

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção

Autor: **Marcos Antonio Bezerra de Moura Filho**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção

Autor: **Marcos Antonio Bezerra de Moura Filho**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2006
SP – Brasil

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

M865i Moura Filho, Marcos Antonio Bezerra de
Integração de análise de incertezas e ajuste de
histórico de produção / Marcos Antonio Bezerra de
Moura Filho. --Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientadores: Denis José Schiozer, Célio Maschio
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Incerteza. 2. Campos petrolíferos. 3. Engenharia
do petróleo. 4. Simulação (computadores). I. Schiozer,
Denis José. II. Maschio, Célio. III. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica. IV. Instituto de Geociências. V. Título.

Título em Inglês: Integration of uncertainty analysis and history matching
process

Palavras-chave em Inglês: Uncertainty analysis, History matching, Numerical
simulation

Área de concentração: Ciências e Engenharia de Petróleo

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: José Roberto Pereira Rodrigues e Alexandre Campana Vidal

Data da defesa: 22/02/2006

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de
Histórico de Produção

Autor: **Marcos Antonio Bezerra de Moura Filho**

Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP

Dr. José Roberto Pereira Rodrigues
CENPES/PETROBRAS

Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal
Instituto de Geociências – UNICAMP

Campinas, 22 de fevereiro de 2006

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha mãe, Maria do Rosário, a minha irmã, Sâmya e a toda a minha família pelo carinho, compreensão, motivação e incentivo que me foi dado durante este período de mestrado.

Agradecimentos

A Deus pela vida e por tudo que conquistei até hoje.

A minha mãe, Maria do Rosário, a minha tia Heneide e a minha irmã, Sâmya, pelo carinho e pelo incentivo em todo este período que estivemos distanciados.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer pela orientação, estímulo e paciência ao longo deste trabalho.

Ao pesquisador Dr. Célio Maschio pela co-orientação e colaboração prestada durante a realização deste trabalho.

Aos pesquisadores e estagiários do Laboratório de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (UNISIM) pela colaboração e suporte durante a execução deste trabalho.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) pelo suporte financeiro.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP) e do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) pelo apoio técnico e colaboração direta ou indireta durante a execução deste trabalho.

Aos republicanos Adaílson (Lagarto), Alex (Nego), Alexandre (Presi), André (Nena), Evilene (Vivi), José Sérgio (Serginho), Márcio (Fufu), Rafael (Babu), Rui (Rodrigo), Sérgio Sacani (Serjão) e Tasso (Chapinha), pela amizade e pelos diversos momentos vividos na república dos Caixas D'água.

Aos membros da diretoria da *SPE Student Chapter of Campinas* - Gestão Petrocamp (2004/2005) pelo excelente trabalho em equipe desenvolvido e pelos grandes resultados obtidos.

A todos os colegas do curso de Ciências e Engenharia de Petróleo do DEP.

Quem conhece a sua ignorância revela a mais profunda sapiência. Quem ignora a sua ignorância vive na mais profunda ilusão. (Lao-Tsé)

Resumo

MOURA FILHO, Marcos Antonio Bezerra de, **Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção**. Campinas, 2005, 150pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2005.

O processo de ajuste de histórico tradicional normalmente resulta em um único modelo determinístico que é utilizado para representar o reservatório, o que pode não ser suficiente para garantir previsões de produção confiáveis, principalmente para campos em início de produção. Este trabalho apresenta uma análise quantitativa das incertezas dos atributos de reservatório integrada com o processo de ajuste de histórico. Ao invés de ser utilizada uma abordagem determinística, aborda-se uma análise probabilística dos modelos de reservatório resultando em faixas de incerteza de previsão de produção e possibilitando uma melhor visão do comportamento futuro de reservatórios. Na metodologia utilizada neste trabalho, dados de simulação são comparados com dados de produção observados e, de acordo com os afastamentos em relação ao histórico de produção, há uma mudança das probabilidades de ocorrência dos cenários. Em alguns procedimentos propostos, há alterações também nos valores dos atributos incertos, diminuindo sua faixa de incerteza. O maior desafio deste trabalho consiste em determinar uma maneira consistente e confiável para promover a integração da análise de incertezas e ajuste de histórico, aumentando a confiabilidade na previsão de comportamento de reservatórios de petróleo e que seja possível de ser automatizada, facilitando o trabalho e acelerando o processo. Foram testados vários critérios até se alcançar a validação da metodologia proposta. Após a análise dos resultados obtidos, sugere-se uma sequência de aplicação dos métodos de redução de incerteza propostos na metodologia. A principal contribuição desta metodologia é aumentar a confiabilidade na previsão de comportamento de reservatórios através de simulação numérica e mostrar a necessidade de incorporar incertezas ao processo de ajuste de histórico de produção. Uma outra contribuição deste trabalho é iniciar essa linha de pesquisa propondo e validando alguns métodos para integrar os processos de ajuste e análise de incertezas.

Palavras Chave: Análise de Incertezas, Ajuste de Histórico de Produção, Simulação Numérica.

Abstract

MOURA FILHO, Marcos Antonio Bezerra de, *Integration of Uncertainty Analysis and History Matching Process*. Campinas, 2005, 150pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2005.

History matching process usually results in a unique deterministic model that is used to represent the reservoir, but it may not be enough to guarantee reliable production forecasts, mainly for fields in early production stages. This work presents a quantitative uncertainty analysis of reservoir attributes integrated to the history matching process. Instead of using a deterministic approach, it is used a probabilistic analysis of the reservoir models, resulting in uncertainty ranges for the production forecast and allowing a better prediction of reservoir performance. In the methodology used in this work, simulation data are compared to observed production data and, according to the difference between those data, the probabilities of the scenarios are changed. In some procedures, the probability distribution of the reservoir attributes also change, diminishing their uncertainty range. The main challenges of this work are: (1) the determination of a consistent and reliable procedure to provide the integration of the uncertainty analysis and the history matching process, increasing the reliability in the reservoir performance forecast; and (2) to develop an automatic procedure, making the work easier and speeding up the process. The main contribution of this work is to increase the reliability of production predictions through reservoir simulation models and to show the necessity of incorporating uncertainties in the history matching. Other contribution of this work is start up a research line, proposing and validating some methods to integrate the history matching process and the uncertainty analysis.

Key words: Uncertainty Analysis, History Matching, and Numerical Simulation.

Índice

Dedicatória.....	v
Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract.....	ix
Índice	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xvii
Nomenclatura.....	xviii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Motivação	5
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Estrutura da dissertação	6
Capítulo 2	8
Revisão Bibliográfica	8
2.1 Análise de Incertezas e Risco	8
2.2 Ajuste de Histórico de Produção	13
2.3 Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção.....	16
Capítulo 3	21
Fundamentação Teórica.....	21
3.1 Ajuste de Histórico de Produção	21
3.2 Análise de Incertezas	24
3.3 Redução de Incertezas Através de Dados de Histórico	28
Capítulo 4	31
Metodologia.....	31
4.1 Metodologia Geral.....	31
4.2 Métodos de redução de incertezas	32

4.2.1	Método 1A - Redistribuição de probabilidade considerando afastamentos em relação ao histórico.....	33
4.2.2	Método 1B – Redistribuição de probabilidade considerando afastamentos em relação ao histórico e informações geológicas	35
4.2.3	Método 2 – Eliminação de níveis	37
4.2.4	Método 3 – Redefinição de valores de atributos	39
4.2.5	Procedimentos para redução de incerteza quando se tem atributos de influência local e global.....	48
4.3	Procedimento Sugerido para Integração de Ajuste de Histórico com Incertezas.....	49
4.3.1	Definição dos atributos.....	49
4.3.2	Análise de sensibilidade	49
4.3.3	Determinação da função-objetivo.....	50
4.3.4	Análise de incertezas	51
4.3.5	Redução de Incertezas	51
4.3.6	Fluxograma da metodologia proposta	53
4.4	Considerações finais sobre a metodologia.....	54
Capítulo 5		55
Aplicações		55
5.1	Caso A	57
5.1.1	Caso A1	57
5.1.2	Caso A2	58
5.2	Caso B	58
Capítulo 6		60
Resultados e Discussão.....		60
6.1	Caso A – Análise de Sensibilidade.....	60
6.2	Caso A1	64
6.2.1	Métodos de redução de incertezas	68
6.3	Caso A2	74
6.3.1	Métodos de redução de incertezas	78
6.4	Caso B	85
6.4.1	Análise de Sensibilidade.....	91
6.4.2	Métodos de redução de incertezas	94
Capítulo 7		123
Conclusões.....		123
7.1	Conclusões gerais	123
7.1.1	Caso A	124
7.1.2	Caso B	125
7.2	Recomendações	125
Referências Bibliográficas.....		127

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Curva de Risco de Produção de Óleo	3
Figura 1.2 – Curva de Produção de óleo acumulada após redução de incertezas	5
Figura 3.1 – Exemplo de múltiplas soluções no processo de ajuste de histórico de produção	22
Figura 3.2 – Representação esquemática de uma distribuição de probabilidade de um atributo discretizada em 3 níveis de incerteza	24
Figura 3.3– Exemplo esquemático de uma árvore de derivação	27
Figura 3.4 – Representação esquemática sobre processo de redução de incertezas através do ajuste de histórico de produção	30
Figura 4.1 – Exemplo de uma distribuição de histórico de produção de óleo acumulada em relação aos possíveis modelos de reservatório (histórico em amarelo, nível pessimista em vermelho, nível provável em azul e nível otimista em verde).....	35
Figura 4.2 – Representação esquemática dos perfis de produção acumulada de óleo considerando um atributo com 3 níveis de incerteza (N0 – provável, N1 – pessimista, N2 – otimista)	37
Figura 4.3 – Representação esquemática de uma redistribuição de probabilidade de um atributo com 3 níveis de incerteza.....	37
Figura 4.4 - Representação esquemática de uma redistribuição de probabilidade de um atributo com 3 níveis de incerteza após a eliminação de um dos níveis.....	38
Figura 4.5 - Representação esquemática de uma distribuição triangular de um atributo antes (vermelho) e depois (azul) da aplicação do Método 3.....	40
Figura 4.6 – Representação esquemática do processo de integração de análise de incertezas e ajuste de histórico de produção	52
Figura 4.7 - Fluxograma da metodologia proposta	53
Figura 5.1 – Distribuição de permeabilidade vertical do reservatório teórico utilizado para validação da metodologia	57

Figura 5.2 – Curvas de permeabilidade relativa do reservatório teórico utilizado para validação da metodologia	59
Figura 6.1 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD1	62
Figura 6.2 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD2.....	62
Figura 6.3 – Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD3	63
Figura 6.4 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD4.....	63
Figura 6.5 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a distribuição 4%/92%/4%	66
Figura 6.6 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a distribuição 4%/92%/4%	66
Figura 6.7 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a distribuição 4%/92%/4%	67
Figura 6.8 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a distribuição 4%/92%/4%	67
Figura 6.9 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD1 – Distribuição 4%/92%/4%	69
Figura 6.10 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD2 – Distribuição 4%/92%/4%	69
Figura 6.11 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD3 – Distribuição 4%/92%/4%	70
Figura 6.12 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD4 – Distribuição 4%/92%/4%	70
Figura 6.13 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 – Distribuição 4%/92%/4%	72
Figura 6.14 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 – Distribuição 4%/92%/4%.....	73
Figura 6.15 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 – Distribuição 4%/92%/4%.....	73
Figura 6.16 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 – Distribuição 4%/92%/4%	74
Figura 6.17 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a distribuição 20%/60%/20%	76
Figura 6.18 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a distribuição 20%/60%/20%	76

Figura 6.19 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a distribuição 20%/60%/20%	77
Figura 6.20 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a distribuição 20%/60%/20%	77
Figura 6.21 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD1 – Distribuição 20%/60%/20%	79
Figura 6.22 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD2 – Distribuição 20%/60%/20%	79
Figura 6.23 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD3 – Distribuição 20%/60%/20%	80
Figura 6.24 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD4 – Distribuição 20%/60%/20%	80
Figura 6.25 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 – Distribuição 20%/60%/20%	82
Figura 6.26 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 – Distribuição 20%/60%/20%	82
Figura 6.27 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 – Distribuição 20%/60%/20%	83
Figura 6.28 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 – Distribuição 20%/60%/20%	83
Figura 6.29 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando a permeabilidade horizontal da região 1.....	87
Figura 6.30 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando a permeabilidade horizontal da região 2.....	87
Figura 6.31 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando a permeabilidade horizontal da região 3.....	88
Figura 6.32 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando a permeabilidade horizontal da região 4.....	88
Figura 6.33 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando a permeabilidade relativa.....	89
Figura 6.34 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando a permeabilidade relativa.....	90
Figura 6.35 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando a permeabilidade relativa.....	90

Figura 6.36 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando a permeabilidade relativa.....	91
Figura 6.37 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD1.....	92
Figura 6.38 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD2.....	93
Figura 6.39 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD3.....	93
Figura 6.40 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD4.....	94
Figura 6.41 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando apenas as permeabilidades horizontais	96
Figura 6.42 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando apenas as permeabilidades horizontais	97
Figura 6.43 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando apenas as permeabilidades horizontais	97
Figura 6.44 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando apenas as permeabilidades horizontais	98
Figura 6.45 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando os 5 atributos incertos	99
Figura 6.46 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando os 5 atributos incertos	99
Figura 6.47 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando os 5 atributos incertos	100
Figura 6.48 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando os 5 atributos incertos	100
Figura 6.49 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 (Procedimento 1).....	102
Figura 6.50 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 (Procedimento 1).....	103
Figura 6.51 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 (Procedimento 1).....	103
Figura 6.52 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 (Procedimento 1).....	104
Figura 6.53 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a 1ª iteração	106
Figura 6.54 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a 1ª iteração	106
Figura 6.55 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a 1ª iteração	107
Figura 6.56 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a 1ª iteração	107
Figura 6.57 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a 2ª iteração	108

Figura 6.58 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a 2ª iteração	109
Figura 6.59 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a 2ª iteração	109
Figura 6.60 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a 2ª iteração	110
Figura 6.61 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 (Procedimento 2)	112
Figura 6.62 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 (Procedimento 2)	112
Figura 6.63 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 (Procedimento 2)	113
Figura 6.64 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 (Procedimento 2)	113
Figura 6.65 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1	115
Figura 6.66 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2	115
Figura 6.67 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3	116
Figura 6.68 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4	116
Figura 6.69 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 (Procedimento 3)	118
Figura 6.70 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 (Procedimento 3)	118
Figura 6.71 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 (Procedimento 3)	119
Figura 6.72 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 (Procedimento 3)	119

Lista de Tabelas

Tabela 5.1 – Valores iniciais de probabilidades de ocorrência e permeabilidade horizontal para a distribuição 4%/92%/4%	58
Tabela 5.2 - Valores iniciais de probabilidades de ocorrência e permeabilidade horizontal para a distribuição 20%/60%/20%	58
Tabela 5.3 – Valores do expoente da água no modelo de Corey.....	59
Tabela 6.1 – Valores dos atributos de permeabilidade horizontal considerando a distribuição inicial 4%/92%/4%	68
Tabela 6.2 – Valores dos atributos de permeabilidade horizontal considerando a distribuição inicial 20%/60%/20%	78
Tabela 6.3 – Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 1.....	95
Tabela 6.4 - Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 2 (1ª iteração).....	104
Tabela 6.5 - Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 2 (2ª iteração).....	105
Tabela 6.6 - Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 3	114

Nomenclatura

Letras Latinas

A	atributo incerto do reservatório	
L_i	limite inferior	
L_s	limite superior	
K	somatório dos afastamentos	
K_q	somatório dos afastamentos ao quadrado	
Mn	modelos relativos a cada nível de incerteza	
n	nível de incerteza	
NS	número de simulações	
$N0$	nível provável	
$N1$	nível pessimista	
$N2$	nível otimista	
Np	volume acumulado de óleo produzido nas condições padrão	m^3
P	probabilidades	
S	simetria	
$S0$	simetria das curvas do nível provável	
$S1$	simetria das curvas do nível pessimista	
$S2$	simetria das curvas do nível otimista	
v	valores calculados ou observados	
w_i	peso para as probabilidades iniciais	
w_{hist}	peso para as probabilidades do Método 1A	
x	parâmetros que influenciam a função-objetivo	

Letras Gregas

β peso

Sobrescritos

N novo valor do atributo incerto

obs observados

sim simulados

Abreviaturas

E&P Exploração e Produção

fdp função de densidade de probabilidade

FO função-objetivo

Siglas

ANP Agência Nacional do Petróleo

ASAHP Módulo de Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção

MAI Módulo de Análise de Sensibilidade

MPS Módulo de Paralelização de Simuladores

P10 Percentil otimista

P50 Percentil provável

P90 Percentil pessimista

TDRM *Top-Down Reservoir Modelling*

UNIPAR programa computacional desenvolvido no UNISIM

UNISIM Laboratório de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios

VME Valor Monetário Esperado

VPL Valor Presente Líquido

Capítulo 1

Introdução

No cenário atual da Exploração e Produção (E&P) de Petróleo no Brasil, decisões devem ser tomadas dentro de um processo de análise de risco onde se avalia o impacto de incertezas no desempenho de cada campo de petróleo, sendo perseguidos vários objetivos, tais como: maximizar o lucro das empresas, maximizar a produção, minimizar o risco envolvido nos projetos, etc.

A simulação de reservatórios é uma ferramenta importante na previsão de desempenho de um reservatório, formando a base para o seu gerenciamento, análise de risco e processos de tomada de decisão. A melhor forma de se fazer boas previsões é ter um modelo de reservatório que represente fielmente o reservatório real. Porém, como isso não é possível, o modelo deve pelo menos minimizar a diferença em relação ao modelo real tentando honrar todos os dados disponíveis. Portanto, o propósito da modelagem de reservatório é usar todas as fontes de informações disponíveis com o intuito de desenvolver tal modelo de reservatório. O modelo geológico pode, então, ser utilizado com base para a construção de um modelo de simulação para prever o desempenho futuro e para melhorar as decisões de gerenciamento do reservatório.

Com o intuito de obter uma abordagem mais realista das propriedades do reservatório, tem-se mais freqüente o uso de ferramentas geoestatísticas, principalmente após o significativo aumento dos recursos e facilidades computacionais observados a partir de meados da década de 80. Desde então, estas ferramentas têm sido usadas amplamente na área de análise de risco de parâmetros geológicos e petrofísicos em projetos de E&P.

Uma grande parte das informações usadas na simulação de reservatórios está sujeita a incertezas. Estas incertezas podem ser bastante grandes, como é normalmente o caso das propriedades de rocha (porosidade e permeabilidade) em locais distantes dos poços. Conseqüentemente, o perfil de produção associado com qualquer esquema de desenvolvimento do reservatório não pode ser predito com exatidão. Nesse caso, um procedimento adequado é utilizar uma faixa de possíveis perfis de produção para o processo de desenvolvimento e gerenciamento dos campos.

O termo incerteza está relacionado com o nível de conhecimento das propriedades geológicas e petrofísicas das jazidas, enquanto que o termo risco está relacionado com a variabilidade de uma função-objetivo de desempenho do reservatório demonstrada pela probabilidade de ocorrência de vários cenários possíveis constituídos pela combinação de atributos incertos do reservatório. A representação das probabilidades de ocorrência é feita através de uma curva de densidade de probabilidade acumulada, também denominada na literatura como curva de risco. A **Figura 1.1** mostra um exemplo de curva de risco de produção acumulada de óleo resultante do impacto de incertezas geológicas de um modelo usado como exemplo. Geralmente associa-se o percentual P10 à estimativa otimista, o P50 à provável e o P90 à estimativa pessimista. A estimativa Pn significa que existe n% de probabilidade de que o valor real seja igual ou maior que o valor estimado.

O conceito de incertezas e risco é utilizado, por exemplo, no cálculo de reservas, com métodos probabilísticos, seguindo as normas da Agência Nacional de Petróleo (ANP), considera-se como reserva provada o P90, a reserva provada acrescida da provável o P50 e o P10 como sendo a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis (Steagall, 2001).

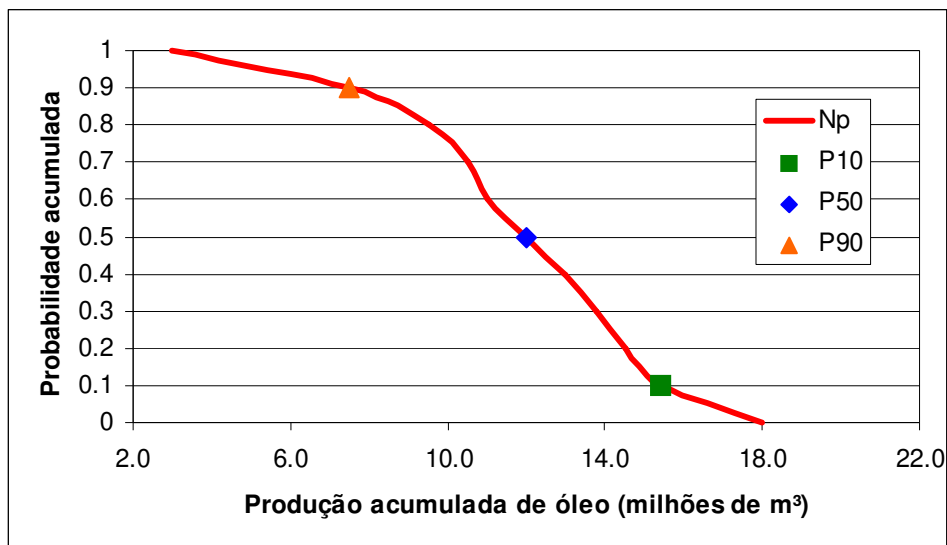


Figura 1.1 - Curva de Risco de Produção de Óleo

Incertezas e risco estão também presentes na previsão de produção, principalmente no processo de desenvolvimento de campos de petróleo. O risco associado ao desenvolvimento de campos pode ser minimizado através da aquisição de informações que diminuam as incertezas dos atributos. Entretanto, essas aquisições podem ter custo muito alto e nem sempre é tecnicamente viável. Uma outra forma de minimizar os riscos é a aquisição de informações de produção, o que possibilita a diminuição de incertezas e riscos através de um processo de ajuste de histórico de produção.

O ajuste de histórico é um processo que visa calibrar um modelo de simulação para reproduzir os dados observados de produção, através da alteração dos atributos incertos do reservatório, tais como porosidade, permeabilidade, permeabilidade relativa, entre outros, contidos em um modelo base, que serve como ferramenta para aumentar a confiabilidade na previsão de produção de campos de petróleo. Um importante passo deste processo é a definição de uma função-objetivo para quantificar a diferença entre os dados simulados e os dados observados. O passo seguinte a este é a modificação das propriedades do modelo a fim de minimizar a função-objetivo, verificando-se, assim, a qualidade do ajuste. Devido à complexidade do problema (processo inverso, muitos atributos a serem ajustados, diversas funções-objetivos, etc.) o ajuste de histórico possui algumas dificuldades. A primeira é a ocorrência de múltiplas respostas, ou seja, o mesmo histórico de produção pode ser ajustado

utilizando diferentes cenários; quanto menor o tempo de produção do campo, maior é a possibilidade de serem aceitas combinações diferentes dos atributos incertos. A segunda é o grande esforço computacional e tempo de análise do problema. Existem várias metodologias existentes para minimizar esses problemas, mas a maioria não é eficiente para todos os tipos de problema, sendo mais adequada para alguns casos específicos.

Na metodologia utilizada neste trabalho, procura-se integrar as características positivas da análise de incertezas e risco e o processo de ajuste de histórico de produção. Dados de simulação são comparados com dados de produção observados e, de acordo com os afastamentos em relação ao histórico de produção, há uma redução das probabilidades de ocorrência dos cenários que não apresentam um bom ajuste e, por consequência, um aumento nas probabilidades dos que apresentam comportamento próximo ao do histórico. São sugeridos neste trabalho métodos que possibilitam uma redefinição dos valores dos atributos incertos estudados, propiciando, assim, maior redução das incertezas tanto na etapa de ajuste como na previsão. Um dos desafios deste trabalho consiste em como deve ser feita a redistribuição das probabilidades de ocorrência dos atributos dos modelos remanescentes.

A **Figura 1.2** ilustra a idéia da metodologia proposta neste trabalho. A idéia é reduzir a faixa de incertezas com base no período de histórico, para uma consequente redução de incertezas no período de previsão de produção. O histórico de produção está representado pelos pontos em rosa. Nota-se que alguns modelos simulados são descartados na etapa de ajuste de histórico – representados na cor vermelha - e não são considerados na etapa de previsão de produção. Os detalhes sobre como fazer a redistribuição da probabilidade de ocorrência dos modelos, além das vantagens e desvantagens dos métodos empregados serão discutidos no Capítulo 4 onde é apresentada a metodologia deste trabalho.

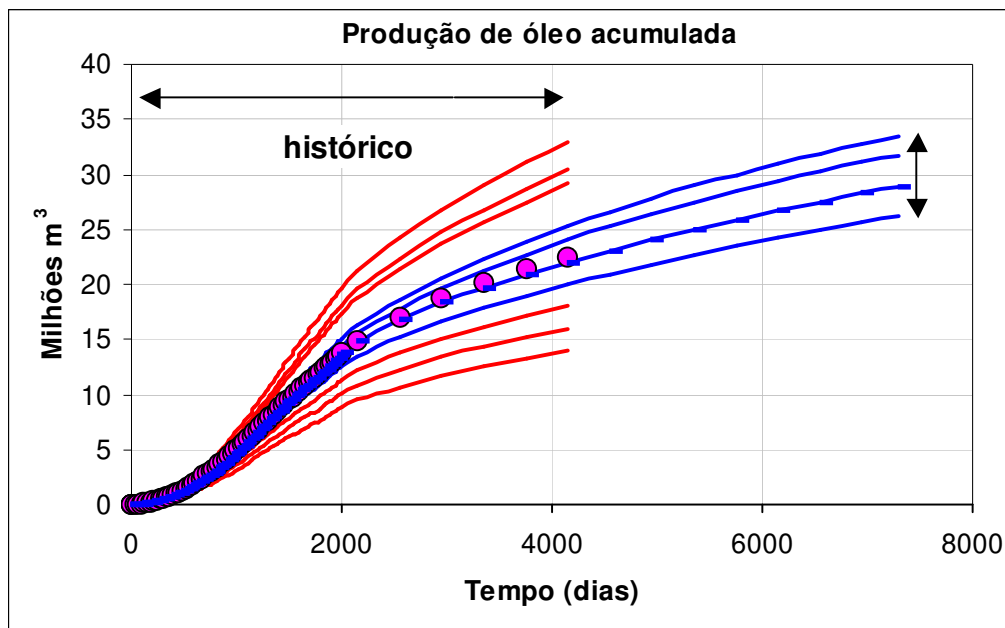


Figura 1.2 – Curva de Produção de óleo acumulada após redução de incertezas

Para a validação da metodologia deste trabalho, utilizou-se o software UNIPAR que é desenvolvido no Laboratório de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (UNISIM) do Departamento de Engenharia de Petróleo, sendo utilizados os seguintes módulos: Módulo de Paralelização de Simuladores (MPS), Módulo de Análise de Incertezas (MAI) e Módulo de Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção (ASAHP). O MPS visa acelerar o processo através da distribuição de simulações em paralelo na rede de computadores. O MAI visa a combinação de atributos através da montagem de uma árvore de derivação e a combinação de possíveis cenários. O ASAHP é um módulo que automatiza o cálculo da diferença entre as curvas de histórico e dos modelos e realiza uma análise de sensibilidade para medir a importância relativa de atributos evitando o uso de atributos desnecessários.

1.1 Motivação

O ajuste de histórico convencional é um processo bastante complexo, pois necessita de um grande esforço computacional e demanda muito tempo, normalmente para a obtenção de um único modelo. É possível obter múltiplas soluções, mas isso usualmente acarreta um esforço computacional ainda maior. Devido a estas dificuldades para se obter o ajuste através do método

convencional, novos trabalhos vêm sendo desenvolvidos na tentativa de apresentar uma faixa de possíveis modelos como resposta à caracterização de reservatórios e não apenas uma única solução.

Muitos trabalhos estão sendo desenvolvidos envolvendo análise de incertezas e risco e ajuste de histórico de produção, porém enfocando estes temas separadamente. O interesse em integrar estes dois temas está sendo bastante difundido na literatura, principalmente nos últimos anos. Na sua maioria, estes trabalhos buscam quantificar a incerteza na previsão de comportamento de campos de petróleo através da incorporação de dados de histórico de produção. Porém, este trabalho visa incorporar as incertezas já na etapa de histórico.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia para integração da análise de incertezas e risco com o processo de ajuste de histórico de produção, gerando assim resultados mais confiáveis e realistas e com menores incertezas, sem que para isso seja necessário um número muito elevado de simulações de fluxo. Além disso, a metodologia procura uma melhoria no processo decisório sobre a previsão de produção de reservatórios de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, uma melhoria no gerenciamento dos campos de petróleo.

A principal contribuição buscada neste trabalho é determinar métodos confiáveis para promover a integração da análise de incertezas e ajuste de histórico para aumentar a confiabilidade na previsão de comportamento de reservatórios e mostrar as vantagens de incorporar incertezas ao processo de ajuste de histórico de produção. Outra contribuição é gerar uma metodologia possível de ser automatizada, facilitando o trabalho e acelerando o processo.

1.3 Estrutura da dissertação

No Capítulo 2, apresenta-se a revisão bibliográfica que aborda os temas discutidos nesta dissertação: análise de incertezas, análise de risco, ajuste de histórico de produção e integração da análise de incertezas e ajuste de histórico de produção. No Capítulo 3, apresenta-se a fundamentação teórica do trabalho. No Capítulo 4, apresenta-se a metodologia proposta neste

trabalho para o processo de ajuste de histórico de produção integrado com a análise de incertezas por meio de simulação numérica de fluxo. No Capítulo 5, são apresentados os casos em que foi aplicada a metodologia proposta neste trabalho. No Capítulo 6, são apresentados os resultados obtidos neste trabalho. No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões e as sugestões para futuros trabalhos.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo contém um estudo bibliográfico referente à análise de incertezas e risco, análise de sensibilidade, ajuste de histórico de produção e previsão de produção de reservatórios de petróleo, bem como apresenta trabalhos que abordam a integração entre a análise de incertezas e o processo de ajuste de histórico de produção.

2.1 Análise de Incertezas e Risco

Um reservatório de petróleo é um objeto de estudo de grande complexidade que pode ser caracterizado de várias formas, a partir de um grande número de parâmetros que possibilitam a geração de inúmeras realizações. A complexidade intrínseca aos reservatórios de petróleo faz com que muitas incertezas estejam envolvidas na sua caracterização, pois a maioria das propriedades é medida de forma indireta.

Incertezas geológicas, econômicas e tecnológicas podem influenciar diretamente nas decisões de gerenciamento relativas aos planos de desenvolvimento de um campo e à estimativa de reservas. Portanto, a quantificação do impacto dessas incertezas nos resultados é de extrema relevância para se aumentar a qualidade e a confiabilidade das decisões.

Na fase de exploração, as incertezas estão relacionadas com o volume de óleo *in situ* e cenários econômicos são geralmente os principais fatores da análise de risco. Segundo Costa (2003), a integração entre incertezas geológicas e econômicas nessa fase pode ser feita utilizando

Monte Carlo ou técnicas similares. Já durante a fase de desenvolvimento, a importância de se quantificar as incertezas relacionadas com o escoamento de fluidos e fator de recuperação aumenta significativamente.

A análise de sensibilidade verifica a influência de determinados parâmetros na função-objetivo selecionada e possibilita a escolha daqueles que realmente influenciam o processo, ou seja, possibilita a determinação das variáveis críticas. A inclusão de parâmetros com pouca influência na função-objetivo pode prejudicar o desempenho dos métodos de otimização, além de aumentar desnecessariamente o número de simulações.

Øvreberg *et al.* (1990) apresentam um dos primeiros trabalhos presentes na literatura para a análise de sensibilidade dos parâmetros incertos do reservatório nas estimativas do fator de recuperação e previsão de produção utilizando simulação numérica. A análise de sensibilidade presente neste trabalho consiste em simulações de fluxo com os valores otimistas e pessimistas de cada parâmetro incerto, através da substituição de uma variável por vez no caso base de simulação. Este caso base trata-se do modelo mais provável ou do modelo composto pelos dados disponíveis do reservatório.

Com o passar do tempo, mais dados de produção são coletados, ou seja, há uma maior disponibilidade de dados dinâmicos do reservatório que resultam em importantes informações para validação e aperfeiçoamento dos modelos geológicos e de escoamento, possibilitando previsões de produção mais precisas. Porém, segundo Costa (2003), podem ocorrer casos em que, mesmo com mais dados de produção disponíveis, os parâmetros observados (vazões e pressão estática do reservatório) se afastam dos inicialmente previstos. Nesses casos, pode-se afirmar que houve erro no processo de previsão de produção inicialmente proposto, com as incertezas possuindo impacto maior do que o esperado.

Jensen (1998) apresenta uma metodologia para estimar o intervalo de incertezas na previsão de produção para um campo maduro através da técnica da árvore de decisão. Cada ramo da árvore representa um modelo completo de simulação numérica do reservatório. O campo estudado no seu trabalho, mesmo possuindo dados de produção de mais de 25 anos, apresentou

significativas discrepâncias entre os dados observados e os obtidos por meio da simulação numérica.

Floris e Peersmann (1998) apresentam uma metodologia para estimativa de incerteza no cálculo do volume de hidrocarbonetos *in situ* que considera a incerteza espacial das propriedades da rocha, com auxílio de métodos geoestatísticos. A aplicação desta metodologia a um caso sintético mostra que o cálculo escalar da incerteza nos atributos leva a uma sub-estimativa desta incerteza comparada com a abordagem espacial. A incorporação de correlações entre, por exemplo, porosidade, permeabilidade e saturação de água, aumenta a faixa de incerteza. Já o aumento do número de poços no cálculo resulta em redução de incertezas.

A simulação estocástica é um processo de geração de imagens da distribuição espacial de um determinado atributo no reservatório, sendo assim, de grande utilidade na geração de modelos geológicos equiprováveis. Partindo do princípio de que a incerteza em relação aos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos é fato comum nas jazidas de hidrocarbonetos, Berteig *et al.* (1988) utilizou a simulação estocástica para predição de volumes de hidrocarbonetos em um trabalho pioneiro na área.

Lia *et al.* (1997) apresentam um trabalho no qual o risco e a incerteza nas previsões de produção de um campo na fase de avaliação é obtido pela simulação de fluxo de imagens do reservatório obtidas por simulação estocástica. Estas imagens correspondem à combinação dos parâmetros incertos mais influentes associados às realizações das heterogeneidades do reservatório. Os parâmetros mais influentes neste estudo são: a capacidade de selo hidráulico das principais falhas, a velocidade sísmica usada na conversão de profundidade, as porosidades médias e a continuidade dos folhelhos dentro do reservatório principal.

Hastings *et al.* (2001) sugerem o uso de simuladores que utilizam o princípio de linhas de fluxo para avaliação de determinados parâmetros petrofísicos que possuem significativa influência no comportamento do reservatório, por exemplo: permeabilidades relativa e absoluta. Esta sugestão é válida, pois, para alguns casos, o uso de linhas de fluxo demanda esforço computacional significativamente menor.

Campozana e Ballin (1998) apresentam uma metodologia para estimativa de incerteza na previsão de produção de reservatórios. A partir de um caso base mais provável e valores altos e baixos de cada variável, faz-se uma análise de sensibilidade das variáveis por meio de simulação de fluxo e, posteriormente, uma combinação dos resultados utilizando árvore de decisão. Após normalização dos resultados, obtém-se a distribuição de probabilidades do fator de recuperação e, por fim, gera-se uma curva de risco do volume de óleo acumulado através da técnica de Monte Carlo.

Loschiavo (1999) aborda uma metodologia para estimar perfis probabilísticos de previsão de produção que permite considerar incertezas geológicas em desenvolvimento de campos. A base da metodologia é a árvore de decisão, que consiste numa representação gráfica das opções, onde cada ramo da árvore tem uma dada probabilidade de ocorrência, que facilita a tarefa do tomador de decisão. As heterogeneidades do reservatório são consideradas no modelo sedimentar, que é inserido através da inclusão de um número variado de realizações. Pode-se concluir neste trabalho que se na análise de sensibilidade o atributo mais crítico for muito mais expressivo que os subseqüentes, recomenda-se o aumento do número de níveis para este atributo.

Steagall (2001) desenvolveu e aplicou uma metodologia para análise do impacto das incertezas de reservatório nas previsões de produção e análise econômica de um campo de petróleo. A metodologia baseia-se na simulação numérica de fluxo de diversos modelos representativos dos possíveis cenários do reservatório, elaborados através da técnica de árvore de decisão, após realização da etapa de análise de sensibilidade. Para cada atributo crítico são definidos seus valores representativos de incerteza e suas probabilidades de ocorrência.

Dejean (1999) aborda a técnica de planejamento de experimentos, que tem como objetivo a obtenção de um modelo de regressão (superfície de resposta) através dos resultados simulados. Com o intuito de reduzir o número de simulações no gerenciamento de reservatórios, a superfície de resposta é utilizada no lugar do simulador de fluxo.

Madeira (2005) aplica a metodologia da superfície de resposta juntamente com a de planejamento de experimentos para obtenção da curva de risco e conclui que, sem a necessidade de simular todos os modelos de reservatório resultantes da árvore de derivação ou da técnica de Monte Carlo, pode-se reduzir o número de simulações, diminuindo assim o esforço computacional do processo.

Hegstad *et al.* (2004) apresentam uma ferramenta de análise de decisão utilizada para modelar, integrar e propagar incertezas a partir de dados de geofísica, geologia, gerenciamento de poço, engenharia de reservatório e processamento com os correspondentes custos, para parâmetros econômicos de um campo de gás complexo. A ferramenta executa simulação estocástica automatizada e análise de cenários e incorpora incertezas provenientes de parâmetros de subsuperfície, poço, superfície e econômicos. Dependências entre parâmetros individuais são consideradas através de coeficientes de correlação.

Newendorp (1975) aborda os principais conceitos e metodologias para análise de risco na exploração, que são aplicadas nas previsões de produção. São apresentados também princípios básicos de probabilidade e estatística, o método de análise através de árvore de decisão, a simulação pela técnica de Monte Carlo e os conceitos econômicos de valor presente líquido (VPL) e valor monetário esperado (VME).

A partir da década de 90, intensificou-se a aplicação de análise de risco na quantificação de incertezas, com metodologias desenvolvidas na estimativa de previsão de produção com incertezas associadas, fazendo uso da simulação de fluxo.

Springer *et al.* (1991) utilizam a análise de risco para determinar a lucratividade esperada num projeto de poços horizontais e concluem que a análise de risco reduz a subjetividade da análise de decisão. Peterson *et al.* (1993) utilizam a análise de risco e a análise estatística para dados de perfuração.

Moore e Cockcroff (1995) apresentam uma revisão completa sobre análise de risco em atividades de exploração e produção de petróleo, além de estudos de caso mostrando sua

relevância e seus benefícios. São abordadas também discussões comuns entre os autores que focam questões básicas, tais como: quantidade de hidrocarbonetos presentes, volume de investimentos necessário, quantidade de poços a serem perfurados, retorno esperado para o investimento e riscos envolvidos.

Nepomuceno e Suslick (2000) apresentam uma técnica para comparar projetos de risco nas fases de exploração e produção, que identifica o nível ótimo de participação de cada projeto de uma carteira. A teoria da utilidade é utilizada para incorporar a avaliação econômica e a análise de risco no processo de tomada de decisão levando em consideração a capacidade de investimento da empresa e a disposição do gerente em correr riscos.

Suslick e Schiozer (2004) descrevem algumas das principais tendências e desafios e apresentam uma discussão de metodologias que afetam o presente nível de aplicações de risco na indústria de petróleo visando melhorar o processo de tomada de decisão.

2.2 Ajuste de Histórico de Produção

O ajuste de histórico de produção é um método que visa calibrar os modelos de simulação a partir de dados simulados e observados, através da minimização matemática de uma função-objetivo, que representa a qualidade do ajuste, de modo a reproduzir o comportamento passado, e baseado nele elaborar estratégias de gerenciamento e planos futuros de exploração. Com o passar do tempo, mais dados ficam disponíveis e os parâmetros do reservatório podem ser alterados para a obtenção do melhor ajuste possível. Muitos trabalhos são baseados no processo de tentativa e erro, mas muitas pesquisas (Leitão (1997), Portella e Prais (1999) e Maschio e Schiozer (2003)) têm sido desenvolvidas com o objetivo de automatizar atividades repetitivas do processo, mas sem dispensar o acompanhamento de um profissional capaz de identificar erros no decorrer do processo e tomar decisões.

As técnicas de ajuste de histórico automatizado são divididas em duas categorias: métodos determinísticos e estocásticos (Portella e Prais, 1999). Os métodos determinísticos são

baseados na teoria dos problemas inversos, enquanto que os métodos estocásticos imitam a técnica de tentativa e erro do processo de ajuste de histórico manual.

Os métodos determinísticos mais eficientes são os métodos de gradientes, que recebem este nome porque requerem o cálculo dos gradientes do modelo matemático em relação aos parâmetros (permeabilidade, porosidade ou outra propriedade que possa ser parametrizada) com o intuito de minimizar a função-objetivo. Estes métodos têm uma taxa de convergência muito rápida, porém uma desvantagem é que, em algumas situações, os algoritmos podem não convergir ou convergir para um mínimo local do modelo matemático. Outra desvantagem é a dificuldade de implementação.

Dentre os métodos estocásticos, os mais comuns são baseados em *Simulated Annealing* e algoritmos genéticos, que requerem apenas o valor da função-objetivo. Estes métodos não precisam calcular os gradientes, porém, em alguns casos, sua taxa de convergência é mais lenta do que a dos métodos de gradientes. Os métodos estocásticos mais comuns são classificados como algoritmos de otimização global, pois, teoricamente, estes sempre alcançam o mínimo global da função-objetivo. Quanto mais complexo o caso, mais iterações são necessárias para se chegar ao mínimo global.

Ouenes *et al.* (1993) foram os primeiros a aplicar o método *Simulated Annealing* na automatização de ajuste de histórico, visando solucionar o problema da existência de mínimos locais. Este algoritmo permite movimentos probabilísticos em direções com maior valor da função-objetivo, impedindo que a busca pelo mínimo seja interrompida prematuramente em pontos de mínimo local. Sultan e Ouenes (1993) aplicaram este algoritmo com sucesso em um campo real.

Segundo Maschio e Schiozer (2003), basicamente, há duas categorias de algoritmos de ajuste de histórico. A primeira delas é baseada no método de gradientes, que consiste no cálculo das derivadas da função-objetivo. Uma limitação deste método está relacionada com problemas de convergência, quando se tratam de funções muitas irregulares, com variações abruptas. Portanto, a aplicação desse método fica restrita a casos mais simples, não atendendo de forma

efetiva às aplicações reais, que geralmente são mais complexas e envolvem uma grande quantidade de parâmetros. A outra categoria do processo de ajuste de histórico são os métodos discretos (ou de busca direta), que são mais robustos e sempre garantem a convergência para uma solução.

No processo de ajuste de histórico tradicional, as propriedades petrofísicas das regiões que não se encontram ajustadas são geralmente multiplicadas por uma constante até que um ajuste razoável seja alcançado, sendo que, para isso, alguns conhecimentos geológicos obtidos anteriormente têm que ser desconsiderados.

Recentemente, alguns métodos têm sido propostos com a finalidade de incluir dados de produção e honrar os dados geológicos. Estes métodos consistem de uma deformação gradual do modelo inicial (Roggero e Hu, 1998). Porém, estes métodos precisam partir de valores próximos da solução para convergir em um tempo razoável. Outros métodos usam gradientes ou coeficientes de sensibilidade para modificar os modelos (Vasco *et al.*, 1998 e Wu *et al.*, 1998).

