

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

**Mitigação de Incertezas através da Integração
com Ajuste de Histórico de Produção**

Autor: **Gustavo Gabriel Becerra**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

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

**Mitigação de Incertezas através da Integração
com Ajuste de Histórico de Produção**

**Autor: Gustavo Gabriel Becerra
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, 2007
SP – Brasil

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

B386m Becerra, Gustavo Gabriel
Mitigação de incertezas através da integração com
ajuste de histórico de produção / Gustavo Gabriel
Becerra. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

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

1. Análise de incerteza. 2. Reservatórios
(Simulação). 3. Avaliação de riscos. 4. Engenharia de
reservatório de óleo. 5. Petróleo – Reservas. 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: Uncertainty mitigation through the integration with production
history matching.

Palavras-chave em Inglês: Numerical reservoir simulation, Risk analysis,
Uncertainty analysis, History matching, Objective-
function, Production forecast.

Área de concentração: Reservatórios e Gestão.

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Mauro Roberto Becker, Saul Barisnik Suslick.

Data da defesa: 07/12/2007

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo.

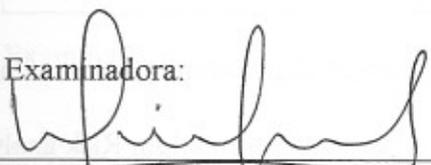
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

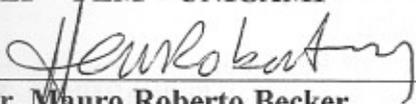
**Mitigação de Incertezas através da Integração
com Ajuste de Histórico de Produção**

Autor: **Gustavo Gabriel Becerra**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

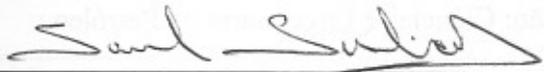
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DEP - FEM - UNICAMP



Dr. Mauro Roberto Becker
CENPES - PETROBRAS



Dr. Saul Barisnik Suslick
DGRN - IG - UNICAMP

Campinas, 7 de Dezembro de 2007.

Dedicatória

A minha querida esposa, Mercedes, e meus maravilhosos filhos, María Emilia e Tomás, que sempre com incondicional carinho e eterna paciência me apoiaram para dar mais um passo. A Graciela e Emilio (*in Memoriam*) que me iluminam com sua energia desde alguma estrela...

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus, pela vida e todas as bênçãos e conquistas.

A Mechi, Tomi e Emi aos quais quero retribuir o tempo destinado a este importante objetivo alcançado.

Aos meus pais, Juan Carlos e Esther, pelo exemplo de superação e esforço constante na vida. A Olga, pelo apoio incondicional em todos os momentos difíceis.

À Petrobras Energia S.A., por ter viabilizado e propiciado todas as condições para minha participação neste programa de Mestrado, na figura daqueles que apoiaram minha indicação.

Ao Professor Dr. Denis José Schiozer, pela sua atenção, estímulo, exemplo de humildade e profissionalismo e ao pesquisador Dr. Célio Maschio, pela paciência, didática, dedicação e colaboração oferecida na elaboração deste trabalho.

Aos Professores Dr. Osvaldo Vidal Trevisan e Dr. Alexandre Campana Vidal, pelas contribuições dispensadas que facilitaram a conclusão deste sonho.

Ao meu amigo e colega engenheiro M.Sc. José Renato da Costa Perón, pelo seu empenho em mostrar o início deste apaixonante caminho, pelos conselhos e confiança depositada.

Ao Dr. Regis Kruehl Romeu (CENPES), pela disponibilização de um caso de estudo utilizado neste trabalho.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP) e do Instituto de Geociências (IG), que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão desta dissertação.

A Alice, Beth, Fátima, Gisele e Délcio, pela cálida amizade brindada durante estes dois anos inesquecíveis.

A todos os colegas do curso de Ciências e Engenharia de Petróleo do DEP, pelo companheirismo e boa onda sempre, os quais deixaram tantas saudades. Em especial a Paulo César Gasse, Carlos Barreto, Fernando Perin, Alexandre Parker e João Bosco pelo tempo dedicado auxiliando-me com dicas e sugestões para melhorar e facilitar meu trabalho e meu português.

*Somos o que fazemos repetidamente.
A excelência, portanto, não é um feito, senão um hábito.
(Aristóteles)*

Resumo

BECERRA, Gustavo Gabriel. Mitigação de Incertezas através da Integração com Ajuste de Histórico de Produção, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, e Universidade Estadual de Campinas, 2007. 192 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2007.

