espessura da capa de gás 20 m.

Exp	hgás (m)	Kh (mD)	Mkv	ϕ	Qv (t/dia)	VOIP (m ³ std)	Vpinj 15 anos	ROV 15anos	FR 15anos
25	20	500	0,05	0,15	50	113080	2,4	0,153	37,5
26	20	500	0,05	0,15	100	113080	4,8	0,062	59,3
27	20	500	0,05	0,15	150	113080	7,3	0,051	61,7
28	20	500	0,05	0,30	50	226160	1,2	0,222	23,9
29	20	500	0,05	0,30	100	226160	2,4	0,161	40,6
30	20	500	0,05	0,30	150	226160	3,6	0,090	47,9
31	20	500	0,5	0,15	50	113080	2,4	0,145	36,6
32	20	500	0,5	0,15	100	113080	4,8	0,059	58,9
33	20	500	0,5	0,15	150	113080	7,3	0,039	65,5
34	20	500	0,5	0,30	50	226160	1,2	0,186	24,1
35	20	500	0,5	0,30	100	226160	2,4	0,133	46,3
36	20	500	0,5	0,30	150	226160	3,6	0,067	53,4
37	20	2000	0,05	0,15	50	113080	2,4	0,177	45,5
38	20	2000	0,05	0,15	100	113080	4,8	0,051	77,0
39	20	2000	0,05	0,15	150	113080	7,3	0,029	83,9
40	20	2000	0,05	0,30	50	226160	1,2	0,226	29,7
41	20	2000	0,05	0,30	100	226160	2,4	0,215	59,8
42	20	2000	0,05	0,30	150	226160	3,6	0,061	73,7
43	20	2000	0,5	0,15	50	113080	2,4	0,143	38,5
44	20	2000	0,5	0,15	100	113080	4,8	0,059	69,4
45	20	2000	0,5	0,15	150	113080	7,3	0,040	77,7
46	20	2000	0,5	0,3	50	226160	1,2	0,196	25,0
47	20	2000	0,5	0,3	100	226160	2,4	0,208	52,7
48	20	2000	0,5	0,3	150	226160	3,6	0,062	65,6

5.2.4 Resumo da análise de sensibilidade

Nesta seção é mostrado um resumo de como influenciam as variáveis de incerteza do reservatório no fator de recuperação de óleo, para os diferentes modelos estudados. O resumo pode ser visualizado na Tabela 5-18. Esta análise é qualitativa baseada nos diagrama de Pareto dos sistemas analisados, só é válida no intervalo de estudo de cada um dos parâmetros analisados para o processo SAGD.

Tabela 5-18: Influência das variáveis de incerteza do reservatório no fator de recuperação de óleo.

	Tempo (anos)	Swr	Krwro	ϕ	Kh	Mkv	hóleo	hgás
Modelo sem aquífero	5	Baixa (-)	Média (-)	Alta (-)	Alta (+)	Baixa (-)	Alta (-)	_____
	10	Baixa (-)	Média (-)	Alta (-)	Alta (+)	Baixa (-)	Alta (-)	_____
	15	Baixa (-)	baixa (-)	Alta (-)	Alta (+)	Baixa (-)	Alta (-)	_____
Modelo com aquífero	5	Média (-)	Alta (-)	Alta (-)	Alta (+)	Média (-)	Alta (-)	_____
	10	Média (-)	Alta (-)	Alta (-)	Alta (+)	Média (-)	Alta (-)	_____
	15	Média (-)	Alta (-)	Alta (-)	Alta (+)	Baixa (-)	Alta (-)	_____
Modelo com capa de gás	5	_____	_____	Alta (-)	Alta (+)	Baixa (+)	_____	Baixa (+)
	10	_____	_____	Alta (-)	Alta (+)	Baixa (+)	_____	Baixa (-)
	15	_____	_____	Alta (-)	Alta (+)	Baixa (+)	_____	Média (-)

Legenda:

- Alta: significa que influenciou significativamente no FR.
- Média: significa que influenciou significativamente no FR, mas em menor proporção que as outras variáveis.
- Baixa: significa que não influenciou significativamente no FR.
- Um valor positivo indica um incremento da função objetivo com o aumento da variável, o contrário é válido.

5.3 Análise dos parâmetros operacionais relativos ao vapor

5.3.1 Estudo de sensibilidade

Foi realizada uma análise da influência dos parâmetros operacionais relativos ao vapor no processo de drenagem gravitacional com injeção de vapor, ou processo SAGD. Os atributos de reservatório foram mantidos constantes como no modelo base (espessura da zona de óleo de 20 m). Foi analisada a sensibilidade das variáveis: a vazão de injeção de vapor, a qualidade do vapor, e a temperatura de injeção do vapor, no fator de recuperação de óleo e na razão óleo-vapor. A qualidade do vapor foi analisada devido à futura disponibilidade de vapor superaquecido em uma das áreas da Bacia Potiguar que vai ser gerado pela Termoçu previsto para o início do ano 2009. A Tabela 5-19 mostra o intervalo de estudo dos parâmetros operacionais.

Tabela 5-19: Parâmetros operacionais

	Mínimo (-1)	Ponto Central (0)	Máximo (+1)
Vazão de injeção do vapor, Q_v (t/dia)	50	100	150
Qualidade do vapor, X_v	0,3	0,5	0,8
Pressão de injeção, $P_{inj} \times 10^{-6}$ (Pa)	3,90	7,20	17,2
T (°C)	249	288	527

A Figura 5-28 mostra o diagrama de Pareto para os parâmetros operacionais estudados, isto para três diferentes datas de produção, 5, 10 e 15 anos. Esta figura mostra que todas as variáveis estudadas foram significativas linearmente em forma individual e que a injeção de vapor afeta quadraticamente o fator de recuperação no período completo de produção (5, 10 e 15 anos). A interação dos parâmetros foi significativa linearmente para todos os parâmetros. O diagrama de Pareto mostra uma significância estatística muito maior para o vapor quando comparada aos outros parâmetros estudados.

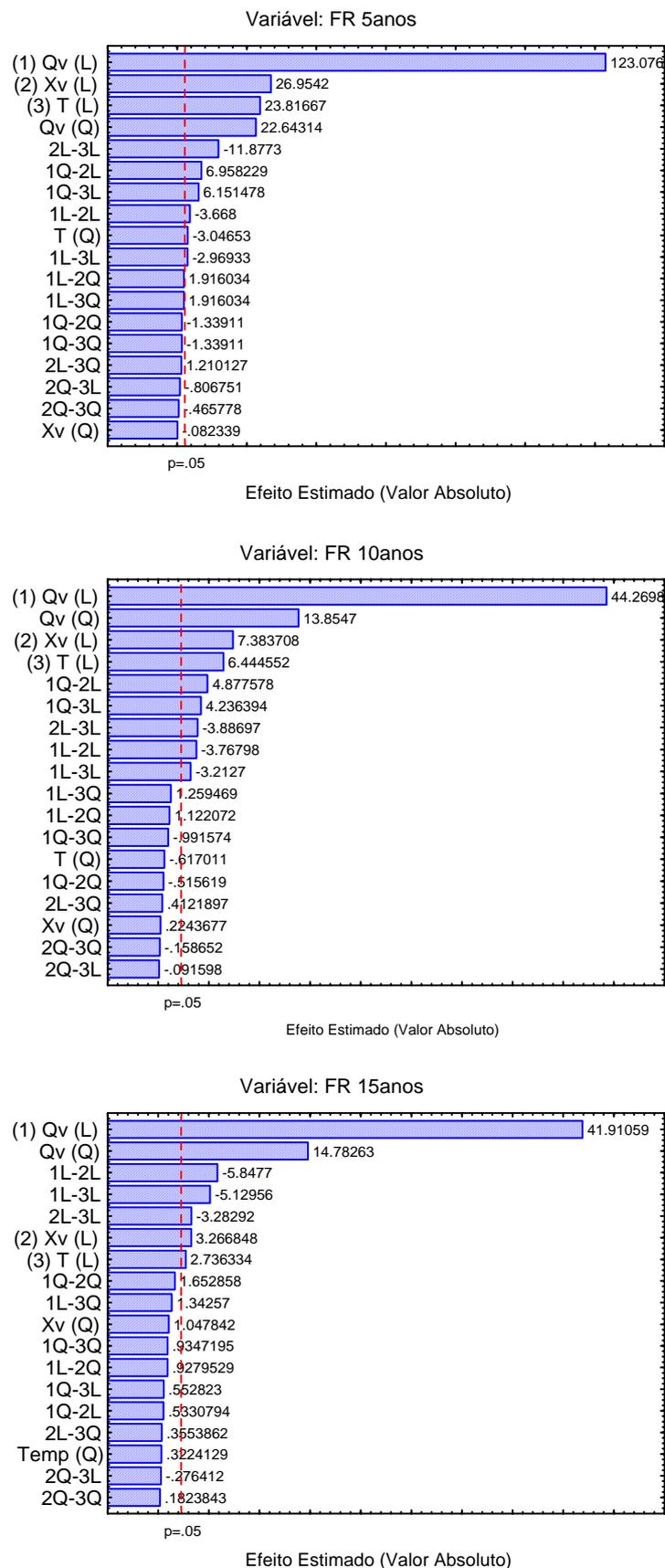


Figura 5-28: Diagrama de Pareto- Parâmetros operacionais- Fator de recuperação após 5, 10 e 15 anos de produção.

A Figura 5-29 mostra as superfícies de resposta para o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros: qualidade do vapor (X_v) e vazão de injeção de vapor (Q_v), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os outros parâmetros foram mantidos no ponto central. Nesta figura se observa que o fator de recuperação do óleo aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor, e com o incremento da qualidade do vapor (X_v) nos primeiros 10 anos de produção. Em 15 anos de produção pode ser observado que a máxima recuperação de óleo se obtém quando a qualidade do vapor está na região central. Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 18%, em 10 anos a 30% e em 15 anos a 35%.

Analisando a razão óleo/vapor (ROV) na Figura 5-29 pode ser observado que, nos primeiros 5 anos de produção a superfície ótima de resposta para a ROV pode ser obtida quando se injeta vazões de vapor entre 50-100 t/dia ((0) - (-1)) para uma região bastante ampla da qualidade do vapor (X_v). Em 10 anos de produção a região ótima, para ter a maior razão óleo/vapor, acontece quando se injetam vazões de vapor entre 50-100 t/dia ((0) - (-1)), e a qualidade do vapor (X_v) se mantém alta (0,8). Em 15 anos de produção a região ótima do sistema se encontra injetando vapor em quantidades baixas (50 t/dia (-1)), com uma qualidade do vapor também que pode ser média-alta ($X_v=0,5-0,8$ (0) - (+1)). As superfícies de resposta mostram que é possível manter a ROV acima de $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$ quando se trabalha a vazão e a qualidade do vapor na região de máxima resposta do sistema.

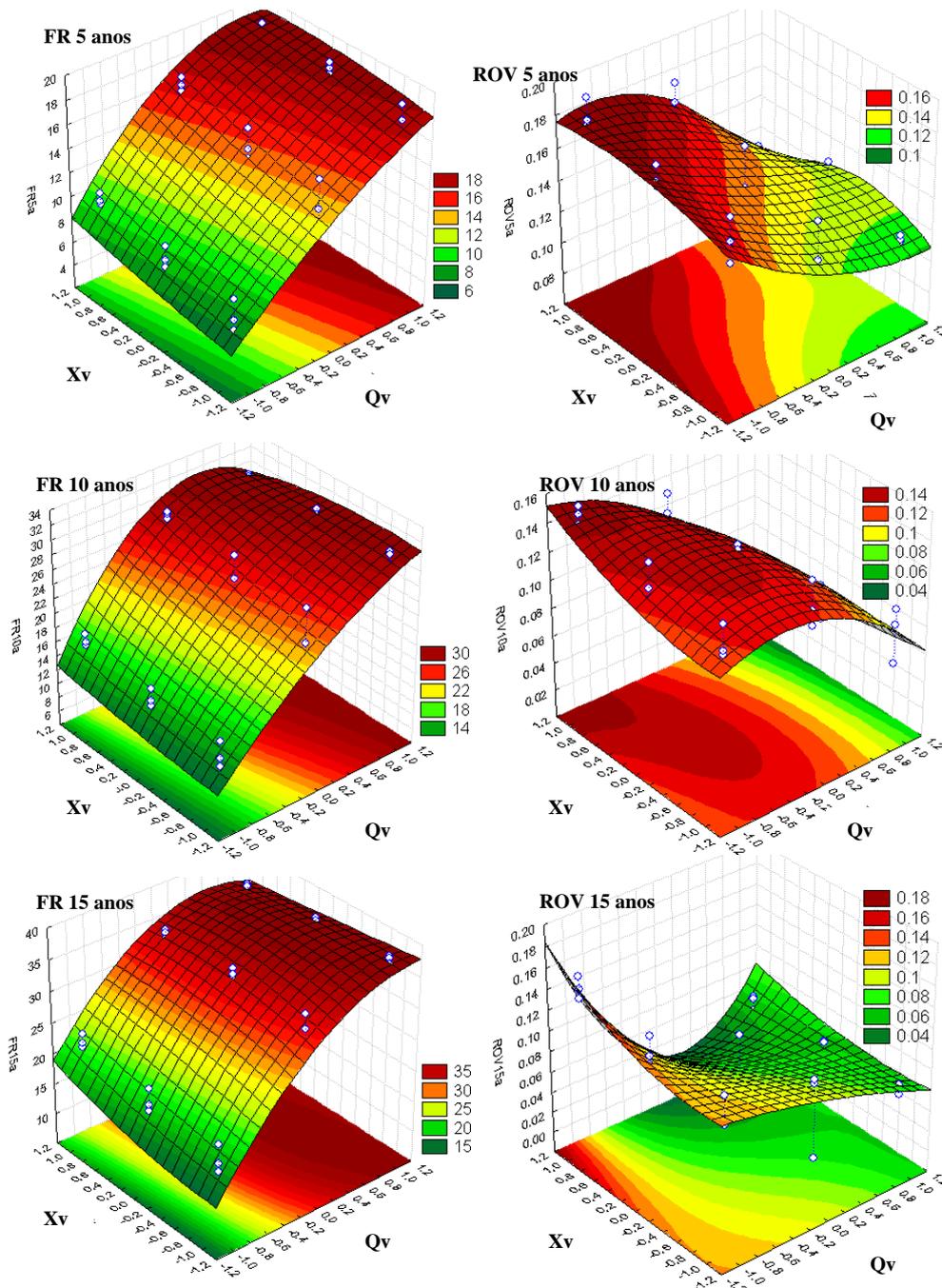


Figura 5-29: Superfície de resposta da ROV e do FR após 5, 10 e 15 anos de produção- Interação entre a qualidade do vapor (X_v) e a vazão de vapor (Q_v).

A Figura 5-30 mostra as superfícies de resposta para o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros: temperatura do vapor (T) e vazão de injeção de vapor (Q_v), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os outros parâmetros foram mantidos no ponto central.

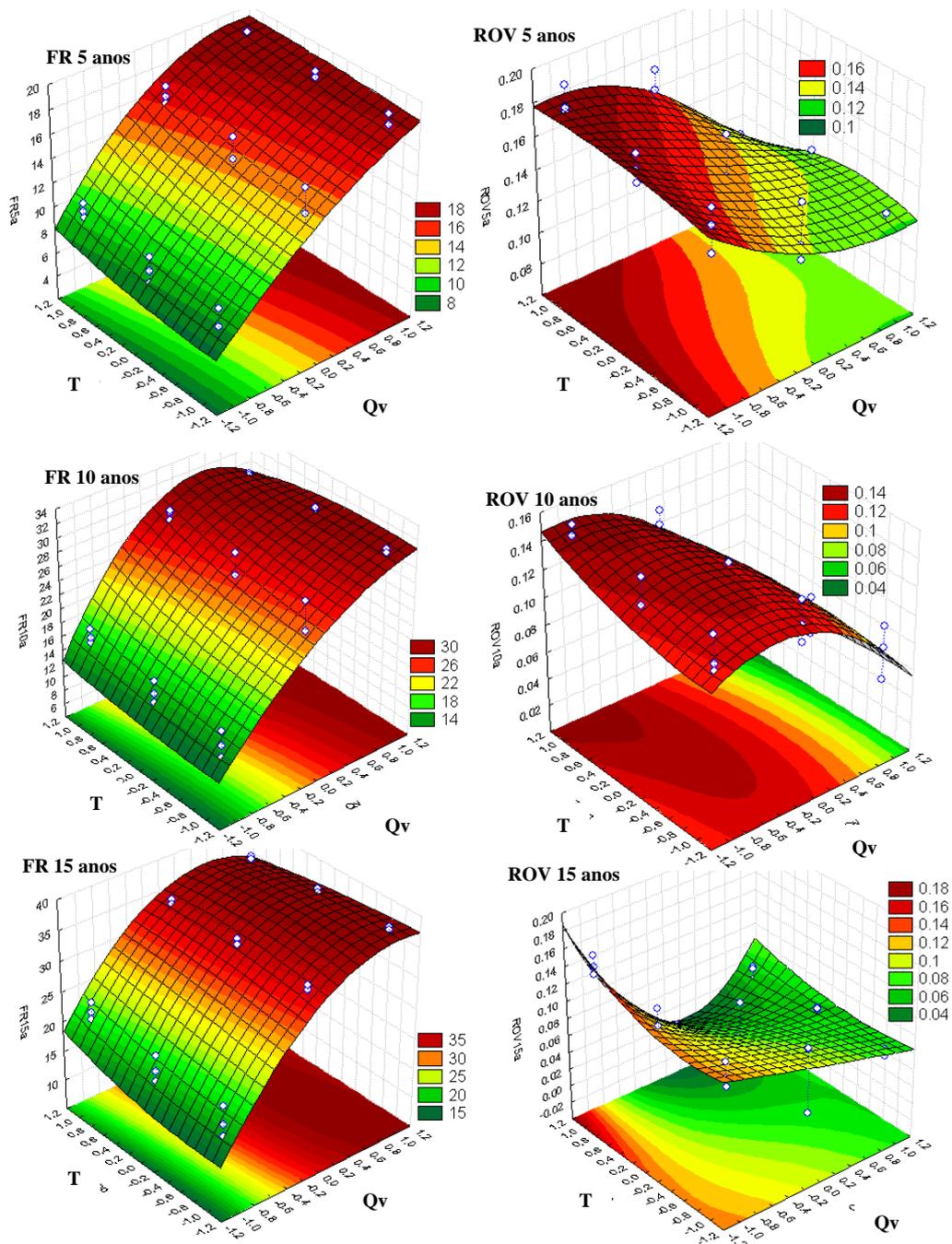


Figura 5-30: Superfície de resposta da ROV e do FR após 5, 10 e 15 anos de produção-Interação entre a temperatura do vapor (T) e a vazão de vapor (Qv).

Nesta Figura 5-30 se observa que o fator de recuperação de óleo aumenta com o incremento da vazão de injeção de vapor e com o incremento da temperatura do vapor nos primeiros 10 anos de produção. Em 15 anos de produção pode ser observado que a máxima recuperação de óleo se obtém quando a vazão de vapor é média – alta (100-150 t/dia) –

(+1)), praticamente independente da temperatura do vapor (no intervalo estudado). Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 18%, em 10 anos a 30% e em 15 anos a 35%. Ao comparar estes resultados com a interação entre a qualidade do vapor a vazão de injeção pode ser observado que o parâmetro que mais afeta a recuperação no processo SAGD é a vazão de vapor (Q_v).

Analisando a razão óleo/vapor (ROV) na Figura 5-30 pode ser observado que, nos primeiros 5 anos de produção a região ótima de resposta para a ROV pode ser obtida quando se injeta vazões de vapor entre 50-100 t/dia ((-1) – (0)) para uma região ampla da temperatura do vapor. Em 10 anos de produção a região ótima, para obter a maior razão óleo/vapor, acontece quando se injeta vazões de vapor entre 50-100 t/dia ((-1) – (0)), e a temperatura do vapor se mantém média - alta (288-527 °C (0) – (+1)). Em 15 anos de produção a região ótima do sistema se encontra injetando vapor em quantidades baixas (50 t/dia (-1)), e uma temperatura do vapor alta (527 °C (+1)). Pode ser observado que é possível manter, durante todo o período de produção, a ROV acima de 0,1 m³/t quando se trabalha a vazão e a temperatura do vapor na região de máxima resposta do sistema.

A Figura 5-31 mostra as superfícies de resposta para o fator de recuperação de óleo (FR) e a razão óleo/vapor (ROV), na interação dos parâmetros: temperatura do vapor (T) e qualidade do vapor (X_v), para três diferentes datas de produção 5, 10 e 15 anos. Os outros parâmetros foram mantidos no ponto central.

Nesta Figura 5-31 se observa que o fator de recuperação de óleo aumenta com o incremento da temperatura do vapor, e com o incremento da qualidade do vapor nos primeiros 10 anos de produção. Em 15 anos de produção pode ser observado que a máxima recuperação de óleo se obtém quando a temperatura é média - alta (288-527 °C (0) – (+1)) e a qualidade do vapor (X_v) se encontra entre 0,5-0,8 ((0) (+1)). Em 5 anos o fator de recuperação pode chegar a 17%, em 10 anos a 30% e em 15 anos a 35%.

Analisando a razão óleo/vapor (ROV) na Figura 5-31 pode ser observado que, nos primeiros 5 anos de produção a região ótima de resposta para a ROV pode ser obtida quando a temperatura (665°F (+1)) e a qualidade do vapor (0,8 (+1)) são altas. Em 10 anos de produção a região ótima, para obter a maior razão óleo/vapor, acontece praticamente em toda a região

de trabalho tanto para a temperatura do vapor como para a qualidade de vapor, e em 15 anos de produção a região ótima do sistema se encontra para baixas temperaturas (249 °C (-1) e qualidade do vapor (50 t/dia (-1)). Pode ser observado que é possível manter, durante todo o tempo de produção, a ROV acima de 0,1 m³/t quando se trabalha as variáveis temperatura (T) e qualidade do vapor (Xv) na região de máxima resposta da razão óleo/vapor.

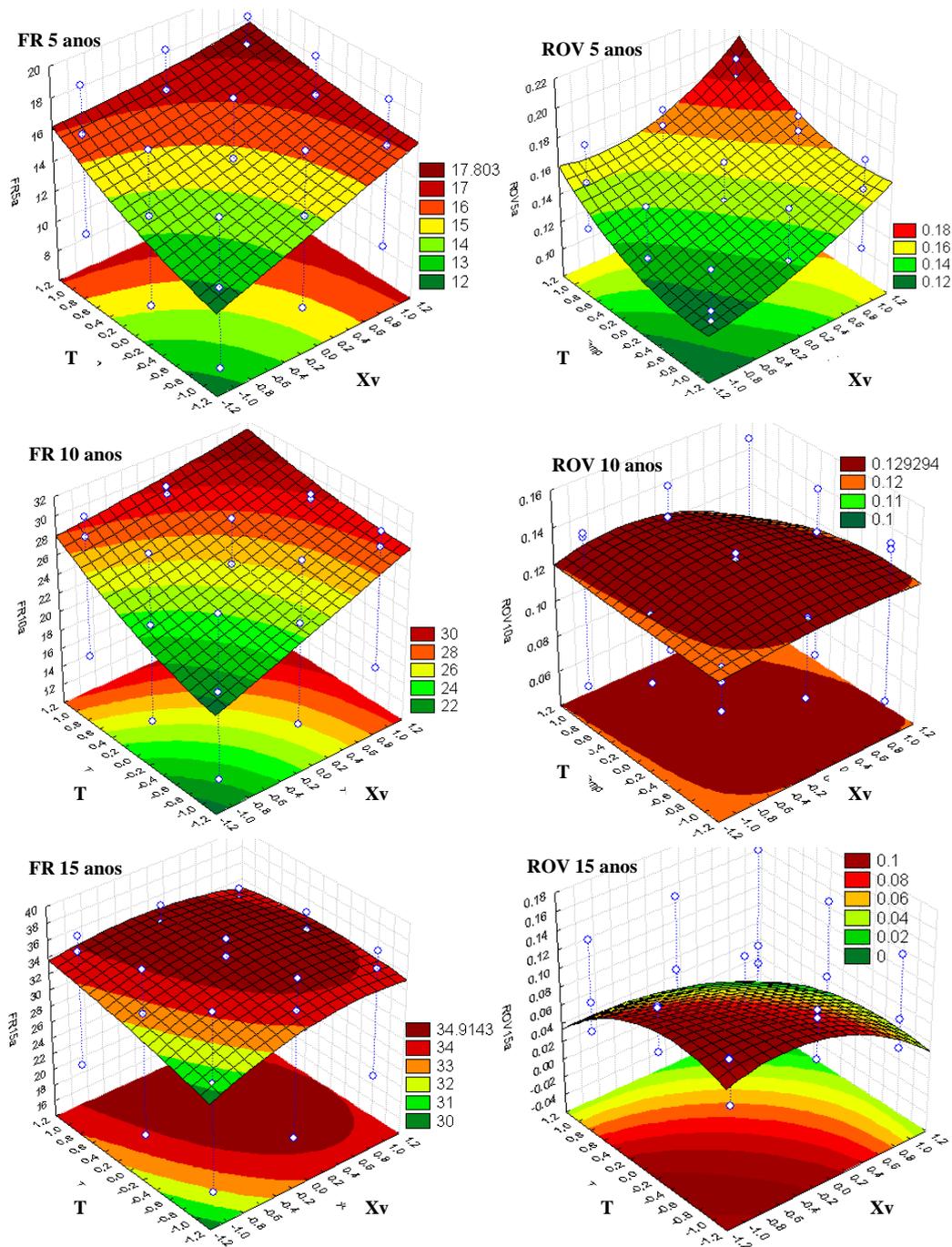


Figura 5-31: Superfície de resposta da ROV e do FR após 5, 10 e 15 anos de produção-Interação entre a temperatura do vapor (T) e a qualidade do vapor (Xv).