Caers (2003) propõe um método denominado *probability perturbation* que não requer uma deformação gradual dos modelos de reservatórios nem o uso de coeficientes de sensibilidade, apesar de que estes coeficientes podem ser incluídos no método, se desejado.

Hoffman e Caers (2005) propõem um método denominado *regional probability perturbation* que permite alterar a realização geológica diferentemente em regiões distintas. Desta forma, regiões com produção ajustada permanecem inalteradas, enquanto que regiões com histórico de produção não ajustado são modificadas até que seu ajuste seja obtido. O método proposto é desenvolvido sem a necessidade de se criar discontinuidades no reservatório, ferramenta esta que pode ser utilizada em processos de ajuste de histórico tradicionais.

He *et al.* (1997) propõem uma metodologia que combina métodos geoestatísticos com algoritmos de gradientes para gerar realizações que honram os dados dinâmicos e levam em consideração incertezas no modelo geoestatístico, porém sua implementação é muito complexa e consome muito tempo.

Portella e Prais (1999) apresentam uma metodologia que combina ajuste de histórico com modelagem geoestatística para gerar imagens equiprováveis do reservatório que leva em consideração dados de produção. O método inicia-se pela técnica do ajuste de histórico automatizado usando dados de produção existentes. O modelo ajustado resultante desta técnica é então utilizado para gerar realizações geoestatísticas. Usando valores de pontos piloto e de dados originais existentes, várias imagens geoestatísticas são geradas. Então, estas imagens são usadas para obter o intervalo de confiança de previsões de produção através da simulação de fluxo de cada uma delas. O método de otimização escolhido foi *Simulated Annealing* por ser mais simples de se implementar e por não haver necessidade de acesso aos códigos do simulador de fluxo.

Gross *et al.* (2004) combinam o uso de linha de fluxo e simulação geoestatística sequencial na modelagem de um reservatório localizado no Oriente Médio com um longo histórico de produção e um grande número de poços. As linhas de fluxo são utilizadas para delinear as regiões de drenagem para os poços produtores que terão seus parâmetros ajustados. Segundo Deutsch e Journel (1998), a simulação geoestatística sequencial é uma técnica de simulação estocástica usada para estimar o valor de uma propriedade dependendo dos valores da propriedade distribuídos espacialmente em uma vizinhança.

2.3 Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção

A integração da análise de incertezas e risco com o processo de ajuste de histórico de produção é um assunto recente no estudo de simulação de reservatórios, pois, anteriormente, estes temas eram abordados de forma independente. Esta integração visa melhorar o processo de tomada de decisão sobre produção futura de reservatórios de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, minimizar o gerenciamento sub-ótimo dos campos.

Almeida Netto (2003) sugere uma metodologia que serve como uma ferramenta de integração de trabalhos de ajuste de histórico de produção com análise de incertezas, através de simulação numérica de escoamento. A proposta desta metodologia é a geração de cenários econômicos e de desempenho de reservatório para campos com histórico de produção. Os

cenários de previsão de produção e as respectivas avaliações econômicas somente são considerados a partir de combinações que apresentem ajustes das curvas de vazões e comportamento de pressão observados. O histórico de produção funciona, então, como condicionante das hipóteses criadas. Deve ser observado o ajuste de todos os parâmetros de produção (produção de fluidos, pressão da formação, etc.) do campo como um todo e de cada poço.

Guérillot e Pianelo (2000) apresentam os primeiros resultados obtidos simultaneamente para inversão de dados de produção e dados de sísmica visando reduzir as incertezas na previsão de produção. O algoritmo proposto pode ser visto de duas maneiras: como uma extensão dos algoritmos usados na inversão de dados sísmicos com uma restrição adicional proveniente dos dados de produção ou como um processo de ajuste de histórico automatizado por informações sísmicas.

Nicotra *et al.* (2005) implementaram pela primeira vez o algoritmo da vizinhança (*Neighbourhood Algorithm*), que foi desenvolvido para solução de problemas de inversão em sismologia de terremoto, em ajuste de histórico e avaliação de incertezas de um reservatório real. Neste trabalho foi mostrada uma aplicação prática do algoritmo da vizinhança para gerar múltiplos modelos para ajuste de histórico para um campo marítimo com três anos de histórico de produção. Como principais resultados encontrados, pode-se citar uma redução significativa no tempo humano e um esforço para obter um ajuste de histórico de alta qualidade.

Manceau *et al.* (2001) apresenta uma metodologia para gerenciamento de incertezas durante o ajuste de histórico, a previsão de produção e a otimização da estratégia de produção. A técnica de planejamento de experimentos combinada com a metodologia de superfície de resposta permite a quantificação do impacto das incertezas “determinísticas” (dados petrofísicos, atuação de aquíferos, locação de poços). A técnica de *Joint Modeling Method* é utilizada neste trabalho para quantificar o impacto das incertezas “estocásticas” (várias realizações geoestatísticas, vários modelos de reservatórios ajustados). Este trabalho conclui que a técnica de planejamento de experimentos combinada com a *Joint Modeling Method* é uma metodologia apropriada para ser

usada em tomadas de decisões em ambiente propício ao risco incluindo todos os tipos de incertezas.

Feraille *et al.* (2003) também utilizam a técnica de *Joint Modeling Method* para quantificar o impacto das incertezas na previsão de produção de um campo real. Este trabalho manipula parâmetros de produção dentro de uma determinada faixa de valores a fim de que minimizem a incerteza devido à existência de várias soluções de ajuste de histórico. A validação deste trabalho é feita através da comparação das incertezas na previsão de produção obtidas antes e depois do ajuste de histórico com parâmetros de produção fixos para a solução ótima do *Joint Modeling Method*. Tem-se como resultado uma redução de 75% da incerteza na previsão quando se levam em consideração modelos ajustados.

Landa e Guyaguler (2003) utilizam coeficientes de sensibilidade para construir uma superfície de resposta ou um meta-modelo (*proxy*) para o simulador, honrando os exatos valores e gradientes para as combinações de parâmetros simulados. A precisão do meta-modelo aumenta com as simulações adicionais e como consequência do progresso do algoritmo. O meta-modelo obtido no final do processo de ajuste de histórico é então utilizado para estimar a incerteza associada com a predição do desempenho futuro do modelo de reservatório. O método proposto é aplicado a um exemplo sintético e a um campo real. Esta abordagem é um passo inicial para uma metodologia que avalia a não-unicidade do processo de ajuste de histórico e as incertezas associadas à previsão de produção do reservatório.

Bustamante *et al.* (2005) apresentam uma ferramenta que usa métodos de planejamento de experimentos e rotinas estatísticas Bayesianas lineares. A ferramenta cria um estimador estatístico como um meta-modelo para o modelo de simulação do reservatório, que é atualizado após cada simulação. É usado para aproximar os resultados do simulador e permite exploração extensiva dentro da faixa de valores que cada atributo pode ser variado. Esta ferramenta usa os resultados desta exploração e permite obter uma solução mais rapidamente do que seria possível se fosse executado um grande número de simulações. As vantagens desta ferramenta são: significativa aceleração do processo de ajuste de histórico, identificação dos múltiplos ajustes e um avançado entendimento do comportamento do reservatório.

Williams *et al.* (2004) apresentam uma nova abordagem, denominada *Top-Down Reservoir Modelling* (TDRM), que incorpora incertezas do reservatório na construção do modelo e na previsão de desempenho de produção. TDRM usa um algoritmo genético para ajuste de histórico assistido por ser considerado o otimizador mais robusto para encontrar soluções alternativas. Esta nova abordagem tem sido aplicada com sucesso em 18 reservatórios em estudo, abrangendo campos que se encontram desde a fase de avaliação até a fase de declínio, tanto para reservatório de óleo como para reservatório de gás.

Litvak *et al.* (2005) apresentam uma metodologia para estimativa de incertezas nos perfis de produção através dos dados de produção e de sísmica. O algoritmo da vizinhança é utilizado para selecionar valores de parâmetros de ajuste de histórico em cada simulação. A metodologia tem sido aplicada com bastante sucesso em vários reservatórios do Golfo do México.

Hegstad e Omre (2001) apresentam um trabalho que avalia a contribuição de observações de poços, dados de amplitude sísmica e histórico de produção na redução de incertezas na previsão de comportamento de reservatório. O condicionamento para o histórico de produção constitui um desafio maior devido à não-linearidade do modelo de fluxo.

Kabir e Young (2001) apresentam um trabalho que foca questões relativas a incertezas em dados de produção. As incertezas geológicas, apesar de existirem, têm um papel relativamente menor do que os parâmetros ditos de engenharia. Porém, eles não sugerem que incertezas geológicas, tais como presença de barreiras de fluxo não consideradas no caso estudado, não irão alterar os resultados das simulações. O trabalho citado mostra uma tentativa de ajustar o histórico de produção de 30 anos de um campo marítimo localizado na Nigéria.

Combinando geoestatística e método dos gradientes, Bennett e Graf (2002) examinam vários parâmetros que afetam a pressão e o corte de água e selecionam multiplicadores de permeabilidades e o ponto final da curva de permeabilidade relativa da água para estimar as incertezas de produção através de ajuste de histórico para um reservatório localizado na Venezuela.

Alvarado (2003) propõe um método para quantificar incertezas que usa um conjunto de simulações de ajuste de histórico e determina a função de densidade de probabilidade da produção futura de óleo enquanto o ajuste de histórico está sendo desenvolvido. Este método usa apenas o comportamento dinâmico do reservatório.

Reis (2005) propõe uma metodologia que impõe uma restrição de forma a garantir que apenas os modelos ajustados sejam computados na etapa de atribuição de probabilidade aos modelos. Esta restrição é feita através da modelagem de uma função-objetivo cuja derivada em relação à variável dinâmica dependente é minimizada. Faz-se uso da técnica de planejamento de experimentos e do método de superfície de respostas. Os resultados mostraram que o método é simples e de fácil aplicação, podendo ser empregado em diversos casos.

O tema abordado nesse trabalho é bastante recente na literatura, conforme pode ser observado pela data de publicação dos trabalhos mencionados na revisão bibliográfica. Comparando a metodologia proposta nesta dissertação com os trabalhos mencionados acima, pode-se concluir que se trata de uma metodologia original, porém com algumas semelhanças com alguns trabalhos existentes na literatura.

Na metodologia proposta nesta dissertação a quantificação de incertezas é realizada já na etapa de histórico, enquanto que a proposta por Alvarado (2003) quantifica a incerteza na previsão de produção de óleo acumulada durante a etapa de histórico. Almeida Netto (2003) apresenta uma metodologia de integração de ajuste de histórico com análise de incertezas, porém esta não é tão completa quanto à proposta neste trabalho.

Comparando a metodologia deste trabalho com a desenvolvida por Reis (2005), têm-se como diferenças principais as técnicas de quantificação de incertezas e as funções-objetivo utilizadas no estudo. Porém, a metodologia do presente trabalho apresenta flexibilidade quanto a estas diferenças. A forma de quantificar as reduções de incertezas utilizada em ambos os trabalhos é a curva de incerteza.

Capítulo 3

Fundamentação Teórica

Neste capítulo serão abordados alguns conceitos que servem de base para o melhor entendimento da metodologia de integração de incertezas com o processo de ajuste de histórico de produção proposta neste trabalho.

3.1 Ajuste de Histórico de Produção

O processo de ajuste de histórico de produção consiste na calibração de um modelo de simulação através de alterações nos atributos incertos de reservatório, tais como porosidade, permeabilidade horizontal, contato óleo-água, etc., dentro de certos limites a fim de se obter uma melhor caracterização do reservatório. Porém, a quantidade de dados disponíveis é insuficiente e quase nunca permite uma caracterização perfeita, principalmente quando se trata de campos no início de produção. O processo é encerrado quando a concordância entre os valores calculados e observados é considerada aceitável sob o ponto de vista de engenharia, ou quando o tempo ou os recursos disponíveis para o estudo tiver sido esgotado. Depois de ajustadas as produções dos fluidos de campo e poços e a pressão do reservatório e dos poços, o modelo resultante pode ser utilizado para dar maior confiabilidade à etapa de previsão de produção.

Esta insuficiência de dados, juntamente com a existência de muitos parâmetros de produção a serem ajustados e muitos atributos a serem alterados, dificulta o processo de ajuste de histórico. O maior problema é a multiplicidade de soluções, ou seja, diferentes combinações de atributos podem fornecer respostas semelhantes para o mesmo histórico de produção. A **Figura 3.1** ilustra duas soluções para o ajuste da vazão de água. Diferentes alterações nos atributos do modelo base

(em verde) proporcionam diferentes modelos ajustados. A curva do ajuste 1 (em azul) apresenta comportamento próximo ao do histórico (em vermelho) até cerca da metade do tempo analisado, porém, com o passar do tempo, apresenta valores de vazão de água maiores que o observado no histórico. Já a curva do ajuste 2 (em preto) apresenta comportamento diferente do histórico inicialmente, porém, após certo período de tempo, seu comportamento passa a ser bem próximo ao observado. Contudo, não se pode afirmar qual dos dois modelos apresenta um melhor ajuste, e estes podem apresentar previsões de produção bastante diferentes.

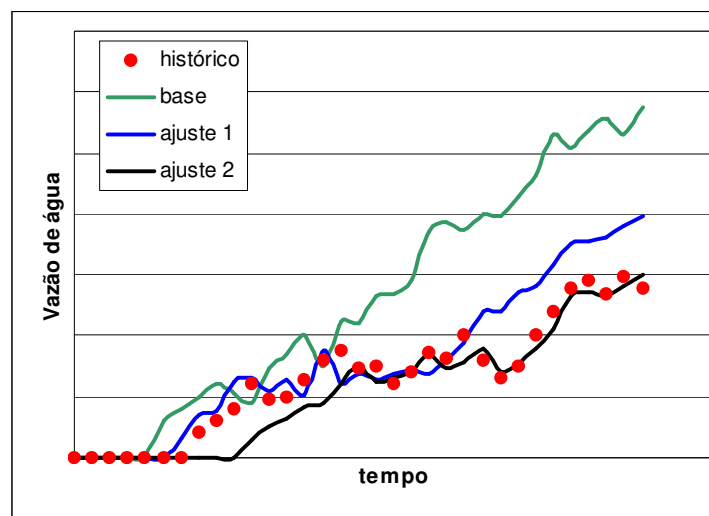


Figura 3.1 – Exemplo de múltiplas soluções no processo de ajuste de histórico de produção

Os procedimentos tradicionais de ajuste de histórico de produção consistem, basicamente, no ajuste manual e no ajuste assistido. O ajuste manual consiste em um processo de tentativa e erro, pois os atributos incertos são alterados manualmente até que se obtenha um modelo que mais se aproxime do comportamento real do reservatório. Devido a isto, o processo de ajuste manual é bastante demorado e, para casos mais complexos, é considerado ineficiente (Leitão, 1997).

O processo de ajuste assistido consiste na automatização parcial de algumas etapas do processo de ajuste de histórico de produção, porém é sempre necessário o julgamento final do engenheiro de reservatório para a escolha de uma solução coerente com as informações disponíveis e com os objetivos do estudo (Maschio e Schiozer, 2004). Além disso, as principais

decisões, como por exemplo, quais atributos alterar e como alterá-los, ficam a cargo do profissional que conduz o processo. Neste tipo de ajuste são utilizados algoritmos de otimização a fim de se obter uma minimização matemática de uma função-objetivo. Devido à complexidade do problema, um grande esforço computacional e um elevado tempo de processamento são características deste processo.

Dependendo do algoritmo de otimização a ser utilizado, a função-objetivo pode ser definida por uma das expressões abaixo:

$$\text{Função – Objetivo}(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n \beta_i |v_i^{calc} - v_i^{obs}| \quad \text{Equação 3.1}$$

$$\text{Função – Objetivo}(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n \beta_i (v_i^{calc} - v_i^{obs})^2 \quad \text{Equação 3.2}$$

onde x_i representa qualquer parâmetro do modelo que possua influência significativa sobre a função-objetivo, β_i é o peso a ser imposto a um determinado dado, e v_i são os valores calculados ou observados da propriedade a ser ajustada, que pode ser a pressão ou qualquer parâmetro de produção de um poço ou de um conjunto de poços. A Equação 3.2 é mais utilizada com métodos de regressão não-linear, por exemplo, mínimos quadrados (Leitão, 1997).

Para se obter um bom ajuste, geralmente são realizadas várias mudanças no modelo inicial através de inúmeras alterações nas propriedades do reservatório. Embora cada ajuste tenha características próprias e bem definidas, em geral, pode-se escolher uma estratégia comum para o processo que consiste inicialmente na realização de um ajuste grosseiro e depois dar um grau de precisão maior ao modelo através de um ajuste fino.

Geralmente, as variáveis a serem ajustadas são: vazões de produção dos fluidos do campo e dos poços, pressão dos reservatórios e dos poços e índice de produtividade dos poços. Segundo Schiozer (1997), embora pressão e vazão estejam diretamente ligadas, a sequência mais adequada para a maioria dos ajustes é normalmente: ajuste da pressão do campo, ajuste de vazões do

campo, ajuste de pressão dos poços, ajuste de vazões dos poços e ajuste de índice de produtividade dos poços.

3.2 Análise de Incertezas

A etapa inicial de caracterização geológica do reservatório consiste na seleção dos atributos a serem considerados na análise de incertezas pela equipe envolvida em cada uma das etapas de modelagem do reservatório.

Na prática, os dados geológicos disponíveis são insuficientes para o conhecimento dos atributos analisados. Desta forma, a incerteza relativa aos valores do atributo incerto pode ser expressa através de distribuições probabilísticas do tipo normal, lognormal e triangular, honrando os limites geológicos determinados pelos especialistas. Cada atributo incerto pode ser discretizado em certos níveis de incerteza, de acordo com a sua função de densidade de probabilidade (fdp), conforme ilustra a **Figura 3.2**.

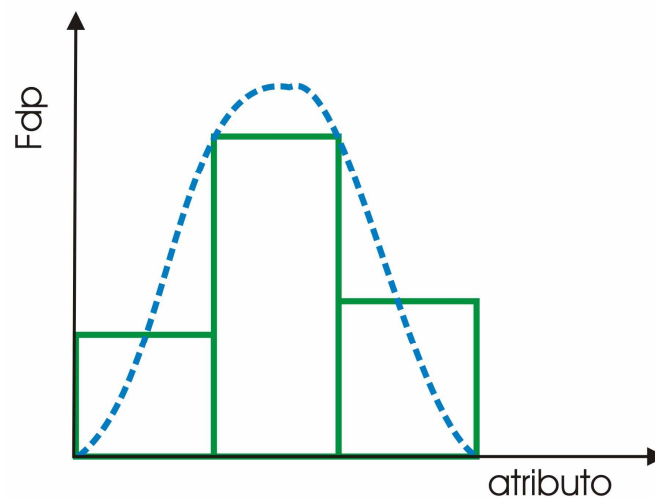


Figura 3.2 – Representação esquemática de uma distribuição de probabilidade de um atributo discretizada em 3 níveis de incerteza

Para cada atributo considerado, faz-se necessária a definição da quantidade de níveis de incerteza e, para cada nível, o valor de probabilidade associada. Vários trabalhos encontrados na literatura sugerem a adoção inicial de três níveis de incerteza (Øvreberg *et al.*, 1990; Jensen, 1998). Ballin *et al.* (1993) sugerem a utilização de até cinco níveis e Loschiavo (1999) relata a ocorrência de grupos de perfis probabilísticos de produção quando três níveis do atributo crítico

são utilizados e sugere, nestes casos, uma discretização em maior número de níveis. Costa (2003) verifica a influência do número de níveis no processo de tomada de decisão.

A análise de sensibilidade tem por finalidade a redução do número de atributos incertos através da escolha dos mais críticos. Desta forma, deve ser feita uma escolha dos atributos que têm maior influência nas funções-objetivo em estudo para serem utilizados na fase de quantificação das incertezas (por exemplo, na árvore de derivação).

O número de atributos incertos e seus níveis de incerteza são diretamente ligados com o número de modelos a serem simulados. Quanto maior o número de atributos e quanto maior o número de níveis, maior o número de simulações. Um dos objetivos da análise de sensibilidade é a redução do esforço computacional, reduzindo o número de modelos de reservatórios a serem simulados, reduzindo conseqüentemente o tempo total de simulação. Por meio de simulação numérica de fluxo, há uma substituição dos valores otimistas e pessimistas dos atributos incertos em relação aos valores do caso base. É verificada a sensibilidade de cada atributo em relação a cada função-objetivo em estudo. A resposta da análise de sensibilidade é geralmente representada através de um gráfico no qual pode ser observada a variação percentual da função-objetivo em relação ao valor da função-objetivo do caso base.

O número de simulações (NS) a serem realizadas na etapa de análise de sensibilidade pode ser representado pela seguinte equação:

$$NS = \left[\sum_{i=1}^N A_i (n_i - 1) \right] + 1 \quad \text{Equação 3.3}$$

onde A_i é o número de atributos do grupo discretizado em i níveis e N é o número de grupo de atributos.

Como exemplo, pode-se considerar um modelo que possui 4 atributos com 3 níveis cada e 3 atributos com 2 níveis cada, totalizando 7 atributos. Desta forma, seriam necessárias doze

simulações (incluindo o caso base) a serem executadas nesta fase de análise de sensibilidade. A equação a seguir mostra como se obtém este cálculo:

$$NS = 4 \times (3 - 1) + 3 \times (2 - 1) + 1 = 12$$

Equação 3.4

Assim, o esforço computacional nesta etapa ainda é pequeno e seus resultados servem de ferramenta para se decidir quanto ao uso de mais níveis de incerteza para os atributos selecionados para a etapa da árvore de derivação. Esta decisão pode ser feita através da comparação dos resultados com o caso base em relação às funções-objetivo em estudo.

Na metodologia da árvore de derivação, os atributos considerados como críticos decorrentes da análise de sensibilidade são discretizados em níveis de incerteza, aos quais estão associadas determinadas probabilidades de ocorrência. Cada ramo da árvore de derivação corresponde a um modelo de reservatório possível que possui uma probabilidade de ocorrência associada, sendo que a soma das probabilidades de ocorrência de cada um dos modelos é igual à unidade. Após a combinação dos atributos críticos envolvidos no processo, aplica-se um tratamento estatístico para a obtenção da curva de risco, que consiste em uma ferramenta de grande importância no processo de tomada de decisões, pois possibilita a quantificação dos valores correspondentes aos percentis pessimista, provável e otimista.

A **Figura 3.3** mostra um exemplo esquemático de uma árvore de derivação composta por dois atributos (A1 e A2) com três níveis cada (0- nível provável, 1- nível pessimista e 2- nível otimista). Cada nível está associado com uma probabilidade e cada combinação de atributos representa um modelo de simulação. A probabilidade de ocorrência de cada modelo é dada pelo produto das probabilidades dos níveis que compõem este modelo.

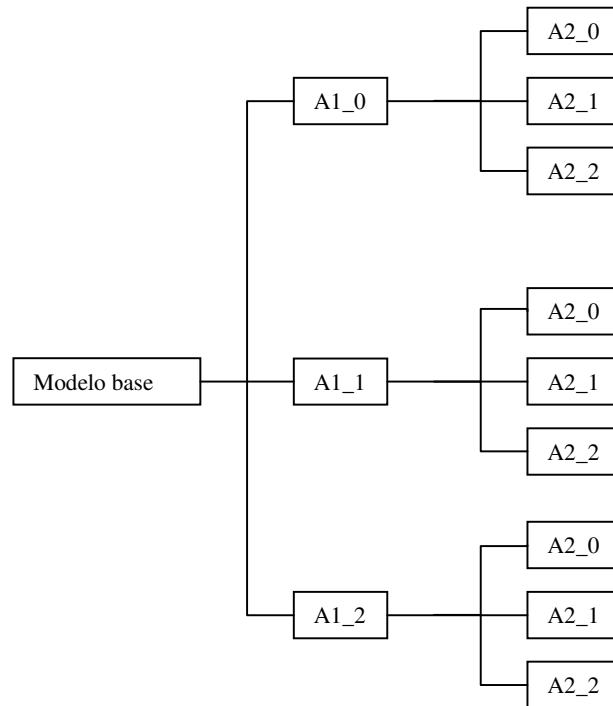


Figura 3.3– Exemplo esquemático de uma árvore de derivação

O número total de simulações a serem executadas tanto na etapa de análise de sensibilidade quanto na árvore de derivação pode ser representado pela seguinte equação:

$$NS = \prod_{i=1}^N (n_i)^{A_i} \quad \text{Equação 3.5}$$

Usando o mesmo exemplo mencionado na etapa de análise de sensibilidade (quatro atributos com três níveis cada e três atributos com dois níveis cada), o total de simulações a serem executadas tanto na análise de sensibilidade quanto na árvore de derivação seria de:

$$NS = 3^4 \times 2^3 = 648 \quad \text{Equação 3.6}$$

Mesmo excluindo-se as simulações já realizadas na etapa de análise de sensibilidade, o número de simulações restantes ainda é bastante significativo ($648 - 12 = 636$), fato este que vem ressaltar a importância da escolha dos atributos que compõem a árvore de derivação.

Como o número de simulações cresce exponencialmente com o número de atributos críticos, necessita-se de uma simplificação no processo de obtenção da árvore de derivação. Segundo Madeira (2005), uma possível simplificação consiste na adição gradativa de atributos incertos na árvore de derivação, verificando a variação dos percentis P10, P50, P90 entre cada adição de atributo e/ou nível até que o processo estabilize, ou seja, até que a adição de um atributo não produza alterações nos percentis. Outras simplificações estão relacionadas com o tratamento dos atributos e a modelagem do reservatório.

3.3 Redução de Incertezas Através de Dados de Histórico

Após a combinação dos atributos incertos críticos envolvidos no processo de análise de incertezas, aplica-se o tratamento estatístico a fim de se obter a curva de incerteza relativa ao atributo. Esta ferramenta é importante no processo de tomada de decisão, já que podem ser quantificados os valores referentes aos percentis pessimista, provável e otimista. A **Figura 3.4b** ilustra duas curvas de incerteza que utiliza como função-objetivo o afastamento dos modelos em relação ao histórico. A curva em vermelho apresenta grande incerteza em relação ao atributo e elevados valores de afastamento em relação ao histórico. Já a curva em azul apresenta baixa incerteza e pequenos afastamentos.

Através da alteração da probabilidade de ocorrência de cada nível de incerteza de um atributo incerto do reservatório ou através da diminuição da faixa de incerteza relativa ao valor deste atributo, pode-se verificar uma redução na curva de incerteza acumulada do atributo em relação à curva de incerteza acumulada gerada pelos dados geológicos fornecidos inicialmente.

Quando há apenas alteração nos valores de probabilidade de ocorrência dos níveis de incerteza do atributo, não são necessárias novas simulações de fluxo, pois as curvas de produção geradas inicialmente permanecem as mesmas. Todavia, a curva de incerteza acumulada sofre alteração em seu formato. Quando a redução de incerteza está condicionada ao histórico de produção, ou seja, quando se tem como função-objetivo o afastamento dos modelos em relação ao histórico, a curva de incerteza deve estar localizada próximo de zero, com certos valores de

afastamento maiores e menores que zero, significando que o histórico está contido no conjunto de cenários.

Porém, quando há também alterações nos valores dos atributos, novas simulações devem ser realizadas e, além da curva de incerteza acumulada, há também alterações nas curvas de produção dos modelos gerados pela combinação dos atributos.

A **Figura 3.4** ilustra o processo de redução de incerteza através do ajuste de histórico de produção. As curvas em vermelho representam a incerteza relativa ao atributo de acordo com as informações geológicas. As curvas em azul estão relacionadas com a redução da incerteza do atributo após a integração com o processo de ajuste de histórico. Como há uma redução na faixa de incerteza relativa ao atributo, verifica-se uma alteração na sua distribuição de probabilidade. Conseqüentemente, há uma alteração na curva de incerteza acumulada e esta se localiza próximo do valor zero de afastamento. Observa-se também uma redução na faixa dos possíveis modelos gerados e os mesmos encontram-se distribuídos ao redor do histórico. O fato de o histórico estar localizado dentro desta faixa de possíveis modelos é de grande importância para o processo, pois assim fornece maior confiabilidade para a fase de previsão de produção.

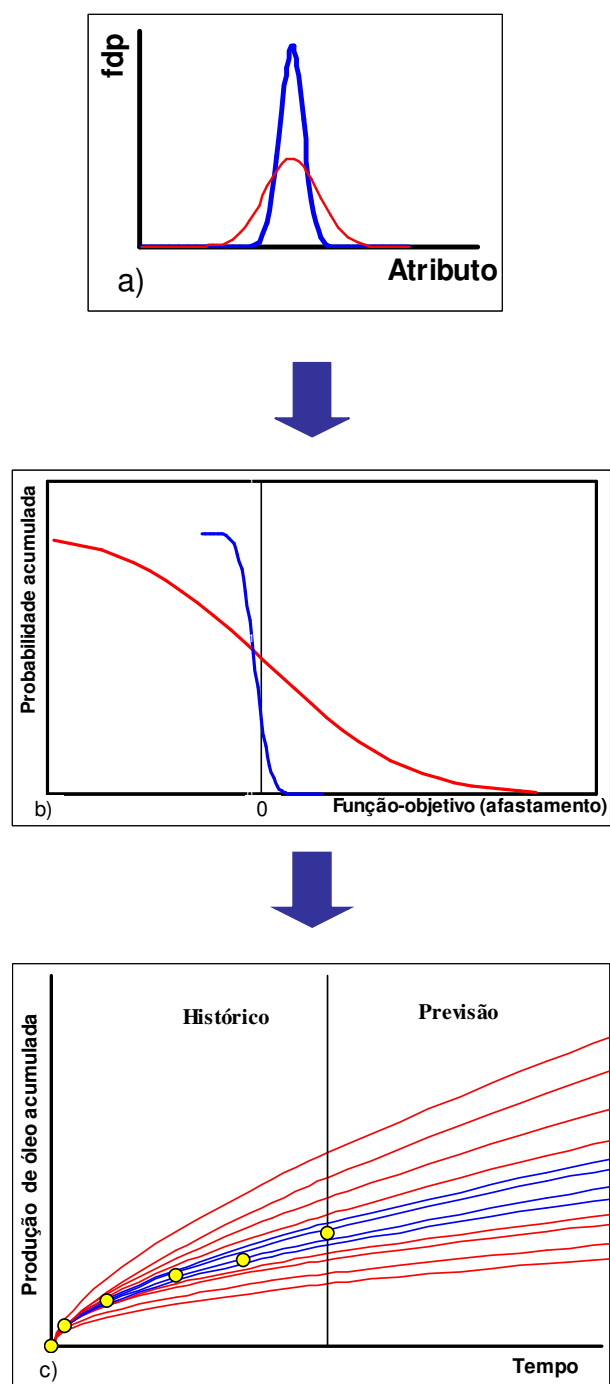


Figura 3.4 – Representação esquemática sobre processo de redução de incertezas através do ajuste de histórico de produção

Capítulo 4

Metodologia

A metodologia apresentada neste trabalho visa à integração da análise de incertezas e risco com o processo de ajuste de histórico de produção com o intuito de usar informações de dados observados no período de histórico para diminuir as incertezas no período de previsão de comportamento futuro de reservatórios de hidrocarbonetos.

4.1 Metodologia Geral

Os métodos propostos neste trabalho tratam da alteração das probabilidades de ocorrência dos níveis de incerteza dos atributos e da alteração dos valores destes atributos, condicionados aos afastamentos em relação ao histórico dos modelos de reservatório gerados através de combinações dos atributos críticos considerados no estudo. Várias tentativas foram realizadas até a calibração dos métodos de redução de incertezas propostos neste trabalho. São apresentados quatro métodos neste trabalho, sendo dois relacionados com alteração das probabilidades dos níveis de incerteza dos atributos (Métodos 1A e 1B), um relacionado com eliminação de níveis (Método 2) e um outro relacionado com redefinição dos valores dos atributos (Método 3). Em alguns destes métodos, são considerados pesos entre os dados geológicos e os dados de histórico. A combinação de alguns destes métodos é sugerida por ser eficiente na redução de incertezas. Uma discussão breve sobre algumas tentativas que não geraram resultados positivos também será feita no final da apresentação de resultados. Ao final dos resultados apresentados pelos métodos propostos, sugere-se a combinação de alguns deles com o objetivo de aumentar a eficiência na redução de incertezas.

Para a validação da metodologia, utiliza-se um reservatório teórico com resposta conhecida para facilitar a formulação e validação das metodologias utilizadas. Em um primeiro caso, utiliza-se quatro atributos (quatro regiões de permeabilidade horizontal) como atributo incerto do reservatório, procurando observar os resultados para uma variável de influência local. Ainda neste primeiro caso, testa-se a influência da distribuição de probabilidade inicial adotada na simulação, quando são apresentados os resultados de duas distribuições.

Em um outro caso, além de um atributo com influência local, é utilizada uma variável com influência global (permeabilidade relativa), o que dificulta o desenvolvimento da metodologia, requerendo novos ajustes e calibração dos métodos. Por estar sendo utilizada a técnica da árvore de derivação neste trabalho, a distribuição de probabilidade adotada é discretizada em níveis de incerteza e são adotados três níveis de incerteza (pessimista, provável e otimista) em relação aos atributos incertos do reservatório. Considerando que o objetivo principal do trabalho é propor uma metodologia bem estruturada, optou-se por estudar detalhadamente o caso teórico (para permitir a calibração dos métodos), sendo que a aplicação da metodologia em outros casos fica como sugestão para trabalhos futuros.

4.2 Métodos de redução de incertezas

Para a validação da metodologia proposta, é necessário testar alguns métodos de redução de incertezas a fim de obter métodos confiáveis para promover a integração da análise de incertezas e ajuste de histórico e aumentar a confiabilidade na previsão de comportamento de reservatórios de petróleo. A comparação entre os métodos é feita de acordo com as curvas de incerteza obtidas, que são também comparadas com a curva de incerteza da distribuição inicial adotada.

São apresentados quatro métodos neste trabalho, sendo dois relacionados com alteração das probabilidades dos níveis de incerteza dos atributos (Métodos 1A e 1B), um relacionado com eliminação de níveis (Método 2) e um outro relacionado com redefinição dos valores dos atributos (Método 3). O Método 1B é uma variação do Método 1A, pois é baseado numa ponderação entre as probabilidades iniciais e as probabilidades do Método 1A.

A metodologia proposta aborda a análise probabilística dos atributos de reservatório em relação aos dados de produção observados e, como resultado desta integração, quatro métodos são apresentados:

4.2.1 Método 1A - Redistribuição de probabilidade considerando afastamentos em relação ao histórico

Este método usa o afastamento entre os dados observados e os dados simulados para redistribuir as probabilidades de ocorrência dos níveis dos atributos escolhidos para a geração dos modelos de simulação. Esta redistribuição é feita da seguinte forma:

$$K_n = \left(\sum_{j=1}^{Mn} K_q \right) \quad \text{Equação 4.1}$$

onde n é o número de níveis, K_q é a diferença entre os dados observados e os dados simulados ao quadrado e Mn é o número de modelos relativos a cada nível n . Portanto, calcula-se o somatório dos afastamentos ao quadrado de todos os modelos relacionados com um dado nível de incerteza.

Assim, as novas probabilidades de cada nível de um dado atributo (P_n) são calculadas da seguinte forma:

$$P_n = \frac{(1/|S|) |K_n^{-1}|}{\sum_{n=1}^k (1/|S|) |K_n^{-1}|} \quad \text{Equação 4.2}$$

onde k é o número de níveis do atributo analisado e

$$S = \frac{\sum_{j=1}^{Mn} FO}{\sum_{j=1}^{Mn} |FO|} \quad \text{Equação 4.3}$$

sendo FO a função-objetivo adotada no processo.

O termo $(1/|S|)$ que aparece na Equação 4.2 é um peso para a função, que é afetado pela simetria da distribuição das curvas dos modelos simulados em relação à curva do histórico. A escolha deste peso foi feita após análise dos resultados de vários testes realizados anteriormente. Neste trabalho, o termo $(1/|S|)$ varia entre um e cinco. Foi utilizado um valor máximo de cinco para evitar pesos muito elevados e, conseqüentemente, evitar influência excessiva deste fator.

O valor de S está relacionado com a simetria das curvas simuladas de um dado nível de ocorrência de um atributo em relação ao histórico de produção, ou seja, a distribuição dos possíveis cenários de reservatório ao redor do histórico. O valor de S varia entre -1 e +1, sendo que zero indica que as curvas estão distribuídas de forma perfeitamente simétrica em relação ao histórico, -1 indica que todas as curvas encontram-se acima do histórico e +1 indica que todas estas curvas encontram-se abaixo do histórico. A **Figura 4.1** exemplifica a distribuição do histórico em relação às curvas dos possíveis modelos do reservatório. Os pontos em amarelo representam o histórico de produção. As curvas em vermelho estão localizadas todas de um mesmo lado (abaixo) do histórico, portanto apresentam valor de S igual a +1. Já as curvas em verde e em azul estão distribuídas em torno do histórico de produção e, por isso, apresentam valor de S entre -1 e +1. Porém, como o grupo de curvas em azul apresenta maior simetria em relação ao histórico, o seu respectivo valor de S é mais próximo de zero. A utilização de simetria neste trabalho é feita com o intuito de propiciar um maior valor de probabilidade para os modelos mais bem distribuídos em relação à curva do histórico de produção.

Portanto, obtêm-se os novos valores de probabilidades de ocorrência de cada nível dos atributos de reservatório em estudo, levando-se em conta somente a distribuição das curvas dos modelos de simulação e seus afastamentos em relação ao histórico. Neste método, as informações geológicas fornecidas inicialmente, ou seja, as probabilidades de ocorrência fornecidas ao simulador de fluxo para as simulações iniciais, passam a ser totalmente desconsideradas. Porém, os valores dos atributos continuam os mesmos que foram fornecidos pela equipe de geologia. Desta forma, não serão necessárias novas simulações para geração da nova curva de incerteza após a redistribuição das probabilidades, pois os arquivos de pós-processamento armazenam as informações necessárias para geração desta nova curva de incerteza.

O Método 1A serve de base para todos os outros métodos que serão apresentados a seguir.

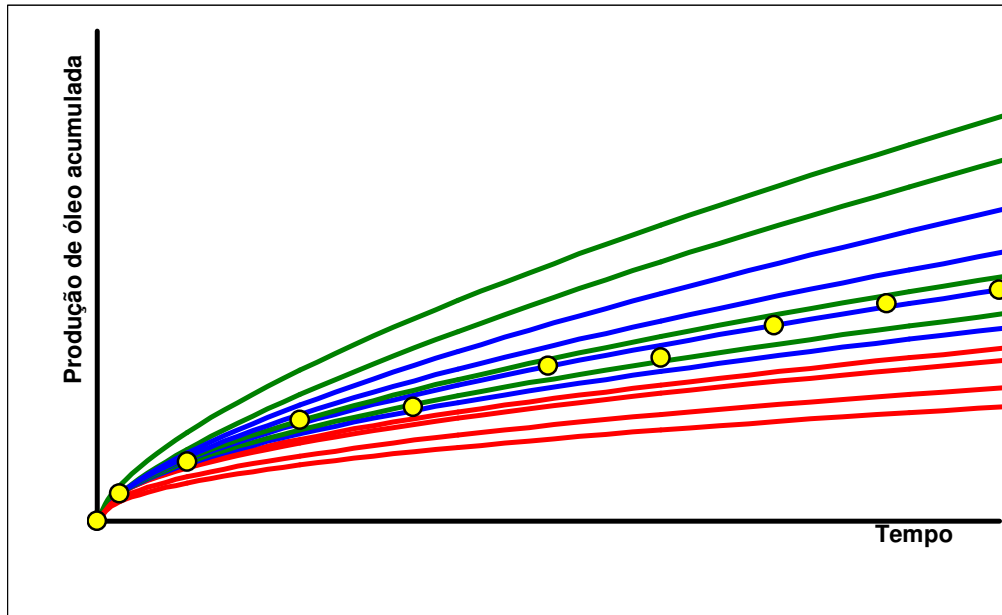


Figura 4.1 – Exemplo de uma distribuição de histórico de produção de óleo acumulada em relação aos possíveis modelos de reservatório (histórico em amarelo, nível pessimista em vermelho, nível provável em azul e nível otimista em verde)

4.2.2 Método 1B – Redistribuição de probabilidade considerando afastamentos em relação ao histórico e informações geológicas

Este método leva em consideração os afastamentos dos modelos simulados em relação ao histórico e os dados geológicos fornecidos inicialmente. Faz-se uma ponderação por meio de pesos entre os dados obtidos. Isto é feito com o objetivo de não descartar as informações geológicas obtidas pela equipe de geologia. A probabilidade de ocorrência de cada nível de incerteza após a aplicação do Método 1B é dada pela equação a seguir:

$$P_n^{1B}[An] = \frac{w_i \times P_i[An] + w_{hist} \times P_n[An]}{w_i + w_{hist}} \quad \text{Equação 4.4}$$

onde w_i é peso para as probabilidades iniciais provenientes das informações geológicas, $P_i[An]$ representa as probabilidades iniciais de cada nível do atributo, w_{hist} é o peso para as probabilidades calculadas pelos afastamento em relação ao histórico dos modelos simulados

(Método 1A) e $P_n[An]$ representa as probabilidades de cada nível do atributo obtidas através dos afastamentos em relação ao histórico.

Neste trabalho, a ponderação utilizada é a média aritmética entre as probabilidades obtidas através dos afastamentos das curvas em relação ao histórico (Método 1A) e as probabilidades contidas nos dados geológicos.

A **Figura 4.2** ilustra perfis probabilísticos de produção acumulada de óleo para um atributo discretizado em 3 níveis de incerteza: otimista (N2), provável (N0) e pessimista (N1). Os modelos relativos ao nível otimista estão representados na cor verde, enquanto que os relativos ao nível provável estão na cor azul e os relativos ao nível pessimista estão na cor vermelha. A **Figura 4.3** mostra uma representação esquemática da comparação entre as probabilidades iniciais do atributo (linhas tracejadas) e suas novas probabilidades (linhas cheias) para uma distribuição normal após a aplicação do Método 1A ou do Método 1B. É adotada a mesma configuração de cores utilizada na **Figura 4.2**. Nota-se que há uma alteração nas probabilidades de ocorrência de cada nível, dependendo dos afastamentos em relação ao histórico. Como o nível otimista apresenta menores afastamentos, este passa a ter maior probabilidade de ocorrência. Já o nível pessimista, por possuir maiores afastamentos, recebe menor probabilidade de ocorrência. Vale salientar que os valores dos atributos incertos permanecem os mesmos e, desta forma, as curvas de produção também permanecem as mesmas. A única alteração que pode ser observada na aplicação destes métodos citados acima é no formato da curva de incerteza relativa à função-objetivo estudada.