A escassez de informações de qualidade introduz risco ao processo de previsão da produção de petróleo tornando imprescindível o ajuste de histórico de produção, que é a calibração do modelo a partir da resposta produtiva registrada. O ajuste é um problema inverso, em que diferentes combinações dos valores dos parâmetros do reservatório podem conduzir a respostas aceitáveis, especialmente quando o grau de incerteza desses parâmetros é elevado. A integração do ajuste de histórico com a análise probabilística dos cenários representativos conduz à obtenção de uma metodologia para detecção dos modelos calibrados dentro de uma faixa de aceitação definida. O tratamento de atributos interdependentes de influência global e local e o avanço por etapas são necessários. Desta forma, o objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia que integra a análise de incertezas com o ajuste de histórico em modelos de reservatórios complexos. Este procedimento auxilia a detectar os atributos incertos críticos e sua possível variação com o intuito de estimar a faixa representativa das reservas a desenvolver. Não é alvo obter o melhor ajuste determinístico, mas refletir como o histórico possibilita uma mitigação das incertezas. Assim, a meta é usar modelos mais complexos e aprimorar a metodologia iniciada por Moura Filho (2006), desenvolvida para um modelo teórico simples. São utilizados dois casos de estudo de complexidade similar. Um deles referente ao reservatório do Campo de Namorado, utilizado para verificar e validar, em nível global, a aplicação da metodologia. Na etapa de aplicação, é usado um modelo sintético construído a partir de dados de afloramentos reais no Brasil e compreendendo informações de campos análogos com sistemas turbidíticos depositados em águas profundas. Os métodos aplicados, mediante a redefinição das probabilidades associadas e níveis dos atributos incertos, permitem: (1) reduzir a faixa de ajustes possíveis e obter modelos mais confiáveis; (2) identificar e condicionar à incerteza presente em função dos dados registrados; (3) diminuir os intervalos de incerteza dos parâmetros críticos identificados; (4) demarcar os limites seguros do desempenho futuro do reservatório. A consequência é um aumento da confiança no uso da simulação como ferramenta auxiliar do processo decisório. Além disso, procura-se fornecer à equipe multidisciplinar uma metodologia para reduzir o tempo empregado no gerenciamento de múltiplos atributos incertos na etapa de ajuste do modelo.

Palavras Chave: Ajuste de Histórico, Análise de Incerteza e de Risco, Simulação Numérica, Função-Objetivo; Previsão de Produção.

Abstract

BECERRA, Gustavo Gabriel. Uncertainty Mitigation through the Integration with Production History Matching. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, e Universidade Estadual de Campinas, 2007. 192 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2007.

The lack of reliable data or with high degree of uncertainty yields risk to the process of production prediction making the history matching, the model calibration from the registered field production indispensable. History matching is an inverse problem and, in general, different combinations of reservoir attributes can lead acceptable solutions, especially with high degree of uncertainty of these attributes. The integration of history matching with a probabilistic analysis of representative models yields a way to detect matched models inside an acceptance interval, providing more efficient framework for predictions. It is necessary to consider dependences between global and local attributes. The scope of this work is to present a methodology that integrates the uncertainty analysis with the history matching process in complex models. This procedure helps to detect critical subsurface attributes and their possible variation, in order to estimate a representative range of the additional reserves to be developed. It is not an objective to obtain the best deterministic model, but to mitigate uncertainties by using observed data. The objective is to improve the methodology initiated by Moura Filho (2006), applied to a simple model. The methodology presented in this work is applied in two study cases with similar complexity. Firstly, the methodology is verified and validated, on global scale, in Namorado Field. Then, at the application stage, it is chosen a synthetic reservoir model made from real outcrop data of Brazil and involving information from analog fields with turbiditic systems deposited in deep waters. The methodology allows the redefinition of the probability and levels of the dynamic and static attributes in order: (1) to reduce the group of possible history matching obtaining more realistic models; (2) to identify the existent uncertainty as a function of observed data; (3) to decrease the uncertainty range of critical reservoir parameters; (4) to increase the confidence in production forecast. One contribution of this work is to present a quantitative approach to increase the reliability on the use of reservoir simulation as an auxiliary tool in decision processes. Another purpose of this work is to provide a procedure to reduce the consumed time to handle multiples uncertainty attributes during the history matching.

Key words: Numerical Reservoir Simulation; Risk Analysis, Uncertainty analysis, History matching, Objective-Function; Production Forecast.

Índice

Dedicatória	v
Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xx
Nomenclatura	xxi
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Motivação	6
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Estrutura da Dissertação	7
Capítulo 2	8
Fundamentação Teórica	8
2.1 Ajuste de Histórico	8
2.2 Análise de Incerteza e de Risco.....	13
2.2.1 Importância de Quantificar as Incertezas.....	17
2.2.2 Análise de Sensibilidade	19
2.2.3 Árvore de Derivação	22
2.2.4 Uso de Simulação Numérica e Análise de Risco.....	24
2.2.5 Curva de Incerteza	26
2.3 Redução de Incertezas a partir da integração com ajuste de histórico	27
Capítulo 3	29
Revisão Bibliográfica	29
3.1 Incerteza dos Parâmetros Estáticos do Reservatório	30
3.2 Uso de Probabilidades Condicionais	31
3.3 Combinação da Modelagem Geoestatística e os Valores Dinâmicos Registrados.....	33
3.4 Perturbação dos Gradientes dos Parâmetros e Uso de Meta-modelos.....	35
3.5 Ajuste Conjunto dos Dados de Produção e dos Atributos Sísmicos	37
3.6 Simulação Numérica de Conjunto de Modelos	38

