



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA – CCET  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO - PPGCEP



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Otimização de Vazão de Poços Injetores em Projeto de Injeção de Água  
Utilizando Simulação por Linhas de Fluxo**

José Tupinambá Mont'Alverne Parente

**Orientadores:**

Prof. Dr. Tarcilio Viana Dutra Junior

Prof. Dr. Wilson da Mata

**Natal / RN, Dezembro de 2008**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

**Otimização de Vazão de Poços Injetores em Projeto de Injeção de Água  
Utilizando Simulação por Linhas de Fluxo**

José Tupinambá Mont'Alverne Parente

---

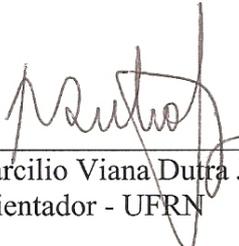
**José Tupinambá Mont'Alverne Parente**

**Otimização de Vazão de Poços Injetores em Projeto de Injeção de Água utilizando  
Simulação por Linhas de Fluxo.**

Dissertação apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 15 de dezembro de 2008.

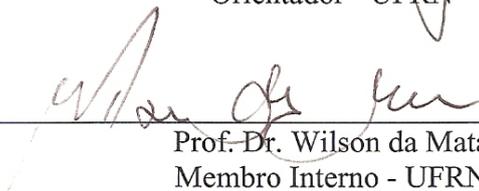
Presidente:



---

Prof. Dr. Tarcilio Viana Dutra Junior  
Orientador - UFRN

Membros:



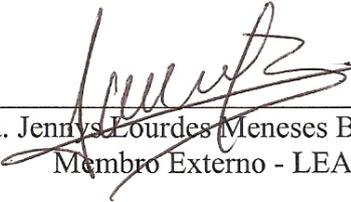
---

Prof. Dr. Wilson da Mata  
Membro Interno - UFRN



---

Dr. Valcír Tadeu Beraldo  
Membro Externo - Petrobras UN-RIO



---

Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas  
Membro Externo - LEAP

**PARENTE**, José Tupinambá Mont'Alverne – Otimização de vazão de poços injetores em projeto de injeção de água utilizando simulação por linhas de fluxo. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil

### **Orientadores:**

Professor: Dr. Tarcilio Viana Dutra Junior  
Professor: Dr. Wilson da Mata

## **RESUMO**

---

Até o início da década de 90, a simulação de fluxo em reservatório de petróleo basicamente utilizava a técnica numérica de diferenças finitas. Desde então, houve um grande desenvolvimento da tecnologia de simulação com base em linhas de fluxo, de modo que hoje ela tem sido usada em vários casos e se encontra adequada para representar os diversos mecanismos físicos que influenciam o fluxo de fluidos no reservatório, tais como compressibilidade, capilaridade e segregação gravitacional. A simulação baseada em linhas de fluxo é uma ferramenta que pode ajudar bastante no gerenciamento de projetos de injeção de água, pois fornece informações importantes não disponibilizadas através da simulação tradicional de diferenças finitas e mostra, de forma direta, a influência entre poço injetor e poço produtor. Este trabalho apresenta a aplicação de uma metodologia existente na literatura para otimizar projeto de injeção de água em um reservatório pertencente a um campo de petróleo da Bacia Potiguar que possui elevado número de poços. Esta metodologia considera modificações das cotas de injeção dos poços ao longo do tempo, com base nas informações disponíveis através da simulação por linhas de fluxo. Esta metodologia reduz as vazões de injeção dos poços de menor eficiência e aumenta as vazões de injeção dos poços mais eficientes. No modelo proposto, a metodologia se mostrou eficaz. As alternativas de otimização apresentaram uma maior recuperação de óleo associada a um menor volume de injeção de água. Isto demonstra uma melhor eficiência e, conseqüentemente, uma redução de custos. Considerando a ampla utilização da injeção de água em campos de petróleo, o resultado positivo da modelagem é importante, porque apresenta um estudo de caso de aumento da recuperação de petróleo, alcançado simplesmente através de uma melhor distribuição das vazões de injeção de água.

---

### **Palavras chaves**

Simulação de reservatórios, injeção de água, linhas de fluxo.

## ABSTRACT

---

Until the early 90s, the simulation of fluid flow in oil reservoir basically used the numerical technique of finite differences. Since then, there was a big development in simulation technology based on streamlines, so that nowadays it is being used in several cases and it can represent the physical mechanisms that influence the fluid flow, such as compressibility, capillarity and gravitational segregation. Streamline-based flow simulation is a tool that can help enough in waterflood project management, because it provides important information not available through traditional simulation of finite differences and shows, in a direct way, the influence between injector well and producer well. This work presents the application of a methodology published in literature for optimizing water injection projects in modeling of a Brazilian Potiguar Basin reservoir that has a large number of wells. This methodology considers changes of injection well rates over time, based on information available through streamline simulation. This methodology reduces injection rates in wells of lower efficiency and increases injection rates in more efficient wells. In the proposed model, the methodology was effective. The optimized alternatives presented higher oil recovery associated with a lower water injection volume. This shows better efficiency and, consequently, reduction in costs. Considering the wide use of the water injection in oil fields, the positive outcome of the modeling is important, because it shows a case study of increasing of oil recovery achieved simply through better distribution of water injection rates.

---

**Keywords:**

Reservoir simulation, water injection, streamlines.

---

## Dedicatória

Ao meu pai José Gerardo (*in memoriam*) e à minha mãe Thaís Therezinha

À minha esposa Milza e às minhas filhas Larissa e Alana

## Agradecimentos

A Deus.

Aos meus orientadores Prof. Tarcílio Viana e Prof. Wilson da Mata e à Prof. Jennys Barillas, pela colaboração e incentivo durante a elaboração deste trabalho.

Aos professores do PPGCEP, que muito contribuíram para o ganho de conhecimento.

À Petrobras e aos seus gerentes Fernando Ricardo Lima (UN-RNCE), Stênio Jayme e Jorge Amorim (ATP-MO), Genildo Borba e Bruno Moczydlower (ATP-MO/RES), pelo apoio essencial para a realização do curso de mestrado.

Ao geólogo Wagner Preda e ao engenheiro Hélio Chagas, ambos da Petrobras, pela fundamental contribuição na montagem do modelo de fluxo, na utilização do software Petrel<sup>TM</sup> e do simulador Frontsim<sup>TM</sup> e nas valiosas sugestões para o trabalho.

À geóloga Ida Motoki e aos engenheiros Hamilton Pimentel e Valcir Beraldo da Petrobras, pela colaboração importante.

À gerente Rosilene Silva e a Lúcio Flávio da Petrobras pelo apoio no processo referente à segurança de informações empresariais.

A Ângela Dieb e Andréia Sakakima da TICDT pela obtenção de alguns artigos técnicos.

Aos colegas da gerência ATP-MO/RES da UN-RNCE pelo incentivo e apoio.

À Schlumberger, particularmente ao geólogo Yoe Perez, pelo esforço em fornecer as condições para uso do Petrel<sup>TM</sup> e do Frontsim<sup>TM</sup>, através das licenças adquiridas pela Petrobras.

Aos colegas do PPGCEP Altamiro, Célio, Clóvis, Dayana, Eduardo Eudes, Elthon, Gadelha, Henrique, Janaína, Kátia, Keila, Marcos, Michel, Paulo Sérgio, Rafael, Ricardo, Robson, Tarcila e Tommy, que compartilharam as diversas etapas do curso.

E finalmente à secretária Viviane e aos demais funcionários da UFRN e do PPGCEP, que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

# ÍNDICE

1. Introdução.....	2
2. Aspectos teóricos.....	5
2.1 Conceito de linhas de fluxo.....	5
2.2 Simulação por linhas de fluxo.....	7
2.2.1 Informações gerais.....	7
2.2.2 Determinação das pressões.....	10
2.2.3 Determinação das velocidades.....	11
2.2.4 Traçado das linhas de fluxo.....	12
2.2.5 Conceito de tempo de vôo.....	14
2.2.6 Tubos de fluxo e linhas de fluxo.....	15
2.2.7 Transferência das saturações entre o <i>grid</i> cartesiano e o <i>grid</i> de linhas de fluxo.....	17
2.2.8 Determinação das saturações.....	19
2.2.9 Gravidade e capilaridade.....	21
2.3 Simulação por linhas de fluxo e injeção de água.....	22
2.4 Técnica de otimização de vazões de injeção de água.....	23
3. Estado da arte.....	29
4. Modelagem do processo.....	32
4.1 Aspectos gerais do reservatório.....	32
4.2 Aspectos gerais do modelo.....	34
4.2.1 Propriedades geológicas.....	34
4.2.2 Propriedades dos fluidos.....	36
4.2.3 Propriedades do sistema rocha-fluido.....	38
5. Resultados e discussões.....	42
5.1 Ajuste de histórico.....	42
5.2 Alternativas de extrapolação.....	46
5.3 Extrapolação básica.....	47
5.4 Análise de otimização – Fase_1.....	50
5.5 Análise de otimização – Fase_2.....	61
5.5.1 Hipóteses referentes à alternativa otim_1.....	63
5.5.2 Hipóteses referentes à alternativa otim_16.....	66
5.6 Análise de otimização – Comparação final.....	69
6. Conclusões e recomendações.....	74
6.1 Conclusões.....	74
6.2 Recomendações.....	75
Referências bibliográficas.....	77

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Representação de linhas de fluxo num modelo 2D homogêneo de $\frac{1}{4}$ de <i>5-spot</i> .....	5
Figura 2.2. Traçado de uma linha de fluxo.....	13
Figura 2.3. Tubo de fluxo 2D e linha de fluxo interna.....	16
Figura 2.4. Relação entre tubo de fluxo e linha de fluxo.....	17
Figura 2.5. Transferência de saturações do <i>grid xyz</i> para o <i>grid</i> de linhas de fluxo.....	18
Figura 2.6. Eficiência de injeção.....	25
Figura 2.7. Gráfico do fator $w_i$ para $\alpha = 1$ .....	26
Figura 4.1. Mapa estrutural do topo do reservatório.....	32
Figura 4.2. Histórico de produção e de injeção.....	34
Figura 4.3. Porosidade do modelo.....	35
Figura 4.4. Curvas de propriedades PVT.....	37
Figura 4.5. Curvas de permeabilidade relativa.....	38
Figura 4.6. Áreas do modelo referentes às curvas de permeabilidade relativa.....	39
Figura 4.7. Saturação inicial de fluidos.....	40
Figura 5.1. Ajuste de histórico de produção.....	42
Figura 5.2. Curvas do histórico de injeção.....	43
Figura 5.3. Ajuste de histórico de pressão.....	44
Figura 5.4. Histograma de eficiência de injeção em fev/2006.....	45
Figura 5.5. Gráfico de frequência acumulada de eficiência de injeção em fev/2006.....	46
Figura 5.6. Vazões de produção e de injeção referentes ao histórico e à extrapolação básica.....	48
Figura 5.7. Visualização das linhas de fluxo em set/1986.....	49
Figura 5.8. Visualização das linhas de fluxo em set/2006.....	49
Figura 5.9. Visualização das linhas de fluxo em set/2030 na extrapolação básica.....	50
Figura 5.10. Vazão de óleo das extrapolações da fase_1 até 2030.....	53
Figura 5.11. Produção acumulada de óleo das extrapolações da fase_1 até 2030.....	53
Figura 5.12. Injeção de água das extrapolações da fase_1 até 2030.....	54
Figura 5.13. Injeção acumulada de água das extrapolações da fase_1 até 2030.....	54
Figura 5.14. Vazão de óleo das extrapolações até fev/2010.....	55
Figura 5.15. Produção acumulada de óleo das extrapolações até fev/2010.....	55
Figura 5.16. Fator $w_i$ dos 16 casos de otimização da fase_1.....	61
Figura 5.17. Fator $w_i$ dos casos <i>otim_1</i> e <i>otim_16</i> (fev/2006).....	62
Figura 5.18. Vazão de óleo das sete hipóteses do caso <i>otim_1</i> .....	63
Figura 5.19. Produção acumulada de óleo das sete hipóteses do caso <i>otim_1</i> .....	63
Figura 5.20. Vazão de injeção das sete hipóteses do caso <i>otim_1</i> .....	64
Figura 5.21. Injeção acumulada de água das sete hipóteses do caso <i>otim_1</i> .....	64
Figura 5.22. Gráfico de colunas referente às sete hipóteses do caso <i>otim_1</i> .....	65
Figura 5.23. Vazão de óleo das sete hipóteses do caso <i>otim_16</i> .....	66
Figura 5.24. Produção acumulada de óleo das sete hipóteses do caso <i>otim_16</i> .....	66
Figura 5.25. Vazão de injeção das sete hipóteses do caso <i>otim_16</i> .....	67

Figura 5.26. Injeção acumulada de água das sete hipóteses do caso otim_16 .....	67
Figura 5.27. Gráfico de colunas referente às sete hipóteses do caso otim_16 .....	68
Figura 5.28. Comparação entre as vazões de óleo.....	69
Figura 5.29. Comparação entre as vazões de injeção de água.....	69
Figura 5.30. Comparação entre as injeções acumuladas .....	70
Figura 5.31. Comparação entre as produções acumuladas.....	70
Figura 5.32. Comparação entre as produções acumuladas atualizadas .....	71
Figura 5.33. Gráfico de colunas referente às alternativas básica, otim_1_mar/2025 e otim_16_mar/2025 .....	71

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1. Propriedades PVT.....	36
Tabela 4.2. Pontos terminais e expoentes de Corey .....	39
Tabela 5.1. Eficiência média e vazão total de injeção durante o histórico de produção .....	45
Tabela 5.2. 16 casos de otimização da fase_1 .....	52
Tabela 5.3. Produções acumuladas das extrapolações .....	56
Tabela 5.4. Produções acumuladas atualizadas das extrapolações.....	57
Tabela 5.5. Produções acumuladas e acumuladas atualizadas das extrapolações até fev/2010 ....	58
Tabela 5.6. Análise de sensibilidade quanto à modificação da fórmula de cálculo de $w_i$ .....	58
Tabela 5.7. Análise de sensibilidade quanto ao parâmetro eficiência máxima de injeção.....	59
Tabela 5.8. Análise de sensibilidade quanto ao parâmetro $w_{max}$ .....	59
Tabela 5.9. Análise de sensibilidade quanto ao expoente $\alpha$ .....	60
Tabela 5.10. Parâmetros das alternativas otim_1 e otim_16 .....	61
Tabela 5.11. Comparação entre as eficiências médias de injeção .....	72

## Nomenclatura e abreviações

- $A(s)$ : área da seção transversal  $s$  de um tubo de fluxo ( $m^2$ )
- $B_g$ : fator volume-formação do gás ( $m^3/m^3 \text{ std}$ )
- $B_o$ : fator volume-formação do óleo ( $m^3/m^3 \text{ std}$ )
- $BSW$ : percentual do volume de água e sedimentos presente no volume produzido (do inglês *basic sediments and water*) (adimensional)
- $B_w$ : fator volume-formação da água ( $m^3/m^3 \text{ std}$ )
- $c$ : compressibilidade ( $N/m^2$ )<sup>-1</sup>
- $c_t$ : compressibilidade total do sistema ( $N/m^2$ )<sup>-1</sup>
- $D$ : profundidade (m)
- $e$ : eficiência (adimensional)
- $\bar{e}$ : eficiência média de injeção (adimensional)
- $E_f$ : eficiência (adimensional)
- $E_{f_{inj}}$ : eficiência de injeção (adimensional)
- $e_{max}$ : parâmetro eficiência máxima de injeção (adimensional)
- $e_{min}$ : parâmetro eficiência mínima de injeção (adimensional)
- $F_w$ : fluxo fracionário de água (adimensional)
- $g$ : aceleração da gravidade ( $m/s^2$ )
- $i$ : taxa de atratividade (adimensional)
- $k$ : permeabilidade absoluta ( $m^2$ )
- $k_{ro}$ : permeabilidade relativa ao óleo (adimensional)
- $k_{rw}$ : permeabilidade relativa à água (adimensional)
- $k_{rocw}$ : permeabilidade relativa ao óleo na saturação de água conata (adimensional)
- $k_{rwr0}$ : permeabilidade relativa à água na saturação residual de óleo (adimensional)
- $m_x$ : taxa de variação da velocidade na direção  $x$  ( $s^{-1}$ )
- $n$ : índice referente a tempo
- $n$ : número de linhas de fluxo
- $Np$ : produção acumulada de óleo em condições-padrão ( $m^3 \text{ std}$ )
- $Np_{at}$ : produção acumulada atualizada de óleo em condições-padrão ( $m^3 \text{ std}$ )
- $P$ : capital investido (unidade monetária)
- $P$ : pressão ( $N/m^2$  ou Pa)

- $P_{cap_{ow}}$  : pressão capilar óleo-água (N/m<sup>2</sup>)
- $P_j$  : pressão da fase j (N/m<sup>2</sup>)
- $P_o$  : pressão da fase óleo (N/m<sup>2</sup>)
- $P_w$  : pressão da fase água (N/m<sup>2</sup>)
- $Q$  : vazão (m<sup>3</sup>/s, m<sup>3</sup>/d)
- $Q_i$  : vazão da linha de fluxo i no interior de uma célula do modelo cartesiano (m<sup>3</sup>/s)
- $Q_{inj}$  : vazão de injeção em condições-padrão (m<sup>3</sup> std/d)
- $Q_o$  : vazão de óleo em condições-padrão (m<sup>3</sup> std/d)
- $q_o^s$  : vazão de óleo em condições-padrão por unidade de volume de reservatório (m<sup>3</sup> std/s.m<sup>3</sup>)
- $Q_w$  : vazão de água em condições-padrão (m<sup>3</sup> std/d)
- $q_w^s$  : vazão de água em condições-padrão por unidade de volume de reservatório (m<sup>3</sup> std/s.m<sup>3</sup>)
- $RAO$  : razão água-óleo (adimensional)
- $Rs$  : razão de solubilidade (m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std)
- $s$  : seção transversal de um tubo de fluxo
- $S$  : montante (unidade monetária)
- $S$  : saturação de fluido (adimensional)
- $\bar{S}$  : saturação de uma célula no *grid* cartesiano (adimensional)
- $S_i$  : saturação média ao longo de uma linha de fluxo i no interior de uma célula do modelo cartesiano (adimensional)
- $S_o$  : saturação de óleo (adimensional)
- $S_{or}$  : saturação de óleo residual (adimensional)
- $SPE$  : Society of Petroleum Engineers
- $std$  : em condições-padrão (do inglês *standard*)
- $S_w$  : saturação de água (adimensional)
- $S_{wc}$  : saturação de água conata (adimensional)
- $S_{wi}$  : saturação de água irreduzível (adimensional)
- $t$  : tempo (s)
- $u$  : velocidade de Darcy (m/s)
- $u_t$  : velocidade total de Darcy (m/s)
- $v$  : velocidade intersticial (m/s)
- $v_t$  : velocidade intersticial total (m/s)

$v_x$ : velocidade intersticial na direção x (m/s)

$v_{x1}$ : velocidade intersticial na direção x na face  $x = 1$  de uma célula do modelo cartesiano (m/s)

$WAF$ : fator de alocação de poço (do inglês *well allocation factor*) (adimensional)

$Winj$ : injeção acumulada de água em condições-padrão ( $m^3 std$ )

$w_i$ : fator de variação de cota de injeção (adimensional)

$w_{max}$ : valor máximo do fator de variação de cota de injeção (adimensional)

$w_{min}$ : valor mínimo do fator de variação de cota de injeção (adimensional)

$x$ : coordenada na direção x (m)

$y$ : coordenada na direção y (m)

$z$ : coordenada na direção z (m)

$z$ : altura ou profundidade (m)

### Letras gregas

$\alpha$ : expoente da equação do fator  $w_i$  (adimensional)

$\Delta$ : intervalo ou variação

$\Delta\tau$ : tempo de vôo (s)

$\Delta\tau_i$ : tempo de vôo da linha de fluxo  $i$  no interior de uma célula (s)

$\phi$ : porosidade (adimensional)

$\Phi$ : potencial de fluxo (m)

$\gamma$ : peso específico de fluido ( $N/m^3$ )

$\lambda$ : mobilidade de um fluido ( $m^2/Pa.s$ )

$\lambda_o$ : mobilidade do óleo ( $m^2/Pa.s$ )

$\lambda_w$ : mobilidade da água ( $m^2/Pa.s$ )

$\mu$ : viscosidade (Pa.s)

$\mu_o$ : viscosidade do óleo (Pa.s)

$\mu_w$ : viscosidade da água (Pa.s)

$\xi$ : posição ao longo de uma linha de fluxo (m)

$\rho$ : massa específica ( $kg/m^3$ )

$\rho_j$ : massa específica da fase  $j$  ( $kg/m^3$ )

$\rho_o$ : massa específica do óleo ( $kg/m^3$ )

$\rho_w$ : massa específica da água (kg/m<sup>3</sup>)

$\tau$ : tempo de vôo (s)

## Operadores

$d$ : derivada total

$\partial$ : derivada parcial

$\nabla$ : operador gradiente (m)<sup>-1</sup>

## Sobrescritos

$I$ : referente ao poço injetor I

$P$ : referente ao poço produtor P

$s$ : índice relativo às condições-padrão

## Subscritos

$a$ : relativo ao ponto de entrada de uma linha de fluxo numa célula do *grid* cartesiano

$b$ : relativo ao ponto de saída de uma linha de fluxo numa célula do *grid* cartesiano

$g$ : gás

$i$ : relativo à linha de fluxo  $i$

$inj$ : injeção

$j$ : relativo à fase  $j$  do fluido

$max$ : máximo

$min$ : mínimo

$o$ : óleo

$r$ : relativo

$t$ : total

$w$ : água (do inglês *water*)

$x$ : referente ao eixo  $x$

$y$ : referente ao eixo  $y$

$z$ : referente ao eixo  $z$

---

*Capítulo I*  
*Introdução*

---

# 1. Introdução

A injeção de água é um dos métodos de recuperação mais utilizados no mundo pela indústria do petróleo, devido à maior disponibilidade da água e à melhor relação custo-benefício. Na região nordeste do Brasil, a injeção de água está presente em diversos campos de petróleo.

Para o gerenciamento de um projeto de injeção de água, devem ser testados periodicamente todos os poços (tanto produtores quanto injetores), objetivando conhecer o comportamento desses poços ao longo do tempo. Em relação aos poços injetores, é importante o controle de suas vazões, para que sejam mantidas sempre ajustadas às cotas estabelecidas no projeto. O comportamento das vazões dos poços produtores é informação relevante para a análise do efeito da injeção e para a avaliação de possíveis mudanças de cota de injeção dos poços ou mudanças da configuração da malha de injeção.

A simulação com base em linhas de corrente, ou linhas de fluxo como é habitualmente chamada na indústria de petróleo no Brasil, é uma ferramenta que pode ajudar no gerenciamento e otimização de um projeto de injeção de água, porque fornece informações importantes, não disponíveis através da simulação tradicional de diferenças finitas.

Em 2003, Thiele e Batycky em seu trabalho “*Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow*” (SPE 84080) apresentaram uma metodologia para otimizar projetos de injeção de água, que considera modificações das cotas de injeção de poços, com base nas informações disponibilizadas através da simulação por linhas de fluxo. Esta técnica é indicada a grandes reservatórios com elevado número de poços, auxiliando o gerenciamento de projetos de injeção e possibilitando um aumento significativo da produção de óleo.

Este trabalho tem como objetivos:

- fazer uma descrição sucinta dos conceitos e fundamentos da simulação por linhas de fluxo;
- mostrar a importância da utilização da simulação baseada em linhas de fluxo no acompanhamento de projetos de injeção de água;

- mostrar a técnica de otimização de injeção de água proposta por Thiele e Batycky e apresentar uma análise expedita de sensibilidade de alguns parâmetros desta técnica;
- verificar a validade desta metodologia para o caso de um reservatório pertencente a um campo de petróleo da Bacia Potiguar, que apresenta grande quantidade de poços.

O trabalho apresenta a seguinte seqüência de capítulos:

- capítulo 2: mostra os conceitos e fundamentos gerais da simulação por linhas de fluxo e, também, os aspectos teóricos mais específicos relacionados à metodologia de otimização de projetos de injeção de água;
- capítulo 3: exhibe um breve histórico sobre a evolução da simulação por linhas de fluxo;
- capítulo 4: apresenta as características do reservatório e do modelo de simulação numérica utilizado no trabalho para a aplicação da metodologia de otimização;
- capítulo 5: mostra o ajuste de histórico alcançado e os resultados das diversas alternativas de extrapolação, além de apresentar uma análise de sensibilidade relacionada com alguns parâmetros da metodologia de otimização;
- capítulo 6: apresenta as conclusões e recomendações do trabalho.

---

*Capítulo II*  
*Aspectos teóricos*

---

## 2. Aspectos teóricos

### 2.1 Conceito de linhas de fluxo

As linhas de fluxo são linhas contínuas, tangenciadas pelo vetor velocidade instantânea em cada ponto e, portanto, representam o campo de velocidade num determinado tempo. Nas aplicações em reservatório de petróleo, esta velocidade se refere à velocidade total intersticial, definida pela velocidade total de Darcy dividida pela porosidade. As linhas de fluxo definem uma discretização espacial do campo de fluxo e apresentam maior resolução em regiões de fluxo de maior velocidade.

A figura 2.1 mostra uma representação de linhas de fluxo num modelo 2D homogêneo de  $\frac{1}{4}$  de *5-spot*. Observando-se as regiões 1, 2 e 3, percebe-se a relação entre velocidade de fluxo e densidade de linhas.

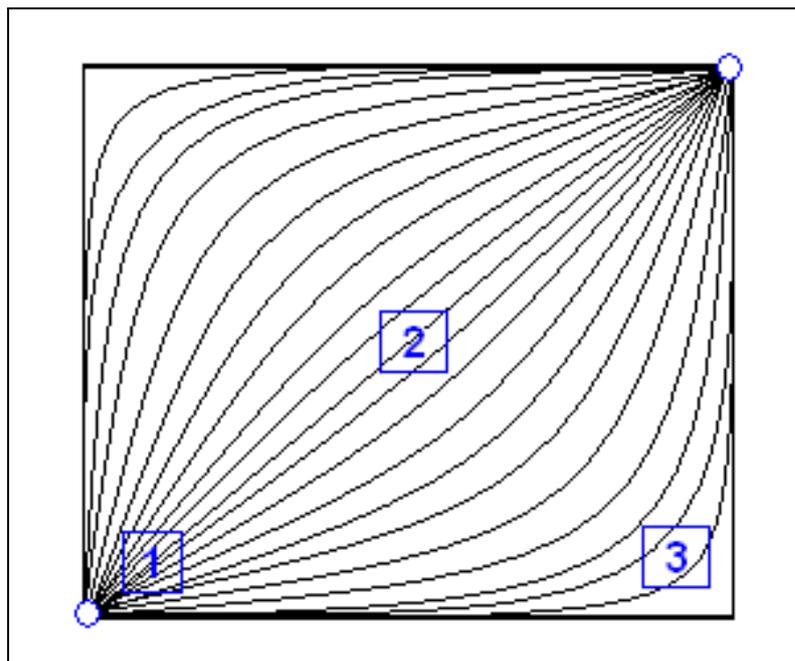


Figura 2.1. Representação de linhas de fluxo num modelo 2D homogêneo de  $\frac{1}{4}$  de *5-spot*

As linhas de fluxo diferem, portanto, do conceito de trajetórias, que são os caminhos percorridos pelas partículas ao longo do tempo. Uma linha de fluxo é uma linha no espaço que se refere a um único instante e a diferentes partículas. É uma fotografia. Já uma trajetória é uma linha no espaço que se refere a uma única partícula e a diferentes momentos. No fluxo permanente, linhas de fluxo e trajetórias coincidem.

Num reservatório de petróleo, na ausência de reações químicas, o fluxo de fluidos ocorre basicamente devido à presença de forças de superfície ou de contato (associadas à diferença de pressão ou à viscosidade), forças de campo ou de corpo (basicamente, a gravidade), forças devido à mistura (associadas à dispersão e à difusão) e forças capilares.

A grandeza denominada potencial de fluxo considera a pressão e a gravidade e é definida pela equação 2.1:

$$\Phi = \int_{P_0}^{P_1} \frac{dP}{\gamma} + (z_1 - z_0) \quad (2.1)$$

onde:

$\Phi$ : potencial de fluxo (m)

$\gamma$ : peso específico do fluido (N/m<sup>3</sup>)

$z_0$ : altura (ou profundidade) de um ponto de referência (m)

$z_1$ : altura (ou profundidade) de um determinado ponto (m)

$P_1$  e  $P_0$ : pressões relativas a  $z_1$  e  $z_0$  respectivamente (N/m<sup>2</sup>).

O campo de potencial de fluxo num reservatório de petróleo depende das propriedades do reservatório (rocha e fluidos), da posição dos poços e das suas vazões e pressões operacionais. Para uma formação horizontal e de pequena espessura, o potencial de fluxo na prática pode ser substituído pela pressão (Rosa et al., 2006).

Considerando apenas o fluxo provocado por diferença de pressão (movimento convectivo), as linhas de fluxo são ortogonais às linhas isobáricas. Quanto maior o gradiente de pressão, maior a velocidade de fluxo e maior a densidade ou concentração das linhas de fluxo.

As linhas de fluxo são intrinsecamente intuitivas e representam os caminhos naturais de maior e menor velocidade do fluido, podendo auxiliar na caracterização dinâmica de um reservatório, tornando-a mais consistente com o comportamento histórico dos poços (Datta-Gupta & King, 2007).