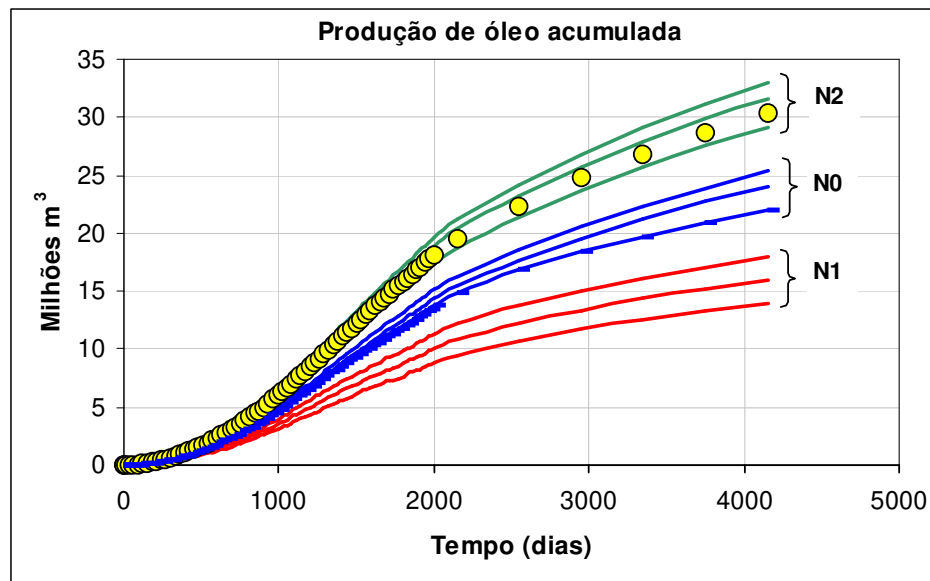


Figura 4.2 – Representação esquemática dos perfis de produção acumulada de óleo considerando um atributo com 3 níveis de incerteza (N0 – provável, N1 – pessimista, N2 – otimista)

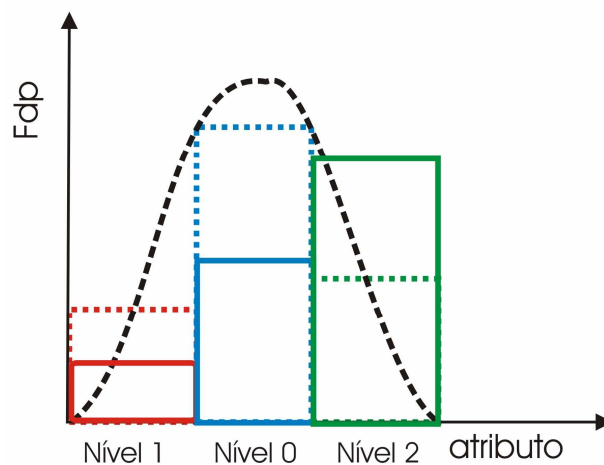


Figura 4.3 – Representação esquemática de uma redistribuição de probabilidade de um atributo com 3 níveis de incerteza

4.2.3 Método 2 – Eliminação de níveis

Este método consiste na eliminação de um ou mais níveis de incerteza de um atributo se o nível a ser eliminado satisfizer ambas as seguintes condições:

$$|S| = 1$$

Equação 4.5

e

$$P_n < 10\%$$

Equação 4.6

Além de analisar a simetria das curvas em relação ao histórico, usa-se também um critério de corte para as novas probabilidades de ocorrência dos níveis do parâmetro incerto. Conforme pode ser visto na Equação 4.6, o critério de corte proposto neste trabalho é de 10%. Porém, dependendo do caso, outros valores de corte podem ser considerados.

Quando um dos níveis é eliminado, os valores de probabilidades de ocorrência dos demais níveis são recalculados, considerando apenas os afastamentos relativos aos mesmos. Desta forma, garante-se que a soma das probabilidades seja igual a 100%.

A **Figura 4.4** ilustra uma representação esquemática de uma redistribuição de probabilidade de um atributo após a eliminação de um dos níveis de incerteza. Esta redistribuição está relacionada com os afastamentos em relação ao histórico dos modelos de simulação da **Figura 4.2** e com as probabilidades obtidas na **Figura 4.3**. As linhas tracejadas representam as probabilidades iniciais dos níveis e as linhas cheias representam as probabilidades após aplicação do Método 2.

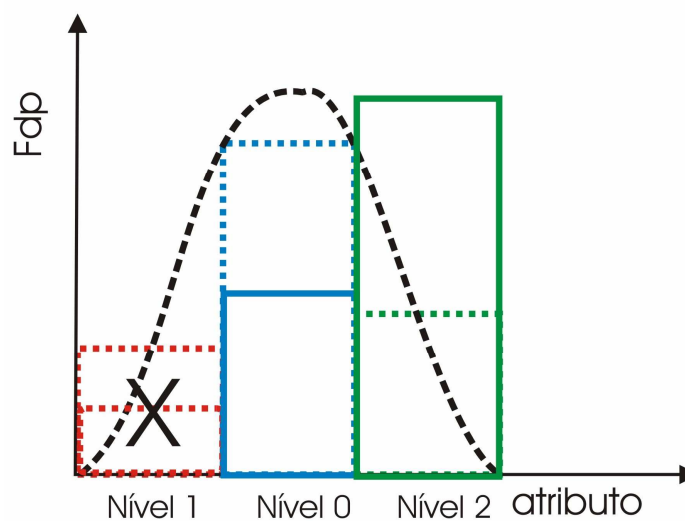


Figura 4.4 - Representação esquemática de uma redistribuição de probabilidade de um atributo com 3 níveis de incerteza após a eliminação de um dos níveis

Considerando que a eliminação de níveis de atributos está diretamente relacionada com um menor número de simulações e uma menor demanda computacional, este método pode ser aplicado quando não se dispõe de muito tempo para obtenção de um ajuste de histórico de produção. A nova curva de incerteza gerada leva em conta somente os modelos referentes aos níveis de incerteza restantes dos atributos. Neste método, não são necessárias novas simulações para se obter as novas curvas de incerteza. Os valores dos atributos permanecem os mesmos provenientes das informações geológicas.

4.2.4 Método 3 – Redefinição de valores de atributos

Este método redefine os valores dos atributos do reservatório em estudo de acordo com os dados de histórico de produção. Os novos valores são baseados nos valores iniciais fornecidos pelas informações geológicas e nas probabilidades definidas pelo Método 1A, que são os seguintes: $P_n[A0]$, $P_n[A1]$ e $P_n[A2]$. Assim, estes novos valores de atributos são calculados dependendo da distribuição das curvas relativas a cada um dos níveis de incerteza em relação ao histórico, ou seja, dependendo dos respectivos valores de S , onde $S1$ está relacionado com a simetria das curvas do nível pessimista, $S0$ com as do nível provável e $S2$ com as do nível otimista.

Neste trabalho, utilizam-se distribuições do tipo triangular para a faixa de valores dos atributos incertos, porém qualquer outro tipo pode ser utilizado.

A **Figura 4.5** é uma representação esquemática de uma distribuição probabilística do tipo triangular de um atributo incerto do reservatório antes e outra distribuição depois da aplicação do Método 3. A curva vermelha representa a distribuição de acordo com os valores iniciais do atributo, enquanto que a curva azul representa a distribuição dos novos valores encontrados. Verifica-se que há uma redução na incerteza relativa ao atributo e que a nova faixa de incerteza encontra-se dentro dos limites fornecidos pela equipe de geologia. Esse método consiste em deslocar o valor mais provável para próximo do nível com maior probabilidade (no caso do exemplo, o nível A2), ou seja, reduzir a faixa de incerteza do atributo.

A distribuição triangular possui um valor mínimo e um valor máximo que não devem ser extrapolados, ou seja, os limites geológicos fornecidos inicialmente devem ser respeitados. O mesmo é válido no caso de outros tipos de distribuições de probabilidade (normal, lognormal, entre outras).

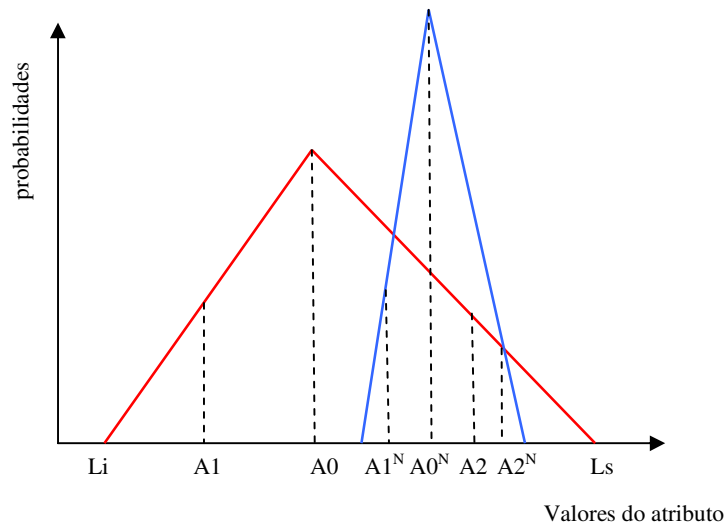
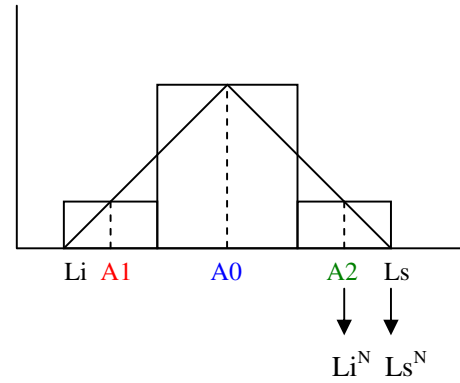
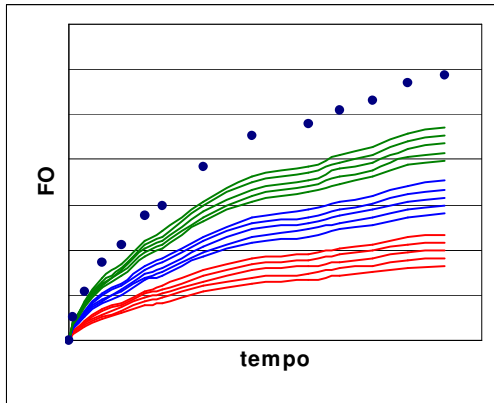


Figura 4.5 - Representação esquemática de uma distribuição triangular de um atributo antes (vermelho) e depois (azul) da aplicação do Método 3

Desta forma, têm-se as seguintes condições para a obtenção dos novos valores dos atributos incertos do reservatório:

Condição 1: $S1 = S0 = S2 = 1$		
$A0^N = \frac{Li^N + Ls^N}{2}$		Equação 4.7
$Li^N = A2$		Equação 4.8
$Ls^N = Ls$		Equação 4.9



Condição 2: $S1 = S0 = 1$ e $-1 < S2 < 1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A2 \times P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}$$

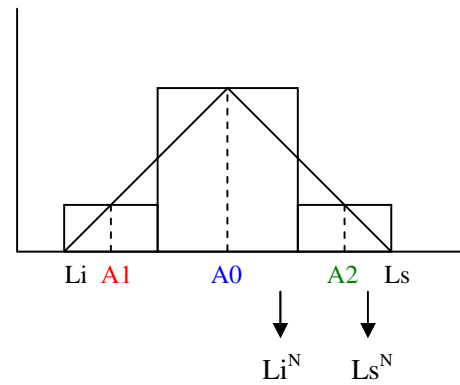
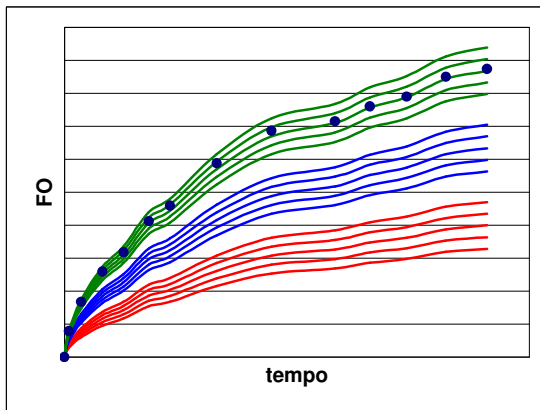
Equação 4.10

$$Li^N = A0 + (A2 - A0) \times P_n[A2^N]$$

Equação 4.11

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (1 - P_n[A2^N])$$

Equação 4.12



Condição 3: $S1 = S0 = 1$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A2 \times P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}$$

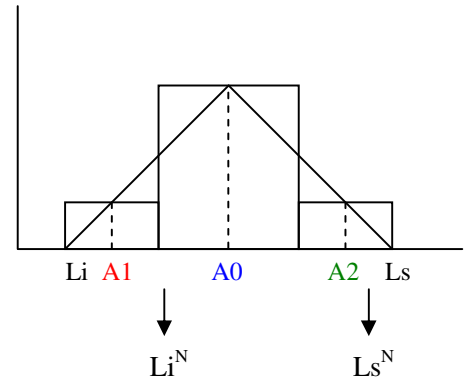
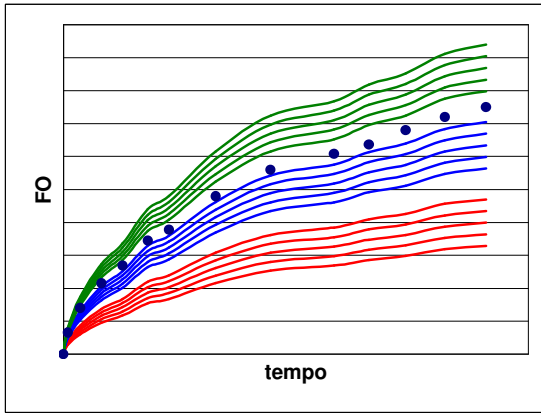
Equação 4.13

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times P_n[A0^N]$$

Equação 4.14

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (1 - P_n[A2^N])$$

Equação 4.15



Condição 4: $S1 = 1$; $-1 < S0 < 0$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A1 \times P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)}$$

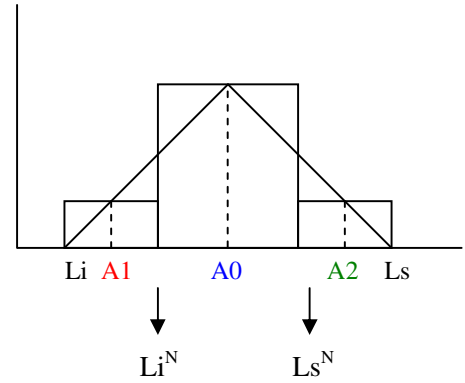
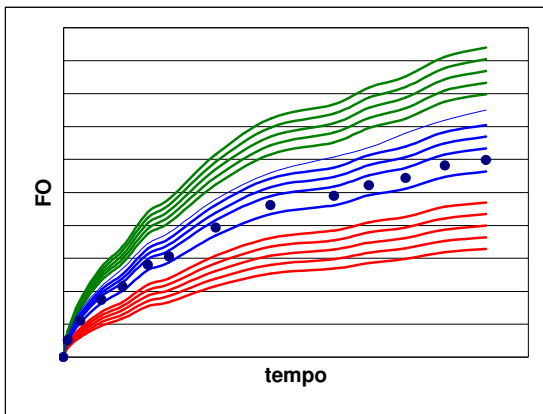
Equação 4.16

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A0^N])$$

Equação 4.17

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times P_n[A0^N]$$

Equação 4.18

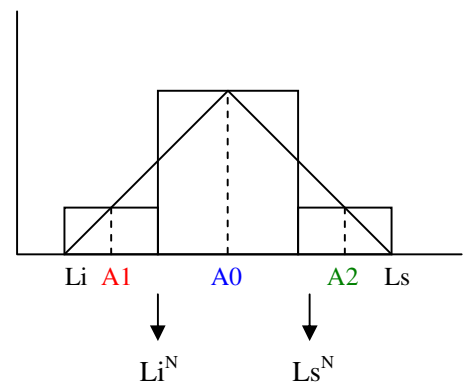
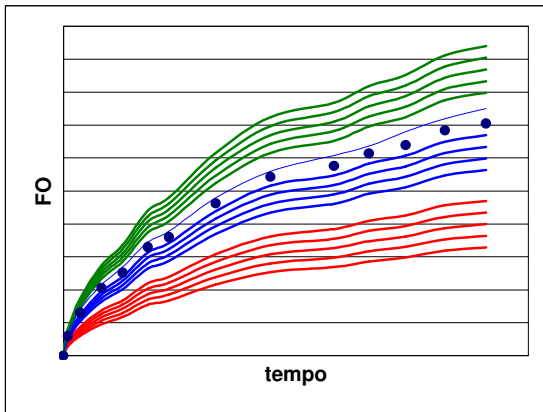


Condição 5: $S1 = 1$; $0 < S0 < 1$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A2 \times P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)} \quad \text{Equação 4.19}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A0^N]) \quad \text{Equação 4.20}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times P_n[A0^N] \quad \text{Equação 4.21}$$



Condição 6: $S1 = 1$; $-1 < S0 < 1$ e $-1 < S2 < 1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A2 \times P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}$$

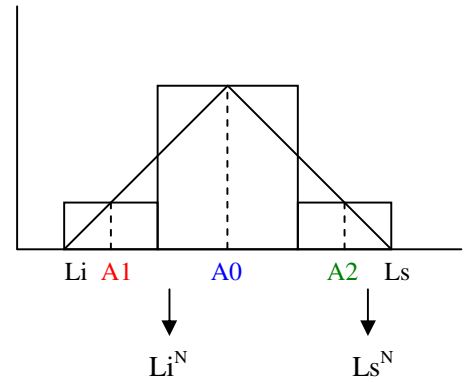
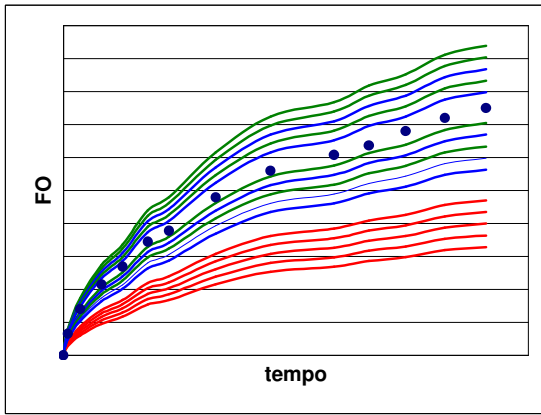
Equação 4.22

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A1^N])$$

Equação 4.23

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times P_n[A2^N]$$

Equação 4.24



Condição 7: $S1 = 1$ e $S0 = S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A1 \times P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)}$$

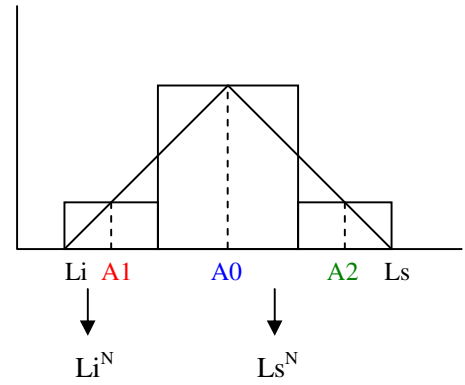
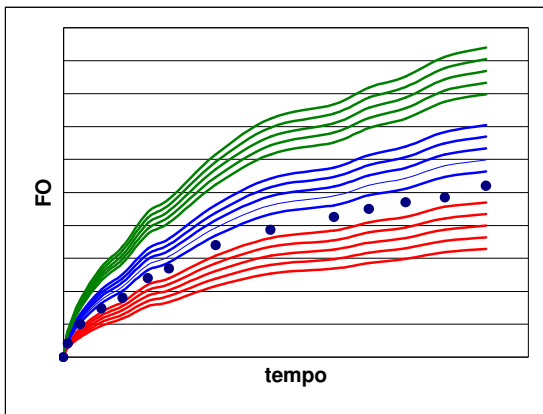
Equação 4.25

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times P_n[A1^N]$$

Equação 4.26

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (1 - P_n[A0^N])$$

Equação 4.27

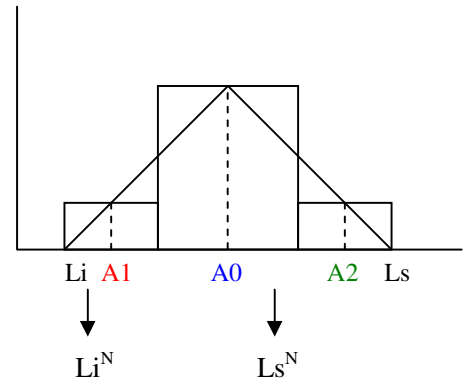
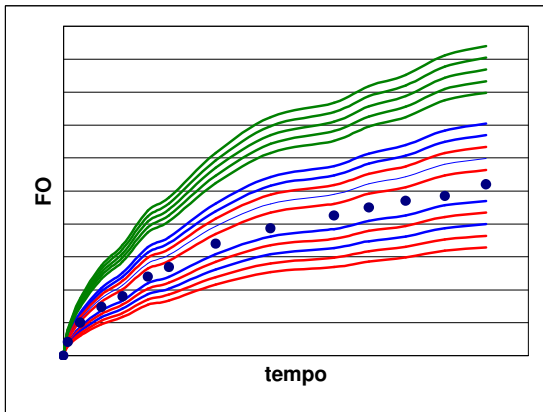


Condição 8: $-1 < S1 < 1$; $-1 < S0 < 1$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A1 \times P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)} \quad \text{Equação 4.28}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times P_n[A1^N] \quad \text{Equação 4.29}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (1 - P_n[A0^N]) \quad \text{Equação 4.30}$$



Condição 9: $-1 < S1 < 1$ e $S0 = S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A1 \times P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right)}$$

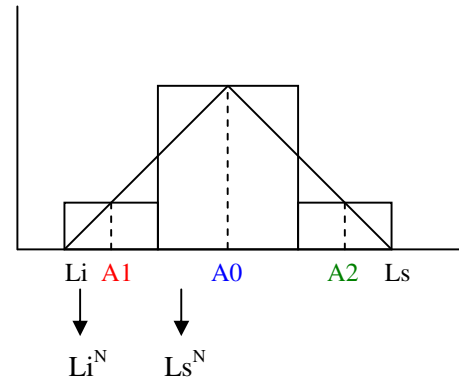
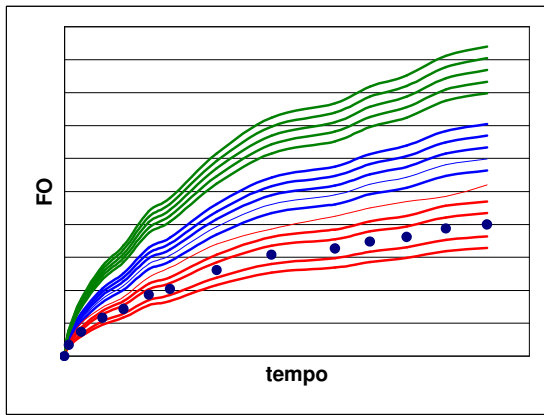
Equação 4.31

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (1 - P_n[A1^N])$$

Equação 4.32

$$Ls^N = A1 + (A0 - A1) \times P_n[A1^N]$$

Equação 4.33



Condição 10: $S1 = S0 = S2 = -1$

$$A0^N = \frac{Li^N + Ls^N}{2}$$

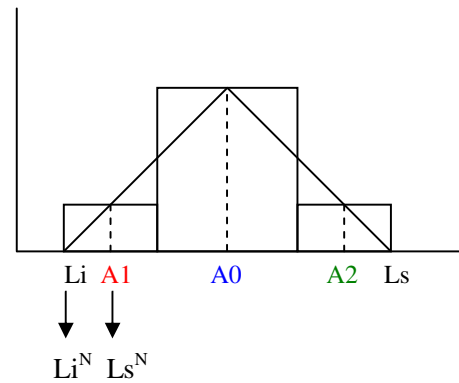
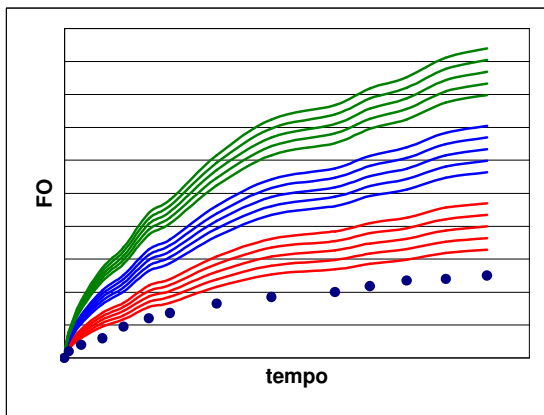
Equação 4.34

$$Li^N = Li$$

Equação 4.35

$$Ls^N = A1$$

Equação 4.36

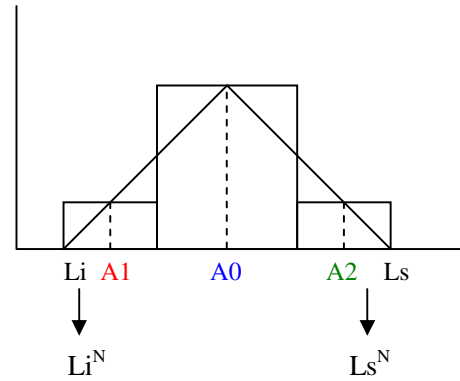
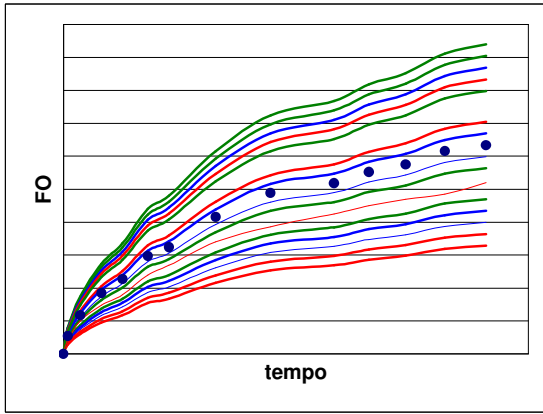


Condição 11: $-1 < S1 < 1$; $-1 < S0 < 1$ e $-1 < S2 < 1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + A1 \times P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right) + A2 \times P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)}{P_n[A0^N] \times \left(\frac{1}{|S0|} \right) + P_n[A1^N] \times \left(\frac{1}{|S1|} \right) + P_n[A2^N] \times \left(\frac{1}{|S2|} \right)} \quad \text{Equação 4.37}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (1 - P_n[A1^N]) \quad \text{Equação 4.38}$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times P_n[A2^N] \quad \text{Equação 4.39}$$



onde $A0$, $A1$ e $A2$ representam os valores iniciais dos atributos incertos, $A0^N$ representa o novo valor provável deste atributo, sendo 0 para o valor mais provável, 1 para o valor pessimista e 2 para o valor otimista, Li e Ls os limites inferior e superior iniciais e Li^N e Ls^N os novos limites inferior e superior, respectivamente.

Depois de calculados os limites inferiores e superiores, utilizam-se algumas equações, de acordo com o tipo de distribuição de probabilidade escolhida, para obtenção dos valores do atributo incerto para os níveis pessimista e otimista. Neste método, os limites inferiores e superiores são calculados antes dos valores para os níveis pessimista e provável a fim de garantir que estes últimos não extrapolem os limites.

4.2.5 Procedimentos para redução de incerteza quando se tem atributos de influência local e global

Quanto à aplicação dos métodos propostos neste trabalho, são apresentados três procedimentos para redução de incertezas relativas aos atributos incertos do reservatório. Estes procedimentos consistem na classificação destes atributos incertos em atributos de influência global (por exemplo: permeabilidade relativa de todo o campo – para o caso estudado foi considerado um único tipo de rocha) e de influência local (por exemplo: porosidade e permeabilidade horizontal das regiões).

O Procedimento 1 consiste na aplicação dos métodos propostos somente para os atributos de influência local e, utilizando apenas os novos valores prováveis obtidos, aplica-se novamente os métodos propostos, desta vez apenas para os atributos de influência global. Para a geração da curva de incerteza, todos os atributos são reagrupados e são utilizados os seus respectivos valores para os níveis pessimista, provável e otimista.

No Procedimento 2, aplica-se os métodos propostos em uma primeira iteração para todos os atributos e, após a obtenção da nova faixa de incerteza, realiza-se uma segunda iteração também para todos os atributos. Desta forma, são obtidas duas novas curvas de incerteza, uma para a primeira iteração e outra para a segunda. Como a segunda iteração é realizada obedecendo aos novos limites encontrados na primeira iteração, verifica-se uma redução bem maior em relação ao valor do atributo quando comparada com a faixa de incerteza inicial.

O Procedimento 3 consiste na aplicação dos métodos propostos somente para os atributos de influência global e, considerando apenas os valores prováveis obtidos para cada um destes atributos, aplica-se novamente os mesmos métodos somente para os atributos de influência local. Da mesma forma como ocorre para o Procedimento 1, todos os atributos são reagrupados para a obtenção da nova curva de incerteza.

4.3 Procedimento Sugerido para Integração de Ajuste de Histórico com Incertezas

A metodologia de integração de ajuste de histórico com incertezas sugerida neste trabalho é composta por algumas etapas que são descritas a seguir:

4.3.1 Definição dos atributos

A primeira etapa da metodologia consiste na determinação dos parâmetros incertos do reservatório. As principais fontes de incerteza do modelo de reservatório devem ser definidas antes do início da simulação de fluxo, sendo que o ajuste de histórico e o volume de dados disponíveis são de fundamental importância na seleção destes atributos incertos. A definição destes atributos deve ocorrer em parceria entre geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatórios envolvidos na caracterização e gerenciamento do campo.

A escolha do tipo de distribuição de probabilidade destes parâmetros incertos, juntamente com suas respectivas probabilidades de ocorrência também deve ser feita nesta primeira etapa. Qualquer tipo de distribuição de probabilidade (triangular, normal, lognormal, entre outras) pode ser utilizado nesta metodologia.

4.3.2 Análise de sensibilidade

O número de atributos e seus níveis de incerteza são diretamente ligados com o número de modelos a serem simulados. Desta forma, deve ser feita uma escolha dos parâmetros que têm maior influência nas funções-objetivo em estudo para serem utilizados na fase de quantificação das incertezas. Por meio de simulação numérica de fluxo, há uma substituição dos valores otimistas e pessimistas dos atributos incertos em relação aos valores do caso base. Os resultados obtidos são apresentados na forma de gráficos.

Os atributos incertos podem ter influência em todas as funções-objetivo, mas em alguns casos, esta influência pode ser pequena. Nesses casos, o processo pode ser um pouco simplificado, pois evita que todas as funções-objetivo sejam consideradas na alteração das curvas

de distribuição de todos os atributos. Neste trabalho, isso é feito através da utilização de critérios de corte usando índices de sensibilidade relacionando atributos e funções-objetivo. Como o critério de corte é um dos parâmetros a serem estudados para determinação da metodologia, isso está apresentado no capítulo de resultados.

4.3.3 Determinação da função-objetivo

A função-objetivo (FO) representa o afastamento entre os dados de produção simulados e os dados de produção observados e pode ser definida de acordo com as características de cada problema. A FO escolhida neste trabalho é definida da seguinte forma:

$$FO = \frac{K}{|K|} K_q \quad \text{Equação 4.40}$$

onde

$$K = \sum_{i=1}^N (d_i^{obs} - d_i^{sim}) \quad \text{Equação 4.41}$$

e

$$K_q = \sum_{i=1}^N (d_i^{obs} - d_i^{sim})^2 \quad \text{Equação 4.42}$$

onde K é a soma das diferenças simples entre os dados observados e os dados simulados, K_q é a soma das diferenças entre os dados observados e os dados simulados ao quadrado, N é o número de dados observados, d_i^{obs} são os dados observados e d_i^{sim} são os dados simulados.

O termo $\frac{K}{|K|}$ indica o sinal dos afastamentos em relação ao histórico, ou seja, através deste termo pode-se verificar como estão distribuídas as curvas dos modelos simulados.

4.3.4 Análise de incertezas

O método de análise de incertezas utilizado pode ser tanto a técnica da árvore de derivação quanto uma outra técnica, como por exemplo, planejamento de experimentos. Na metodologia proposta, a função de densidade de probabilidade (fdp) dos atributos pode ser discretizada em um número qualquer de níveis.

Na árvore de derivação, as combinações possíveis entre os atributos selecionados anteriormente são realizadas. O esforço computacional demandado está relacionado com a seleção dos atributos críticos de maior influência nas funções-objetivos escolhidas.

4.3.5 Redução de Incertezas

A **Figura 4.6** é uma representação esquemática dos métodos de integração de análise de incerteza e de ajuste de histórico descritos acima. A relação entre as cores utilizada nesta ilustração facilita o seu entendimento.

Inicialmente, parte-se da discretização do atributo incerto em níveis de incerteza, de acordo com sua função de densidade de probabilidade proveniente dos dados geológicos (em vermelho). Assim, verifica-se o comportamento da curva de incerteza para estes dados iniciais, bem como a faixa dos possíveis modelos gerados a partir da combinação dos atributos.

Como a redistribuição das probabilidades do atributo, obtém-se uma nova curva de incerteza com menor inclinação (em verde), ou seja, menor incerteza em relação à combinação dos atributos. Porém, as curvas de produção continuam idênticas às iniciais, já que não são realizadas novas simulações. Se a redução de incerteza obtida não for considerada suficiente, pode-se aplicar o método de redefinição dos valores do atributo (Método 3). Com a redução na faixa dos valores do atributo (em azul), obtém-se uma nova função de densidade de probabilidade e, após realização de análise de incertezas, verifica-se uma curva de incerteza com baixos valores de afastamento em relação ao histórico e baixos índices de incerteza. Desta forma, com a realização de novas simulações, obtém-se uma faixa de curvas de produção menor que a inicial e localizada em torno da região onde o histórico está localizado. Se necessário, pode-se aplicar um

outro critério para o método de redefinição dos valores do atributo para se obter uma faixa de possíveis modelos ainda menor.

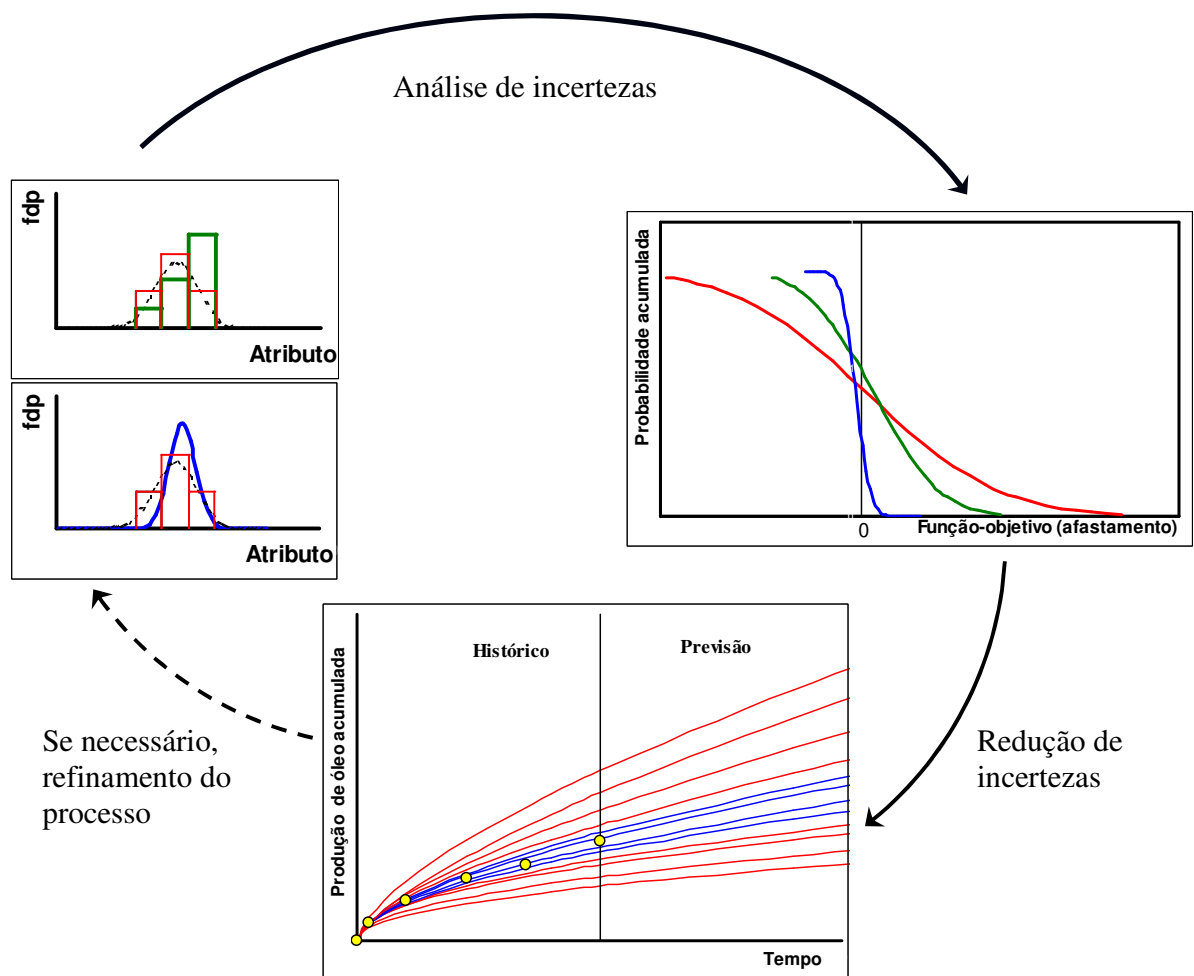


Figura 4.6 – Representação esquemática do processo de integração de análise de incertezas e ajuste de histórico de produção

O Método 3 necessita de maior demanda computacional comparado com os Métodos 1A, 1B e 2 devido ao fato de que novas simulações de fluxo devem ser realizadas para a geração da nova curva de incerteza. Caso os valores de todos os atributos sejam alterados, o número de modelos simulados é o mesmo em relação às simulações iniciais. O Método 3 demanda mais esforço computacional, porém é mais preciso e tem maior potencial para reduzir o espalhamento das previsões de produção.

4.3.6 Fluxograma da metodologia proposta

A metodologia de integração de ajuste de histórico com incertezas proposta neste trabalho está representada resumidamente na **Figura 4.7**. São apresentados quatro métodos de redução de incertezas na metodologia proposta, porém no fluxograma abaixo aparecem somente três deles. Isto é devido ao fato do Método 1B ser considerado uma variação do Método 1A, já que é baseado numa ponderação entre as probabilidades iniciais e as probabilidades do Método 1A.

Inicialmente, sugere-se a aplicação do Método 1A e, se a redução de incertezas não for suficiente, sugere-se a aplicação do Método 2. Da mesma forma, se for desejada uma redução de incertezas ainda maior, sugere-se a aplicação do Método 3.

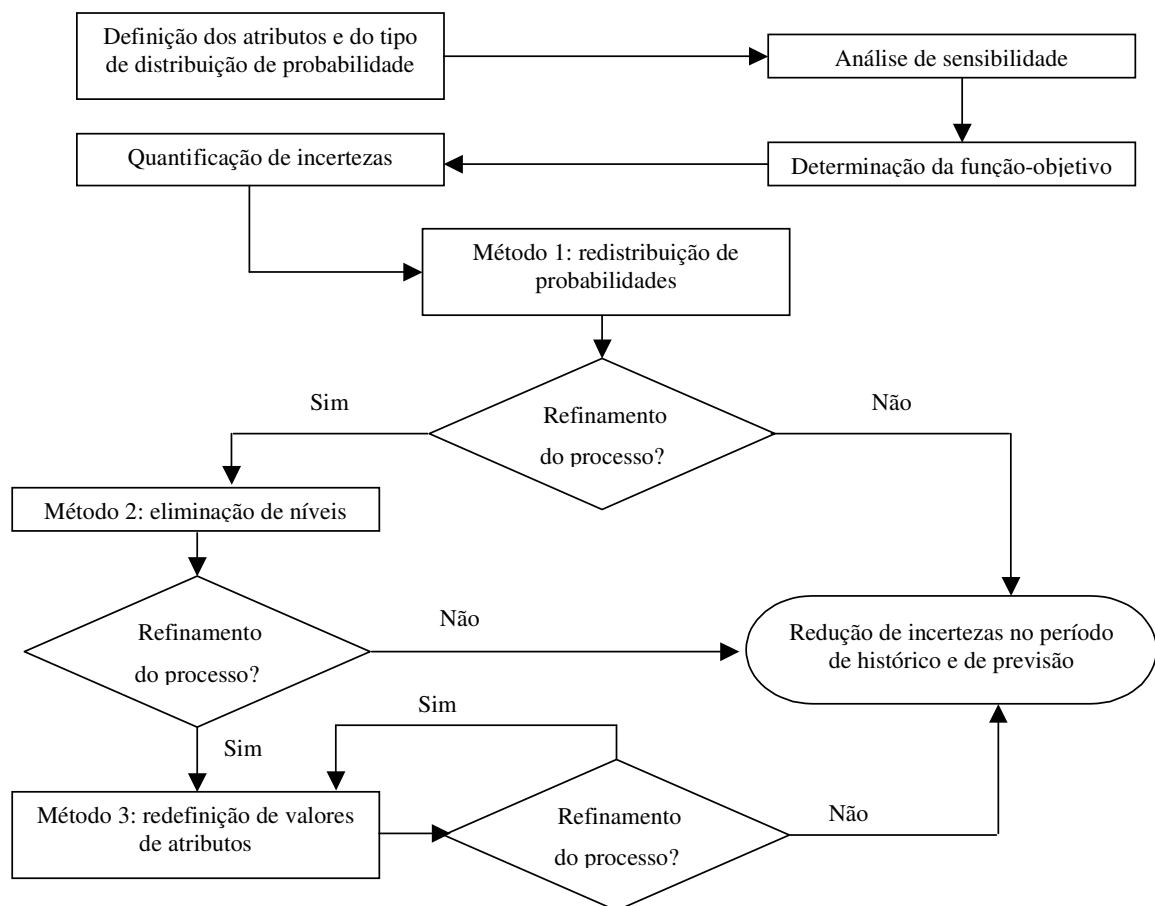


Figura 4.7 - Fluxograma da metodologia proposta

4.4 Considerações finais sobre a metodologia

Busca-se neste trabalho uma metodologia de redução de incerteza flexível, podendo ser aplicada em diversos problemas com diferentes funções-objetivo, número de níveis e critérios de eliminação de níveis.

Após a aplicação dos métodos de redução de incertezas apresentados acima, pode-se verificar o impacto das incertezas no período de histórico e no período de previsão de comportamento.

Os Métodos 1A, 1B e 2 permitem a construção de novas curvas de incerteza sem a necessidade de simulações adicionais, gerando, assim, resultados mais rápidos. Já no Método 3, como utiliza novos valores dos atributos incertos, são gerados novos modelos de simulação. Portanto, este último método é de aplicação mais complexa por demandar maior esforço computacional, porém possui maior probabilidade de obtenção de melhores resultados.

Capítulo 5

Aplicações

Este capítulo apresenta a descrição de um reservatório teórico usado na validação da metodologia proposta neste trabalho.

O reservatório teórico utilizado na validação da metodologia deste trabalho foi dividido em quatro regiões e é constituído de quatro poços produtores e um poço injetor de água, dispostos na configuração *five-spot*. Em uma primeira etapa, foi considerada apenas a permeabilidade horizontal como atributo incerto do reservatório, mantendo as demais propriedades sem alterações. Este caso é aqui denominado Caso A. Este caso serviu também para verificar a influência da distribuição de probabilidade adotada inicialmente para os níveis de incerteza.

Também na etapa de validação da metodologia, foi utilizado um outro caso, denominado Caso B. Suas características são semelhantes às do Caso A, porém, além da permeabilidade horizontal, utilizou-se como atributo incerto do reservatório a permeabilidade relativa, pois se trata de um atributo de influência global.

A **Figura 5.1** mostra a localização destes poços, bem como as regiões estudadas deste reservatório que são Região 1, Região 2, Região 3 e Região 4, assim distribuídas conforme as regiões nas quais estão localizados, respectivamente, os poços produtores PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4. Cada uma das quatro regiões teve sua propriedade (permeabilidade horizontal) alterada dentro de uma faixa de valores, determinada através de uma distribuição de probabilidade do tipo triangular. As variáveis incertas consideradas para Região 1, Região 2,

Região 3 e Região 4 foram nomeadas, respectivamente $kx1$, $kx2$, $kx3$ e $kx4$. Quanto à permeabilidade relativa (kr), foi considerada uma única curva para todo o campo.

A função-objetivo escolhida para ser ajustada neste trabalho é a vazão de água dos poços produtores. O ajuste da vazão de óleo foi sempre obtido em todos os casos, mas não está mostrado no trabalho, pois a vazão imposta aos poços foi honrada em todos os casos. Neste caso específico, a pressão é ajustada como função do ajuste da água, pois não há alteração dos atributos que estão relacionados com o volume de fluidos no reservatório (porosidade, compressibilidade da formação, limites do reservatório, etc.). Portanto, alcançando-se o ajuste da água, obtém-se também o ajuste de pressão do reservatório, garantindo-se o balanço de materiais.