3.7	Uso de Métodos Estatísticos.....	39
3.8	Uso de Redes Neurais.....	41
3.9	Uso de Algoritmos de Otimização	41
3.10	Linha de Pesquisa de Referência.....	42
Capítulo 4	50
Metodologia	50
4.1	Metodologia Geral.....	50
4.2	Características Comuns	52
4.3	Mudanças Propostas	54
4.3.1	Considerações sobre os Métodos de Redução de Incerteza.....	56
4.4	Modificações dos Métodos Originais.....	59
4.5	Definição da Faixa de Incerteza Alvo	62
4.6	Integração das Etapas Global, Regional e Local	64
4.6.1	Fase 1: Aplicação dos Métodos de Redução de Incerteza em Nível Global	64
4.6.2	Fase 2: Aplicação de Ajuste Localizados em Nível Regional e de Poço.....	65
4.6.3	Fase 3: Aplicação Final dos Métodos de Redução de Incerteza.....	66
4.6.4	Fase 4: Controle de Resultados.....	67
4.6.5	Fase 5: Obtenção das Curvas de Previsão.....	67
4.7	Fluxograma da Metodologia Proposta.....	68
4.8	Ferramentas Utilizadas	69
Capítulo 5	71
Aplicação	71
5.1	Caso A: Modelo do Campo de Namorado	71
5.1.1	Modelagem Geológica.....	74
5.1.2	Modelo de Simulação	75
5.1.3	Atributos Incertos.....	81
5.2	Caso B: Modelo Sintético Complexo	84
5.2.1	Modelagem Geológica.....	84
5.2.2	Modelo de Simulação	85
5.2.3	Atributos Incertos.....	90
Capítulo 6	93
Resultados e Discussões	93
6.1	Caso A – Aplicação com Atributos de Influência Global	94
6.1.1	Fase 1: Verificação de Resultados dos Métodos Originais.....	94
6.1.2	Fase 2: Modificação do Método 1	104
6.1.3	Fase 3: Comparação de Resultados dos Métodos	105
6.1.4	Fase 4: Impacto sobre as Previsões de Produção.....	114
6.1.5	Fase 5: Validação da Metodologia.....	132
6.2	Caso B – Análise Global e Local.....	137
6.2.1	Fase 1: Aplicação dos Métodos de Redução de Incerteza	137

6.2.2	Fase 2: Aplicação dos Métodos em Nível Regional e de Poço.....	153
6.2.2.1	Uso da Metodologia em Nível Local	155
6.2.2.2	Ajuste Manual Localizado	159
6.2.3	Fase 3: Aplicação Final dos Métodos de Redução de Incerteza.....	160
6.2.4	Fase 4: Controle de Resultados de Redução de Incerteza.....	163
6.2.4.1	Execução de Iterações Sucessivas.....	166
6.2.5	Fase 5: Obtenção das Curvas de Previsão.....	169
Capítulo 7		184
Conclusões e Recomendações		184
7.1	Conclusões.....	184
7.1.1	Gerais	184
7.1.2	Caso A.....	186
7.1.3	Caso B.....	187
7.2	Recomendações	188
Referências Bibliográficas		189
Apêndice 1. Tipos de Algoritmos para Ajuste Automatizado		194
Apêndice 2. Fontes de Dados com Incerteza		196
Apêndice 3. Deslocamento da Curva de Incerteza		198
Anexo 1. Condições Listadas do Método 3.....		202
Anexo 2. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico Global - Caso A		215
Anexo 3. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico por Poço-Caso A		218
Anexo 4. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico Global - Caso B		221
Anexo 5. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico por Poço - Caso B.....		223
Anexo 6. Previsão do Período 1992-2001 sob Condições Reais. Validação da Metodologia -		
	Caso A.....	225

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Multiplicidade de soluções no processo de ajuste	11
Figura 2.2 – Influência do grau de incerteza vs. perfis probabilísticos de reservas	14
Figura 2.3 – Representação esquemática de uma distribuição de probabilidade de um atributo discretizada em 3 níveis de incerteza	19
Figura 2.4 – Gráfico de sensibilidade tipo “tornado”	21
Figura 2.5 – Ilustração da árvore de derivação (Schiozer et al., 2005)	23
Figura 2.6 – Faixa de variação da curva de produção de óleo acumulada	25
Figura 2.7 – Curva de incerteza de uma função-objetivo normalizada	27
Figura 2.8 – Esquema da interdependência cruzada entre atributos e funções-objetivo	28
Figura 3.1 – Aspectos gerais da metodologia de referência (Moura Filho, 2006)	43
Figura 3.2 – Exemplo de distribuição de histórico de produção em relação aos perfis probabilísticos dos possíveis cenários. (Moura Filho, 2006)	46
Figura 3.3 – Exemplo de redistribuição e eliminação de níveis. (Moura Filho, 2006)	46
Figura 3.4 – Exemplo 1 Método 3. (Moura Filho, 2006)	47
Figura 3.5 – Exemplo 2 Método 3. (Moura Filho, 2006)	48
Figura 3.6 – Mudança da curva de incerteza inicial versus após o Método 1	49
Figura 4.1 – Esquema dos passos comuns da metodologia utilizada	52
Figura 4.2 – Esquema dos novos itens introduzidos na metodologia utilizada	55
Figura 4.3 – Esquema dos perfis de produção considerando três níveis de incerteza para o atributo de referência	56
Figura 4.4 – Comparação entre os métodos. Mudança da função-objetivo (FO)	57
Figura 4.5 – Representação esquemática de uma distribuição triangular de um atributo antes e após da aplicação do Método 3	58
Figura 4.6 – Gráfico teórico representativo dos efeitos acumulados de redução da incerteza nos atributos pelo Método 1	59
Figura 4.7 – Gráfico teórico representativo da curva de incerteza do Método 1 modificado	61
Figura 4.8 – Gráfico teórico representativo da curva de incerteza do Método 3 modificado	62
Figura 4.9 – Perfis probabilísticos identificados no caso de escolha de uma porcentagem do total da faixa	63
Figura 4.10 – Faixa alvo do processo de redução da incerteza	64