Uma linha de fluxo sempre se inicia numa fonte e termina num sumidouro.

Para um sistema incompressível, uma fonte pode ser um poço injetor ou um ponto de um aquífero, e um sumidouro pode ser um poço produtor ou um ponto de um aquífero. Neste caso, para um determinado tempo, a vazão (fluxo volumétrico) é constante ao longo da linha de fluxo.

Já para um sistema compressível, uma fonte também pode ser um ponto numa região do reservatório onde ocorre expansão significativa de fluido ou redução do espaço poroso devido a uma queda da pressão. Analogamente, um sumidouro pode ser também um ponto numa região onde ocorre compressão significativa de fluido ou expansão do espaço poroso devido a um aumento da pressão (Beraldo et al., 2008). Num sistema compressível, para um determinado tempo, a vazão volumétrica pode variar ao longo da linha de fluxo.

## **2.2 Simulação por linhas de fluxo**

### **2.2.1 Informações gerais**

De acordo com Datta-Gupta & King (2007), nas últimas duas décadas houve um grande avanço no desenvolvimento dos modelos geológicos, que alcançaram alto grau de resolução a partir de dados geológicos e geofísicos detalhados em 3D. Atualmente, modelos com milhões de células são relativamente comuns.

Com este avanço, um novo desafio tem aparecido para a simulação de fluxo: como representar este acréscimo do conhecimento das incertezas geológicas, compreender o seu impacto sobre o fluxo de fluidos e, assim, propiciar condições para um melhor gerenciamento do reservatório. O desenvolvimento recente da simulação baseada em linhas de fluxo é uma alternativa importante para ajudar a superar este desafio.

O avanço da tecnologia de simulação por linhas de fluxo ultrapassou muitas das limitações que havia ainda na década de 90, com relação aos efeitos de compressibilidade, capilaridade, segregação gravitacional, simulação composicional e reservatórios fraturados. Existe ainda campo para novas pesquisas no sentido de melhorar a incorporação de efeitos mais intensos destes mecanismos físicos (Datta-Gupta & King, 2007).

É importante salientar que a simulação por linhas de fluxo não substitui a simulação convencional por diferenças finitas. No entanto, já que geralmente é uma técnica que demanda menos tempo, a simulação por linhas de fluxo pode ser realizada inclusive quando

a simulação convencional é a mais indicada, para ajudar como ferramenta de gerenciamento de reservatórios, principalmente em projetos de injeção de água (Thiele, 2005; Datta-Gupta & King, 2007).

A diferença fundamental entre a simulação com base em linhas de fluxo e a simulação convencional utilizando diferenças finitas é a transformação em cada intervalo de tempo (*time step*) do deslocamento de fluidos em 3D para uma série de deslocamentos 1D ao longo de linhas de fluxo independentes entre si. O simulador de linhas de fluxo trabalha com dois modelos (*grids*) em paralelo: o modelo cartesiano de blocos (3D) e o modelo de linhas de fluxo (várias linhas 1D). O cálculo das pressões ocorre dentro do modelo cartesiano e o cálculo das saturações dos fluidos ocorre dentro do modelo de linhas de fluxo.

O procedimento de cálculo de um simulador de linhas de fluxo apresenta as seguintes etapas (Thiele, 2005; Datta-Gupta & King, 2007):

1. Inicialmente é montado um modelo cartesiano de blocos, em que são definidos o reservatório (geologia e fluidos), a posição dos poços e as condições iniciais de pressão e saturação de fluidos. Com o início da produção, determina-se o campo de pressões para o primeiro intervalo de tempo, através de método convencional (diferenças finitas ou elementos finitos), de maneira implícita, ou seja, são obtidas as pressões simultaneamente em todos os blocos.
2. Com a pressão conhecida, encontra-se o campo de velocidade total, usando-se a Lei de Darcy.
3. As linhas de fluxo são traçadas de forma semi-analítica (o método de Pollock é o mais utilizado e será abordado neste trabalho). Cada bloco do modelo onde ocorre mudança de saturação deve ter pelo menos uma linha de fluxo passando por ele.
4. Faz-se uma transferência das saturações do *grid* cartesiano (3D) para o *grid* de linhas de fluxo (1D).
5. São resolvidas as equações de transporte de fluido ao longo de cada linha de fluxo, obtendo-se as novas saturações.

6. As soluções 1D são transferidas de volta ao *grid* 3D.

7. Os valores de saturação obtidos são corrigidos para considerar os efeitos da gravidade e da capilaridade.

8. Calcula-se então o campo de pressões para o próximo intervalo de tempo, conforme o primeiro passo.

De acordo com Datta-Gupta & King (2007), o simulador de linhas de fluxo executa o cálculo das saturações ao longo das linhas de fluxo de forma relativamente simples. No entanto, não é fácil a representação dos mecanismos físicos que afetam a velocidade e que agem em direção transversal às linhas de fluxo, tais como a segregação gravitacional, a capilaridade e as mudanças das condições dos poços. Em cada intervalo de tempo, os efeitos específicos da gravidade e da capilaridade são incorporados, corrigindo-se os valores de saturação obtidos no *grid* de linhas de fluxo. Já as mudanças das condições dos poços, tais como poços novos, restaurações, conversões para injetor, mudanças das vazões ou fechamentos, geram uma nova configuração de linhas de fluxo. Esta mudança de configuração pode introduzir erros de balanço de materiais.

Os modelos mais adequados à simulação por linhas de fluxo são os seguintes:

- casos em que as propriedades PVT são pouco sensíveis à variação da pressão;
- sistemas óleo-água ou com pouco gás livre;
- predomínio do transporte longitudinal às linhas de fluxo sobre o transporte transversal;
- modelos muito heterogêneos;
- modelos grandes com muitos poços.

Conforme Thiele (2005) e Datta-Gupta & King (2007), como principais vantagens do seu uso, a simulação através de linhas de fluxo:

- permite uma quantificação da relação entre poços injetores e produtores, auxiliando no gerenciamento de projetos de injeção de água;
- permite uma visualização dos caminhos de fluxo e das áreas influenciadas pelos poços injetores e produtores;
- apresenta maior eficiência computacional, referente à memória e à velocidade: esta vantagem diminui nos casos em que os efeitos de compressibilidade, gravidade e capilaridade tornam-se mais importantes;

- apresenta grande redução do efeito de orientação do *grid*.

## 2.2.2 Determinação das pressões

A simulação por linhas de fluxo é uma técnica IMPES (*IMplicit in Pressure, EXplicit in Saturation*). Para um determinado tempo, o simulador calcula simultaneamente as pressões de todos os blocos do modelo cartesiano, resolvendo um sistema de equações não-lineares, obtidas a partir da equação da conservação da massa, da equação de Darcy e da equação da compressibilidade.

Para o cálculo das pressões na simulação por linhas de fluxo, são usadas técnicas de diferenças finitas para a discretização das derivadas espaciais e da derivada temporal.

Como exemplo, no caso de um modelo *black-oil* e bifásico óleo-água, a equação da pressão da fase água a ser resolvida em cada bloco do modelo pode ser escrita da forma seguinte (Datta-Gupta & King, 2007):

$$\begin{aligned} \phi c_t \frac{\partial P_w}{\partial t} - B_w \nabla \cdot \left( \frac{\bar{k} k_{rw}}{\mu_w B_w} \cdot \nabla P_w \right) - B_o \nabla \cdot \left( \frac{\bar{k} k_{ro}}{\mu_o B_o} \cdot \nabla P_w \right) = \\ = B_o \nabla \cdot \left( \frac{\bar{k} k_{ro}}{\mu_o B_o} \cdot \nabla P_{cap_{ow}} \right) - B_w \nabla \cdot \left( \frac{\bar{k} k_{rw} \rho_w \mathbf{g}}{\mu_w B_w} \cdot \nabla D \right) - B_o \nabla \cdot \left( \frac{\bar{k} k_{ro} \rho_o \mathbf{g}}{\mu_o B_o} \cdot \nabla D \right) + (q_w^s B_w + q_o^s B_o) \end{aligned} \quad (2.2)$$

onde:

$\phi$ : porosidade

$B_w$ : fator volume-formação da água ( $\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$ )

$B_o$ : fator volume-formação do óleo ( $\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$ )

$c_t$ : compressibilidade total do sistema ( $\text{N}/\text{m}^2$ )<sup>-1</sup>

$D$ : profundidade (m)

$\mathbf{g}$ : aceleração da gravidade ( $\text{m}/\text{s}^2$ )

$\bar{k}$ : tensor permeabilidade absoluta ( $\text{m}^2$ )

$k_{ro}$ : permeabilidade relativa ao óleo (adimensional)

$k_{rw}$ : permeabilidade relativa à água (adimensional)

$Pcap_{ow}$ : pressão capilar óleo-água (N/m<sup>2</sup>)

$P_w$ : pressão da fase água (N/m<sup>2</sup>)

$q_o^s$ : vazão de óleo em condições-padrão por unidade de volume de reservatório (m<sup>3</sup> std/s.m<sup>3</sup>)

$q_w^s$ : vazão de água em condições-padrão por unidade de volume de reservatório (m<sup>3</sup> std/s.m<sup>3</sup>)

$t$ : tempo (s)

$\mu_o$ : viscosidade do óleo (Pa.s)

$\mu_w$ : viscosidade da água (Pa.s)

$\rho_o$ : massa específica do óleo (kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_w$ : massa específica da água (kg/m<sup>3</sup>)

Esta equação não é linear e a sua discretização apresenta coeficientes que dependem da pressão. Os simuladores de fluxo utilizam geralmente o método iterativo de Newton-Raphson para transformar o sistema de equações não-lineares num sistema de equações lineares.

A pressão da fase óleo é obtida utilizando-se a equação 2.3 da pressão capilar óleo-água.

$$P_o = Pcap_{ow} + P_w \quad (2.3)$$

### 2.2.3 Determinação das velocidades

Conhecendo-se as pressões de cada fase do fluido em cada bloco, são determinadas as velocidades das fases entre blocos comunicantes do modelo xyz, a partir da lei de Darcy, conforme a equação 2.4.

$$\vec{u}_j = -\frac{\bar{k}k_{rj}}{\mu_j} \cdot (\nabla P_j - \rho_j g \nabla D) \quad (2.4)$$

onde:

$u_j$ : velocidade de Darcy da fase j (m/s)

$\vec{k}$  : tensor permeabilidade absoluta (m<sup>2</sup>)

$k_{rj}$  : permeabilidade relativa à fase j (adimensional)

$\mu_j$  : viscosidade da fase j (Pa.s)

$P_j$  : pressão da fase j (N/m<sup>2</sup>)

$\rho_j$  : massa específica da fase j (kg/m<sup>3</sup>)

g: aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>)

D: profundidade (m)

A velocidade total é obtida pela soma das velocidades de todas as fases do fluido. A velocidade intersticial total é calculada através da equação 2.5:

$$\vec{v}_t = \frac{\sum_{j=1}^{n\_fases} \vec{u}_j}{\phi} \quad (2.5)$$

#### 2.2.4 Traçado das linhas de fluxo

O método geralmente utilizado pelos simuladores de linhas de fluxo é o algoritmo de Pollock (1988).

O método de Pollock considera para cada célula do modelo cartesiano que a velocidade total varia linearmente em cada direção cartesiana (x, y e z).

O traçado de uma determinada linha de fluxo começa num ponto arbitrário do reservatório e pode avançar tanto na direção da fonte desta linha de fluxo ou na direção do sumidouro.

A Figura 2.2 ilustra o procedimento adotado no método de Pollock para uma determinada célula do *grid* cartesiano, cujas faces estão nos planos  $x = x_1$  (esquerda),  $x = x_2$  (direita),  $y = y_1$  (atrás),  $y = y_2$  (frente),  $z = z_1$  (superior) e  $z = z_2$  (inferior). Os pontos  $P_a(x_a, y_a, z_a)$  e  $P_b(x_b, y_b, z_b)$  são respectivamente os pontos de entrada e saída da linha na célula.

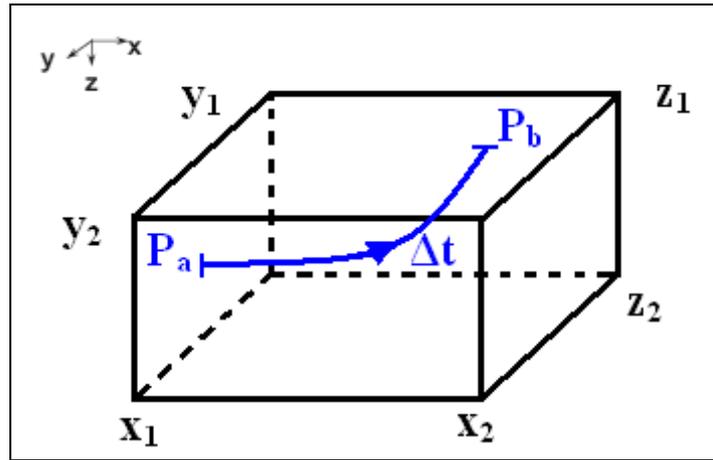


Figura 2.2. Traçado de uma linha de fluxo

Considera-se o ponto  $P_1 (x_1, y_1, z_1)$  como a origem de referência para o traçado da linha de fluxo nesta célula.

Chamando de  $m_x$  a taxa de variação da velocidade intersticial do fluido na direção  $x$ , obtém-se a equação 2.6:

$$m_x = \frac{v_{x2} - v_{x1}}{x_2 - x_1} \quad (2.6)$$

Conseqüentemente, para uma posição  $x$  arbitrária no interior da célula, tem-se:

$$v_x = v_{x1} + m_x(x - x_1) \quad (2.7)$$

Da definição de velocidade instantânea, tem-se:

$$v_x = \frac{dx}{dt_x} \rightarrow dt_x = \frac{dx}{v_x} \quad (2.8)$$

Substituindo  $v_x$  da equação 2.7 na equação 2.8, obtém-se:

$$dt_x = \frac{dx}{v_{x1} + m_x(x - x_1)} \quad (2.9)$$

O tempo para a partícula cruzar a célula na direção  $x$  é dado pela integração da equação 2.9:

$$\Delta t_x = \int_{x_a}^{x_2} dt_x = \frac{1}{m_x} \ln \left( \frac{v_{x2}}{v_{xa}} \right) = \frac{1}{m_x} \ln \left[ \frac{v_{x1} + m_x(x_2 - x_1)}{v_{x1} + m_x(x_a - x_1)} \right] \quad (2.10)$$

De forma similar, obtêm-se as equações 2.11 e 2.12 para as direções y e z:

$$\Delta t_y = \frac{1}{m_y} \ln \left[ \frac{v_{y1} + m_y(y_2 - y_1)}{v_{y1} + m_y(y_a - y_1)} \right] \quad (2.11)$$

$$\Delta t_z = \frac{1}{m_z} \ln \left[ \frac{v_{z1} + m_z(z_2 - z_1)}{v_{z1} + m_z(z_a - z_1)} \right] \quad (2.12)$$

O tempo de trânsito ( $\Delta t$ ) da partícula no interior da célula é considerado o menor entre os valores de  $\Delta t_x$ ,  $\Delta t_y$  e  $\Delta t_z$ .

Conhecendo-se o tempo de trânsito  $\Delta t$ , a posição de saída ( $x_b$ ,  $y_b$ ,  $z_b$ ) da linha de fluxo na célula é obtida através das equações 2.13, 2.14 e 2.15 (Batycky et al., 1997; Thiele, 2005; Beraldo et al., 2008).

$$x_b = x_1 + \frac{1}{m_x} (v_{xa} \exp(m_x \cdot \Delta t) - v_{x1}) \quad (2.13)$$

$$y_b = y_1 + \frac{1}{m_y} (v_{ya} \exp(m_y \cdot \Delta t) - v_{y1}) \quad (2.14)$$

$$z_b = z_1 + \frac{1}{m_z} (v_{za} \exp(m_z \cdot \Delta t) - v_{z1}) \quad (2.15)$$

onde  $v_{xa}$ ,  $v_{ya}$  e  $v_{za}$  são as coordenadas do vetor velocidade intersticial no ponto de entrada da linha de fluxo na célula.

O ponto de saída de uma linha de fluxo numa célula é o ponto de entrada desta linha na célula seguinte e assim o traçado da linha de fluxo é realizado uma célula por vez, até encontrar a fonte ou o sumidouro.

### 2.2.5 Conceito de tempo de vôo

Tempo de vôo (*time of flight*) é o tempo que uma partícula de um traçador neutro leva para se deslocar uma distância  $s$  ao longo de uma linha de fluxo, desde sua fonte.

O tempo de vôo é um conceito fundamental na teoria atual da simulação por linhas de fluxo. Embora possua unidades de tempo (ex: dias), ele é usado na simulação por linhas de fluxo como coordenada espacial e representa a dimensão no modelo unidimensional de linhas de fluxo (Datta-Gupta & King, 2007).

O conceito de tempo de vôo foi apresentado por Pollock (1988) e foi utilizado como coordenada espacial por Datta-Gupta & King (1995).

A velocidade do traçador é a velocidade intersticial, definida como a velocidade de Darcy dividida pela porosidade.

Tem-se, pela definição da velocidade intersticial instantânea, que:

$$v_t = \frac{u_t}{\phi} = \frac{d\xi}{d\tau} \quad (2.16)$$

onde:

$v_t$  : velocidade intersticial total ao longo da linha de fluxo (m/s)

$u_t$  : velocidade total de Darcy ao longo da linha de fluxo (m/s)

$\phi$  : porosidade

$\xi$  : posição ao longo da linha de fluxo (m)

$\tau$  : tempo de vôo (s)

Daí, o tempo de vôo é dado matematicamente pela equação 2.17:

$$\tau(s) = \int_0^s \frac{\phi(\xi)}{|\bar{u}_t(\xi)|} d\xi \quad (2.17)$$

## 2.2.6 Tubos de fluxo e linhas de fluxo

Pode-se dizer que a simulação com linhas de fluxo evoluiu a partir da simulação com tubos de fluxo. As abordagens numéricas relacionadas com tubos de fluxo 2D foram usadas com sucesso por várias décadas (Datta-Gupta & King, 2007).

Em duas dimensões, um tubo de fluxo é limitado por duas linhas de fluxo e contém infinitas linhas de fluxo internas. A figura 2.3 mostra um tubo de fluxo 2D e uma linha de fluxo interna. Nenhum fluxo convectivo cruza os limites de um tubo de fluxo, ou seja, existe um fluxo unidimensional ao longo de cada tubo.

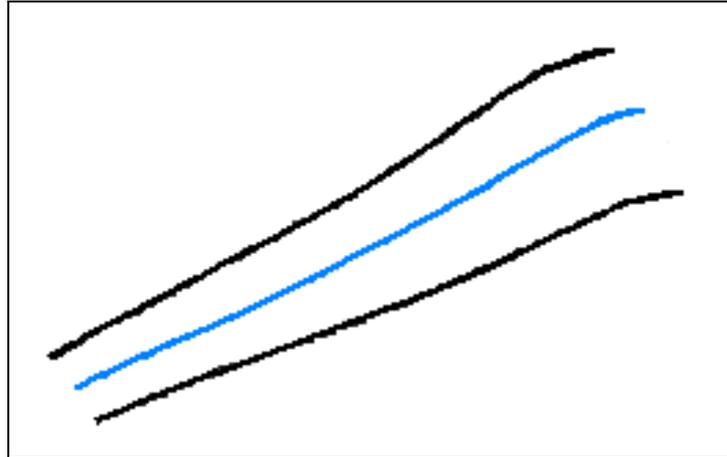


Figura 2.3. Tubo de fluxo 2D e linha de fluxo interna

Na modelagem com tubos de fluxo, a vazão em cada tubo é obtida a partir da geometria do tubo, das características estáticas do modelo e da dinâmica de vazão dos poços. A velocidade média de Darcy numa determinada seção de um tubo de fluxo é dada pela vazão dividida pela área transversal do tubo. Esta área transversal é calculada diretamente a partir da geometria do tubo. Quando ocorrem mudanças significativas das condições de poço num modelo de tubos de fluxo, torna-se necessária a atualização da configuração espacial dos tubos. No entanto, existe grande complexidade na construção geométrica dos tubos em modelos tridimensionais. Por este motivo, a simulação baseada em tubos de fluxo está restrita essencialmente a duas dimensões (Datta-Gupta & King, 2007).

Já na simulação por linhas de fluxo, a velocidade é calculada através de diferenças finitas a partir dos dados de pressão. As linhas de fluxo são traçadas usando-se essa velocidade. A vazão em cada linha de fluxo é determinada de forma similar à vazão em tubos de fluxo, ou seja, a partir do traçado geométrico da linha, das propriedades estáticas do modelo cartesiano e da dinâmica de vazão dos poços. Com os dados de velocidade e vazão, pode-se obter uma área efetiva transversal ao longo de uma linha de fluxo, o que permite concluir que, na simulação por linhas de fluxo, a geometria espacial encontra-se implícita. Nesta simulação, substitui-se a necessidade do cálculo da geometria do tubo pela determinação do tempo de voo ao longo da linha de fluxo. Assim, não há maior dificuldade em desenvolver um simulador de linhas de fluxo em 3D. Este fato tem permitido um avanço significativo da tecnologia da simulação por linhas de fluxo (Datta-Gupta & King, 2007).

A figura 2.4 mostra a relação existente entre tubo de fluxo e linha de fluxo.

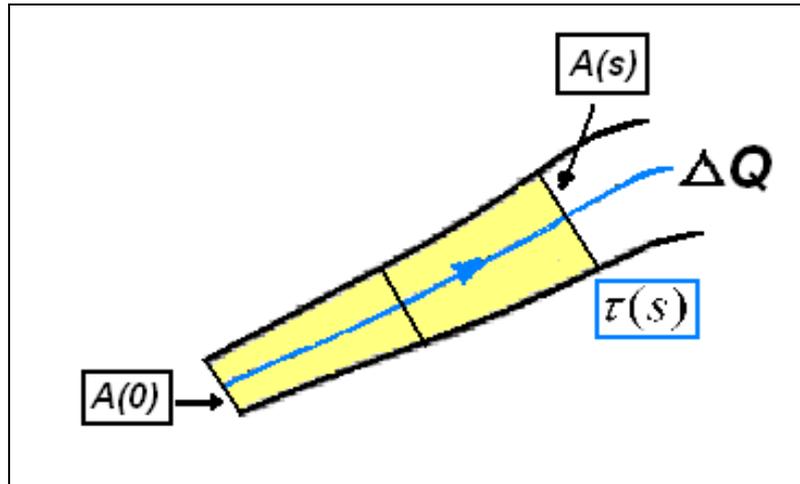


Figura 2.4. Relação entre tubo de fluxo e linha de fluxo (adaptado de Datta-Gupta & King, 2007)

A equação 2.18 relaciona o volume poroso – correspondente à região de cor amarela da figura 2.4 – obtido na simulação por linhas de fluxo com o mesmo volume obtido na simulação por tubos de fluxo, em escoamento incompressível. Esta equação evidencia que a geometria do tubo está implícita na variável tempo de voo da linha de fluxo (Datta-Gupta & King, 2007).

$$\Delta Q \cdot \tau(s) = \int_0^s \phi(s') A(s') ds' \quad (2.18)$$

No *grid* de linhas de fluxo, a discretização longitudinal é dada pelo intervalo do tempo de voo ( $\Delta\tau$ ) e a discretização transversal pode ser associada à vazão alocada para cada linha ( $\Delta Q$ ), que depende da densidade espacial das linhas de fluxo, além das características estáticas e dinâmicas do modelo.

### 2.2.7 Transferência das saturações entre o *grid* cartesiano e o *grid* de linhas de fluxo

Um processo muito importante na simulação por linhas de fluxo que ocorre a cada intervalo de tempo de solução de pressão é o mapeamento dos valores de saturação entre o *grid* xyz e o *grid* de linhas de fluxo. Este processo ocorre nos dois sentidos. A coordenada tempo de voo é essencial no processo.

No procedimento de transferência do *grid xyz* para o de linhas de fluxo, os valores das saturações entre os tempos de vôo coincidentes com as interfaces entre blocos serão iguais aos valores das saturações dos blocos do *grid xyz*, como mostra a figura 2.5.

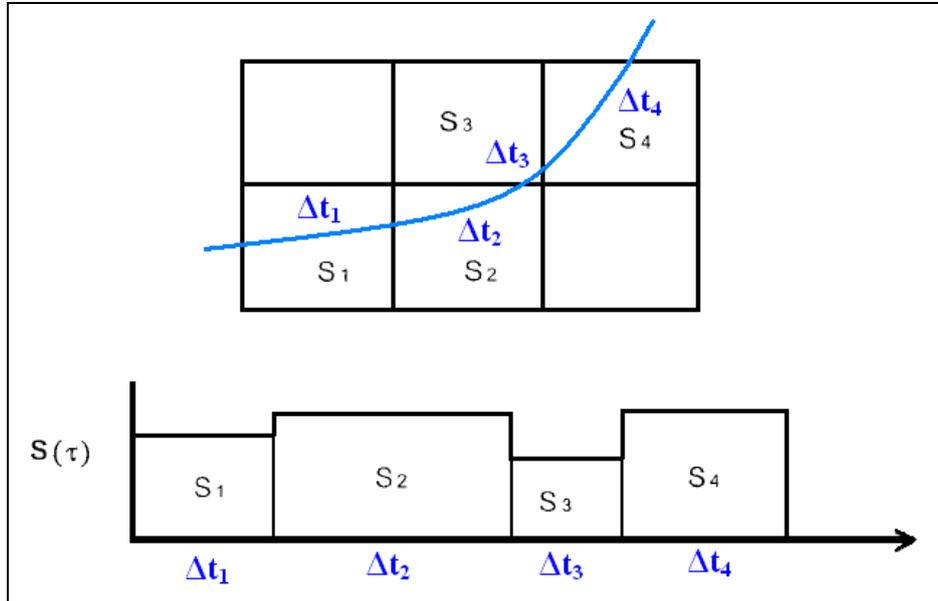


Figura 2.5. Transferência de saturações do *grid xyz* para o *grid* de linhas de fluxo (adaptado de Thiele, 2005)

Dependendo da técnica utilizada para o cálculo da saturação no *grid* de linhas de fluxo, pode haver a necessidade de uma regridagem ao longo de cada linha de fluxo, para tornar os tamanhos dos intervalos de tempo de vôo mais próximos entre si, o que pode proporcionar maior rapidez à execução dos cálculos de saturação (Thiele, 2005; Datta-Gupta & King, 2007).

Após o cálculo das novas saturações no *grid* de linhas de fluxo, é realizado o procedimento de retorno ao *grid* cartesiano. Nesta etapa, a saturação em cada célula do *grid* cartesiano é calculada através da média ponderada pelo volume poroso das saturações de todos os segmentos de linhas de fluxo que cruzam aquela célula.

A equação 2.19 mostra o cálculo para o valor da saturação de uma determinada célula:

$$\bar{S} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \Delta \tau_i S_i}{\sum_{i=1}^n Q_i \Delta \tau_i} \quad (2.19)$$

onde:

$n$ : número de linhas de fluxo que passam pela célula

$S_i$ : saturação média ao longo da linha de fluxo  $i$  no interior da célula

$Q_i$ : vazão da linha de fluxo  $i$  no interior da célula

$\Delta\tau_i$ : tempo de vôo da linha de fluxo  $i$  no interior da célula

### 2.2.8 Determinação das saturações

Como foi visto no item 2.2.1, na simulação por linhas de fluxo a determinação da nova saturação de fluidos, ao final de cada intervalo de tempo, acontece no *grid* 1D das linhas de fluxo. O cálculo das saturações é realizado de maneira seqüencial e independente para cada linha.

Dentro do *grid* de linhas de fluxo, soluções analíticas ou numéricas podem ser adotadas para o cálculo das saturações dos fluidos.

As soluções analíticas são mais rápidas, porém podem apresentar precisão inadequada, dependendo do caso. Sua precisão está muito relacionada com as mudanças das condições de fluxo e de fronteira do modelo. Quanto menos mudanças, melhor. As soluções analíticas somente são usadas nos casos mais simplificados, tais como reservatórios uniformes e quando há poucas mudanças nas condições de fluxo.

Nos casos práticos, geralmente são adotadas as soluções numéricas. De acordo com Datta-Gupta & King (2007), as técnicas numéricas das equações de transporte de fluido utilizadas na simulação por linhas de fluxo são as seguintes:

- técnica euleriana
- técnica lagrangiana
- técnica híbrida euleriana-lagrangiana

A seguir, são apresentadas algumas características destas três técnicas:

#### A) Técnica euleriana

- é a técnica utilizada na simulação convencional de diferenças finitas, sendo bastante conhecida na indústria do petróleo;

- apresenta *grid* espacial fixo: as saturações são associadas a pontos fixos do espaço;
- geralmente funciona bem em perfil suave da saturação de fluidos ao longo da linha de fluxo e tende a apresentar dispersão numérica nas descontinuidades, como, por exemplo, nas frentes de injeção. Para evitar isso, torna-se necessário diminuir o tamanho das células do modelo e o tamanho dos intervalos de tempo, elevando o custo computacional;
- apresenta restrição quanto ao tamanho do intervalo de tempo, para evitar dispersão numérica;
- requer regridagem do modelo de linhas de fluxo para permitir um maior tamanho do intervalo de tempo necessário para o cálculo das saturações com estabilidade.