A escolha de um caso teórico foi feita devido à necessidade de se conhecer a resposta para uma melhor calibração da metodologia proposta e para facilitar o desenvolvimento da metodologia com um caso simples e rápido. Entretanto, mesmo sendo um caso simples, os poços produtores apresentam características distintas, o que é de grande importância na calibração da metodologia proposta. O uso de um caso controlado, com resposta conhecida, permitiu formular e calibrar os métodos propostos. O fato de ter sido adotado um reservatório simples é proposital, pois fica mais fácil gerar a metodologia.

Foi considerado um histórico de produção de 10 anos. Para a geração deste histórico, o reservatório foi dividido em quatro regiões e um valor de permeabilidade horizontal para cada uma destas regiões foi adotado de forma aleatória, ou seja, o reservatório foi considerado heterogêneo. Para a geração do modelo base, o reservatório foi considerado homogêneo, ou seja, um único valor de permeabilidade horizontal foi adotado e este valor foi igual à média aritmética dos valores de permeabilidade horizontal das quatro regiões utilizadas para geração do histórico de produção.

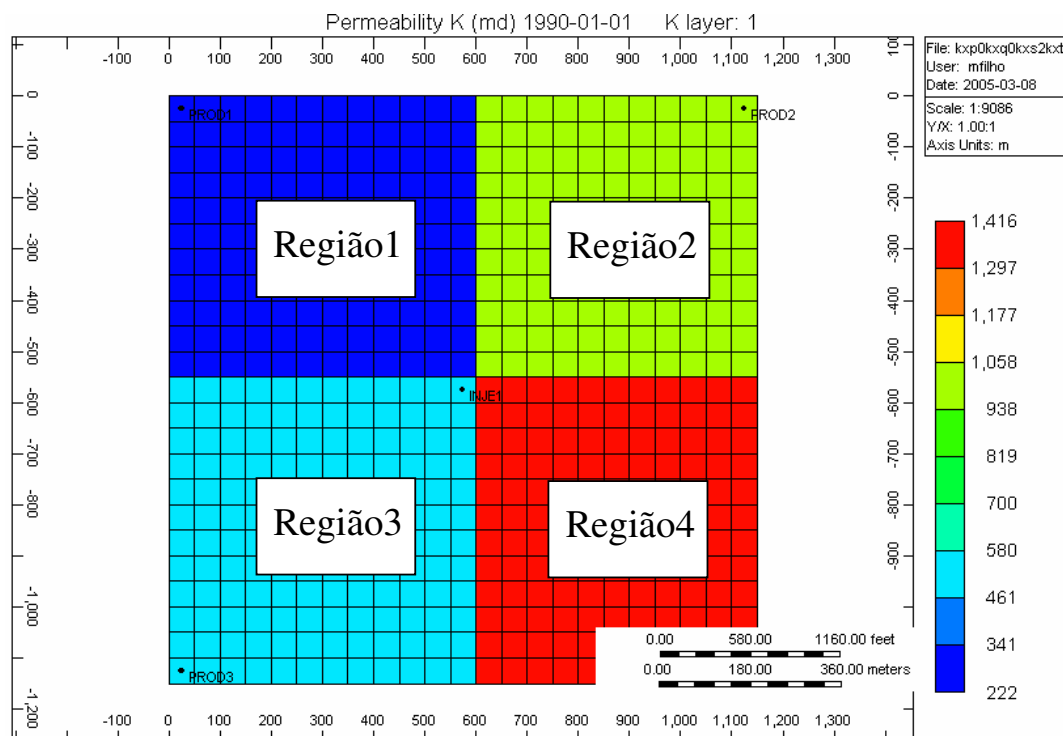


Figura 5.1 – Distribuição de permeabilidade vertical do reservatório teórico utilizado para validação da metodologia

5.1 Caso A

Este caso foi utilizado inicialmente para se estudar o melhor tipo de distribuição inicial de probabilidade de ocorrência a ser adotado para os 3 níveis de incerteza usados neste trabalho. Foram analisadas duas distribuições de probabilidades diferentes, sendo uma a distribuição 4%/92%/4% (Caso A1) e a outra a distribuição 20%/60%/20% (Caso A2). O primeiro valor indica a probabilidade de ocorrência do nível pessimista, o segundo a do nível provável e o terceiro a probabilidade do nível otimista.

5.1.1 Caso A1

Os valores de probabilidade de ocorrência e permeabilidade horizontal iniciais utilizados para a realização das simulações para o caso de distribuição inicial 4%/92%/4% podem ser observados na **Tabela 5.1**. Estes valores foram utilizados para todas as quatro regiões nas quais o reservatório foi dividido. Nota-se que a probabilidade de ocorrência do valor mais provável nesta

distribuição é bastante elevada e isto pode propiciar uma curva de incerteza não muito espalhada, ou seja, a incerteza em relação a esta propriedade é bastante pequena.

Tabela 5.1 – Valores iniciais de probabilidades de ocorrência e permeabilidade horizontal para a distribuição 4%/92%/4%

	Limite inferior	Nível pessimista	Nível provável	Nível otimista	Limite superior
Probabilidade de ocorrência	-	4%	92%	4%	-
Permeabilidade horizontal (mD)	154	1000	4500	7500	8230

5.1.2 Caso A2

Os valores iniciais de probabilidade de ocorrência e permeabilidade horizontal para a distribuição de probabilidade 20%/60%/20% podem ser observados na **Tabela 5.2**. Verifica-se que as probabilidades de ocorrência dos três níveis de incerteza adotados estão mais distribuídas em relação ao Caso A1.

Tabela 5.2 - Valores iniciais de probabilidades de ocorrência e permeabilidade horizontal para a distribuição 20%/60%/20%

	Limite inferior	Nível pessimista	Nível provável	Nível otimista	Limite superior
Probabilidade de ocorrência	-	20%	60%	20%	-
Permeabilidade horizontal (mD)	154	2096	4500	6573	8230

5.2 Caso B

Além da permeabilidade horizontal, verificou-se também a influência da permeabilidade relativa da água na validação da metodologia proposta. A escolha foi feita devido ao fato que esta propriedade possui influência global no reservatório.

Neste caso, a curva de permeabilidade relativa do óleo permaneceu constante, enquanto que a curva de permeabilidade relativa da água teve seu formato alterado, de acordo com as curvas de

permeabilidade relativa da **Figura 5.2**. Estas alterações foram obtidas através da modificação do expoente da água no modelo de Corey. A **Tabela 5.3** mostra os valores do expoente da água para os níveis pessimista, provável e otimista, bem como para os limites inferior e superior utilizados na aplicação dos métodos propostos neste trabalho.

Tabela 5.3 – Valores do expoente da água no modelo de Corey

	Valor do expoente da água no modelo de Corey
Limite inferior	1,1
Nível pessimista	1,5
Nível provável	2,0
Nível otimista	2,5
Limite superior	2,9

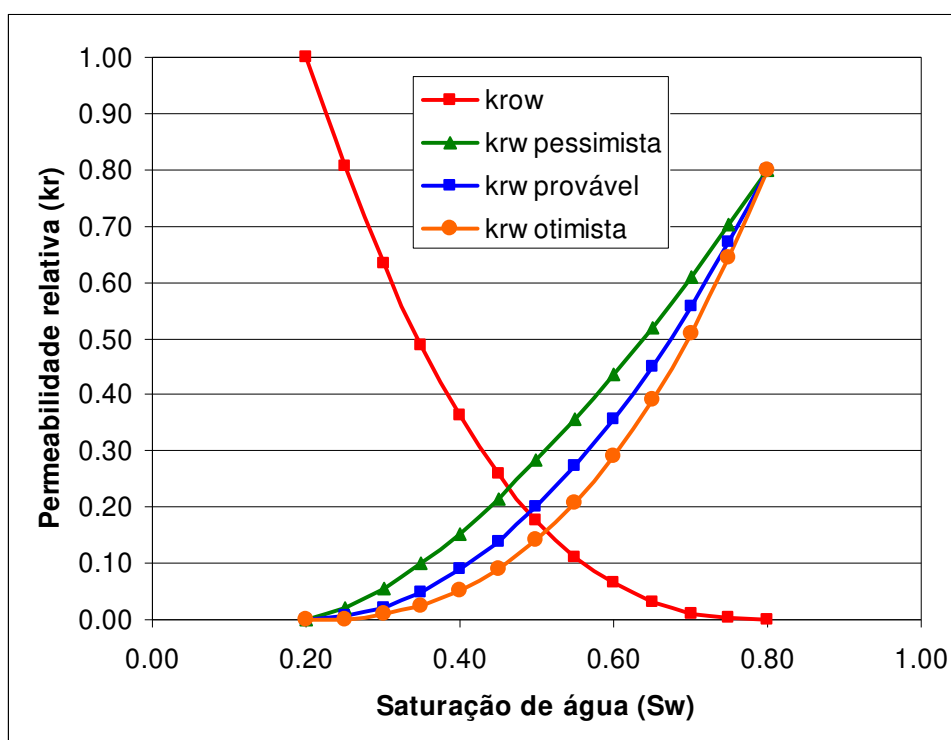


Figura 5.2 – Curvas de permeabilidade relativa do reservatório teórico utilizado para validação da metodologia

No Caso B foi utilizada somente a distribuição inicial de probabilidade 20%/60%/20% para ambos os atributos incertos escolhidos para este estudo.

Capítulo 6

Resultados e Discussão

Este capítulo apresenta os resultados obtidos para um reservatório teórico usado na validação da metodologia proposta neste trabalho, bem como uma discussão destes resultados.

6.1 Caso A – Análise de Sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros incertos do reservatório em estudo, utilizando-se o Módulo de Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção (ASAHP) que faz parte do Programa UNIPAR.

A **Figura 6.1**, **Figura 6.2**, **Figura 6.3** e **Figura 6.4** mostram os índices de sensibilidade obtidos para as alterações dos valores das propriedades em relação aos quatro poços produtores, considerando como função-objetivo a produção de água. As barras na cor azul indicam que uma alteração no valor da propriedade numa dada região propiciou uma aproximação do caso base em relação ao histórico. Já as barras na cor vermelha mostram que a curva do caso base foi afastada em relação à curva do histórico de produção, ou seja, foi deslocada na direção contrária do ajuste. Para a obtenção dos valores relativos ao índice de sensibilidade, são calculados os afastamentos de cada um dos modelos simulados em relação ao caso base. Depois estes valores são divididos pelo maior valor encontrado, ou seja, os valores de índice de sensibilidade são números normalizados em relação ao maior afastamento.

Os resultados da análise de sensibilidade mostram que as alterações numa dada região exercem certa influência na função-objetivo dos poços localizados nas demais regiões do reservatório. Esta influência é considerada na etapa de quantificação de incertezas, quando são calculados os afastamentos em relação ao histórico de cada uma das curvas que compõem os níveis de cada atributo.

No Caso A, pode-se ver, pela análise de sensibilidade, que a influência de alguns atributos em algumas funções-objetivo é pequena. Dessa forma, para esse caso, apenas a função-objetivo do poço contido em cada região é considerado no ajuste do atributo da região. Pode-se considerar este caso como se fossem variáveis locais – sem influência cruzada entre atributos e funções objetivo (diferentemente do Caso B como será visto em seguida).

Para exemplificar a dependência da função-objetivo de uma região em relação às demais regiões, podem-se utilizar os poços PROD1 e PROD3. De acordo com a **Figura 6.1** e a **Figura 6.3**, se for realizada uma diminuição no valor do atributo da região 1 ($kx1$) em relação ao valor base, esta irá propiciar uma aproximação das curvas de vazão de água do PROD1 em relação ao histórico, porém propiciará um afastamento (direção contrária ao ajuste) das curvas relativas ao PROD3. Desta forma, pode-se verificar que nem sempre uma alteração nos valores dos atributos implica em resultados similares para todos os poços.

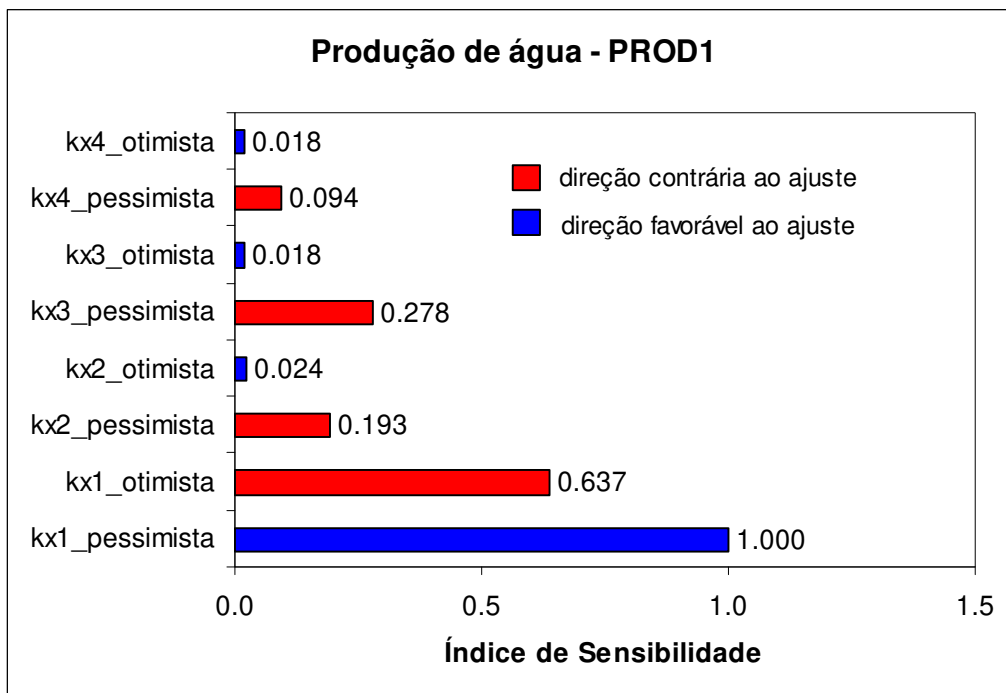


Figura 6.1 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD1

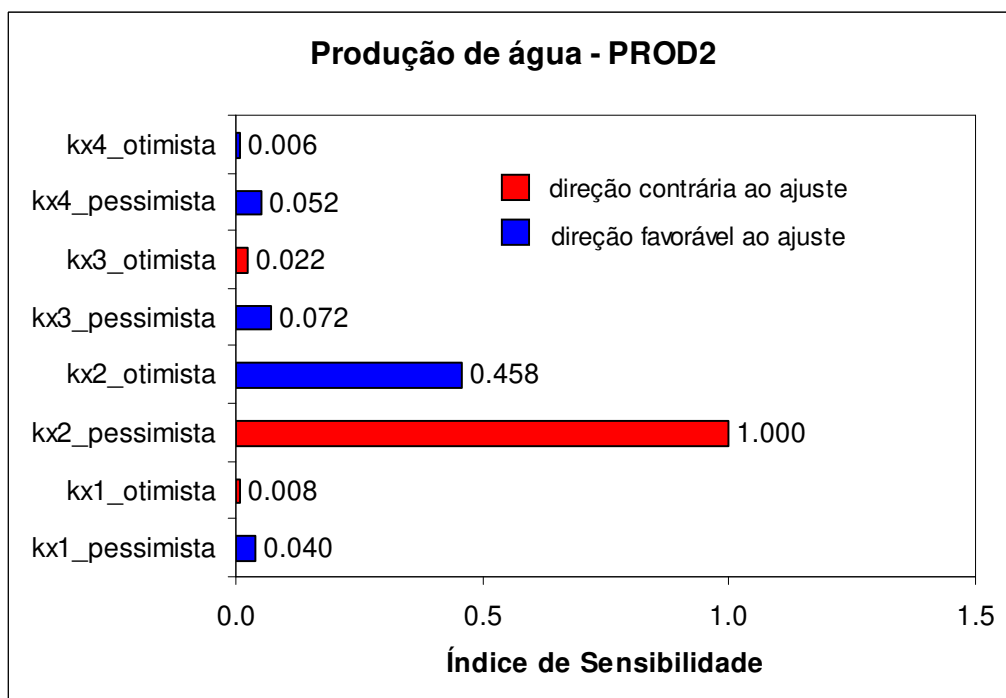


Figura 6.2 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD2

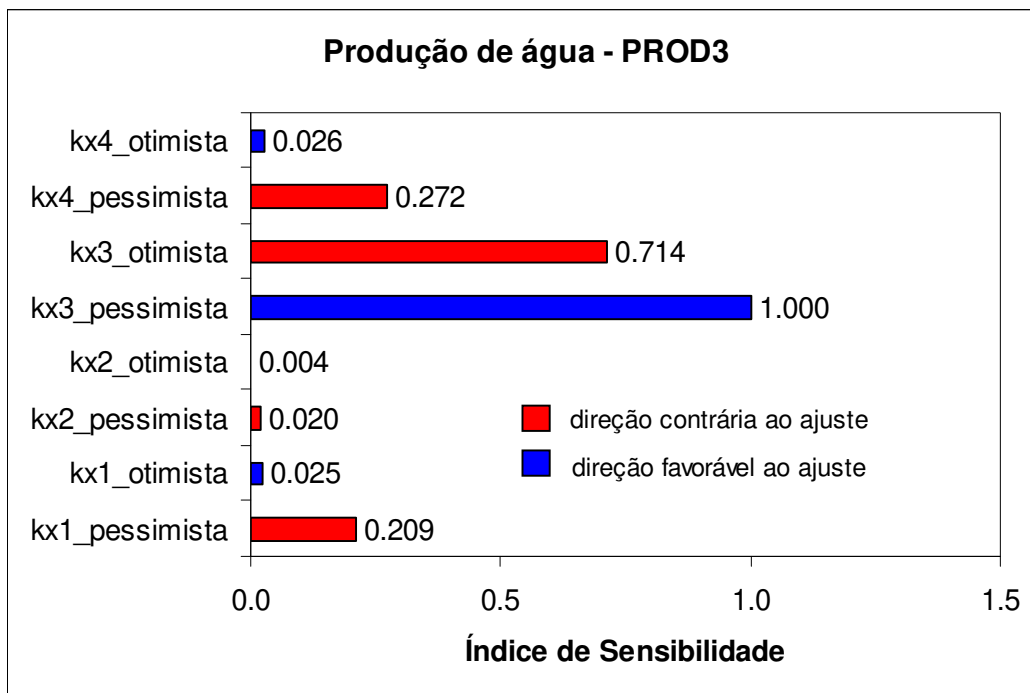


Figura 6.3 – Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD3

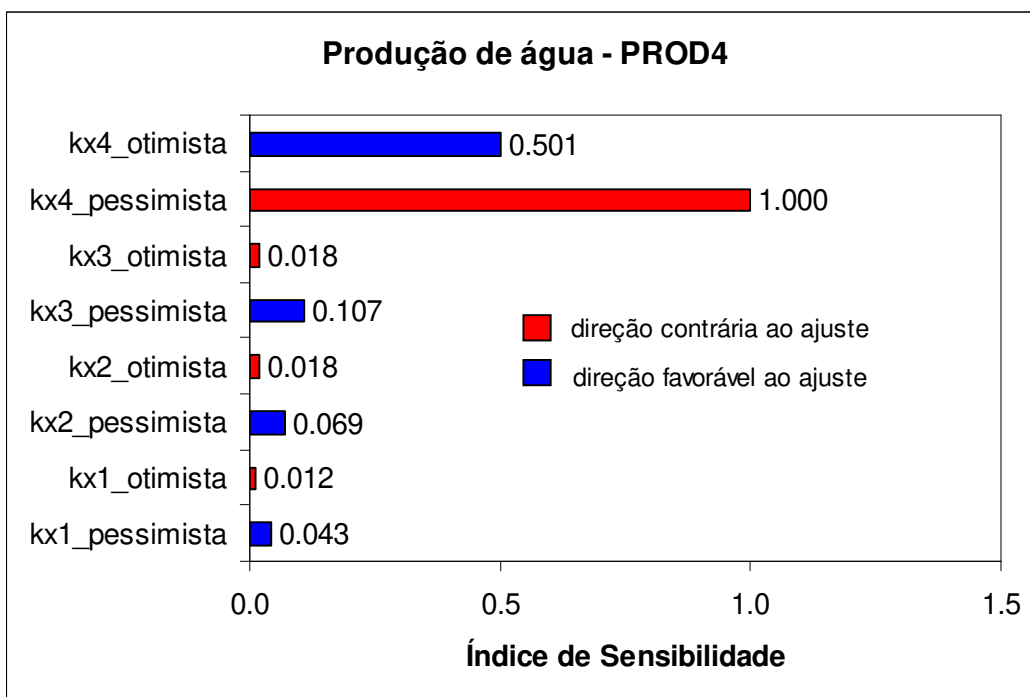


Figura 6.4 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD4

6.2 Caso A1

A **Figura 6.5**, **Figura 6.6**, **Figura 6.7** e **Figura 6.8** mostram as curvas de vazão de água referentes aos 81 modelos de simulação para os quatro poços produtores PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, para a distribuição de probabilidade inicial 4%/92%/4%. As curvas em azul representam os modelos relativos ao nível de probabilidade mais provável, enquanto que as curvas em vermelho representam o nível pessimista e as que estão em verde o nível otimista.

Na **Figura 6.5**, onde podem ser observadas as curvas de vazão de água geradas para o poço PROD1, pode-se verificar que os modelos prováveis e otimistas apresentam grandes afastamentos em relação ao histórico. Com a aplicação do Método 1A, estes modelos recebem baixos valores para as novas probabilidades de ocorrência. Com a aplicação do Método 2, estes mesmos modelos, por serem completamente assimétricos, ou seja, por apresentarem $S = -1$, devem ser eliminados. Os modelos referentes ao nível pessimista apresentam simetria entre zero e -1, ou seja, apresentam afastamentos positivos e negativos. Além disso, apresentam menores valores de afastamento em relação ao histórico, recebendo, assim, altas probabilidades de ocorrência. Portanto, em se tratando do Método 2, permanecem no processo de quantificação de incertezas somente os modelos relativos ao nível pessimista do atributo $kx1$. Quanto à aplicação do Método 3, o novo valor mais provável deve ser um pouco inferior ao valor inicial adotado para o nível pessimista.

A **Figura 6.6** mostra as curvas de simulação para a vazão de água do poço PROD2. Nota-se que os modelos referentes ao nível pessimista (cor vermelha) apresentam grandes afastamentos em relação ao histórico de produção e todos estes valores são positivos ($S = 1$), pois a função-objetivo adotada neste trabalho utiliza a diferença entre os dados de histórico e os dados simulados. Em se tratando do Método 1A, o fato das curvas referentes ao nível otimista apresentarem afastamentos bem maiores, propicia uma probabilidade de ocorrência menor em relação à do nível provável. Aplicando-se o Método 2, apenas as curvas relativas ao nível pessimista devem ser descartadas, diminuindo, assim, as incertezas relativas ao atributo $kx2$. Quanto ao Método 3, o novo valor do nível provável deve estar localizado entre os valores iniciais dos níveis provável e otimista.

Na **Figura 6.7**, são apresentadas as curvas de simulação para a vazão de água do poço PROD3. As curvas relativas ao nível otimista (cor verde) apresentam grandes afastamentos em relação ao histórico e estão distribuídas de forma completamente assimétrica ($S = -1$). Portanto, aplicando-se o Método 2, este nível deve ser descartado. As curvas relativas aos outros dois níveis permanecem no estudo, sendo que o nível pessimista recebe maior probabilidade de ocorrência por apresentar menores afastamentos em relação ao histórico. Quanto à aplicação do Método 3, o novo valor do nível provável deve estar localizado entre os valores iniciais dos níveis pessimista e provável.

A **Figura 6.8** ilustra as curvas de vazão de água para o poço PROD4. As curvas em vermelho, ou seja, que representam o nível pessimista, apresentam grandes afastamentos em relação ao histórico. Por isso, ao ser aplicado o Método 1A, apresentou valor de probabilidade de ocorrência inferior ao limite de corte adotado neste trabalho (10%). Além disso, como apresenta comportamento completamente assimétrico, ao ser aplicado o Método 2, este nível deve ser excluído do processo. As curvas relativas ao nível otimista apresentam menores afastamentos e estão distribuídas de forma mais simétrica em relação ao histórico e, por estas duas razões, recebem um novo valor de probabilidade de ocorrência maior que as curvas que representam o nível mais provável. Em se tratando do Método 3, o novo valor do nível provável deve ser algo próximo ao valor inicialmente adotado para o nível otimista.

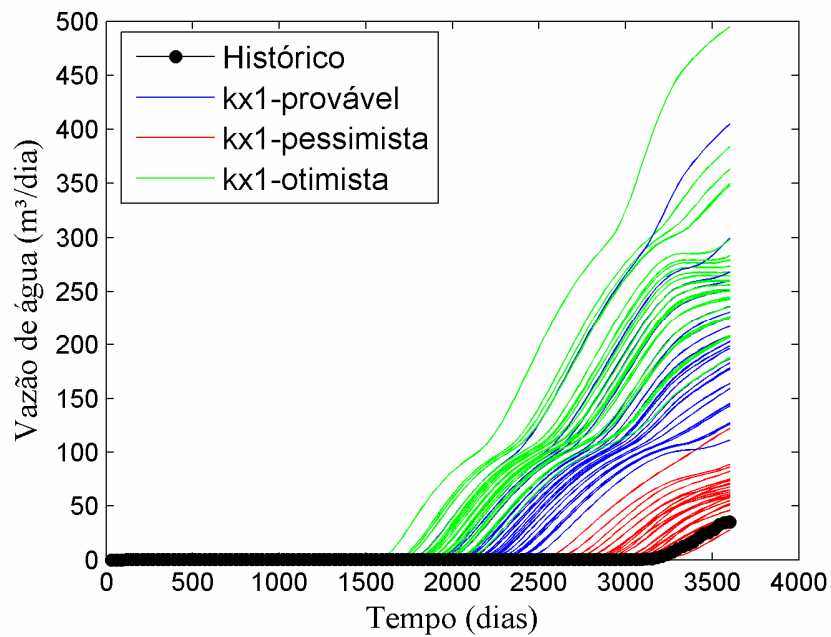


Figura 6.5 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a distribuição 4%/92%/4%

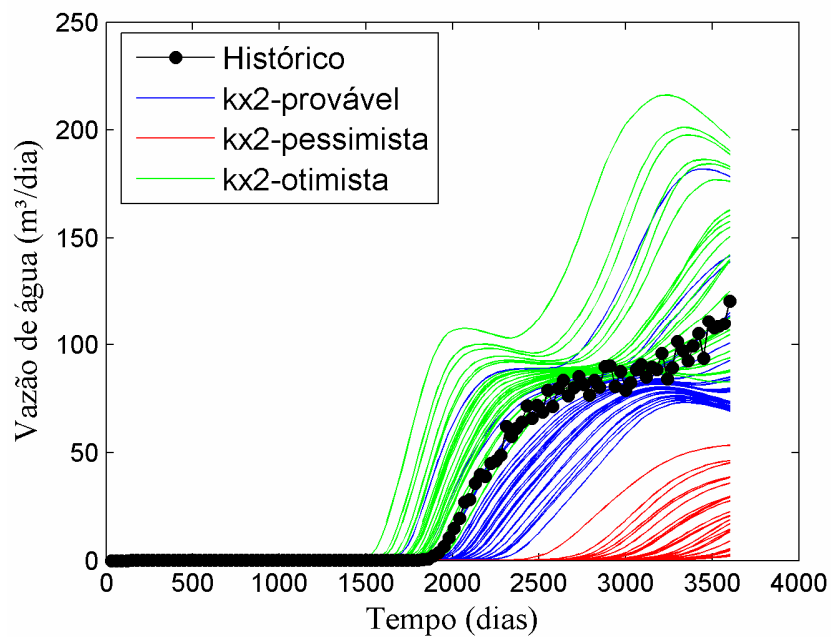


Figura 6.6 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a distribuição 4%/92%/4%

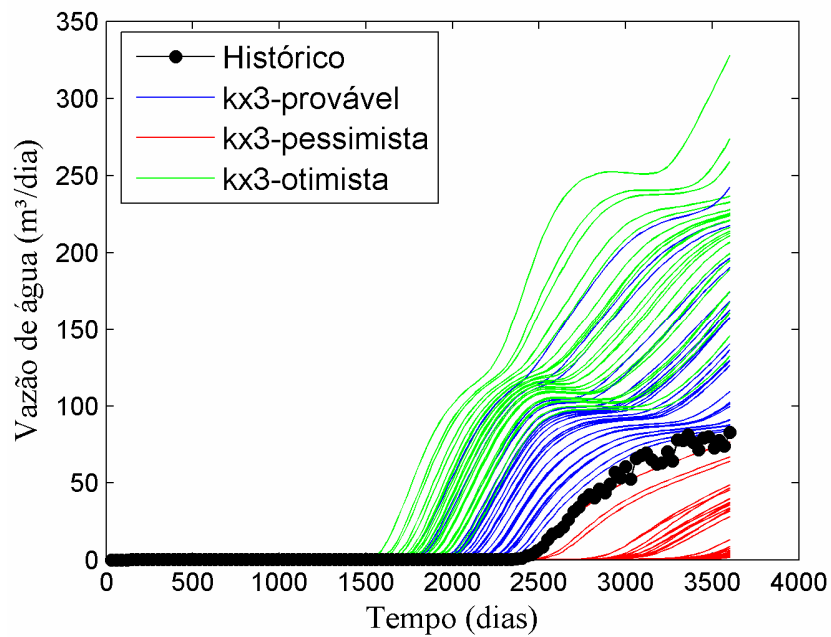


Figura 6.7 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a distribuição 4%/92%/4%

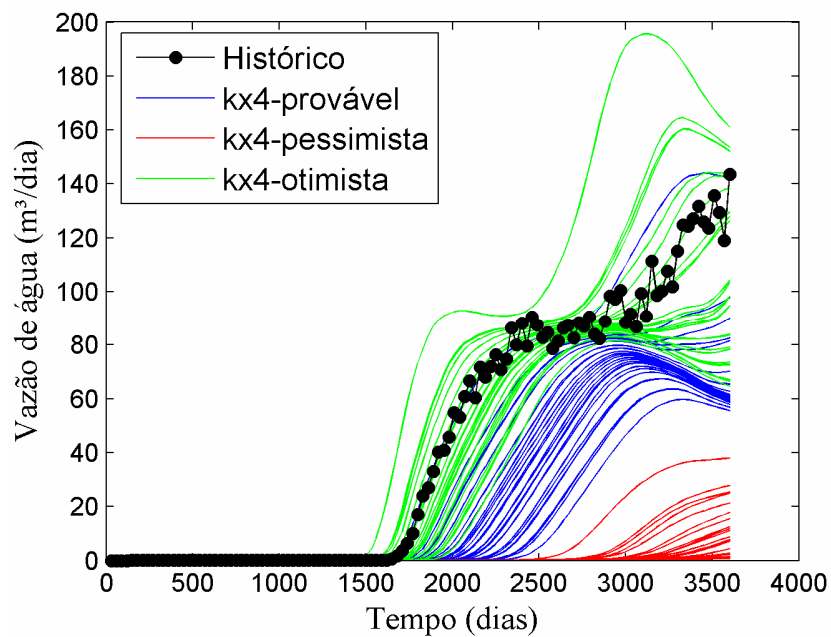


Figura 6.8 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a distribuição 4%/92%/4%

6.2.1 Métodos de redução de incertezas

A **Tabela 6.1** mostra os novos valores para os limites inferior e superior, os três níveis de incerteza e a resposta (valor real) para os quatro atributos de permeabilidade horizontal usados no Caso A1, após a aplicação do Método 3. Verificam-se significativas reduções nas faixas dos possíveis valores que estes atributos podem assumir quando comparadas com a faixa inicial.

Tabela 6.1 – Valores dos atributos de permeabilidade horizontal considerando a distribuição inicial 4%/92%/4%

	kx1	kx2	kx3	kx4
Limite inferior	191	2018	663	4173
pessimista	600	2606	962	4802
provável	1107	5029	2194	7396
otimista	2906	7143	5691	7994
Limite superior	4346	7671	6565	8143
RESPOSTA	1109	5270	2530	7084

Na **Figura 6.9**, **Figura 6.10**, **Figura 6.11** e **Figura 6.12** são apresentadas comparações entre as curvas iniciais (cor vermelha) e as curvas após a aplicação do Método 3 (cor verde) para a vazão de água dos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, para o período de histórico de produção considerado no reservatório em estudo (3600 dias) e distribuição de probabilidade inicial 4%/92%/4%.

Pode-se observar que houve uma grande redução na faixa dos possíveis perfis probabilísticos para ambos os quatro poços. Em todos estes, esta nova faixa está distribuída ao redor do histórico, conforme desejado.

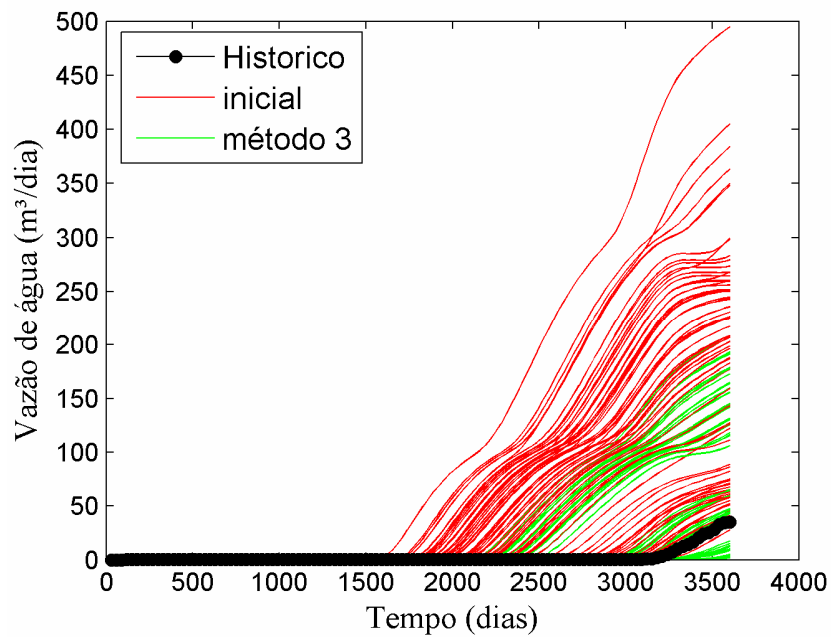


Figura 6.9 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD1 – Distribuição 4%/92%/4%

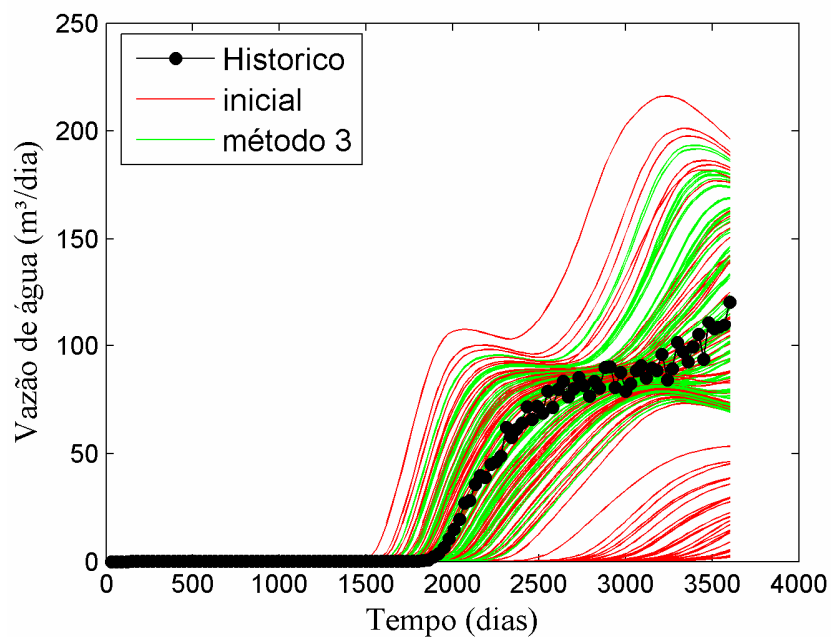


Figura 6.10 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD2 – Distribuição 4%/92%/4%

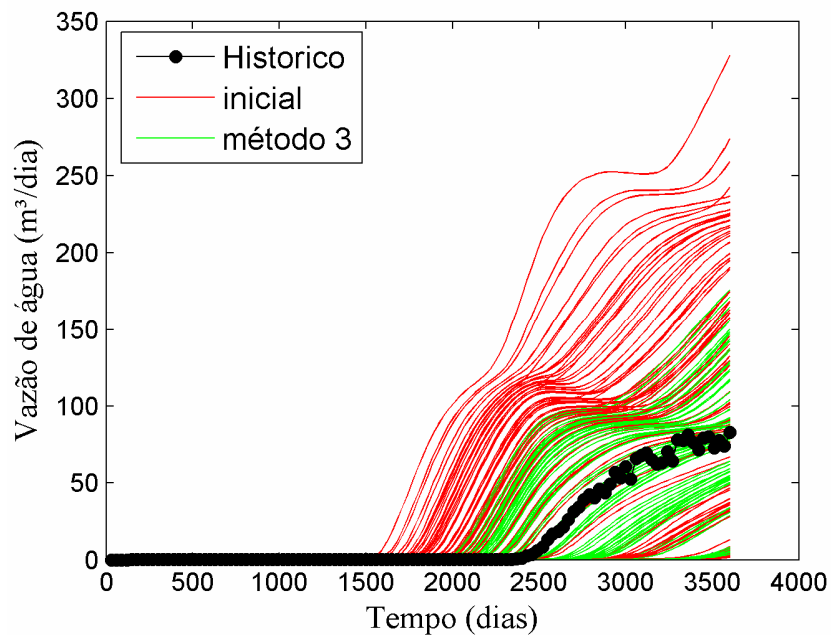


Figura 6.11 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD3 – Distribuição 4%/92%/4%

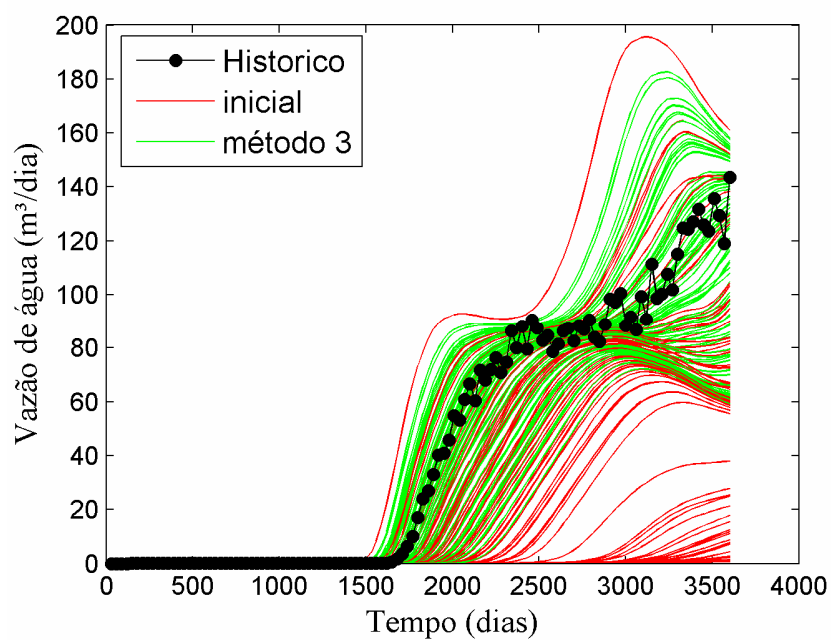


Figura 6.12 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD4 – Distribuição 4%/92%/4%

A **Figura 6.13**, **Figura 6.14**, **Figura 6.15** e **Figura 6.16** mostram as curvas de incerteza relativas aos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente. As curvas contidas

nestas figuras foram geradas de acordo com os métodos de redução de incertezas propostos neste trabalho.

O poço PROD1 apresentou uma grande redução nas incertezas quando foram aplicados os Métodos 1A, 2, e 3. Além disso, os afastamentos em relação ao histórico de produção destes métodos ficaram bem próximos a zero. Apenas a aplicação do Método 1B apresentou um aumento na incerteza relativa próximo ao percentil P90, enquanto que para os demais percentis, houve significativa redução das incertezas. Na aplicação dos critérios de eliminação de níveis (Método 2), foram eliminados os níveis otimista e provável, permanecendo apenas as curvas referentes ao nível pessimista para geração das curvas de incerteza. Os Métodos 2 e 3 apresentaram resultados bastante semelhantes, com grande diminuição das incertezas.

Ocorreram grandes reduções nas incertezas relativas ao poço PROD2 apenas quando foram aplicados os Métodos 2 e 3, ou seja, as curvas de incerteza referentes a estes métodos apresentaram afastamentos em relação ao histórico próximos a zero, sendo o Método 3 o que apresentou a maior redução de incerteza. Na aplicação do Método 1A, houve aumento na incerteza relativa ao percentil P90, enquanto que quando foi aplicado o Método 1B, houve redução na incerteza do percentil P50 e aumento na incerteza relativa aos percentis P10 e P90.

Conforme pode ser observado na **Figura 6.15**, os Métodos 1A e 1B apresentaram valores de afastamentos bastante diferentes, sendo que os afastamentos deste último método foram bem maiores que o do primeiro e ambos apresentaram afastamentos maiores que o modelo inicial. Isto mostra que, para o poço PROD3, a tentativa de honrar dados geológicos iniciais e dados relativos ao histórico não é muito eficiente. A curva referente ao Método 3 apresenta a maior redução de incerteza e tem comportamento próximo ao da curva do Método 2 no trecho entre os percentis P50 e P10.

As curvas de incertezas para o poço PROD4 são apresentadas na **Figura 6.16**. Resultados bastante satisfatórios podem ser observados na aplicação dos Métodos 2 e 3, pois além de apresentarem grandes reduções nas incertezas, apresentaram também afastamentos próximos a zero. As curvas dos Métodos 1A e 1B apresentaram afastamentos menores em relação ao modelo

inicial, porém, quando comparadas com as curvas dos demais métodos propostos neste trabalho, estes valores de afastamentos são considerados altos. Conforme ocorreu com os demais poços, os Métodos 2 e 3 apresentaram resultados bastante semelhantes.