Figura 4.11 – Fase 1: aplicação dos métodos de redução.....	65
Figura 4.12 – Fase 2: etapa de ajuste localizados.....	66
Figura 4.13 – Fase 3: redução final das incertezas presentes	67
Figura 4.14 – Fase 5: espalhamento final das curvas de previsão	68
Figura 4.15 – Fluxograma da metodologia.....	69
Figura 5.1 – Mapa Estrutural no topo do período Cenomaniano/Turoniano, areia produtiva Campo de Namorado (Guardado et al. (1989)	73
Figura 5.2 – Configuração estrutural e espessura de um nível do modelo.....	75
Figura 5.3 – Desenho da malha utilizada e mapa do topo estrutural.....	77
Figura 5.4 – Visão tridimensional do campo.....	77
Figura 5.5 – Seção transversal na direção i-k.....	78
Figura 5.6 – Seção transversal na direção j-k.....	78
Figura 5.7 – Variação do atributo permeabilidade relativa de água (k_{rw}) da areia reservatório ..	82
Figura 5.8 – Curvas de permeabilidade relativa utilizadas (k_{rw}).....	83
Figura 5.9 – Desenho da malha utilizada e mapa de topo	86
Figura 5.10 – Mapa de distribuição de porosidade Nível 5.....	86
Figura 5.11 – Seção transversal i-j, disposição das camadas	87
Figura 5.12 – Seção transversal i-j, permeabilidades	87
Figura 5.13 – Modelo estrutural do reservatório (profundidade em metros)	88
Figura 5.14 – Permeabilidade horizontal da camada 1.....	89
Figura 5.15 – Permeabilidade horizontal da camada 2.....	89
Figura 5.16 – Permeabilidade horizontal da camada 3.....	89
Figura 5.17 – Permeabilidade horizontal da camada 4.....	89
Figura 5.18 – Permeabilidade horizontal da camada 5.....	89
Figura 5.19 – Permeabilidade horizontal da camada 6.....	89
Figura 6.1 – Gráfico tipo “tornado” de índices de sensibilidade - Caso A.....	95
Figura 6.2 – Deslocamento do modelo base pela variação do atributo v_m	96
Figura 6.3 – Curvas simuladas de vazão de água, níveis k_{rw_0} , k_{rw_1} e k_{rw_2}	97
Figura 6.4 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis de k_{rw}	98
Figura 6.5 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis (aq).	100
Figura 6.6 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis (kv).	100
Figura 6.7 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis (vm)	101
Figura 6.8 – Curvas de incerteza antes e após a redução pelo Método 1	103
Figura 6.9 – Redistribuição de probabilidades por nível e atributo pelo Método 1	104
Figura 6.10 – Curvas de incerteza antes e após a modificação do Método 1	105
Figura 6.11 – Curvas de incerteza obtida pelo Método 2.....	107
Figura 6.12 – Curvas de incerteza do Método 3 antes e após modificação Método 1	108
Figura 6.13 – Cálculo dos limites e do novo valor provável para atributo k_{rw}	109
Figura 6.14 – Nova distribuição de probabilidades a partir dos novos limites calculados.....	109

Figura 6.15 – Curvas simuladas de vazão de água (agrupadas conforme os três níveis de krw) após a aplicação do Método 3	110
Figura 6.16 – Comparação entre as curvas iniciais e geradas após a aplicação do Método 3.....	111
Figura 6.17 – Curvas de incerteza todos os métodos	112
Figura 6.18 – Comparação das curvas de incerteza das iterações sucessivas (Método 3)	113
Figura 6.19 – Curvas de previsão de vazão de óleo para os casos P ₁₀ e P ₉₀	115
Figura 6.20 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀	116
Figura 6.21 – Curvas de previsão de acumulado de óleo para os casos P ₁₀ e P ₉₀	116
Figura 6.22 – Curvas de acumulado de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀	117
Figura 6.23 – Curvas de previsão de razão gás-óleo para os casos P ₁₀ e P ₉₀	117
Figura 6.24 – Curvas de previsão de pressões estáticas para os casos P ₁₀ e P ₉₀	118
Figura 6.25 – Curvas de previsão de vazão de óleo para os casos P ₁₀ e P ₉₀	119
Figura 6.26 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀	119
Figura 6.27 – Curvas de previsão de acumulado de óleo para os casos P ₁₀ e P ₉₀	120
Figura 6.28 – Curvas de previsão de acumulado de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀	120
Figura 6.29 – Curvas de previsão de vazão de óleo para os casos P ₁₀ e P ₉₀	121
Figura 6.30 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀	121
Figura 6.31 – Curvas de previsão de acumulado de para os casos P ₁₀ e P ₉₀	122
Figura 6.32 – Curvas de acumulado de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀	122
Figura 6.33 – Curvas de produção acumulada de óleo para o caso P ₁₀	123
Figura 6.34 – Curvas de produção acumulada de água para o caso P ₁₀	124
Figura 6.35 – Curvas de pressão estática para o caso P ₁₀	124
Figura 6.36 – Curvas da razão de gás-óleo para o caso P ₁₀	125
Figura 6.37 – Curvas de produção acumulada de óleo para o caso P ₅₀	126
Figura 6.38 – Curvas de produção acumulada de óleo para o caso P ₉₀	127
Figura 6.39 – Curvas de produção acumulada de água para o caso P ₅₀	127
Figura 6.40 – Curvas de produção acumulada de água para o caso P ₉₀	128
Figura 6.41 – Curvas de pressão estática para o caso P ₅₀	129
Figura 6.42 – Curvas de pressão estática para o caso P ₉₀	129
Figura 6.43 – Curvas da razão gás-óleo para o caso P ₅₀	130
Figura 6.44 – Curvas da razão gás-óleo para o caso P ₉₀	130
Figura 6.45 – Valores de acumulados de óleo (milhões m ³) em função do grau de incerteza	131
Figura 6.46 – Valores de acumulados de água (milhões m ³) em função do grau de incerteza ...	132
Figura 6.47 – Vazão de óleo para o caso P ₁₀ inicial	133
Figura 6.48 – Vazão de óleo para o caso P ₁₀ após Método 3.....	133
Figura 6.49 – Vazão de água para o caso P ₁₀ inicial	134
Figura 6.50 – Vazão de água para o caso P ₁₀ após Método 3.....	134
Figura 6.51 – Produção acumulada de água para o caso P ₁₀ inicial	135
Figura 6.52 – Produção acumulada de água para o caso P ₁₀ após Método 3.....	135
Figura 6.53 – Vazão de óleo para o caso P ₉₀ após Método 3.....	136