#### B) Técnica lagrangiana

- baseia-se na aproximação da função fluxo fracionário para uma função de segmentos lineares;
- geralmente, funciona bem na proximidade das descontinuidades de saturação, mas não tão bem em perfil suave de saturação;
- este método é livre de dispersão numérica ou distorção;
- não apresenta restrição de tamanho de intervalo de tempo. É incondicionalmente estável. O tamanho do intervalo de tempo é limitado pelo critério da precisão e não pelo critério da estabilidade;
- não requer regridagem do modelo de linhas de fluxo, já que não apresenta restrição de *time step*. As discretizações do *grid* cartesiano e do *grid* de linhas de fluxo são consistentes entre si.

#### C) Técnica híbrida euleriana-lagrangiana

- explora os pontos fortes das duas abordagens;
- utiliza a técnica lagrangiana para representar as descontinuidades de saturação, movendo as frentes com dispersão numérica mínima;
- em pontos com perfil suave, utiliza a técnica euleriana.

Para mais detalhes sobre este assunto, recomenda-se a leitura de Datta-Gupta & King (2007).

### Exemplo de equação de saturação

#### Modelo: incompressível, bifásico, deslocamento imiscível de óleo por água

Neste caso, conforme Thiele (2005) e Datta-Gupta & King (2007), desprezando-se o efeito da gravidade e da capilaridade, a equação de Buckley-Leverett para a água ao longo de uma linha de fluxo pode ser transformada na seguinte forma:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial F_w}{\partial \tau} = 0 \quad (2.20)$$

onde  $F_w$  é o fluxo fracionário de água (função não-linear de  $S_w$ ) e é dado pela relação:

$$F_w = \frac{\lambda_w}{(\lambda_w + \lambda_o)} \quad (2.21)$$

onde  $\lambda_w$  e  $\lambda_o$  são respectivamente as mobilidades da água e do óleo.

A equação 2.20 pode ser discretizada na seguinte forma:

$$\frac{(S_w)_i^{n+1} - (S_w)_i^n}{\Delta t} + \frac{(F_w)_i^n - (F_w)_{i-1}^n}{\Delta \tau} = 0 \quad (2.22)$$

onde  $(F_w)_i^n$  é o fluxo fracionário no nó  $i$  e no tempo  $n$ .

Após o cálculo das saturações, é necessário retornar os valores obtidos no *grid* de linhas de fluxo para o *grid* xyz, conforme visto no item 2.2.7

### 2.2.9 Gravidade e capilaridade

A gravidade e a capilaridade são mecanismos físicos que provocam escoamento de fluido em direção transversal às linhas de fluxo.

Na simulação com linhas de fluxo, os efeitos da gravidade e da capilaridade são considerados fazendo-se uma correção dos valores obtidos para as saturações dos fluidos através das linhas de fluxo. A solução para a gravidade é mais simples, já que atua apenas numa única direção, o que não acontece com as forças capilares. Para um aprofundamento deste assunto, ver Datta-Gupta & King (2007) e Schlumberger (2007).

À medida que os efeitos da gravidade e da capilaridade aumentam, torna-se necessário que as atualizações das linhas de fluxo sejam mais frequentes, para o alcance da convergência numérica, o que reduz a vantagem do uso da simulação por linhas de fluxo.

### 2.3 Simulação por linhas de fluxo e injeção de água

A simulação por linhas de fluxo é especialmente interessante para modelar reservatórios submetidos à injeção de água, porque fornece algumas informações importantes, não disponíveis através da simulação convencional de diferenças finitas. Essas informações são as seguintes:

- visualização dos caminhos de fluxo;
- visualização e determinação dos volumes porosos influenciados pelos poços injetores e produtores;
- determinação da conectividade entre poço injetor e poço produtor;
- determinação da eficiência dos poços injetores.

Essas informações são obtidas a partir de um conceito fundamental na simulação por linhas de fluxo: o fator de alocação de poço (WAF), que pode ser definido tanto em referência a um poço produtor como a um poço injetor (Thiele, 2005).

O fator de alocação do poço produtor P para o poço injetor I num dado momento é determinado pela fração da vazão do poço P que é influenciada pelo poço I, ou seja:

$$WAF^{P-I} = \frac{Q^{P-I}}{Q^P} \quad (2.23)$$

onde:

$Q^{P-I}$  : vazão do poço P influenciada pelo poço I

$Q^P$  : vazão do poço P

De forma similar, o fator de alocação do poço injetor I para o poço produtor P num dado momento é dado pela fração da vazão do poço I que influencia o poço P, ou seja:

$$WAF^{I-P} = \frac{Q^{I-P}}{Q^I} \quad (2.24)$$

onde:

$Q^{I-P}$  : vazão do poço I que influencia o poço P

$Q^I$  : vazão do poço I

O fator de alocação é originalmente definido para cada linha de fluxo. Entre um poço injetor e um poço produtor, pode haver mais de uma linha de fluxo. O fator de alocação entre dois poços leva em conta todas as linhas de fluxo relacionadas ao par de poços.

Toda linha de fluxo está associada a uma vazão de produção das diversas fases do fluido produzido (óleo, gás e água) e a uma vazão de injeção. O fator de alocação pode ser referente a qualquer fase do fluido ou à vazão total.

O cálculo do fator de alocação de poço se baseia em características estáticas (geometria e demais propriedades do reservatório) e dinâmicas (dados de produção e injeção). Considera, portanto, a complexidade e a heterogeneidade do reservatório. O fator de alocação define, de maneira prática, a conectividade existente para cada par de poços injetor e produtor.

A partir das linhas de fluxo e dos fatores de alocação dos poços, são definidos os volumes porosos do reservatório que estão sob a influência de cada poço injetor (volume varrido) e de cada poço produtor (volume drenado). Os simuladores de linhas de fluxo permitem a visualização destes volumes em cada tempo da simulação.

## 2.4 Técnica de otimização de vazões de injeção de água

Thiele e Batycky (2003) apresentaram uma técnica interessante de otimização de projetos de injeção de água. A idéia central consiste em otimizar a distribuição das vazões de injeção, reduzindo nos poços injetores de menor eficiência e aumentando nos poços de maior eficiência.

Os autores conceituaram eficiência de um par de poços formado por um produtor e por um injetor como a relação entre a vazão de óleo e a vazão de injeção associadas a todas

as linhas de fluxo que conectam este par de poços. A equação 2.25 mostra matematicamente este conceito aplicado ao par formado pelo produtor P e pelo injetor I:

$$Ef_{inj}^{I-P} = Ef_{inj}^{P-I} = \frac{Q_o^{P-I}}{Q_{inj}^{I-P}} \quad (2.25)$$

onde:

$Q_o^{P-I}$  : vazão de óleo do poço P influenciada pelo poço I

$Q_{inj}^{I-P}$  : vazão de injeção do poço I que influencia o poço P

Na metodologia definiu-se também a eficiência de um poço injetor como a soma das vazões de óleo associadas a todas as linhas de fluxo relativas a este poço, dividida pela vazão do poço. A equação 2.26 mostra este conceito aplicado ao poço injetor I:

$$Ef_{inj}^I = \frac{\sum_{P=1}^n Q_o^{P-I}}{Q_{inj}^I} \quad (2.26)$$

onde n é o número total de poços produtores influenciados pelo poço injetor I.

A eficiência de injeção relaciona a produção de óleo com a injeção de água que influencia esta produção. Relaciona, portanto, volume de óleo produzido com volume de água injetado.

O procedimento básico da técnica de otimização é o seguinte:

1. Inicialmente, calcula-se, para um determinado tempo, a eficiência de injeção de todos os poços injetores através da equação 2.26. A figura 2.6 mostra um gráfico da eficiência de injeção, onde cada ponto representa um poço injetor. Os pontos de cor azul correspondem aos poços com eficiência superior a 75 % e os pontos de cor vermelha, aos poços com eficiência inferior a 25 %.

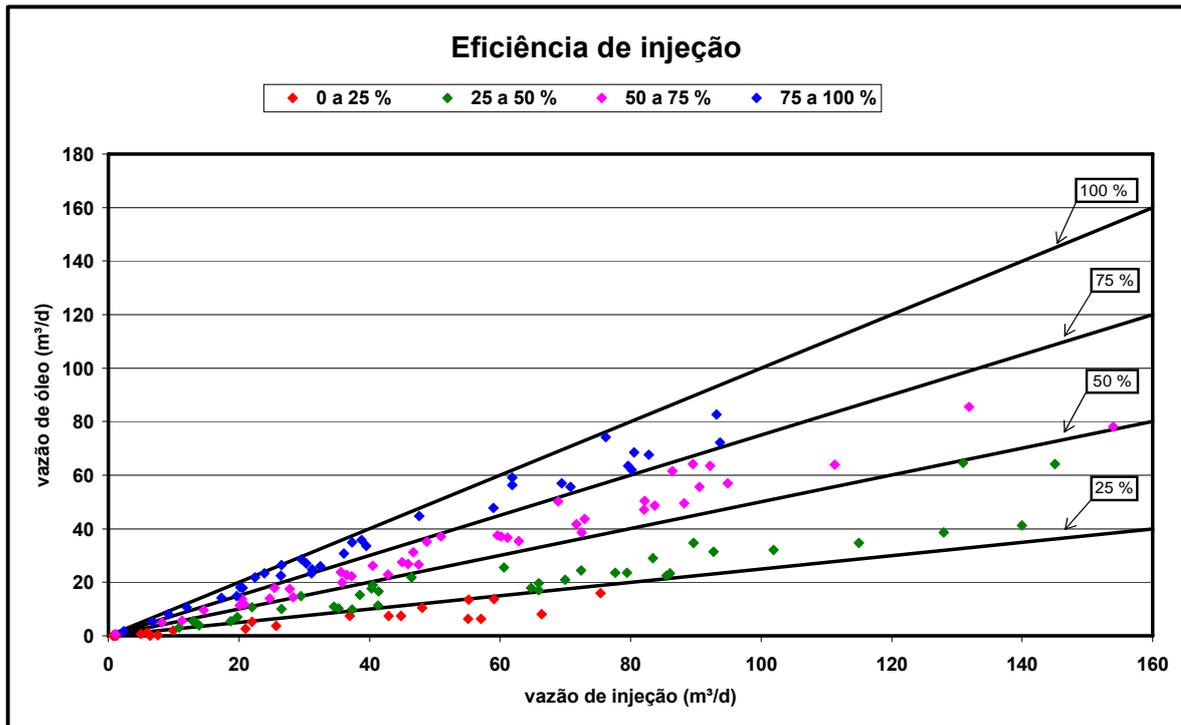


Figura 2.6. Eficiência de injeção  
(Adaptado de Thiele & Batycky, 2003)

2. Define-se um nível de referência para a eficiência dos poços. Em seu trabalho, Thiele e Batycky escolheram a eficiência média de injeção do reservatório, calculada através da vazão total de óleo influenciada pela injeção, dividida pela vazão total de injeção.

3. Determina-se a nova vazão de injeção dos poços, multiplicando-se a vazão anterior por um fator, que será maior que 1 no caso de poços com eficiência maior do que a de referência definida na etapa anterior, ou menor que 1, no caso oposto.

Thiele e Batycky recomendam a equação 2.27 para a obtenção das novas vazões de injeção dos poços.

$$Q_{inj}^{nova} = (1 + w_i) \times Q_{inj}^{anterior} \quad (2.27)$$

onde o fator  $w_i$  de variação de cota de injeção para cada poço é determinado da seguinte forma:

- para poços injetores com eficiência acima da média ( $e_i > \bar{e}$ ):

$$w_i = \text{MIN}\left(w_{\max}, w_{\max} \left(\frac{e_i - \bar{e}}{e_{\max} - \bar{e}}\right)^\alpha\right) \quad (2.28)$$

- para poços injetores com eficiência abaixo da média ( $e_i < \bar{e}$ ):

$$w_i = \text{MAX}\left(w_{\min}, w_{\min} \left(\frac{\bar{e} - e_i}{\bar{e} - e_{\min}}\right)^\alpha\right) \quad (2.29)$$

onde:

$w_{\max}$ : valor máximo do fator de variação de cota

$w_{\min}$ : valor mínimo do fator de variação de cota

$\bar{e}$ : eficiência média de injeção

$e_i$ : eficiência de injeção do poço

$e_{\max}$ : parâmetro eficiência máxima de injeção;

$e_{\min}$ : parâmetro eficiência mínima de injeção;

$\alpha$ : expoente que define a curvatura da função  $w_i(e_i)$  no trecho entre os pontos  $(e_{\min}, w_{\min})$ ,  $(\bar{e}, 0)$  e  $(e_{\max}, w_{\max})$ .

A figura 2.7 mostra o gráfico de  $w_i$  em função da eficiência de injeção para o caso em que o expoente  $\alpha$  é igual a 1. Neste caso, o trecho entre os pontos  $(e_{\min}, w_{\min})$ ,  $(\bar{e}, 0)$  e  $(e_{\max}, w_{\max})$  compõe-se de dois segmentos de reta.

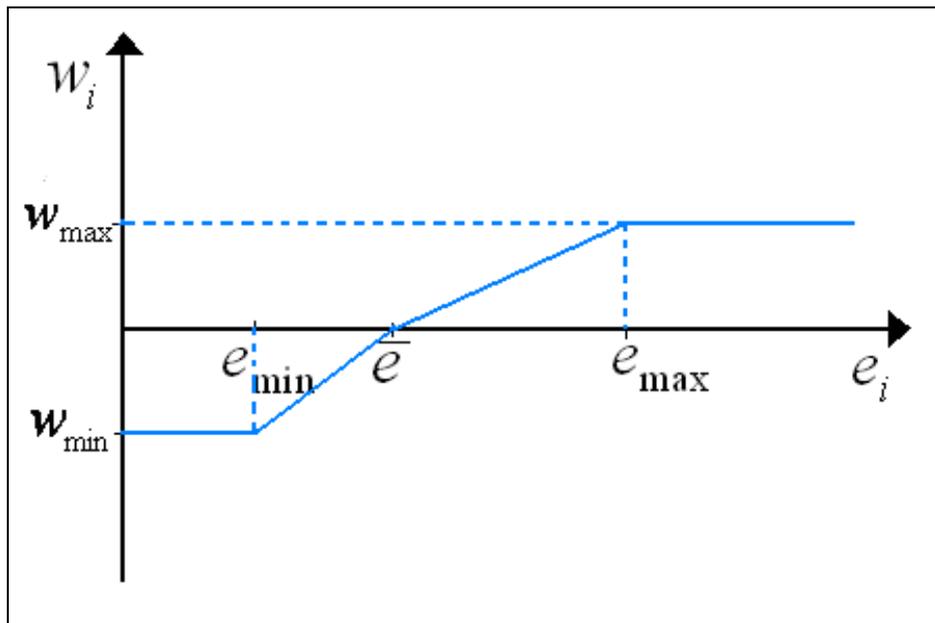


Figura 2.7. Gráfico do fator  $w_i$  para  $\alpha = 1$   
(Adaptado de Thiele & Batycky, 2003)

Como se pode observar, os autores recomendam um limite máximo de alteração das cotas dos poços, para que esta mudança seja feita de forma mais suave. No exemplo mostrado em seu trabalho, os autores utilizaram o percentual de 30 % tanto para o limite superior ( $w_{\max}$ ) quanto para o inferior ( $w_{\min}$ ).

---

*Capítulo III*  
*Estado da arte*

---

### 3. Estado da arte

Em 1933, **Muskat e Wyckoff** utilizaram o conceito de linhas de fluxo em seu artigo “*A theoretical analysis of water-flooding networks*”. Desde então, trabalhos de diversos autores têm contribuído para ampliar a teoria e as aplicações de tubos e linhas de fluxo em estudos de reservatórios de petróleo.

Entre eles, alguns são citados a seguir:

1) **Fay e Prats** (1951): estudaram a injeção de água num modelo *5-spot* homogêneo 2D utilizando linhas de fluxo e identificaram a necessidade de atualizar periodicamente as linhas de fluxo devido à diferença de viscosidade dos fluidos.

2) **Higgins e Leighton** (1962): propuseram um método de tubos de fluxo em modelo 2D para diversas malhas de injeção. O resultado do método para uma malha *5-spot* foi comparado ao obtido experimentalmente em laboratório. Consideraram em seu trabalho que a posição dos tubos não variava com o tempo. Utilizaram a teoria de Buckley-Leverett ao longo dos tubos de fluxo.

3) **Martin e Wegner** (1979): Consideraram a variação dos tubos de fluxo com o tempo para representar, no método de injeção de água, o efeito da variação de mobilidade dos fluidos e compararam os resultados obtidos com o modelo de tubos fixos.

4) **Pollock** (1988): desenvolveu um algoritmo bastante utilizado pelos simuladores atuais para traçar linhas de fluxo num modelo de blocos tridimensional.

5) **Bratvedt et al.** (1992): Desenvolveram, utilizando simulador de fluxo bifásico 2D, uma técnica de rastreamento de frente (*front tracking*) para o cálculo das equações de transporte longitudinal às linhas de fluxo, que não apresenta problema de dispersão nem de estabilidade numérica.

6) **Datta-Gupta e King** (1995): Aplicaram o método desenvolvido por Pollock para traçar linhas de fluxo e utilizaram a variável tempo de vôo como coordenada espacial na simulação por linhas de fluxo.

7) **Bratvedt et al.** (1996): Apresentaram um método baseado na técnica denominada decomposição do operador (*operator splitting*) para incorporar os efeitos da gravidade na simulação por linhas de fluxo.

8) **Thiele et al.** (1996); **Batycky et al.** (1997): Apresentaram um simulador bifásico 3D baseado em linhas de fluxo para modelagem, em escala de campo, de escoamento de traçadores, deslocamento imiscível e fluxo miscível de primeiro contato, considerando efeitos da gravidade e condições dinâmicas dos poços. O método de linhas de fluxo mostrou-se significativamente mais rápido do que o método convencional de diferenças finitas.

9) **Thiele et al.** (1997): Apresentaram um simulador 3D composicional baseado em linhas de fluxo. Consideraram, com simplificações, a compressibilidade de fluido e a variação de volume devido à mistura de componentes.

10) **Emanuel e Milliken** (1998): Desenvolveram a técnica denominada Ajuste de Histórico Assistido, que utiliza os dados de produção e injeção dos poços, durante a etapa de ajuste de histórico, para realizar alterações do modelo geológico nas regiões de influência dos poços, definidas através das linhas de fluxo.

11) **Thiele & Batycky** (2003): Apresentaram uma técnica de otimização de projeto de injeção de água, com base em parâmetros obtidos através da simulação por linhas de fluxo e que não são disponibilizados na simulação tradicional por diferenças finitas. No atual trabalho de dissertação, esta técnica foi aplicada num campo de petróleo da Bacia Potiguar e verificada a sua validade na simulação numérica.

De acordo com Datta-Gupta & King (2007), atualmente, a simulação por linhas de fluxo encontra-se adequada para modelar condições dinâmicas dos poços, fluxo compressível, gravidade, fluxo composicional e reservatórios fraturados.

---

*Capítulo IV*  
*Modelagem do processo*

---

## 4. Modelagem do processo

### 4.1 Aspectos gerais do reservatório

O reservatório em estudo localiza-se na Bacia Potiguar terrestre. Está situado a aproximadamente 500 m de profundidade e ocupa uma área com óleo de 66,9 km<sup>2</sup>. Apresenta espessura de até 16 m, constituindo-se basicamente por arenitos médios a finos intercalados por siltitos e argilitos. Em linhas gerais, a continuidade lateral do reservatório é boa, havendo uma comunicação lateral efetiva entre os diversos corpos arenosos presentes (Preda et al., 1998).

A Figura 4.1 mostra o mapa estrutural do topo do reservatório, obtido a partir das informações relativas aos poços perfurados na área.

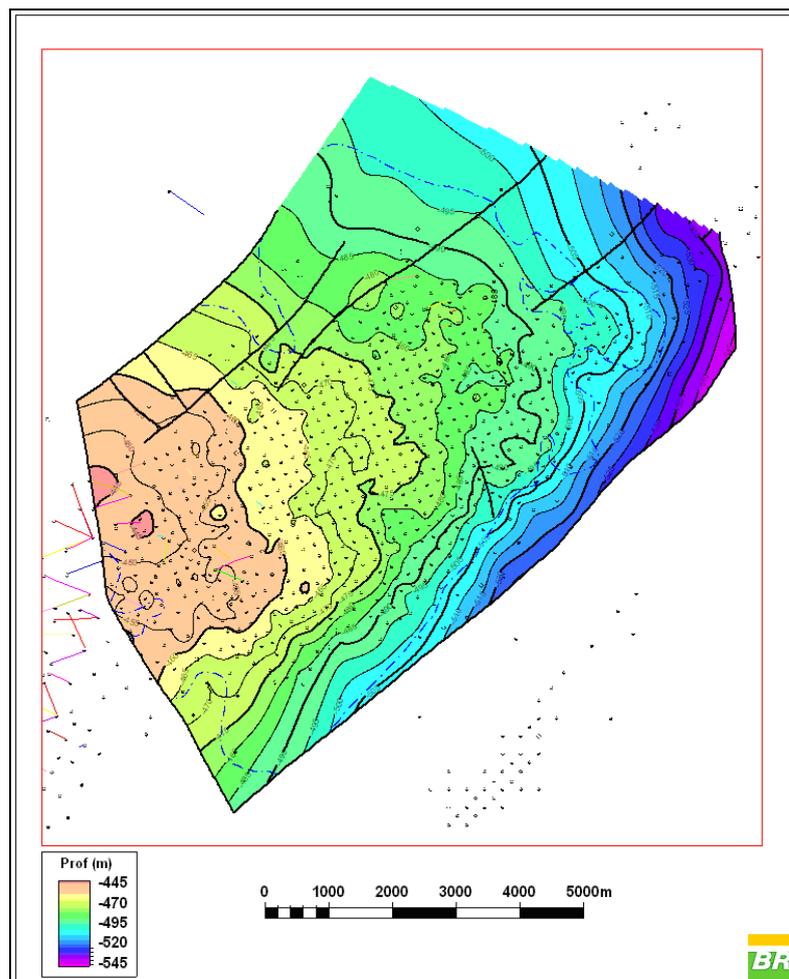


Figura 4.1. Mapa estrutural do topo do reservatório  
(Fonte: Preda & Parente, 2009)

Os poços, em sua grande maioria, atravessam o reservatório somente na zona de óleo. Os poços saturados por água, ou que apresentam contatos definidos, são pouco freqüentes e se posicionam na borda do reservatório (Preda et al., 1998). A saturação inicial de água na zona de óleo é 29%.

Os limites do reservatório ocorrem pela presença do contato óleo-água nas bordas norte, leste e sudeste e, nas demais direções, por barreiras estratigráficas (faciológicas e ou diagenéticas) e, mais localmente, por falhas selantes (Preda et al., 1998).

O óleo possui as seguintes características médias:

- densidade: 28 °API ( $\rho = 887,0 \text{ kg/m}^3$ )
- viscosidade: 19 cp
- razão de solubilidade:  $1 \text{ m}^3 \text{ std /m}^3 \text{ std}$
- pressão de saturação:  $1,5 \times 10^5 \text{ N/m}^2$

Este reservatório não apresenta capa de gás e o aquífero lateral é pouco atuante. O principal mecanismo de produção primária é expansão de fluidos, sendo ineficiente devido à pequena presença de gás na fase óleo.

O início de produção aconteceu em jan/1986 e, desde nov/1987, este reservatório encontra-se submetido à injeção de água.

Em relação à malha de injeção, o esquema adotado inicialmente foi o *5-spot*, com espaçamento de 400 m entre os poços produtores. Posteriormente, implementou-se a redução de espaçamento para 200 m e a malha de injeção passou a ser o *9-spot* invertido. À medida que a razão água-óleo (RAO) tornava-se muito elevada, alguns poços produtores foram convertidos para injeção ou recompletados em outras zonas do campo. A partir de então, a malha de injeção deixou de apresentar um padrão geométrico regular.

Na modelagem, considerou-se o mês de fev/2006 como o final do histórico de produção e, nesta ocasião, o reservatório produzia  $535 \text{ m}^3 \text{ std/d}$  de óleo com RAO de 8,1 (BSW = 89,0 %), através de 351 poços produtores, e recebia a injeção de  $6000 \text{ m}^3/\text{d}$  de água, através de 147 poços injetores.

A figura 4.2 mostra as curvas do histórico observado de produção de óleo (Qo OBS) e de água (Qw OBS) e de injeção de água (Qinj OBS).

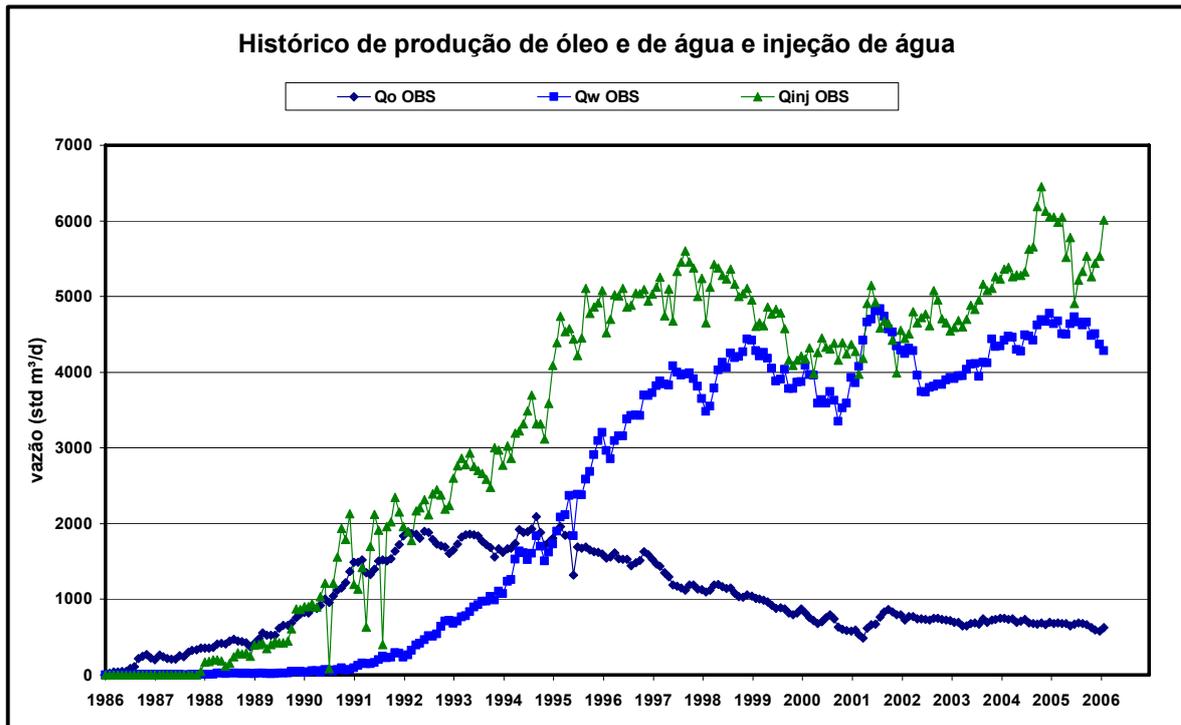


Figura 4.2. Histórico de produção e de injeção

## 4.2 Aspectos gerais do modelo

### 4.2.1 Propriedades geológicas

O modelo de simulação numérica foi montado a partir de uma modelagem geológica 3D, mostrada no trabalho de Preda & Parente (2009). Esta modelagem foi desenvolvida através do programa Petrel<sup>TM</sup> da Schlumberger, com dados obtidos de 894 poços, e, resumidamente, envolveu as seguintes etapas:

- modelagem estrutural das superfícies de interesse e do arcabouço de falhas geológicas;
- definição de um *grid* geológico;
- simulação estocástica das eletrofácies;
- simulação das propriedades petrofísicas: porosidade, permeabilidade, argilosidade e saturação de água.

Não foi realizada transferência de escala. Utilizou-se na simulação de fluxo o mesmo *grid* usado na modelagem geológica, já que o uso de linhas de fluxo permite que sejam usados modelos com maior número de células.

Os parâmetros de corte, utilizados para quantificar as propriedades petrofísicas (espessuras porosas, porosidades, permeabilidades, etc.) do reservatório produtor de óleo, foram os seguintes:

- porosidade efetiva: 23%
- diferença entre as porosidades neutrão e densidade: 7,5%
- volume de argila: 30%.

O modelo apresenta as seguintes propriedades médias para a rocha reservatório:

- espessura porosa com óleo: 5 m
- porosidade: 29 %
- permeabilidade absoluta: 1450 mD

A figura 4.3 mostra o mapa de porosidade do modelo referente à camada superior do reservatório. Observa-se a distribuição areal das células que não alcançam o valor de corte de 23 %.