A análise dos parâmetros operacionais permite ter uma idéia de quais as variáveis que podem ser alteradas no processo para melhorar a recuperação do óleo permitindo maiores relações óleo-vapor. Por exemplo, se em campo se tem à disposição dois tipos diferentes de

vapor saturado, pode ser uma alternativa mudar a qualidade de vapor para melhorar a recuperação de óleo e manter alta a relação óleo-vapor.

5.3.2 Otimização do vapor

O estudo da vazão de injeção de vapor foi realizado fixando os parâmetros de reservatório de acordo com o modelo base. Foi analisada a influência da vazão de injeção de vapor no processo SAGD, considerando o óleo recuperado (FR) e o valor presente líquido (VPL). A vazão de injeção foi incrementada desde 0 até 250 t/dia. Para o modelo proposto a produção de líquido total, no processo, foi limitada a um máximo de 20% acima da vazão de injeção, isto é, se é injetado 100 t/dia de vapor é produzido no máximo 120 m³/dia de líquido total (óleo + água).

A Figura 5-32 mostra a produção acumulada de óleo (N_p) no tempo para diferentes vazões de injeção de vapor, isto para um reservatório de 30 m de espessura (é mostrado para este reservatório devido a que a queda na produção se observa melhor neste sistema). Pode ser observado que a N_p aumenta com o incremento da vazão de vapor (Q_v), mas chega a um limite máximo no ano 13. A figura mostra que após treze anos de produção a N_p não aumenta quando a vazão de vapor incrementa acima de 150 t/dia.

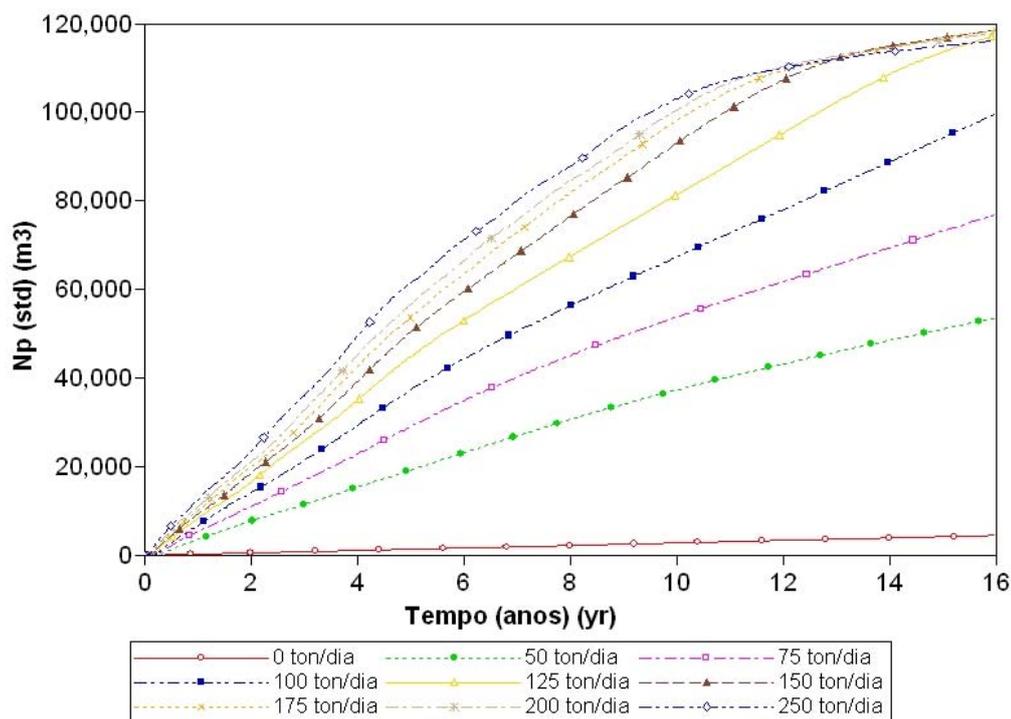


Figura 5-32: Produção acumulada de óleo no tempo-Espessura da zona de óleo 30 m - Diferentes vazões de injeção de vapor.

O aumento da injeção de vapor permite um aumento na produção de óleo inicial obtendo maiores N_p , mas o reservatório se depleta mais rapidamente e o declínio da vazão de óleo começa antes e cai mais rapidamente, não permitindo um aumento da N_p no final do período de produção, apesar do aumento da injeção de vapor. Encontrou-se então que existe um limite máximo da injeção de vapor que otimiza a produção acumulada de óleo e, em consequência, a fração de óleo recuperada, neste caso 150 t/dia.

Os estudos já divulgados neste trabalho, em capítulos anteriores, mostram que para 150 t/dia, a razão óleo – vapor no sistema pode ser menor que $0,1 \text{ m}^3/\text{t}$, para os três sistemas de diferentes espessuras de óleo (15, 20 e 30 m), portanto não necessariamente é rentável produzir mais óleo injetando mais vapor até o limite do reservatório.

A recuperação máxima do óleo não pode ser sozinha um parâmetro para otimizar o vapor, já que quando se aumenta a demanda do vapor e o incremento da produção acumulada não acompanha o aumento do custo ligado à injeção, pode acontecer uma diminuição na rentabilidade do método. Devido a isto, existe a necessidade de uma análise através de uma variável que dependa da quantidade de vapor requerido e do óleo produzido no processo.

5.3.2.1 Análise técnico - econômica

Para realizar a análise técnico–econômica se utilizou o valor presente líquido (VPL) que foi calculado segundo a Eq. (2.21) mostrada no Capítulo 2. É necessário lembrar que o VPL considera somente os gastos com consumo de vapor e de produção de líquidos. A VPL é função da produção acumulada de óleo, do preço do barril de petróleo (US\$/bbl), da taxa de desconto (juro anual), da relação de custo do vapor e do óleo, e por último, do fator de produção líquido, este último representa uma relação entre o óleo produzido ganho e o óleo gasto na produção. Por exemplo, se o custo de produção é 25% (0,25) do óleo total produzido, então o fator de produção líquido é: $F_p = 1 - 0,25 = 0,75$.

Em primeira instância foi realizada uma análise da influência de cada um destes parâmetros no valor presente líquido (VPL) através de um planejamento com ponto central com três níveis ($3^4 = 81$ simulações). Neste modelo se utilizou um reservatório de 20 m de espessura com uma injeção de 100 t/dia de vapor. Este estudo visa analisar a sensibilidade destes parâmetros no VPL e verificar qual a variável ou interação que mais influencia na Eq (2.21). Na Tabela 5-20 se mostra o intervalo dos parâmetros de VPL estudados.

Tabela 5-20: Intervalo dos parâmetros de VPL analisados

	Mínimo	Central	Máximo
F _p	0,5	0,75	1,0
X _{óleo} (US\$/bbl):	10,00	30,00	60,00
k	0,10	0,15	0,20
C ₁	0,075	0,125	0,150

Na Figura 5-33 pode ser observado o diagrama de Pareto que mostra a significância de cada uma das variáveis da Eq. (2.21), na função objetivo que neste caso é o VPL em 5, 10 e 15 anos. Pode ser visualizado que para o VPL em 5, 10 e 15 anos o custo de produção líquido do óleo (F_p) é a variável mais importante e que tem mais peso na equação (2.21).

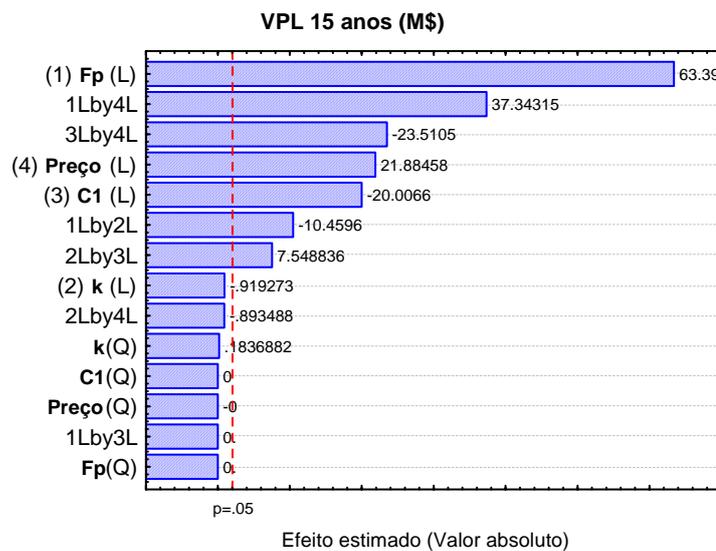
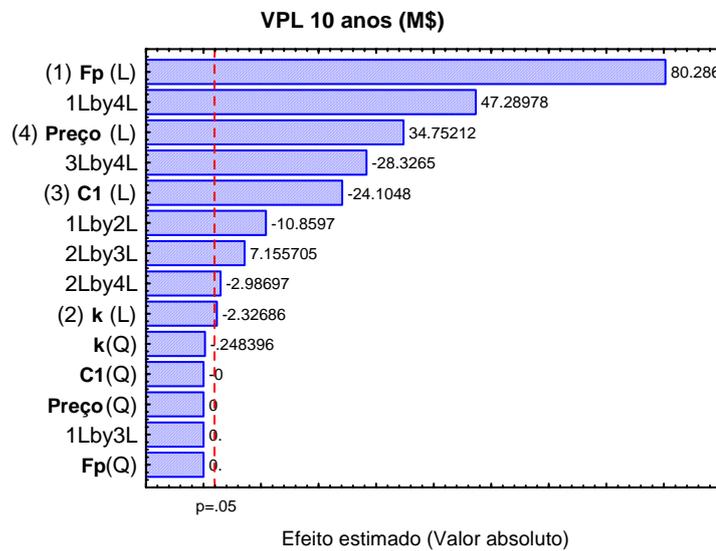
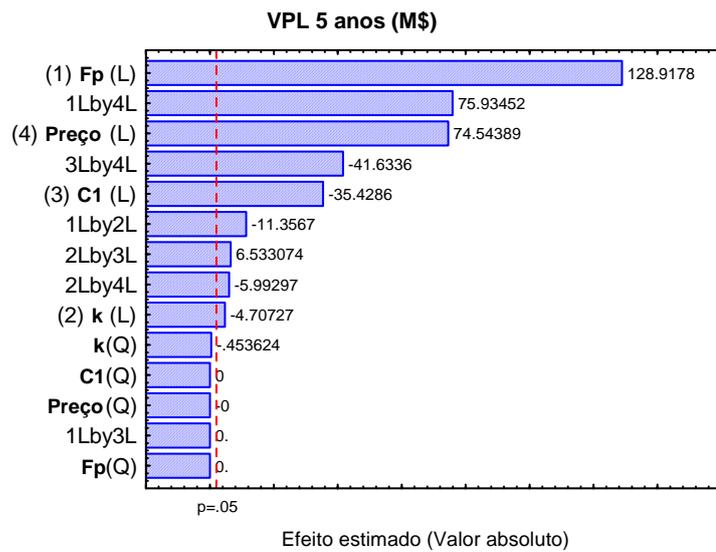


Figura 5-33: Diagrama de pareto para o VPL em 5, 10 e 15 anos de produção.

Para o reservatório de 20 m de espessura foi realizado um estudo da influência das variáveis F_p , $X_{\text{óleo}}$, C_1 , k , na otimização do vapor. As simulações foram realizadas para diferentes injeções de vapor no intervalo 0-175 t/dia, a produção máxima de líquidos considerada no sistema foi de 20% acima do vapor injetado. Todas as variáveis foram analisadas em forma independente.

No trabalho foi considerando o processo “*pode ser rentável*” quando o VPL é maior que “0”.

A Figura 5-34 mostra o VPL (M\$ ou US\$ $\times 10^{-3}$) no tempo para diferentes vazões de injeção, quando é variado o F_p , o resto das variáveis foi mantido constante. Um fator de produção líquido (F_p) com valor igual a “1” representa um caso ideal, no qual, o custo de produção é “zero” e todo o óleo produzido é considerado como ganho. O mínimo caso considerado foi de $F_p=0,5$, o que significa que produzir o óleo custa 50% da produção total de óleo.

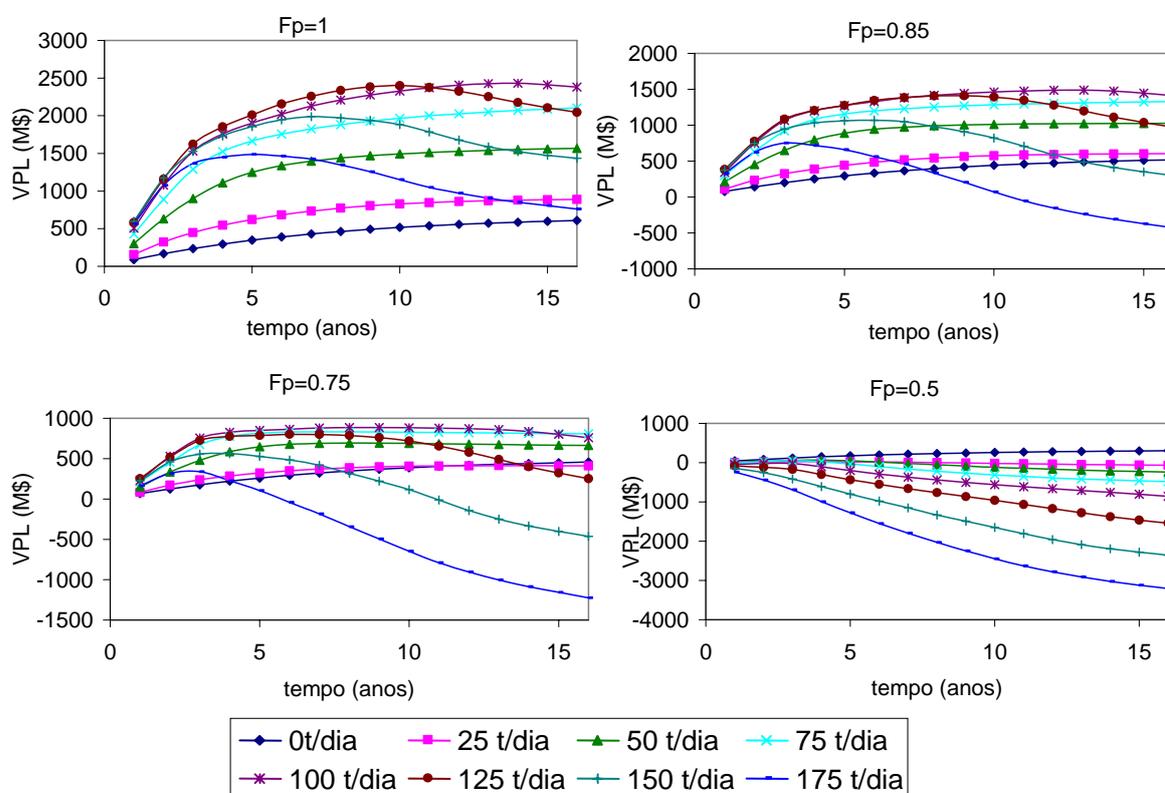


Figura 5-34: VPL em função do tempo - Variação do custo de produção do óleo (F_p).

Nesta Figura 5-34 pode ser observado que o F_p influencia no VPL, neste caso um custo de produção líquido maior equivale a um ganho menor em dinheiro. O VPL pode ser negativo para a mesma injeção de vapor quando se varia o F_p . A figura mostra que existe uma vazão ótima de injeção segundo este parâmetro.

Para $F_p=1$ (condição ideal na qual não se tem custo de produção) a vazão ótima de injeção corresponde a 125 t/dia, quando o $F_p=0,75$ (custa 25% do valor do óleo produzi-lo) a vazão de injeção ótima durante o período de produção é de 100 t/dia. No caso do $F_p=0,5$ (metade do custo de venda do óleo), se observa que o processo de injeção (para um reservatório de 20 m de espessura) pode não ser rentável durante o período de produção, sendo mais rentável explorar o reservatório sem injeção de vapor (0 t/dia de vapor). Para um $F_p=0,5$ todos os sistemas (15, 20 e 30m de zona de óleo) se mostraram mais rentáveis quando não era injetado vapor (0 t/dia de vapor), isto com as variáveis anteriores fixas nos valores predeterminados.

A otimização mostra que o F_p influencia no valor ótimo de vapor injetado.

A Figura 5-35 mostra o valor presente líquido (VPL em MUS\$ ou US\$ $\times 10^{-3}$) no tempo para diferentes vazões de injeção, quando é variada a relação de custo entre o vapor e o óleo (C_1), o resto das variáveis foram mantidas constantes. As figuras mostram uma curva ótima de vazão de injeção de 125 t/dia, para um valor de $C_1= 0,075$, uma vazão de 100 t/dia para $C_1= 0,100$, uma vazão entre 50-75 t/dia para $C_1= 0,125$ e uma vazão de injeção de 25 t/dia para $C_1= 0,150$, porém para este último valor a partir do oitavo ano de produção o VPL é negativo.

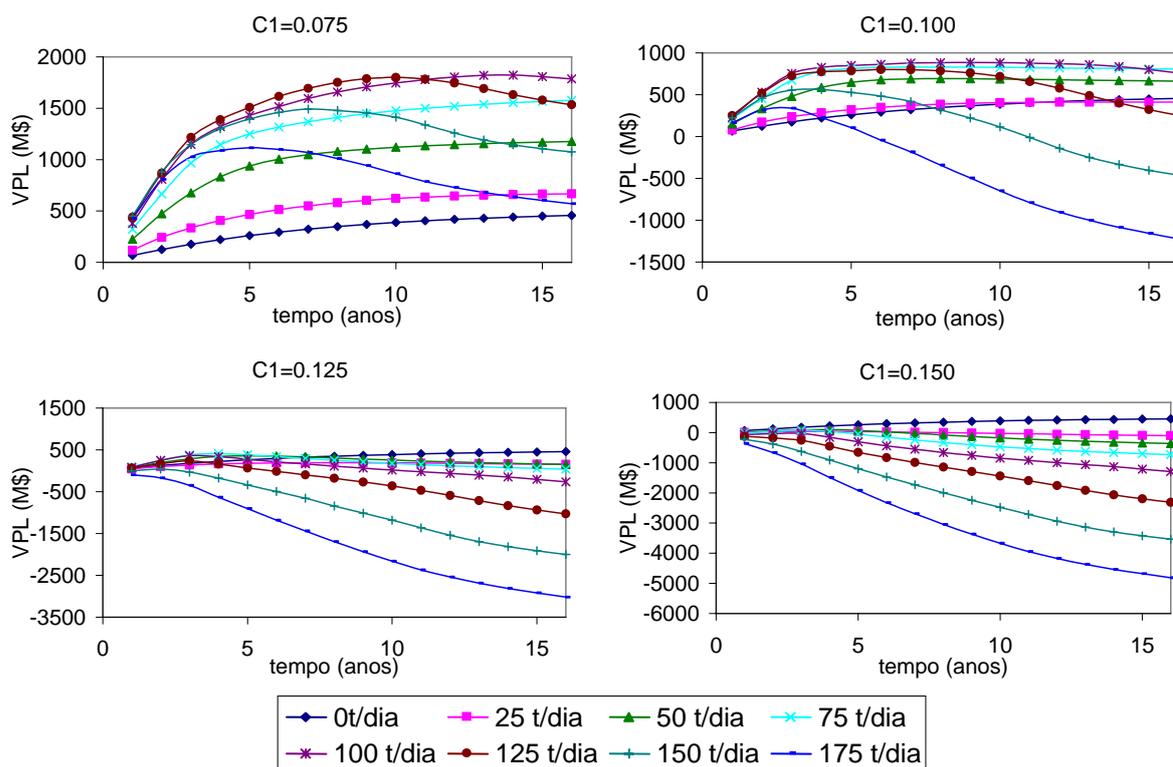


Figura 5-35: VPL em função do tempo - Variação da relação de custo entre o vapor gerado e o óleo produzido (C_1).

No sistema de 15 m de espessura de zona de óleo, para valores de $C_1 \geq 0,100$ é mais rentável não injetar vapor.

No reservatório de 20 m, encontrou-se que, para $C_1 = 0,125$ a partir do oitavo ano de produção pode ser melhor não injetar vapor para se obter a maior rentabilidade no processo, já para $C_1=0,150$, pode ser melhor não injetar vapor durante todo o período de produção, para se obter a maior rentabilidade no processo.

No reservatório de 30 m, para $C_1=0,125$ a vazão de vapor otimizada foi de 75 t/dia, e o VPL foi positivo durante todo o período de produção. Para $C_1=0,150$ não injetar vapor é o mais rentável no processo, pois com injeção de vapor o VPL foi negativo a partir do ano 14 de produção.

A Figura 5-36 mostra o valor presente líquido (MUS\$ ou US\$ x 10^{-3}) no tempo para diferentes vazões de injeção, quando variada a taxa de desconto anual (k) entre 10 e 25%. A figura mostra que a taxa de retorno (k) influencia no VPL, mas não no valor ótimo de injeção

de vapor, observando-se que o valor ótimo de injeção em todas as taxas de retorno corresponde a uma vazão de vapor de 100 t/dia. Observa-se que um aumento na taxa anual diminui o VPL. No intervalo de “k” estudado o processo SAGD foi encontrado que pode ser rentável ($VPL > 0$) com o vapor otimizado.

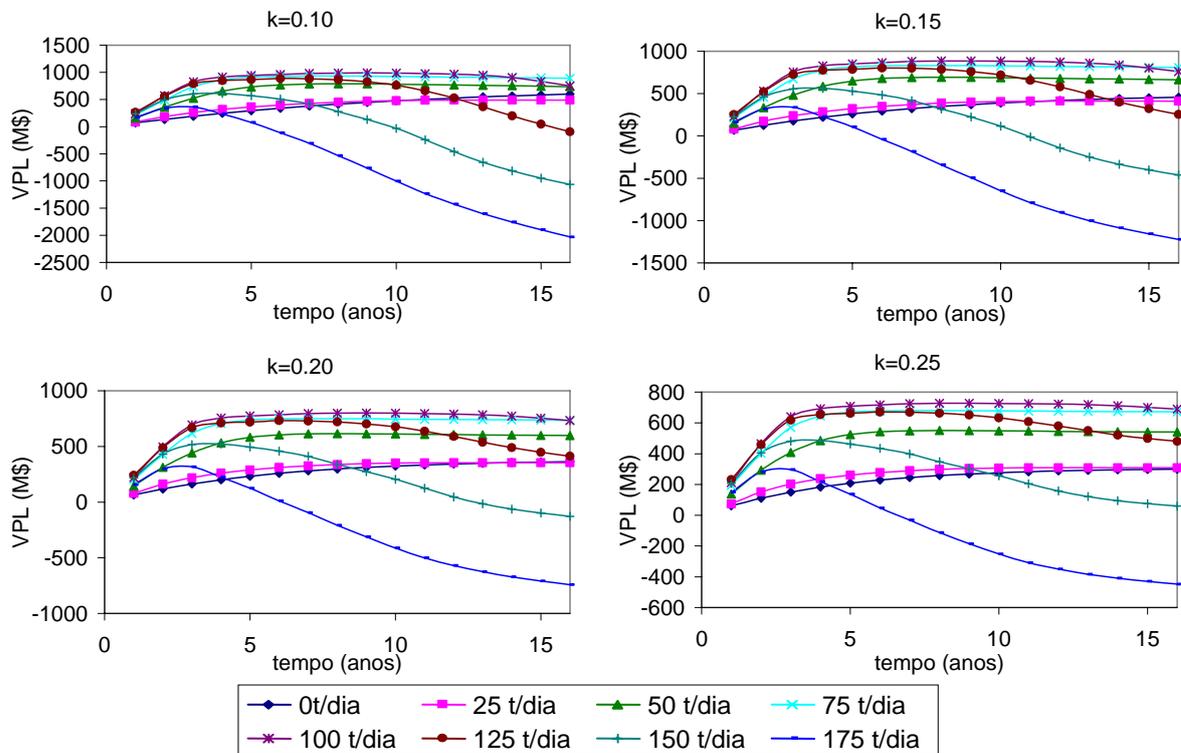


Figura 5-36: VPL em função do tempo - Variação da taxa de desconto anual (k).