Figura 6.54 – Vazão de água para o caso P ₉₀ após Método 3	136
Figura 6.55 – Produção acumulada de água para o caso P ₉₀ após Método 3.....	137
Figura 6.56 – Valores extremos curvas vazão de água em função do grau de incerteza	138
Figura 6.57 – Gráfico tipo “tornado” de índices de sensibilidade para o Caso B	138
Figura 6.58 – Perfis probabilísticos de produção de água total de campo	140
Figura 6.59 – Perfis de produção poço PROD3	140
Figura 6.60 – Perfis de produção poço PROD5	140
Figura 6.61 – Perfis de produção poço PROD6	141
Figura 6.62 – Perfis de produção PROD12	141
Figura 6.63 – Curvas de incerteza inicial e após Método 1.....	141
Figura 6.64 – Redistribuição de probabilidades para cada nível de atributo pelo Método 1	143
Figura 6.65 – Curvas de incerteza inicial e após Método 1 modificado	144
Figura 6.66 – Deslocamento dos limites dos atributos pela aplicação de Método 3.....	146
Figura 6.67 – Curvas de incerteza inicial, Método 1 e Método 3	146
Figura 6.68 – Perfis probabilísticos de produção de água total do campo após aplicação do Método 3.....	147
Figura 6.69 – Deslocamento dos limites nos atributos com grande variação Método 3 modificado	148
Figura 6.70 – Perfis probabilísticos de produção de água total de campo após aplicação do Método 3 modificado	148
Figura 6.71 – Curvas de incerteza após aplicação dos métodos.....	149
Figura 6.72 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após Método 3 modificado ..	149
Figura 6.73 – Curvas de incerteza para o campo do Caso B	150
Figura 6.74 – Curva de Incerteza após aplicação do Método 3 gradativo em VMa	151
Figura 6.75 – Perfis probabilísticos de produção de água. Aplicação do Método 3 gradativo em VMa.....	152
Figura 6.76 – Curvas de incerteza. Aplicação do Método 3 gradativo em VMa e Kra.....	152
Figura 6.77 – Perfis de produção poço PROD3	153
Figura 6.78 – Perfis de produção poço PROD5	153
Figura 6.79 – Perfis de produção poço PROD6	153
Figura 6.80 – Perfis de produção PROD12	153
Figura 6.81 – Melhor ajuste global após Método 3 modificado.....	154
Figura 6.82 – Ajuste por poço a partir do melhor ajuste global	155
Figura 6.83 – Seleção de região com comportamento semelhante. Sensibilidade local para a vazão de água	156
Figura 6.84 – Seleção de região com comportamento semelhante. Sensibilidade local pressão dinâmica de poço.....	157
Figura 6.85 – Curvas simuladas de vazão de água poço PROD 3 após aplicação Método 3 modificado.....	158
Figura 6.86 – Curvas de incerteza para o poço PROD 3.....	158

Figura 6.87 – Melhor ajuste poço PROD3 após aplicação metodologia.....	159
Figura 6.88 – Ajuste manual por poço a partir do melhor ajuste global	160
Figura 6.89 – Perfis de produção de água com incerteza. Ajuste final	161
Figura 6.90 – Perfis de produção poço PROD3	161
Figura 6.91 – Perfis de produção poço PROD5	161
Figura 6.92 – Perfis de produção poço PROD8	162
Figura 6.93 – Perfis de produção PROD12	162
Figura 6.94 – Curvas de incerteza finais para o campo do Caso B	162
Figura 6.95 – Limites aceitáveis versus dispersão inicial dos perfis probabilísticos	163
Figura 6.96 – Perfis probabilísticos identificados no caso de escolha de 25% do total da faixa	164
Figura 6.97 – Faixa alvo de incerteza no caso de escolha de 25% do total da faixa.....	165
Figura 6.98 – Limites aceitáveis versus dispersão final dos perfis probabilísticos.....	165
Figura 6.99 – Valores de extremos segundo nova análise de sensibilidade	166
Figura 6.100 – Gráfico tipo “tornado” de índices da nova sensibilidade para o Caso B	167
Figura 6.101 – Limites aceitáveis versus dispersão final dos perfis probabilísticos segundo Método 3 modificado após nova sensibilidade	168
Figura 6.102 – Curva de incerteza Método 3 modificado após de nova sensibilidade	169
Figura 6.103 – Curvas de previsão de vazão de água iniciais para os casos P ₁₀ e P ₉₀	170
Figura 6.104 – Curvas de acumulado de água iniciais para os casos P ₁₀ e P ₉₀	171
Figura 6.105 – Curvas de previsão da razão água-óleo iniciais para os casos P ₁₀ e P ₉₀	171
Figura 6.106 – Curvas de previsão de vazão de água para os para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método 1 modificado	172
Figura 6.107 – Curvas de acumulado de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método 1 modificado	172
Figura 6.108 – Curvas de previsão de razão água-óleo para os para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método 1 modificado.....	173
Figura 6.109 – Curvas de previsão para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método3 modificado	173
Figura 6.110 – Curvas de acumulado de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método 3 modif.	174
Figura 6.111 – Curvas de previsão de RAO para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método 3 modificado	174
Figura 6.112 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após nova sensibilidade.....	175
Figura 6.113 – Curvas de acumulado de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após nova sensibilidade .	175
Figura 6.114 – Curvas de previsão de razão água-óleo água para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após nova sensibilidade.....	176
Figura 6.115 – Comparação dos ajustes e previsões da vazão de óleo para os casos P ₁₀ e P ₉₀ em função do método aplicado	177
Figura 6.116 – Comparação dos ajustes e previsões da vazão de água para os casos P ₁₀ e P ₉₀ em função do método aplicado	177
Figura 6.117 – Valores de acumulados de óleo (milhões m ³) em função do grau de incerteza ..	178
Figura 6.118 – Valores de acumulados de óleo (milhões m ³) em função do grau de incerteza ..	178