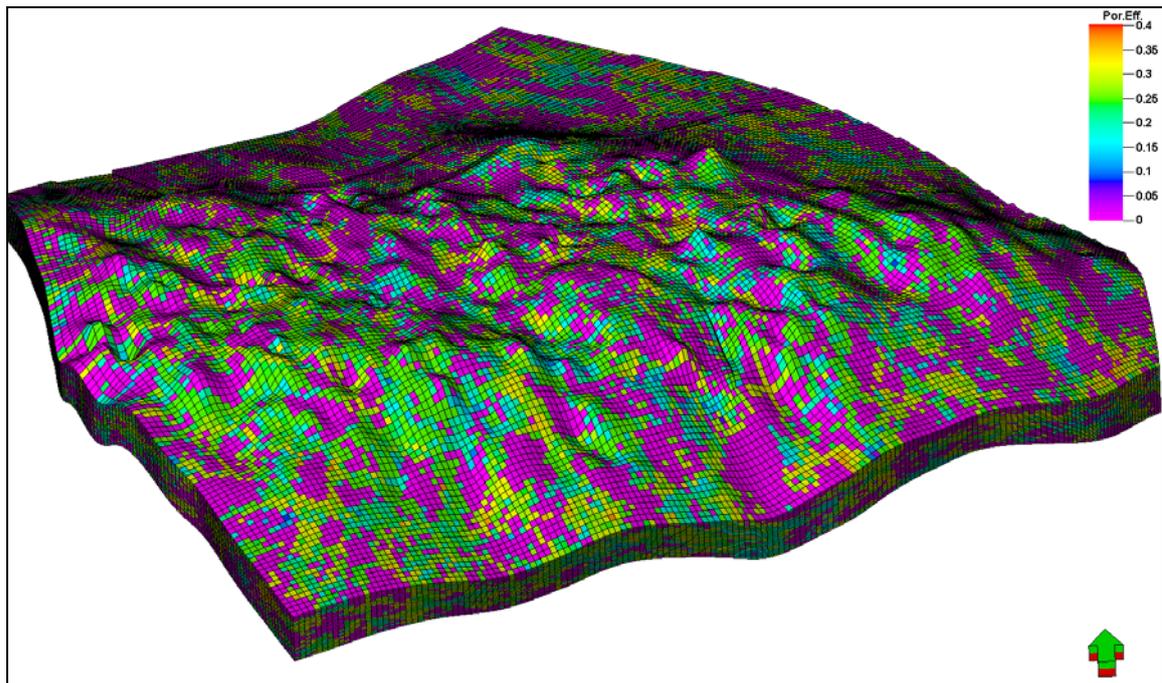


Figura 4.3. Porosidade do modelo

O *grid* do modelo apresenta 190 x 134 x 27 células, totalizando 687.420 células. O número de blocos ativos do modelo é 211.939.

As células têm dimensões de 50 m nas direções X e Y e, na vertical, foram estabelecidas 25 camadas (*layers*) proporcionais para o reservatório e mais duas camadas, relativas aos marcos argilosos encontrados no topo e na base desta zona.

As permeabilidades nas direções X e Y foram consideradas iguais para cada célula. A permeabilidade vertical foi considerada igual a um terço da permeabilidade horizontal.

O modelo apresenta um volume poroso na zona de óleo de  $59,204 \times 10^6 \text{ m}^3$  e um volume original de óleo de  $38,397 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ .

#### 4.2.2 Propriedades dos fluidos

Na simulação de fluxo, foi utilizado o simulador Frontsim™ da Schlumberger, versões 2007 e 2008, com opção de modelo *black-oil*, bifásico.

Para o óleo, foram adotados os valores de 28° API para a densidade e  $52,6 \times 10^{-11} \text{ (N/m}^2\text{)}^{-1}$  para a compressibilidade. A tabela 4.1 mostra os valores das propriedades PVT utilizadas no modelo, obtidas por correlações empíricas com base nas propriedades do óleo morto.

Tabela 4.1. Propriedades PVT

Pressão ( $\times 10^5 \text{ N/m}^2$ )	Rs ( $\text{m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$ )	Bo ( $\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$ )	Bg ( $\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$ )	visc. óleo (cp)	visc. gás (cp)
0	0,47	1,0271	1,1625937	18,789	0,0108
1,530	1	1,0284	0,4549764	18,551	0,0108
10,194		1,0279	0,0975247	18,906	0,0110
20,377		1,0274	0,0480423	19,324	0,0113
30,571		1,0268	0,0307318	19,743	0,0116
40,765		1,0262	0,0220327	20,161	0,0121
50,949		1,0257	0,0168702	20,579	0,0126
61,142		1,0251	0,0134986	20,997	0,0133
71,326		1,0246	0,0111558	21,415	0,0141
81,520		1,0240	0,0094564	21,834	0,0150
91,713		1,0235	0,0081847	22,252	0,0161
101,897		1,0229	0,0072103	22,670	0,0173
112,091		1,0223	0,0064501	23,088	0,0186
122,285		1,0218	0,0058485	23,506	0,0200
132,468		1,0212	0,0053669	23,925	0,0215
142,662		1,0207	0,0049778	24,343	0,0231
152,846		1,0201	0,0046611	24,761	0,0248
163,040		1,0195	0,0044016	25,179	0,0264
173,233		1,0190	0,0041878	25,597	0,0280
183,417		1,0184	0,0040109	26,016	0,0296
193,611		1,0179	0,0038638	26,434	0,0312
203,804		1,0173	0,0037436	26,852	0,0328

A figura 4.4 mostra as curvas do fator volume-formação ( $B_o$ ) e da viscosidade do óleo da PVT alimentada no modelo.

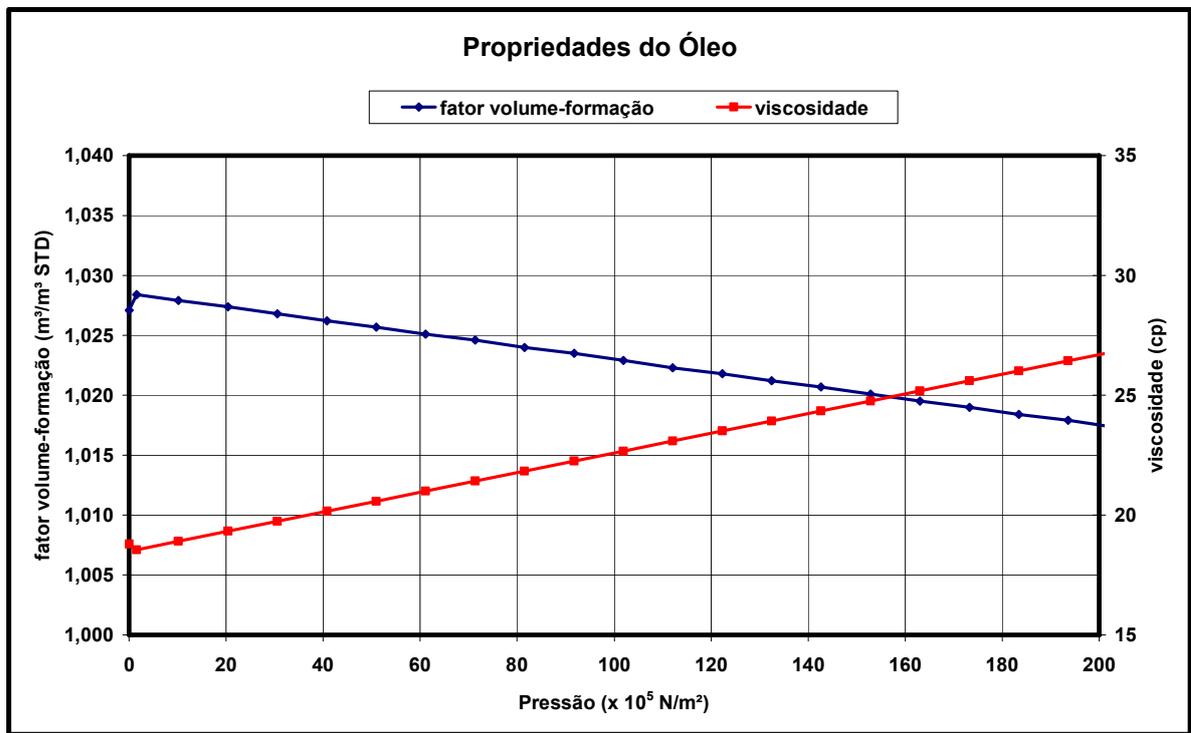


Figura 4.4. Curvas de propriedades PVT

Este reservatório estará sempre subsaturado durante a sua vida produtiva, devido à baixa pressão de saturação do óleo. As propriedades do gás foram obtidas através de correlações e não apresentam qualquer relevância para o resultado do estudo.

A água da formação apresenta salinidade em torno de 500 ppm de NaCl. As propriedades médias da água utilizadas na simulação foram obtidas por correlações empíricas e são mostradas a seguir:

- fator volume-formação ( $B_w$ ): 1,011 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup> std
- massa específica: 1.000,0 kg/m<sup>3</sup>
- viscosidade: 0,517 cp
- compressibilidade:  $46 \times 10^{-11}$  (N/m<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>

### 4.2.3 Propriedades do sistema rocha-fluido

A figura 4.5 mostra as curvas de permeabilidade relativa utilizadas no modelo.

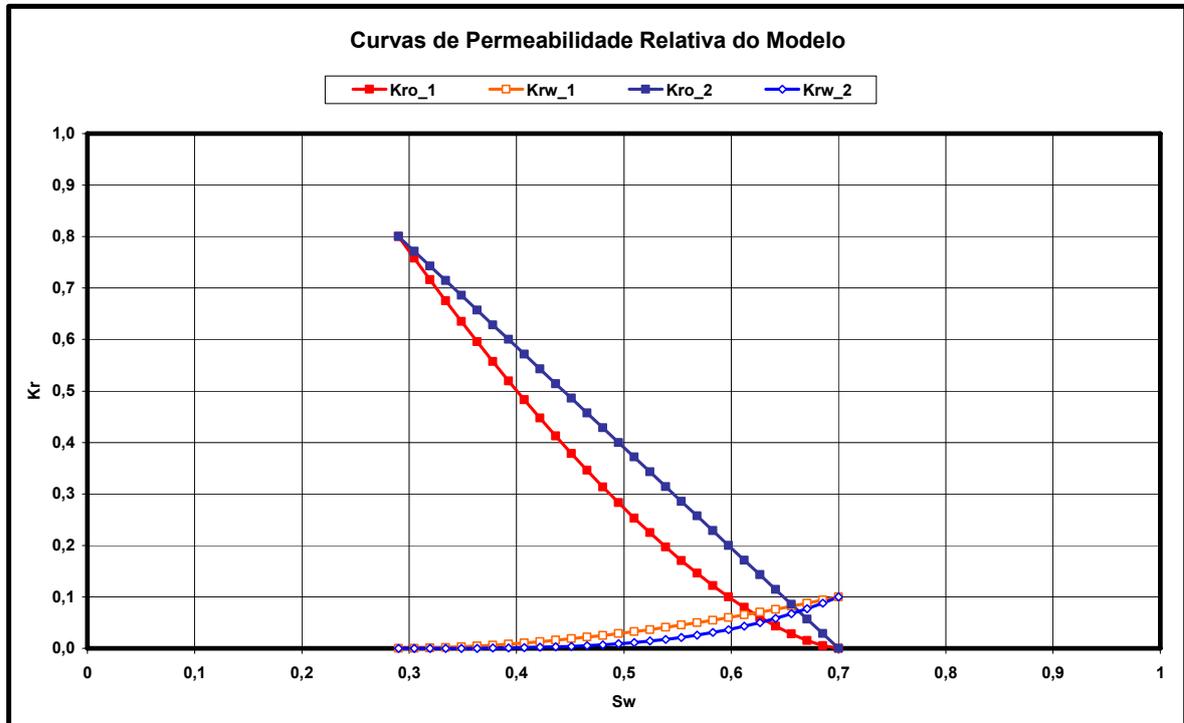


Figura 4.5. Curvas de permeabilidade relativa

A princípio, utilizou-se a curva padrão (curva1) de permeabilidade relativa óleo-água, adotada em estudos anteriores deste reservatório. Durante o ajuste de histórico, no entanto, uma segunda curva (curva 2) possibilitou melhor ajuste para uma determinada região e foi adicionada ao modelo. Esta segunda curva propiciou que o crescimento da RAO fosse reduzido no início do histórico. A figura 4.6 mostra as áreas onde foram adotadas as curvas 1 (cor verde) e 2 (cor azul).

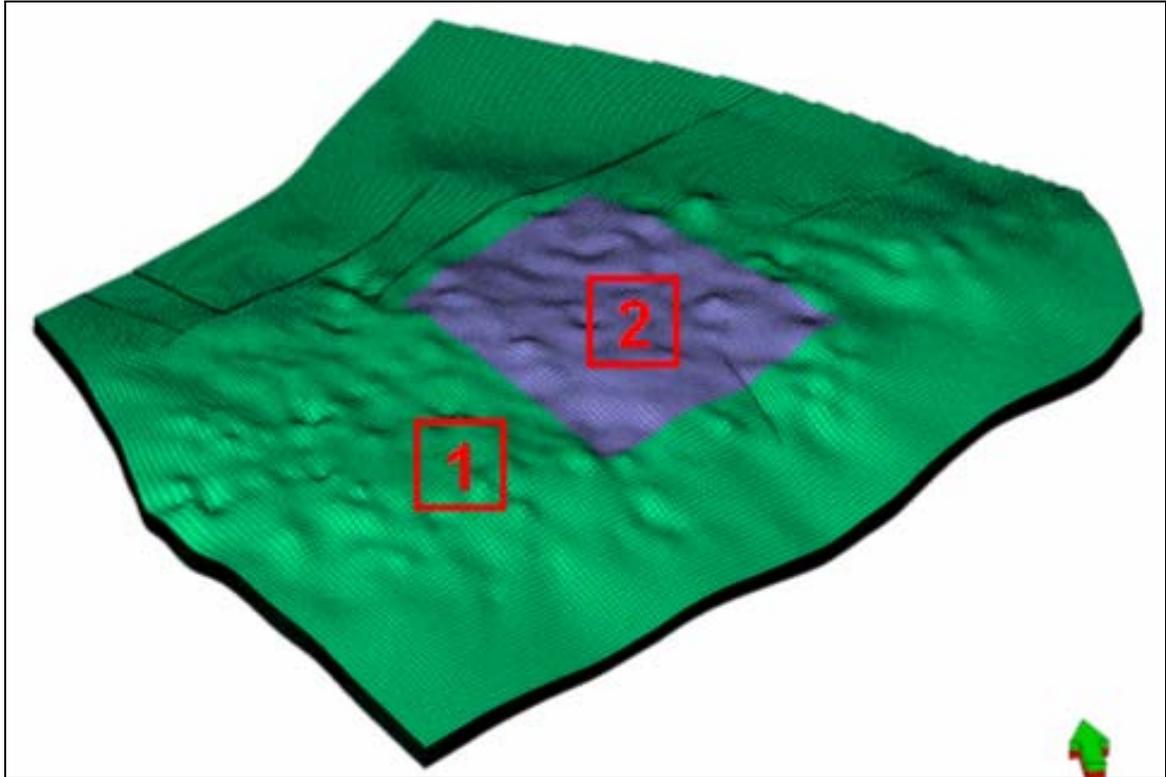


Figura 4.6. Áreas do modelo referentes às curvas de permeabilidade relativa

A tabela 4.2 mostra os pontos terminais e os expoentes da correlação de Corey das duas curvas de permeabilidade relativa utilizadas no modelo.

Tabela 4.2. Pontos terminais e expoentes de Corey

variável	curva 1	curva 2
Swi	0,29	0,29
Swc	0,29	0,29
Sor	0,30	0,30
Krwro	0,1	0,1
Krocw	0,8	0,8
No Corey	1,5	1,0
Nw Corey	1,8	3,5

Devido à condição de subsaturação do reservatório, os valores de permeabilidade relativa gás-líquido informados não são relevantes para o resultado final da modelagem.

Com base nas características dos fluidos, perfis de resistividade e dados de produção, pode-se concluir que o contato óleo-água é bem definido, não havendo zona de transição significativa nas condições originais do reservatório.

As pressões capilares não foram consideradas no modelo, uma vez que os valores obtidos a partir de análise de laboratório são baixos e praticamente não interferem no fluxo de fluidos no reservatório.

Para a compressibilidade da rocha, adotou-se o valor de  $206 \times 10^{-11} \text{ (N/m}^2\text{)}^{-1}$ .

A figura 4.7 apresenta a saturação inicial de fluidos no modelo cartesiano. Adotou-se o valor de 29 % para a saturação inicial de água no reservatório de óleo, estimado com base em interpretação quantitativa de perfis. Na figura, a cor azul representa saturação de água igual a 100 % e a cor verde, 29 %.

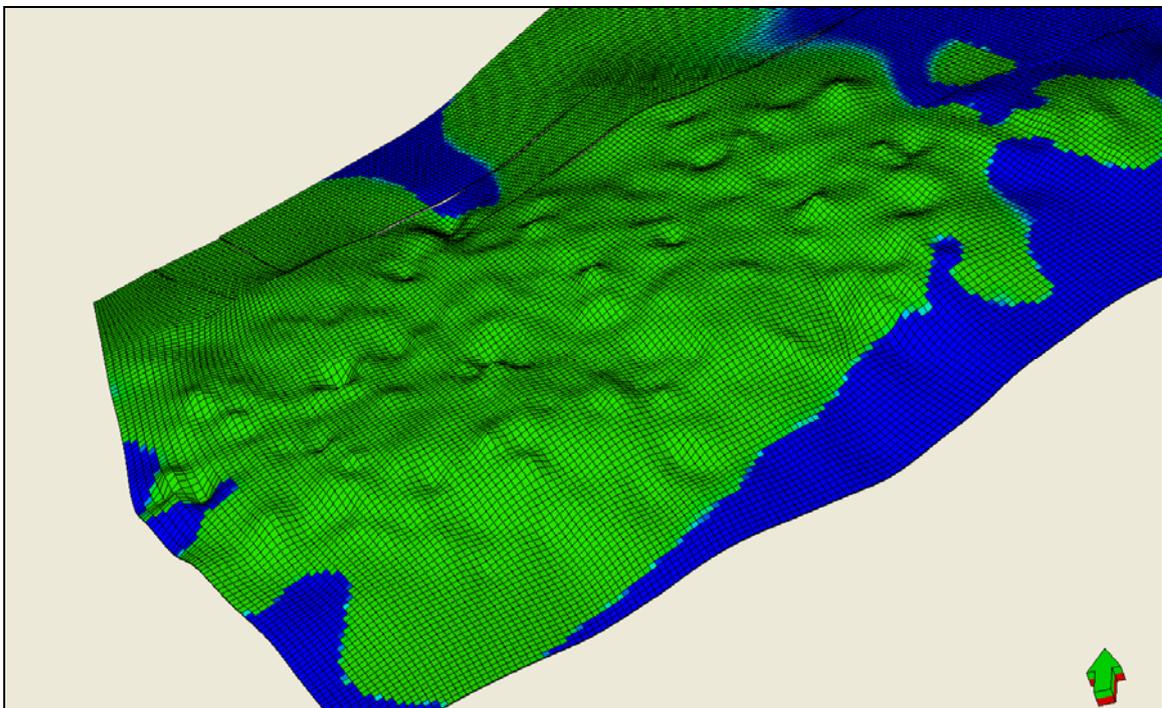


Figura 4.7. Saturação inicial de fluidos

---

*Capítulo V*  
*Resultados e discussões*

---

## 5. Resultados e discussões

### 5.1 Ajuste de histórico

O histórico de produção considera o período de jan/1986 a fev/2006. Na modelagem, utilizou-se a opção de honrar os valores da injeção de água e da produção total de líquidos (óleo + água).

Para se conseguir um bom ajuste de histórico, diversas tentativas foram realizadas com modificações em diferentes parâmetros do modelo. O melhor ajuste foi alcançado quando foram incorporadas as seguintes mudanças:

- adição de uma segunda curva de permeabilidade relativa visando melhorar o ajuste do crescimento da RAO dos poços numa determinada região do modelo, como mostrado no item 4.2.3 deste relatório;
- definição de um aquífero analítico, com atuação ao longo da borda leste-sudeste do reservatório e com modelo de influxo de Carter-Tracy. Usou-se a opção que permite o fluxo nos dois sentidos entre o reservatório e o aquífero.

Desta forma, obteve-se um bom ajuste de histórico. A figura 5.1 mostra o ajuste geral para as produções de óleo e de água.

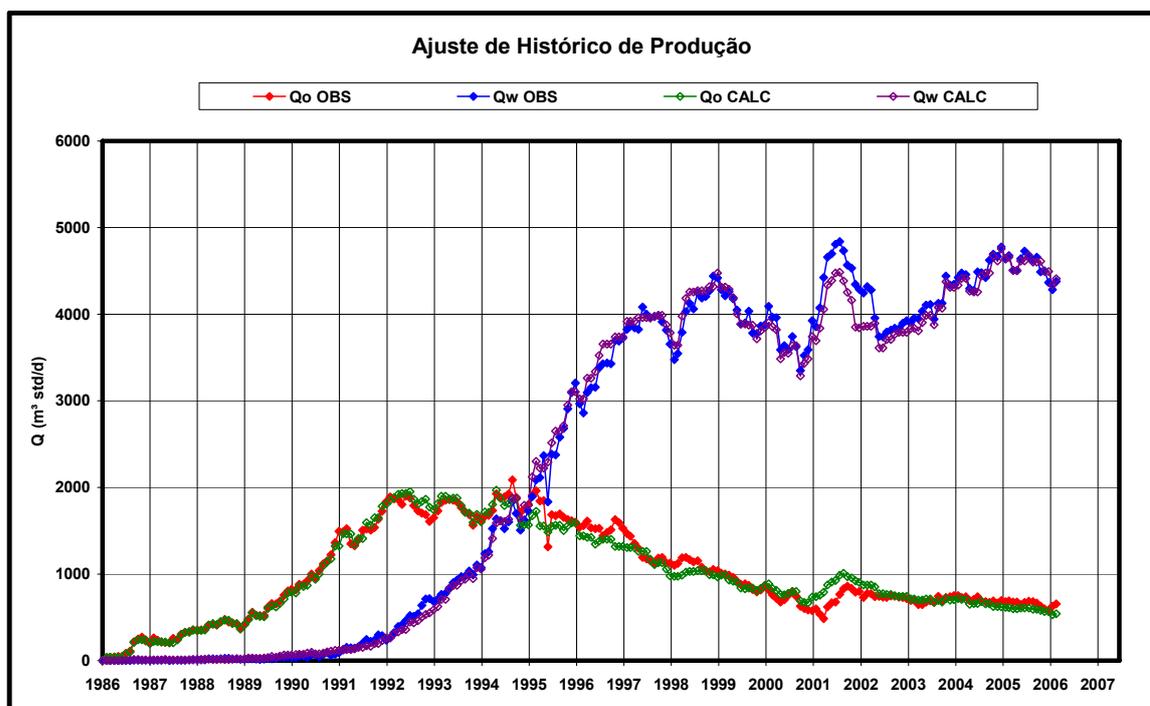


Figura 5.1. Ajuste de histórico de produção

A figura 5.2 mostra a curva informada e a obtida na simulação para a injeção de água.

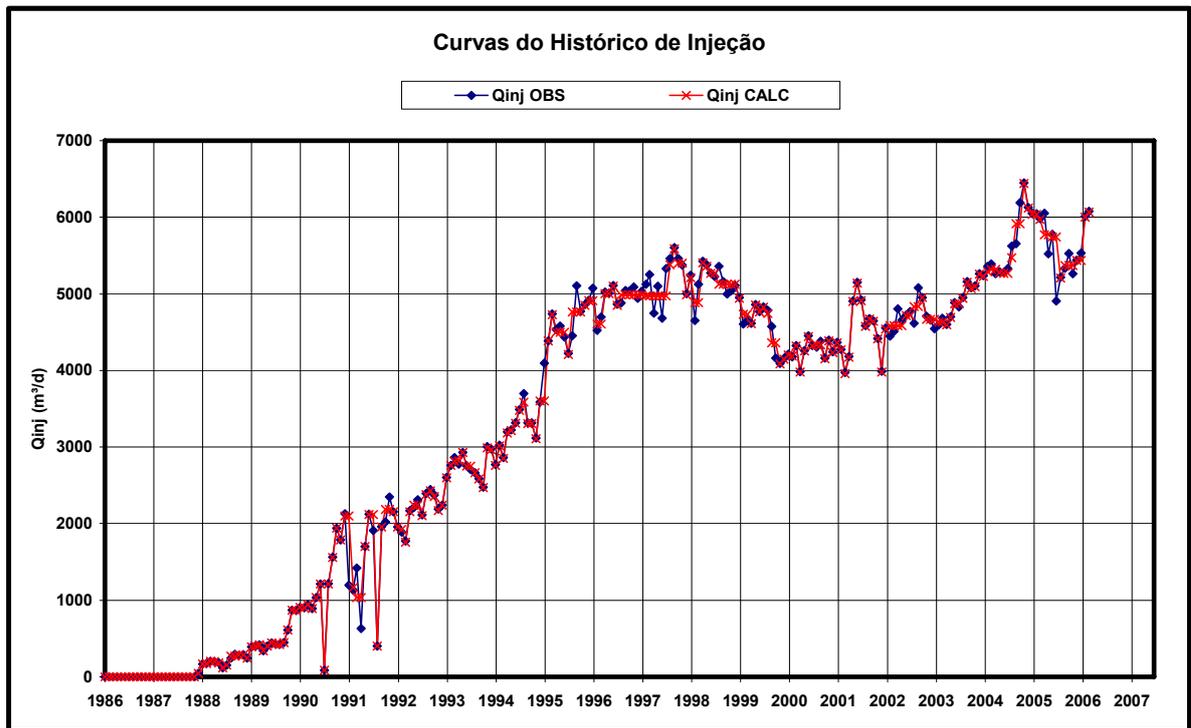


Figura 5.2. Curvas do histórico de injeção

Observando as figuras 5.1 e 5.2, verifica-se que o ajuste global de vazões pode ser considerado muito bom.

A figura 5.3 mostra a curva do histórico de pressão média obtida no modelo e os pontos referentes aos registros de pressão observados no campo. Verifica-se que os valores observados apresentam uma grande dispersão, devido à extensa área do reservatório e ao fato de os registros terem sido obtidos tanto em poços produtores quanto em poços injetores, que tendem a apresentar valores de pressão respectivamente abaixo e acima do valor médio da pressão do reservatório.

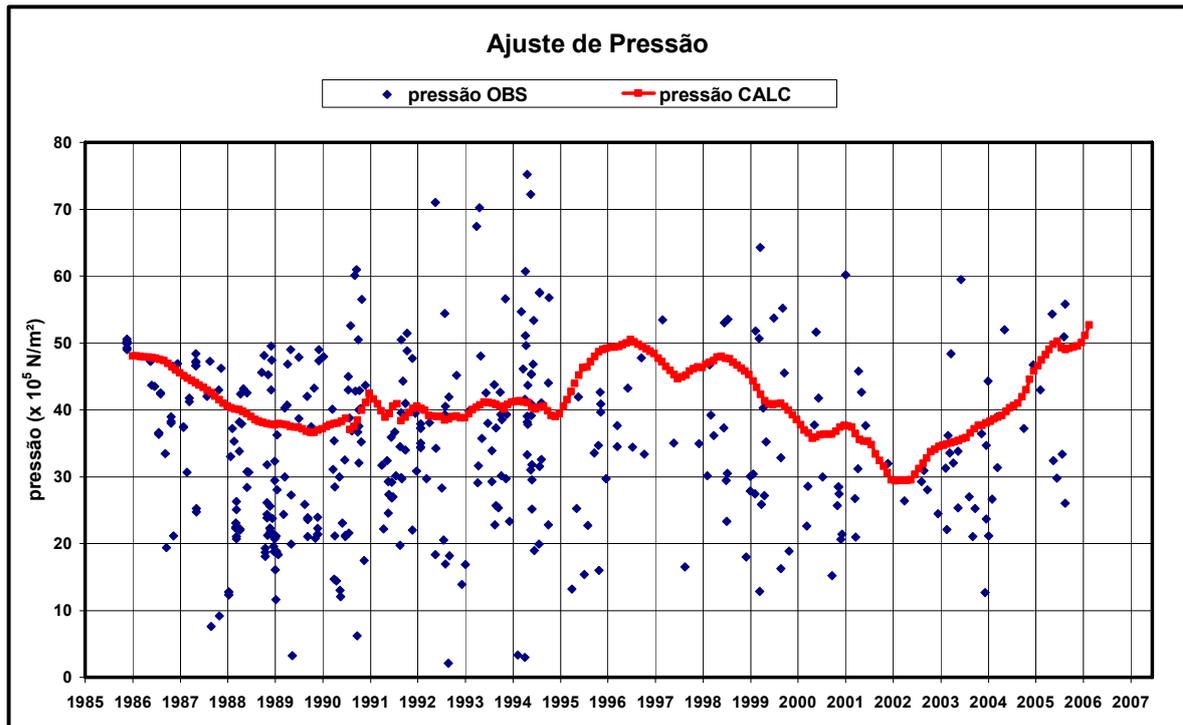


Figura 5.3. Ajuste de histórico de pressão

Em relação ao ajuste do histórico poço a poço, também foi alcançado um resultado bastante satisfatório. Até fev/2006, 432 poços apresentaram produção no modelo. Foi feita uma avaliação qualitativa do ajuste de vazões desses poços e o resultado foi o seguinte:

- 70 % apresentaram um bom ajuste
- 21 % apresentaram um ajuste pessimista
- 9 % apresentaram um ajuste otimista

O percentual de poços considerados ajustados foi bem superior ao de poços em que não se conseguiu um bom ajuste.

Como foi visto no item 2.4 deste relatório, através da simulação por linhas de fluxo pode-se obter a variável eficiência de injeção dos poços em qualquer tempo da simulação. A tabela 5.1 apresenta a eficiência média e a vazão de injeção no modelo nos meses de jan/1988, jan/1990, jan/1995, jan/2000, jan/2004 e fev/2006.

Tabela 5.1. Eficiência média e vazão total de injeção durante o histórico de produção

mês	eficiência média de injeção	vazão de injeção (m <sup>3</sup> /d)	número de poços injetores
jan/1988	26,32%	170,1	4
jan/1990	68,89%	904,7	24
jan/1995	41,39%	3600,8	106
jan/2000	18,00%	4205,0	115
jan/2004	12,70%	5227,3	140
fev/2006	8,93%	6001,8	147

No último mês do histórico (fev/2006), a eficiência média de injeção dos poços no modelo foi 8,93 %. A alta RAO foi o grande responsável por este baixo valor. Neste mês, havia 498 poços em atividade, sendo 351 produtores e 147 injetores.