A Figura 5-37 mostra o VPL (MUS\$ ou US\$ x 10^{-3}) no tempo para diferentes vazões de injeção, quando é variado o preço atual do petróleo ($X_{\text{óleo}}$) entre 10US\$/bbl e 70US\$/bbl. A figura mostra que o preço do petróleo influencia no VPL, mas não no valor ótimo de injeção de vapor, observando-se que o valor de injeção ótimo, para todos os preços, corresponde a 100 t/dia. É possível visualizar que um aumento no preço do petróleo incrementa o VPL. O processo SAGD foi encontrado que pode ser rentável ($VPL > 0$) com o vapor otimizado no intervalo estudado.

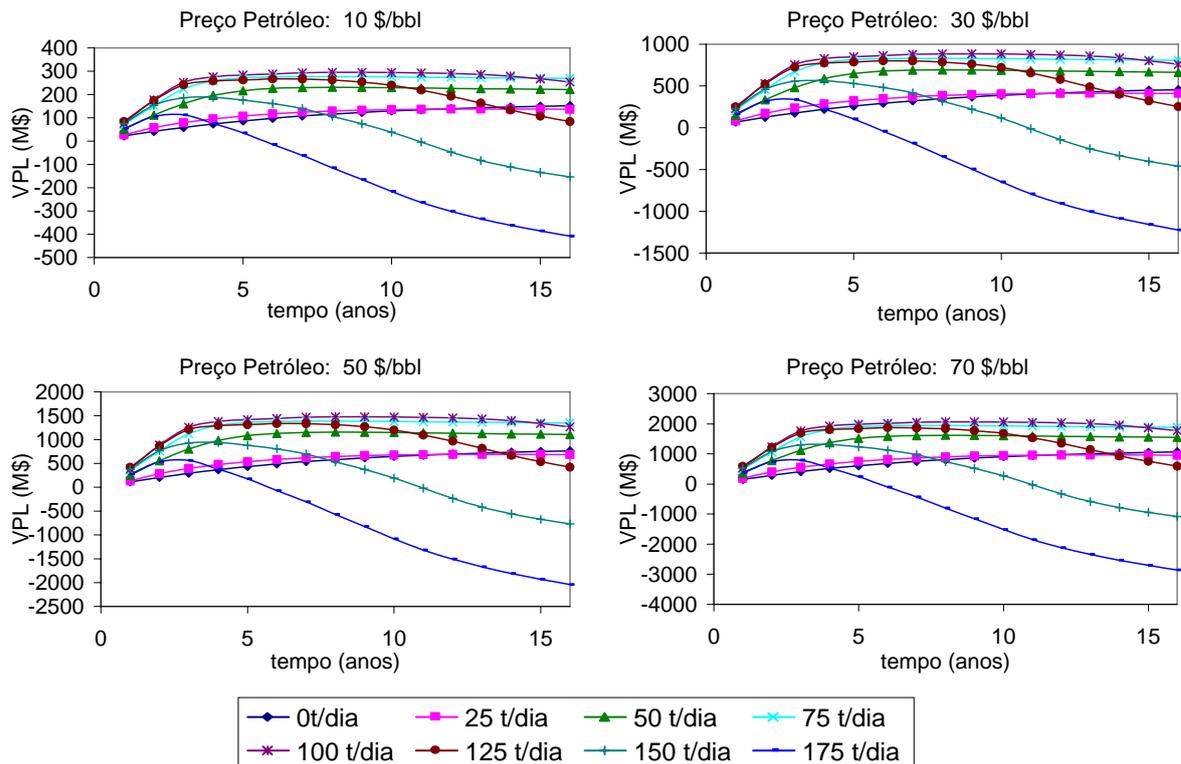


Figura 5-37: VPL em função do tempo - Variação do preço do petróleo (Xóleo).

5.3.2.2 Variação da espessura do reservatório

Já foi visto que a espessura do reservatório influencia na recuperação de óleo no processo SAGD, e nesta seção quer ser otimizada a vazão de vapor segundo o valor presente líquido para as diferentes espessuras de reservatório estudadas anteriormente. A Tabela 5-21 mostra os valores utilizados para cálculo do valor presente líquido.

Tabela 5-21: Valores utilizados para o cálculo do VPL

Fator de produção líquido do óleo:	0,75
*Preço do petróleo (US\$/bbl):	30,00
*Taxa de desconto anual:	0,15
*Relação de custo entre o vapor e o óleo :	0,10

A Figura 5-38 mostra o valor presente líquido (VPL em MUS\$ ou US\$ x 10⁻³) no tempo para diferentes vazões de injeção, isto para três reservatórios com diferentes espessuras da zona de óleo. Pode ser observado que no caso de um reservatório com 15 m de espessura usar o processo SAGD é menos rentável quando comparado ao sistema sem injeção de vapor. Neste reservatório é melhor produzir o óleo usando só um produtor horizontal, já que oferece uma rentabilidade maior, apesar da figura mostrar que existe um valor ótimo de injeção de

vapor de 75 t/dia, que oferece o VPL positivo durante todo período produção. Quando o reservatório tem uma espessura de 20 m o valor ótimo de injeção é de 100 t/dia. Se a zona de óleo tem 30 m o valor ótimo de injeção é de 125 t/dia. O reservatório mais espesso apresentou um maior VPL

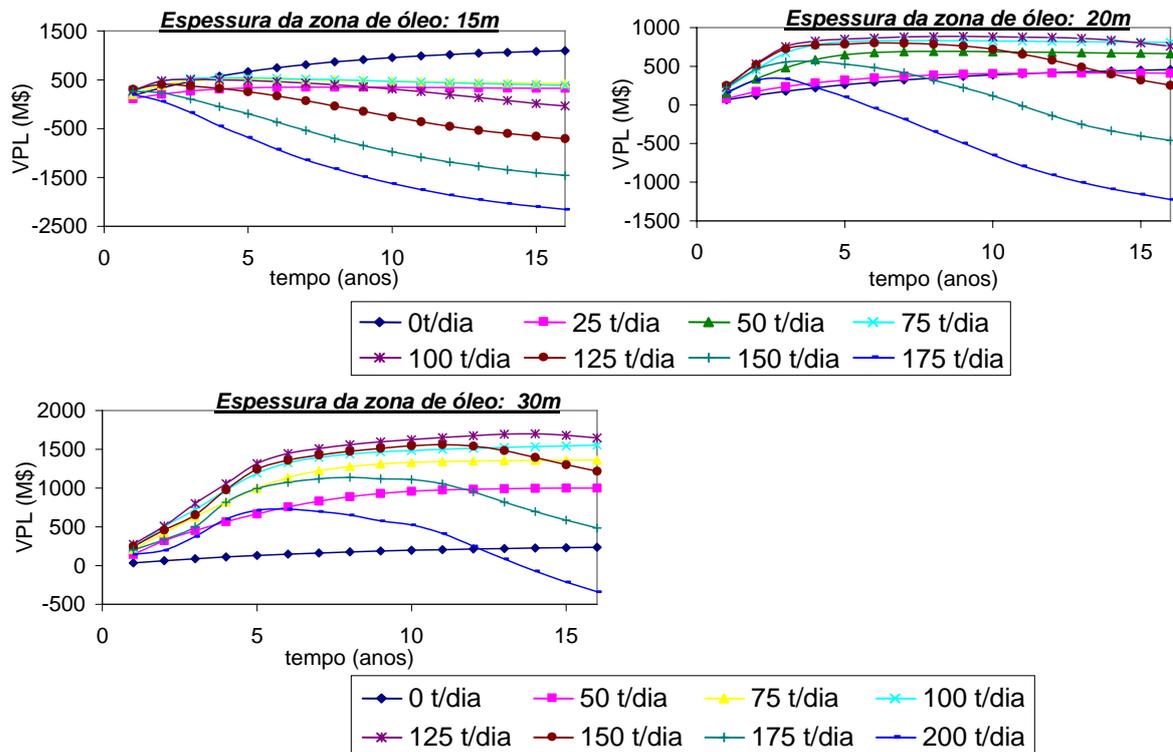


Figura 5-38: Valor presente líquido em função do tempo - Variação da espessura do reservatório.

A Figura 5-39 mostra o valor presente líquido em função do volume poroso injetado, para as vazões encontradas como ótimas segundo a Figura 5-38, para os três reservatórios estudados. O reservatório mais espesso (30m de espessura da zona de óleo) mostra uma valor presente líquido maior para os diferentes volumes porosos injetados (VPinj), exceto no início da produção, para um VPinj de 0,3 o valor presente líquido é maior no reservatório de 20m. Todos os sistemas estudados (diferentes espessuras da zona de óleo) se mostraram rentáveis, apesar de que o reservatório de 15m tem um maior VPL se não é usado o processo SAGD. O reservatório de 30m oferece um valor presente líquido maior.

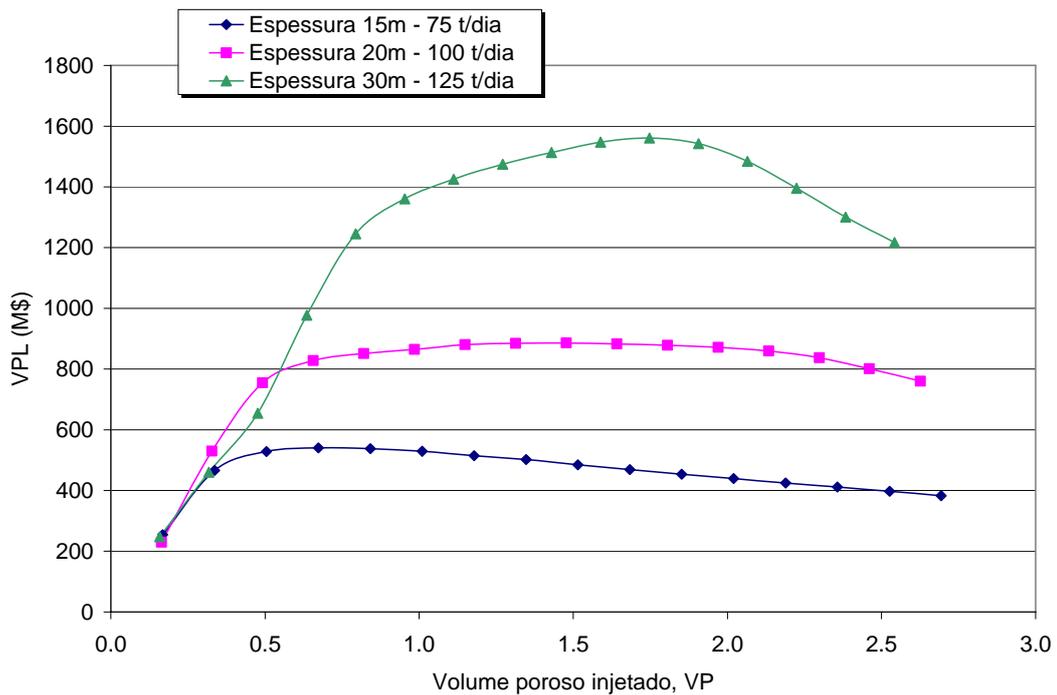


Figura 5-39: Comparação do valor presente líquido versus o volume poroso injetado em três espessuras de reservatório: 15, 20 e 30m - Vazão de injeção ótima.

Na Figura 5-40 pode ser observada a razão óleo/vapor (ROV) no tempo, para os três reservatórios estudados com as vazões de vapor otimizadas. A ROV se mantém acima de $0,1 \text{ m}^3$ de óleo/t de vapor, durante catorze anos de produção nos três sistemas.

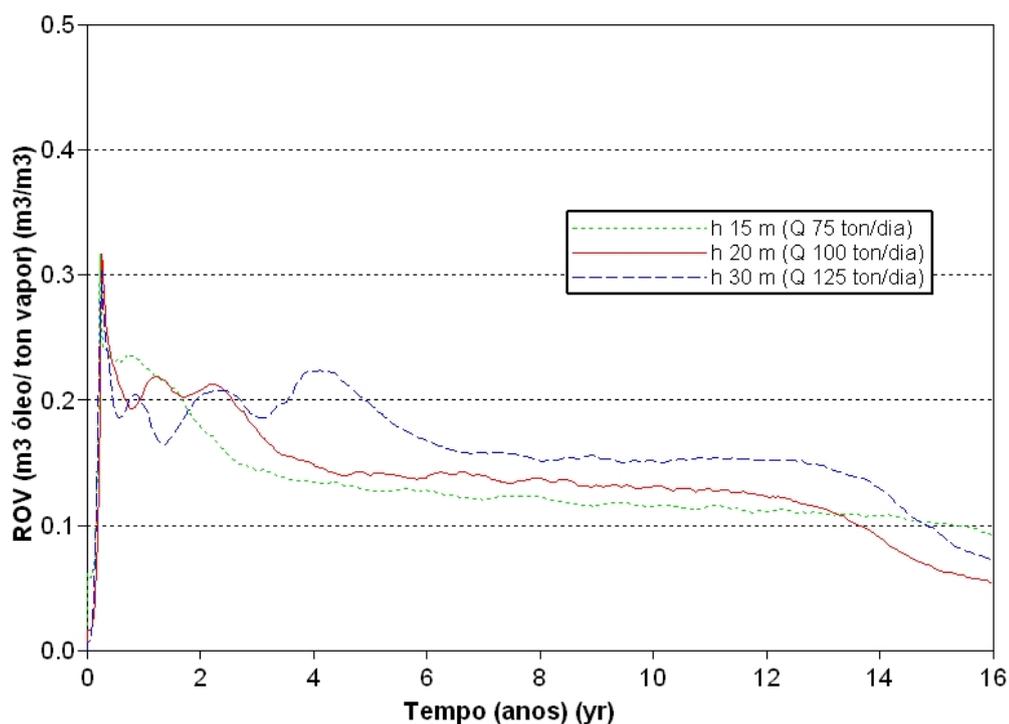


Figura 5-40: Razão óleo/vapor no tempo para os três modelos de reservatório otimizados.

Os três sistemas estudados se mostraram rentáveis, quando otimizados, apesar do reservatório de 15 m ter um VPL maior quando não é usada a injeção de vapor no processo SAGD. Com a injeção de vapor otimizada a razão óleo-vapor dos três sistemas se manteve acima de $0,1 \text{ m}^3 \text{ std óleo/t vapor}$, por um período de 14 anos de produção.

Esta seção mostrou que através de uma análise simplificada do valor presente líquido é possível obter uma otimização do vapor visando uma máxima produção de óleo com mínima demanda de vapor.

5.3.2.3 Análise do VPL de diferentes cenários dos três sistemas

Foi realizada uma análise dos casos considerados como de alta, média e baixa recuperação final de óleo dos sistemas sem e com aquífero e com capa de gás. Para escolher estes fatores não foi realizado nenhum tipo de análise de probabilidade. A otimização do vapor através do VPL foi realizada usando os seguintes valores para as constantes: $F_p=0,75$, $C_1=0,100$, Preço do óleo= $30\text{US\$/bbl}$ e $k=0,15$ (taxa de juros).

Sistema 1: Reservatório sem aquífero nem capa de gás

Neste sistema se escolheram como valores de alta, média e baixa recuperação as simulações: Exp 3, 11, 30, para o reservatório de 15 m e Exp 35, 43 e 42 para o reservatório de 30 m, as simulações são mostradas na Tabela 5-22. Pode se observar que a porosidade só é mínima (15%) no caso de maior recuperação de óleo dos reservatórios de 15 e 30 m. Com estes dados foi realizada uma otimização do vapor do processo com o intuito de analisar quais as expectativas de ganho nos diferentes casos. As simulações dos cenários, Exp 3, 11, 30, 35, 43 e 42, foram realizadas com uma injeção de 100 t/dia de vapor.

Tabela 5-22: Fator de recuperação de óleo após 5, 10 e 15 anos de produção - Atributos de reservatório em modelo sem aquífero e sem capa de gás - Espessura da zona de óleo 15 m.

Exp	Swr	Kh, mD	MKv	ϕ	Krwro	hóleo (m)	VOIP, m ³ std	FR (%) 15 anos
3	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	15	91449	65,2
11	0,28	2000	0,05	0,3	0,05	15	182900	47,6
30	0,38	500	0,5	0,3	0,15	15	157500	30,1
35	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	30	193850	47,1
43	0,28	2000	0,05	0,3	0,05	30	387700	34,5
42	0,38	500	0,05	0,3	0,05	30	333860	13,8

A Figura 5-41 mostra o VPL em função do tempo para diferentes vazões de injeção de vapor para o Exp 3. Pode ser observado que para o caso de maior recuperação de óleo em 15 anos (65% do VOIP) é mais rentável não injetar vapor no sistema, isto devido à baixa porosidade do sistema (15%). Observa-se que quando se tem uma alta recuperação de óleo isto não é necessariamente um indicador de economia do sistema e que deve ser sempre considerado o vapor injetado.

Para este cenário, no modelo otimizado a recuperação de óleo em 15 anos é de 35,4% do VOIP sem injeção de vapor.

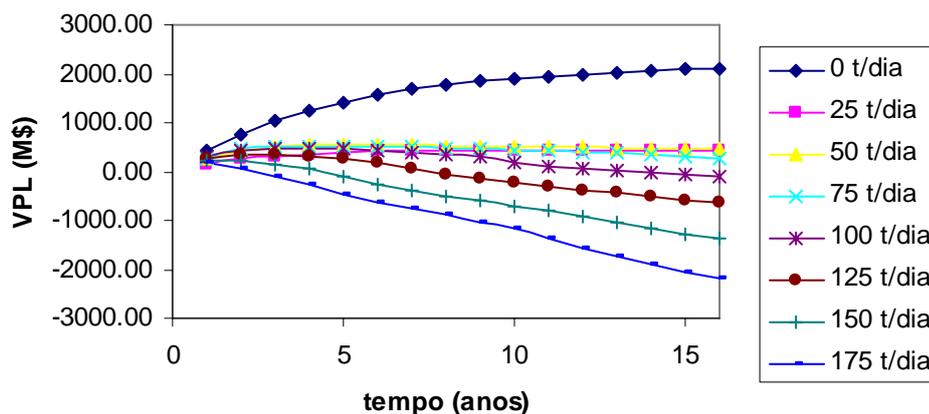


Figura 5-41: VPL versus tempo para a simulação Exp 3 – h da zona de óleo 15m.

A Figura 5-42 mostra a otimização do vapor através da análise do VPL. Pode ser observado que para o cenário central de FR (47,6% do VOIP) a vazão de vapor otimizada é 50 t/dia para ser ter a maior rentabilidade do processo SAGD, neste caso o reservatório conta com uma permeabilidade horizontal de 500mD e porosidade de 30%, a recuperação do óleo no final de 15 anos de produção quando se injeta 50 t/dia é de 43%.

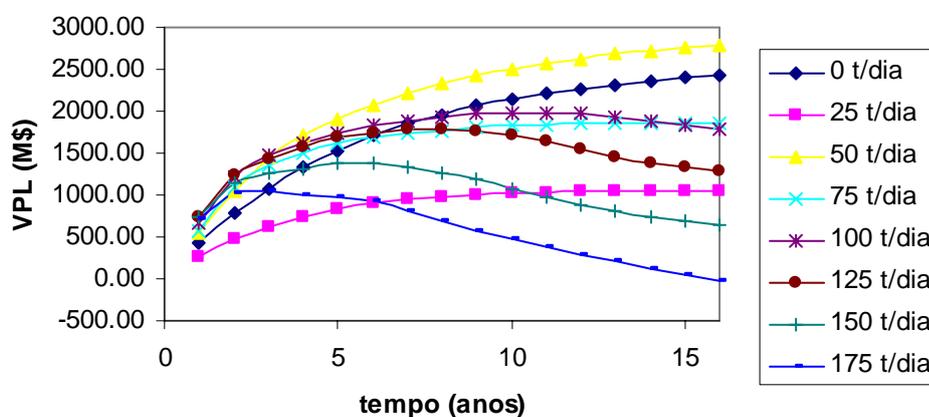


Figura 5-42: VPL versus tempo para a simulação Exp 11 – h da zona de óleo 15m.

A Figura 5-43 mostra a otimização do vapor através da análise do VPL do caso com menor recuperação de óleo do estudo de sensibilidade realizado (Exp 30). Neste cenário (FR 30,1%) pode ser observado que é mais rentável novamente não injetar vapor no sistema. O modelo base estudado de uma espessura de 15 m realizada anteriormente mostrou que reservatórios pouco espessos são pouco rentáveis quando se usa o processo SAGD. Neste

caso o reservatório possui uma permeabilidade horizontal de 500 mD e porosidade 30%. A recuperação do óleo no final de 15 anos de produção é de 4,5%.

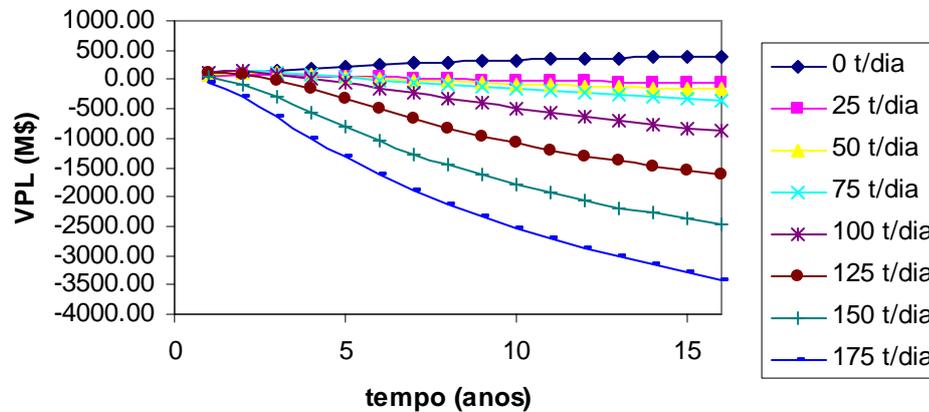


Figura 5-43: VPL versus tempo para a simulação Exp 30 – h da zona de óleo 15m.

A Figura 5-44 mostra uma comparação do VPL otimizado em conjunto com a vazão de injeção de vapor para os três cenários estudados no sistema de 15m (espessura da zona de óleo). Pode ser observado que o cenário mais rentável foi o médio (Exp 11) o segundo foi a simulação “Exp 3” que era o cenário mais favorável no estudo de sensibilidade, e por último é também o menos favorável do estudo de sensibilidade dos atributos (Exp 30).

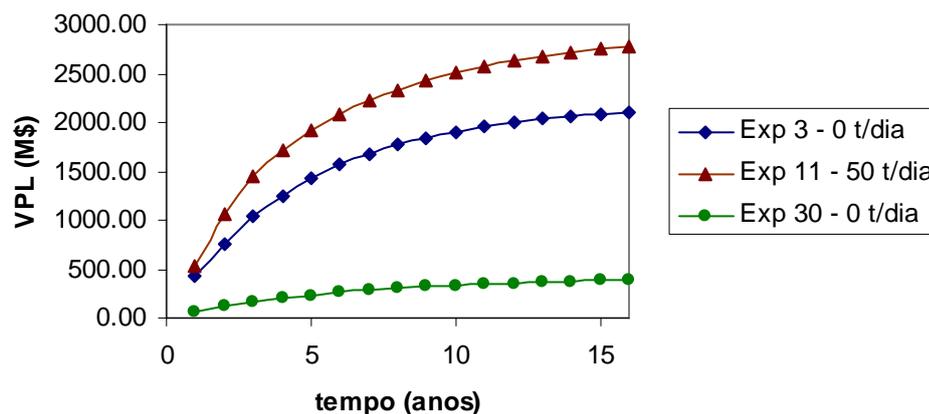


Figura 5-44: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para uma zona de óleo de 15m.

A análise do modelo base para o reservatório de 15 m mostrou que é mais rentável não injetar vapor para se obter o maior VPL do sistema. A análise dos diferentes cenários mostrou que para injetar vapor em reservatórios pouco espessos o sistema deve ter pelo menos uma alta porosidade (30%) e permeabilidade (2000 mD) e então pode ser rentável a injeção de vapor usando o processo SAGD.

A análise dos três cenários para o reservatório de 30 m é mostrada nas Figuras 5-46, 5-47 e 5-48. Estas figuras mostram a otimização do vapor através do VPL em função do tempo. Observou-se que os dois primeiros cenários (máximo e central, Exp 35 e 43) se mostraram mais rentáveis com a injeção de vapor e se obteve um valor ótimo para o vapor. Na Figura 5-45 pode ser observado que para o cenário de maior recuperação de óleo em 15 anos (47,1% do VOIP) foi mais rentável injetar 125 t/dia de vapor no sistema. A recuperação em 15 anos com o vapor otimizado corresponde a 52,5%.