Figura 6.119 – Curvas de previsão iniciais poço PROD5 para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após nova sensibilidade.....	179
Figura 6.120 – Curvas de previsão poço PROD5 para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método 1 modificado.	180
Figura 6.121 – Curvas de previsão poço PROD5 para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após Método 3 modificado	181
Figura 6.122 – Curvas de previsão poço PROD5 para os casos P ₁₀ e P ₉₀ após ajuste localizado	181
Figura 6.123 – Curvas de previsão poço PROD5 para casos P ₁₀ e P ₉₀ após nova sensibilidade.	182

Lista de Figuras Apêndices

Figura A3.1 – Curvas histórica e calculadas por atributo.....	199
Figura A3.2 – Curvas de incerteza inicial e após o Método 1	199
Figura A3.3 – Curvas histórica e calculadas por atributo após as modificações.....	200
Figura A3.4 – Curvas de incerteza inicial e após do Método 1	201

Lista de Figuras Anexo

Figura A.1 – Representação esquemática condição 1A	202
Figura A.2 – Representação esquemática condição 1B.....	203
Figura A.3 – Representação esquemática condição 2A	203
Figura A.4 – Representação esquemática condição 2B.....	204
Figura A.5 – Representação esquemática condição 3A	204
Figura A.6 – Representação esquemática condição 3B.....	205
Figura A.7 – Representação esquemática condição 4A	205
Figura A.8 – Representação esquemática condição 4B.....	206
Figura A.9 – Representação esquemática condição 5A	206
Figura A.10 – Representação esquemática condição 5B.....	207
Figura A.11 – Representação esquemática condição 6A	207
Figura A.12 – Representação esquemática condição 6B.....	208
Figura A.13 – Representação esquemática condição 7A	208
Figura A.14 – Representação esquemática condição 7B.....	209
Figura A.15 – Representação esquemática condição 8A	209
Figura A.16 – Representação esquemática condição 8B.....	210
Figura A.17 – Representação esquemática condição 9A	210
Figura A.18 – Representação esquemática condição 9B.....	211
Figura A.19 – Representação esquemática condição 10A	211
Figura A.20 – Representação esquemática condição 10B.....	212
Figura A.21 – Representação esquemática condição 11A	212
Figura A.22 – Representação esquemática condição 11B.....	213

Figura A.23 – Representação esquemática condição 12A	213
Figura A.24 – Representação esquemática condição 12B.....	214
Figura A.25 – Representação esquemática condição 13	214
Figura A.26 – Ajuste de histórico para a vazão de óleo (m ³ /dia) - Caso A.....	215
Figura A.27 – Ajuste de histórico de corte de água (porcentagem) - Caso A.....	216
Figura A.28 – Ajuste de histórico para vazão de água (m ³ /dia) - Caso A.....	216
Figura A.29 – Ajuste de histórico para a razão de gás-óleo (m ³ /m ³) - Caso A	217
Figura A.30 – Ajuste de histórico para as pressões estáticas (kg/cm ²) - Caso A	217
Figura A.31 – Ajuste de histórico poço NA-25D - Caso A.....	218
Figura A.32 – Ajuste de histórico poço NA-36D - Caso A.....	219
Figura A.33 – Ajuste poço de histórico NA-46D - Caso A.....	219
Figura A.34 – Ajuste de histórico poço NA-51D - Caso A.....	220
Figura A.35 – Ajuste de histórico para a vazão de óleo (m ³ /dia) – Caso B	221
Figura A.36 – Ajuste de histórico para a vazão de água (m ³ /dia) – Caso B.....	222
Figura A.37 – Ajuste de histórico para a razão água-óleo (m ³ /m ³) vs acumulado de óleo (m ³) – Caso B	222
Figura A.38 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD3 – Caso B	223
Figura A.39 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD4 – Caso B	223
Figura A.40 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD5 – Caso B	223
Figura A.41 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD8 – Caso B	223
Figura A.42 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD10 – Caso B	224
Figura A.43 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD12 – Caso B	224
Figura A.44 – Vazão de líquido para o caso P ₁₀ inicial.....	225
Figura A.45 – Razão de gás-óleo para o caso P ₁₀ inicial	226
Figura A.46 – Pressão média para o caso P ₁₀ inicial	226
Figura A.47 – Razão de gás-óleo para o caso P ₉₀ inicial	227
Figura A.48 – Pressão média para o caso P ₁₀ inicial.....	227
Figura A.49 – Razão gás-óleo para o caso P ₁₀ após Método 3.....	228
Figura A.50 – Pressão média para o caso P ₁₀ após Método 3	228
Figura A.51 – Vazão de água para o caso P ₁₀ após Método 3.....	229
Figura A.52 – Vazão de óleo para o caso P ₉₀ após Método 3	229
Figura A.53 – Razão de gás-óleo para o caso P ₉₀ após Método 3.....	230
Figura A.54 – Pressão média para o caso P ₉₀ após Método 3	230