A figura 5.4 mostra um histograma referente às eficiências dos poços injetores em fev/2006. Observa-se que existem doze poços com eficiência muito baixa (inferior a 1 %) e oito poços com eficiência muito boa (superior a 30 %).

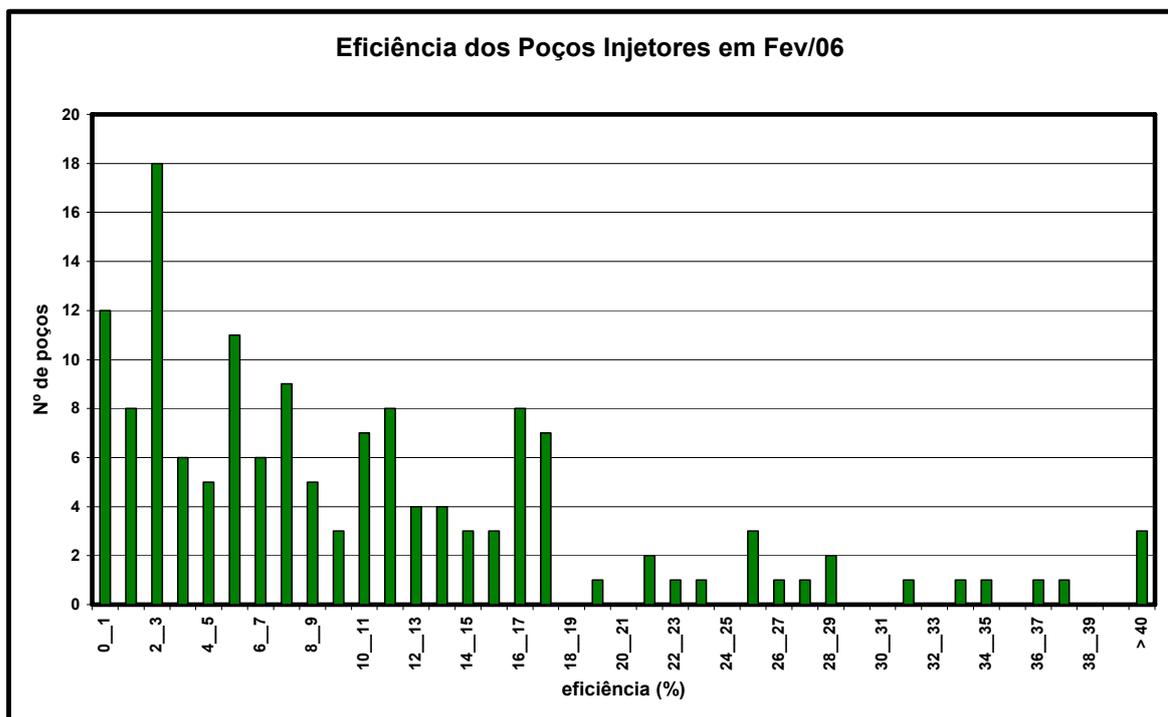


Figura 5.4. Histograma de eficiência de injeção em fev/2006

O gráfico de frequência acumulada de eficiência de injeção está mostrado na figura 5.5.

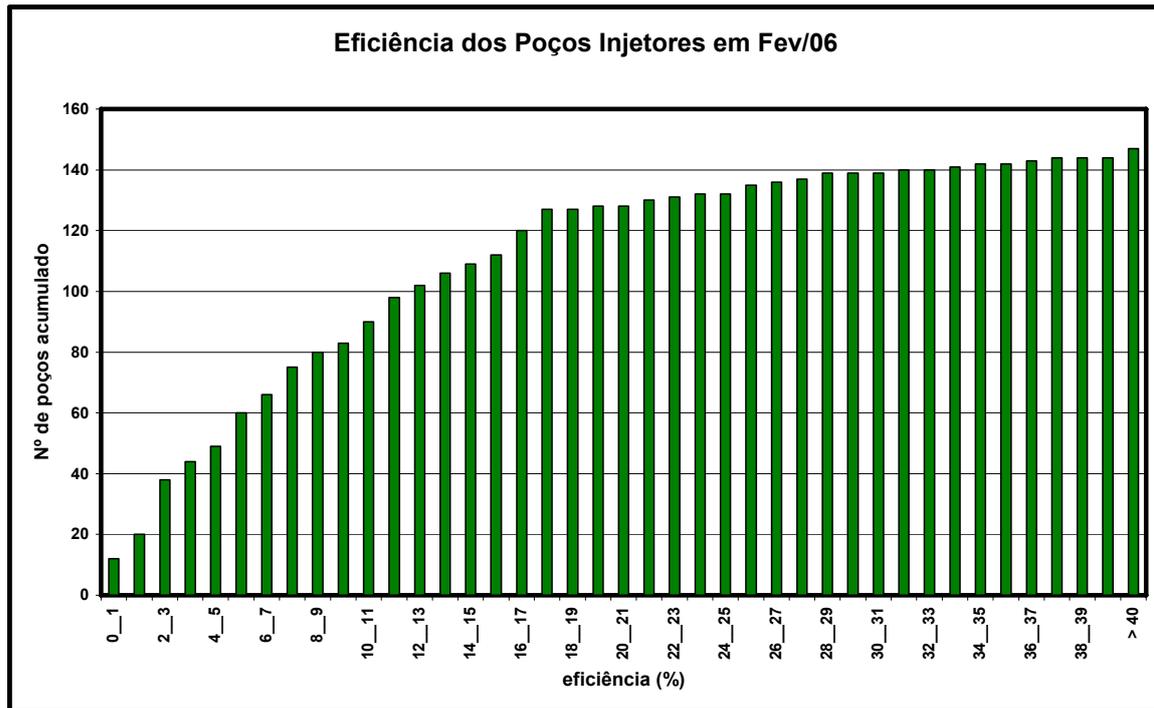


Figura 5.5. Gráfico de frequência acumulada de eficiência de injeção em fev/2006

## 5.2 Alternativas de extrapolação

Todas as alternativas de extrapolação consideram mar/2006 como mês inicial e dez/2030 como mês final, totalizando um período de 24 anos e 10 meses. Levando-se em conta o histórico de produção desde o seu início em jan/1986, o tempo total de simulação corresponde a 45 anos.

Em todas as hipóteses de extrapolação estudadas, foi considerado que os poços produtores devem produzir todo o potencial de produção, com pressão de fluxo de fundo igual a  $2 \times 10^5$  N/m<sup>2</sup>. Considerou-se também que a RAO de abandono dos poços é 65,7 (BSW = 98,5 %). Em relação aos poços injetores, considerou-se um limite superior de  $200 \times 10^5$  N/m<sup>2</sup> para a pressão de fluxo de fundo. Os poços devem injetar a cota estabelecida, desde que a pressão não ultrapasse este limite. Uma vez alcançado o limite de pressão, a vazão de injeção passa a ser controlada pela pressão.

Neste trabalho, foi analisado um total de 29 alternativas de extrapolação, sendo:

- 1 alternativa básica;
- 16 alternativas pertencentes a uma primeira fase da análise de otimização;
- mais 12 alternativas pertencentes à segunda fase da análise de otimização.

Na alternativa básica, a vazão de todos os poços injetores permanece a mesma do último mês do histórico, desde que atenda ao limite máximo de pressão de  $200 \times 10^5 \text{ N/m}^2$ .

Nas 16 alternativas analisadas durante a primeira fase de otimização, realizou-se uma análise de sensibilidade das equações 2.28 e 2.29 referentes ao fator  $w_i$ , e foram otimizadas as cotas de injeção somente no primeiro mês das extrapolações, mantendo-se essas cotas constantes até o final de 2030. Neste relatório, os 16 casos estão identificados como: *otim\_1*, *otim\_2*, *otim\_3*, ..., até *otim\_16*.

Na segunda fase da análise de otimização, foram consideradas mais seis alternativas para cada um dos casos *otim\_1* e *otim\_16*. Nessas alternativas, foi aplicada a técnica de otimização das cotas de injeção nas datas referentes ao mês de março dos anos de 2006, 2007, 2008, 2010, 2015, 2020 e 2025. Os casos trabalhados na segunda fase estão identificados neste relatório da seguinte forma:

- *otim\_1\_mar/2006* (este caso coincide com o caso *otim\_1*), *otim\_1\_mar/2007*, *otim\_1\_mar/2008*, *otim\_1\_mar/2010*, *otim\_1\_mar/2015*, *otim\_1\_mar/2020* e *otim\_1\_mar/2025*;
- *otim\_16\_mar/2006* (este caso coincide com o caso *otim\_16*), *otim\_16\_mar/2007*, *otim\_16\_mar/2008*, *otim\_16\_mar/2010*, *otim\_16\_mar/2015*, *otim\_16\_mar/2020* e *otim\_16\_mar/2025*.

Nesta segunda fase, as mudanças das cotas de injeção aconteceram de maneira cumulativa, ou seja, a alternativa *otim\_1\_mar/2015*, por exemplo, apresentou otimização de cotas no mês de março dos anos de 2006, 2007, 2008, 2010 e 2015.

### **5.3 Extrapolação básica**

Como mencionado no item anterior, é premissa da alternativa básica de extrapolação que a vazão de todos os poços injetores permaneça igual à de fev/2006, desde que obedeça ao limite de pressão de  $200 \times 10^5 \text{ N/m}^2$ .

A figura 5.6 mostra as curvas de produção de óleo e de água e de injeção de água relativas ao histórico e à extrapolação básica do modelo. Observa-se um aumento significativo da produção de óleo e de água no início da extrapolação, explicado pelo

aumento da injeção de água em jan/2006 e pela mudança da pressão de fundo de alguns poços produtores, que passaram a produzir todo o seu potencial.

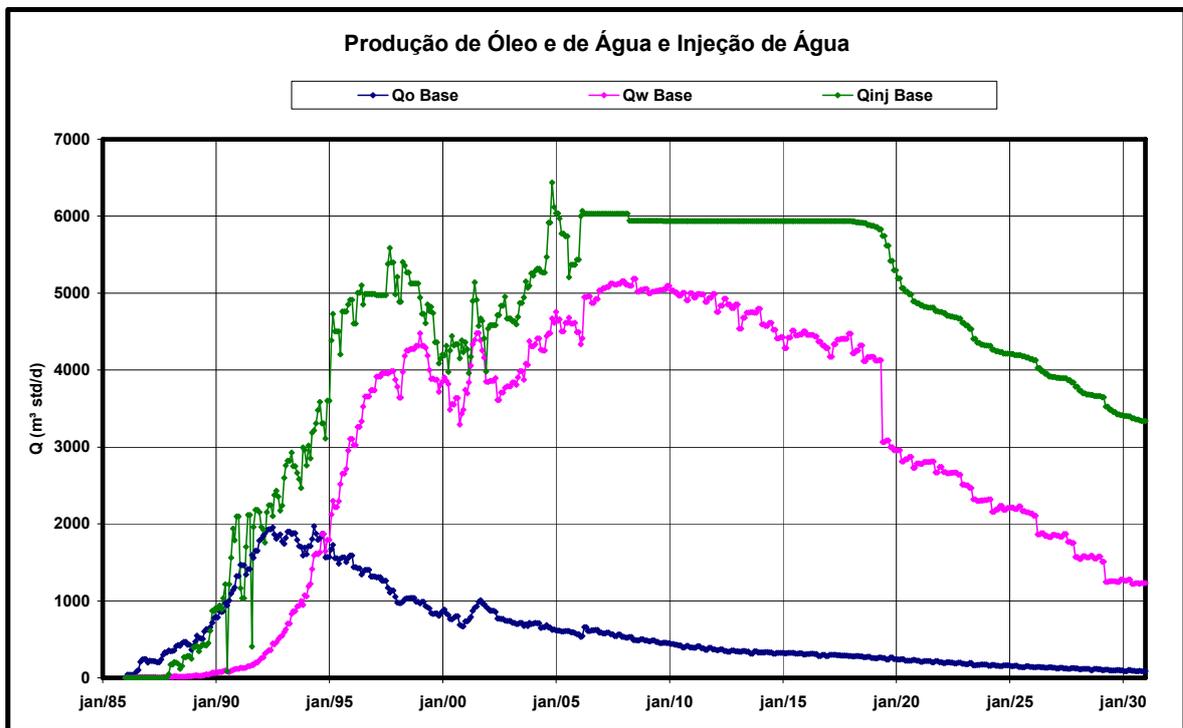


Figura 5.6. Vazões de produção e de injeção referentes ao histórico e à extrapolação básica

Observa-se que, no decorrer do tempo, a produção total de líquidos vai caindo à proporção que poços produtores vão sendo fechados devido à condição de RAO limite. Como consequência, a vazão de injeção também vai reduzindo, pela condição de limite de pressão.

Ao final do ano de 2030, o reservatório encontra-se produzindo  $88,2 \text{ m}^3 \text{ std/d}$  de óleo com RAO igual a 13,9 (BSW = 93,3 %). A produção acumulada de óleo é  $9,844 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ , correspondendo a um fator de recuperação de 25,64 %. A injeção acumulada é de  $70,981 \times 10^6 \text{ m}^3$ , equivalente a 120 % do volume poroso.

As figuras 5.7, 5.8 e 5.9 mostram uma representação da saturação de óleo ( $S_o$ ) no modelo de linhas de fluxo em três momentos da simulação: início de produção (set/1986), início da extrapolação (set/2006) e final da extrapolação básica (set/2030). Observa-se a mudança na configuração das linhas e a variação espacial da saturação de óleo com o tempo.

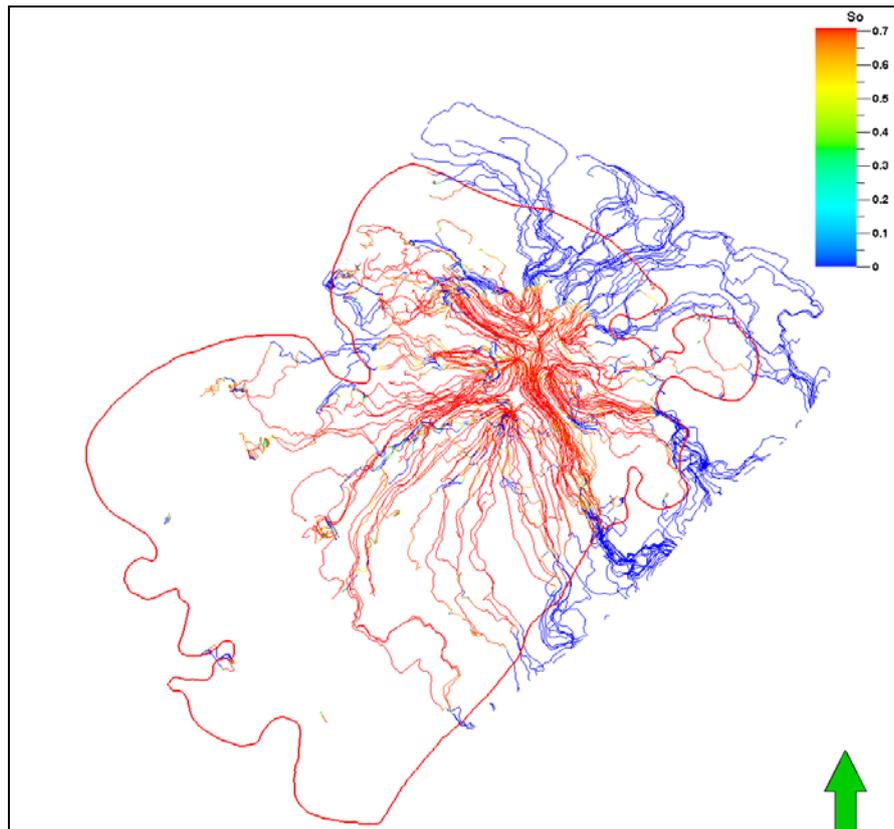


Figura 5.7. Visualização das linhas de fluxo em set/1986

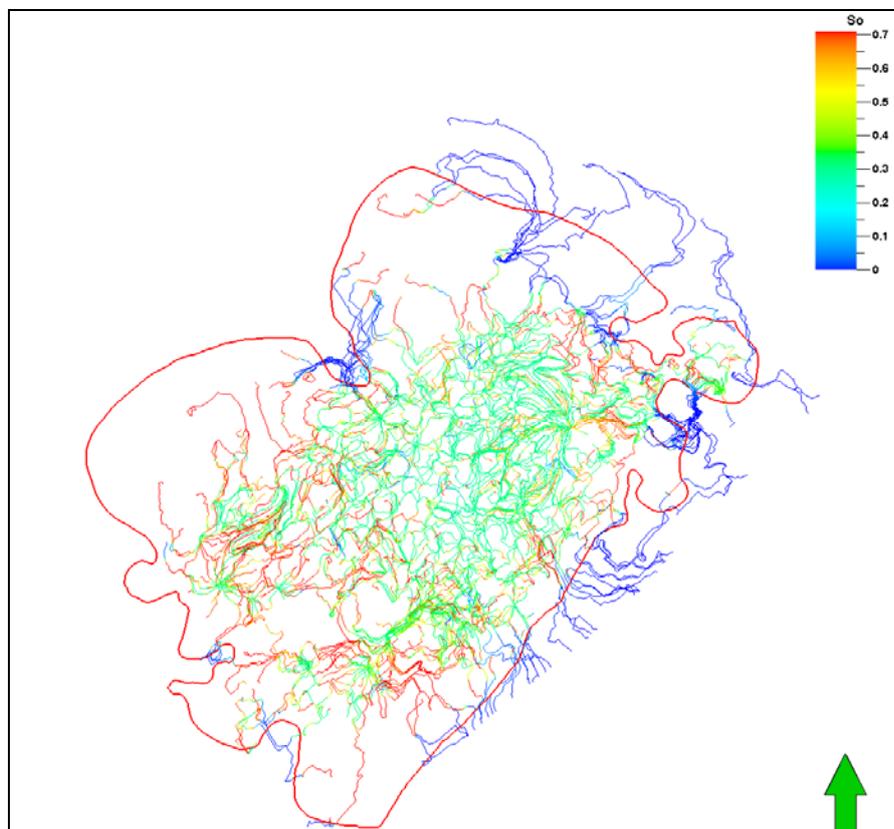


Figura 5.8. Visualização das linhas de fluxo em set/2006

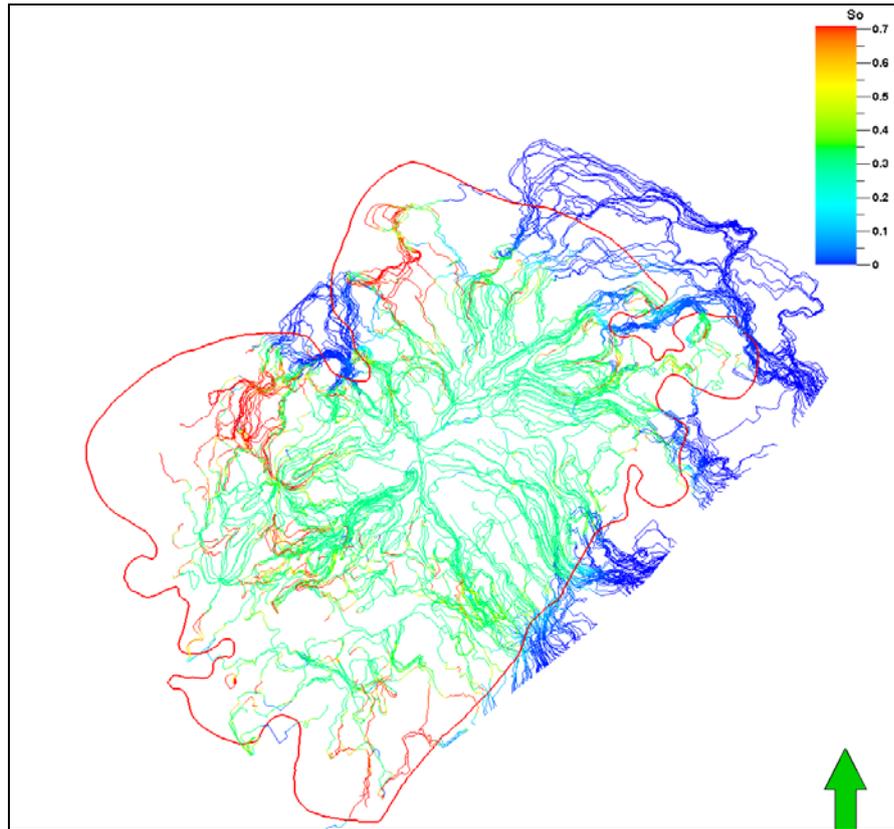


Figura 5.9. Visualização das linhas de fluxo em set/2030 na extrapolação básica

#### 5.4 Análise de otimização – Fase\_1

Com relação às alternativas de otimização, inicialmente foram analisados 16 casos, em que se considerou a alteração das vazões (cotas) de injeção somente no início da extrapolação. A partir de então, essas vazões permanecem constantes, até que o limite máximo de pressão seja atingido.

Esses 16 casos contemplam variações de 3 parâmetros presentes nas fórmulas matemáticas do fator  $w_i$  da metodologia de otimização vista no item 2.4 e levam em conta também uma mudança da equação original do fator  $w_i$ .

Conforme foi visto, a metodologia de otimização de Thiele e Batycky considera que as vazões otimizadas dos poços injetores são obtidas através da seguinte equação:

$$Q_{inj}^{nova} = (1 + w_i) \times Q_{inj}^{anterior} \quad (5.1)$$

onde o fator  $w_i$  é determinado usando-se o procedimento a seguir:

- para poços injetores com eficiência acima da média

$$w_i = \text{MIN}\left(w_{\max}, w_{\max} \left(\frac{e_i - \bar{e}}{e_{\max} - \bar{e}}\right)^\alpha\right) \quad (5.2)$$

- para poços injetores com eficiência abaixo da média

$$w_i = \text{MAX}\left(w_{\min}, w_{\min} \left(\frac{\bar{e} - e_i}{\bar{e} - e_{\min}}\right)^\alpha\right) \quad (5.3)$$

Nos primeiros oito casos de otimização, foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros:  $e_{\max}$ ,  $w_{\max}$  (ou  $w_{\min}$ ) e o expoente  $\alpha$ , utilizando-se dois valores para cada parâmetro:

- 1)  $e_{\max}$ : 25 % e 30 %
- 2)  $w_{\max}$ : 30 % e 50 %, correspondendo a -30% e -50 % para  $w_{\min}$
- 3)  $\alpha$ : 1 e 2

Nos outros oito casos, foi adotada uma modificação nas fórmulas originais para o cálculo do fator  $w_i$ , conforme é mostrado a seguir:

- para poços injetores com eficiência acima da média

$$w_i = \text{MIN}\left(w_{\max}, \left(\frac{e_i - \bar{e}}{e_{\max} - \bar{e}}\right)^\alpha\right) \quad (5.4)$$

- para poços injetores com eficiência abaixo da média

$$w_i = \text{MAX}\left(w_{\min}, -\left(\frac{\bar{e} - e_i}{\bar{e} - e_{\min}}\right)^\alpha\right) \quad (5.5)$$

Observa-se que este procedimento modificado permite maiores variações de vazão do que no procedimento original. Os limites  $w_{\max}$  e  $w_{\min}$  continuam sendo obedecidos e passam a limitar os valores de  $w_i$  já em parte do trecho em que a eficiência de injeção é superior ao valor de  $e_{\min}$  e inferior ao valor de  $e_{\max}$ .

Considerando que algumas hipóteses de otimização eram penalizadas porque, no início da extrapolação, o somatório das cotas dos poços injetores apresentava um valor bem

inferior ao de outras hipóteses, adotou-se o procedimento, para todos os casos de otimização, de multiplicar a cota otimizada dos poços injetores por um determinado fator, de maneira que a soma de todas as cotas otimizadas das diversas alternativas fosse igual à vazão total de injeção no mês anterior ao da otimização. Na fase\_1 da análise, todas as 16 alternativas apresentam otimização somente em mar/2006.

Outro ponto considerado em todas as alternativas de otimização é que, para dar um aspecto mais prático e também visando facilitar a alimentação das vazões otimizadas no simulador, as cotas de injeção foram arredondadas para os valores 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25, 30, etc..., até o limite máximo de 200 m<sup>3</sup>/d.

A tabela 5.2 mostra as condições dos 16 casos de otimização considerados na fase\_1.

Tabela 5.2. 16 casos de otimização da fase\_1

CASO DE OTIMIZAÇÃO	fórmula de $w_i$		efic max		$w_{max}$		alfa ( $\alpha$ )	
	Original	Alterada	25%	30%	30%	50%	1	2
Otim_1	X			X	X			X
Otim_2	X			X	X		X	
Otim_3	X			X		X		X
Otim_4	X			X		X	X	
Otim_5	X		X		X			X
Otim_6	X		X		X		X	
Otim_7	X		X			X		X
Otim_8	X		X			X	X	
Otim_9		X		X	X			X
Otim_10		X		X	X		X	
Otim_11		X		X		X		X
Otim_12		X		X		X	X	
Otim_13		X	X		X			X
Otim_14		X	X		X		X	
Otim_15		X	X			X		X
Otim_16		X	X			X	X	

O parâmetro eficiência mínima foi considerado igual a 1 % em todas as alternativas de otimização analisadas.

As figuras 5.10 e 5.11 mostram as curvas de vazão e de produção acumulada de óleo referentes aos 16 casos de otimização e à extrapolação básica até o final de 2030.

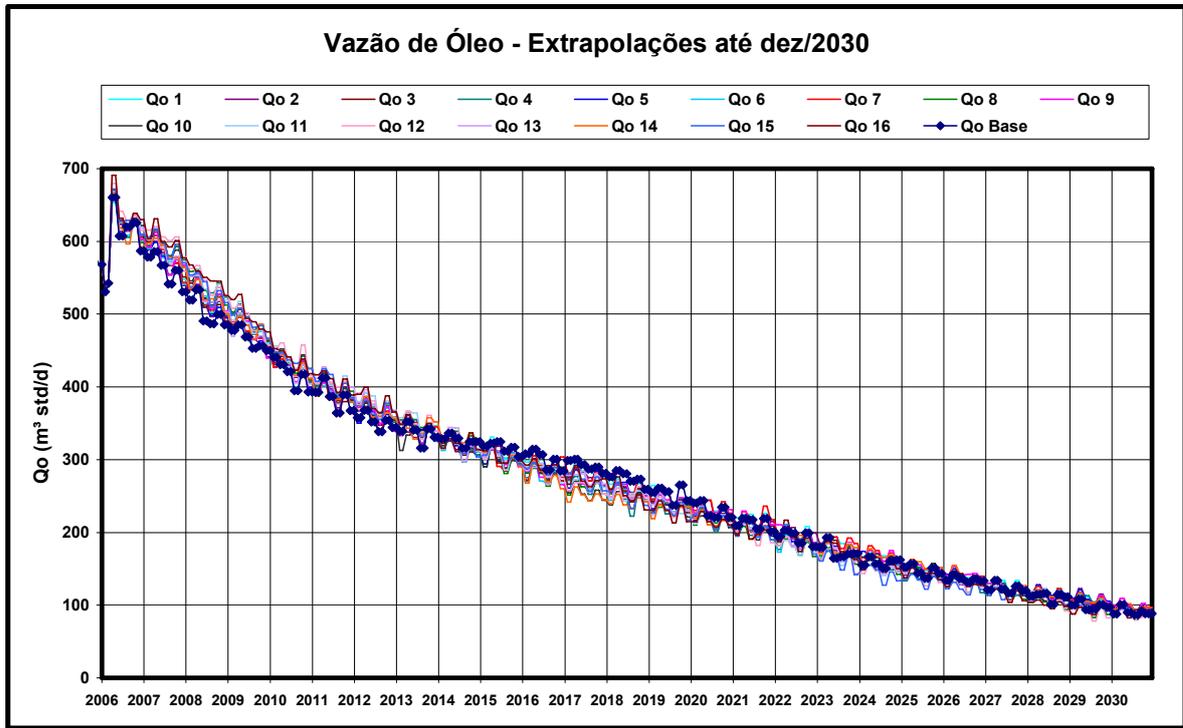


Figura 5.10. Vazão de óleo das extrapolações da fase\_1 até 2030

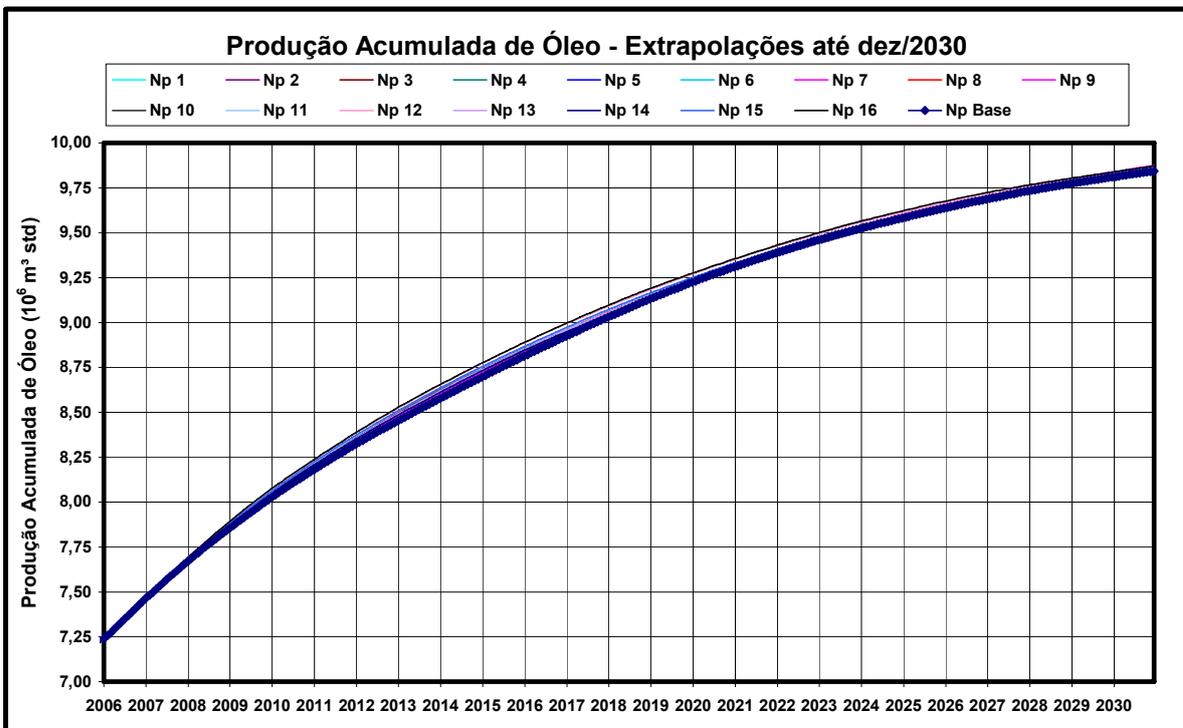


Figura 5.11. Produção acumulada de óleo das extrapolações da fase\_1 até 2030

As figuras 5.12 e 5.13 mostram as curvas de vazão de injeção e de injeção acumulada de água referentes aos 16 casos de otimização e à extrapolação básica até o final de 2030.