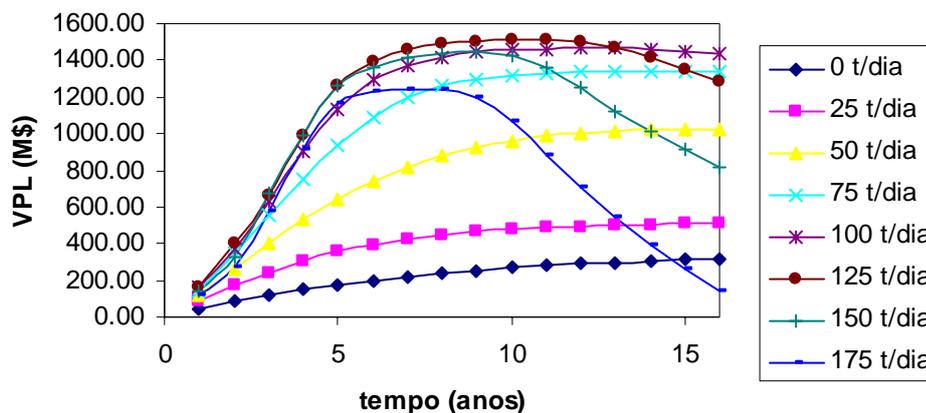


Figura 5-45: VPL versus tempo para a simulação Exp 35 – h da zona de óleo 30m.

Na Figura 5-46 pode ser observado que para o caso de uma recuperação de óleo em 15 anos de 34,5% do VOIP (valor médio) é mais rentável injetar 150 t/dia de vapor no sistema. A recuperação em 15 anos com o vapor otimizado corresponde a 44,2%.

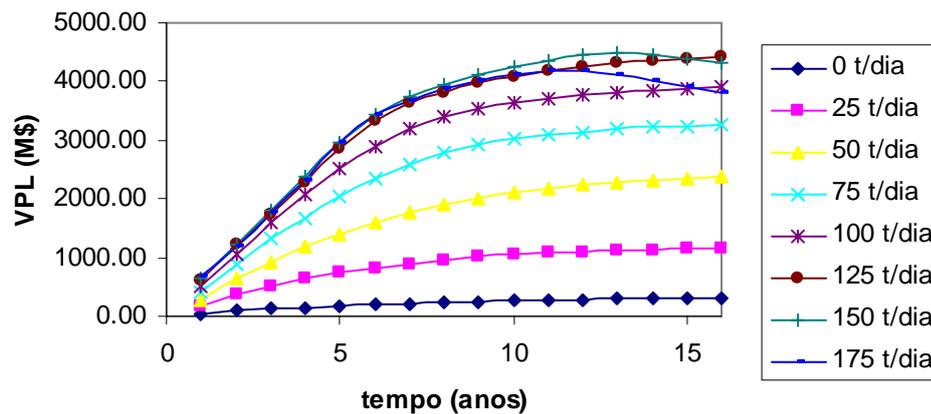


Figura 5-46: VPL versus tempo para a simulação Exp 43 – h da zona de óleo 30m.

Na Figura 5-47 pode ser observado que para o caso de uma recuperação de óleo mais desfavorável no sistema sem aquífero após 15 anos de produção (13,8% do VOIP) é mais rentável injetar 50 t/dia de vapor no sistema. A recuperação em 15 anos com o vapor otimizado corresponde a 12,4%.

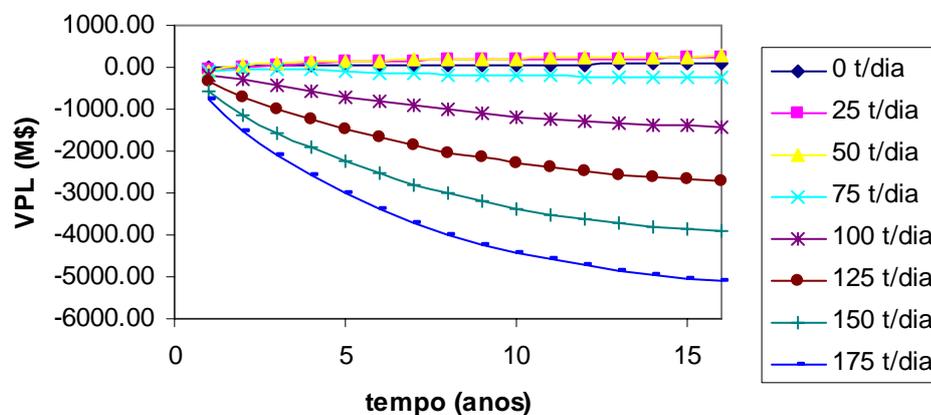


Figura 5-47: VPL versus tempo para a simulação Exp 42 – h da zona de óleo 30m.

A Figura 5-48 mostra uma comparação do VPL otimizado em conjunto com a injeção de vapor para os diferentes cenários estudados do reservatório de 30 m de espessura da zona de óleo. É possível observar que o cenário mais rentável é o médio (Exp 43), o segundo é a simulação Exp 35 (o cenário mais favorável no estudo de sensibilidade), e o último é também o menos favorável do estudo de sensibilidade dos atributos (Exp 42).

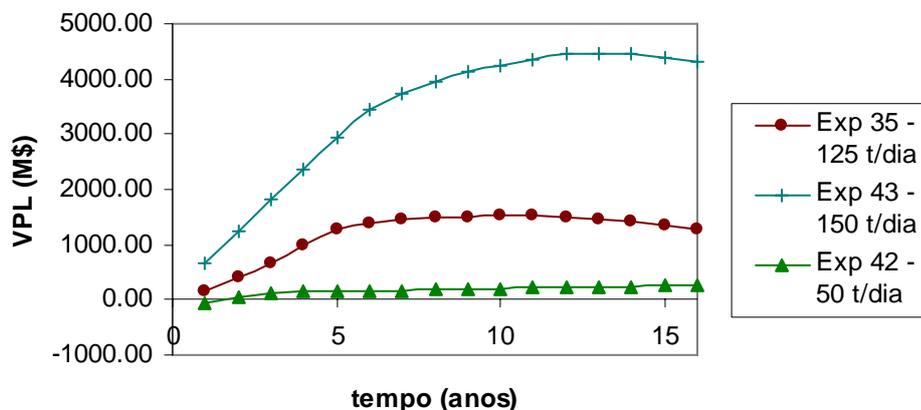


Figura 5-48: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para uma zona de óleo de 30m.

O reservatório com espessura de 30 m de zona de óleo estudado se mostrou sempre mais rentável para os diferentes cenários estudados, porém o cenário com a menor permeabilidade (500 mD) teve uma rentabilidade muito baixa, e no primeiro ano foi até negativo. No modelo sem aquífero e sem capa de gás se observa que é importante a espessura da zona de óleo na rentabilidade do processo SAGD, mas se o reservatório é pouco espesso a injeção de vapor vai depender das características físicas do reservatório.

Sistema 2: Reservatório com aquífero

A otimização do modelo base com aquífero (zona de óleo de 20m, $\phi=30\%$, $Kh=1000$ mD) pode ser observada na Figura 5-49. A figura mostra um declínio rápido do VPL a partir do 4º ano, e o maior VPL é observado quando se injeta 100 t/dia, este valor foi o mesmo que no modelo base sem aquífero, só que com menor VPL.

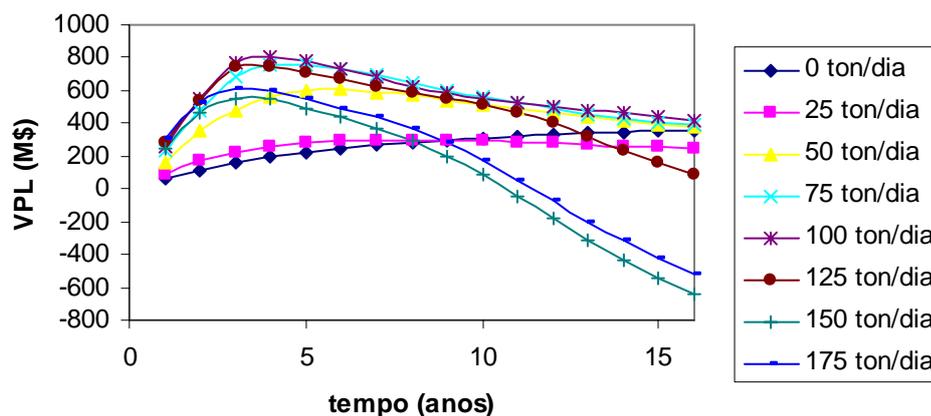


Figura 5-49: Otimização do vapor através do VPL do modelo base com aquífero (hóleo=20m).

Para a análise dos cenários deste reservatório com aquífero, se escolheram como valores de alta, média e baixa recuperação as simulações do estudo de sensibilidade: Exp 3, 27, 30, para o reservatório de 15 m e Exp 35, 63 e 42 para o reservatório de 30 m. As características de reservatório destas simulações são mostradas na Tabela 5-23. Pode ser visualizado que a porosidade só é mínima (15%) no caso de maior recuperação de óleo dos reservatórios de 15 e 30 m. A otimização do vapor foi realizada da mesma forma que no modelo sem aquífero.

Tabela 5-23: Cenários estudados no modelo com aquífero para a análise de VPL, reservatórios de 15 e 30m de zona de óleo.

Exp	Swr	Kh (mD)	MKv	ϕ	Krwro	hóleo (m)	VOIP (m ³ std)	VPinj	FR (%) 15 anos
3	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	15	91449	6,0	51,0
27	0,28	2000	0,05	0,30	0,15	15	182900	3,0	39,7
30	0,38	500	0,5	0,30	0,15	15	157400	3,5	27,6
35	0,28	2000	0,05	0,15	0,05	30	193850	2,8	37,1
63	0,28	2000	0,5	0,30	0,15	30	387800	1,4	24,2
42	0,38	500	0,05	0,30	0,05	30	333860	1,6	9,6

A otimização do vapor para os três cenários do reservatório com 15 m de zona de óleo são mostradas nas Figuras 5-51, 5-52 e 5-53. Observou-se que existe só um cenário no qual injetar vapor oferece rentabilidade do processo SAGD do reservatório com aquífero e é para o Exp 27 (cenário com um FR médio) visualizado na Figura 5-51, que mostra um valor ótimo

de 125 t/dia de vapor injetado com uma recuperação de 41%. Os cenários máximo e mínimo mostraram que não é rentável injetar vapor, as recuperações ótimas (para um maior VPL) foram 13,2% e 2,90 % respectivamente, sem injeção de vapor em ambos os casos.

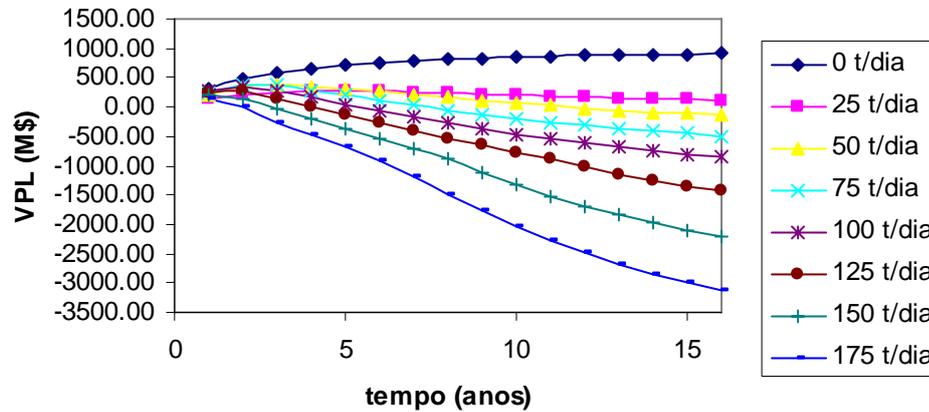


Figura 5-50: VPL versus tempo para a simulação Exp 3 – h da zona de óleo 15m – Modelo com aquífero.

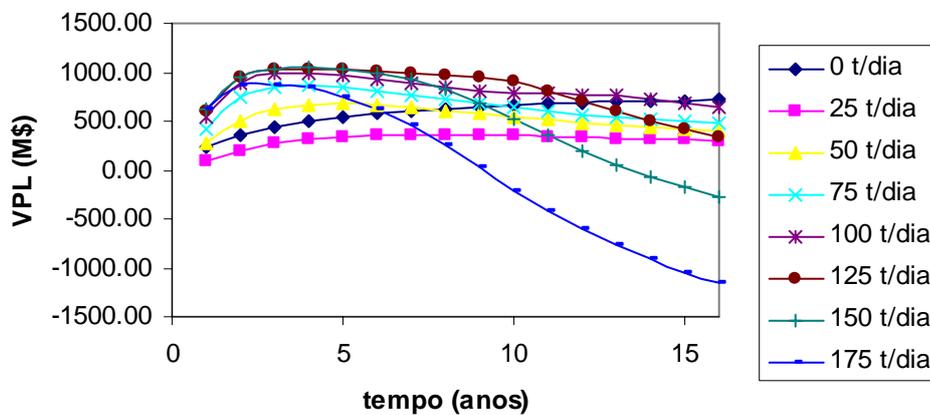


Figura 5-51: VPL versus tempo para a simulação Exp 27 – h da zona de óleo 15m – Modelo com aquífero.

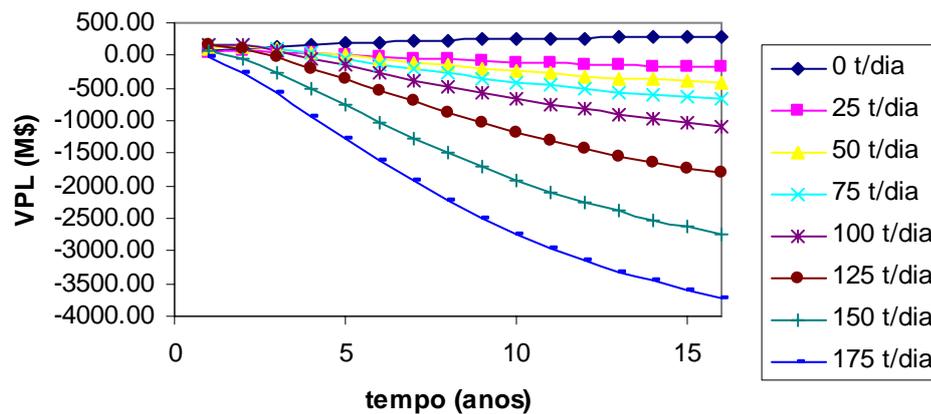


Figura 5-52: VPL versus tempo para a simulação Exp 30 – h da zona de óleo 15m – Modelo com aquífero.

Para o reservatório de 30m de espessura da zona de óleo também foi realizada a otimização do vapor dos diferentes cenários do estudo de sensibilidade e podem ser observados nas Figuras 5-54, 5-55 e 5-56. Observou-se que para todos os cenários existe um valor ótimo de injeção para se obter um maior VPL. A Figura 5-53 mostra uma vazão ótima de 100 t/dia para o cenário ótimo (Exp 35), obtendo-se uma recuperação de 37,1% do VOIP. A Figura 5-54 mostra uma vazão ótima de 175 t/dia, para o cenário regular com uma recuperação de 36,6% do VOIP. O cenário mais desfavorável à recuperação de óleo mostrou que é mais rentável injetar 25 t/dia vapor para obter em 15 anos uma recuperação de óleo de 6,2% do VOIP.

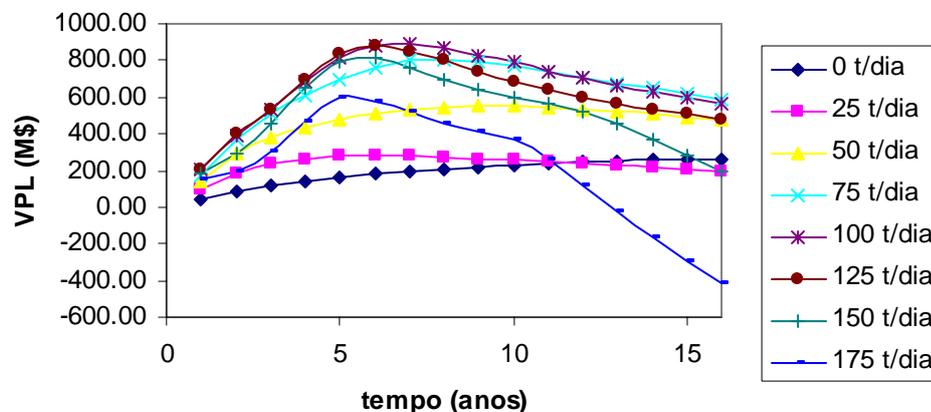


Figura 5-53: VPL versus tempo para a simulação Exp 35 – h da zona de óleo 30m – Modelo com aquífero.

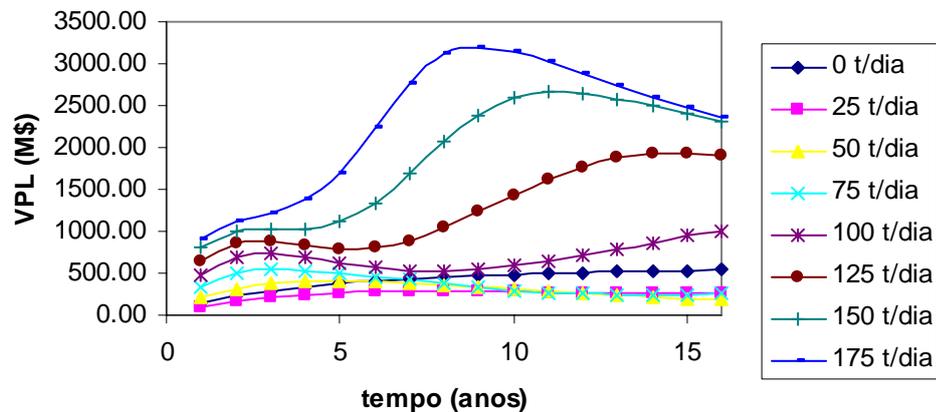


Figura 5-54: VPL versus tempo para a simulação Exp 63 – h da zona de óleo 30m – Modelo com aquífero.

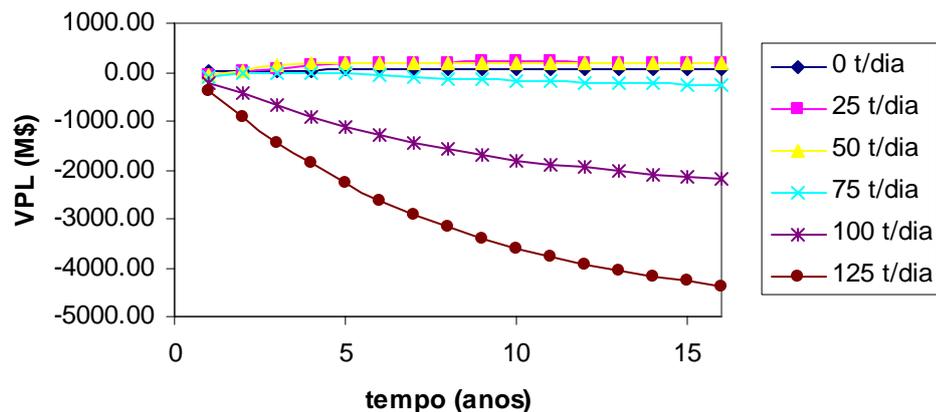


Figura 5-55: VPL versus tempo para a simulação Exp 42 – h da zona de óleo 30m – Modelo com aquífero.

No caso do reservatório com aquífero com uma zona de óleo de 30m todos os cenários se mostraram rentáveis com um valor ótimo de injeção de vapor. A Figura 5-56 mostra uma comparação do VPL, com as vazões de vapor otimizadas dos cenários estudados, nela se observa que o cenário que oferece um maior VPL é o cenário regular (médio) e que o ganho é menor quando comparado ao modelo sem aquífero. O modelo com aquífero se mostrou menos rentável que o sem aquífero.

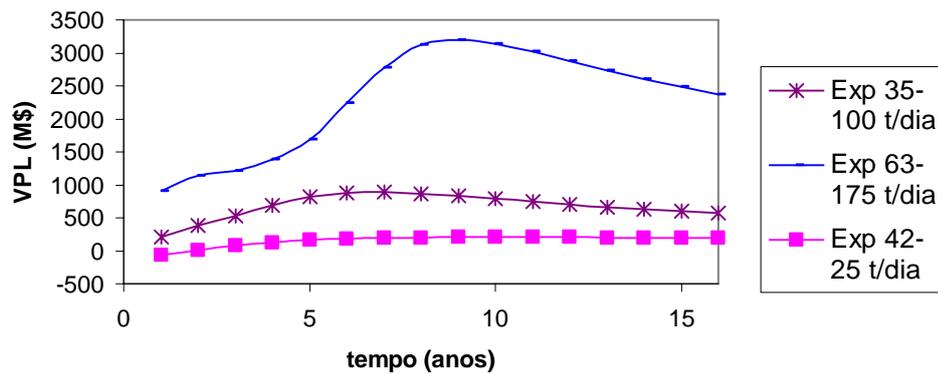


Figura 5-56: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para uma zona de óleo de 30m em um modelo com aquífero.

Sistema 3: Reservatório com capa de gás

Uma otimização do modelo base com capa de gás (zona de óleo de 20m, $\phi=30\%$, $Kh=1000$ mD, zona da capa de gás=5m) pode ser observada na Figura 5-57. Na figura se observa que no caso do modelo com capa de gás todas as injeções de vapor se mostram rentáveis, no entanto o valor ótimo de injeção de vapor está entre 125 e 150 t/dia. Tomando como a mais rentável uma vazão de 125 t/dia a recuperação obtida é de 62%. Quando comparado ao modelo base, o reservatório com capa de gás requer mais vapor para injeção para se obter a maior rentabilidade do processo, e isto se deve a que vapor tende a se escapar para a capa de gás, contudo o gás ajuda na distribuição do vapor, na manutenção da pressão no sistema e no deslocamento dos fluidos aquecidos até o poço produtor. A figura mostra um maior VPL do sistema com capa de gás que o sem capa de gás (mantendo o resto das características do reservatório e dos fluidos iguais).

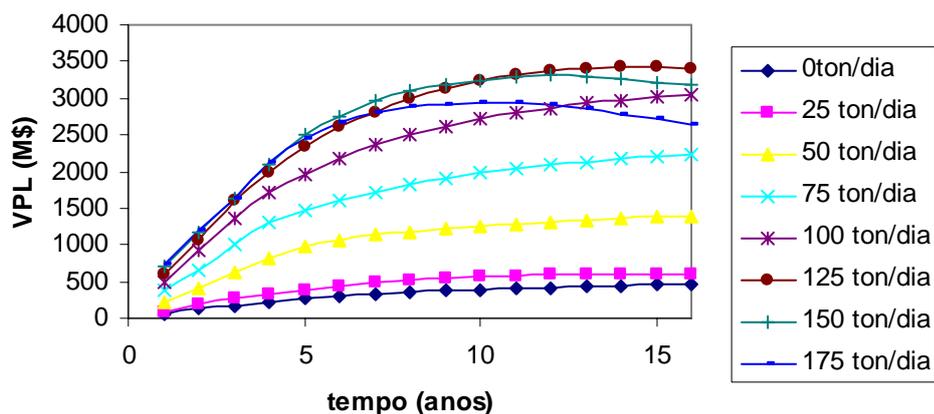


Figura 5-57: Otimização do vapor do modelo base com capa de gás.

Os cenários escolhidos do estudo de sensibilidade para o reservatório com capa de gás são as simulações Exp 2, 6 e 5 que mostram recuperações de óleo de 77,7, 59,4 e 40,6% respectivamente. A espessura da capa de gás se manteve fixa nesta análise em 5m, devido à pouca influencia encontrada deste parâmetro no modelo. As características de reservatório destas simulações são mostradas na Tabela 5-24. A otimização do vapor foi realizada da mesma forma que nos modelos sem e com aquífero.

Tabela 5-24: Cenários estudados no modelo com capa de gás para a análise de VPL.

Exp	Kh (mD)	MKv	ϕ	hgás (m)	VOIP	Vpinj	FR 15 anos (%)
2	2000	0,05	0,15	5	111770	5,2	77,7
6	2000	0,05	0,3	5	223540	2,6	59,4
5	500	0,05	0,3	5	223540	2,6	40,6

A Figura 5-58 mostra a otimização do vapor através da análise técnico-econômica do VPL e pode ser observado que a vazão de injeção ótima é de 150 t/dia, para o Exp 2. A recuperação de óleo com o vapor injetado é de 86%.