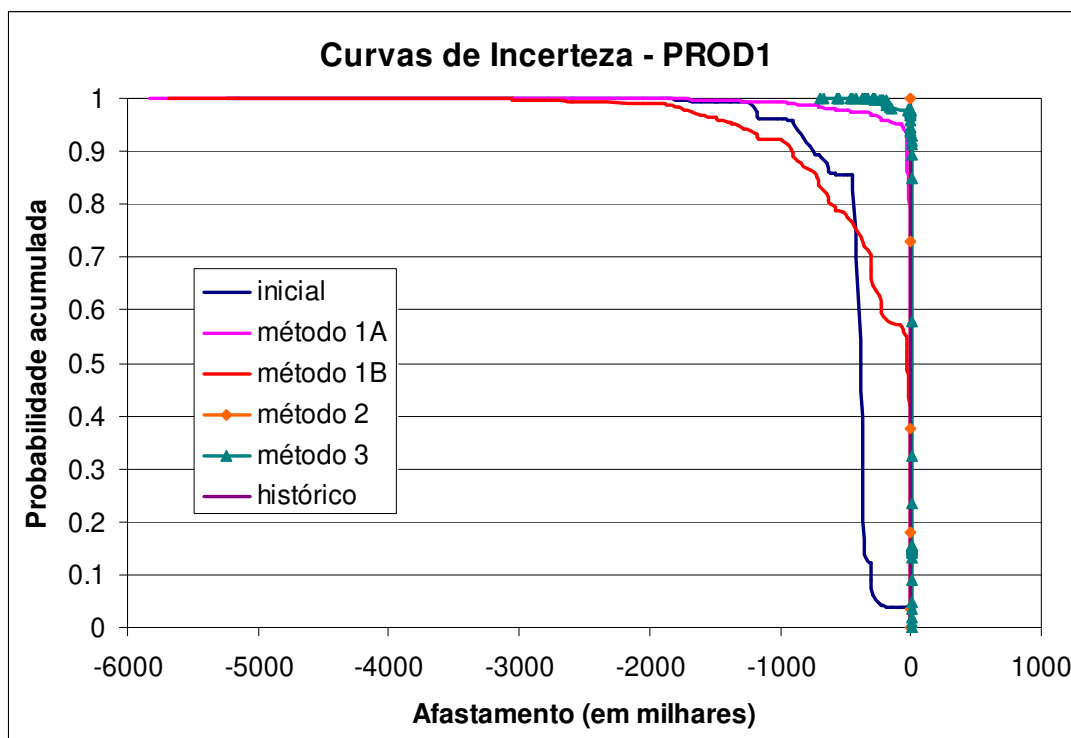


Figura 6.13 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 – Distribuição 4%/92%/4%

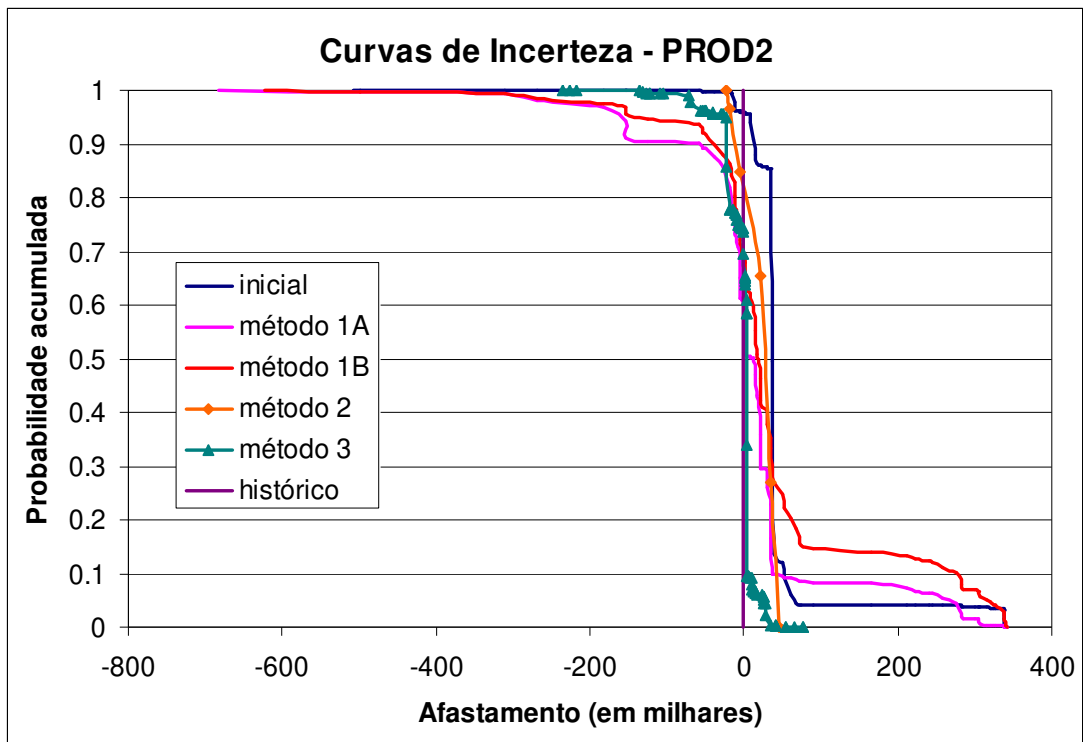


Figura 6.14 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 – Distribuição 4%/92%/4%

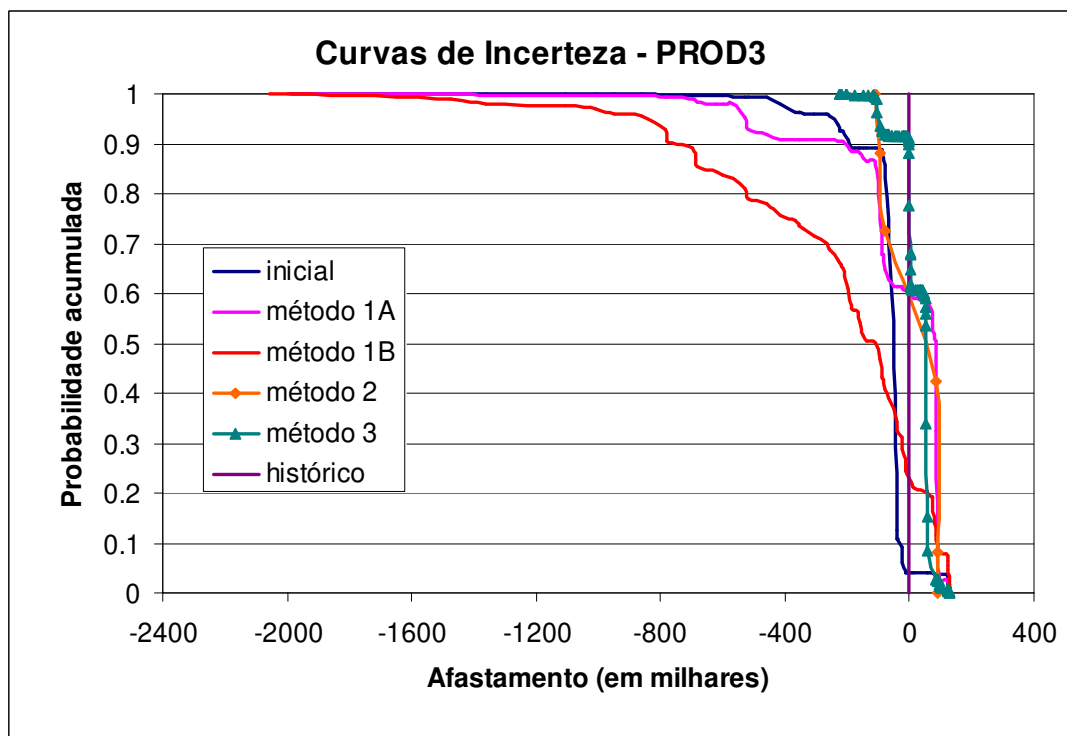


Figura 6.15 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 – Distribuição 4%/92%/4%

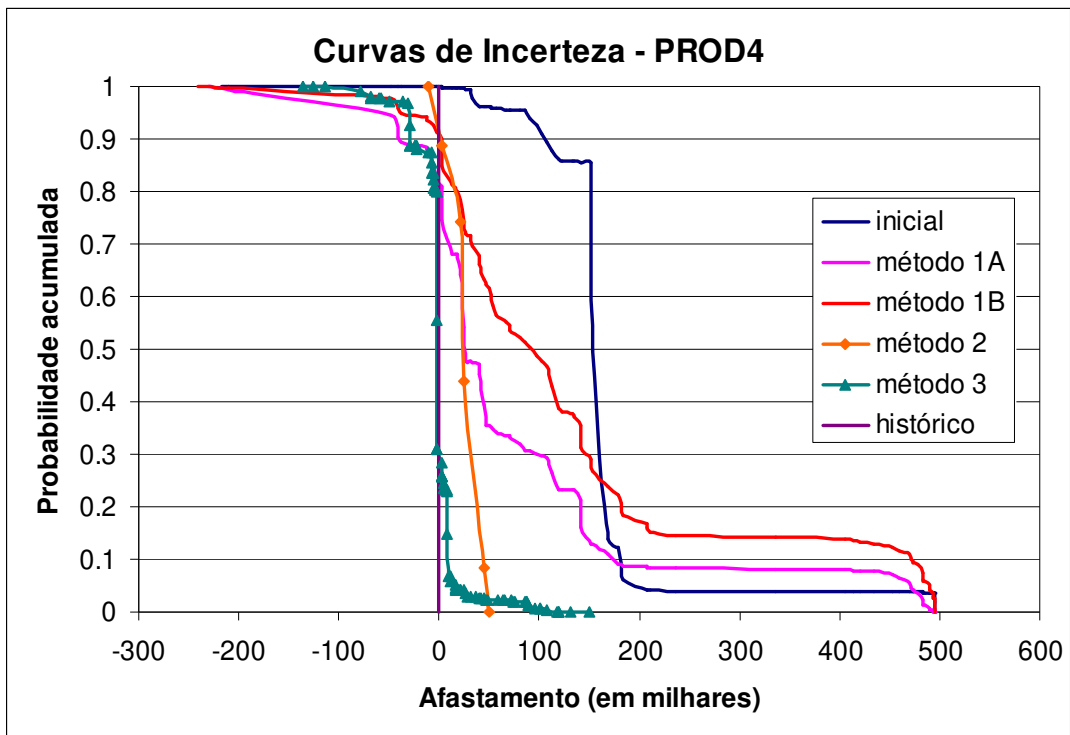


Figura 6.16 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 – Distribuição 4%/92%/4%

6.3 Caso A2

A **Figura 6.17**, **Figura 6.18**, **Figura 6.19** e **Figura 6.20** mostram as curvas de vazão de água referentes aos 81 modelos de simulação para os quatro poços produtores PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, para a distribuição de probabilidade inicial 20%/60%/20%. A relação entre as cores e os níveis de incertezas é a mesma adotada nas figuras anteriores.

A **Figura 6.17** mostra que todos os modelos de simulação estão localizados de um mesmo lado do histórico de produção do poço PROD1, ou seja, apresentam total assimetria em relação ao histórico ($S = -1$). Como os modelos referentes ao nível pessimista apresentam menores afastamentos, com a aplicação do Método 1A, este nível recebe maior probabilidade de ocorrência em relação aos demais. Já os modelos que se referem ao nível otimista, por terem os maiores afastamentos, fornecem menor probabilidade de ocorrência para este nível. Quanto à aplicação do Método 2, o nível otimista deve ser eliminado do processo. Quando se trata do Método 3, é fácil concluir que o novo valor do nível provável deve estar localizado entre o valor inicial do nível pessimista e o limite inferior fornecidos pela equipe de geologia de reservatórios.

Para este poço, a condição utilizada para a aplicação do Método 3 foi a Condição 10 (ver no **item 4.2.4** do Capítulo de Metodologia as condições utilizadas neste trabalho).

A **Figura 6.18** mostra que as curvas simuladas da vazão de água do poço PROD2 referentes ao nível pessimista apresentam maiores afastamentos em relação ao histórico de produção e, com a aplicação do Método 1A, este nível passa a ter menor probabilidade de ocorrência. Também se pode observar que estas curvas estão localizadas em um mesmo lado do histórico. Com a aplicação do Método 2, é realizada a eliminação do nível de incerteza pessimista para o atributo $kx2$. Quanto ao Método 3, o novo valor do nível provável deve ser algo entre os valores inicialmente adotados para os níveis provável e otimista.

Pode-se observar na **Figura 6.19** que as curvas relativas ao nível pessimista do atributo $kx3$ apresentam menores afastamento e, por isso, este nível recebe maior probabilidade de ocorrência em relação aos demais níveis quando é aplicado o Método 1A. Devido às suas curvas apresentarem os maiores afastamentos e estarem todas localizadas de um mesmo lado do histórico de produção, o nível de incerteza otimista sofre eliminação com a aplicação do Método 2. Quanto à aplicação do Método 3, o novo valor do nível provável deve estar localizado entre os valores iniciais dos níveis pessimista e provável.

Da **Figura 6.20**, observa-se que as curvas referentes aos níveis pessimista e provável estão localizadas de um mesmo lado do histórico, porém as relativas ao nível pessimista apresentam maiores afastamentos em relação ao histórico de produção de água do poço PROD4 e, por isso, este nível recebe menor probabilidade de ocorrência em relação aos demais níveis (Método 1A). Com a aplicação do Método 2, o nível pessimista do atributo $kx4$ é eliminado do processo. Quanto à aplicação do Método 3, pode-se concluir que o novo valor do nível provável do atributo $kx4$ deve estar situado entre o valor inicialmente adotado para o nível otimista e o limite geológico superior, já que o histórico de produção está localizado quase que fora da faixa dos modelos referentes ao nível otimista (em verde).

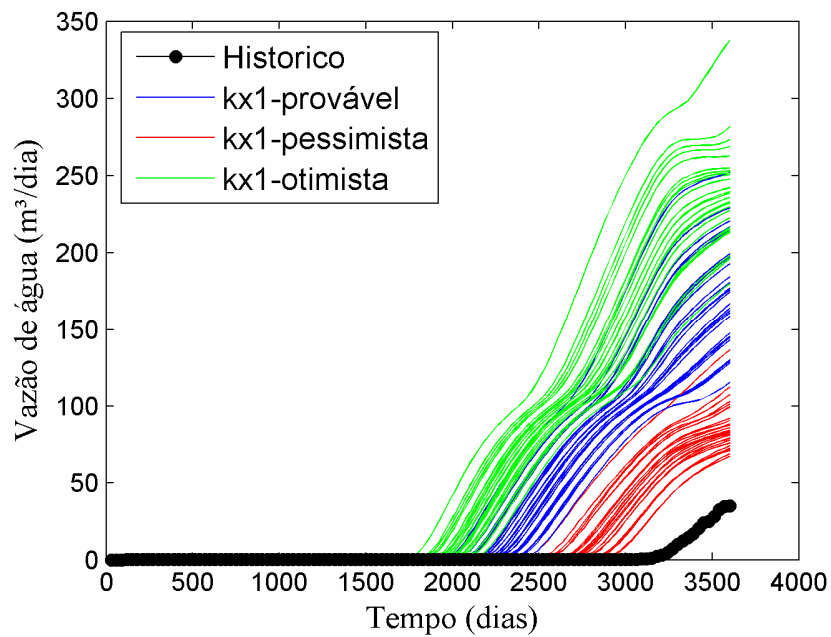


Figura 6.17 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a distribuição 20%/60%/20%

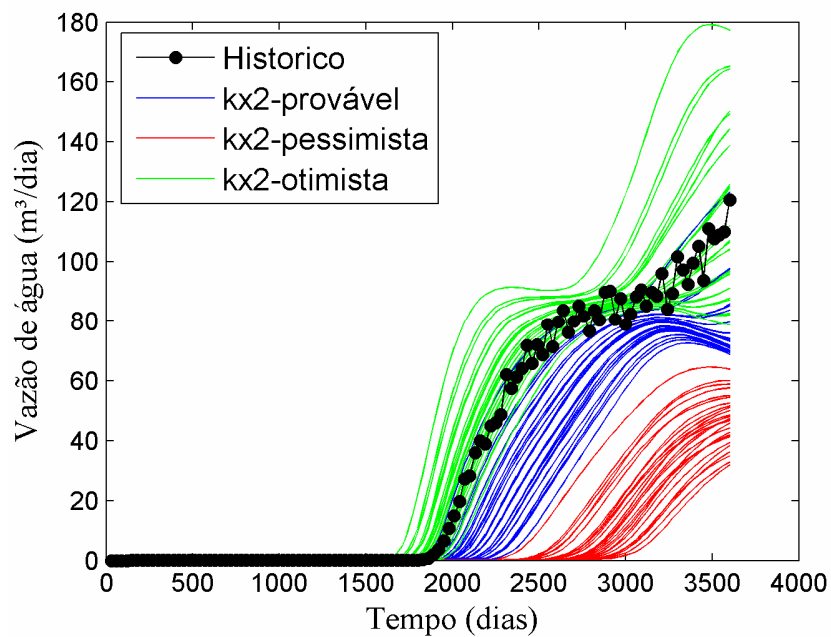


Figura 6.18 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a distribuição 20%/60%/20%

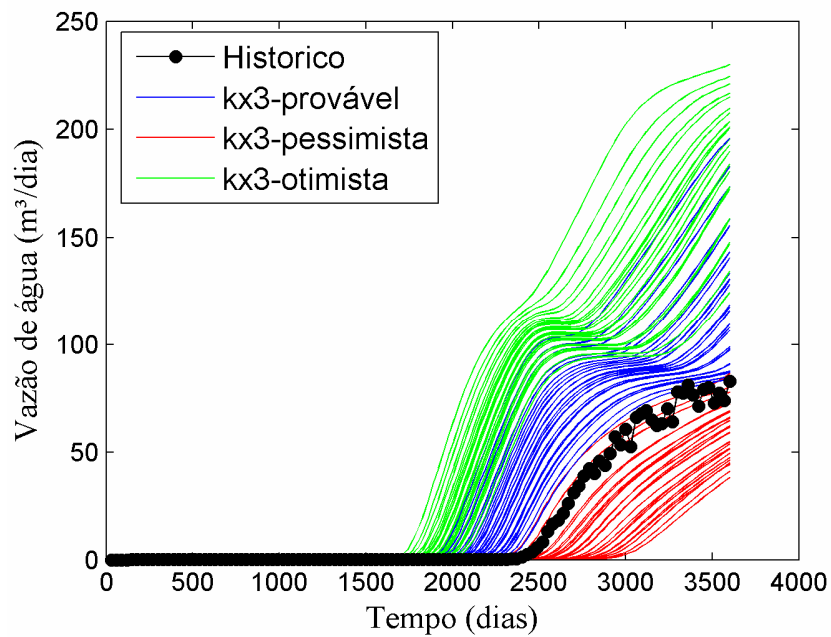


Figura 6.19 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a distribuição 20%/60%/20%

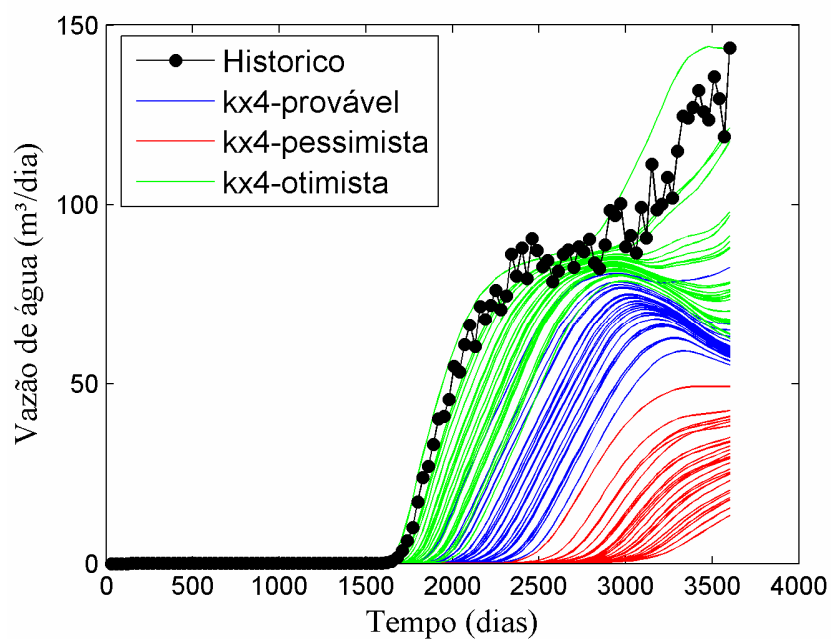


Figura 6.20 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a distribuição 20%/60%/20%

6.3.1 Métodos de redução de incertezas

Nesta parte serão apresentados os resultados obtidos após aplicação dos métodos de redução de incerteza apresentados neste trabalho.

A **Tabela 6.2** mostra os novos valores para os limites inferior e superior, os três níveis de incerteza e a resposta (valor real) para os quatro atributos de permeabilidade horizontal usados no Caso A2, após a aplicação do Método 3. Verificam-se significativas reduções nas faixas dos possíveis valores que estes atributos podem assumir quando comparadas com a faixa inicial.

Tabela 6.2 – Valores dos atributos de permeabilidade horizontal considerando a distribuição inicial 20%/60%/20%

	kx1	kx2	kx3	kx4
Limite inferior	154	3882	1583	5181
pessimista	588	4889	2046	5560
provável	1125	6135	2618	6030
otimista	1664	7025	4575	6950
Limite superior	2096	7737	6141	7686
RESPOSTA	1109	5270	2530	7084

A **Figura 6.21**, **Figura 6.22**, **Figura 6.23** e **Figura 6.24** mostram comparações entre as curvas iniciais (cor vermelha) e as curvas após a aplicação do Método 3 (cor verde) para a vazão de água dos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, para o período de histórico de produção considerado no reservatório em estudo, considerando a distribuição inicial de probabilidade 20%/60%/20%.

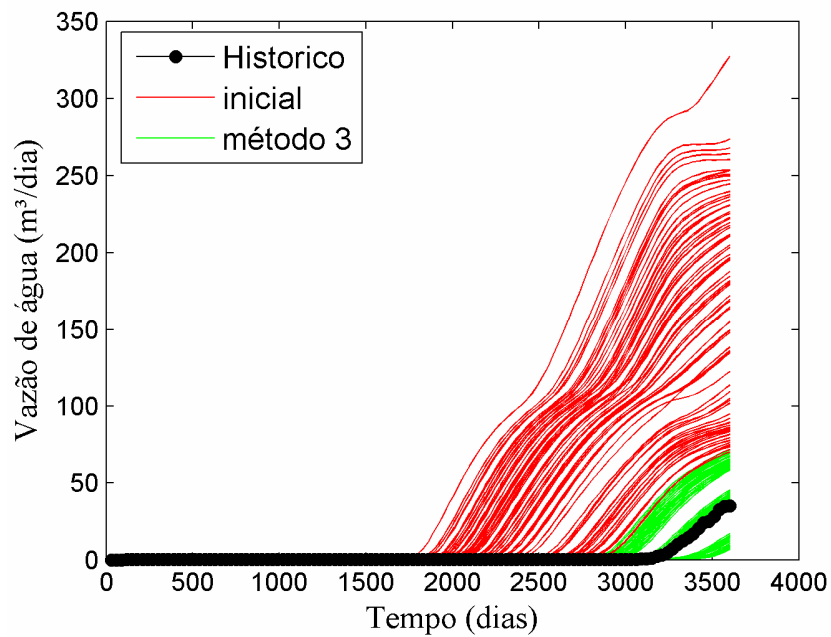


Figura 6.21 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD1 – Distribuição 20%/60%/20%

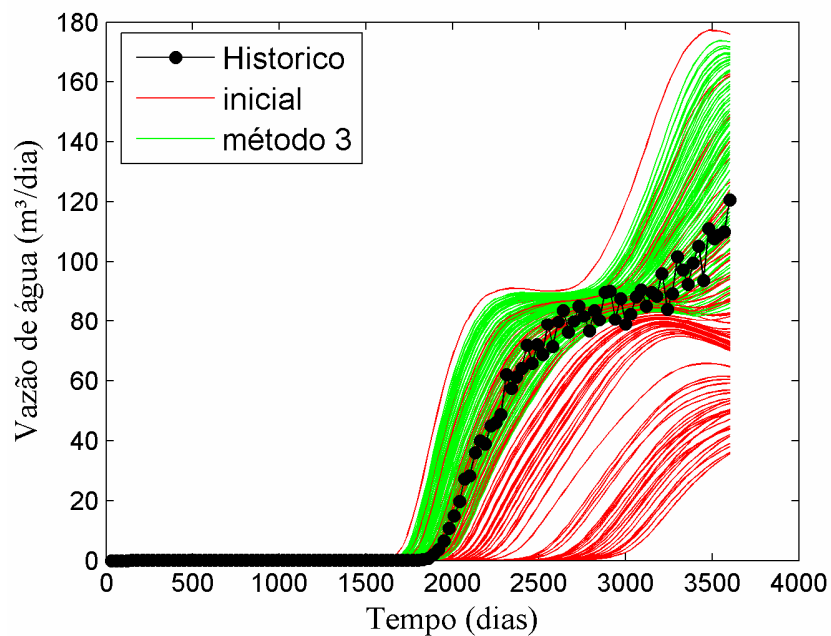


Figura 6.22 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD2 – Distribuição 20%/60%/20%

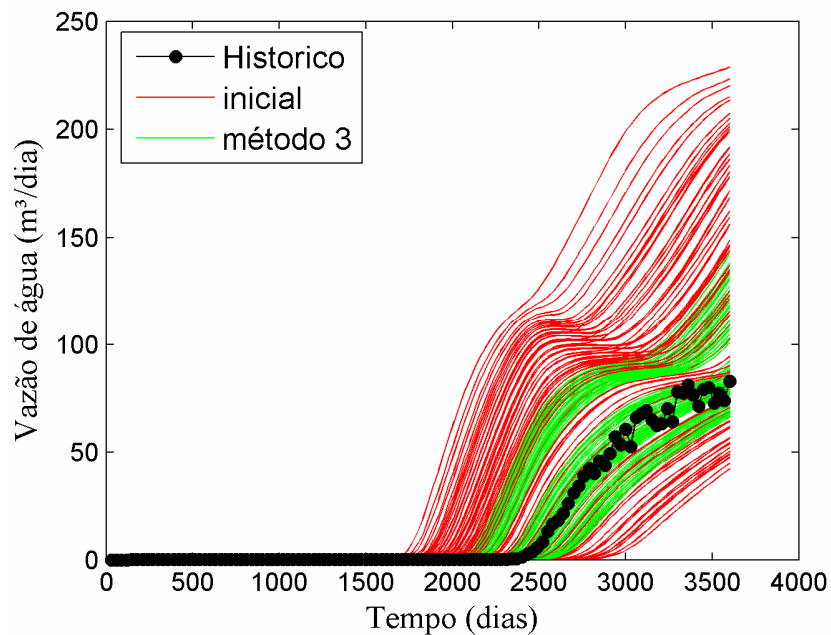


Figura 6.23 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD3 – Distribuição 20%/60%/20%

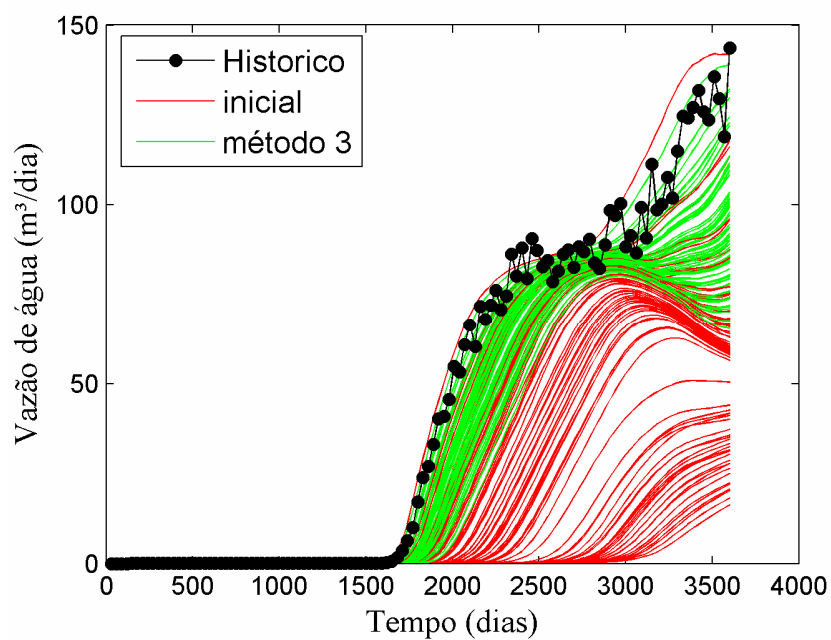


Figura 6.24 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após aplicação do Método 3 para a vazão de água do poço PROD4 – Distribuição 20%/60%/20%

A **Figura 6.25**, **Figura 6.26**, **Figura 6.27** e **Figura 6.28** mostram as curvas de incerteza relativas aos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente.

Pela **Figura 6.25** se pode concluir que todas as curvas referentes aos métodos propostos neste trabalho apresentaram grandes reduções de incerteza em relação à produção de água do poço PROD1. As curvas de incerteza dos Métodos 1A, 1B e 2 apresentam apenas valores negativos de afastamento devido ao fato dos modelos de simulação estarem todos localizados acima do histórico de produção. Já com a aplicação do Método 3, nota-se que passam a existir modelos de simulação em ambos os lados do histórico e estes modelos apresentam pequenos afastamentos, o que pode ser observado pelo fato da curva de incerteza deste método estar localizada praticamente sobreposta à reta que representa o histórico.

Quanto ao poço PROD2, a **Figura 6.26** mostra que todos os métodos propostos neste trabalho apresentaram significativas reduções de incerteza, com valores de afastamento em relação ao histórico inferiores ao da curva de incerteza inicial, com exceção da região em torno do percentil P90 onde houve aumento dos afastamentos. A curva de incerteza relativa ao Método 1B possui comportamento intermediário em a curva de incerteza inicial e a do Método 1A. As curvas referentes aos Métodos 2 e 3 apresentaram comportamento bem próximos.

A **Figura 6.27** mostra que as curvas de incerteza dos Métodos 1A, 1B e 2 apresentam afastamentos em relação ao histórico menores quando comparados com a curva inicial, com exceção do percentil P10. A curva do Método 3 é a que apresenta maior redução de incerteza e os menores afastamentos, porém possui comportamento um pouco similar ao da curva do Método 2.

A **Figura 6.28** mostra que a aplicação do Método 1A para o poço PROD4 apresenta grande redução de incerteza quando comparada com a distribuição inicial. A curva de incerteza do Método 1B se comporta de forma intermediária entre a curva inicial e a do Método 1A, da mesma forma como ocorre com os demais poços. A curva do Método 2 apresenta grandes reduções de incerteza em relação a curva inicial e tem comportamento um pouco semelhante ao da curva do Método 3. Com a aplicação do Método 3, verifica-se uma redução de incerteza bastante significativa, porém, como o histórico de produção deste poço encontra-se no limite superior da faixa dos novos modelos de simulação, verifica-se a grande ocorrência de valores positivos de afastamentos nesta figura.

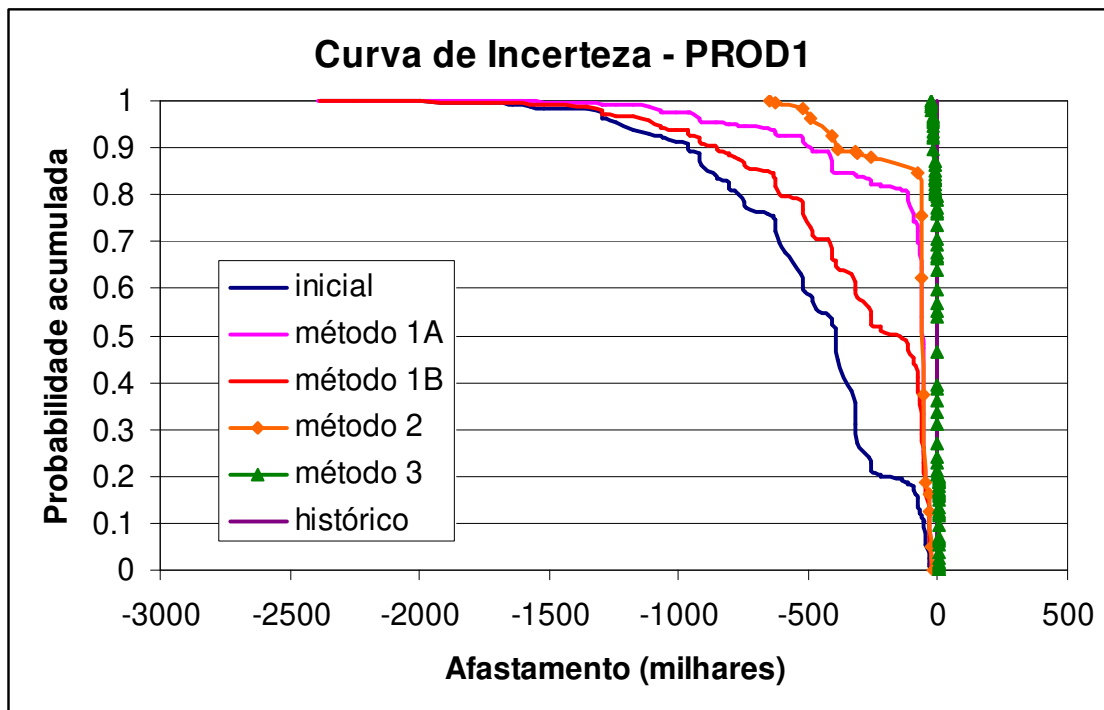


Figura 6.25 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 – Distribuição 20%/60%/20%

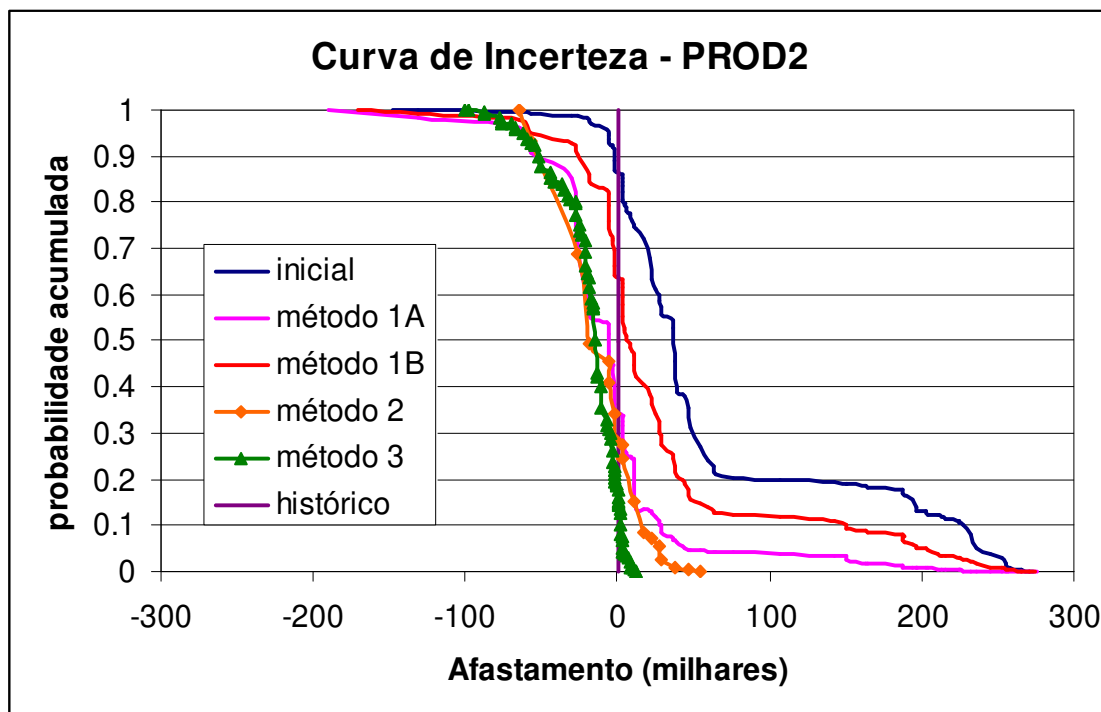


Figura 6.26 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 – Distribuição 20%/60%/20%

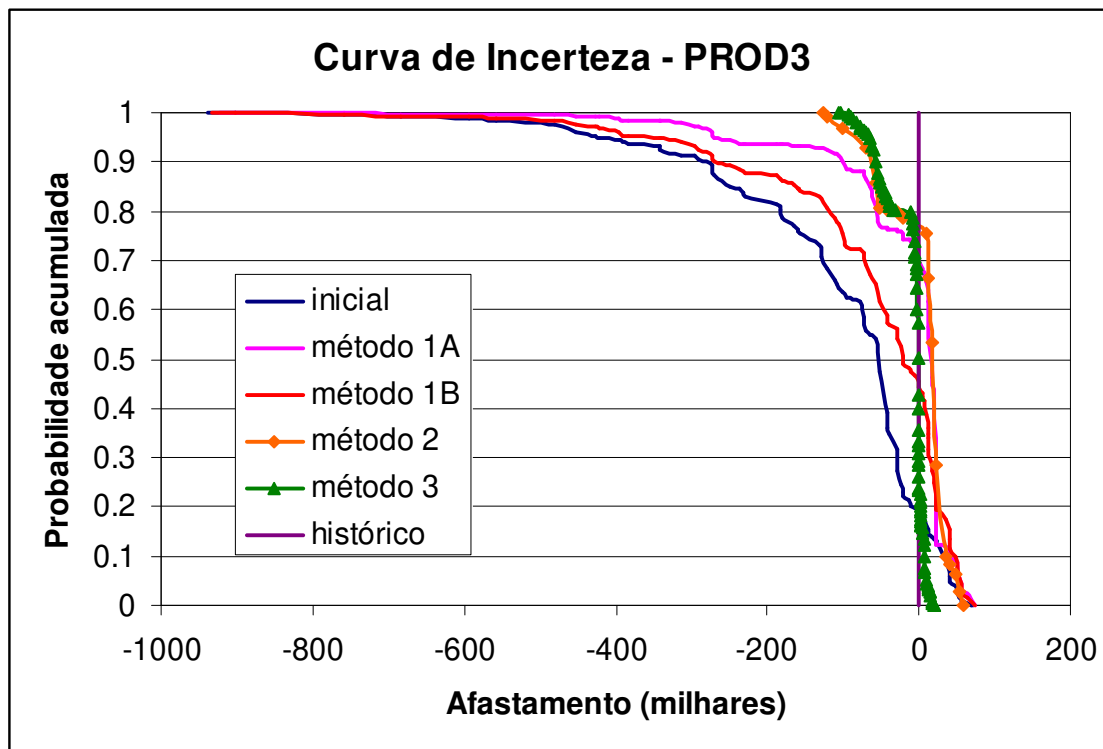


Figura 6.27 - Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 – Distribuição 20%/60%/20%

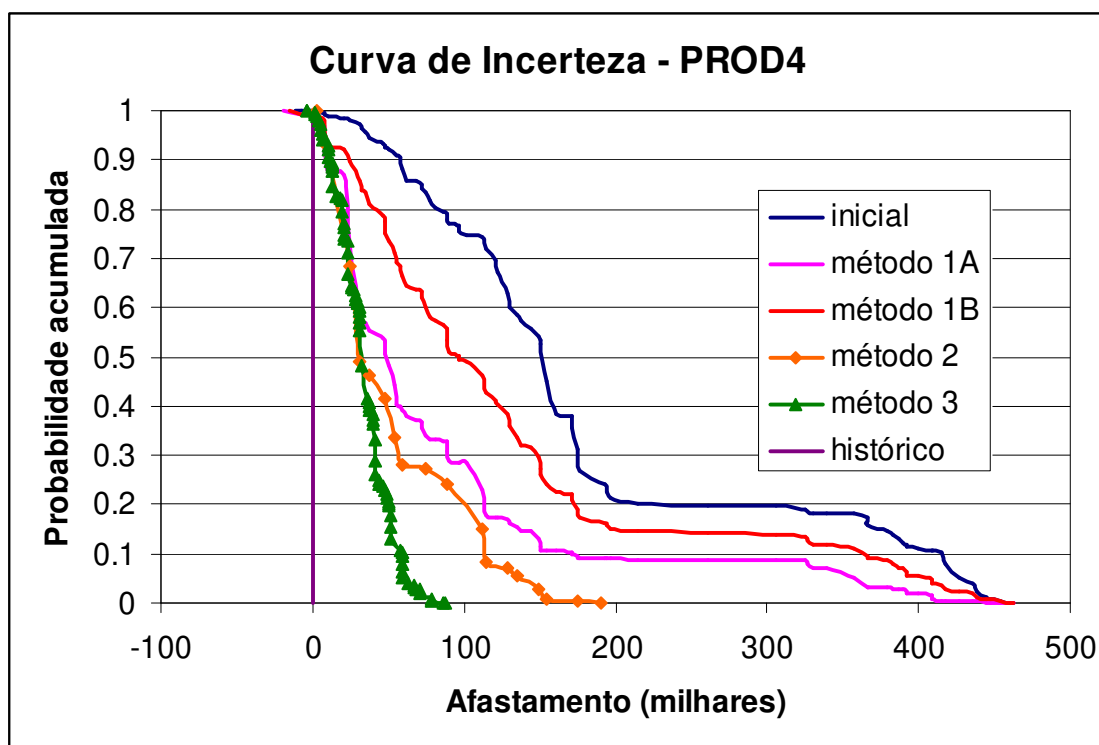


Figura 6.28 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 – Distribuição 20%/60%/20%

Fazendo uma comparação entre a aplicação dos métodos de redução de incerteza aqui propostos para as duas distribuições iniciais de probabilidade, da **Figura 6.13** e da **Figura 6.25**, pode-se concluir que o Método 2 foi mais eficiente na redução de incerteza para a distribuição 4%/92%/4%, porém, quanto ao Método 3, houve maior redução de incerteza no caso da distribuição 20%/60%/20%.

Quanto às curvas de incerteza do poço PROD2 (ver **Figura 6.14** e **Figura 6.26**), ambas as distribuições iniciais apresentaram grandes reduções de incerteza, porém a distribuição 4%/92%/4% apresentou redução um pouco maior.

Analisando a **Figura 6.15** e a **Figura 6.27**, nota-se que, para o PROD3, a distribuição 20%/60%/20% apresentou melhores reduções de incerteza e menores afastamentos em relação ao histórico de produção.

Quanto ao comportamento das curvas de incerteza para o PROD4, ambas as distribuições apresentam grandes reduções de incerteza com a aplicação dos métodos propostos. Pode-se observar que, tanto para o Método 2 quanto para o Método 3, a distribuição 4%/92%/4% mostrou redução de incerteza um pouco superior. Vale salientar que a distribuição dos modelos simulados em relação ao histórico nos dois casos é bastante distinta (ver **Figura 6.8** e **Figura 6.20**).

Comparando os valores da **Tabela 6.1** e da **Tabela 6.2**, pode-se notar que, quando foi aplicado o Método 3, a distribuição inicial 4%/90%/4% levou o valor do nível mais provável para mais próximo do valor da resposta, porém a faixa de valores obtida no caso desta distribuição foi mais ampla do que a obtida pela distribuição 20%/60%/20%. Isto pode ser confirmado comparando os limites inferiores e os superiores em ambos os casos para os quatro atributos incertos do reservatório. Em todos os casos a resposta (valor real) está contida dentro dos limites calculados.

Comparando as duas distribuições de probabilidade de ocorrência inicial adotadas neste trabalho, pode-se concluir que, com a aplicação dos métodos de redução de incerteza que fazem parte da metodologia proposta, a distribuição 20%/60%/20% foi a que apresentou melhores

resultados e, por isso, passou a ser utilizada no Caso A2. Esta escolha foi feita devido às curvas de incerteza iniciais da distribuição 4%/92%/4% ter um formato muito na vertical. Isto é proveniente do elevado valor de probabilidade dado ao nível mais provável (92%). Além disso, por possuir uma faixa ampla entre os limites geológicos inferior e superior, esta distribuição pode não contemplar situações tais como o histórico de produção não estar contido dentro da faixa de modelos de simulação. Para tal situação, a metodologia proposta neste trabalho utiliza um critério de grande eficiência na redução de incerteza.

No geral, ocorreram grandes reduções de incertezas em todos os poços com a aplicação dos métodos de redução de incerteza propostos neste trabalho. O Método 3 apresentou maiores reduções em relação aos demais métodos, porém o Método 2 apresentou, em alguns casos, resultados similares, o que mostra que a técnica de eliminação de níveis é válida na tentativa de reduzir o tempo gasto na simulação de reservatórios, pois não são necessárias novas simulações após o corte de níveis de incerteza. O Método 1A apresentou significativas reduções de incertezas e seu uso pode ser indicado quando não se tiver muito tempo para a realização do processo de ajuste de histórico, ou quando se estiver trabalhando com campos no início de produção, onde não se dispõem de muitas informações. As curvas de incerteza relativas ao Método 1B apresentaram comportamentos intermediários entre os comportamentos da curva inicial e da curva do Método 1A. Isto se explica pelo fato das probabilidades de ocorrência calculadas no Método 1B ser uma ponderação entre as probabilidades de ocorrência fornecidas pela equipe de geologia e as calculadas no Método 1A.

6.4 Caso B

A **Figura 6.29, Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32** mostram as 243 curvas simuladas (cinco atributos com três níveis cada) da vazão de água para os poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente. As curvas em azul representam os modelos relativos ao nível de probabilidade mais provável, enquanto que as curvas em vermelho representam o nível pessimista e as que estão em verde o nível otimista.