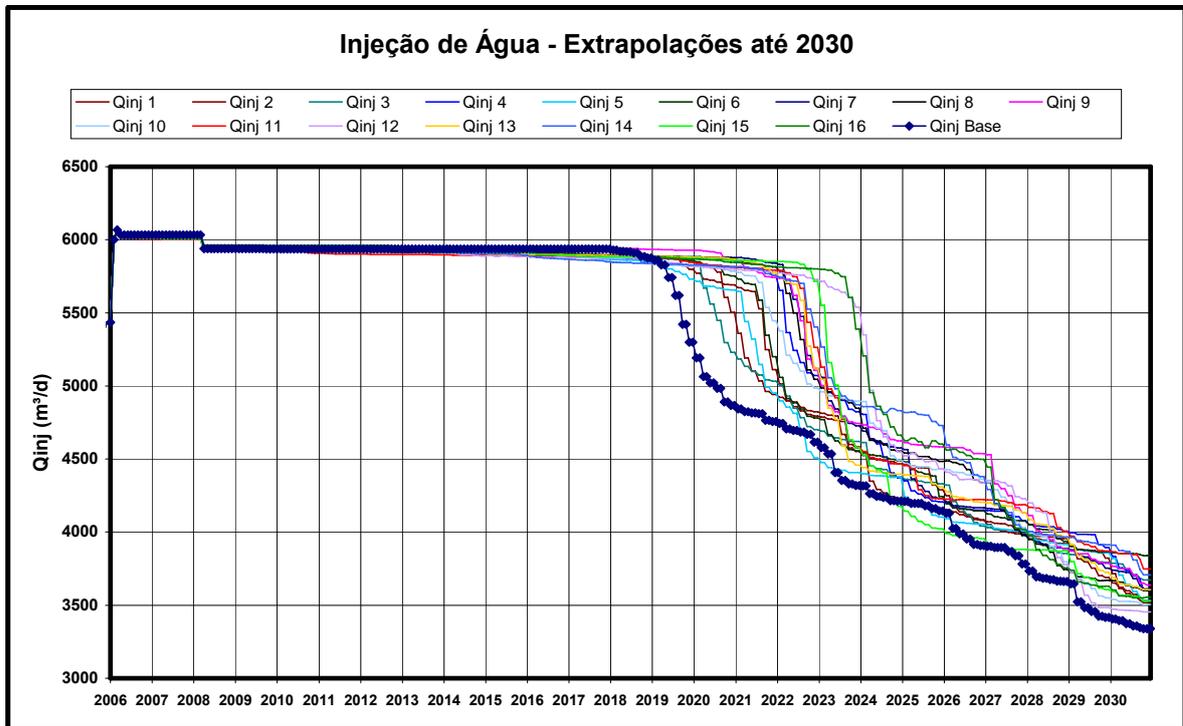


Figura 5.12. Injeção de água das extrapolações da fase\_1 até 2030

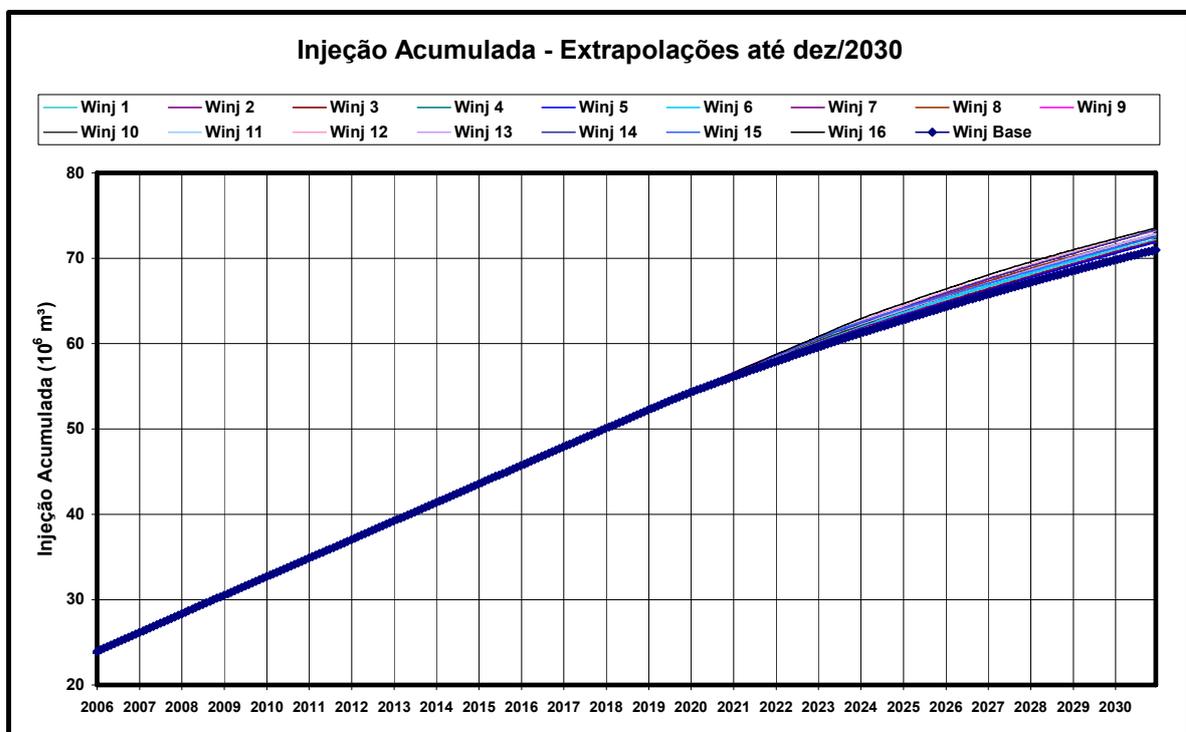


Figura 5.13. Injeção acumulada de água das extrapolações da fase\_1 até 2030

Focando a análise num prazo mais curto, as figuras 5.14 e 5.15 mostram as curvas de vazão e de produção acumulada de óleo referentes ao período correspondente aos quatro primeiros anos das extrapolações (até fev/2010).

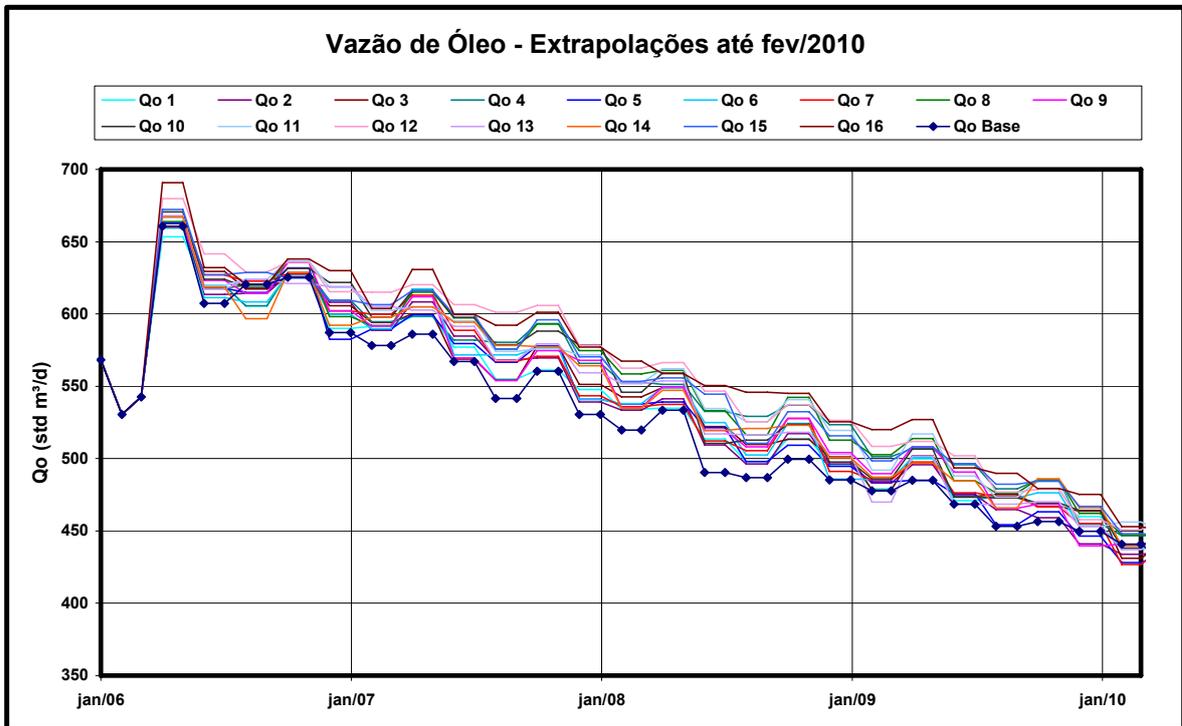


Figura 5.14. Vazão de óleo das extrapolações até fev/2010

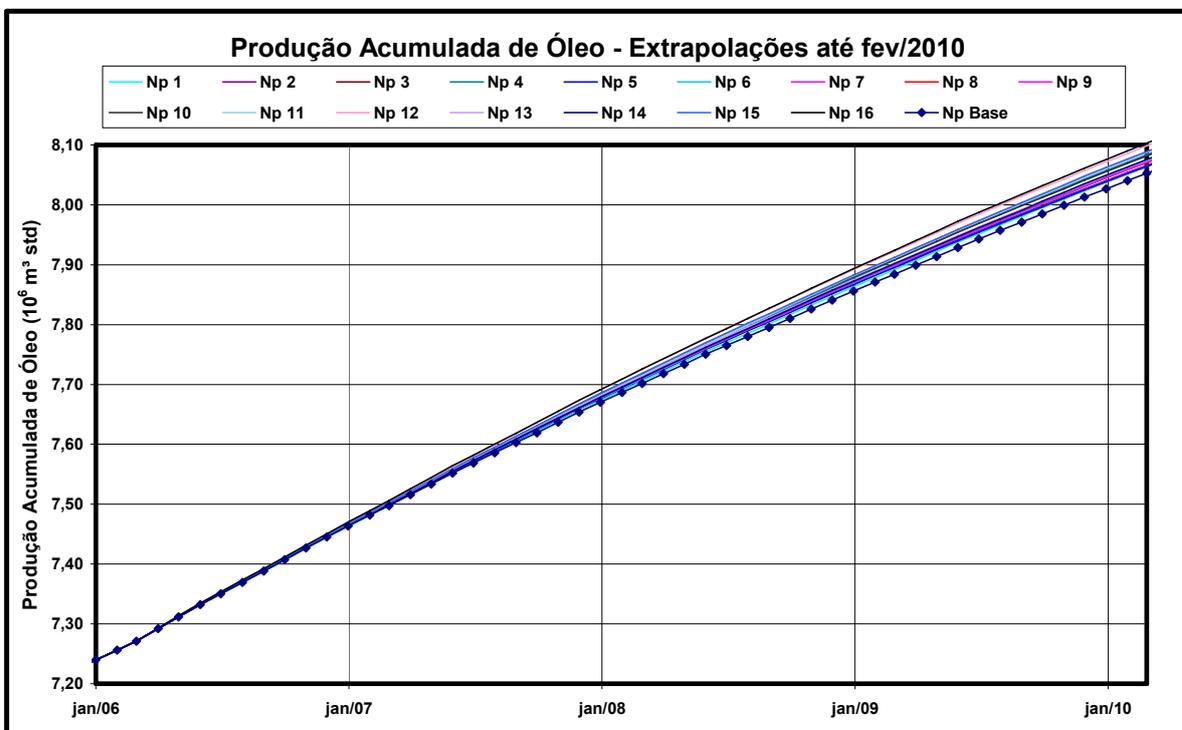


Figura 5.15. Produção acumulada de óleo das extrapolações até fev/2010

Até fev/2006, foi produzido no modelo um volume de  $7,271 \times 10^6$  m<sup>3</sup> std de óleo, o que equivale a uma fração recuperada de 18,94 %. Na análise de otimização, foram considerados os volumes de óleo a serem produzidos a partir de mar/2006. A tabela 5.3 apresenta os dados de produção acumulada até mar/2010 e até dez/2030, considerando apenas o óleo produzido na fase de extrapolação. Mostra-se também uma classificação das alternativas referente à produção acumulada nessas duas datas.

Tabela 5.3. Produções acumuladas das extrapolações

CASO	Produção Acumulada (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> std/d)			
	até mar/2010		até dez/2030	
	Np	classificação	Np	classificação
Ext_Base	0,781	17°	2,573	9°
Otim_1	0,793	16°	2,593	3°
Otim_2	0,795	14°	2,564	15°
Otim_3	0,799	13°	2,577	7°
Otim_4	0,812	6°	2,563	16°
Otim_5	0,793	15°	2,573	8°
Otim_6	0,800	11°	2,568	12°
Otim_7	0,800	12°	2,603	1°
Otim_8	0,817	4°	2,568	13°
Otim_9	0,803	10°	2,588	5°
Otim_10	0,810	7°	2,555	17°
Otim_11	0,816	5°	2,578	6°
Otim_12	0,827	2°	2,588	4°
Otim_13	0,803	9°	2,569	10°
Otim_14	0,804	8°	2,569	11°
Otim_15	0,818	3°	2,565	14°
Otim_16	0,832	1°	2,599	2°

Objetivando valorizar um aspecto relevante da prática da indústria do petróleo, também foi considerada neste trabalho a questão da antecipação de produção. Para isto, escolheu-se a taxa de atratividade de 10 % ao ano, bastante utilizada na análise de investimentos de produção.

Na Matemática Financeira, a equação 5.6 é usada para calcular o valor atualizado de um certo montante para a data inicial de um fluxo de caixa.

$$P = \frac{S}{(1+i)^n} \quad (5.6)$$

onde:

P – capital investido

S - montante

i – taxa de atratividade

n – índice de tempo

Esta equação pode ser adaptada para volumes produzidos. Dessa forma, foram atualizados os volumes produzidos de óleo para a data de referência de mar/2006 a 10 % ao ano, obtendo-se um valor atualizado da produção acumulada para cada alternativa de extrapolação. Estes valores são mostrados na tabela 5.4, que apresenta também a classificação das diversas extrapolações com base na produção acumulada atualizada.

Tabela 5.4. Produções acumuladas atualizadas das extrapolações

CASO	produção acumulada atualizada a 10 % ao ano			
	até mar/2010		até dez/2030	
	Np_at	classificação	Np_at	classificação
Ext_Base	0,655	17°	1,303	17°
Otim_1	0,664	16°	1,314	11°
Otim_2	0,667	14°	1,307	16°
Otim_3	0,670	13°	1,313	13°
Otim_4	0,680	6°	1,320	6°
Otim_5	0,665	15°	1,308	15°
Otim_6	0,671	11°	1,312	14°
Otim_7	0,670	12°	1,319	8°
Otim_8	0,684	4°	1,327	5°
Otim_9	0,673	10°	1,317	9°
Otim_10	0,679	7°	1,316	10°
Otim_11	0,683	5°	1,329	3°
Otim_12	0,693	2°	1,343	2°
Otim_13	0,674	9°	1,319	7°
Otim_14	0,674	8°	1,313	12°
Otim_15	0,685	3°	1,329	4°
Otim_16	0,697	1°	1,347	1°

Observando os dados das duas tabelas anteriores, verifica-se que a melhor alternativa econômica é a otim\_16 e a que apresenta o pior resultado é a extrapolação básica.

Nesta fase\_1, realizou-se também uma análise de sensibilidade quanto à modificação da equação do fator  $w_i$  e quanto à variação dos 3 parâmetros desta equação ( $\text{efic max}$ ,  $w_{\text{max}}$  e  $\alpha$ ). Tendo por base que a metodologia de otimização de vazões de injeção considera que as alterações das vazões dos poços injetores devem ser feitas periodicamente, foram escolhidos para esta análise de sensibilidade os dados referentes ao período de curto prazo (entre mar/2006 e fev/2010). A tabela 5.5 mostra a produção acumulada, a produção acumulada atualizada para mar/2006 e a classificação das extrapolações. Observa-se que a classificação é a mesma para as duas variáveis, devido ao curto tempo considerado na análise.

Tabela 5.5. Produções acumuladas e acumuladas atualizadas das extrapolações até fev/2010

CASO	produção acumulada ( $10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ )	produção acumulada atualizada ( $10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ )	classificação
Ext_Base	0,781	0,655	17°
Otim_1	0,793	0,664	16°
Otim_2	0,795	0,667	14°
Otim_3	0,799	0,670	13°
Otim_4	0,812	0,680	6°
Otim_5	0,793	0,665	15°
Otim_6	0,800	0,671	11°
Otim_7	0,800	0,670	12°
Otim_8	0,817	0,684	4°
Otim_9	0,803	0,673	10°
Otim_10	0,810	0,679	7°
Otim_11	0,816	0,683	5°
Otim_12	0,827	0,693	2°
Otim_13	0,803	0,674	9°
Otim_14	0,804	0,674	8°
Otim_15	0,818	0,685	3°
Otim_16	0,832	0,697	1°

#### A) Análise de sensibilidade quanto à modificação da fórmula de cálculo do fator $w_i$

Nos casos otim\_1, otim\_2, otim\_3, otim\_4, otim\_5, otim\_6, otim\_7 e otim\_8 foram usadas as equações 5.2 e 5.3 na sua forma original, enquanto nos casos otim\_9, otim\_10, otim\_11, otim\_12, otim\_13, otim\_14, otim\_15 e otim\_16 usou-se a forma alterada, de acordo com as equações 5.4 e 5.5.

O resultado é mostrado na tabela 5.6.

Tabela 5.6. Análise de sensibilidade quanto à modificação da fórmula de cálculo de  $w_i$ 

do caso	para o caso	produção acumulada ( $10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ )		diferença (%)	resultado
		equação de $w_i$			
		original	alterada		
otim_1	otim_9	0,793	0,803	+1,3%	melhorou
otim_2	otim_10	0,795	0,810	+1,9%	melhorou
otim_3	otim_11	0,799	0,816	+2,1%	melhorou
otim_4	otim_12	0,812	0,827	+1,8%	melhorou
otim_5	otim_13	0,793	0,803	+1,3%	melhorou
otim_6	otim_14	0,800	0,804	+0,5%	melhorou
otim_7	otim_15	0,800	0,818	+2,3%	melhorou
otim_8	otim_16	0,817	0,832	+1,8%	melhorou

Pode-se concluir que a equação modificada promove resultados melhores.

## B) Análise de sensibilidade quanto ao parâmetro eficiência máxima de injeção

Os casos otim\_1, otim\_2, otim\_3, otim\_4, otim\_9, otim\_10, otim\_11 e otim\_12 apresentam o valor de 30 % para a eficiência máxima e os casos otim\_5, otim\_6, otim\_7, otim\_8, otim\_13, otim\_14, otim\_15 e otim\_16 apresentam o valor de 25 %.

O resultado está mostrado na tabela 5.7.

Tabela 5.7. Análise de sensibilidade quanto ao parâmetro eficiência máxima de injeção

do caso	para o caso	produção acumulada (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> std)		diferença (%)	resultado
		eficiência máxima			
		30 %	25 %		
otim_1	otim_5	0,793	0,793	0,0%	neutro
otim_2	otim_6	0,795	0,800	+0,6%	melhorou
otim_3	otim_7	0,799	0,800	+0,1%	melhorou
otim_4	otim_8	0,812	0,817	+0,6%	melhorou
otim_9	otim_13	0,803	0,803	0,0%	neutro
otim_10	otim_14	0,810	0,804	-0,7%	piorou
otim_11	otim_15	0,816	0,818	+0,2%	melhorou
otim_12	otim_16	0,827	0,832	+0,6%	melhorou

Pode-se concluir que as alternativas com valor de 25 % para eficiência máxima de injeção apresentam resultado geral um pouco melhor.

## C) Análise de sensibilidade quanto ao parâmetro $w_{max}$

Os casos otim\_1, otim\_2, otim\_5, otim\_6, otim\_9, otim\_10, otim\_13 e otim\_14 apresentam o valor de 30 % para  $w_{max}$  e os casos otim\_3, otim\_4, otim\_7, otim\_8, otim\_11, otim\_12, otim\_15 e otim\_16 apresentam o valor de 50 %.

A tabela 5.8 mostra o resultado.

Tabela 5.8. Análise de sensibilidade quanto ao parâmetro  $w_{max}$

do caso	para o caso	produção acumulada (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> std)		diferença (%)	resultado
		$w_{max}$			
		30 %	50 %		
otim_1	otim_3	0,793	0,799	+0,8%	melhorou
otim_2	otim_4	0,795	0,812	+2,1%	melhorou
otim_5	otim_7	0,793	0,800	+0,9%	melhorou
otim_6	otim_8	0,800	0,817	+2,1%	melhorou
otim_9	otim_11	0,803	0,816	+1,6%	melhorou
otim_10	otim_12	0,810	0,827	+2,1%	melhorou
otim_13	otim_15	0,803	0,818	+1,9%	melhorou
otim_14	otim_16	0,804	0,832	+3,5%	melhorou

Pode-se concluir que os resultados são melhores ao se usar  $w_{\max}$  igual a 50 %.

#### D) Análise de sensibilidade quanto ao expoente $\alpha$

Os casos otim\_1, otim\_3, otim\_5, otim\_7, otim\_9, otim\_11, otim\_13 e otim\_15 apresentam  $\alpha = 2$  e os casos otim\_2, otim\_4, otim\_6, otim\_8, otim\_10, otim\_12, otim\_14 e otim\_16 apresentam  $\alpha = 1$ .

O resultado é mostrado na tabela 5.9

Tabela 5.9. Análise de sensibilidade quanto ao expoente  $\alpha$

do caso	para o caso	produção acumulada ( $10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ )		diferença (%)	resultado
		Expoente $\alpha$			
		2	1		
otim_1	otim_2	0,793	0,795	+0,3%	melhorou
otim_3	otim_4	0,799	0,812	+1,6%	melhorou
otim_5	otim_6	0,793	0,800	+0,9%	melhorou
otim_7	otim_8	0,800	0,817	+2,1%	melhorou
otim_9	otim_10	0,803	0,810	+0,9%	melhorou
otim_11	otim_12	0,816	0,827	+1,3%	melhorou
otim_13	otim_14	0,803	0,804	+0,1%	melhorou
otim_15	otim_16	0,818	0,832	+1,7%	melhorou

Pode-se concluir que os resultados são melhores utilizando-se  $\alpha$  igual a 1.

Em resumo, a análise de sensibilidade indicou que as condições seguintes contribuem para um melhor resultado:

- equação modificada
- fator  $w_{\max} = 50 \%$
- expoente  $\alpha = 1$
- a eficiência máxima de 25 % apresentou resultado um pouco melhor.

A figura 5.16 apresenta as curvas do fator  $w_i$  em função da eficiência de injeção para os 16 casos de otimização analisados. Observa-se que as quatro condições, que promovem melhor resultado, proporcionam maiores valores absolutos do fator  $w_i$  e, conseqüentemente, maiores variações das cotas de injeção.

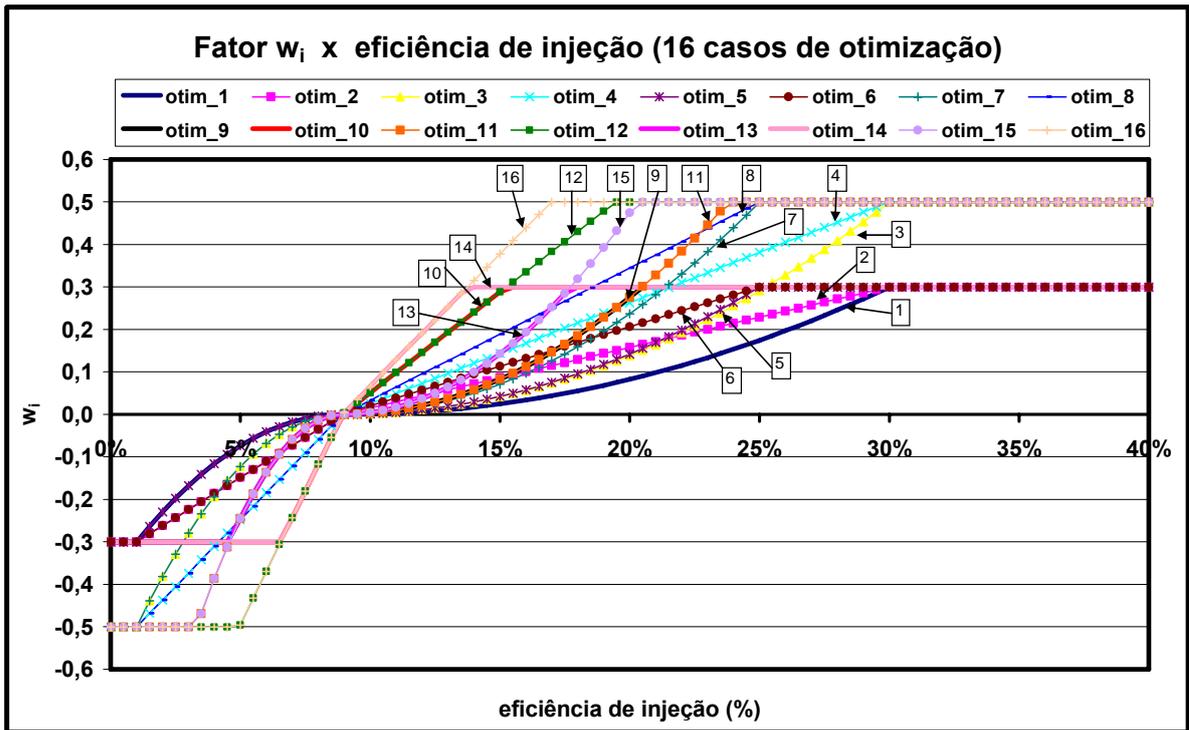


Figura 5.16. Fator  $w_i$  dos 16 casos de otimização da fase\_1

### 5.5 Análise de otimização – Fase\_2

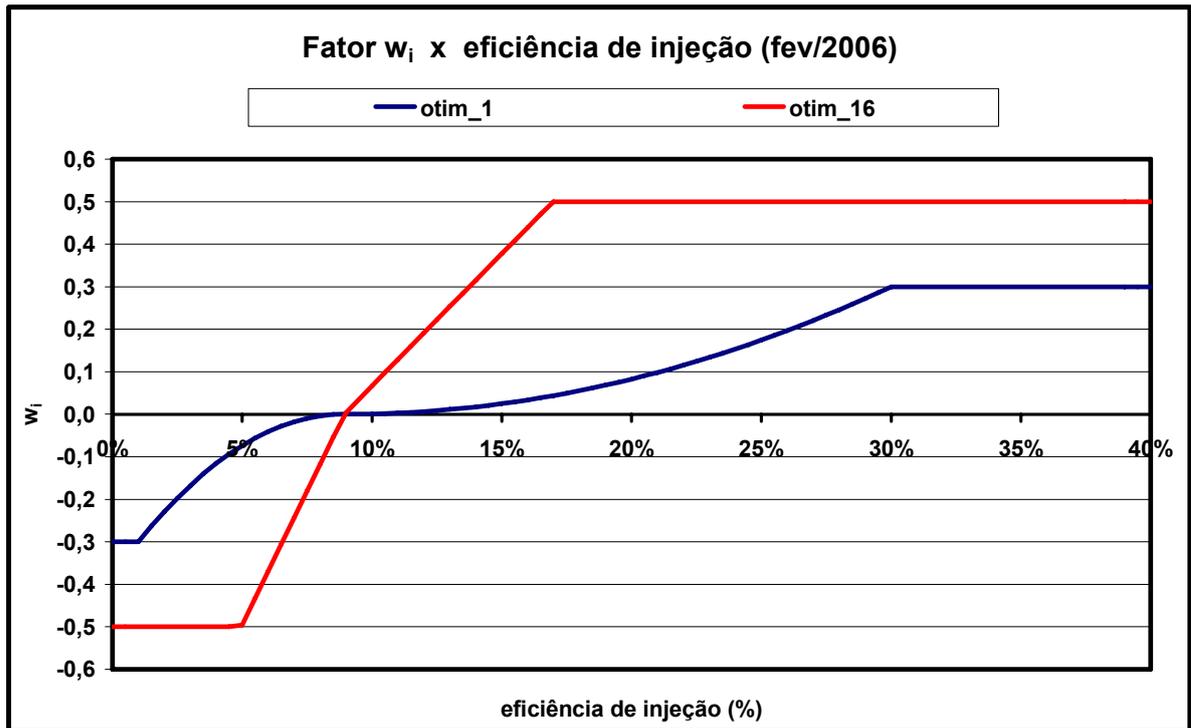
Nesta segunda fase, foi aplicada a técnica de otimização das cotas dos poços injetores ao longo do tempo. Para isso, foram selecionados os casos otim\_1 e otim\_16 entre os 16 inicialmente estudados. As razões que orientaram esta escolha foram as seguintes:

- a alternativa otim\_16 apresentou o melhor resultado considerando os quatro primeiros anos da extrapolação;
- a alternativa otim\_1 possui os quatro parâmetros diferentes da alternativa otim\_16, conforme mostra a tabela 5.10.