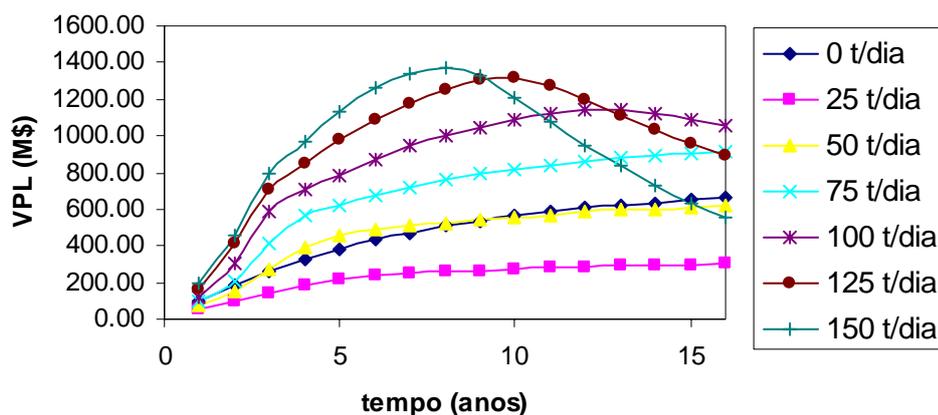


Figura 5-58: VPL versus tempo para a simulação Exp 2 – Modelo com capa de gás.

A Figura 5-59 mostra a otimização do vapor através da análise técnico-econômica do VPL e pode ser observado que a vazão de injeção ótima é de 150 t/dia, para o Exp 6. A recuperação de óleo com o vapor injetado é de 74,6%. A diferença entre o Exp 2 e o Exp 6 está somente na porosidade do sistema, no primeiro a mesma é de 15% e no segundo 30%. Quando se compara a otimização de ambos cenários se observa que o valor ótimo obtido é o mesmo nos dois, pois o volume poroso injetado do sistema de menor porosidade é maior. Neste sistema com capa de gás o valor ótimo de vapor não foi muito influenciado pela mudança da porosidade. Observa-se que o sistema mais poroso mostra um maior VPL.

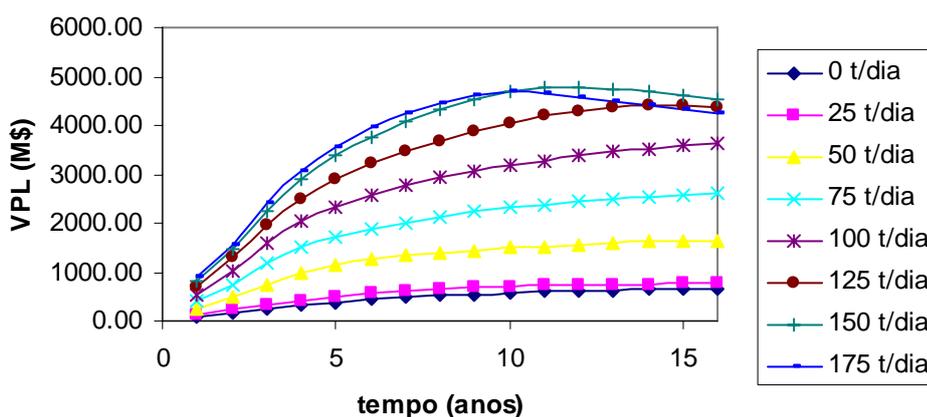


Figura 5-59: VPL versus tempo para a simulação Exp 6 – Modelo com capa de gás.

A Figura 5-60 mostra a otimização do vapor através da análise técnico-econômica do VPL e pode ser observado que a vazão de injeção ótima é de 75 t/dia, para o Exp 5. A

recuperação de óleo com o vapor injetado foi de 33,5%. A diferença entre este sistema (Exp 5) e o anterior (Exp 6) é a permeabilidade, neste é menor (500 mD). Observa-se uma sensibilidade maior na otimização do vapor com a diminuição deste parâmetro.

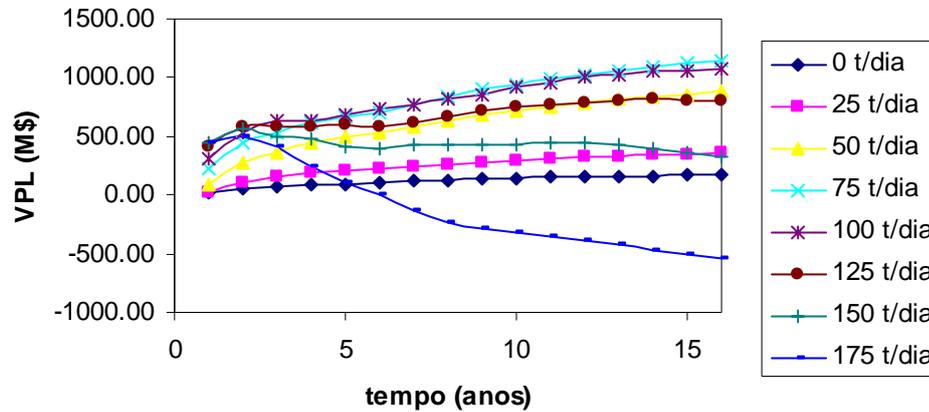


Figura 5-60: VPL versus tempo para a simulação Exp 5 – Modelo com capa de gás.

Uma comparação dos três cenários de VPL no tempo após a otimização do vapor, no modelo com capa de gás, é mostrada na Figura 5-61. Pode ser observado que o cenário de recuperação de óleo média mostra o maior VPL do sistema com capa de gás.

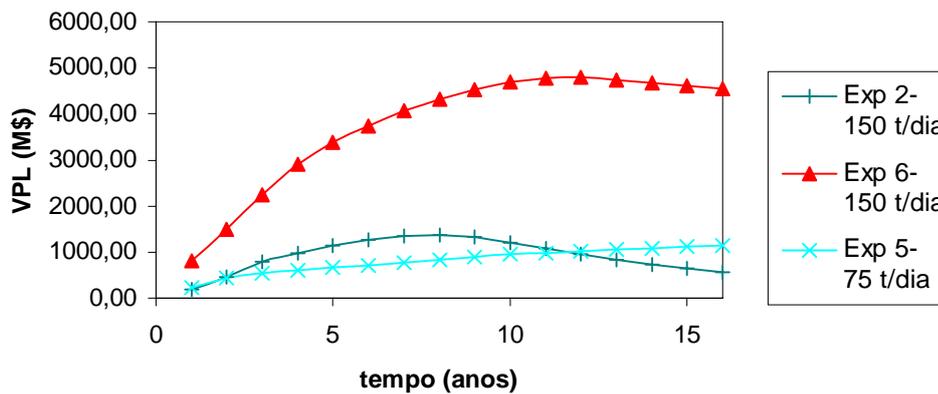


Figura 5-61: Comparação do VPL versus tempo para os cenários de alta, média e baixa recuperação de óleo para reservatório com capa de gás.

5.4 Injeção de vapor com paradas no processo SAGD

Da análise técnico-econômica se chegou à conclusão que é possível obter uma otimização do vapor no processo SAGD. Depois desta análise surgiram diferentes perguntas: o que aconteceria se a injeção de vapor já não é mais continua? Será possível diminuir as perdas energéticas no reservatório realizando a injeção de vapor por períodos?.

5.4.1 Injeção de vapor com intervalos de paradas usando um limite máximo de produção de líquidos de 120 m³/dia com pressão no fundo do poço mínima de 193 kPa (28 psi)

Para realizar este estudo se utilizou o valor de vazão de injeção encontrado como ótimo para o reservatório de 20 m, usando os parâmetros de reservatórios e operacionais do modelo base. No reservatório foi injetado um valor fixo de 100 t/dia de vapor (produzindo um máximo de 120 m³/dia de líquidos) por períodos o que quer dizer que se injeta vapor por um determinado tempo logo a injeção pára e se continua a produzir. Os esquemas de injeção para os períodos estudados são mostrados na Tabela 5-25.

Tabela 5-25: Esquemas interrompidos de injeção no processo SAGD.

Simulação	Vazão de injeção (t/dia)	Forma de injeção no período de 16 anos	Vapor injetado em 16 anos (t)
MB-IC-Q100m ³ /dia	100	Contínua	583950
Inj. c/1mes	100	1 mês com injeção o seguinte mês sem injeção	293703
Inj. c/6mes	100	6 meses com injeção os seguintes 6 meses sem injeção	291900
Inj. c/1anos	100	1 ano com injeção o seguinte ano sem injeção	291950
Inj. c/2anos	100	2 anos com injeção os seguintes 2 anos sem injeção	291950
Inj. c/3anos	100	3 anos com injeção os seguintes 3 anos sem injeção	364950
Inj. c/4anos	100	4 anos com injeção os seguintes 4 anos sem injeção	291950

A Figura 5-62 mostra a produção acumulada de óleo para os casos descritos na Tabela 5-25. Pode ser observado que injetar com paradas ou por períodos aumenta a produção acumulada do óleo a partir do terceiro ano de produção do reservatório. Existindo uma diferença relativa de 46,8% da produção acumulada de óleo quando se comparam o modelo

base (MB-IC-Q100m³/dia) com o modelo de injeção cada 4 anos (Inj. c/4anos). Pode ser observado na Figura 5-62 que o modelo apresenta uma curva ótima para 6 meses de injeção por períodos. Diminuindo o intervalo de injeção a partir de 6 meses, a produção acumulada de óleo começa a diminuir.

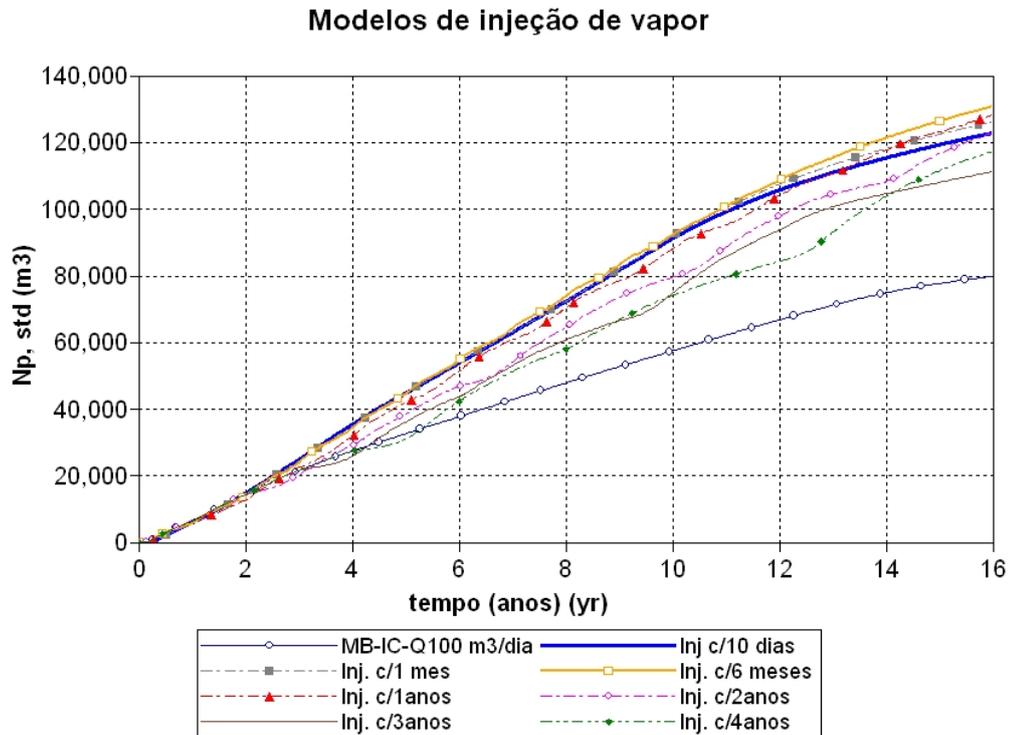


Figura 5-62: Comparação da produção acumulada de óleo com injeção alternada de vapor, 1 mês, 6 meses, 1 ano, 2 anos e o modelo base (IC).

A injeção com paradas a cada 6 meses poderia ser comparada a uma injeção contínua de 50 t/dia, que corresponde à metade do volume total injetado no período de produção, mas neste caso como foi fixada a produção máxima de líquidos 20% acima da injeção de vapor, a pressão no poço produtor do sistema de IC está sempre acima da mínima fixada no processo de 196 kPa ou 28 psi, então não seria justo realizar a comparação entre o sistema de injeção contínua de 50 t/dia com o de 100 t/dia. Porém, esta comparação foi realizada na seção 5.4.2, usando uma produção máxima de líquidos de 300 t/dia o que permitiu que o poço produtor trabalhasse sempre na pressão mínima (196 kPa ou 28 psi), para os dois sistemas de injeção contínua (50 t/dia e 100 t/dia), permitindo uma comparação mais justa.

Os modelos de injeção através de períodos ou intervalos de tempo (sem realizar uma injeção cíclica de vapor) mostram que as perdas de calor diminuem quando se injeta o vapor alternadamente e isto pode ser observado na Figura 5-63, que mostra as perdas de calor total, no reservatório, em KJ no tempo de produção. A cada diminuição do intervalo diminuem as perdas de calor chegando a um valor mínimo de perdas de calor como pode ser observado na Figura 5-63. As perdas de calor no reservatório diminuem segundo o intervalo das paradas na injeção de vapor, em intervalos de seis meses e um mês a diferença é pouca se podendo pensar que chegou a um limite mínimo de perdas de calor.

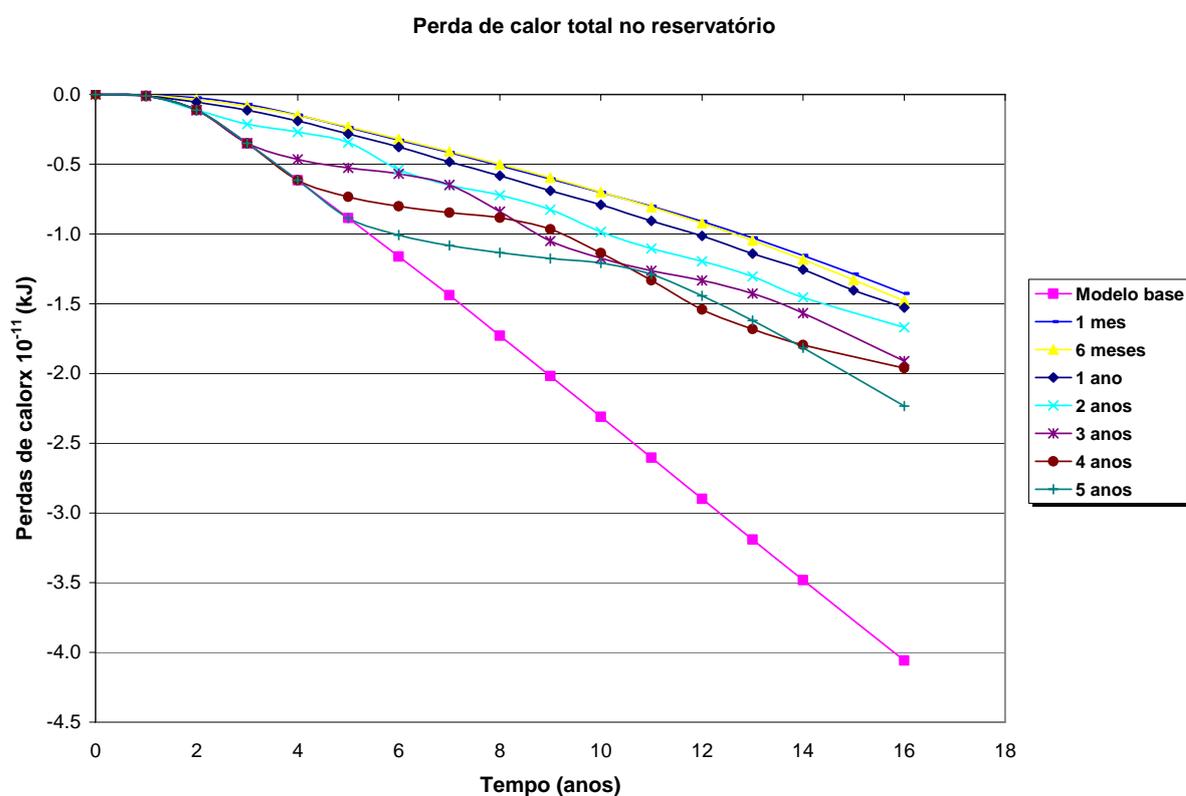


Figura 5-63: Perda de calor total no reservatório para diferentes injeções de vapor alternadas (um período sim e outro período não).

A Figura 5-64 mostra a vazão de produção de óleo no tempo para os modelos com injeção contínua de vapor (MB-IC-Q100m3/dia) e com injeção a cada seis meses (IC c/6meses), que segundo a figura anterior que mostrou a produção acumulada de óleo foi o período ótimo. A curva pontilhada (Vapor injetado c/6meses) mostra a vazão de injeção de vapor no tempo.

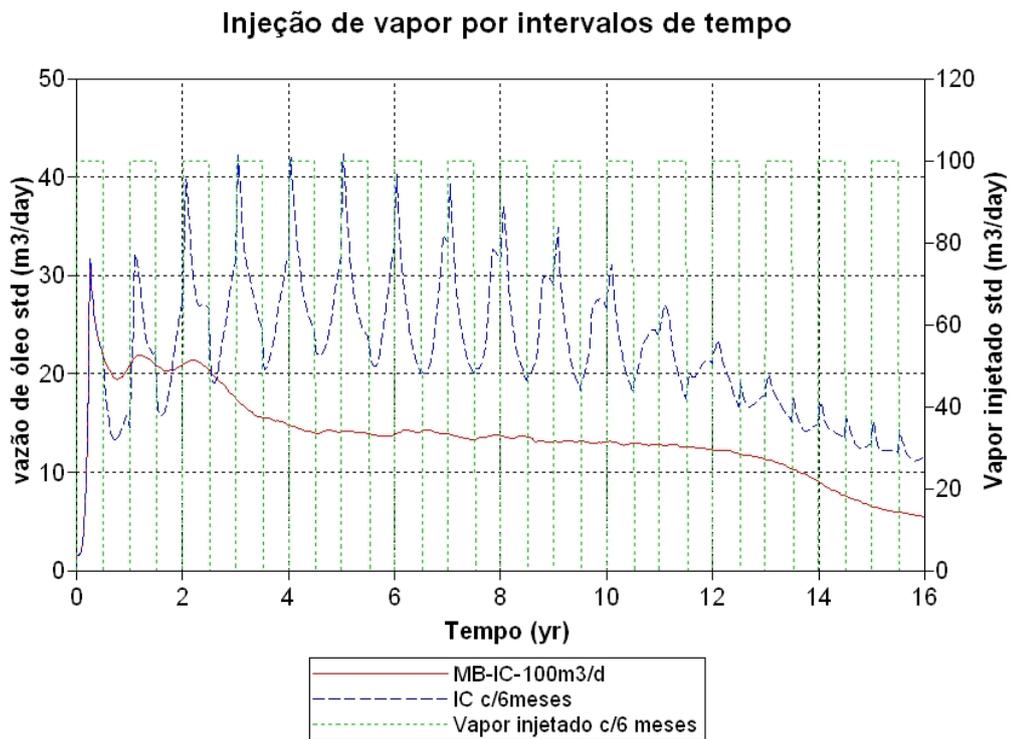


Figura 5-64: Vazão de produção de óleo no tempo.

Esta Figura 5-64 mostra que nos dois primeiros anos do sistema “IC c/6meses”, a produção de óleo diminui quando não se injeta vapor no período, isto devido aparentemente a que neste intervalo de tempo a câmara de vapor ainda não se expandiu completamente para acima do reservatório e o óleo que se encontra na parte superior do reservatório ainda não foi completamente aquecido. Então quando se tira a injeção de vapor nesse tempo o óleo não consegue com facilidade drenar por gravidade até o poço produtor devido à alta mobilidade do mesmo por sua ainda alta viscosidade.

Neste período de dois anos se observa que quando se começa novamente a injetar o vapor (curva IC c/6meses) a produção de óleo aumenta quando comparado ao sistema de injeção contínua (MB-IC-Q100m³/dia). A partir dos dois anos de produção a vazão de vapor é sempre maior no sistema de injeção alternada de vapor (c/6meses) apresentando picos no começo da injeção em forma parecida à injeção por soaking ou cíclica, e isto pode ser devido a que no sistema “IC c/6 meses” a energia se conserva mais dentro do reservatório como se observará mais adiante.

Na Figura 5-65 pode ser visualizado o mapa de temperaturas em 6meses, 1 ano, 2 anos e 3 anos de produção, em uma seção transversal do reservatório analisado, do modelo de injeção contínua de vapor (MB-IC-Q100m³/dia). Pode ser observado que nos primeiros 6 meses de injeção a câmara de vapor começa a se expandir crescendo para acima e para os arredores mantendo a teoria do autor Butler (1990), neste período a câmara começa a aquecer a zona de água que esta a 220m de profundidade da superfície. Em um ano de produção a câmara está começando a aquecer a superfície do reservatório e já está a aquecer a zona de água, em dois anos o calor chega à primeira camada do sistema, e em três anos se visualiza que a câmara de vapor logrou-se expandir até a primeira e última camada. Faltando se expandir ate os arredores do reservatório.

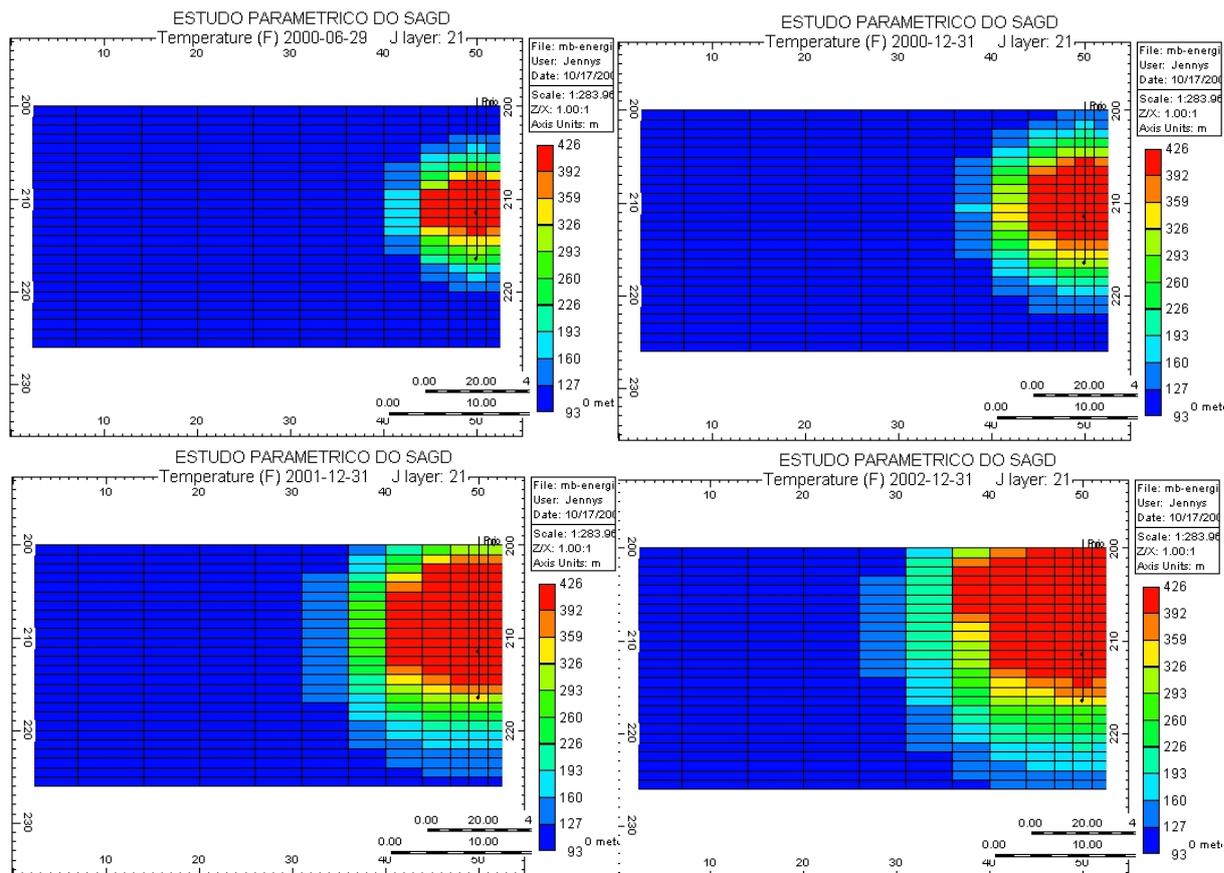


Figura 5-65: Mapa de temperatura em 6 meses, 1 ano, 2 anos e 3 anos para o modelo de injeção contínua de vapor.

Esta Figura 5-65 mostra que a zona de água no reservatório começa a se aquecer em seis meses, que é quando começam as perdas de energia para as camadas de água no sistema e para a camada subjacente do reservatório. Este período de seis meses foi o encontrado como ótimo no sistema de parada da injeção no processo.