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Exemplo de atributos com incerteza num reservatório complexo.....	16
Tabela 2.2 – Níveis utilizados para um atributo X.....	20
Tabela 5.1 – Características do modelo antes do ajuste de pressão	80
Tabela 5.2 – Características do modelo após do ajuste de pressão	80
Tabela 5.3 – Valores iniciais dos valores médios e limites dos atributos escolhidos (Caso A)....	81
Tabela 5.4 – Valores característicos das curvas de permeabilidade relativa Sistema Água-Óleo	82
Tabela 5.5 – Valores característicos do modelo dinâmico	88
Tabela 5.6 – Características do modelo após o ajuste de pressão	90
Tabela 5.7 – Valores iniciais dos valores médios e limites dos atributos escolhidos (Caso B)	91
Tabela 6.1 – Novos valores de probabilidades obtidas com o Método 1	102
Tabela 6.2 – Valores de probabilidades com modificação do peso dos níveis	106
Tabela 6.3 – Probabilidades redistribuídas segundo Método 2	106
Tabela 6.4 – Valores representativos dos atributos - Método 3	107
Tabela 6.5 – Valores de acumulado de água e óleo antes a após a redução de incerteza.....	131
Tabela 6.6 – Valores iniciais dos limites e níveis representativos calculados dos atributos selecionados	139
Tabela 6.7 – Novos valores de probabilidades Método 1	142
Tabela 6.8 – Novos valores de probabilidades Método 1 modificado	144
Tabela 6.9 – Valores dos atributos selecionados após aplicação Método 3.....	145
Tabela 6.10 – Valores dos atributos selecionados para a região após aplicação do Método 3 modificado.....	156
Tabela 6.11 – Casos detectados para o cálculo da faixa alvo.....	164
Tabela 6.12 – Valores dos atributos selecionados ao final da Fase 3.....	167
Tabela 6.13 – Valores dos atributos selecionados após aplicação Método 3.....	168
Tabela 6.14 – Valores de acumulado de água e óleo e pressões estáticas antes a após a redução de incerteza.....	176

Nomenclatura

Letras Latinas

A	atributo incerto do reservatório	
d_i	dados calculados ou observados	
D	somatório dos afastamentos	
D_s	somatório dos afastamentos ao quadrado	
D_n	somatório dos D_s dos M_n modelos	
L_i	limite inferior do atributo A	
L_s	limite superior do atributo A	
K	somatório dos afastamentos	
k	permeabilidade absoluta	mD
k_{rg}	permeabilidade relativa ao gás	adimensional
k_{ro}	permeabilidade relativa ao óleo	adimensional
k_{rw}	permeabilidade relativa à água	adimensional
Kq	somatório dos afastamentos ao quadrado	
Mn	modelos relativos a cada nível de incerteza	
n	nível de incerteza	
NS	número de simulações	
N_0	nível provável	
N_1	nível pessimista	
N_2	nível otimista	
Np	volume acumulado de óleo produzido nas condições padrão	m ³
P	probabilidades	
p	pressão	kPa
p_{wf}	pressão do fundo do poço	kPa

q	vazão de injeção ou produção nas condições padrão	$m^3 \cdot dia^{-1}$
q_o	vazão de produção de óleo	$m^3 \cdot dia^{-1}$
q_w	vazão de produção de água	$m^3 \cdot dia^{-1}$
q_{inj}	vazão de injeção de água nas condições padrão	$m^3 \cdot dia^{-1}$
r	raio da área de influencia do poço	m
S	simetria	
S_0	simetria das curvas do nível provável	
S_1	simetria das curvas do nível pessimista	
S_2	simetria das curvas do nível otimista	
t	tempo	dia
v_i	valores calculados ou observados	
w_i	peso para as probabilidades iniciais	
w_{hist}	peso para as probabilidades do Método 1B	
w_{Qw}	peso para a vazão de água na função-objetivo de poço	
w_{pwf}	peso para a pressão dinâmica de fundo na função-objetivo de poço	
W_i	volume de água injetada acumulada nas condições padrão	m^3
W_p	volume de água produzida acumulada nas condições padrão	m^3
S_w	saturação de água	adimensional

Letras Gregas

β	peso	adimensional
ϕ	porosidade	adimensional
λ	mobilidade de um fluido	$mD \cdot cP^{-1}$
μ	viscosidade	cP
ρ	densidade	kg/m^3

Subscritos

g	gás
h	poço horizontal
i	posição i do bloco (i,j,k)
j	posição j do bloco (i,j,k)

<i>k</i>	posição <i>k</i> do bloco (<i>i,j,k</i>)
<i>min</i>	mínimo
<i>max</i>	máximo
<i>n</i>	nível de incerteza
<i>o</i>	óleo
<i>sc</i>	condições padrão
<i>w</i>	água
<i>x</i>	direção x
<i>y</i>	direção y
<i>z</i>	direção z