Tabela 5.10. Parâmetros das alternativas otim\_1 e otim\_16

CASO DE OTIMIZAÇÃO	fórmula de $w_i$		efic max		$w_{max}$		alfa ( $\alpha$ )	
	Original	Alterada	25%	30%	30%	50%	1	2
Otim_1	X			X	X			X
Otim_16		X	X			X	X	

A figura 5.17 mostra o gráfico do fator  $w_i$  em função da eficiência de injeção de poço para os casos otim\_1 e otim\_16 no mês de fev/2006. Percebe-se que o fator  $w_i$  apresenta valores absolutos significativamente maiores para o caso otim\_16.

Figura 5.17. Fator  $w_i$  dos casos otim\_1 e otim\_16 (fev/2006)

Na fase\_2, foram realizadas otimizações das cotas dos poços injetores no mês de março dos anos de 2006, 2007, 2008, 2010, 2015, 2020 e 2025. Estas otimizações são cumulativas, ou seja, a hipótese referente a mar/2008 considera uma otimização das cotas em março de 2006, de 2007 e de 2008.

### 5.5.1 Hipóteses referentes à alternativa otim\_1

As figuras 5.18 e 5.19 apresentam os gráficos de vazão de óleo e produção acumulada para as sete hipóteses de otimização concernentes à alternativa otim\_1:

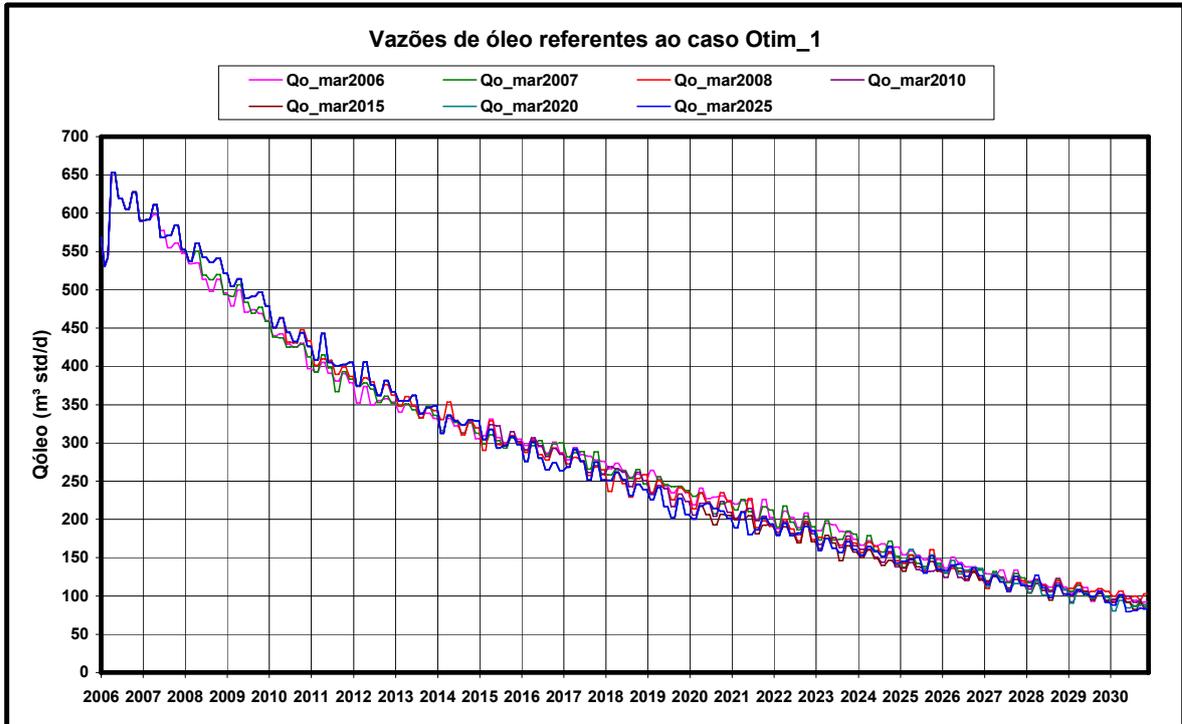


Figura 5.18. Vazão de óleo das sete hipóteses do caso otim\_1

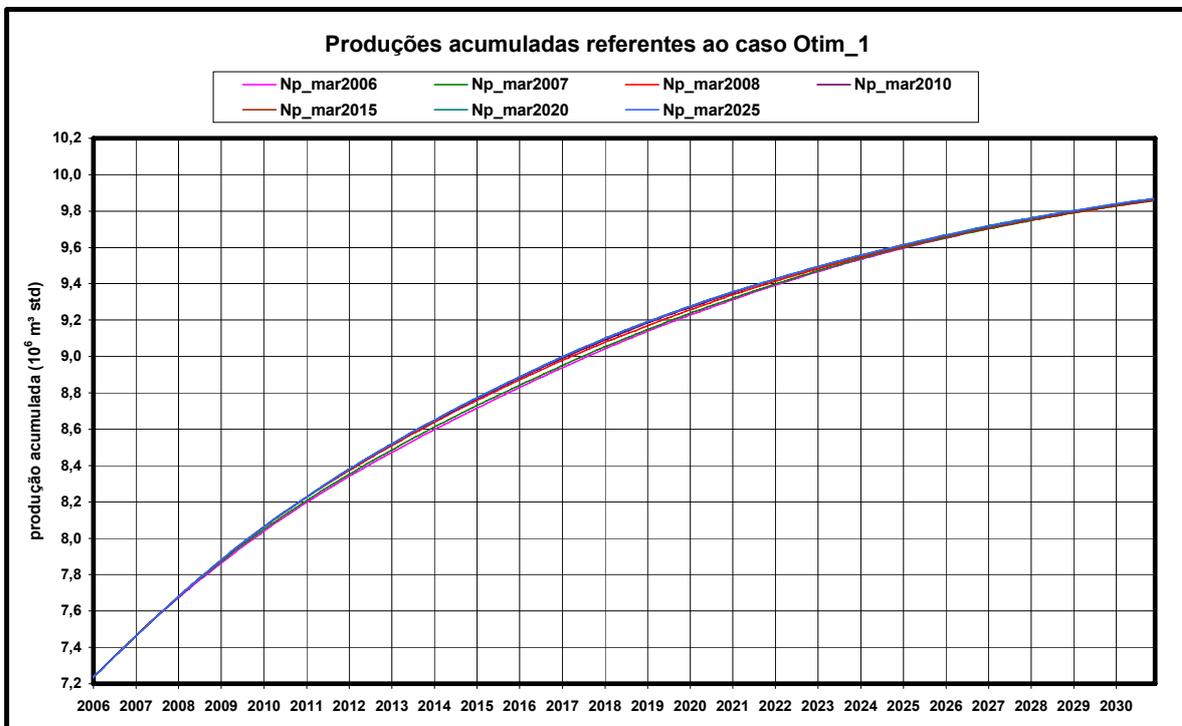


Figura 5.19. Produção acumulada de óleo das sete hipóteses do caso otim\_1

As figuras 5.20 e 5.21 mostram as curvas de vazão de injeção e de acumulada de injeção de água relativas ao caso otim\_1.

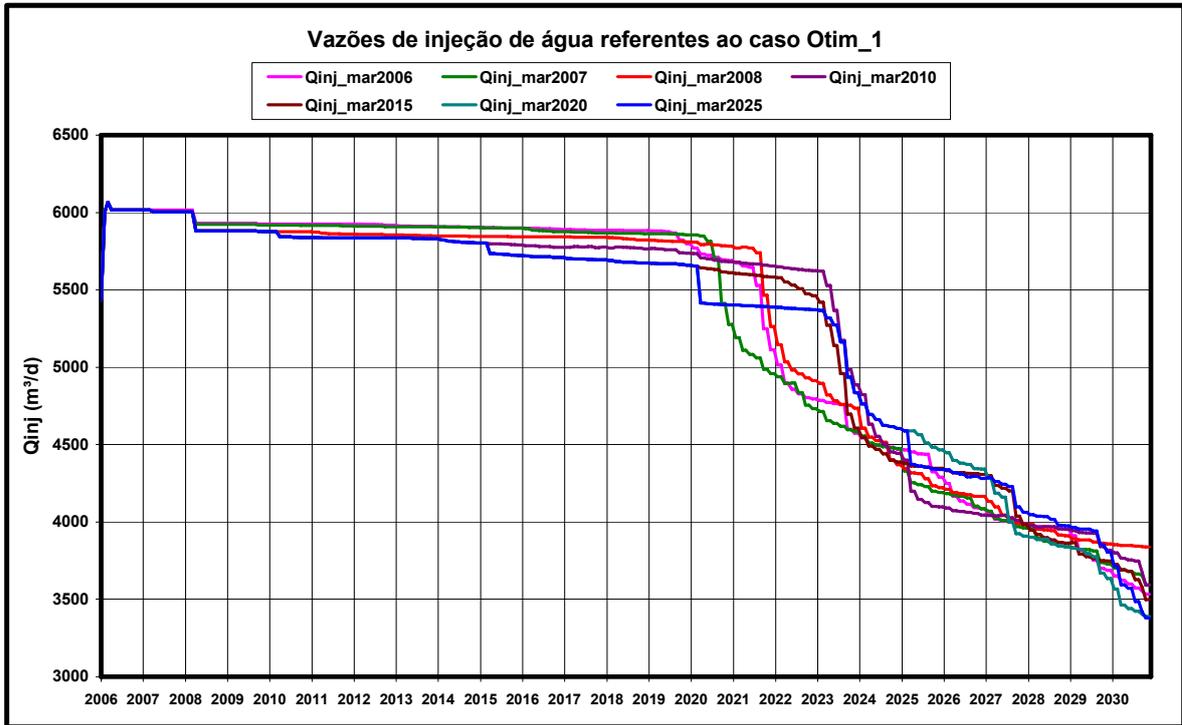


Figura 5.20. Vazão de injeção das sete hipóteses do caso otim\_1

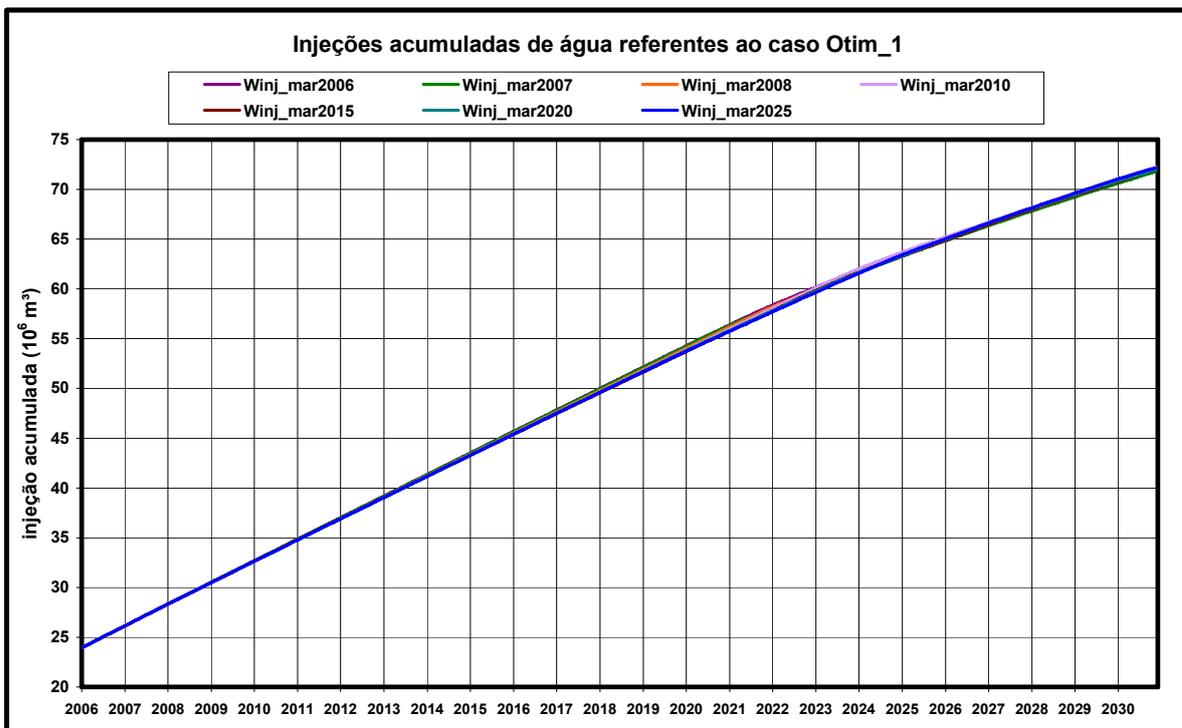


Figura 5.21. Injeção acumulada de água das sete hipóteses do caso otim\_1

A figura 5.22 mostra um gráfico com os valores da produção acumulada e da produção acumulada atualizada para mar/2006.

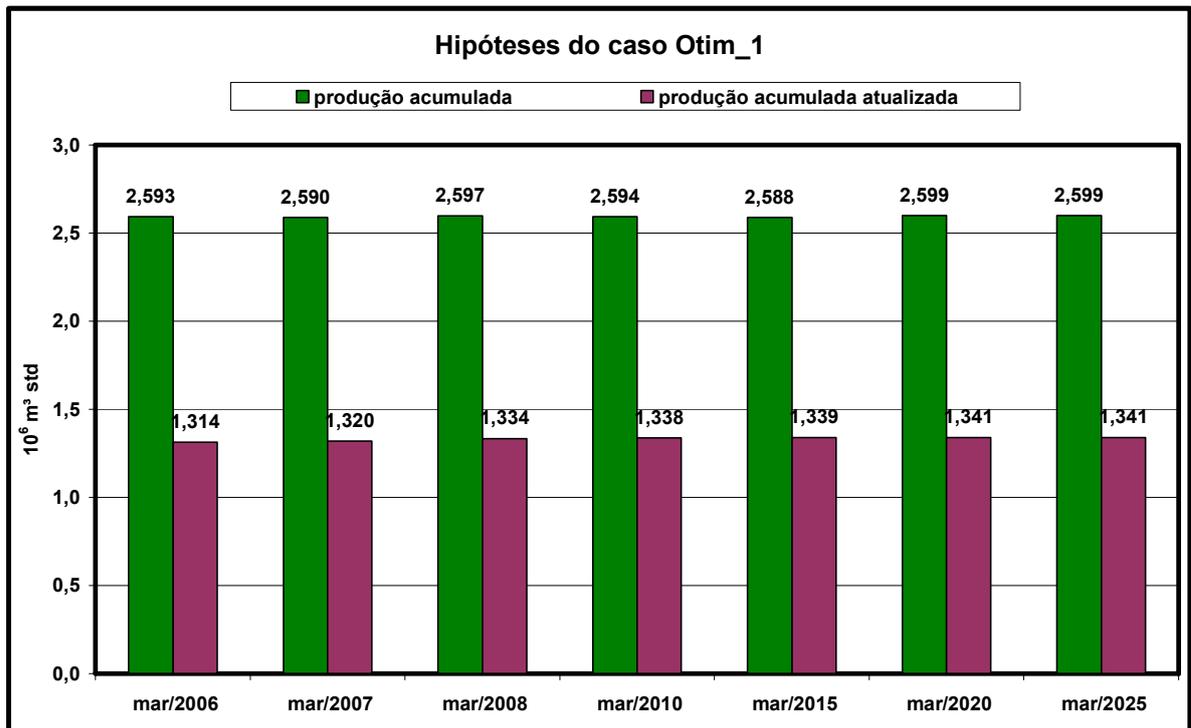


Figura 5.22. Gráfico de colunas referente às sete hipóteses do caso otim\_1

Analisando as figuras, observa-se que, no caso das hipóteses referentes à alternativa otim\_1, as otimizações ao longo do tempo não trouxeram melhoria significativa. Em termos de produção acumulada, as sete hipóteses apresentaram resultados muito semelhantes entre si: a diferença de volume entre a melhor e a pior hipótese foi de apenas  $0,011 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$  (0,4 %). Em relação à produção acumulada atualizada, a diferença foi um pouco maior (2,1 %), e as hipóteses relativas a mar/2020 e mar/2025 apresentaram melhor resultado.

### 5.5.2 Hipóteses referentes à alternativa otim\_16

As figuras 5.23 e 5.24 apresentam os gráficos de vazão de óleo e produção acumulada para as sete hipóteses de otimização concernentes à alternativa otim\_16:

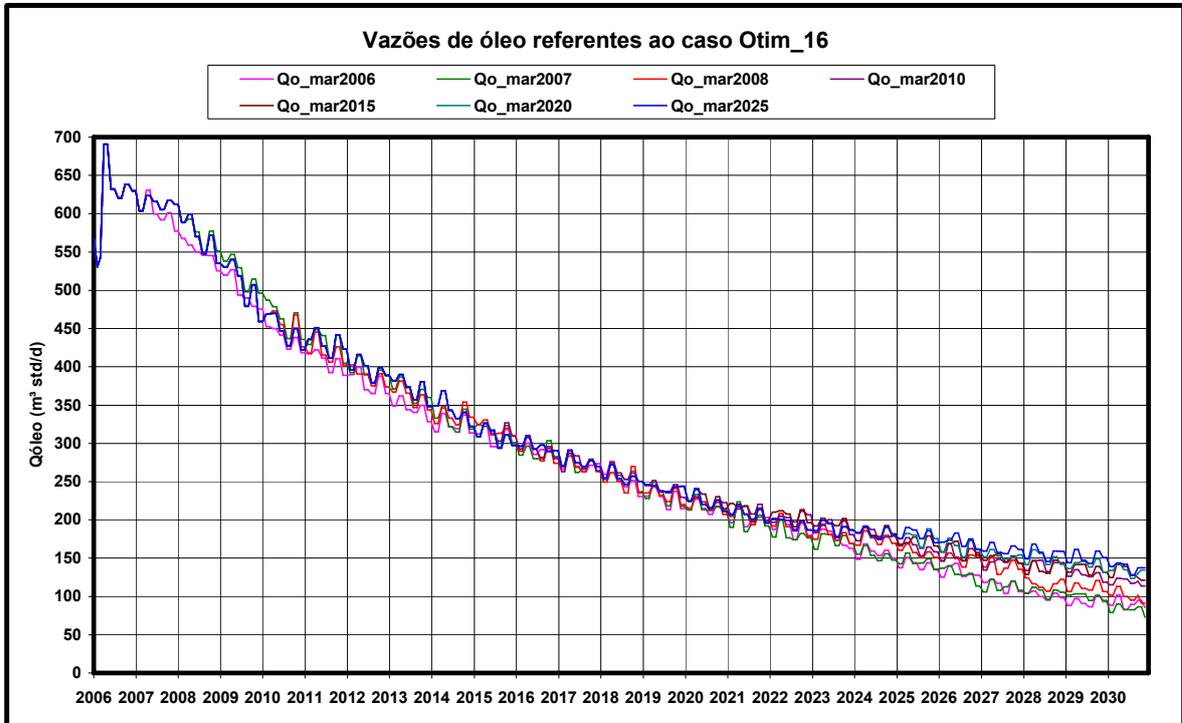


Figura 5.23. Vazão de óleo das sete hipóteses do caso otim\_16

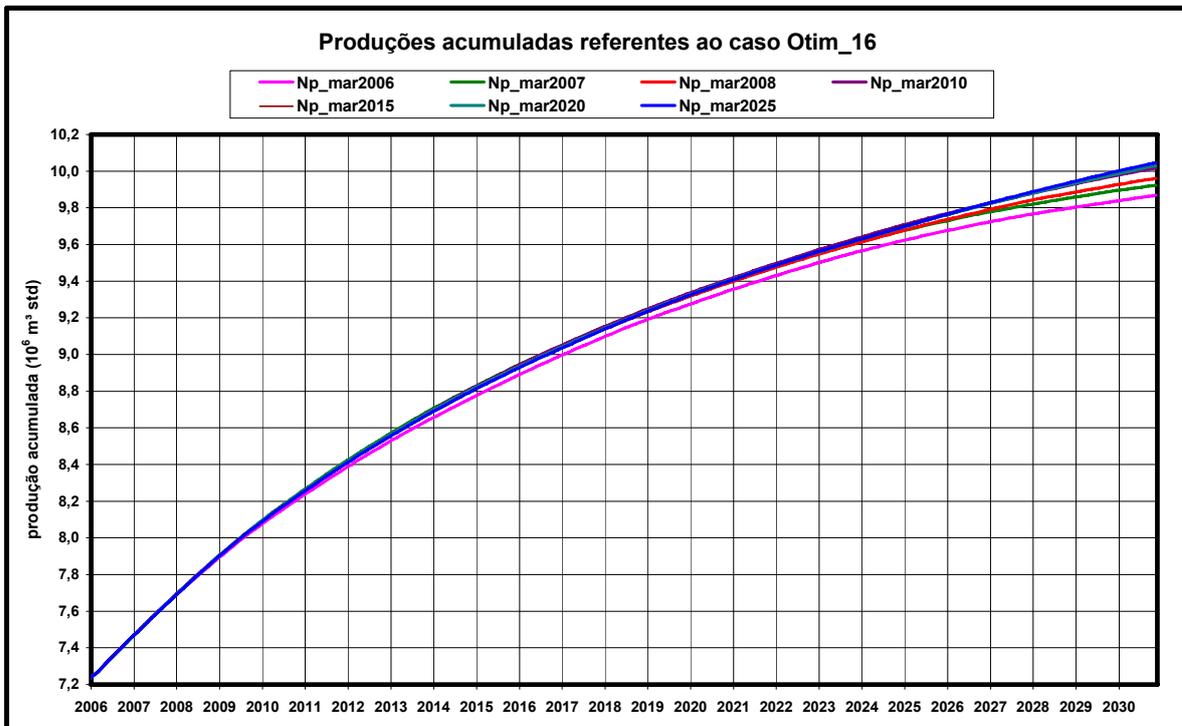


Figura 5.24. Produção acumulada de óleo das sete hipóteses do caso otim\_16

As figuras 5.25 e 5.26 mostram as curvas de vazão de injeção e de acumulada de injeção de água relativas ao caso otim\_16.

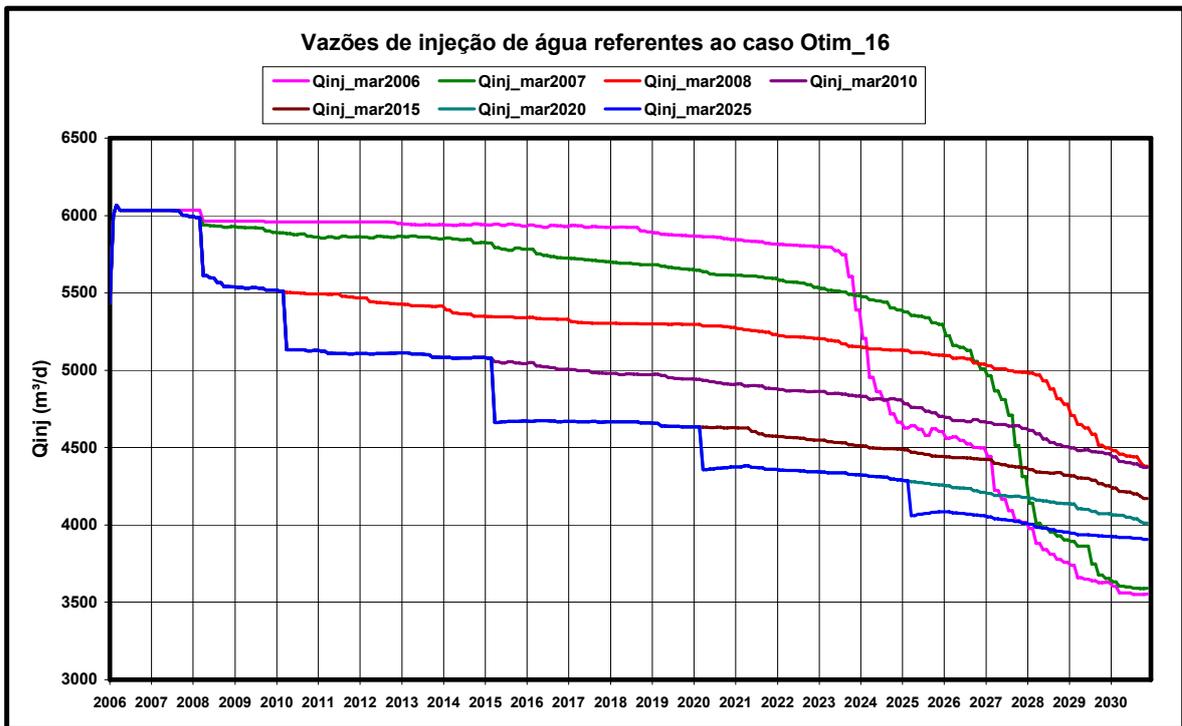


Figura 5.25. Vazão de injeção das sete hipóteses do caso otim\_16

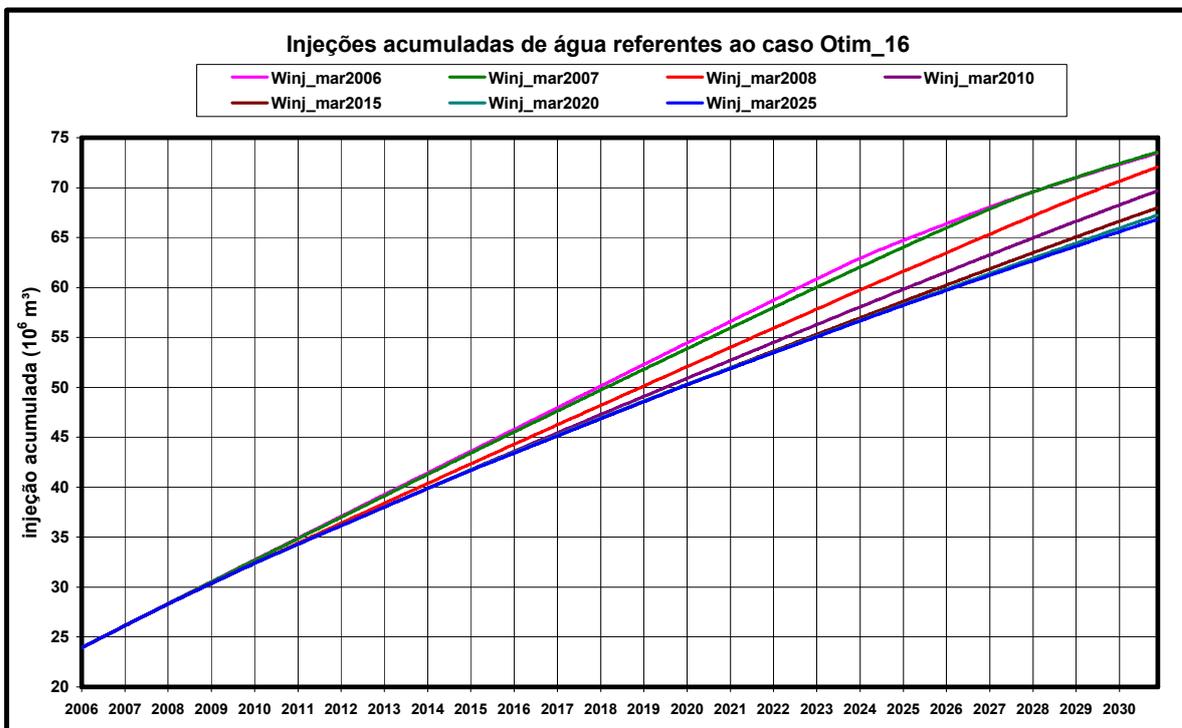


Figura 5.26. Injeção acumulada de água das sete hipóteses do caso otim\_16

Observa-se no gráfico da figura 5.25 que, nas datas de alteração de cotas, a vazão de injeção total cai significativamente. Esta queda ocorre devido à existência do limite máximo

de pressão no reservatório, que não permite o aumento das vazões de alguns poços injetores de melhor eficiência, localizados onde o reservatório está mais pressurizado. Este fato também acontece, em menor escala, nas hipóteses referentes à alternativa otim\_1, como ilustra a figura 5.20. Este fato naturalmente prejudica a produção de óleo.

A figura 5.27 mostra um gráfico com os valores da produção acumulada e da produção acumulada atualizada para mar/2006.