Na Figura 5-66 pode ser visualizado o mapa de temperaturas em 6 meses, 1 ano, 2 anos e 3 anos de produção, em uma seção transversal do reservatório analisado, do modelo de injeção a cada 6 meses (IC c/6meses). Os primeiros 6 meses de injeção são iguais ao modelo de injeção contínua, já no primeiro ano a câmara se expande para acima e ainda não começou a se aquecer a zona de água do reservatório. No segundo ano começa a se aquecer a zona de água e no terceiro ano ainda não foi aquecida a última camada do reservatório e já se começou a aquecer a primeira camada do reservatório. A diferença entre este modelo e o de injeção contínua de vapor é que a temperatura é mais baixa neste sistema, mas o reservatório ainda

consegue se manter aquecido, além de o reservatório aquecer mais devagar as ultimas camadas da zona de água.

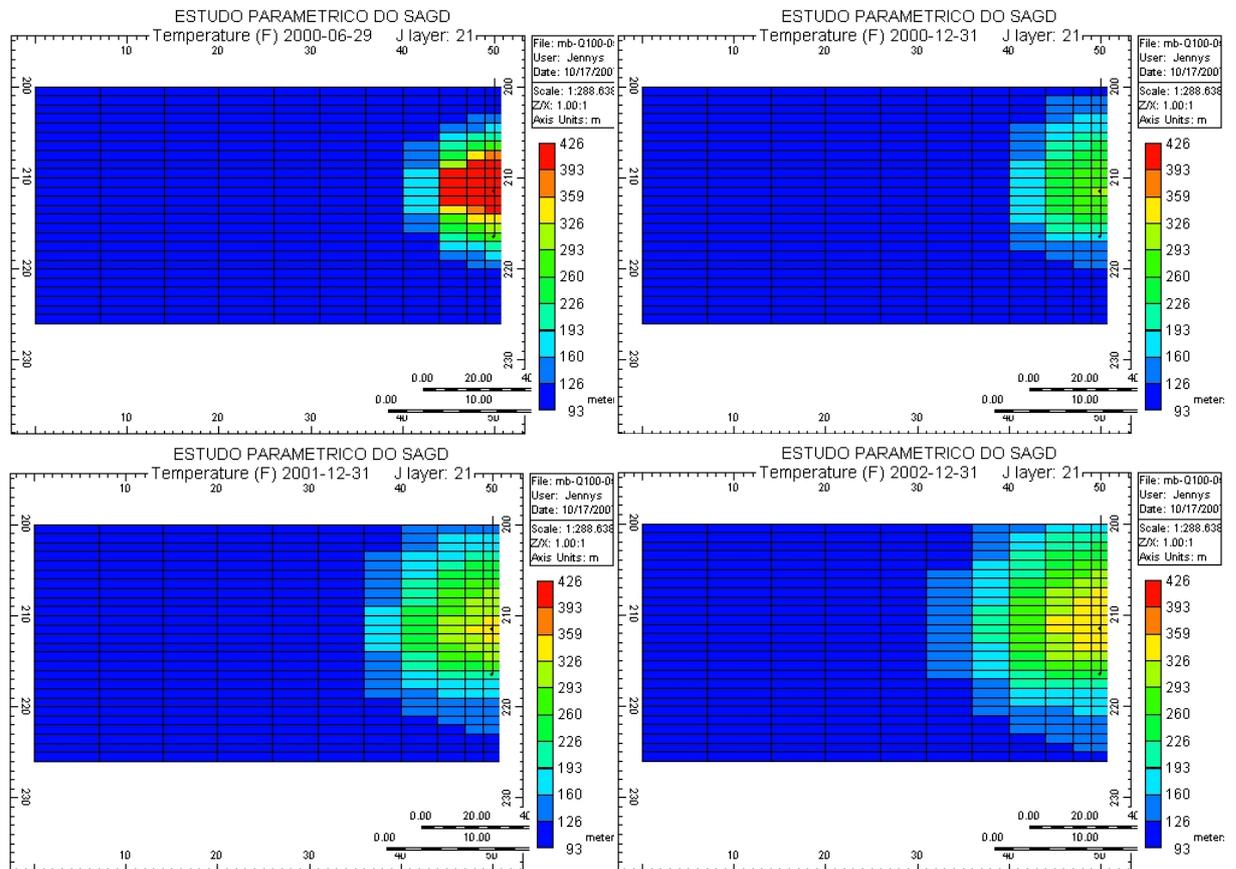


Figura 5-66: Mapa de temperatura em 6 meses, 1 ano, 2 anos e 3 anos para o modelo de injeção c/6meses.

A Figura 5-66 mostra que a zona de água e a camada subjacente do reservatório tardam mais a se aquecer, pelo tanto podem existir menores perdas de energias para estas camadas. As perdas de calor para a camada subjacente (J/dia) do reservatório para 1, 2 e 16 anos de produção para os sistemas com injeção contínua e com paradas a cada 6 meses podem ser observada na Figura 5-67. A região mais escura (em azul) mostra que as maiores perdas de calor, no final do período de injeção, acontecem no sistema com injeção contínua de calor.

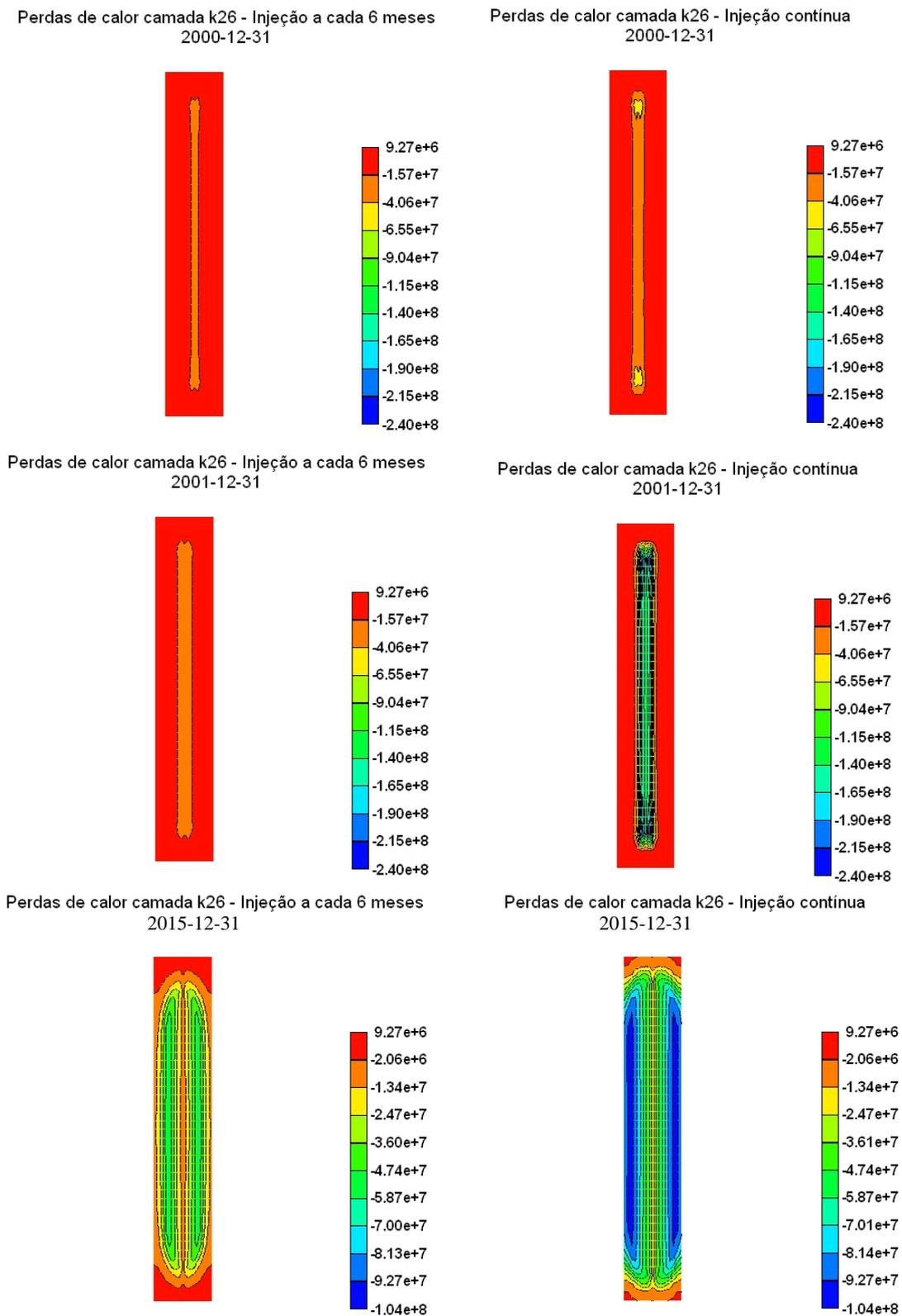


Figura 5-67: Mapa das perdas de calor na camada subjacente do reservatório em J/dia para 1, 2 anos e 16 anos de produção. Modelo de injeção c/6meses (J/dia) (esquerda) e modelo de injeção contínua (direita).

A Figura 5-68 mostra a produção acumulada de água produzida (Wp) para os sistemas: “IC c/6meses” e injeção contínua de vapor (MB-IC-100m3/dia), pode ser observado que o modelo com injeção alternada a cada 6 meses “IC c/6meses” tem uma produção de água menor, isto devido a que neste sistema está sendo injetado uma quantidade de água menor anualmente.

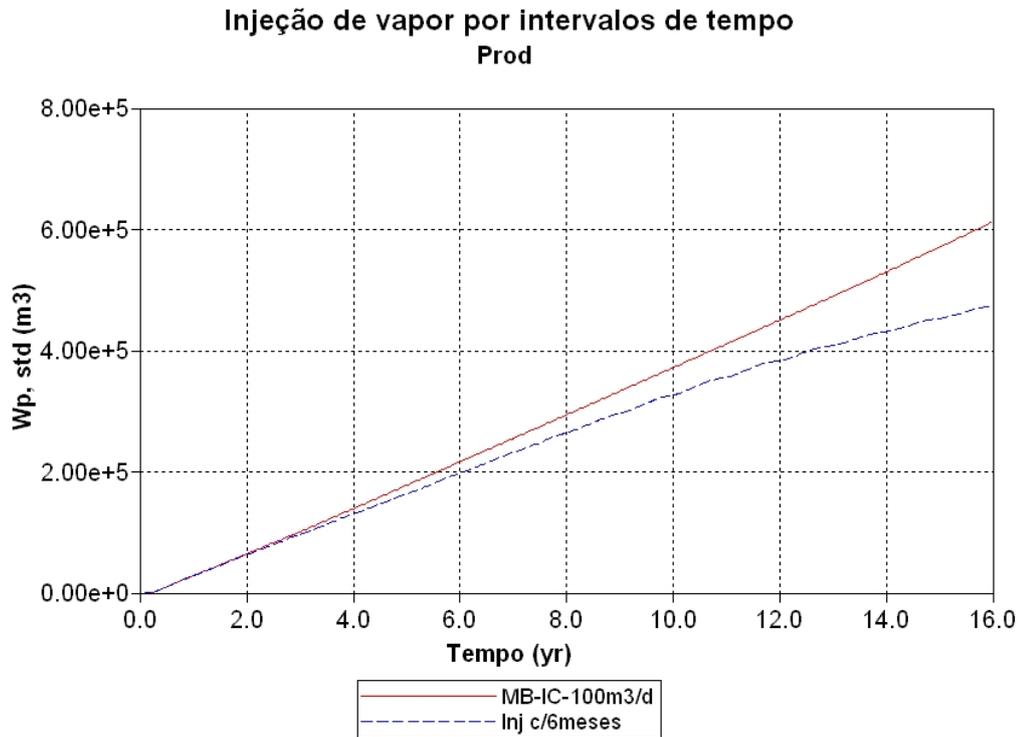


Figura 5-68: Produção acumulada de água no tempo

A produção de água de ambos os sistemas “IC c/6meses” e “MB-IC-100m3/dia” pode ser observada na Figura 5-69. A vazão de produção de água é maior no sistema com injeção contínua. Pode ser observado que no primeiro ano de produção a água é maior no sistema com inj c/6 meses. Neste mesmo período, se tem uma baixa produção de óleo, e acontece porque a câmara de vapor ainda não se expandiu para acima do reservatório.

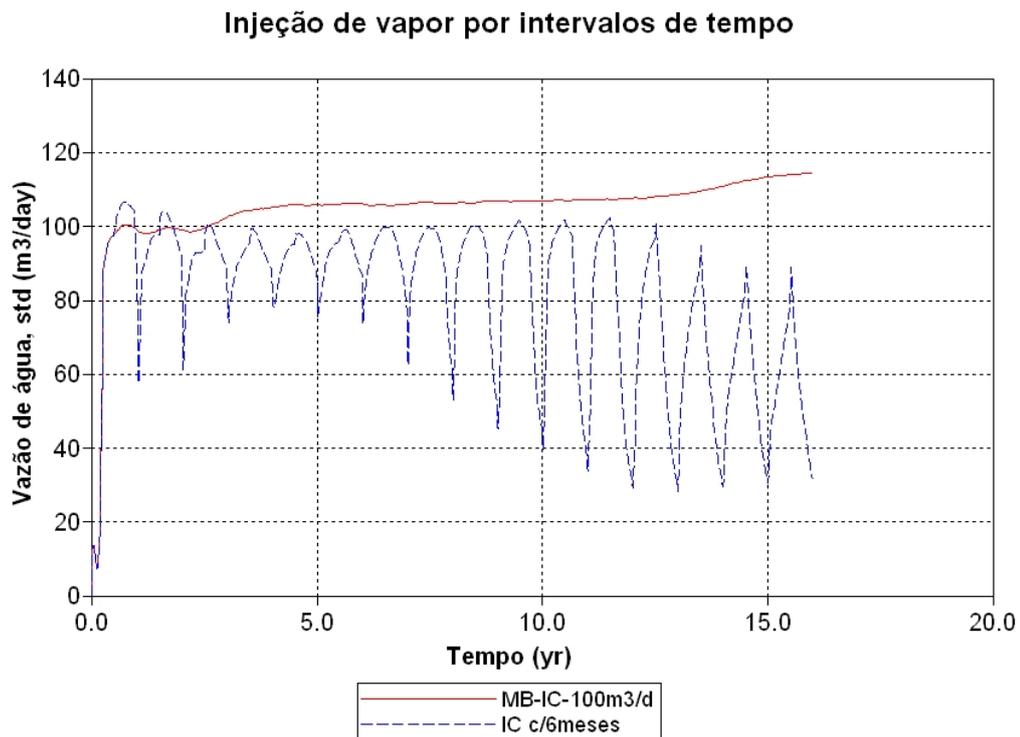


Figura 5-69: Vazão de água no poço produtor no tempo.

A Figura 5-70 mostra a pressão de fundo do poço produtor (BHP) no tempo para os sistemas: “IC c/6meses” e injeção contínua de vapor (MB-IC-100m³/dia). Pode ser observado que o sistema que recebe injeção contínua (MB-IC-100m³/dia) tem uma maior pressão que o modelo com injeção a cada 6 meses “IC c/6meses”, isto pode ser devido a que o sistema “MB-IC-100m³/dia” tem um fluxo constante de vapor, mantendo assim a pressão no reservatório. O outro modelo “IC c/6meses” trabalha no limite mínimo de pressão, pela falta de uma ajuda externa constante que forneça a pressão para o reservatório, a pressão neste sistema só aumenta quando é injetado vapor. Encontrou-se que a pressão no bloco do poço é maior no sistema com injeção contínua (MB-IC-100m³/dia) que no de injeção alternada (Inj c/6meses).

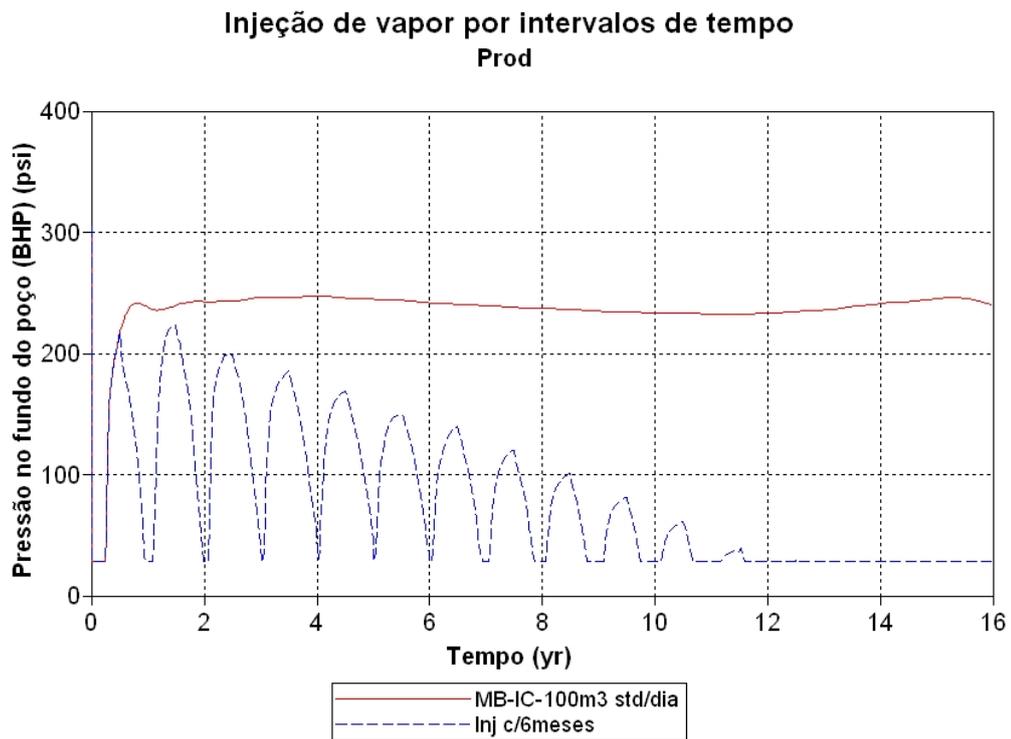


Figura 5-70: Pressão no fundo do poço produtor no tempo.

Para analisar se existe uma mudança grande da viscosidade e da temperatura no tempo nos sistemas anteriores (“IC c/6meses” e injeção contínua de vapor “MB-IC-100m3/dia”) foram analisados estes parâmetros pontualmente em um bloco no centro do poço produtor e podem ser observadas na Figura 5-71. Apesar de existir uma diferença entre os dois sistemas, os valores de temperatura e viscosidade do modelo com injeção c/6meses (IC c/6meses) oscilam entre os valores do modelo de injeção contínua (MB-IC-100m3/dia), pelo menos até o décimo segundo ano de produção do reservatório.

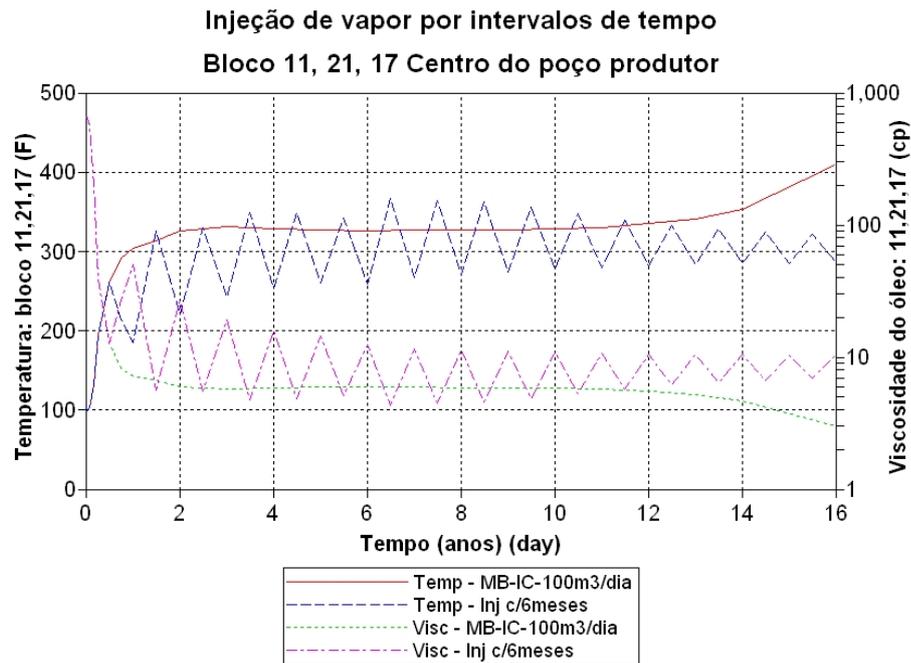


Figura 5-71: Temperatura e viscosidade no bloco 11, 21, 17 – centro do poço produtor

Observando todos os sistemas de injeção com paradas alternadas foi decidido analisar os sistemas após um período total de produção do reservatório de 16 anos. Isto com o intuito de analisar: a razão vapor-óleo acumulada, a produção total acumulada de óleo e as perdas de calor totais obtidas para os diferentes sistemas com parada de injeção propostos no trabalho.

A Figura 5-72 mostra a razão vapor-óleo total acumulada (RVOac) no sistema em 16 anos. Pode ser observado que existe um valor mínimo de RVOac na figura e que os pontos obtidos se ajustam a um polinômio de segundo grau com $R^2 = 1,0$. A ROVac aumenta na medida que aumenta o período de injeção.

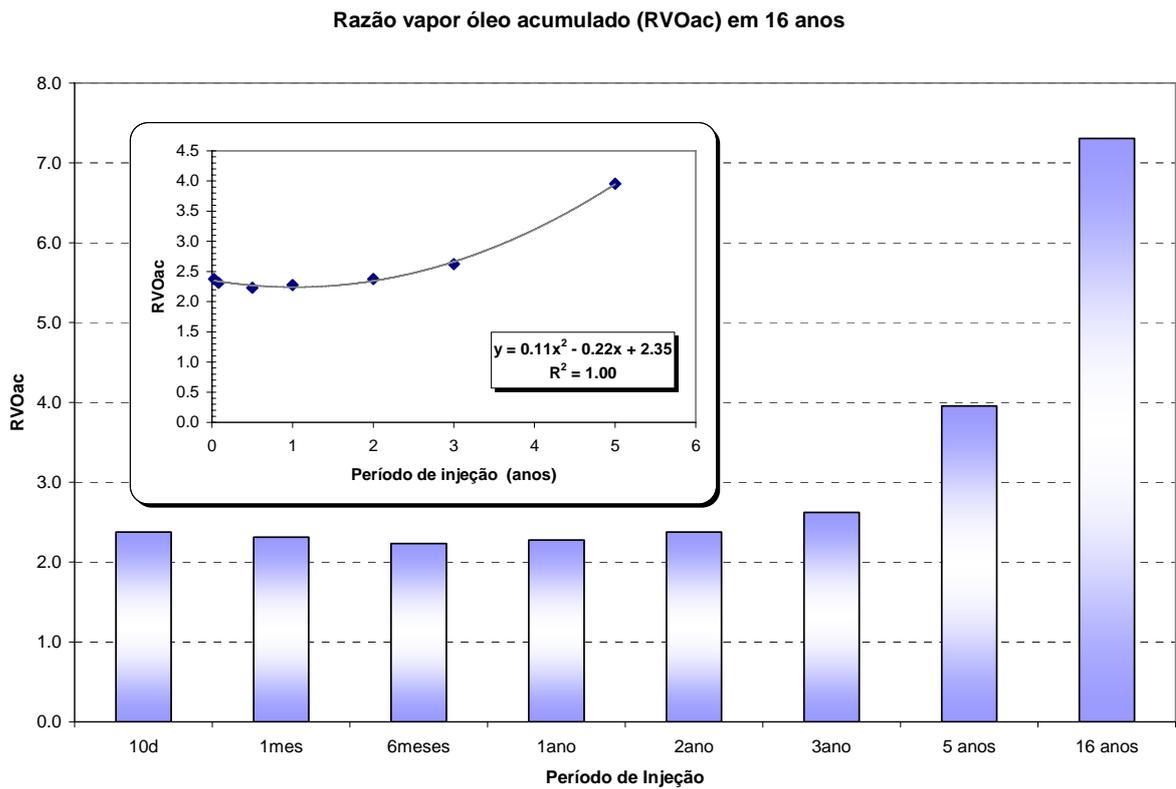


Figura 5-72: Razão de vapor – óleo acumulada em 16 anos para cada período estudado.

A Figura 5-73 mostra a produção total acumulada de óleo (N_p) em 16 anos de operação do sistema, para os diferentes períodos de injeção de vapor. Pode ser observado que a figura mostra um valor máximo na produção de óleo e na medida em que se aumenta o período de injeção a produção acumulada de óleo (N_p) diminui. A curva de produção se ajusta a um polinômio de terceiro grau, como um ajuste $R^2=0,98$.