Pela **Figura 6.29**, pode-se observar que os modelos relativos aos níveis otimista e provável apresentam grandes afastamentos e, por isso, na aplicação do Método 1A, recebem baixos valores de probabilidade de ocorrência. Além disso, todos os modelos destes dois níveis se encontram do mesmo lado do histórico ($S = -1$), ou seja, na aplicação do Método 2, estes níveis de incerteza têm maiores chances de serem eliminados. Quanto à aplicação do Método 3, o novo valor do nível provável deve ser um pouco inferior ao valor inicialmente adotado para o nível pessimista.

Da **Figura 6.30**, pode-se concluir que as curvas referentes ao nível pessimista do atributo $kx2$ apresentam maiores afastamentos e, desta forma, este nível recebe menor probabilidade de ocorrência (Método 1A) em relação aos demais níveis de incerteza. Quanto ao Método 2, apenas o nível pessimista pode ser eliminado, visto que todas as suas curvas encontram-se do mesmo lado do histórico ($S = 1$). Em se tratando do Método 3, o novo valor para o nível provável deve estar situado entre os valores iniciais dos níveis provável e otimista.

A **Figura 6.31** mostra que os modelos relativos ao nível otimista do atributo $kx3$ apresentam maiores afastamento em relação ao histórico de produção de água do poço PROD3. Por isso, na aplicação do Método 1A, este nível recebe menor probabilidade de ocorrência em relação aos demais níveis de incerteza. Na aplicação do Método 2, este nível pode ser eliminado na tentativa de reduzir as incertezas do atributo $kx3$. Quanto à aplicação do Método 3, o novo valor para o nível provável deve estar situado entre os valores iniciais dos níveis pessimista e provável.

Da **Figura 6.32**, pode-se concluir que os modelos referentes aos níveis provável e pessimista apresentam maiores afastamentos em relação do histórico de produção do poço PROD4, sendo que o nível pessimista recebe menor probabilidade de ocorrência na aplicação do Método 1A. No caso da aplicação do Método 2, o nível pessimista deve ser eliminado do processo. Em relação ao Método 3, o novo valor mais provável deve estar situado próximo ao valor inicialmente atribuído ao nível otimista.

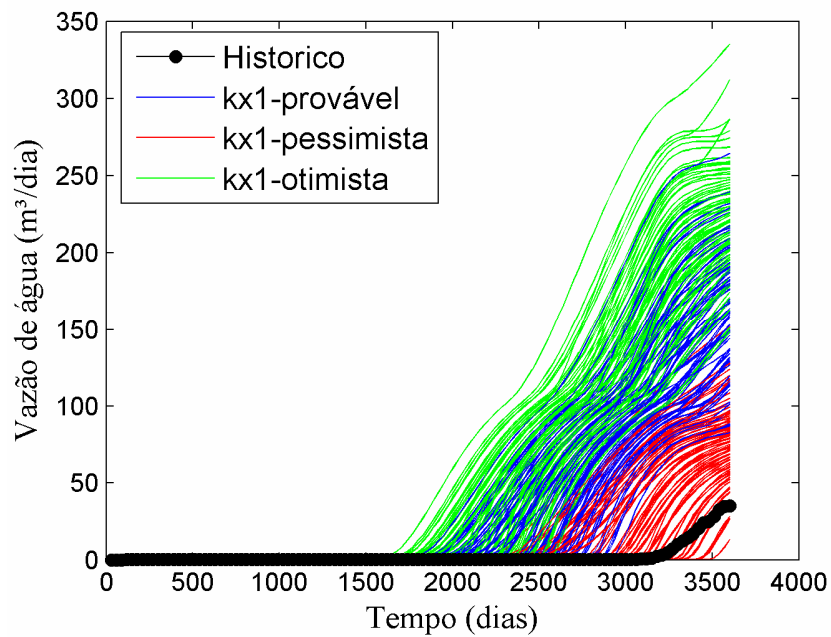


Figura 6.29 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando a permeabilidade horizontal da região 1

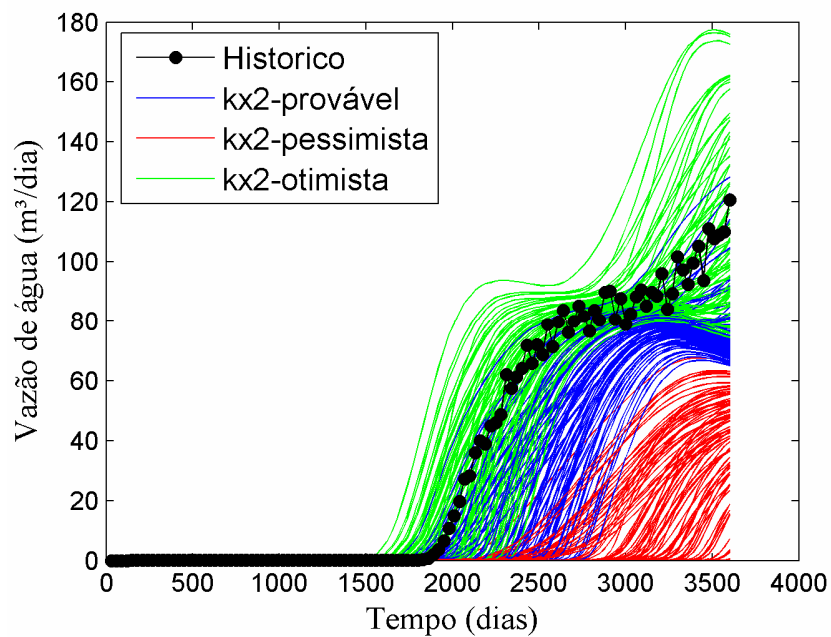


Figura 6.30 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando a permeabilidade horizontal da região 2

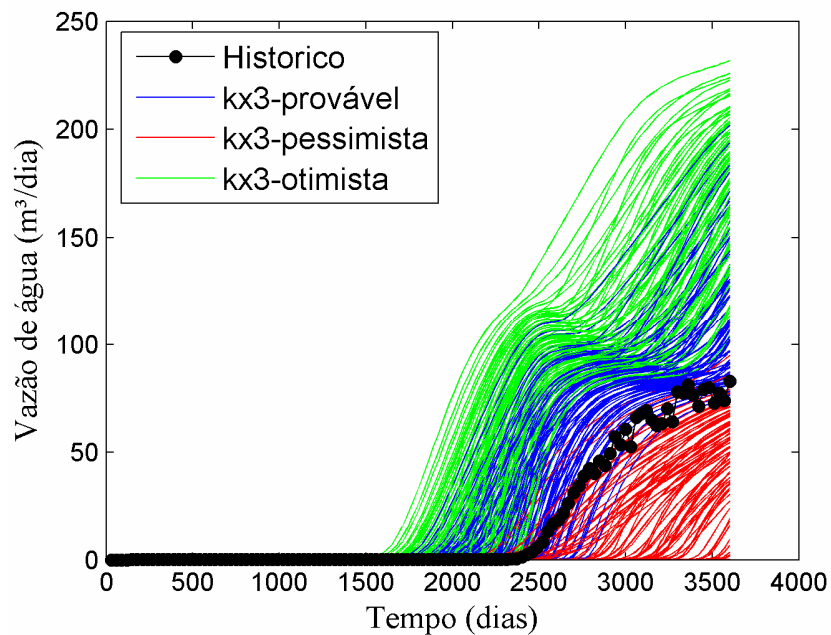


Figura 6.31 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando a permeabilidade horizontal da região 3

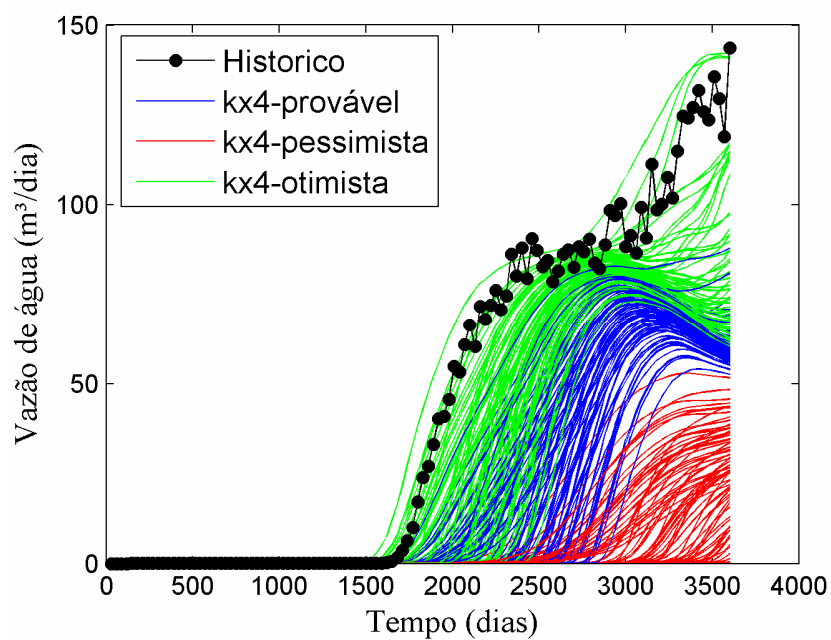


Figura 6.32 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando a permeabilidade horizontal da região 4

A **Figura 6.33**, **Figura 6.34**, **Figura 6.35** e **Figura 6.36** mostram as mesmas 243 curvas simuladas da vazão de água das figuras anteriores, porém agora estão sendo considerados os três níveis de incerteza adotados para a permeabilidade relativa para os poços PROD1, PROD2,

PROD3 e PROD4, respectivamente. Observa-se que há, no geral, um grande espalhamento dos modelos de cada nível de incerteza dentro da faixa que contém todos os modelos. Dentre os quatro poços, somente no poço PROD1 se pode verificar que os modelos relativos aos níveis de incerteza que estão localizados de um mesmo lado do histórico são os níveis pessimista e provável.

Para a obtenção dos novos valores do expoente da água no cálculo da curva de permeabilidade relativa (modelo de Corey) do campo, foi aplicado o Método 1A considerando cada um dos poços separadamente e depois foi adotada uma função-objetivo que levava em consideração os novos valores de probabilidade de ocorrência do expoente da água, a simetria e os afastamentos dos modelos referentes a cada nível de incerteza em relação ao histórico de produção de cada poço. Os valores dos três níveis de incerteza adotados neste trabalho para o expoente da água na curva de permeabilidade relativa são considerados para todo o campo, pois como nesse caso existe apenas uma fácies, a permeabilidade relativa é um atributo de influência global.

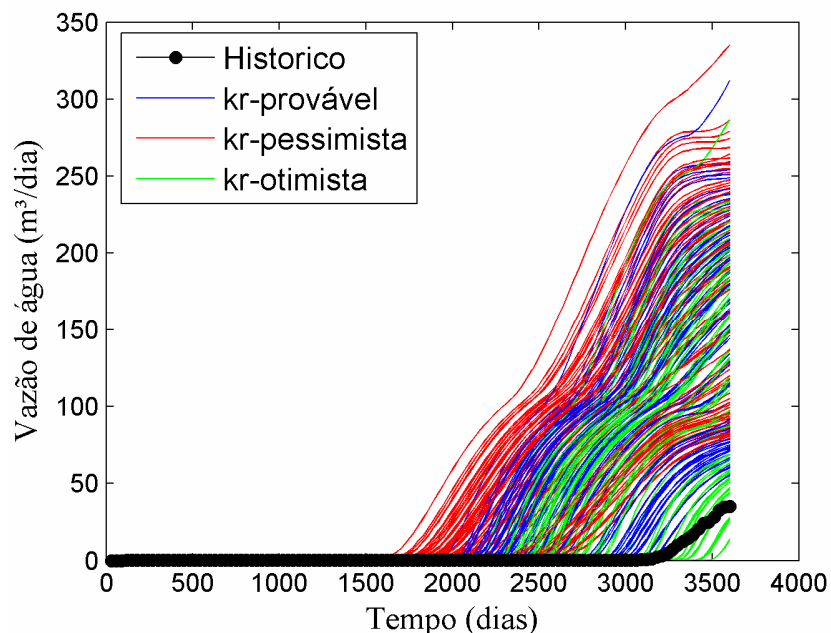


Figura 6.33 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando a permeabilidade relativa

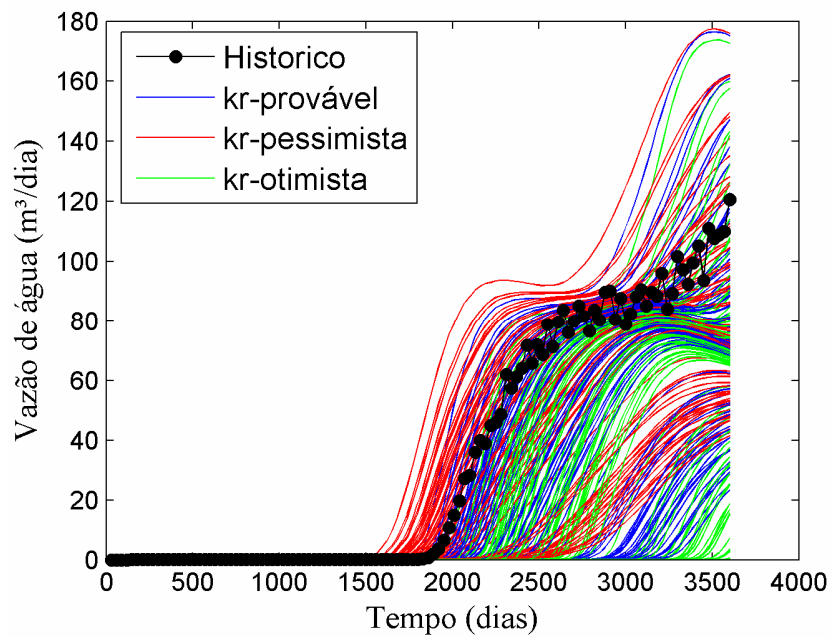


Figura 6.34 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando a permeabilidade relativa

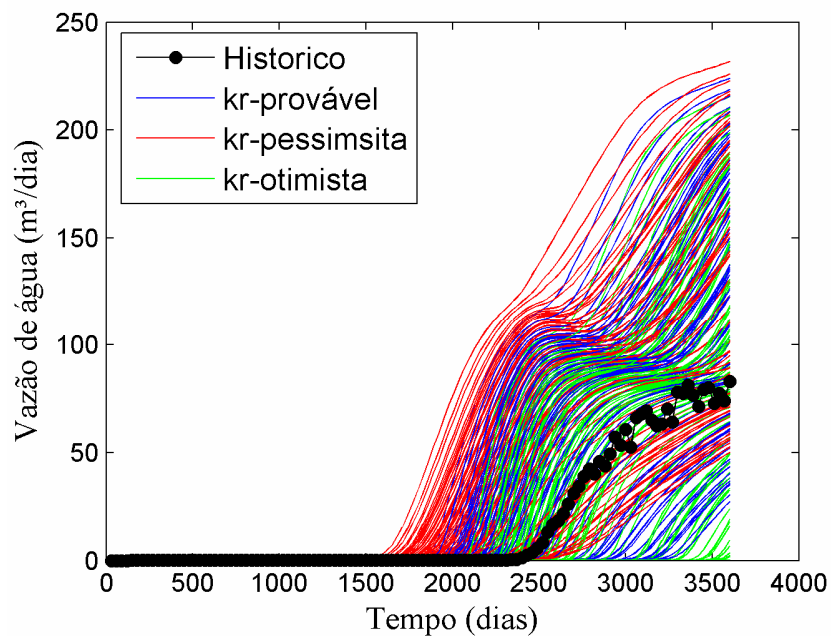


Figura 6.35 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando a permeabilidade relativa

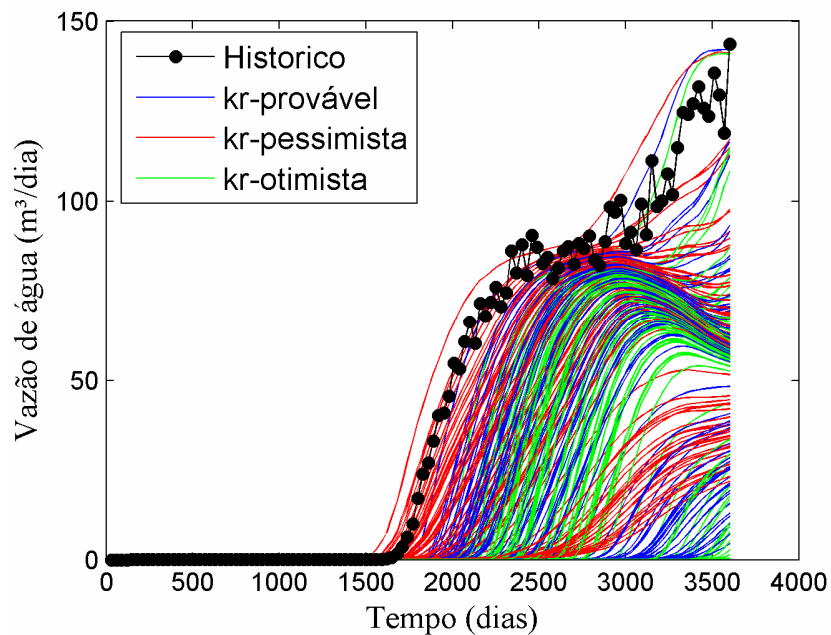


Figura 6.36 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando a permeabilidade relativa

6.4.1 Análise de Sensibilidade

A **Figura 6.37**, **Figura 6.38**, **Figura 6.39** e **Figura 6.40** mostram os índices de sensibilidades dos cinco atributos incertos ($kx1$, $kx2$, $kx3$, $kx4$ e kr) para os poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, considerando como função-objetivo a produção de água. Observa-se que, no geral, a permeabilidade horizontal da região onde está localizado o poço possui maior influência em relação às permeabilidades horizontais das demais regiões e à permeabilidade relativa.

A permeabilidade relativa exerce influência mais global, ou seja, influencia em todas as funções-objetivo dos quatro poços. Por isso, para a análise desse atributo, foram compostas as quatro funções-objetivo. Para os atributos de permeabilidade horizontal, foi adotado o mesmo procedimento do Caso A.

Observando a **Figura 6.37** e a **Figura 6.39**, pode-se concluir que um aumento no valor do expoente da água para a obtenção da curva de permeabilidade relativa proporciona uma aproximação do modelo base em relação ao histórico de produção (barras na cor azul) dos poços

PROD1 e PROD3. Porém, a **Figura 6.38** e a **Figura 6.40** mostram que, para os poços PROD2 e PROD4, valores otimistas para a permeabilidade relativa proporcionam afastamento do modelo base em relação ao histórico destes poços, ou seja, o ideal seria utilizar valores baixos para o expoente da água. Para todos os poços um valor otimista para a permeabilidade relativa possui influência bem superior em relação a um valor pessimista para este atributo para a produção de água.

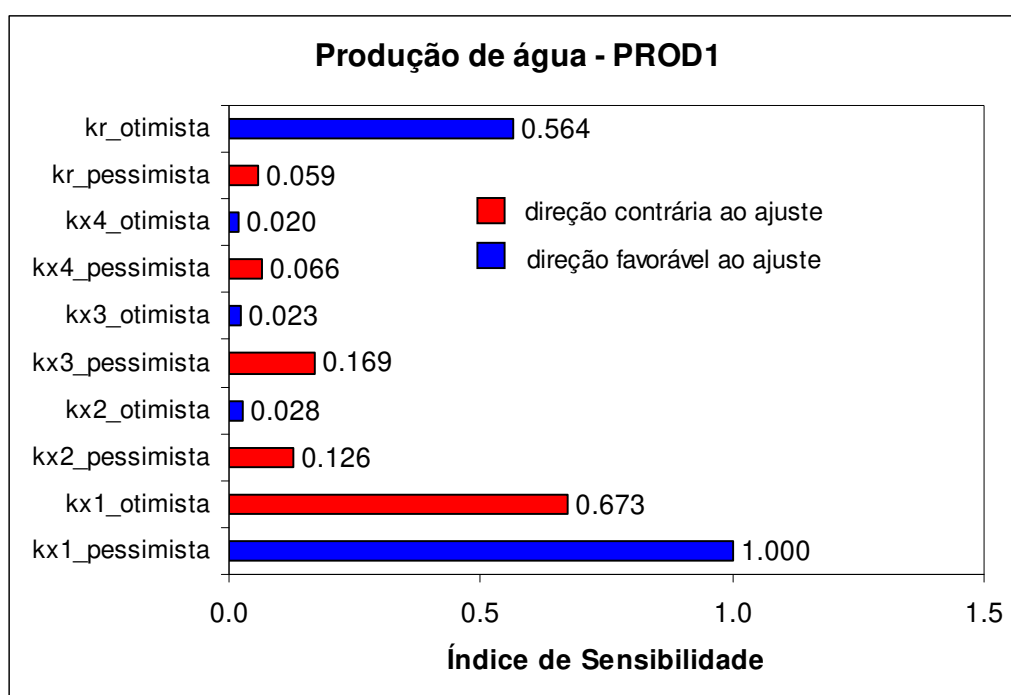


Figura 6.37 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD1

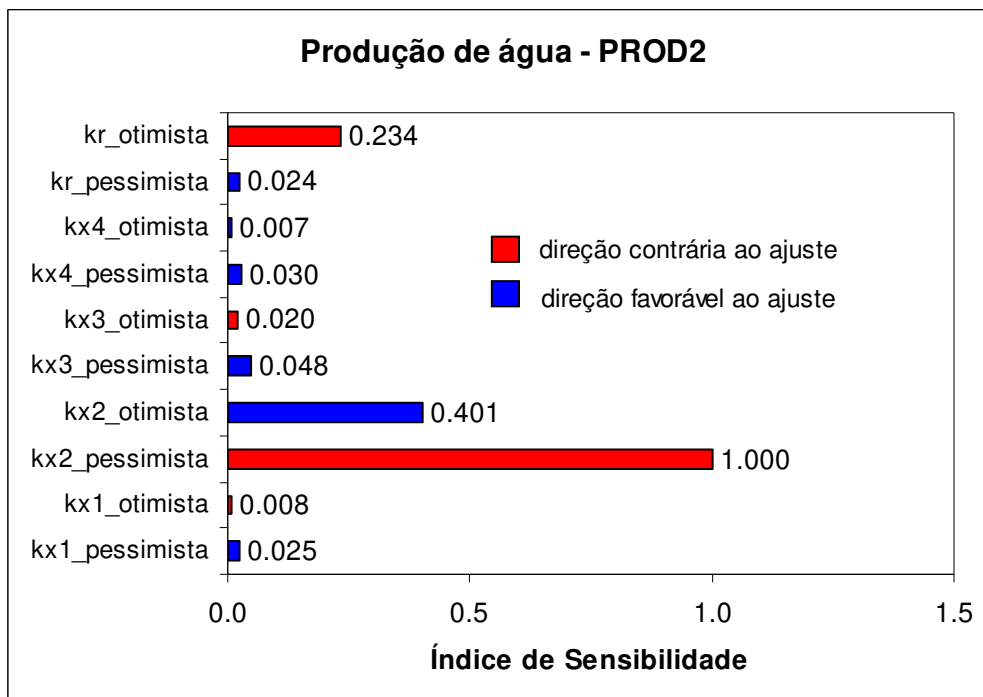


Figura 6.38 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD2

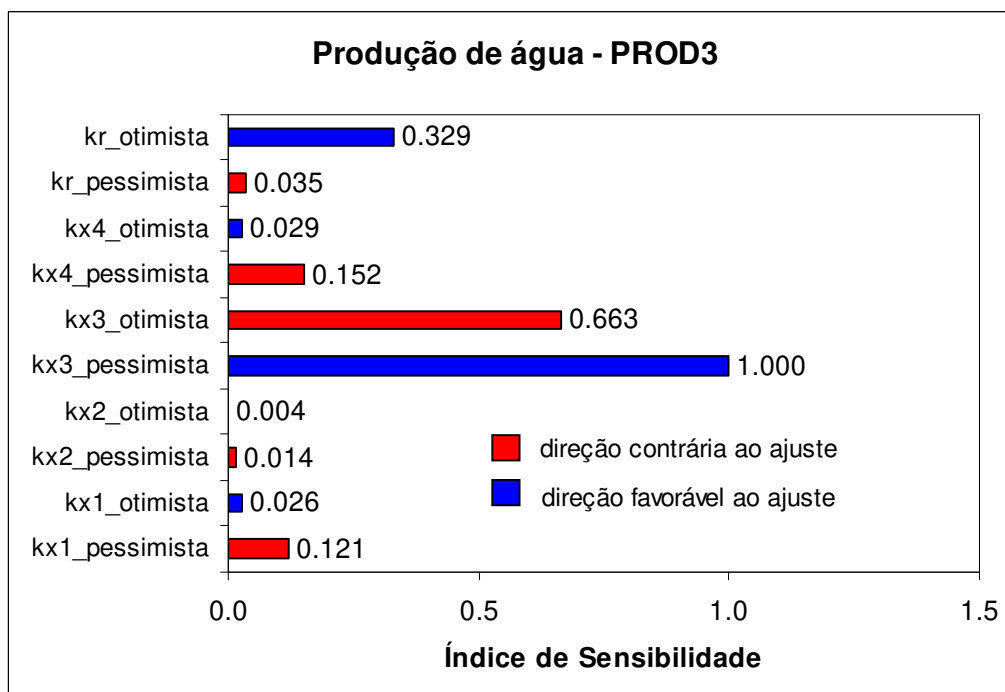


Figura 6.39 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD3

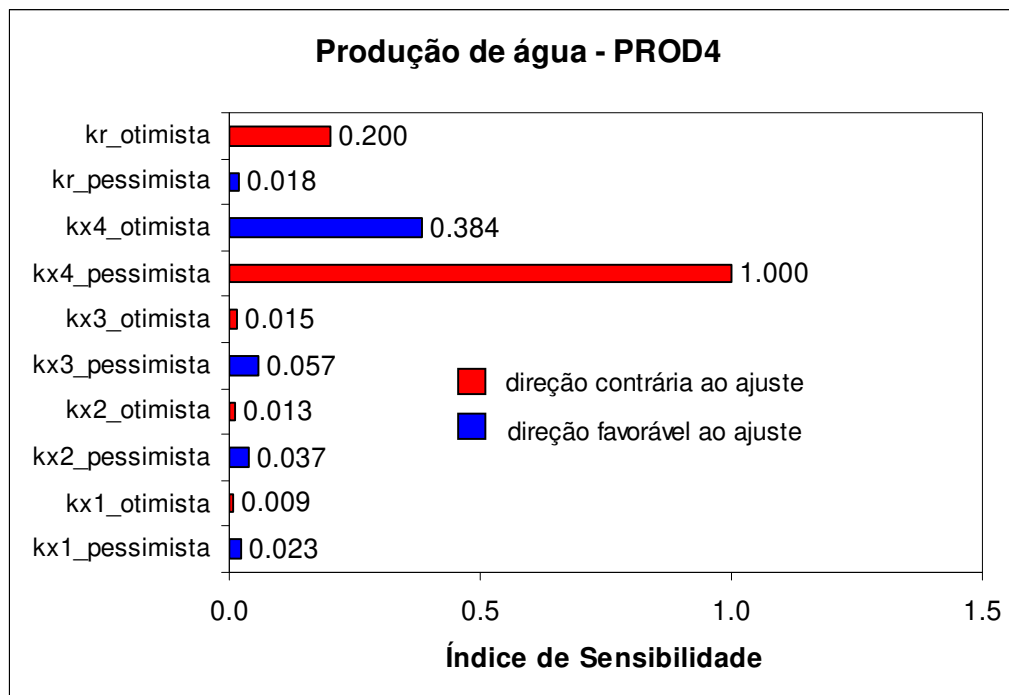


Figura 6.40 - Índice de sensibilidade para o poço produtor PROD4

6.4.2 Métodos de redução de incertezas

Para o Caso B foram estudados três procedimentos para a aplicação dos métodos de redução de incertezas apresentados neste trabalho. No Procedimento 1, os métodos foram aplicados primeiramente para os quatro atributos de permeabilidade horizontal e, com o valor médio encontrado, aplicou-se os métodos para o atributo permeabilidade relativa. No Procedimento 2, os métodos de redução de incertezas foram aplicados a todos os cinco atributos incertos em uma 1ª iteração e depois em uma 2ª iteração. No Procedimento 3, inicialmente aplica-se os métodos para a permeabilidade relativa e, com valor médio encontrado para o expoente da água no modelo de Corey, aplica-se os métodos para os quatro atributos de permeabilidade horizontal.

A seguir estão os resultados obtidos para cada um dos procedimentos adotados.

- **Procedimento 1**

A **Tabela 6.3** mostra os novos valores dos atributos incertos estudados neste trabalho após a aplicação do Método 3. Verifica-se que, para os atributos kx1 e kx3, os seus respectivos valores

para o nível provável são bastante próximos da resposta. Já para os outros dois atributos de permeabilidade horizontal, $kx2$ e $kx4$, seus valores do nível mais provável não são tão próximos do valor da resposta, porém os mesmos encontram-se situados dentro dos limites adotados. Verifica-se uma grande redução na faixa de incerteza para todos os poços.

Com os valores prováveis dos atributos $kx1$, $kx2$, $kx3$ e $kx4$, partiu-se para o cálculo da nova faixa de incerteza para o expoente usado na curva de permeabilidade relativa da água. Como já havia sido reduzida a faixa de incerteza em relação as quatro atributos de permeabilidade horizontal, obteve-se uma boa redução na faixa dos valores do expoente da água, sendo que o valor do nível provável ficou próximo à resposta.

Tabela 6.3 – Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 1

	$kx1$	$kx2$	$kx3$	$kx4$	kr
Limite inferior	154	3882	1583	5892	1.36
pessimista	588	4889	2046	6003	1.45
provável	1125	6135	2618	6030	1.57
otimista	1664	7025	4575	6634	2.06
Limite superior	2096	7737	6141	7117	2.45
RESPOSTA	1109	5270	2530	7084	1.70

A **Figura 6.41**, **Figura 6.42**, **Figura 6.43** e **Figura 6.44** mostram as 81 curvas simuladas da vazão de água nos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, considerando apenas os quatro atributos de permeabilidade horizontal, ou seja, estão relacionadas com a primeira parte do Procedimento 1.

Pela **Figura 6.41**, pode-se observar que houve uma grande redução na incerteza relativa ao comportamento da vazão de água do poço PROD1. Pode-se verificar a ocorrência de três grupos de curvas, sendo que o grupo que representa o nível provável possui comportamento bem próximo ao do histórico. Isso ocorre devido ao fato de que o valor provável do atributo $kx1$ ficou muito próximo da resposta e também devido à pequena influência dos demais atributos de permeabilidade horizontal, conforme pode ser observada na análise de sensibilidade realizada anteriormente.

Analisando as curvas de vazão de água dos poços PROD2 e PROD3, verifica-se uma grande redução na nova faixa de curvas para ambos, e que esta faixa contém o histórico de produção de cada poço. No caso do PROD4, também há uma redução na faixa de curvas, porém o histórico de produção está localizado bem próximo do limite superior desta faixa.

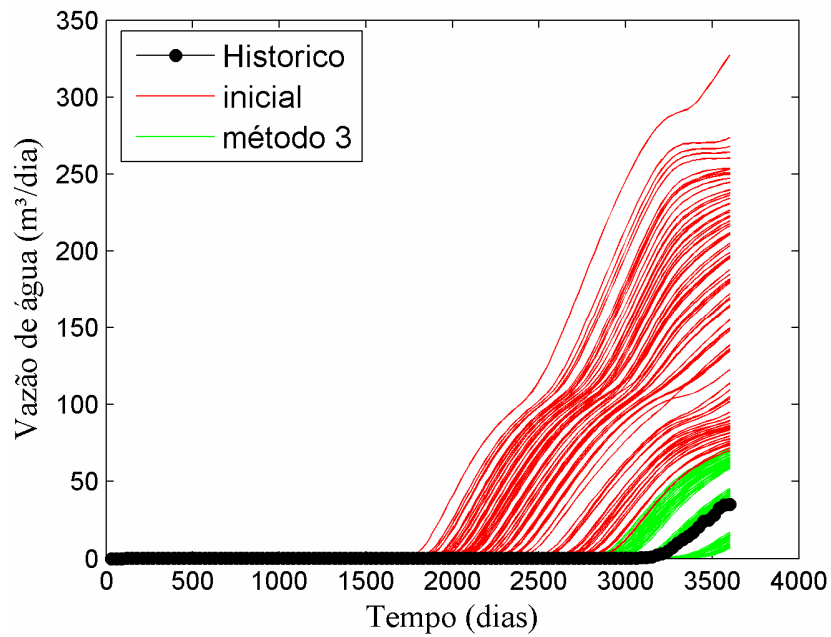


Figura 6.41 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando apenas as permeabilidades horizontais

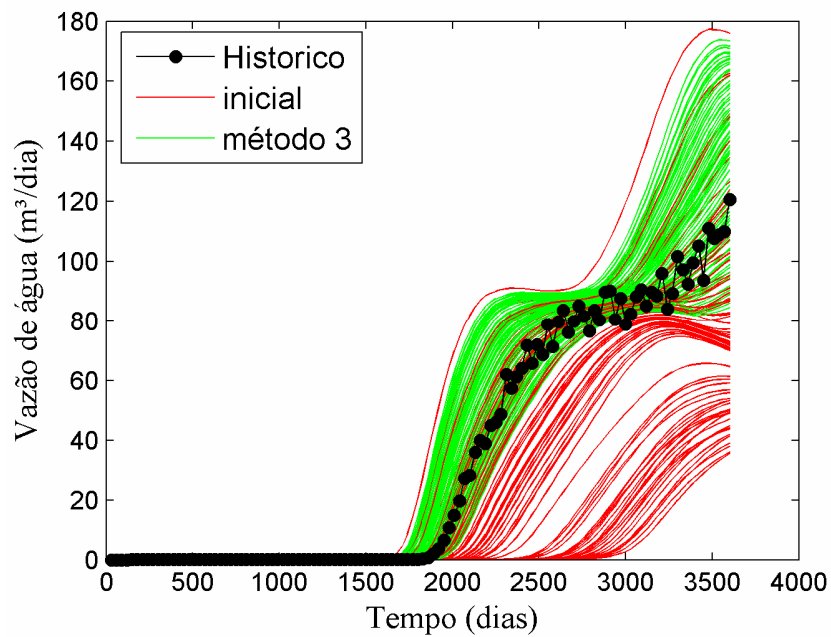


Figura 6.42 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando apenas as permeabilidades horizontais

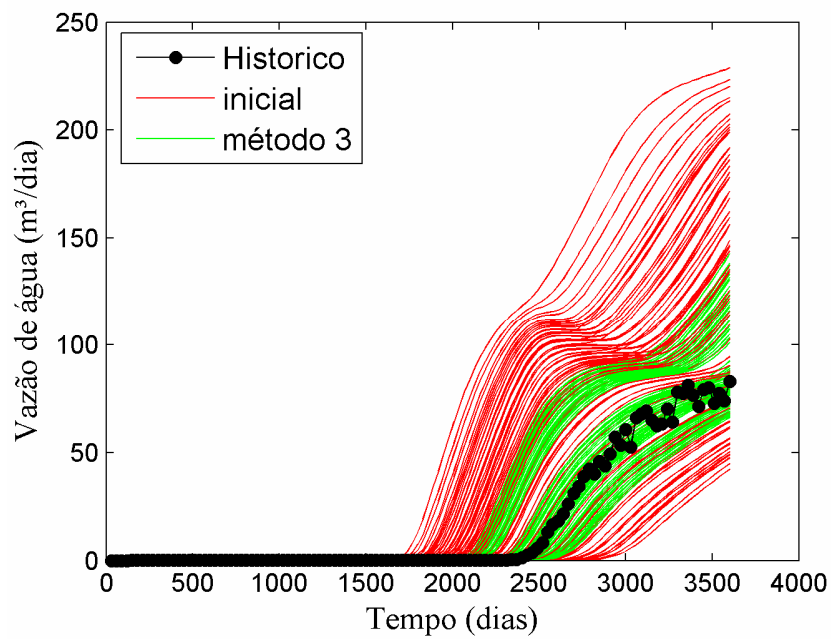


Figura 6.43 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando apenas as permeabilidades horizontais

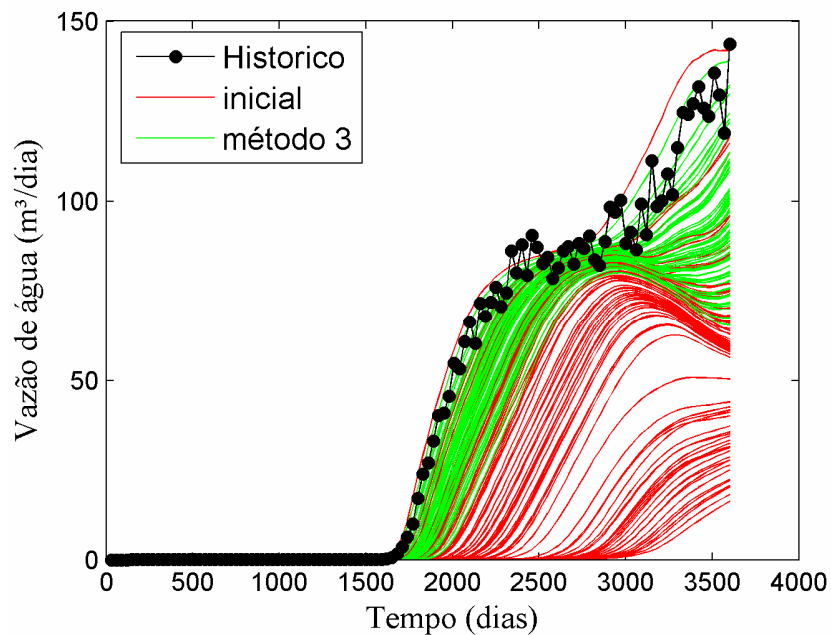


Figura 6.44 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando apenas as permeabilidades horizontais

A **Figura 6.45**, **Figura 6.46**, **Figura 6.47** e **Figura 6.48** mostram os 243 modelos de simulação para a vazão de água dos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, ou seja, estão sendo considerados os cinco atributos incertos do reservatório em estudo. Verifica-se que houve grandes reduções na faixa de incerteza relativa à vazão de água dos quatro poços. O histórico de produção está localizado dentro na nova faixa de curvas (em verde) em todos os quatro poços, porém, no caso do PROD4, seu histórico se localiza próximo ao limite superior da faixa de curvas. Para os outros três poços, seus respectivos históricos estão localizados de uma forma mais simétrica em relação às novas faixas de modelos de simulação.

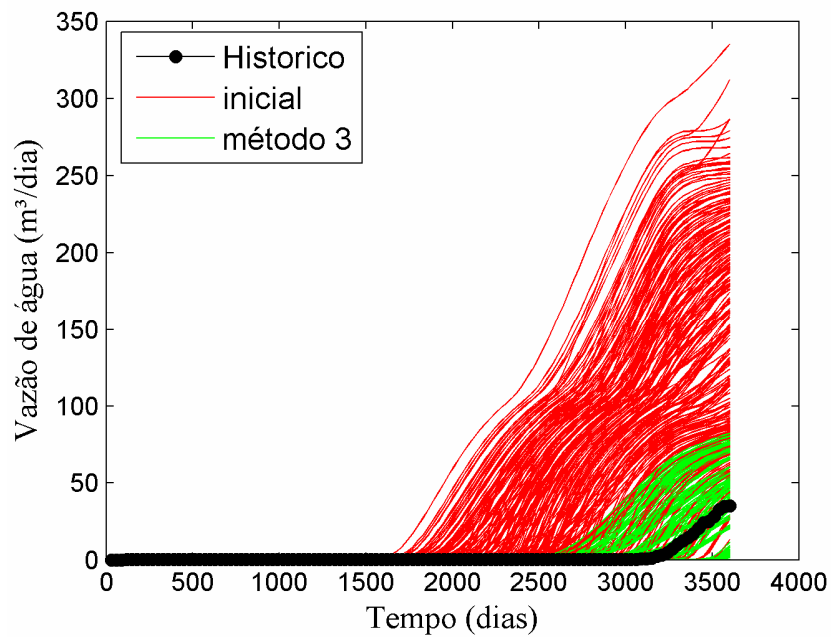


Figura 6.45 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 considerando os 5 atributos incertos

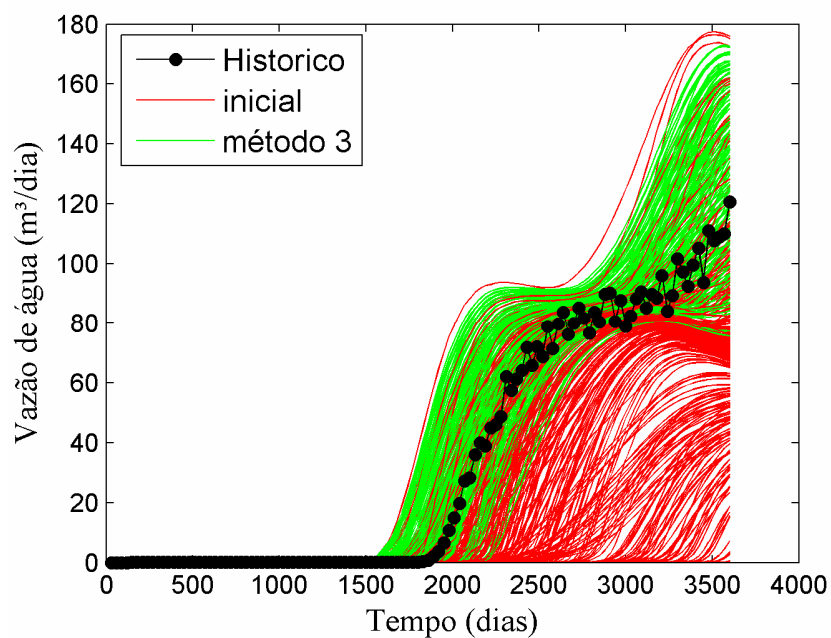


Figura 6.46 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 considerando os 5 atributos incertos

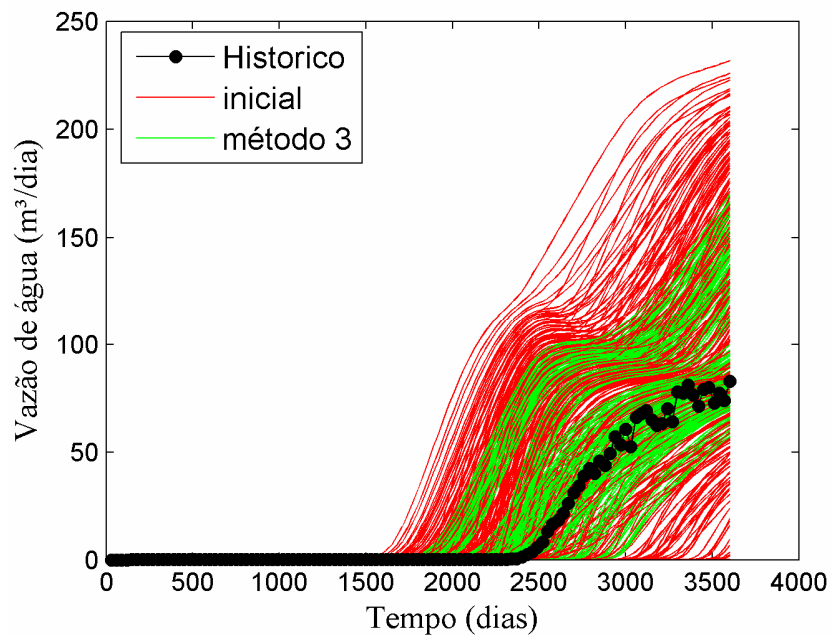


Figura 6.47 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 considerando os 5 atributos incertos

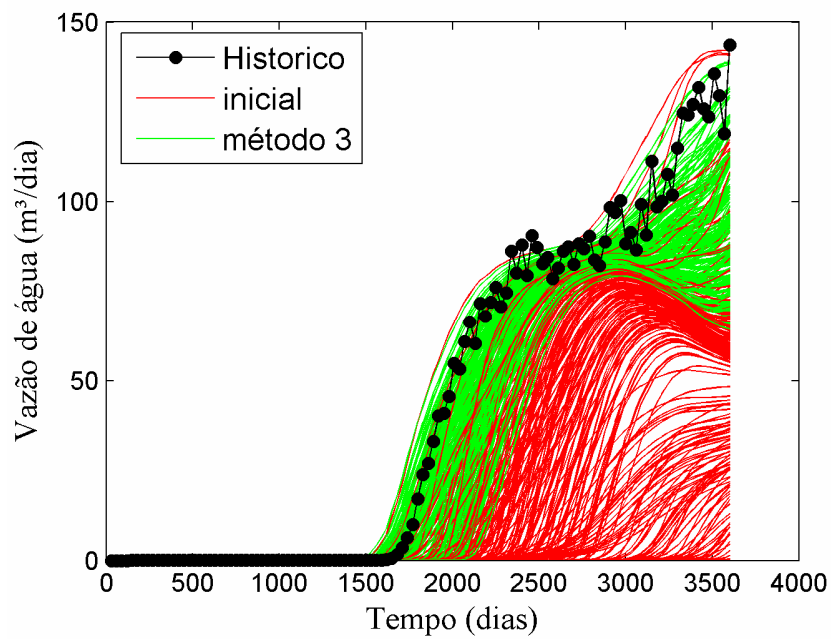


Figura 6.48 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 considerando os 5 atributos incertos

A **Figura 6.49**, **Figura 6.50**, **Figura 6.51** e **Figura 6.52** mostram as curvas de incerteza dos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, após a aplicação dos métodos de redução de incerteza propostos neste trabalho, conforme Procedimento 1.