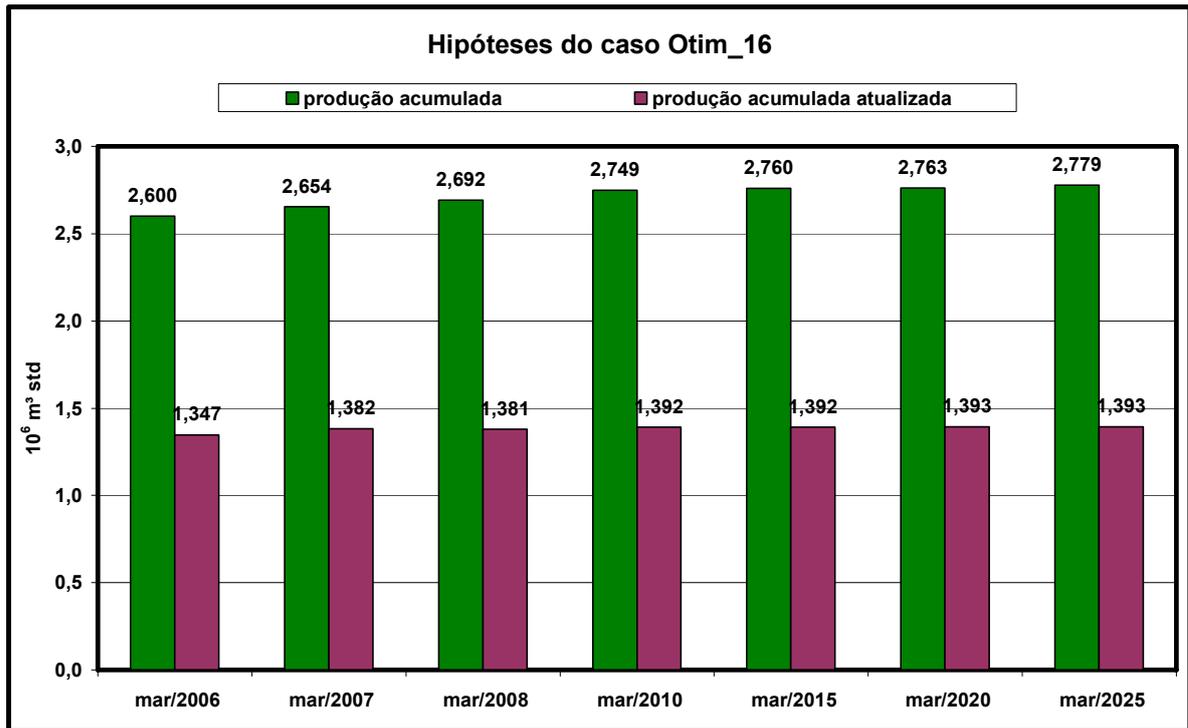


Figura 5.27. Gráfico de colunas referente às sete hipóteses do caso otim\_16

No caso das hipóteses relativas à alternativa otim\_16, verifica-se que as otimizações ao longo do tempo foram efetivas: a recuperação de óleo cresce à medida que novas otimizações de cotas vão sendo implementadas. A hipótese relativa a mar/2025 apresentou a maior produção acumulada:  $2,779 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ . Este volume é 6,9 % maior do que o produzido na hipótese relativa a mar/2006.

Em termos de produção atualizada, as hipóteses referentes a mar/2010, mar/2015, mar/2020 e mar/2025 apresentaram valores semelhantes. Este fato é coerente com as curvas de vazão de óleo mostradas na figura 5.23, que se distanciam umas das outras somente a partir do ano 2024, quando a produção já apresenta um valor atualizado pouco significativo.

## 5.6 Análise de otimização – Comparação final

Nesta etapa final da análise, foram comparadas a extrapolação básica e as alternativas *otim\_1\_mar/2025* e *otim\_16\_mar/2025*. As figuras 5.28 e 5.29 apresentam os gráficos de vazão de óleo e de injeção de água para as três hipóteses em análise:

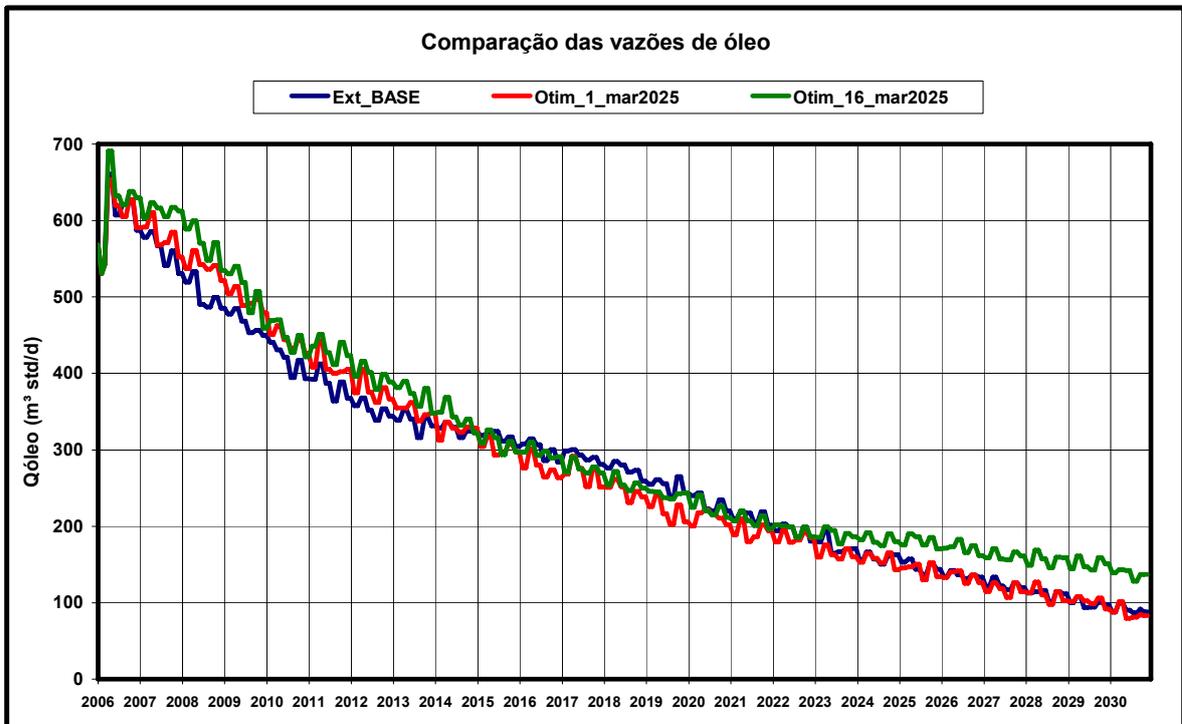


Figura 5.28. Comparação entre as vazões de óleo

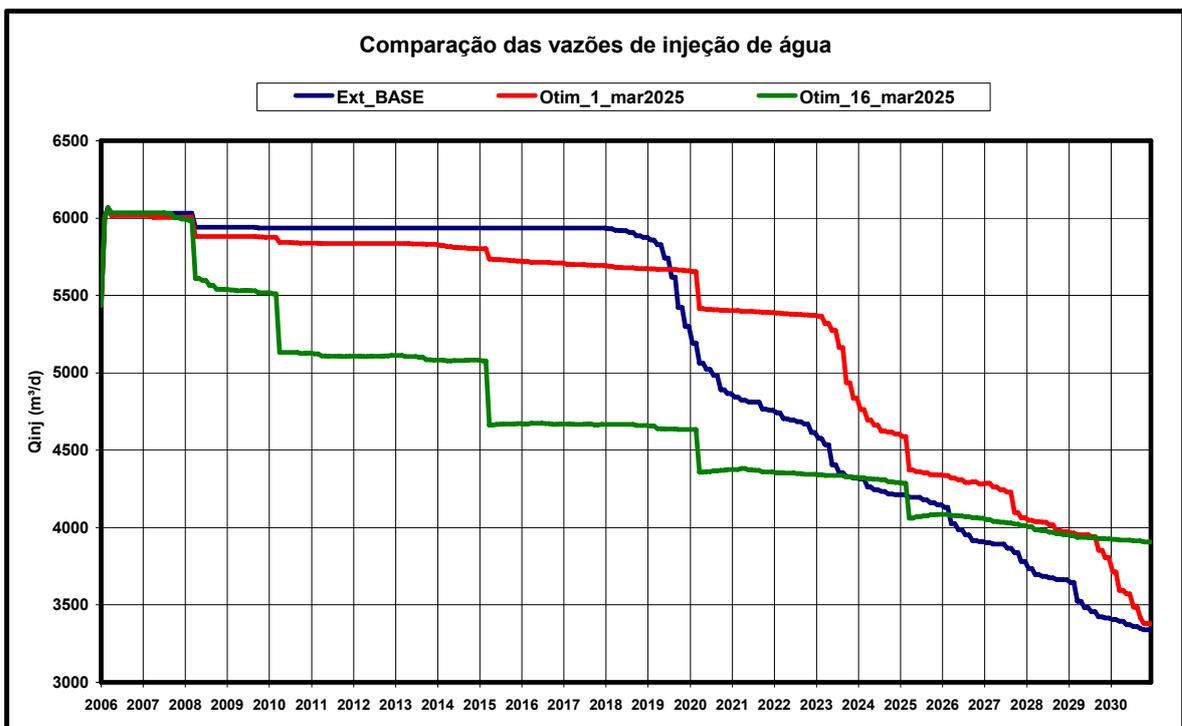


Figura 5.29. Comparação entre as vazões de injeção de água

A figura 5.30 apresenta as curvas de injeção acumulada das três hipóteses:

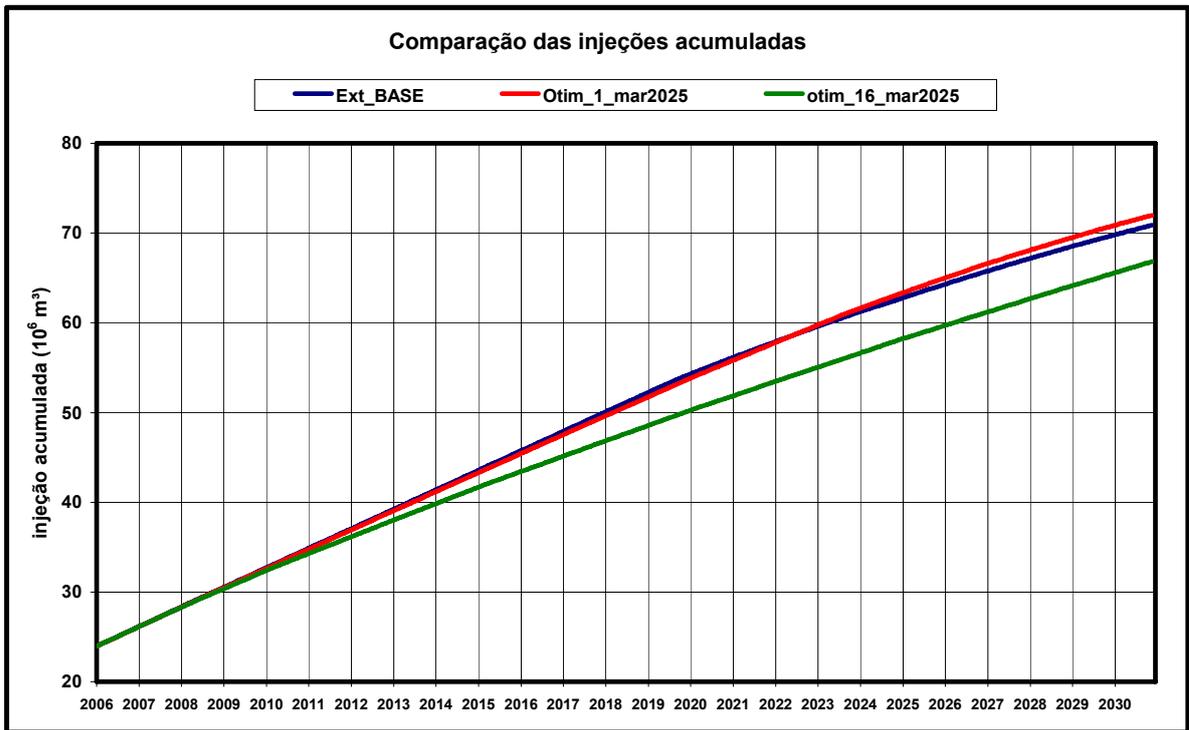


Figura 5.30. Comparação entre as injeções acumuladas

As figuras 5.31 e 5.32 apresentam os gráficos de produção acumulada e produção acumulada atualizada para mar/2006 para as três hipóteses em análise:

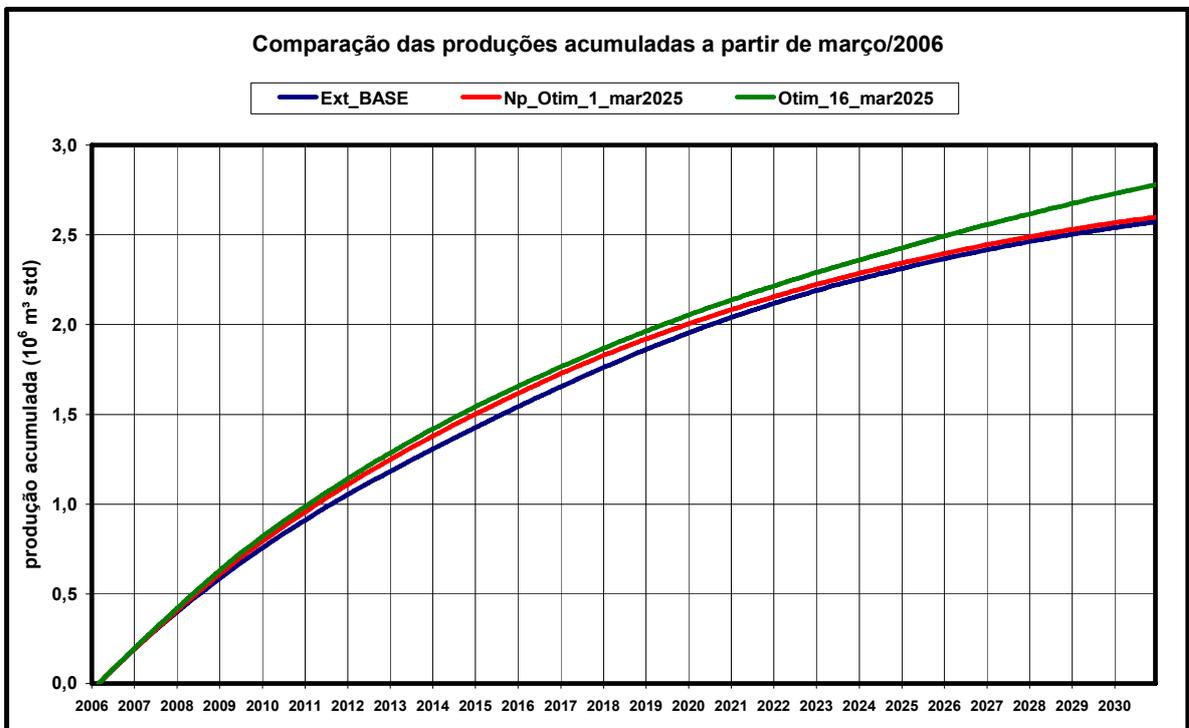


Figura 5.31. Comparação entre as produções acumuladas

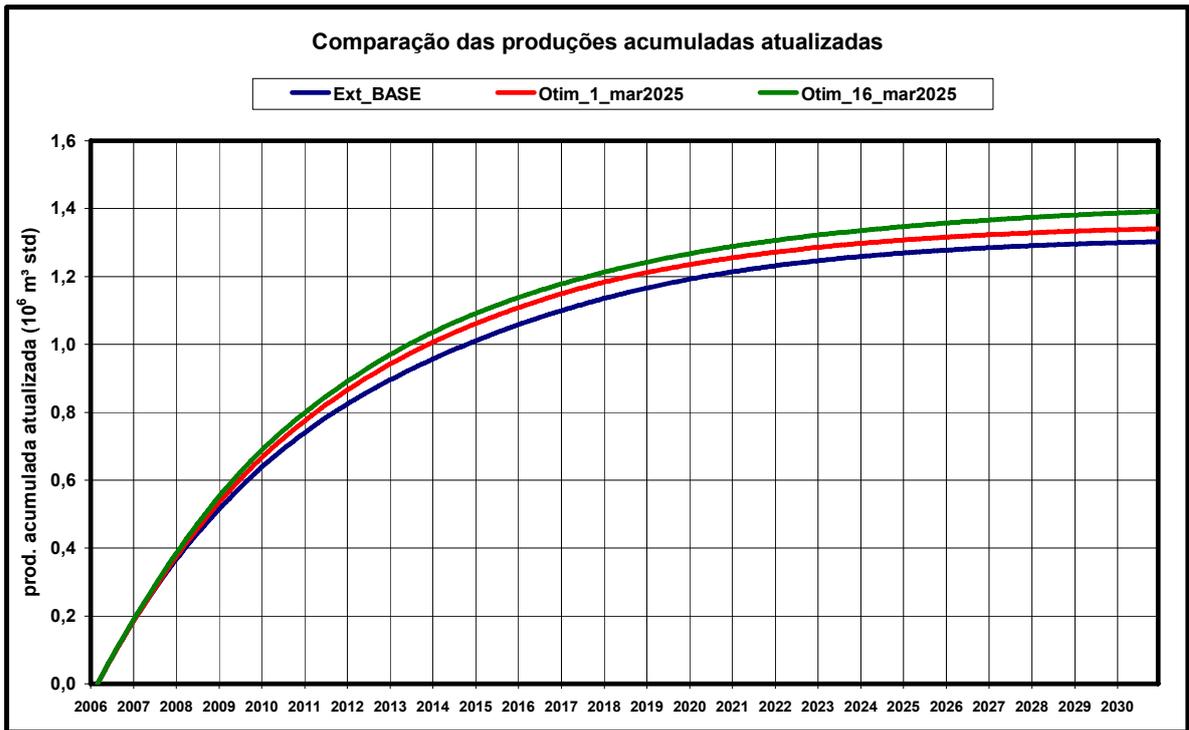


Figura 5.32. Comparação entre as produções acumuladas atualizadas

A figura 5.33 mostra um gráfico com os valores da produção acumulada e da produção acumulada atualizada para mar/2006.

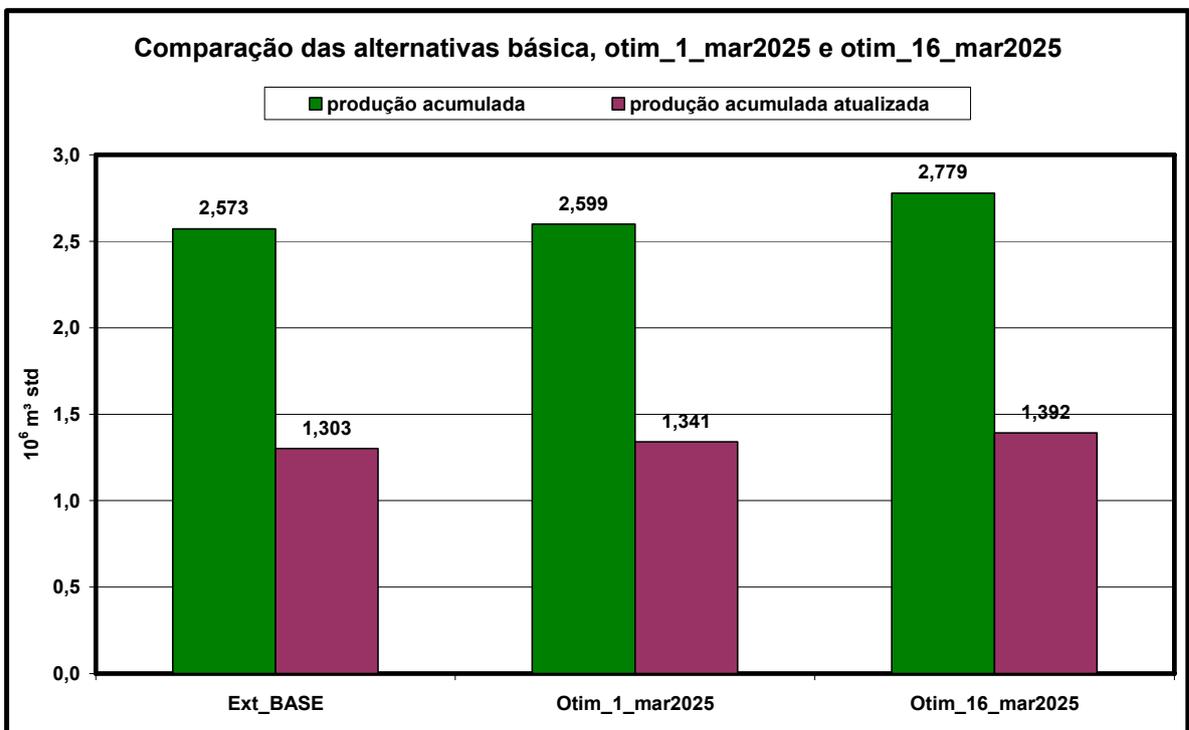


Figura 5.33. Gráfico de colunas referente às alternativas básica, otim\_1\_mar/2025 e otim\_16\_mar/2025

Observa-se que a melhor alternativa é a *otim\_16\_mar/2025* que apresentou uma produção acumulada de  $2,779 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$  e um volume produzido atualizado de  $1,392 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ . A extrapolação básica apresentou respectivamente volumes de  $2,573 \times 10^6$  e  $1,303 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ .

Portanto, pode-se concluir que a aplicação da metodologia de otimização de cotas de injeção forneceu um incremento de  $0,206 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ , o que corresponde a 8,0 % do volume produzido através da extrapolação básica. Em termos de produção acumulada atualizada, o incremento foi de  $0,089 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ , o que representa 6,8 % do volume produzido atualizado da extrapolação básica.

Considerando o período desde o início de produção do reservatório, o volume total de óleo produzido no caso básico foi  $9,844 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$  e no caso *otim\_16\_mar/2025* foi  $10,050 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ std}$ , representando respectivamente valores de recuperação de 25,64 % e 26,17 %.

É importante salientar que, levando-se em conta somente o período de extrapolação da modelagem, a alternativa *otim\_16\_mar/2025* apresentou um volume acumulado de injeção de água de  $42,639 \times 10^6 \text{ m}^3$ , o que representa 91,3 % do volume apresentado pela extrapolação básica, que foi  $46,682 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Ou seja, a alternativa *otim\_16\_mar/2025* recupera mais óleo e injeta menos água. Conseqüentemente, apresenta melhor eficiência e menor custo operacional. A tabela 5.11 mostra um quadro comparativo das eficiências médias de injeção referente às três hipóteses analisadas, confirmando a melhor eficiência da alternativa *otim\_16\_mar/2025* ao longo do tempo.

Tabela 5.11. Comparação entre as eficiências médias de injeção

mês	Ext_BASE	Otim_1_mar2025	Otim_16_mar2025
mar/2007	9,57%	9,79%	9,98%
mar/2008	8,61%	8,95%	9,83%
mar/2010	7,42%	7,66%	8,49%
mar/2015	5,37%	5,27%	6,06%
mar/2020	4,62%	3,55%	4,85%
mar/2025	3,63%	3,16%	4,09%
dez/2030	2,76%	2,66%	3,52%

Outro aspecto a ser destacado é que, como mostra a figura 5.28, a vazão de óleo da alternativa *Otim\_16\_mar/2025* ao final de 2030 é  $137,3 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ , bem superior à vazão de  $88,2 \text{ m}^3 \text{ std/d}$  apresentada na extrapolação básica.

---

*Capítulo VI*  
*Conclusões e recomendações*

---

## 6. Conclusões e recomendações

### 6.1 Conclusões

1) O uso da simulação por linhas de fluxo foi bastante eficiente na modelagem apresentada neste trabalho. São muito interessantes para o gerenciamento de reservatório as informações decorrentes da simulação, tais como os fatores de alocação e as eficiências de injeção dos poços.

2) A análise de sensibilidade levou às seguintes conclusões quanto aos parâmetros da equação do fator  $w_i$  da técnica de otimização:

- as alternativas com  $w_{\max}$  igual a 50 % mostraram resultados melhores do que com  $w_{\max}$  igual a 30 %;
- os resultados das alternativas com expoente  $\alpha$  igual a 1 foram melhores do que com  $\alpha$  igual a 2;
- as alternativas com eficiência máxima de 25 % apresentaram resultado global um pouco melhor do que as que consideravam o valor de 30 %.

3) Houve uma melhoria dos resultados nas alternativas em que se adotou a alteração da fórmula original do fator  $w_i$ . Esta mudança permite uma maior variação das cotas de injeção dos poços.

4) A aplicação da metodologia de otimização de cotas de injeção proposta por Thiele e Batycky foi efetiva no modelo de reservatório deste trabalho. Todas as 14 hipóteses que consideravam a aplicação da técnica de otimização ao longo do tempo (Fase\_2) mostraram resultados melhores do que o da alternativa básica.

5) A melhor alternativa de otimização (otim\_16\_mar/2025) apresentou as seguintes vantagens em relação à extrapolação básica:

- maior recuperação de óleo (produziu 8,0 % a mais);
- antecipação de produção (o volume produzido atualizado foi 6,8 % superior);
- menor volume de injeção de água (injetou 8,7 % a menos), implicando em melhor eficiência e menor custo operacional;
- maior vazão de óleo ao final da extrapolação.

## **6.2 Recomendações**

- 1) Realizar uma simulação para o reservatório estudado neste trabalho, utilizando a técnica convencional de diferenças finitas. Inserir na simulação as diversas alternativas analisadas e comparar os resultados das duas técnicas de simulação.
- 2) Ampliar a análise de sensibilidade dos parâmetros da equação do fator  $w_i$ , variando, por exemplo, os valores ao longo do tempo.
- 3) Reduzir o intervalo de tempo entre otimizações e estudar a influência desse parâmetro sobre o resultado final.
- 4) Utilizar as informações obtidas neste estudo para auxiliar no gerenciamento do reservatório analisado.
- 5) Aplicar a técnica de otimização em outros campos de petróleo com reservatórios adequados à simulação por linhas de fluxo, visando difundir o uso da metodologia.

---

*Referências bibliográficas*

---

## Referências bibliográficas

- BATYCKY, R. P.; BLUNT, M. J.; THIELE, M. R.: *A 3D field-scale streamline-based reservoir simulation*, technical paper, SPE 36726, 1997.
- BERALDO, V. T.; SCHIOZER, D. J.; BLUNT, M. J.: *Simulação por linhas de corrente com compressibilidade e variação espacial e dinâmica de composição de óleo*, tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2008.
- BRATVEDT, F. et al.: *A new front tracking method for reservoir simulation*, technical paper, SPE 19805, 1992.
- BRATVEDT, F.; GIMSE, T.; TEGNANDER, C.: *Streamline computations for porous media flow including gravity*, *Transport in Porous Media*, 1996, vol 25, 63.
- DATTA-GUPTA, A.; KING, M. J.: *A semianalytical approach to tracer flow modeling in heterogeneous permeable media*, *Advances in Water Resources*, 1995, vol 18, nº1, 9.
- DATTA-GUPTA, A.; KING, M. J.: *Streamline simulation: theory and practice*, SPE textbook series vol. 11, Richardson, Texas, 2007.
- DUTRA Jr, T. V.: *Simulação numérica de reservatórios*, notas de aula, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2007.
- EMANUEL, A. S.; MILLIKEN, W. J.: *History matching finite difference models with 3D streamlines*, technical paper, SPE 49000, 1998.
- FAY, C. H.; PRATTS, M.: *The application of numerical methods to cycling and flooding problems*, *Proceedings of the Third World Petroleum Congress*, 1951.
- HIGGINS, R. V.; LEIGHTON, A. J.: *A computer method to calculate two-phase flow in any irregularly bounded porous medium*, technical paper, SPE 243, 1962.
- MARTIN, J. C.; WEGNER, R. E.: *Numerical solution of multiphase, two-dimensional incompressible flow using streamtube relationships*, technical paper, SPE 7140, 1979.

MIRANDA FILHO, D. N.: *Fundamentos de simulação de reservatórios*, notas de aula, Curso de Fundamentos de Simulação, Petrobras, 1993.

MUSKAT, M.; WYCKOFF, R. D.: *A theoretical analysis of water-flooding networks*, A.I.M.E., Technical Publication 507, 1933.

POLLOCK, D. W.: *Semianalytical computation of pathlines for finite-difference models*, Groundwater, 1988, vol.26, nº 743.

PREDA, W. N.; Kunz, K. R.; Lindenmeyer, R.: Relatório interno, Petrobras, 1998.

PREDA, W. N.; PARENTE, J. T. M. A.: Relatório interno, Petrobras, previsão de conclusão em 2009.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D.: *Engenharia de reservatórios de petróleo*, Petrobras, Ed. Interciência Ltda, Rio de Janeiro, 2006.

SCHLUMBERGER: *Simulation softwares manuals 2007.2; Frontsim user guide and technical description*, 2007.

THIELE, M. R.: *Streamline simulation*, material de curso preparado para Petrobras, Rio de Janeiro, 2005.

THIELE, M. R.; BATYCKY, R. P.; BLUNT, M. J.: *A streamline-based 3D field-scale compositional reservoir simulator*, technical paper, SPE 38889, 1997.

THIELE, M. R. et al.: *Simulating flow in heterogeneous systems using streamtubes and streamlines*, technical paper, SPE Reservoir Engineering, 1996.

THIELE, M. R.; BATYCKY, R. P., Streamsim Technologies, Inc.: *Water injection optimization using a streamline-based workflow*, technical paper, SPE 84080, 2003.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)