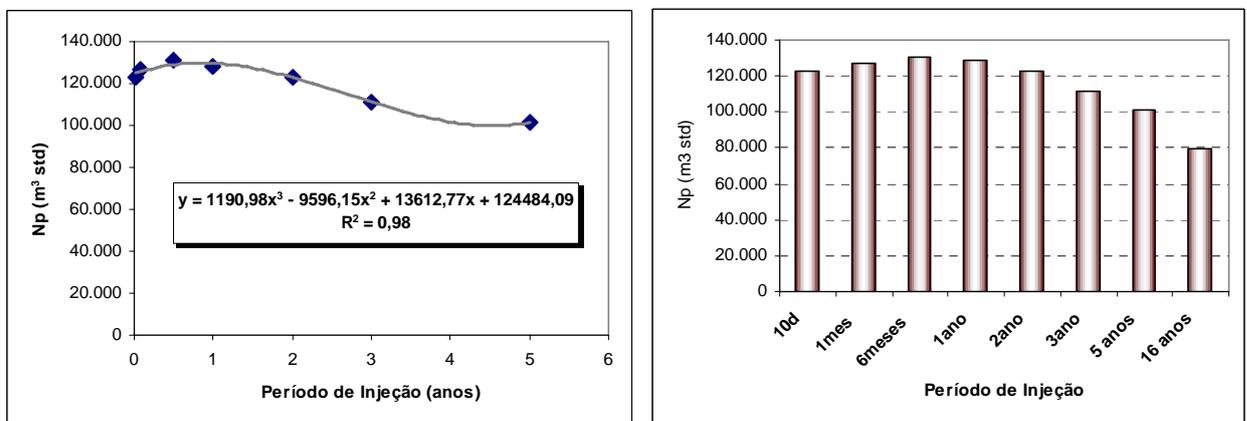


Figura 5-73: Produção acumulada de óleo em 16 anos para cada período estudado.

A Figura 5-74 mostra as perdas de calor no sistema, em 16 anos de injeção de vapor no processo SAGD, para diferentes períodos de injeção. Pode ser observado que as perdas de calor diminuem à medida em que o período de injeção diminui. Os pontos se ajustam a uma reta com $R^2=0,99$.

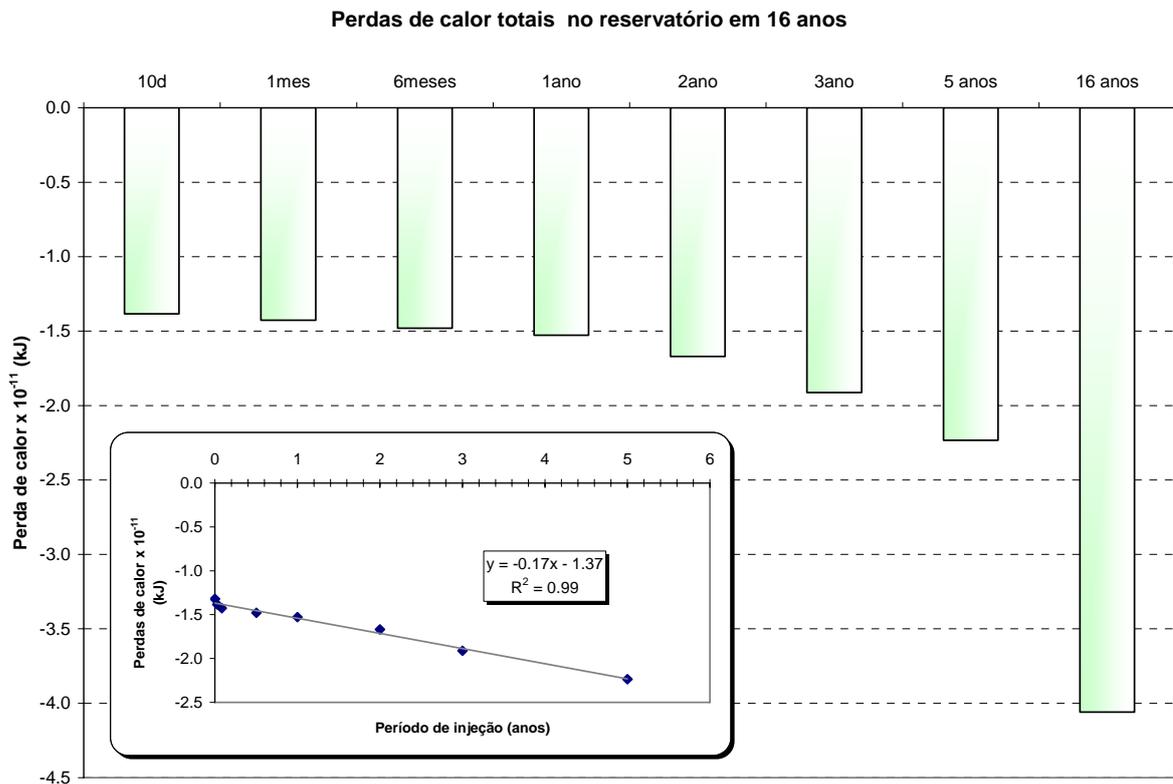


Figura 5-74: Perdas de calor em 16 anos para cada período estudado.

O intervalo de tempo de “6 meses” que foi otimizado para a injeção de vapor coincide com o início do aquecimento da zona de água no reservatório, e pode ser por este motivo que começa a se perder calor no reservatório para a zona de água no modelo com injeção contínua. Este estudo mostra que a energia do reservatório pode ser mantida, nas condições estudadas, no processo SAGD sem precisar de uma injeção contínua de vapor, e isto se mostra interessante numericamente, mas é necessário comparar com resultados de campo, para verificar a realidade.

5.4.1.1 Valor presente líquido do processo de injeção de vapor com paradas

A Figura 5-75 mostra o valor presente líquido, para diferentes esquemas de injeção de vapor com paradas, no tempo. Pode ser observado que o máximo VPL é obtido para o processo com injeção de vapor a cada 6 meses.

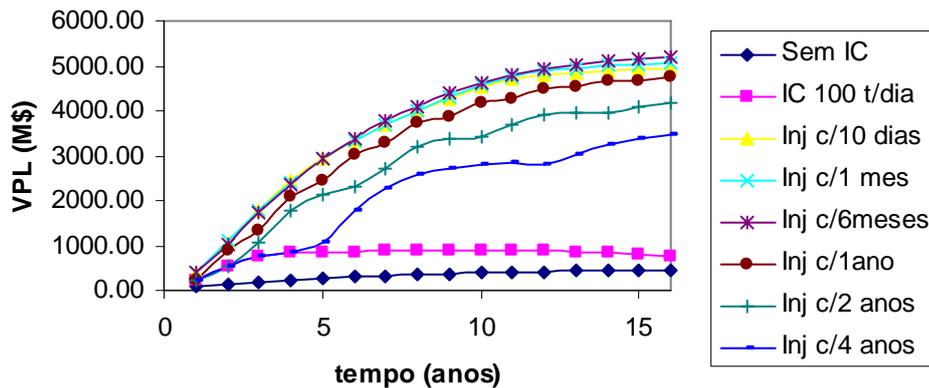


Figura 5-75: Valor presente líquido obtido para diferentes esquemas de injeção de vapor com paradas.

A Figura 5-75 mostra que o processo de injeção de vapor com paradas no processo SAGD pode ser uma alternativa mais econômica para o aumento da produção de óleo minimizando os gastos em vapor.

5.4.2 *Injeção de vapor com intervalos de paradas usando um limite máximo de produção de líquidos de 300 m³/dia com pressão no fundo do poço mínima de 193 kPa (28 psi)*

O volume de vapor no sistema com de injeção com paradas é equivalente à injeção de 50 t/dia em forma contínua. E existe a necessidade de comparar o sistema de injeção contínua de 100 t/dia com o de 50 t/dia e otimizar o intervalo de paradas no processo SAGD. Por isto foi realizado o estudo do processo de injeção com paradas, trabalhando com o poço produtor na pressão mínima fixa em 196 kPa, com uma produção máxima de líquidos de 300 m³/dia. Para realizar este estudo também se utilizou o valor de vazão de injeção de vapor de 100 t/dia,

encontrado como ótimo no reservatório de 20 m, usando os parâmetros de reservatórios e operacionais do modelo base.

Os esquemas de injeção utilizados são os mesmos que os mostrados na Tabela 5-25, mas a produção máxima de líquidos considerada foi de 300 m³/dia em todos os sistemas, permitindo que o poço produtor trabalhe na condição mínima de 193 kPa durante todo o período de produção do processo.

A Figura 5-76 mostra a produção de líquidos (água + óleo) no tempo de diferentes esquemas de injeção de vapor incluindo injeção contínua de 100 t/dia e 50 t/dia (legenda: IC 100t/dia e IC-50t/dia) e injeção com paradas de vapor por períodos interrompidos de 10 dias, 1 mes, 6 meses, 1 anos, 3 anos e 4 anos (na legenda: Inj c/10dias, Inj c/1mes, Inj c/6meses, Inj c/1anos, Inj c/2anos, Inj c/3anos e Inj c/4anos, respectivamente). Pode ser observado que os sistemas com paradas mostram ciclos, que acontecem devido ao aumento de líquidos no sistema devido à própria injeção contínua de vapor.

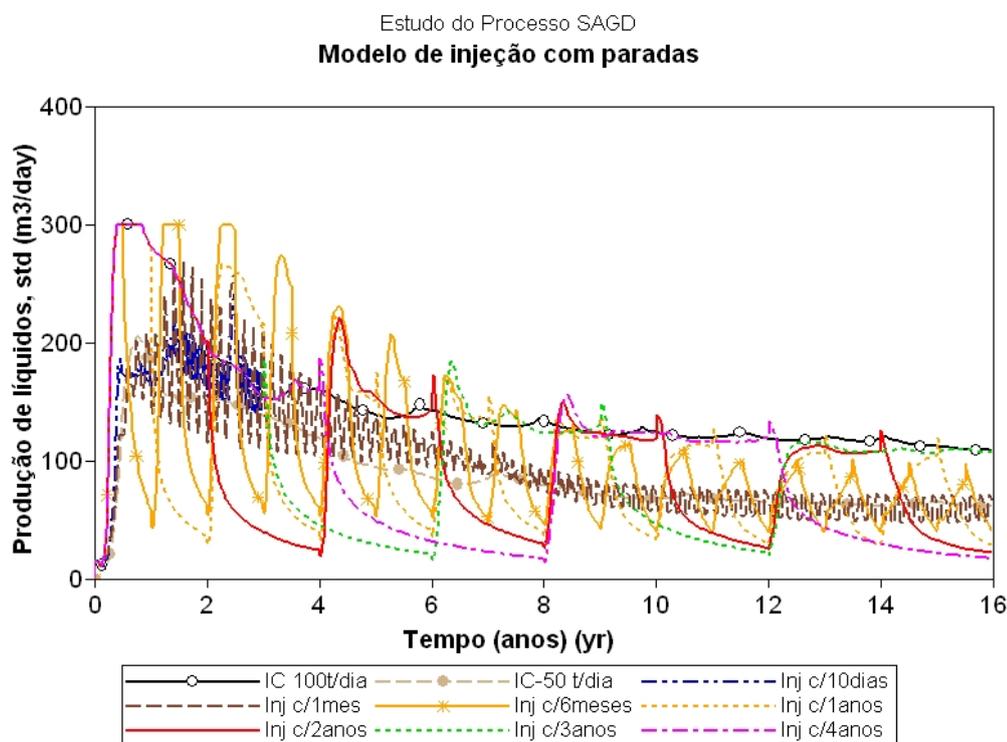


Figura 5-76: Vazão de produção de líquidos (água + óleo) no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).

A Figura 5-77 mostra a pressão no fundo do poço produtor, pode ser observado que para todos os sistemas, com injeção contínua e com paradas, o poço produtor está trabalhando sempre na mínima pressão de fundo fixa em 196 kPa durante todo o período de produção (16 anos).

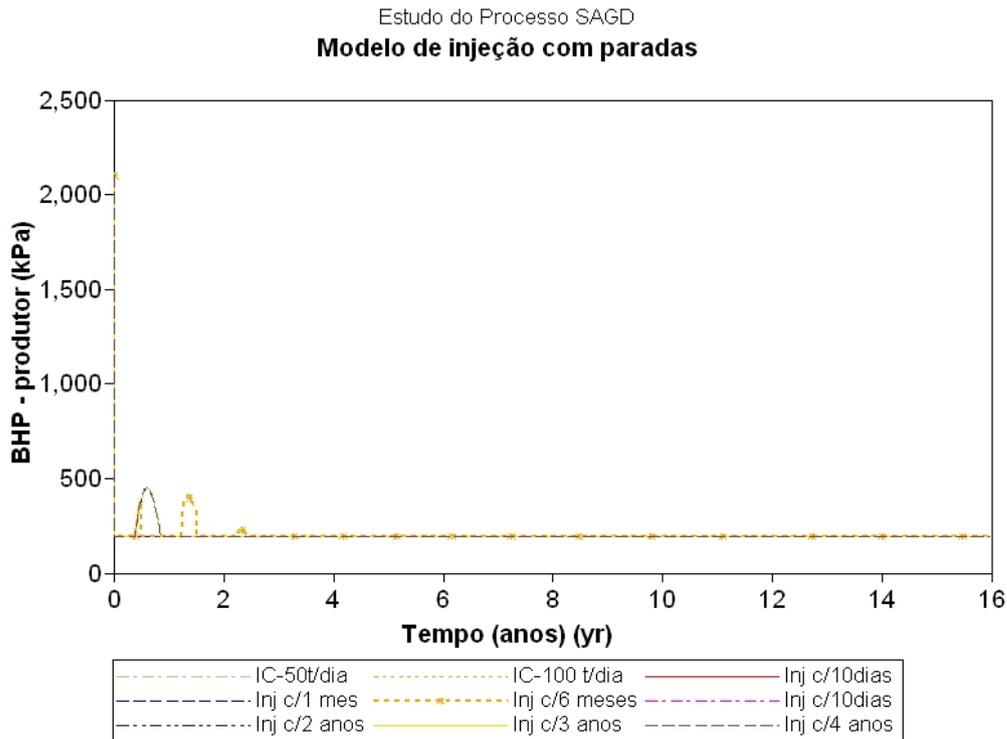


Figura 5-77: Pressão no fundo do poço produtor no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).

A Figura 5-78 mostra a pressão no bloco do poço produtor do sistema, pode ser observado que existe uma queda da pressão durante o período de produção no bloco para todos os sistemas.

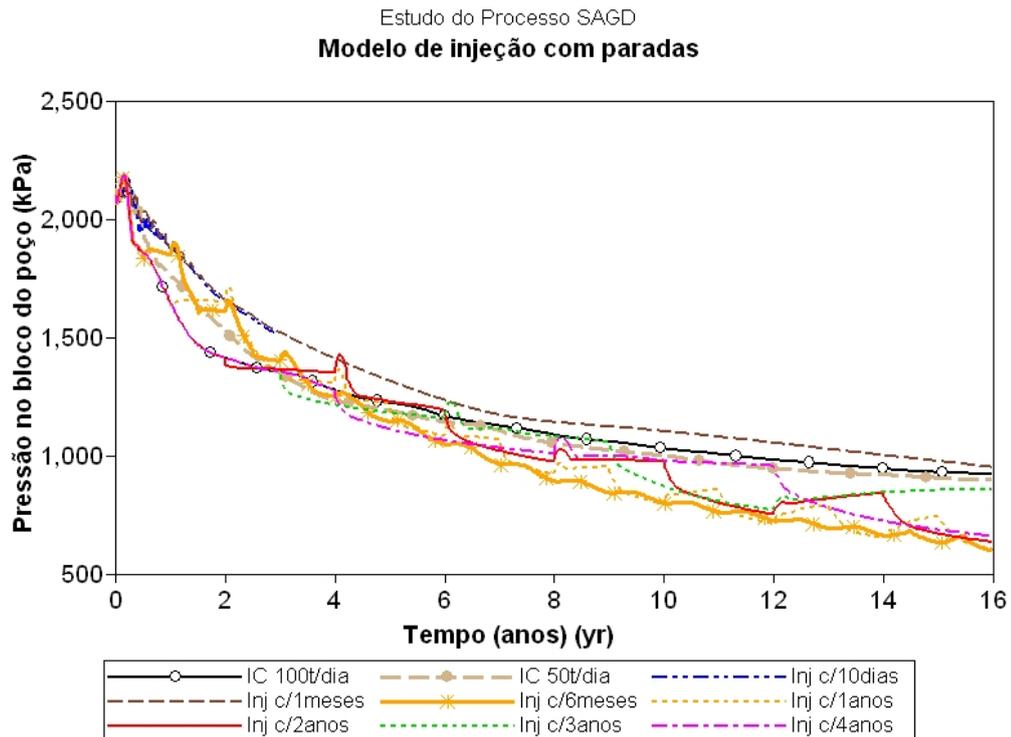


Figura 5-78: Pressão em um bloco do produtor no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de $300 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$. BHP = 193 kPa (28 psi).

A Figura 5-79 mostra a produção acumulada de óleo no tempo e a Figura 5-80 a vazão de óleo no tempo para os diferentes sistemas estudados com injeção contínua de vapor (50 e 100 t/dia) e de injeção com paradas. Pode ser observado que o esquema de injeção que mostra a maior produção acumulada de óleo corresponde a uma injeção interrompida de vapor a cada 6 meses a partir do terceiro ano de produção. No final do período de produção para o sistema Inj c/6meses a $N_p = 132262 \text{ m}^3 \text{ std}$ (FR 59%), para o sistema de IC-100t/dia a $N_p = 110070 \text{ m}^3 \text{ std}$ (FR 49%) e para o sistema de IC-50t/dia a $N_p = 78371 \text{ m}^3 \text{ std}$ (FR 35%). Esta comparação mostra novamente que existe um tempo otimizado para a injeção de vapor com paradas, e que corresponde a uma injeção a cada 6 meses.

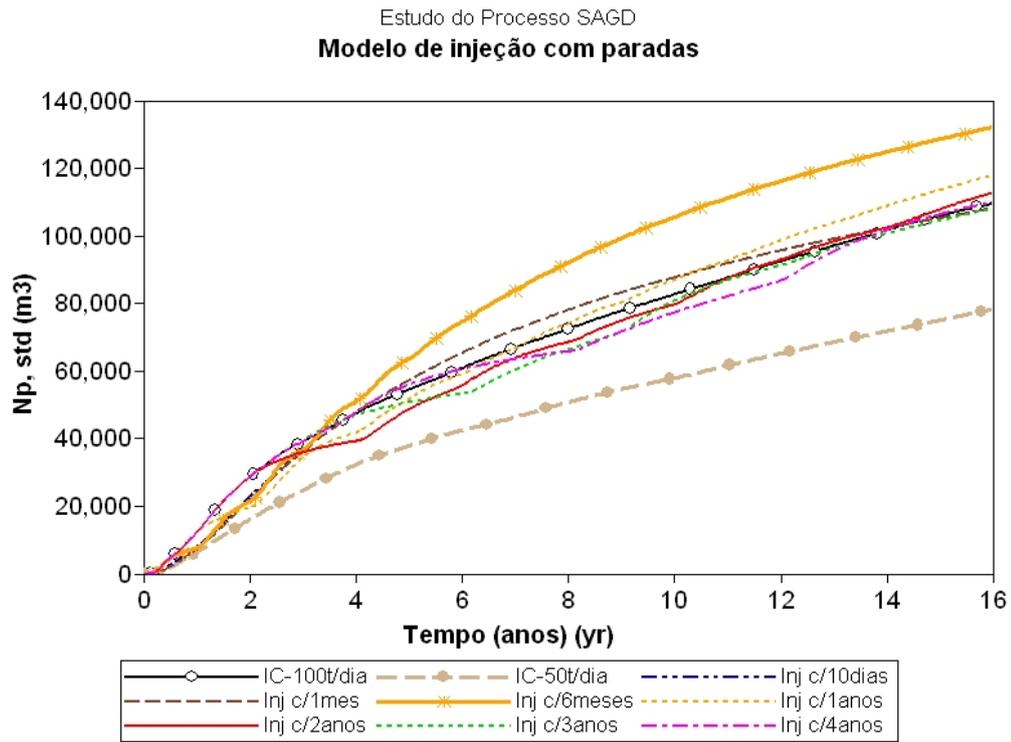


Figura 5-79: Produção acumulada de óleo no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).

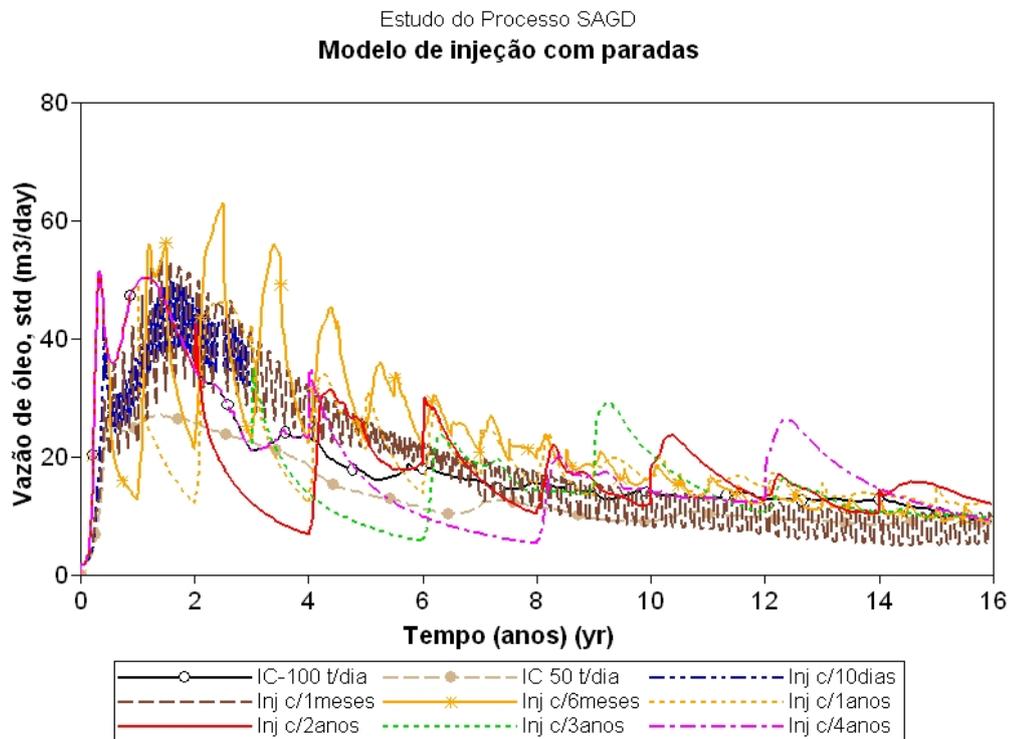


Figura 5-80: Vazão de produção de óleo no tempo. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).

A Figura 5-81 mostra uma comparação entre o sistema de injeção com paradas a cada 6 meses e o sistema de injeção contínua de vapor de 100 t/dia, da vazão de produção de óleo no tempo. Pode ser observado que no início da produção (nos três primeiros anos) existe uma queda na vazão de produção de óleo do sistema de injeção com paradas maior que no sistema de injeção contínua. Isto pode ser devido a que a câmara de vapor ainda está sendo expandida no reservatório para acima e para os arredores do sistema, faltando ainda o aquecimento dos fluidos no reservatório que permitam a drenagem pelo efeito gravitacional até o produtor.

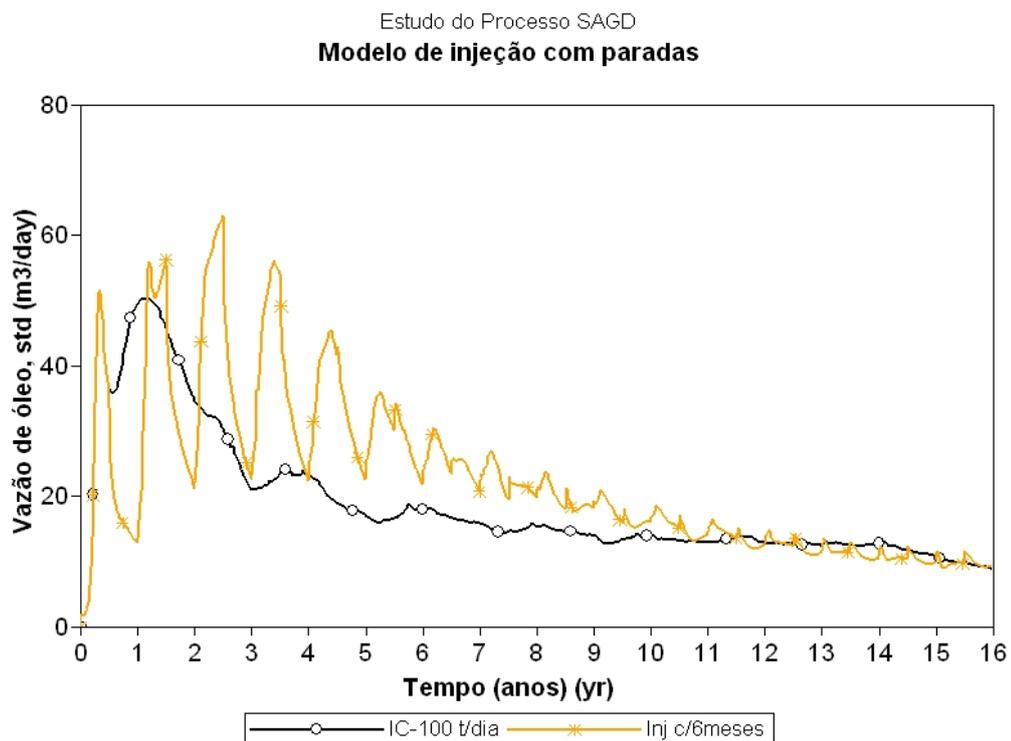


Figura 5-81: Vazão de produção de óleo no tempo - Comparação sistema de IC e sistema com paradas cada 6 meses. Limite máximo de produção de líquidos de 300 m³ std/dia. BHP = 193 kPa (28 psi).