Pela **Figura 6.49**, verifica-se que, com a aplicação do Método 1A, há uma redução nos afastamentos dos modelos em relação ao histórico, principalmente em torno dos percentis P50 e P10. Na realidade, o P10 já está bem ajustado na curva de incerteza inicial. Para o P90, verifica-se uma redução intermediária. A curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento entre a curva de incerteza inicial e a curva do Método 1A, o que era esperado devido ao fato de que o Método 1B utiliza uma ponderação entre as probabilidades iniciais e as do Método 1A. Com a aplicação do Método 2, observa-se uma significativa redução no espalhamento da curva de incerteza em relação à curva inicial, obtendo-se apenas maiores afastamentos nos percentis em torno do P90, mas bem menores do que com a aplicação dos Métodos 1A e 1B. A aplicação do Método 3 apresenta redução de incerteza bastante elevada, com o comportamento da curva de incerteza referente a este método bem próximo da reta que representa o histórico. As curvas de incerteza inicial e as dos Métodos 1A, 1B e 2 apresentam valores de afastamentos em sua grande maioria negativos devido ao fato da maior parte dos modelos iniciais estar localizada acima do histórico de produção (ver **Figura 6.45**).

A **Figura 6.50** mostra que há uma significativa redução da incerteza em relação ao PROD2 com a aplicação do Método 1A. Nota-se que o percentil P50 apresenta pequenos valores de afastamento em relação a histórico. A curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento intermediário entre a curva inicial e a do Método 1A. A curva de incerteza do Método 2 apresenta baixos valores de afastamentos, com exceção do trecho abaixo do percentil P30. A curva do Método 3 apresenta pequeno espalhamento, mostrando que houve uma significativa redução na incerteza.

Conforme pode ser observado na **Figura 6.51**, a aplicação do Método 1A proporciona redução na incerteza relativa à produção de água do poço PROD3. Nota-se que o percentil P50 apresenta afastamento bem próximo de zero. A curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento próximo ao da curva inicial para percentis acima de P50 e próximo ao da curva

do Método 1A para os percentis abaixo de P50. A curva do Método 2 apresenta uma leve redução no seu espalhamento quando comparada à curva de incerteza inicial. A curva do Método 3 apresenta significativa redução de incerteza, com afastamentos bem próximos a zero para os percentis abaixo de P80.

A **Figura 6.52** mostra que a aplicação do Método 1A para o poço PROD4 apresenta certa redução de incerteza quando comparada com a distribuição inicial. A curva de incerteza do Método 1B se comporta de forma intermediária entre a curva inicial e a do Método 1A, da mesma forma como ocorre com os demais poços. A curva do Método 2 apresenta grandes reduções de incerteza em relação à curva inicial, porém tem comportamento um pouco semelhante ao da curva do Método 1A. Com a aplicação do Método 3, verifica-se uma redução de incerteza bastante significativa, porém o histórico de produção deste poço encontra-se no limite superior da faixa dos novos modelos de simulação. Isto justifica a grande ocorrência de valores positivos de afastamentos nesta figura.

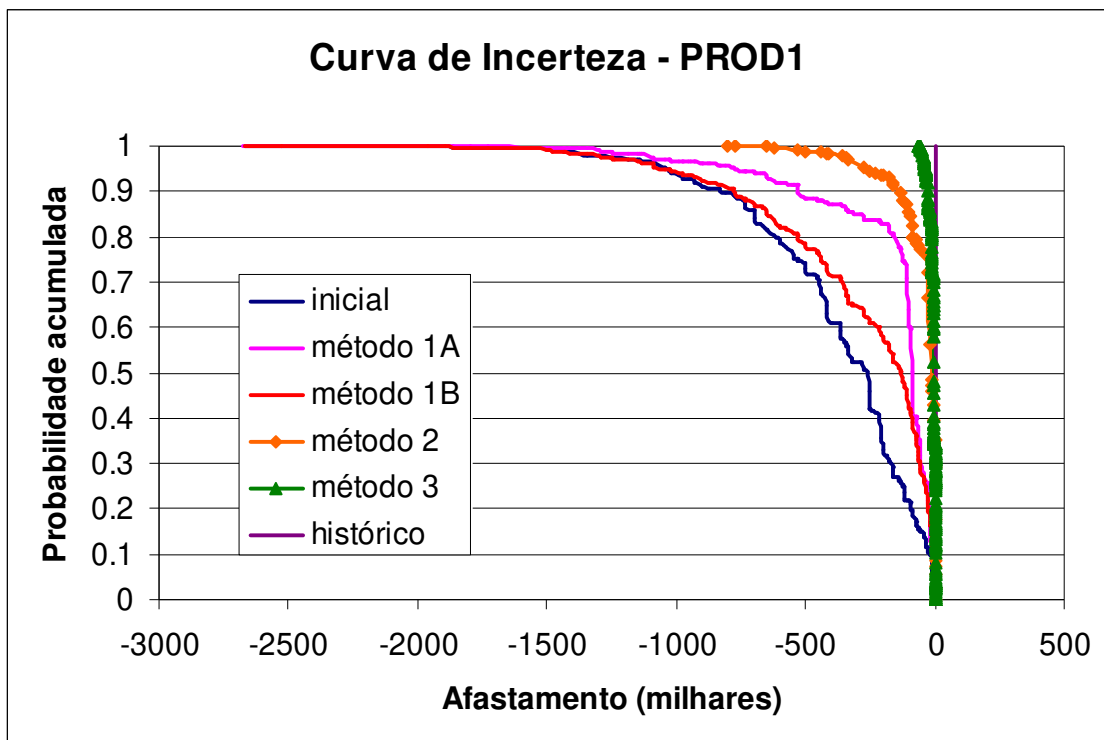


Figura 6.49 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 (Procedimento 1)

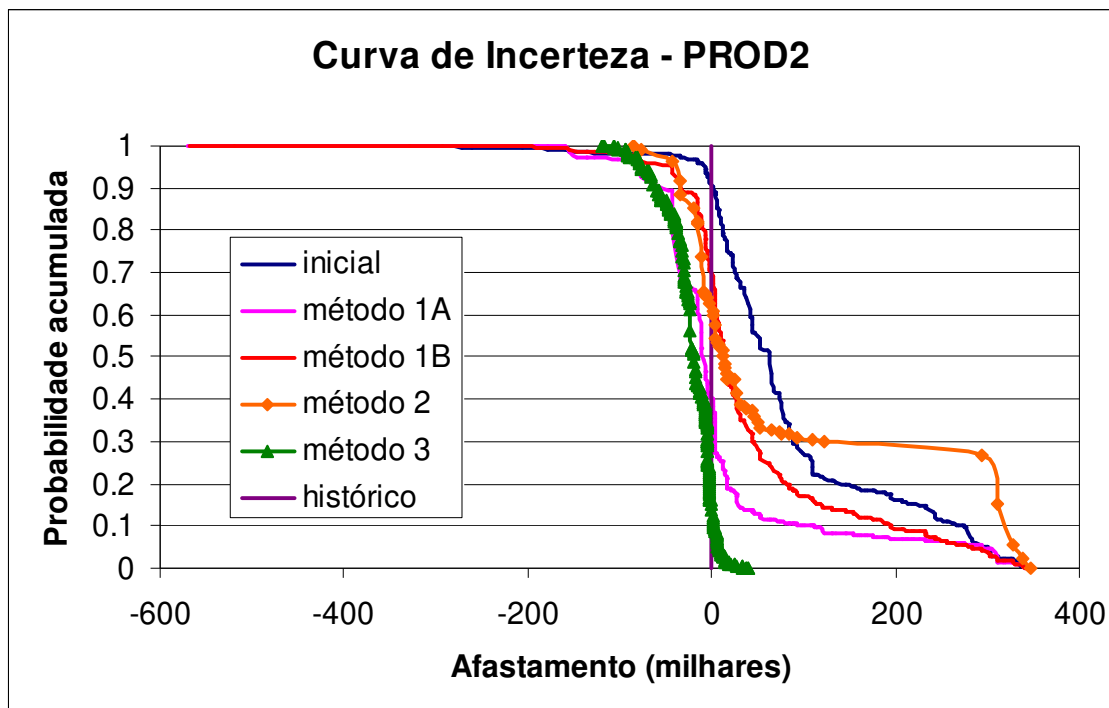


Figura 6.50 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 (Procedimento 1)

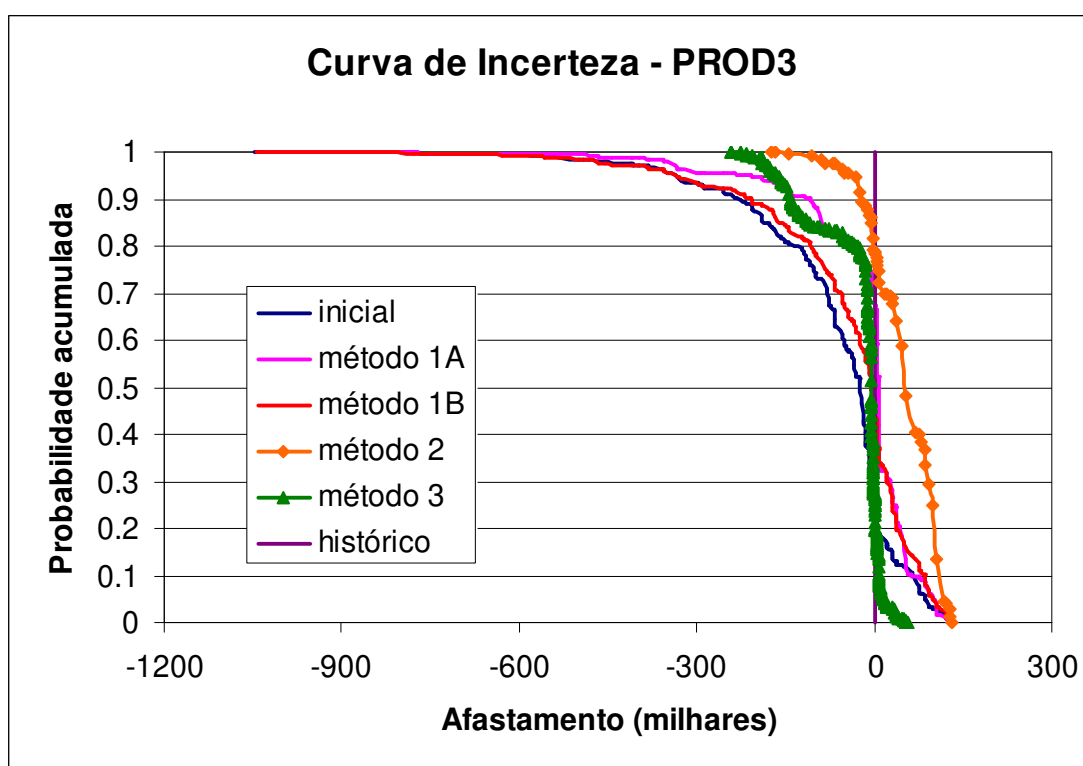


Figura 6.51 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 (Procedimento 1)

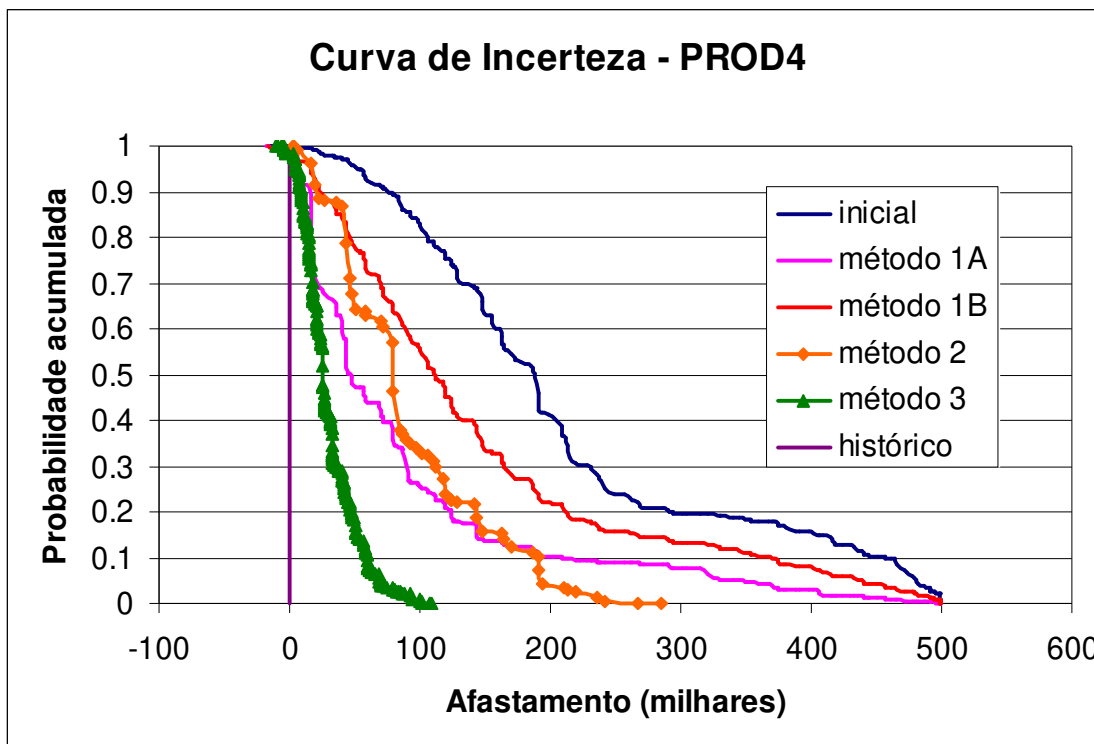


Figura 6.52 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 (Procedimento 1)

- **Procedimento 2**

A **Tabela 6.4** mostra os valores para os cinco atributos incertos após uma 1ª iteração realizada com o Método 3. Verifica-se que os valores referentes ao nível provável para todos os atributos não ficaram muito próximos da resposta, porém a resposta em todos os casos está contida dentro dos limites inferior e superior. Para se obter os valores do expoente da água para o cálculo da permeabilidade relativa da água, foram calculados os valores para cada um dos poços e depois se montou uma função-objetivo que calculava a média aritmética dos valores do nível provável e dos limites inferior e superior. A partir daí, foi possível calcular os valores para os níveis pessimista e otimista.

Tabela 6.4 - Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 2 (1ª iteração)

	kx1	kx2	kx3	kx4	kr
Limite inferior	467	4332	1135	5794	1.45
pessimista	1319	5320	2040	5866	1.82
provável	2374	6542	3160	5956	2.27
otimista	3340	7400	4596	6645	2.52
Limite superior	4112	8087	5745	7196	2.71
RESPOSTA	1109	5270	2530	7084	1.70

A **Tabela 6.5** mostra os valores para os cinco atributos incertos após uma 2ª iteração realizada com o Método 3. Verifica-se que, para os atributos $kx1$, $kx4$ e kr , o valor do nível provável de cada um destes atributos está mais próximo da resposta. Para o atributo $kx3$, a resposta deixou de estar contida dentro dos limites. Quanto ao valor do expoente da água para cálculo do atributo kr , houve uma significativa redução da incerteza nesta 2ª iteração e isso pode ser explicado pelo fato de que houve redução na incerteza dos atributos de permeabilidade horizontal já na 1ª iteração. Vale salientar que estes atributos têm maior influência em relação à permeabilidade relativa, conforme pode ser observado na análise de sensibilidade realizada anteriormente.

Tabela 6.5 - Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 2 (2ª iteração)

	$kx1$	$kx2$	$kx3$	$kx4$	kr
Limite inferior	671	5250	2655	6873	1.57
pessimista	1055	5839	3119	7037	1.70
provável	1531	6569	3694	7240	1.86
otimista	2103	7072	4613	7444	2.24
Limite superior	2561	7475	5349	7607	2.55
RESPOSTA	1109	5270	2530	7084	1.70

A **Figura 6.53**, **Figura 6.54**, **Figura 6.55** e **Figura 6.56** mostram a comparação entre as curvas simuladas iniciais e as curvas após a realização da 1ª iteração do Método 3 para os poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente. Verifica-se que houve redução na faixa dos possíveis modelos em todos os poços, porém o histórico de produção do poço PROD4 não está localizado dentro da nova faixa de curvas.

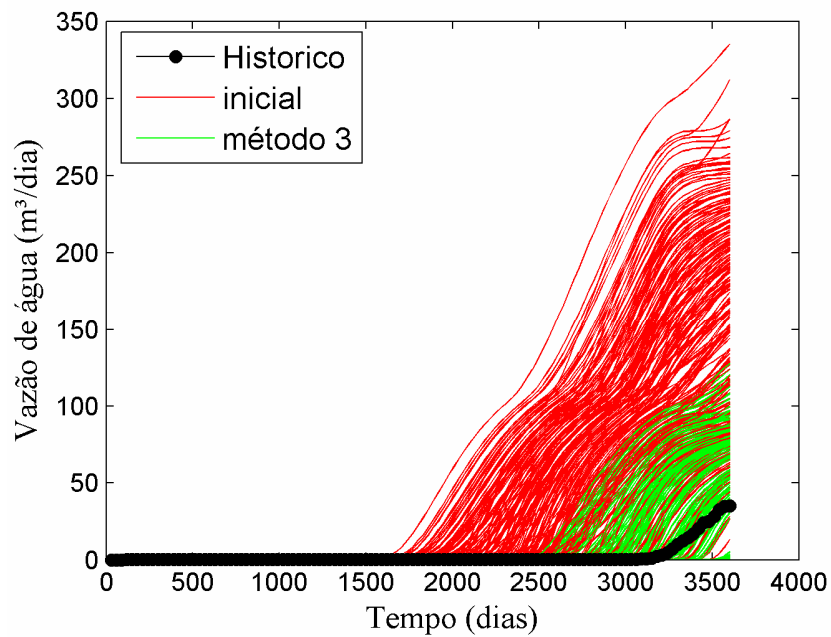


Figura 6.53 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a 1ª iteração

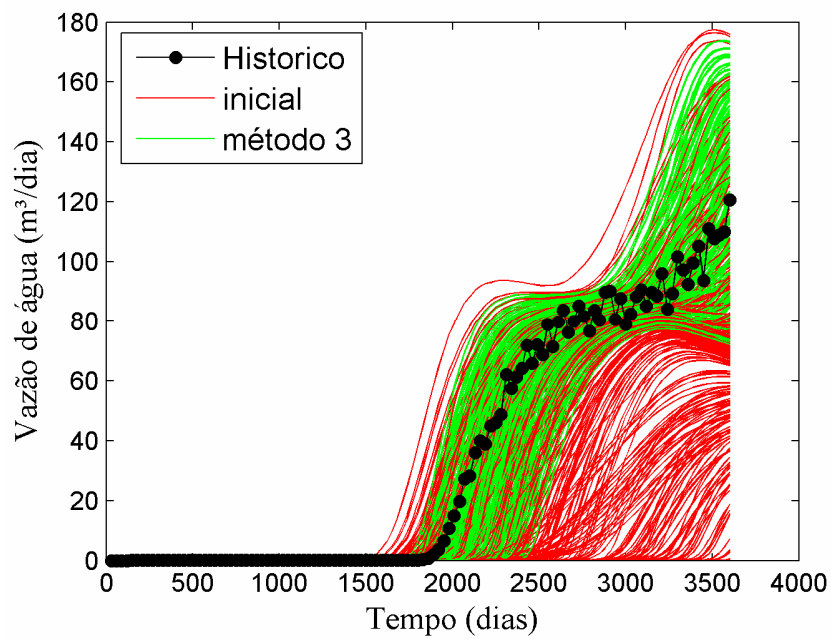


Figura 6.54 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a 1ª iteração

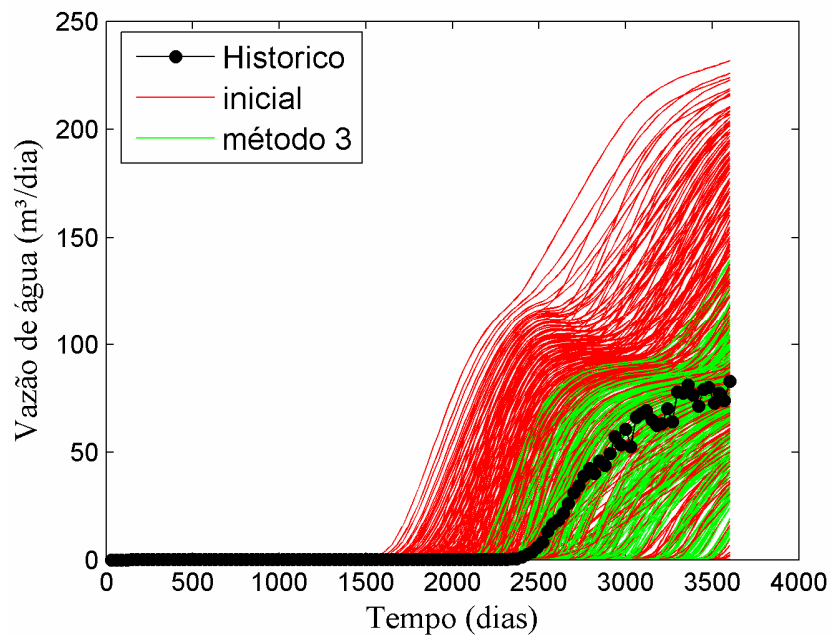


Figura 6.55 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a 1ª iteração

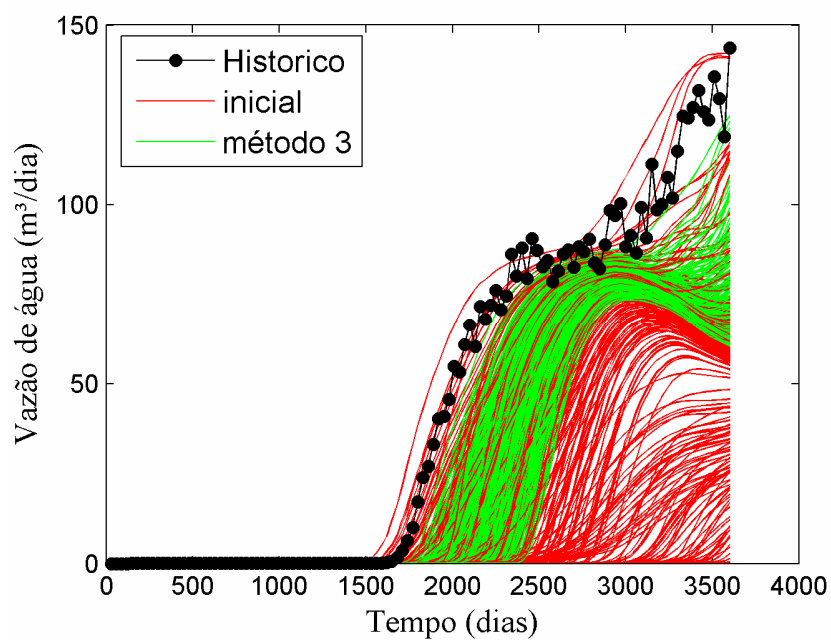


Figura 6.56 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a 1ª iteração

A **Figura 6.57**, **Figura 6.58**, **Figura 6.59** e **Figura 6.60** mostram a comparação entre as curvas simuladas iniciais, as curvas após a realização da 1ª iteração (em verde) e as curvas após a realização da 2ª iteração (em azul) relativas ao Método 3 para os poços PROD1, PROD2, PROD3

e PROD4, respectivamente. Verifica-se que houve redução na faixa dos possíveis modelos em todos os poços. Mesmo a resposta do atributo $kx3$ não estando contida dentro dos limites, o histórico de produção de água do poço PROD3 está contido na faixa dos modelos após a 2ª iteração, fato este explicado pela influência, mesmo que pequena, dos demais atributos na produção de água deste poço. Em se tratando do poço PROD4, verifica-se uma redução na faixa dos modelos de simulação, porém o histórico de produção deste poço continua fora dos limites desta faixa.

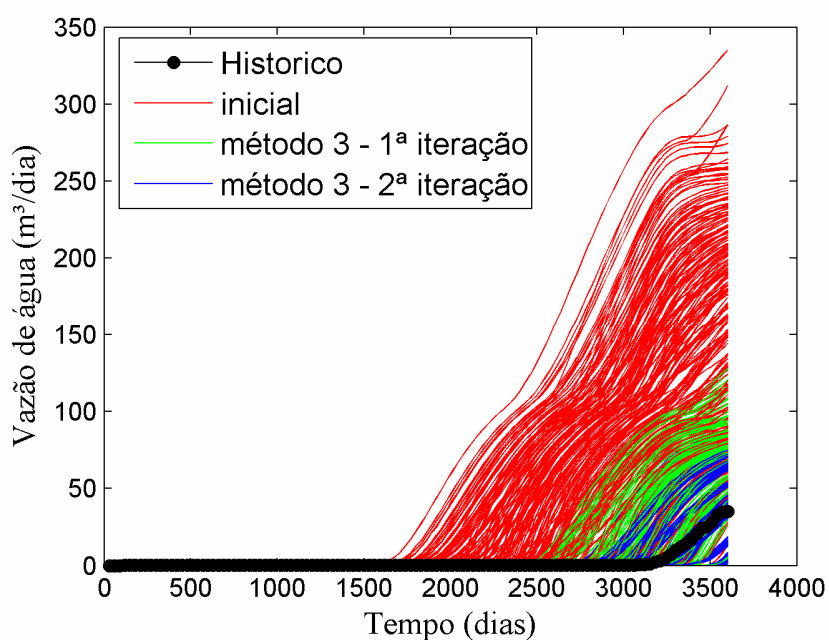


Figura 6.57 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1 para a 2ª iteração

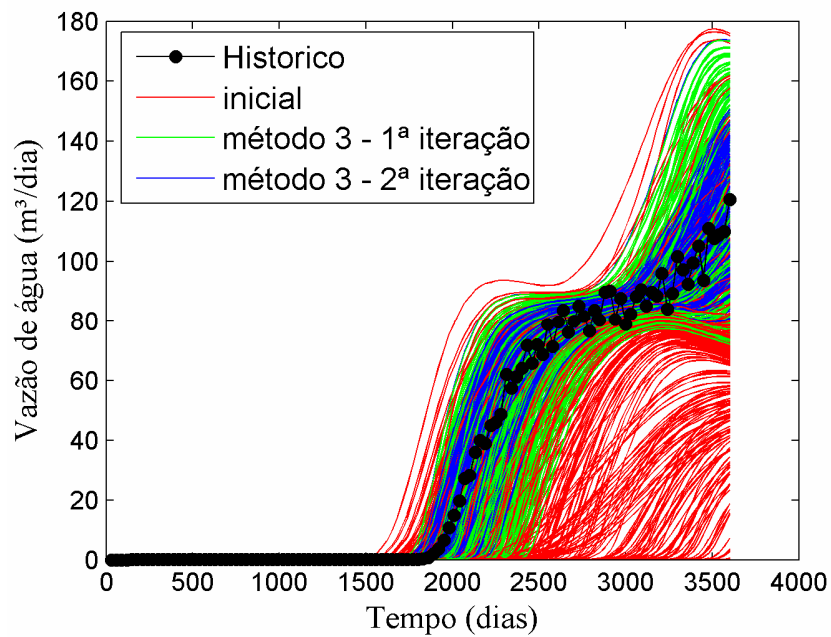


Figura 6.58 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2 para a 2ª iteração

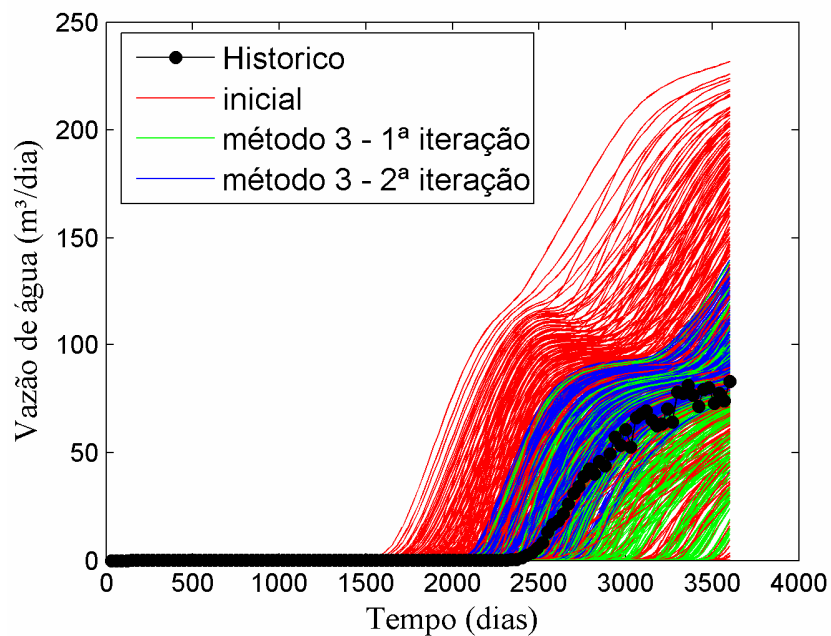


Figura 6.59 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3 para a 2ª iteração

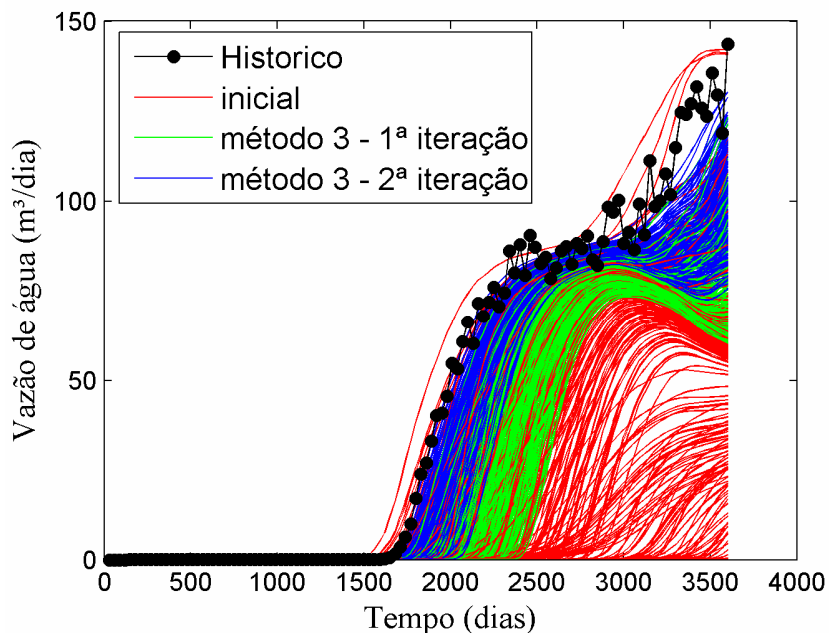


Figura 6.60 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4 para a 2ª iteração

A **Figura 6.61**, **Figura 6.62**, **Figura 6.63** e **Figura 6.64** mostram as curvas de incerteza após a aplicação dos métodos propostos neste trabalho para os poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, conforme Procedimento 2. Verifica-se que houve, em todos os poços, maior redução de incerteza quando foi realizada a 2ª iteração do Método 3.

A **Figura 6.61** mostra que houve redução de incerteza com a aplicação do Método 1A e que a curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento entre a curva inicial e a curva do Método 1A. A curva de incerteza do Método 2 apresenta baixos valores de afastamento e seu comportamento é similar ao da curva do Método 3 – 1ª iteração. A curva do Método 3 – 2ª iteração é a que apresenta maior redução de incerteza.

Conforme pode ser visto na **Figura 6.62**, a curva de incerteza do Método 2 apresenta comportamento bem similar ao do Método 1A e isso se deve ao fato de não ter havido eliminação de níveis de incerteza para o atributo $kx2$. A pequena diferença entre estas duas curvas se explica pela influência de eliminação de níveis dos demais atributos incertos. A curva de incerteza do Método 3 – 1ª iteração apresenta grande redução de incerteza, porém a curva do Método 3 – 2ª iteração apresenta uma redução ainda maior.

A **Figura 6.63** mostra que a curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento intermediário entre a curva inicial e a do Método 1A. A curva do Método 2 apresenta afastamentos próximos a zero em torno do percentil P50. A curva de incerteza do Método 3 – 1ª iteração apresenta grande redução de incerteza, porém a curva do Método 3 – 2ª iteração apresenta uma redução ainda maior.

Da **Figura 6.64**, pode-se observar que a aplicação do Método 1A apresenta uma redução na incerteza em relação à produção de água do PROD4. A curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento entre a curva inicial e a curva do Método 1A. A curva de incerteza do Método 2 apresenta comportamento bem similar ao do Método 1A e isso se deve ao fato de não ter havido eliminação de níveis de incerteza para o atributo $kx4$. A pequena diferença entre estas duas curvas se explica pela influência de eliminação de níveis dos demais atributos incertos. Da mesma forma como ocorre com os demais poços, a curva de incerteza do Método 3 – 1ª iteração apresenta grande redução de incerteza, porém a curva do Método 3 – 2ª iteração apresenta uma redução ainda maior. Contudo, verifica-se a grande ocorrência de valores positivos de afastamentos nesta figura. A justificativa é o fato do histórico de produção deste poço encontrar-se quase que completamente fora do limite superior da faixa dos novos modelos de simulação.

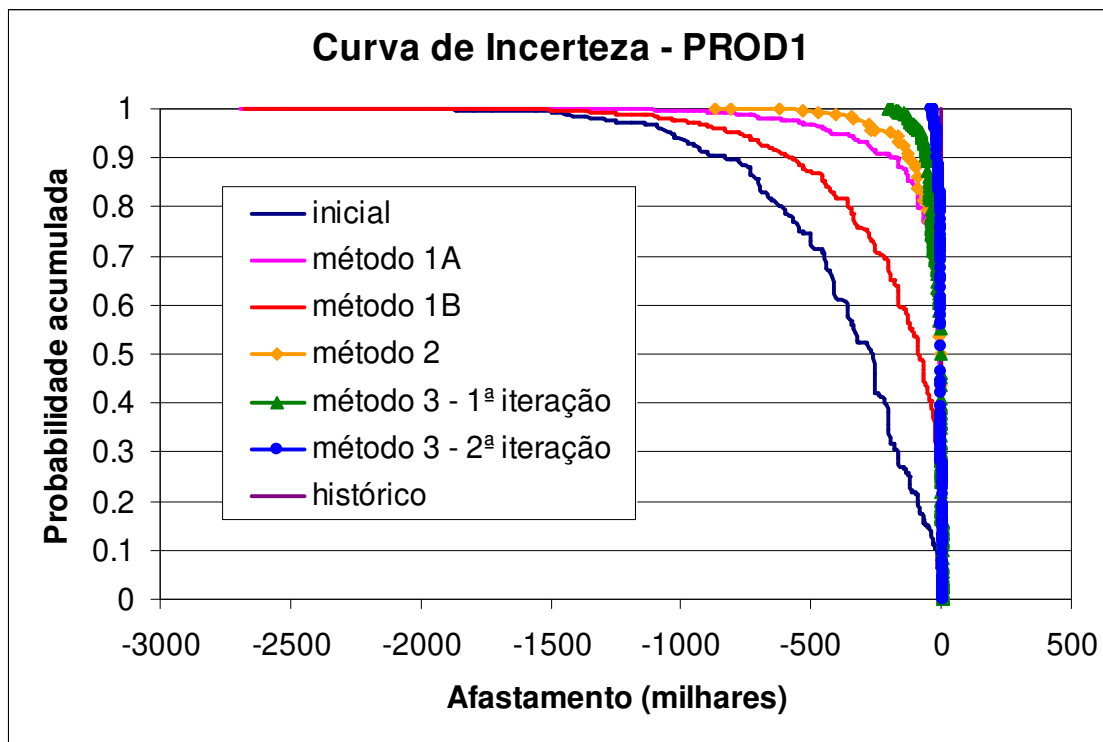


Figura 6.61 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 (Procedimento 2)

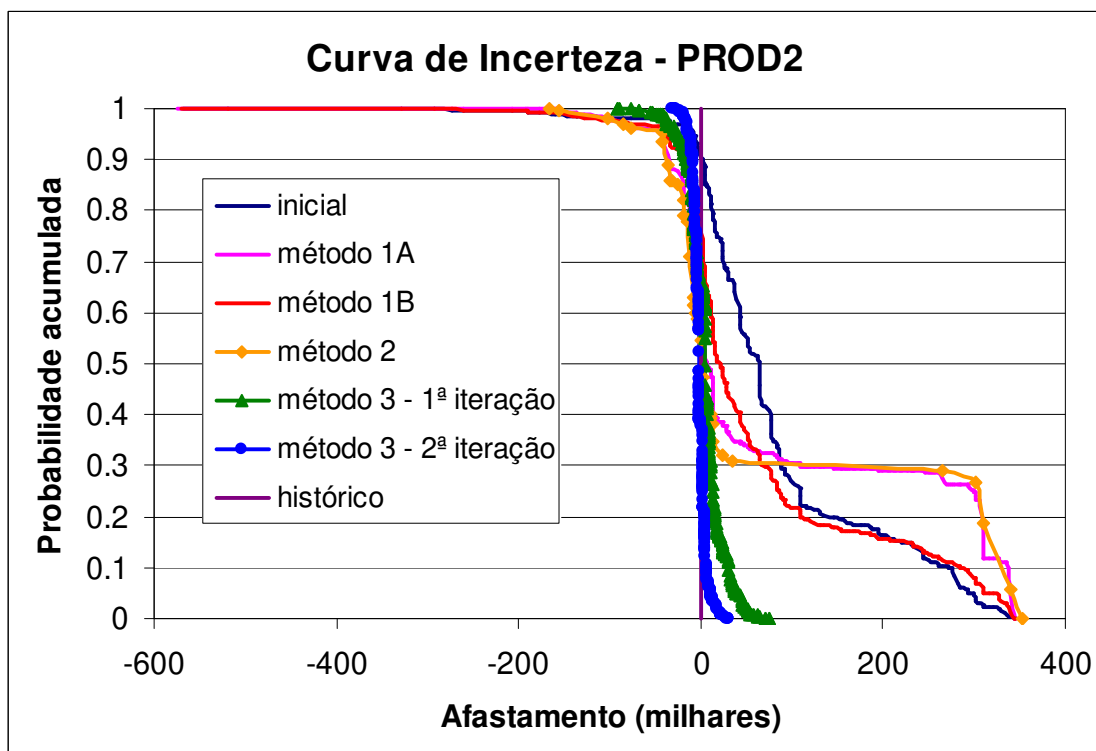


Figura 6.62 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 (Procedimento 2)

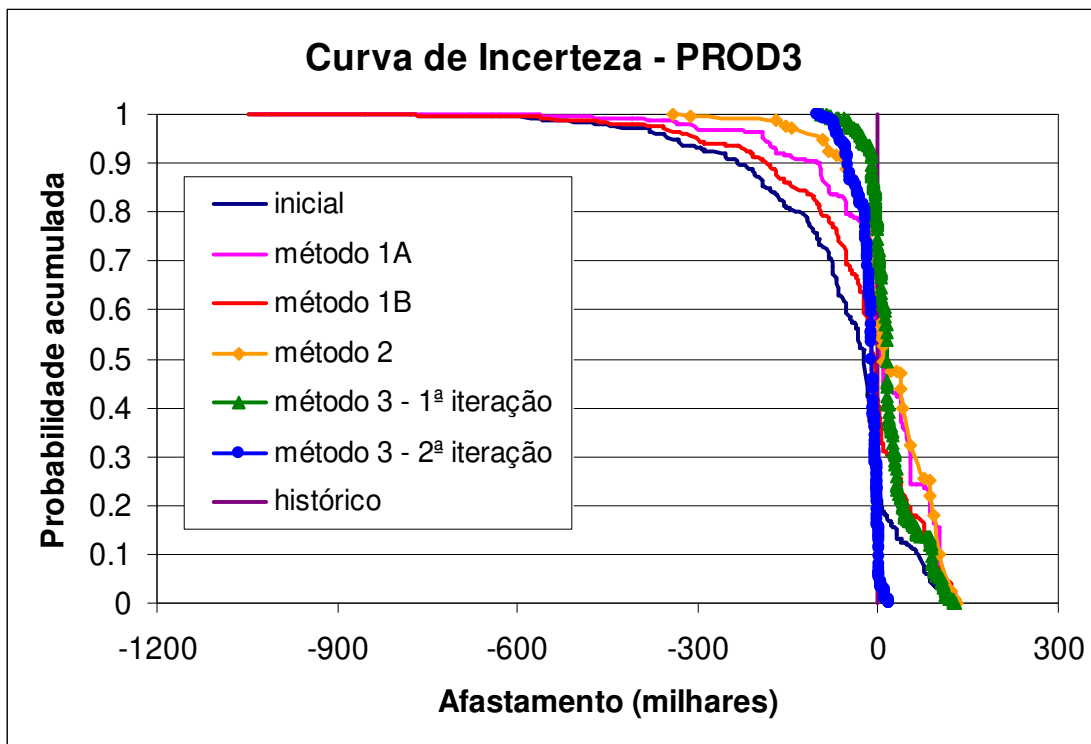


Figura 6.63 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 (Procedimento 2)

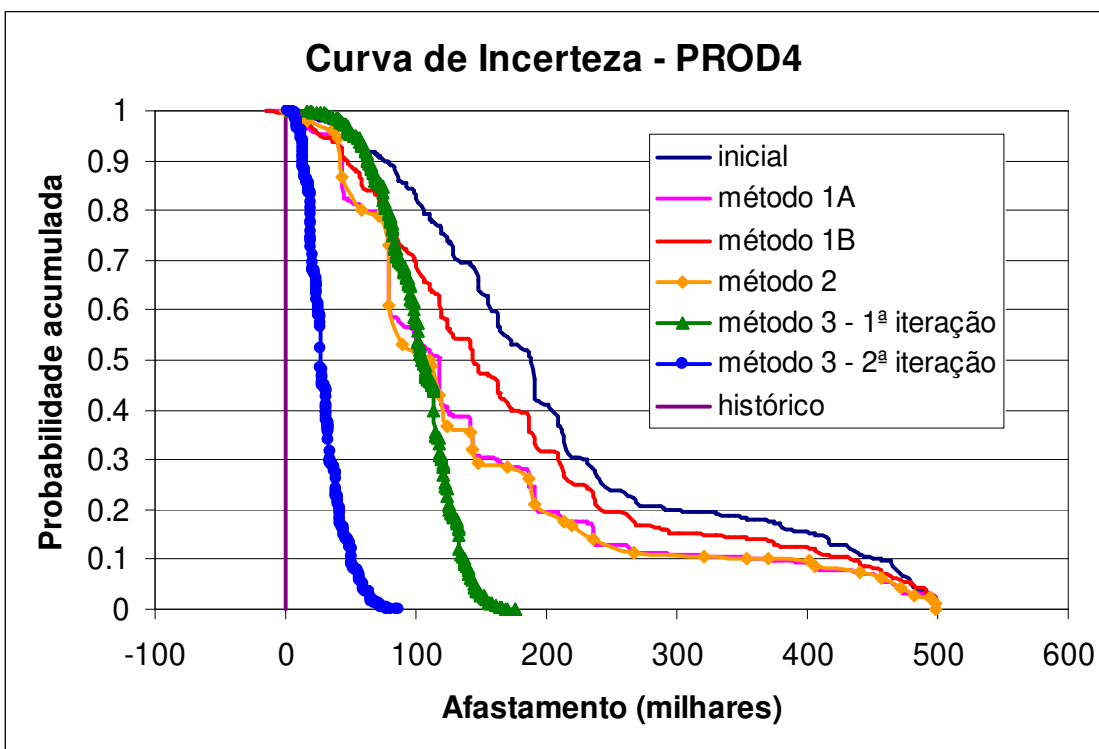


Figura 6.64 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 (Procedimento 2)

- **Procedimento 3**

A **Tabela 6.6** mostra os novos valores dos atributos incertos estudados neste trabalho após a aplicação do Método 3.

Tabela 6.6 - Valores dos 5 atributos incertos para o Procedimento 3

	kr	kx1	kx2	kx3	kx4
Limite inferior	1.44	154	4384	940	5799
pessimista	1.72	588	5353	2051	5871
provável	2.06	1125	6552	3425	5961
otimista	2.36	1664	7429	4599	6645
Limite superior	2.60	2096	8131	5538	7192
RESPOSTA	1.70	1109	5270	2530	7084

Na primeira parte deste procedimento, aplicam-se os métodos de redução de incerteza propostos neste trabalho para a obtenção do expoente para a geração da curva de permeabilidade relativa da água para todo o campo. O valor do nível mais provável deste expoente está situado entre 2.0 e 2.5 (antigos valores dos níveis provável e otimista, respectivamente) devido a grande influência exercida pelo PROD1. Pode-se verificar que este poço apresenta grandes afastamentos e possui a tendência de levar o valor do expoente da água para o nível mais otimista (ver **Figura 6.33**).

Com o novo valor provável do expoente da água, aplicam-se novamente os métodos de redução de incerteza, desta vez somente para os quatro atributos de permeabilidade horizontal. Apenas o valor provável do atributo kx1 ficou próximo ao valor da resposta, mas isso se explica pela condição usada na aplicação do Método 3 (ver condições no Capítulo de Metodologia). Porém, para os demais atributos, o valor da resposta está contido dentro dos limites obtidos.

A **Figura 6.65**, **Figura 6.66**, **Figura 6.67** e **Figura 6.68** mostram uma comparação entre as curvas simuladas de vazão de água iniciais e depois da aplicação do Método 3 para os poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente.

Verifica-se uma grande redução de incerteza em relação à vazão de água dos quatro poços estudados, sendo que o poço PROD1 apresenta a maior redução na faixa das curvas de simulação.

Os poços PROD1, PROD2 e PROD3 têm seus respectivos históricos de produção localizados de forma mais simétrica em relação à nova faixa de curvas, enquanto que o PROD4 tem seu histórico localizado quase fora da nova faixa.

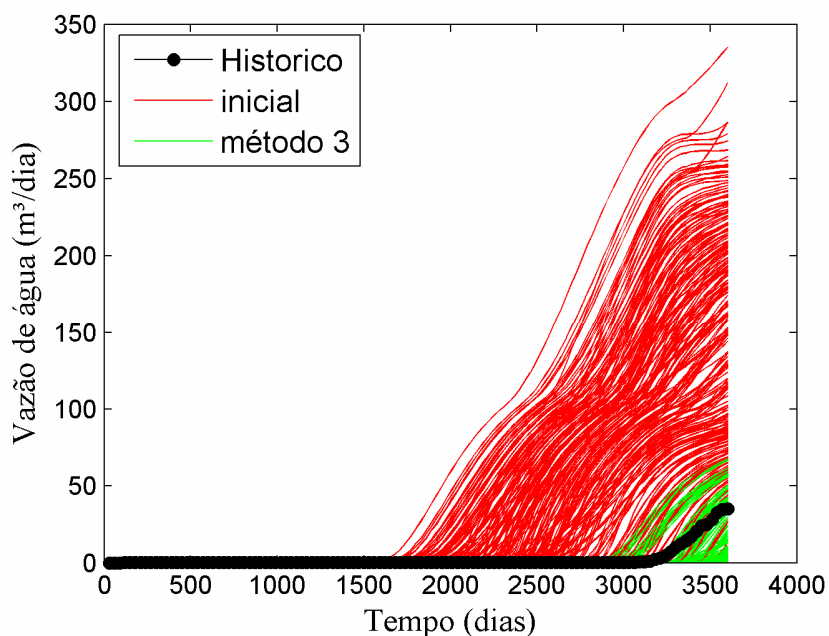


Figura 6.65 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD1

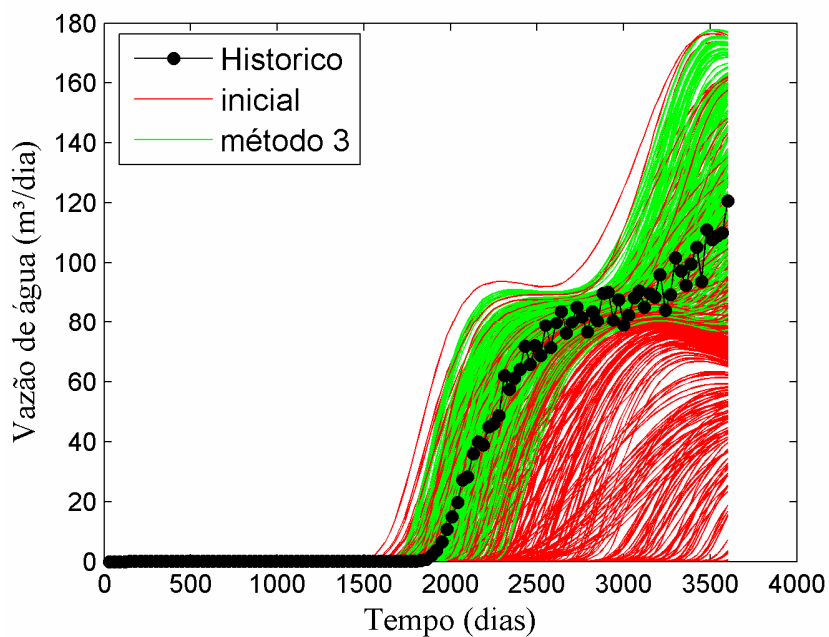


Figura 6.66 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD2

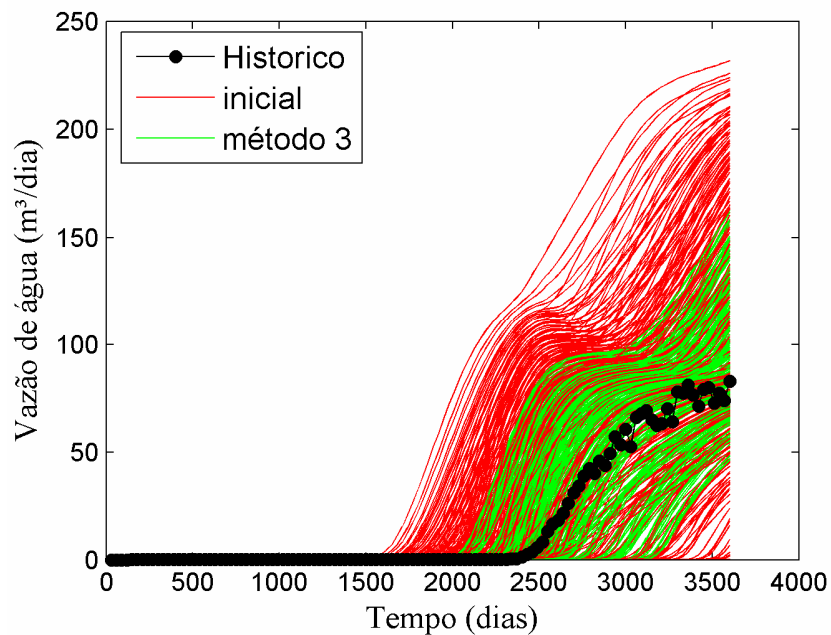


Figura 6.67 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD3

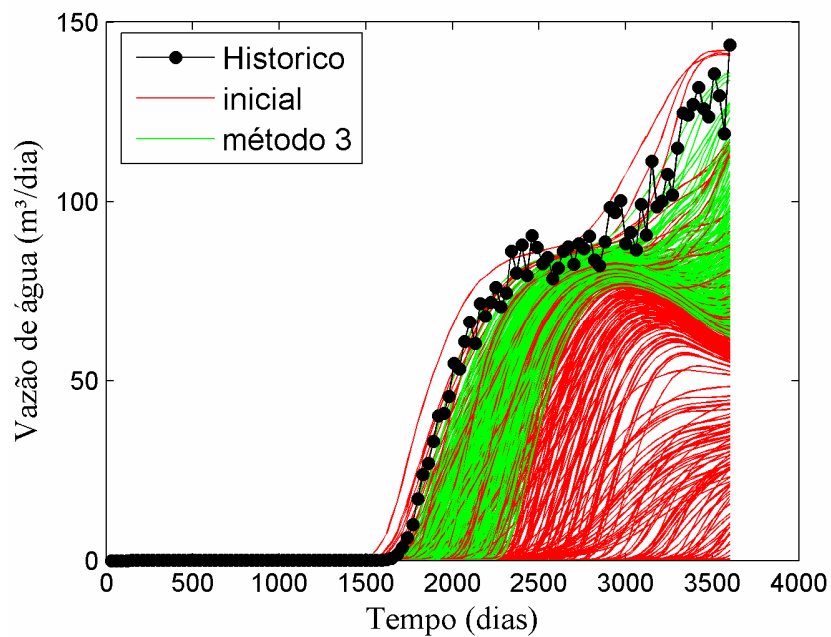


Figura 6.68 – Curvas simuladas da vazão de água para o poço PROD4

A **Figura 6.69**, **Figura 6.70**, **Figura 6.71** e **Figura 6.72** mostram as curvas de incerteza dos poços PROD1, PROD2, PROD3 e PROD4, respectivamente, após a aplicação dos métodos de redução de incerteza propostos neste trabalho, conforme Procedimento 3.

A **Figura 6.69** mostra que houve uma significativa redução de incerteza com a aplicação do Método 1A e que a curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento entre a curva inicial e a curva do Método 1A. A curva do Método 2 apresenta grande redução de incerteza e seu comportamento é próximo ao apresentado pela curva do Método 3, que é a que possui menores afastamentos em relação ao histórico.

A **Figura 6.70** mostra que a curva de incerteza do Método 1A para a produção de água do PROD2 apresenta comportamento bem próximo à reta que representa o histórico, com exceção do trecho em torno do percentil P10. A curva do Método 2 tem comportamento bem similar ao da curva do Método 1A e isto pode ser explicado pelo fato de não ter sido eliminado nenhum nível para o atributo $kx2$ e pela influência, mesmo que pequena, de alterações e/ou eliminações de níveis de incerteza nas outras regiões do reservatório. O formato da curva de incerteza do Método 3 mostra que houve uma grande redução de incerteza em relação à produção de água do PROD2 e que a nova faixa de curvas encontra-se ao redor do histórico (ver **Figura 6.66**).

Da **Figura 6.71**, pode-se concluir que houve uma leve redução de incerteza com a aplicação do Método 1A e que a curva de incerteza do Método 1B apresenta comportamento entre a curva inicial e a curva do Método 1A. A curva do Método 3 é a que apresenta maior redução de incerteza devido ao seu menor espalhamento e menores afastamentos em relação ao histórico.

A **Figura 6.72** mostra que a aplicação do Método 1A para o poço PROD4 apresenta certa redução de incerteza quando comparada com a distribuição inicial. A curva de incerteza do Método 1B se comporta de forma intermediária entre a curva inicial e a do Método 1A, da mesma forma como ocorre com os demais poços. A curva do Método 2 apresenta grandes reduções de incerteza em relação a curva inicial, porém tem comportamento bem similar ao da curva do Método 1A. Isto pode ser explicado pelo fato de não ter sido eliminado nenhum nível para o atributo $kx4$ e pela influência, mesmo que pequena, de alterações e/ou eliminações de níveis de incerteza nas outras regiões do reservatório. Com a aplicação do Método 3, verifica-se uma redução de incerteza bastante significativa, porém o histórico de produção deste poço encontra-se no limite superior da faixa dos novos modelos de simulação. Isto justifica a grande ocorrência de valores positivos de afastamentos nesta figura.

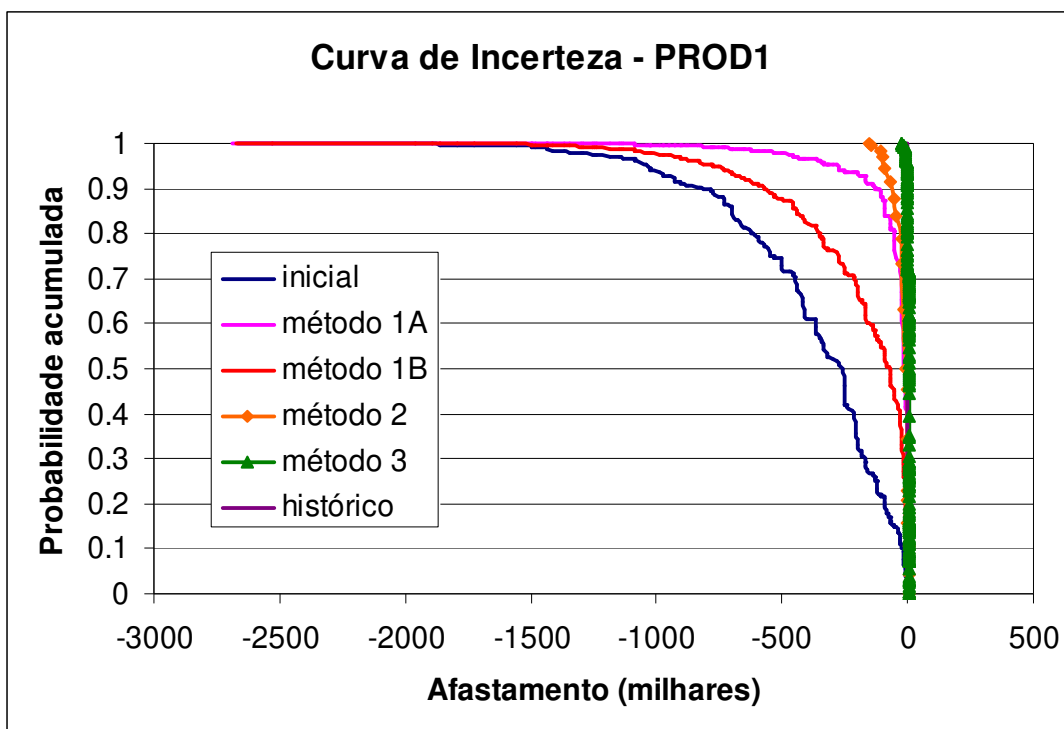


Figura 6.69 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD1 (Procedimento 3)

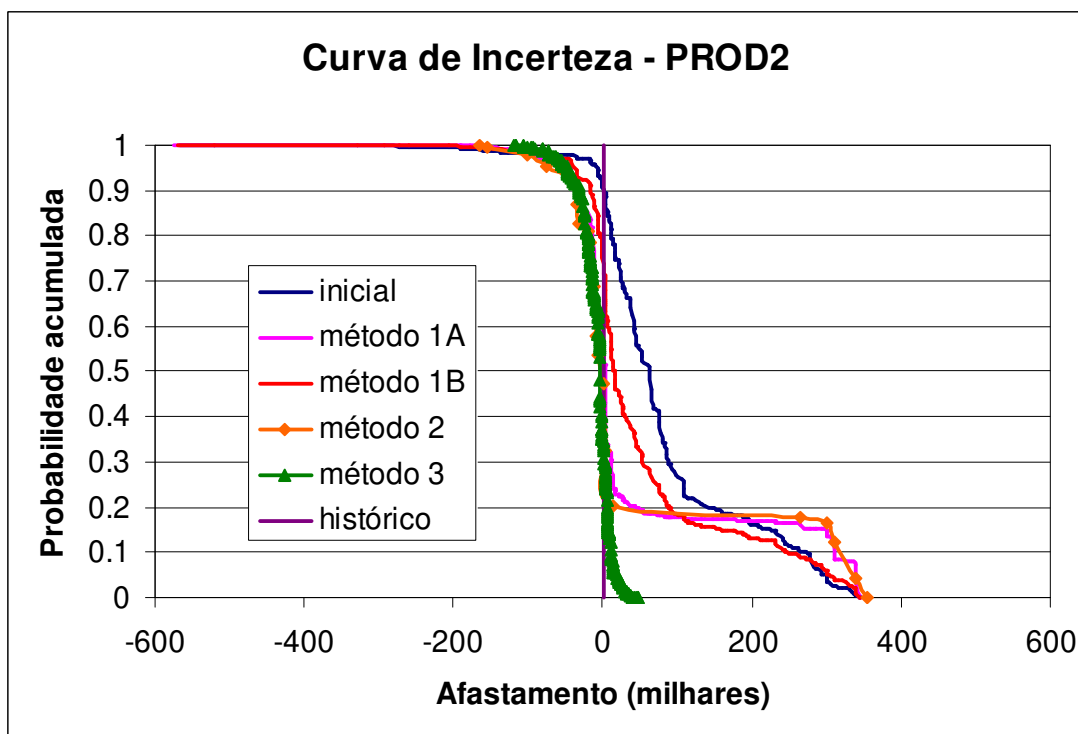


Figura 6.70 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD2 (Procedimento 3)

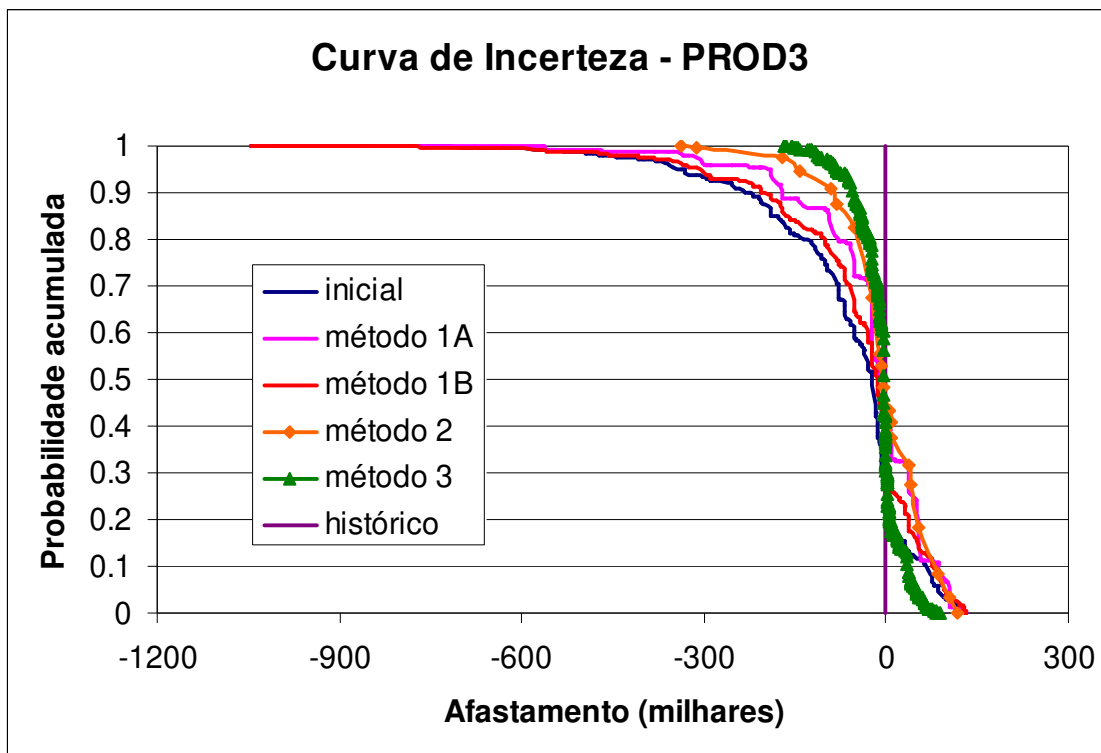


Figura 6.71 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD3 (Procedimento 3)

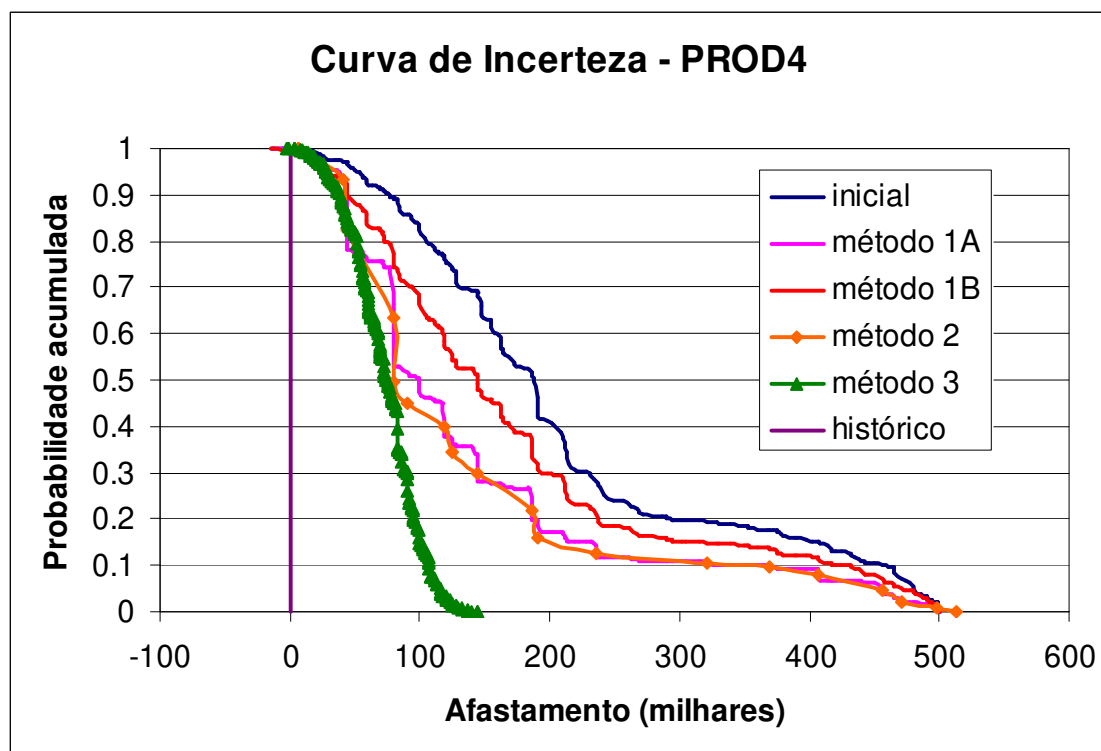


Figura 6.72 – Curvas de Incerteza para o poço produtor PROD4 (Procedimento 3)

Comparando as curvas de incertezas de um poço com as dos demais poços, nota-se que há variação quanto aos limites do eixo que representa os valores de afastamento. Isto pode ser explicado pela ordem de grandeza das curvas de produção de água de cada um destes poços e também pelas diferentes distribuições dos possíveis cenários em torno do histórico para cada um destes poços.

Agora, podem ser comparadas as curvas de incerteza obtidas nos três procedimentos de redução de incerteza adotados para cada um dos poços. Para o poço PROD1 (ver **Figura 6.49**, **Figura 6.61** e **Figura 6.69**), considerando o Método 1A, a curva de incerteza do Procedimento 2 e a do Procedimento 3 possuem comportamentos bastante semelhantes e apresentam afastamentos em relação ao histórico menores se comparadas com a curva do Procedimento 1. Analisando as curvas do Método 2, a que apresenta menores afastamentos é a curva de incerteza do Procedimento 3. Quanto a aplicação do Método 3, a curva do Procedimento 1, a da 2ª iteração do Procedimento 2 e a do Procedimento 3 são bem similares. A curva de incerteza referente a 1ª iteração do Procedimento 2 apresenta comportamento um pouco distinto em relação às demais devido a redução nos valores do atributo $kx1$ não ter sido tão grande (ver **Tabela 6.3**, **Tabela 6.4**, **Tabela 6.5** e **Tabela 6.6**).

Comparando as curvas de incerteza para o PROD2 (ver **Figura 6.50**, **Figura 6.62** e **Figura 6.70**), as curvas de incertezas para o Método 1A de ambos os procedimentos apresentam baixos valores de afastamentos e comportamentos similares, com exceção do trecho localizado em torno do percentil P10. Quanto às curvas referentes ao Método 2, ambas possuem comportamentos semelhantes. Em relação ao Método 3, todas possuem comportamentos semelhantes sendo que a curva da 2ª iteração do Procedimento 2 apresenta maior redução de incerteza.

Em se tratando do poço PROD3 (ver **Figura 6.51**, **Figura 6.63** e **Figura 6.71**), as curvas de incerteza referentes ao Método 1A apresentam comportamentos bastante similares para os três procedimentos. Quanto ao Método 2, os três procedimentos têm curvas de incerteza muito semelhantes, enquanto que, para o Método 3, a curva de incerteza do Procedimento 1 apresenta maiores afastamentos em torno do percentil P90 em relação às demais. Para valores próximos do percentil P50, todas as quatro curvas para o Método 3 têm comportamentos semelhantes. A curva

de incerteza referente à 2ª iteração do Procedimento 2 é a que apresenta menor espalhamento, ou seja, maior redução de incerteza.

Fazendo uma comparação entre as curvas de incerteza do poço PROD4, pode-se concluir que as curvas referentes ao Método 1A têm comportamentos bastante similares nos três procedimentos. Quanto ao Método 2, as curvas de incerteza são também muito semelhantes, com exceção da curva do Procedimento 1 que apresenta menor espalhamento devido ao fato de ter havido eliminação de um dos níveis de incerteza do atributo $kx4$, fato que não ocorreu nos demais procedimentos. Em relação ao Método 3, as curvas referentes ao Procedimento 1, 1ª iteração do Procedimento 2 e Procedimento 3 comportam-se de forma bastante similar com grande redução de incerteza. Já a curva referente à 2ª iteração do Procedimento 2 apresenta redução bem maior.

De modo geral, as curvas dos três procedimentos apresentam comportamentos bem similares, com algumas exceções em torno de alguns percentis, sendo que as curvas referentes à 2ª iteração do Método 3 do Procedimento 2 é a que apresenta sempre os menores afastamento e maiores reduções de incerteza. Porém, vale salientar que, para a aplicação do Método 3, são necessárias novas simulações e, no caso de uma 2ª iteração ser realizada, são necessárias mais simulações ainda.

Após a análise dos resultados obtidos em ambos os casos estudados, estabeleceu-se uma sequência de aplicação dos métodos propostos neste trabalho e pode-se construir o fluxograma da metodologia proposta que se encontra no final do Capítulo de Metodologia. Inicialmente, sugere-se a aplicação do Método 1A e, se a redução de incertezas não for suficiente, sugere-se a aplicação do Método 2. Da mesma forma, se for desejada uma redução de incertezas ainda maior, sugere-se a aplicação do Método 3. Esta sequência é sugerida após a comparação feita entre as curvas de incerteza de cada método. Verifica-se que a combinação de alguns destes métodos sugerida na metodologia é eficiente na redução de incertezas.

Estes métodos foram construídos a partir dos resultados que foram obtidos após várias tentativas realizadas. Dentre estas tentativas, foram analisadas, por exemplo, a influência de

pesos na construção do Método 1A, diferentes critérios de corte para o Método 2 e diferentes critérios para a redefinição dos valores dos atributos incertos (Método 3). Em alguns casos, não foram obtidos resultados muito eficientes por não se verificar grandes reduções de incertezas relativas aos atributos utilizados neste trabalho.

Durante a formulação da metodologia, em algumas das tentativas verificaram-se grandes reduções para alguns poços e reduções não tão significativas para os demais. Nestes casos, estas tentativas foram desconsideradas do estudo, mantendo-se apenas as que apresentaram significativas reduções de incertezas para os quatro poços produtores.

Quanto às tentativas referentes à obtenção do Método 1A, foram analisados diferentes pesos para os níveis de incertezas que apresentaram menores afastamentos em relação ao histórico, sendo alguns destes mais conservadores e outros mais radicais. Foram incorporados à metodologia pesos conservadores, pois apresentaram estes melhores resultados. Da mesma forma, para a obtenção do Método 2, foi utilizado um critério de corte mais conservador para evitar que fossem eliminados vários níveis, o que poderia causar uma falsa impressão nos resultados obtidos após a aplicação deste método. No entanto, a atribuição de pesos pode ser alvo de investigações futuras.

Para a obtenção das equações propostas em cada uma das condições de aplicação do Método 3, foram testadas diversas variações para os termos destas equações, através da combinação das probabilidades de ocorrência dos níveis de incerteza. Dentre estas combinações pode-se citar: soma das probabilidades de ocorrência, diferença entre as probabilidades de ocorrência, valores de probabilidade ao quadrado, médias das probabilidades, médias das probabilidades ao quadrado, inverso dos valores de probabilidade, entre outras. A metodologia escolhida foi a que apresentou melhores resultados para o caso estudado.

Capítulo 7

Conclusões

O processo de ajuste de histórico convencional é bastante complexo e, por isso, buscaram-se novas metodologias para facilitar este processo. Neste trabalho, é proposta uma metodologia que integra a análise de incertezas com o processo de ajuste de histórico. Os métodos apresentados permitem a quantificação e a redução de incertezas restringindo os modelos incertos aos dados observados.

Os métodos desenvolvidos foram testados para um caso teórico simples com o objetivo de testar e validar diferentes métodos e procedimentos propostos. A técnica, a princípio, pode ser aplicada a reservatórios mais complexos, mas as implicações disso, em termos de eficiência do processo, ainda precisam ser testadas.

7.1 Conclusões gerais

As principais conclusões do estudo foram:

- A metodologia proposta é capaz de reduzir as incertezas no período de histórico de produção;
- O processo de ajuste de histórico proposto neste trabalho permite uma forma mais eficiente de redução e gerenciamento de incertezas em campos com histórico de produção. Ele apresenta vantagens sobre o método tradicional, pois não requer o uso de métodos de otimização sofisticados;
- Os métodos apresentados neste trabalho são flexíveis, pois podem ser adaptados para cada problema, ou seja, a função-objetivo adotada, o número de níveis, o

critério de eliminação de níveis, o procedimento de análise de incertezas, entre outros, podem variar de um caso para outro;

- A redistribuição das probabilidades do atributo baseada nos afastamentos em relação ao histórico (Métodos 1A e 1B) e a eliminação de níveis (Método 2) são métodos mais simples, pois não são necessárias simulações adicionais após a quantificação de incertezas, entretanto, apresentam maiores limitações em termos de resultados;
- O Método 3 é mais complexo, pois requer simulações adicionais e demanda maior esforço, porém apresenta melhores resultados;
- O Método 2 apresentou bons resultados, porém não tão bons quanto os apresentados pelo Método 3;
- Inicialmente, sugere-se a aplicação do Método 1A e, se a redução de incertezas não for suficiente, sugere-se a aplicação do Método 2. Da mesma forma, se for desejada uma redução de incertezas ainda maior, sugere-se a aplicação do Método 3;
- A escolha do método a ser utilizado pode ser feita de acordo com as características do problema e em diferentes fases do projeto, ou seja, pode-se iniciar com um método e, depois de novos dados serem adicionados ao histórico, um outro método pode passar a ser utilizado;
- A incorporação de incertezas no processo de ajuste de histórico permite um aumento na confiabilidade na previsão de produção do reservatório.

7.1.1 Caso A

As principais conclusões do estudo realizado no Caso A foram:

- O Método 3 apresenta melhores resultados quanto a redução de incerteza quando comparado com os demais métodos;
- O Método 2 apresentou, em alguns casos, resultados próximos aos apresentados pelo Método 3. Isto mostra que a metodologia de eliminação de níveis é válida na tentativa de reduzir o tempo gasto na simulação de reservatórios, pois não são necessárias novas simulações após o corte de níveis de incerteza;
- As distribuições iniciais estudadas apresentaram resultados semelhantes, com exceção de alguns casos, porém a distribuição inicial 20%/60%/20% apresentou menor amplitude entre os limites inferiores e superiores e, por isso, foi adotada no

estudo realizado no Caso B. Além disso, a curva de incerteza da distribuição inicial 4%/92%/4% tem seu formato muito na vertical, o que não é muito eficiente na comparação com as curvas de incerteza obtidas com a aplicação dos métodos de redução de incerteza propostos neste trabalho.

7.1.2 Caso B

As principais conclusões do estudo realizado no Caso B foram:

- A inclusão de atributos com influência global dificulta o problema devido à não linearidade de efeitos nas funções-objetivo;
- A solução de problemas deve ser dividida em etapas (iterações), melhorando a resposta obtida;
- A realização de uma 2ª iteração no Procedimento 2 apresenta maiores reduções de incerteza se comparada com os demais procedimentos, porém esta 2ª iteração requer simulações adicionais e demanda maior esforço. Em alguns casos, a adoção dos Procedimentos 1 e 3 pode ser suficiente;
- Para o caso estudado, alterações em atributos incertos de reservatório que possuem influência local têm um papel mais relevante na produção de água de poços produtores quando comparados com atributos de influência global, conforme pode ser observado após a realização da análise de sensibilidade;

7.2 Recomendações

- Dar continuidade a esta linha de pesquisa que foi iniciada neste trabalho, visando determinar novas técnicas de integração de análise de incerteza com ajuste de histórico de produção;
- Buscar novos critérios para os métodos propostos neste trabalho, como por exemplo, novos critérios para eliminação de níveis de incerteza;
- Considerar em trabalhos futuros a influência de alterações numa dada região em relação às demais regiões através da adoção de pesos para cada modificação realizada, sendo estes pesos proporcionais aos índices de sensibilidade de cada um dos poços produtores;

- Incorporar a metodologia a programas computacionais com o intuito de acelerar o processo de ajuste de histórico e facilitar o trabalho do engenheiro de reservatórios;
- Aplicar a metodologia desenvolvida para outros casos mais complexos e reais e testar a eficiência do processo para um maior número de atributos e funções-objetivo.

Referências Bibliográficas

- Almeida Netto, S. L. de. *Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 147 p. Dissertação (Mestrado).
- Alvarado, M. G. *Quantification of Uncertainty During History Matching*. Texas A&M University, College Station, Texas, 2003. 46 p. Dissertação (Mestrado).
- Bennett, F. e Graf, T. *Use of Geostatistical Modeling and Automatic History Matching to Estimate Production Forecast Uncertainty – A Case Study*. In: SPE International Petroleum Conference and Exhibition, SPE 74389, Villahermosa, Mexico, 10 a 12 de Fevereiro de 2002.
- Ballin, P.R., Aziz, K., Journel, A.G. Quantifying the Impact of Geological Uncertainty on Reservoir Performing Forecast. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana, SPE 25238, Fevereiro, 1993.
- Berteig, V., Halvorsen, K.B., Omre, H, Holf, A.K., Jorde, K., Steilaein, O.A. *Prediction of Hydrocarbon Pore Volume with Uncertainties*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 18325, Houston, Texas, Outubro, 1988.
- Bustamante, D. S., Keller, D.R., Monson, G. D. *Understanding Reservoir Performance and Uncertainty Using a Multiple History Matching Process*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 95401, Dallas, Texas, Outubro, 2005.
- Caers, J. *History Matching Under Training-image Based Geological Model Constraints*. SPE J. 7, 218–226, 2003.
- Campozana, F.P., Ballin, P.R. Incerteza na Produção de Petróleo – Uma Proposta Simplificada. PETROBRAS, Documento Interno, 1998.
- Costa, A. P. de A., *Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 239p. Tese (Doutorado).

- Dejean, J.P. *Managing Uncertainty on Production Predictions Using Integrated Statistics*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, SPE 56696, Outubro, 1999.
- Deutsch, C. V. e Journel, A. D., *GSLIB Geostatistical Software Library and User's Guide*, Applied Geostatistical Series. Oxford University Press, 1998.
- Feraille, M., Manceau, E., Zabalza-Mezghani, I., Roggero, F., Hu, L., Reis, L. C. *Integration of Dynamic Data in a Mature Oil Field Reservoir Model to Reduce the Uncertainty on Production Forecasting*. AAPG Annual Convention, Salt Lake City, Utah, 11 a 14 de Maio de 2003.
- Floris, F.J.T., Peersmann, M.R.H.E. *Uncertainty Estimation in Volumetric for Supporting Hydrocarbon E&P Decision Making*. Netherlands Institute of Applied Geosciences TNO, 1998.
- Gross, H., Thiele, M. R., Alexa, M. J., Caers, J. K., e Kovscek, A. R. *Streamline-Based History Matching Using Geostatistical Constraints: Application to a Giant, Mature Carbonate Reservoir*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE 90069, 26 a 29 de Setembro de 2004.
- Guérillot, D. e Pianello, L. *Simultaneous Matching of Production Data and Seismic Data for Reducing Uncertainty in Production Forecasts*. SPE European Petroleum Conference, Paris, France, SPE 65131, 24 a 25 de Outubro de 2000.
- Hastings, J.J., Muggeridge, A.H. e Blunt, M.J. *A New Streamline Method for Evaluating Uncertainty in Small-Scale, Two-Phase Flow Properties*. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, SPE 66349, 11 a 14 de Fevereiro de 2001.
- He, N., Oliver, D. S. e Reynolds, A. C. *Conditioning Stochastic Reservoir Models to Well-Test Data*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 38655, San Antonio, Texas, 5 a 8 de Outubro de 1997.
- Hegstad, B. K. e Omre, H. *Uncertainty in Production Forecasts Based on Well Observations, Seismic Data, and Production History*. SPE Journal, vol. 6, Número 4, p. 409-424, SPE 74699, Dezembro, 2001.
- Hegstad, B. K., Tollefsen, S., Arghir, D. V., Cullick, A. S., Narayanan, K., Heath, D. E. e Lever, J. C. *Rapid Scenario and Risk Analysis for a Complex gas Field with Large Uncertainties*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE 90961, 26 a 29 de Setembro de 2004.
- Hoffman, B. T. e Caers, J. *Regional Probabilities Perturbations for History Matching*. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 46, p. 53-71, Fevereiro, 2005.
- Jensen, T.B. *Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production Licence*. In: Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, SPE 49091, Setembro, 1998.

- Kabir, C. S. e Young, N. J. *Handling Production-Data Uncertainty in History Matching: The Meren Reservoir Case Study*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 71621, 30 de Setembro a 3 de Outubro de 2001.
- Landa, J. L. e Guyaguler, B. *A Methodology for History Matching and the Assessment of Uncertainties Associated with Flow Prediction*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, SPE 84465, 5 a 8 Outubro de 2003.
- Leitão, H. C., *Ajuste de Histórico Automatizado Através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 145 p. Dissertação (Mestrado).
- Lia, O., Omre, H., Thelmeand, H., Holden, L., Egeland, T. *Uncertainty in reservoir production forecasts*. In: AAPG Bulletin Vol. 81, No. 5, 1997.
- Litvak, M., Christie, M., Johnson, D., Colbert, J., e Sambridge, M. *Uncertainty Estimation in Production Constrained by Production History and Time-Lapse Seismic in a GOM Oil Field*. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, SPE 93146, 31 de Janeiro a 02 de Fevereiro de 2005.
- Loschiavo, R. *Estimativa de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 86 p. Dissertação (Mestrado).
- Madeira, M. G. *Comparação de Técnicas de Análise de Risco Aplicadas ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo*, Campinas: Departamento de Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 132 p. Dissertação (Mestrado).
- Manceau, E., Mezghani, M., Zabalza-Mezghani, I. e Roggero, F. *Combination of Experimental Design and Joint Modeling Methods for Quantifying the Risk Associated With Deterministic and Stochastic Uncertainties – An Integrated Test Study*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 71620, 30 de Setembro a 3 de Outubro de 2001.
- Maschio, C. e Schiozer, D.J. *Aplicação de metodologia para a automatização de ajuste histórico*. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, 15 a 18 de junho de 2003.
- Maschio, C. e Schiozer, D.J. *Integration of Streamline Simulation and Automatic History Matching*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE 89850, 26 a 29 de Setembro de 2004.
- Moore, K. e Cockcroft, P.J. *Applications of Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production Operations*, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, SPE 29254, Março 1995.

- Nepomuceno, F. e Suslick, S.B. *Alocação de Recursos Financeiros em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo*. RAE - Revista de Administração de Empresas – EAESP/FGV, v. 40, nº1, janeiro/março de 2000.
- Newendorp, P. D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1975.
- Nicotra, G., Godi, A., Cominelli, A. e Christie, M. *Production Data and Uncertainty Quantification: A Real Case Study*. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, SPE 93280, 31 de Janeiro a 02 de Fevereiro de 2005.
- Ouenes, A., Brefort, B., Meunier, G., e Dupere, S. *A New Algorithm for Automatic History Matching: Application of Simulated Annealing Method (SAM) to Reservoir Inverse Modeling*. SPE 26297, Maio, 1993.
- Øvreberg, O., Damsleth, E., Haldorsen, H.H. *Putting Error- Bars on Reservoir Engineering Forecast*. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana, SPE 20512, Setembro, 1990.
- Peterson, S.K., Murtha, J.A. e Schneider, F.F. *Risk Analysis and Monte Carlo Simulation Applied to the Generation of Drilling AFE Estimates*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE 26339, 3 a 6 de Outubro de 1993.
- Portella, R. C. M. e Prais, F. *Use of Automatic History Matching and Geostatistical Simulation to Improve Production Forecast*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, SPE 53976, 21 a 23 Abril de 1999.
- Reis, L.C. *Quantificação de Incertezas Volumétricas Condicionada aos Dados Dinâmicos Observados*. Seminário de Reservas e Reservatórios, Salvador, Bahia, 25 a 29 de Setembro de 2005.
- Roggero, F., Hu, L.Y. *Gradual Deformation of Continuous Geostatistical Models for History Matching*. Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 49004, 27 a 30 de Setembro de 1998.
- Schiozer, D. J. *Computação Paralela Aplicada a Simulação Numérica de Reservatórios*: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 85p. Dissertação (Livre Docência).
- Springer, S.J., Asgarpour, S., Mutalik, P.N. e Singhal, A.K.L. *Incorporating Risk Analysis in the Economic evaluation of a Typical Western Canadian Horizontal Well Project*, paper nº13 presented at the 40th Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section, Petroleum Society of Canadian Institute of Minerals, Regina, Canada, Outubro, 1991.
- Sultan, A. J., Ouenes, A. e Weiss, W. W. *Reservoir Description by Inverse Modeling: Application to EVGSAU Field*. SPE 26478, Outubro, 1993.

- Steagall, D. E. *Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001, 89p., Dissertação de Mestrado.
- Suslick, S. B. e Schiozer, D. J. *Risk Analysis Applied to Petroleum Exploration and Production: An Overview*. Journal of Petroleum Sciences and Engineering, vol. 44, p. 1-9, Outubro, 2004.
- Vasco, D.W., Yoon, S., Datta-Gapta, A. *Integrating Dynamic Data into High Resolution Reservoir Models Using Streamline-based Analytic Sensitivity Coefficients*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 49002, 27 a 30 de Setembro de 1998.
- Williams, G. J. J., Mansfield, M., MacDonald, D. G., e Bush, M. D. *Top-Down Reservoir Modelling*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE 89974, 26 a 29 de Setembro de 2004.
- Wu, Z., Reynolds, A.C., Oliver, D.S. *Conditioning Geostatistical Models to two-phase Production Data*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 49003, 27 a 30 de Setembro de 1998.