Este estudo mostra que as limitações impostas no processo, tais como produção máxima de fluidos e pressão mínima no produtor, devem ser analisadas muito criteriosamente, para verificar o impacto que se pode ter nos resultados. A máxima vazão de produção que pode ser tida no poço produtor vai depender das perdas de cargas que se possam ter no escoamento do fluido multifásico no poço produtor. Contudo foi mostrado que existe um período ótimo de injeção de vapor interrompida deste reservatório, sendo neste caso 6 meses de injeção de vapor e 6 meses com parada na injeção de vapor.

5.4.2.1 Comparação do valor presente líquido

Para os diferentes esquemas de injeção de vapor com paradas alternadas, foi realizada uma análise do VPL. A vazão de produção máxima neste sistema é de 300 m³ std/dia, o poço produtor trabalha na condição mínima (BHP = 196 kPa), e o reservatório é de 20 m de zona de óleo.

A Figura 5-82 mostra o VPL no tempo para diferentes esquemas injeção com paradas propostos e com injeção contínua de vapor de 50 t/dia e de 100 t/dia. Na figura pode ser observado que o máximo VPL achado no sistema se observa para o esquema de injeção de vapor a cada 6 meses, ao ser comparado ao sistema de injeção contínua de 100 t/dia, se observa que em 16 anos o VPL aumenta em grande proporção, isto devido a que se está usando a metade do vapor considerado originalmente no sistema.

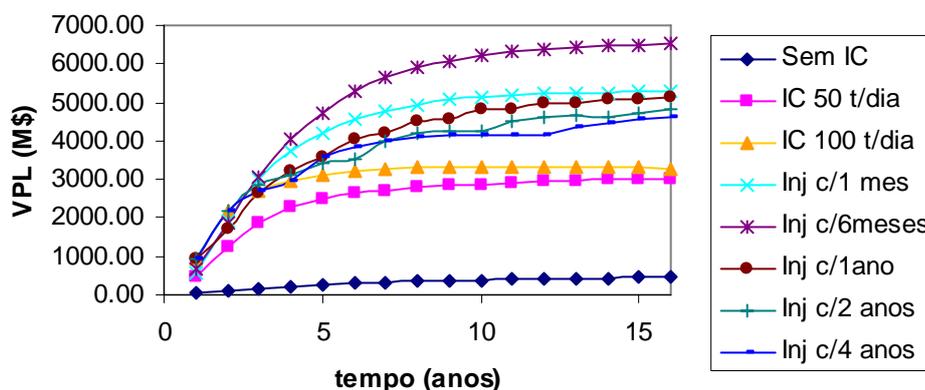


Figura 5-82: Comparação do valor presente líquido (VPL) no tempo para diferentes esquemas de injeção de vapor com paradas.

VI - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6 Conclusões e recomendações

Nesta seção podem ser observadas as principais conclusões obtidas deste trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Dos reservatórios analisados, dentro do intervalo dos parâmetros estudados, foram obtidas as seguintes conclusões:

- Com o processo SAGD foi possível incrementar a produção em até 32% com respeito a um modelo sem injeção de vapor;
- Observou-se que usar o processo SAGD em um reservatório com capa de gás pode aumentar o fator de recuperação se comparado a um sistema sem capa de gás;
- Observou-se que através das superfícies de resposta que é possível otimizar o processo, maximizando a ROV (razão óleo vapor), através da temperatura, qualidade e vazão do vapor injetado;
- Neste estudo, mostrou-se que através de uma análise simplificada do valor presente líquido foi possível obter uma otimização do vapor do processo SAGD;
- O fator de produção líquido do óleo e a relação de custo entre o vapor e óleo tiveram uma grande influência na vazão de vapor ótima;
- A taxa de desconto anual e o preço do óleo têm uma influência significativa no valor presente líquido, mas não no valor ótimo de injeção de vapor;
- A espessura do reservatório influencia a produção acumulada e recuperação de óleo, o Valor presente líquido e a quantidade ótima de vapor injetado;
- Encontrou-se que o custo de produção líquido e a relação de custo entre o vapor e óleo tiveram influência na vazão de vapor ótima e no valor presente líquido;
- Mostrou-se que quando se injeta vapor por um período de tempo e em seguida se pára a injeção é possível economizar vapor e ter menores perdas de energia no reservatório, permitindo um aumento na recuperação de óleo;
- Encontrou-se que o período de tempo ótimo para a injeção de vapor em forma semi-contínua foi de seis meses para o sistema estudado, este sistema mostrou o maior valor presente líquido (VPL).

6.2 Recomendações

De qualquer estudo realizado sempre existem novas idéias que surgem no transcurso do trabalho ou de idéias que poderiam ter sido mais desenvolvidas. Desta tese surgiram como recomendações para futuros trabalhos:

1. Fazer uma análise da independência da equação de Butler com a vazão de vapor, para verificar se é possível se relacionar;
2. Realizar uma análise da injeção de vapor por intervalos otimizados de tempo e verificar se o tempo de injeção depende dos parâmetros de reservatório, da interação rocha fluido ou dos fluidos;
3. Realizar uma análise do valor presente líquido do processo de solvente expandido com injeção contínua de vapor (ES-SAGD) e compará-lo ao processo de drenagem gravitacional com assistência de vapor (SAGD);
4. Verificar as perdas de pressão do vapor e do óleo nas tubulações horizontais utilizadas no de drenagem gravitacional com assistência de vapor (SAGD).

VII - REFERÊNCIAS

7 Referências

- BAGCI A. S. Experimental and simulation studies of SAGD process in fractured reservoir. In: SPE/DOE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY HELD IN TULSA, Oklahoma, USA, 22-26 April, 2006, *technical paper* SPE 99920
- BARILLAS J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. 2005. 163f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- BARILLAS J. L. M.; DURA JR. T. V.; MATA W. Reservoir and operational parameters influence on SAGD process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 34-42, 54, 2006.
- BARROS B. NETO; SCARMINIO I. S.; BRUNS R. E. Como fazer experimentos. Editora UNICAMP, 2ª Edição. 2003, 2-296.
- 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. *Thermal Recovery of oil and bitumen*. Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey. 1991, 7, 285-358.
- BUTLER R. M.. Application of SAGD, related process growing in Canada. *Oil and Gas Journal*. 74-78, 14 May, 2001.
- 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 2006.1, Calgary Alberta-Canadá.
- 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.

- 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 A. Heavy oil-evermore mobile. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 37, 5-9, 2002.
- GATES I. D.; KENNY J.; HERNÁNDEZ-HDEZ I. L.; BUNIO G. L. Steam injection strategy and energetics of steam assisted gravity drainage. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM HELD IN CALGARY, Alberta, Canada, 1-3 November, 2005, *technical paper* SPE/PS-CIM/CHOA 97742
- GENEAU M. Peace river project – development and operation. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE E&P ÓLEO PESADOS E EXTRA-PESADOS EM BACIAS TERRESTRES, Vitória, Espiritu Santo, Brasil, dezembro, 2002.
- HOLCOMB G. B.; ALCOCER C. F. Economic evaluation for steam injection projects. In: SPE 1985 HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM HELD IN DALLAS, Texas, U.S.A, 14-15 March, 1985, *technical paper* SPE13768.
- KAMATH V. A.; SINHA S.; HATZIGNATIU 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.
- KERR R.; BIRDCENEAU 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.; AYDELE O. R. Thermal techniques for the recovery of heavy oil bitumen. In: SPE INTERNATIONAL IMPROVED OIL CONFERENCE IN ASIA PACIFIC HELD IN KUALA LUMPUR. Kuala Lumpur, Malaysia, 5-6 December, 2005, *technical paper* SPE 97488.
- 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.
- NUKHAEV M., PIMENOV V., SHABDRYGIN A., TERYCHNYI V. A new analytical model for the SAGD production phase. In: SPE ANNUAL CONFERENCE AND EXHIBITION HELD IN SAN ANTONIO, Texas, USA, 24-27 September, 2006, *technical paper* SPE 102084.
- QUEIPO N. V.; GOICOCHEA J. V.; PINTOS S. Surrogate modeling-based optimization of sagd processes. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 35, 83-93, 2002.
- 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.
- SERHAT A. Mathematical modeling of steam assisted gravity drainage. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM AND WESTERN REGIONAL MEETING HELD IN BAKERSFIELD, California, USA, 16-18 May, 2004, *technical paper* SPE 86963
- 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.; KHATANIAR S.; PATIL S. L.; KAMATH V. A.; DANDEKAR A. Y. A simulation study of novel thermal recovery methods in the Ugnu Tar Sand reservoir. In: SPE WESTERN REGIONAL/AAPG PACIFIC SECTION JOINT MEETING HELD IN ANCHORAGE, Alaska, USA, 20-22 May, 2002, *technical paper* SPE 76729.
- SHIN H.; POLIKAR M. New economic indicator to evaluate SAGD performance. In: SPE WESTERN REGIONAL MEETING HELD IN IRVINE, California, USA, 30 March-01 April, 2005, *technical paper* SPE 94024
- SINGHAL A. K. 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.
- 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.

Artigos publicados decorrentes deste trabalho de doutorado

- Barillas J. L. M., Dutra Jr. T. V., Mata W., “Influence of reservoir parameters and steam rate on SAGD process in a reservoir with gas cap”. Aprovado para ser apresentado como apresentação completa no “World Heavy Oil Congress 2008”. Edmonton - Canadá 10-12 Março 2008.*
- Barillas J. L.M.,** Medeiros H. O., Dutra T. V. Jr. Mata W.; “Influência dos parâmetros de reservatório no processo de injeção de solução miscelar na recuperação avançada do petróleo”. Trabalho técnico em: 4º PDPetro. Campinas- SP, Brasil, 21-24 Outubro 2007.
- Barillas J. L. M., Dutra Jr. T. V., Mata W., “Influência da vazão de vapor no processo de drenagem gravitacional de óleo (SAGD) com injeção contínua de vapor”. Petro&Química. Ed. 299. p 46-53. Setembro. 2007.*

- Medeiros H. O., **Barillas J. L. M.**, Dutra T. V. Jr., Mata W., “A Parametric Study of Reservoir Parameter for Micellar Solution Injection Process in Oil Reservoirs of Northeast Brazil”, Trabalho técnico em: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15–18 April 2007. *Technical paper* SPE 108116.
- Barillas J. L. M.**, Dutra Jr. T. V., Mata W., “*Reservoir and operational parameters Influence in SAGD process*”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol 54. p 34-42. Nov. 2006.
- Barillas J. L. M.**, Queiroz G. O., Mata W., Dutra Jr. T. V., “*Reservoir parameters influence in the cyclic steam injection*”. Trabalho técnico em: XXII Congreso Interamericano de Ingeniería Química, V Congreso Argentino de Ingeniería Química, 01-04 outubro, 2006, Buenos Aires, Argentina. Anais p 286.
- Barillas J. L. M.**, Medeiros H. O., Mata W., Dutra Jr. T. V., “*Optimización de parámetros operacionales en el proceso avanzado de recuperación de petróleo SAGD*”. Trabalho técnico em: XXII Congreso Interamericano de Ingeniería Química, V Congreso Argentino de Ingeniería Química, 01-04 outubro, 2006, Buenos Aires, Argentina. Anais p 286.
- Ribeiro Neto V. C., Medeiros H. O., **Barillas J. L. M.**, Paulino L. C., Dutra Jr T. V., Mata W., “*Study of the influence os steam rtes and shaly sand oil saturation in the enhanced oil recovery*”. Trabalho técnico em: XXII Congreso Interamericano de Ingeniería Química, V Congreso Argentino de Ingeniería Química, 01-04 outubro, 2006, Buenos Aires, Argentina. Anais p 278.
- Medeiros H. O., **Barillas J. L. M.**, Mata W., Dutra Jr T. V., “*Influencia de los parámetros de reservorio en el proceso de recuperación avanzada de petróleo utilizando inyección de tensoactivos*”. Trabalho técnico em: XXII Congreso Interamericano de Ingeniería Química, V Congreso Argentino de Ingeniería Química, 01-04 outubro, 2006, Buenos Aires, Argentina. Anais p 287.
- Mata A. L., Manichand R. N., Mata W., Garcia R. B., **Barillas J. L. M.** “*Computational simulation of polymer flooding in oil reservoirs*”. Trabalho técnico em: XXII Congreso Interamericano de Ingeniería Química, V Congreso Argentino de Ingeniería Química, 01-04 outubro, 2006, Buenos Aires, Argentina. Anais p 277.
- Barillas J. L. M.**, Dutra Jr. T. V., Mata W., Queiroz G. O., Medeiros H. O., “*Influência dos parâmetros de reservatório no processo de drenagem gravitacional de óleo com assistência de injeção contínua de vapor*”. Trabalho técnico em: XVI Congresso Brasileiro

- de Engenharia Química e III CBTERMO- Cobeq 2006, 24-27 setembro, 2006, Santos-SP, Brasil. Anais p 233.
- Queiroz G. O., **Barillas J. L. M.**, Dutra Jr. T. V., Mata W., Barros Neto E. L., “*Estudo de parâmetros de operacionais no método de recuperação avançada de petróleo: Injeção cíclica de vapor*”. Trabalho técnico em: XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Química e III CBTERMO- Cobeq 2006, 24-27 setembro, 2006, Santos-SP, Brasil. Anais p 108.
- Manichand R. N., Garcia R. B., Mata A. L. M. L., Mata W., Medeiros A. C. R., **Barillas J. L. M.**, “*Avaliação da injeção de polímeros como método de recuperação avançada de petróleo: teste de deslocamento e modelagem computacional*”. Trabalho técnico em: XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Química e III CBTERMO- Cobeq 2006, 24-27 setembro, 2006, Santos-SP, Brasil. Anais p 171.
- Barillas J. L. M.**, Dutra Jr. T. V., Medeiros H. O., Mata W., “*Influence of steam parameters in the assisted gravity drainage process*”. Trabalho técnico em: XXVII Latin American Congresso on Computational Methods in Engineering, 3-6 setembro, 2006, Belem-Pará, Brasil. Anais p 557.
- Manichand R. N., Garcia R. B., Mata A. L. M. L., **Barillas J. L. M.**, Mata W. “*Modeling and computer simulation of laboratory test involving polymer flooding in a physical porous medium model*”. Trabalho técnico em: XXVII Latin American Congresso on Computational Methods in Engineering, 3-6 setembro, 2006, Belem-Pará, Brasil. Anais p 560.
- Queiroz G. O., **Barillas J. L. M.**, Dutra Jr. T. V., Barros Neto E. L. Mata W., “*Influence of steam parameters in the assisted gravity drainage process*”. Trabalho técnico em: XXVII Latin American Congresso on Computational Methods in Engineering, 3-6 setembro, 2006, Belem-Pará, Brasil. Anais p 558.
- Ribeiro Neto V. C., Medeiros H. O., Paulino L. C., **Barillas J. L. M.**, Mata W., Dutra Jr T. V., “*Influência de areias argilosas na recuperação térmica de petróleo por injeção de vapor*”. Trabalho técnico em: Rio Oil and Gás Expo and Conference 2006, 11-14 setembro, 2006, Rio de Janeiro – RJ, Brasil. Anais p 59.
- Barillas J. L. M.**, Dutra Jr. T. V., Mata W., Queiroz G. O., “*Modelagem de parâmetros de reservatório no processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor*”, Trabalho técnico em: 3^{er} Congresso Brasileiro de P&D em petróleo e gás. 2-5 de outubro, 2005, Salvador-Bahia. Anais p 152.

Barillas J. L M., Dutra Jr. T. V., Mata W., Queiroz G. O., “*Estudo do projeto de injeção no processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção de vapor*”, Trabalho técnico em: 3^{er} Congresso Brasileiro de P&D em petróleo e gás. 2-5 de outubro, 2005. Anais p 180.

Queiroz G. O., **Barillas J. L M.**, Dutra Jr. T. V., Mata w., Barros E. L. “*Influência da cota de vapor no processo de injeção cíclica de vapor*”, Trabalho técnico em: 3^{er} Congresso Brasileiro de P&D em petróleo e gás. 2-5 de outubro, 2005. Anais p 208.

Barillas J. L M., Dutra Jr. T. V., Mata w., Queiroz G. O., “*Influence of reservoir parameters in steam requirements for SAGD thermal method*”, Trabalho técnico em CD-ROM: 26th Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering XXVI CILAMCE 2005-ABMEC & AMC, 1-9-21 outubro, 2005, Guarapará, Espírito Santo. Brasil.

VIII - Anexos

8 Anexos

8.1 Comparação entre modelos de malha de 21840 e 44720 blocos

A Figura 8-1 mostra uma comparação: da produção acumulada de óleo, vazão de óleo, produção acumulada de água, vazão de água produzida, pressão no fundo do poço e pressão do bloco no tempo entre um modelo de 21840 blocos (modelo base) e de 44720 blocos (modelo + refinado).

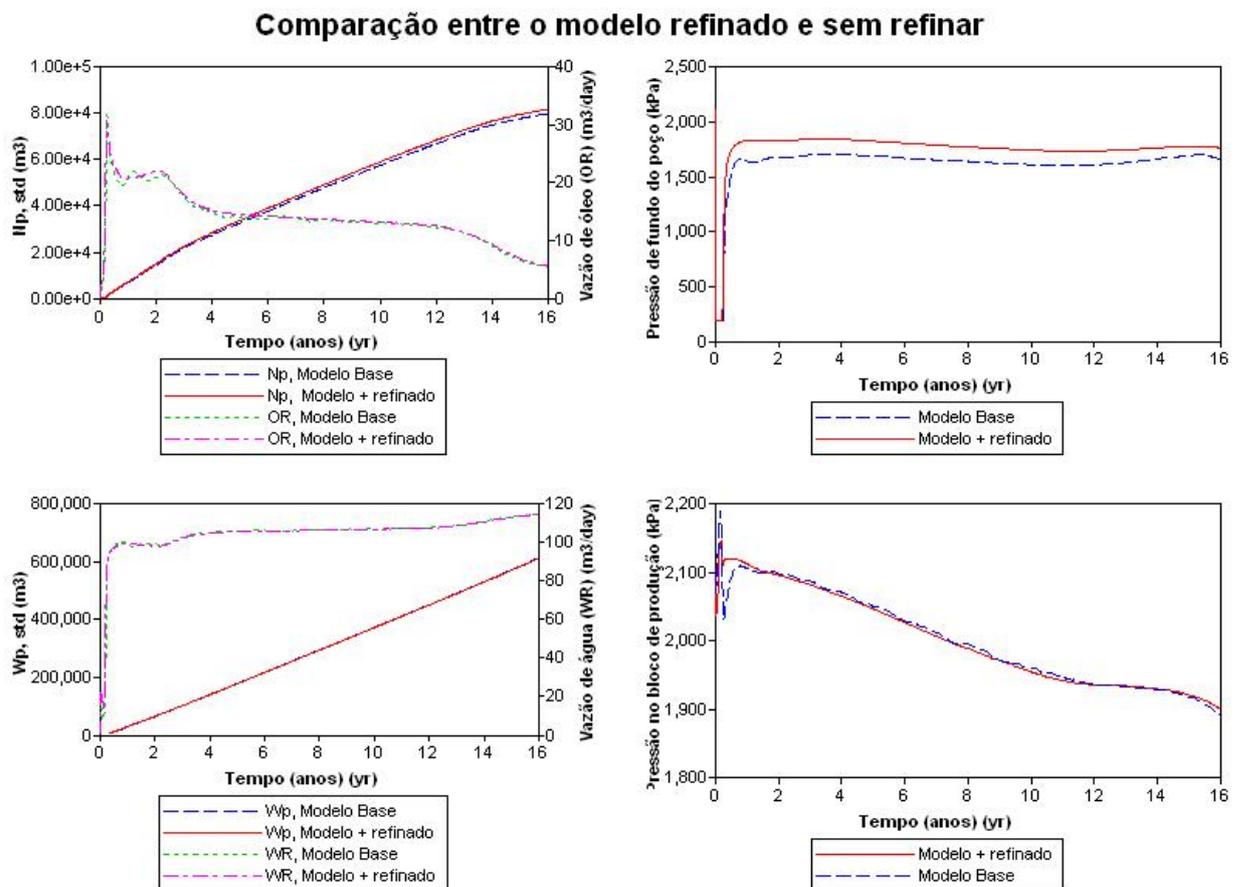


Figura 8-1: Comparação da Produção acumulada de óleo, água (N_p , W_p), da vazão de produção, da pressão do fundo do poço, e da pressão no bloco no tempo dos modelos de reservatórios.

8.2 Comparação da pressão de fundo do poço entre modelos com e sem aquífero

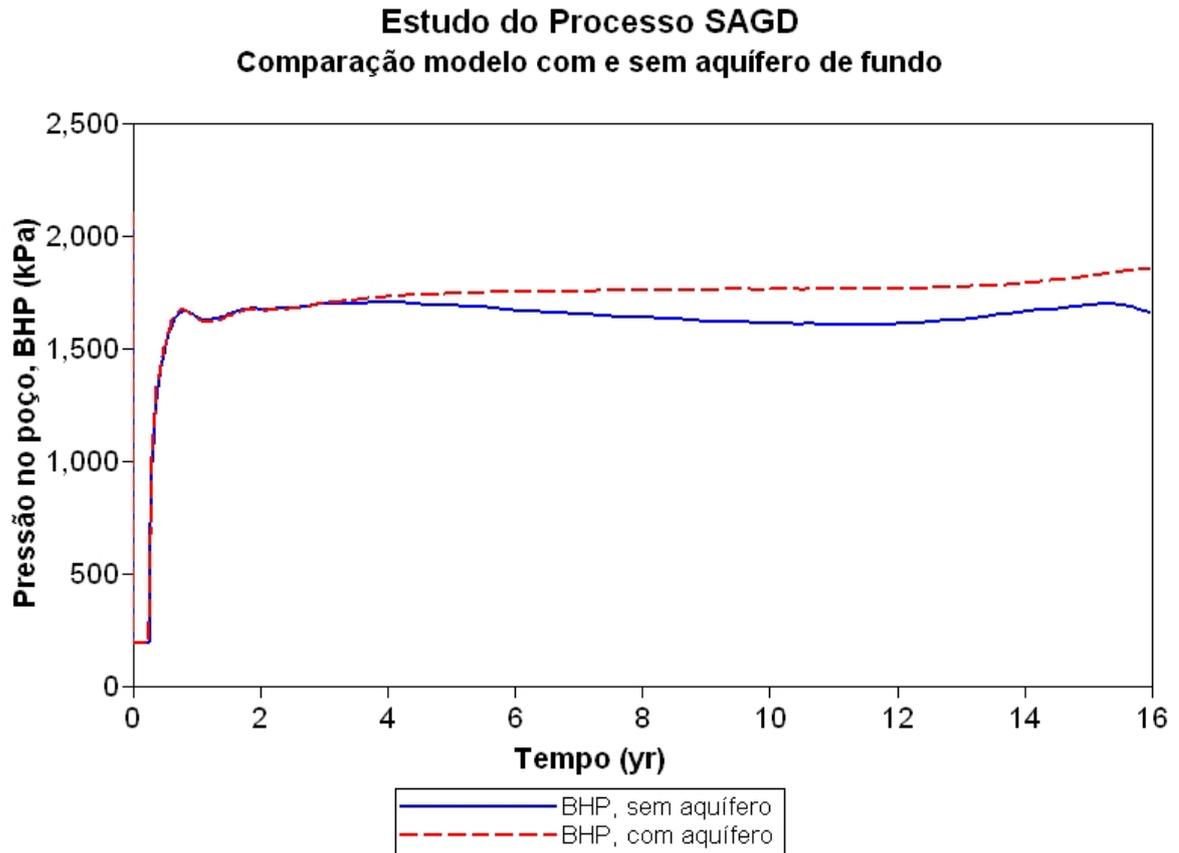


Figura 8-2: Comparação da pressão no fundo do poço produtor dos modelos com e sem aquífero.