Sobrescritos

<i>N</i>	novo valor do atributo incerto
<i>obs</i>	observados
<i>sim</i>	simulados

Siglas

<i>API</i>	American Petroleum Institute (Instituto Americano do Petróleo)
<i>ANP</i>	Agência Nacional do Petróleo
<i>ASAHP</i>	módulo de Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção (MAI)
<i>BHP</i>	Bottom-hole pressure (pressão do fundo do poço)
<i>CAPEX</i>	Capital de investimento inicial (Capital Expenditure)
<i>E&P</i>	Exploração e Produção
<i>fdp</i>	função de densidade de probabilidade
<i>FO</i>	Função-Objetivo
<i>FR</i>	Fator de Recuperação
<i>IP</i>	Índice de Produtividade
<i>MAI</i>	Módulo de Análise de Incerteza (programa UNIPAR)
<i>MPS</i>	Módulo de Paralelização de Simuladores
<i>NTG</i>	espessura porosa (Net To Gross)
<i>OPEX</i>	Custo Operacional (Operational Expenditure)

<i>P₁₀</i>	Percentil otimista (valor para a acumulada 10% da probabilidade)
<i>P₅₀</i>	Percentil provável (valor para a acumulada 50% da probabilidade)
<i>P₉₀</i>	Percentil pessimista (valor para a acumulada 90% da probabilidade)
<i>PIAI</i>	Programa de Integração de Análise de Incerteza (UNIPAR)
<i>PUNQ</i>	Project Uncertainty Quantification
<i>PVT</i>	propriedades dos fluidos segundo Pressão, Volume e Temperatura
<i>RAO</i>	Razão Água-Óleo
<i>RGO</i>	Razão Gás-Óleo
<i>TDRM</i>	Top-Down Reservoir Modelling
<i>UNIPAR</i>	programa computacional de gerenciamento de cenários de reservatório (UNISIM)
<i>UNISIM</i>	laboratório de pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios
<i>VHOIS</i>	Volume de Hidrocarbonetos Originalmente In Situ
<i>VME</i>	Valor Monetário Esperado
<i>VPL</i>	Valor Presente Líquido

Fatores de conversão

$$1 \text{ kPa} = 0,145 \text{ psi}$$

$$1 \text{ kPa} = 0,010197 \text{ kgf/cm}^2$$

$$1 \text{ m}^3 = 6,29 \text{ bbl}$$

$$9,8692 \times 10^{-13} \text{ m}^2 = 1 \text{ Darcy}$$

Capítulo 1

Introdução

Na indústria do petróleo, as tomadas de decisões são essenciais para o sucesso de um investimento na área de exploração e produção. Entre as dificuldades do processo encontram-se as incertezas presentes no reservatório e os riscos associados. O grande desafio é a busca incessante de metodologias e procedimentos para minimizar os riscos da atividade, maximizando os ganhos resultantes da produção obtida. Portanto, o gerenciamento técnico-econômico de um campo de hidrocarbonetos apóia-se fortemente na confiança dos cálculos do comportamento do reservatório e das previsões de produção. Newendorp (1975) aborda os principais conceitos e propõe as primeiras metodologias para a análise de risco na exploração.

As companhias operadoras, cada vez mais, baseiam os planos de investimento de campos recém descobertos ou no início do desenvolvimento em estudos técnicos do risco associado que, em geral, envolvem múltiplas realizações de modelos estáticos do reservatório. Como conseqüência, as equipes de estudo apóiam-se em procedimentos que permitem demarcar principalmente o risco geológico, a posição dos selos, os contatos de fluidos, os mecanismos de produção, as condições dos fluidos existentes na rocha e sua interação, entre outros fatores. Para tanto, utilizam-se as técnicas associadas à geoestatística, a utilização de métodos de interpolação, a extrapolação das variáveis conhecidas e o conhecimento de campos análogos.

As incertezas geológicas de reservatório, econômicas e tecnológicas influenciam definitivamente as decisões de gerenciamento das reservas de hidrocarboneto e os futuros planos

de desenvolvimento. Como consequência, a quantificação do impacto dessas incertezas é fundamental para aumentar a confiabilidade das decisões adotadas.

A simulação numérica é uma das ferramentas associadas, que demonstra maior eficiência na avaliação do impacto das incertezas que incidem sobre o comportamento de cada campo. Esta ferramenta permite a construção de modelos dinâmicos de reservatórios que implicam em maior confiabilidade nos cálculos da previsão de desempenho, gerando a base para o seu gerenciamento e os processos de tomada de decisão. Idealmente, a melhor forma de se fazer previsões confiáveis é ter um modelo que represente de modo fiel o comportamento observado do reservatório. No entanto, como isso não é de todo possível, o modelo deve pelo menos minimizar as diferenças em relação ao sistema real tentando honrar todas as informações disponíveis e confiáveis dentro de uma tolerância adequada, sempre associada com o tempo e os recursos destinados para a análise. Nessa fase, enfrentam-se grandes desafios relacionados à necessidade de se controlar e prever múltiplos índices e respostas observadas.

Neste trabalho, o comportamento do reservatório é estudado com o uso de simulação numérica de reservatório que tem como principais vantagens a facilidade de alteração de atributos para geração de novos modelos e a possibilidade de equacionar, simultaneamente, todos os parâmetros de caracterização do reservatório associados a condições operacionais. Sua aplicação fornece importantes elementos de interpretação e conhecimento do desempenho dinâmico de uma formação petrolífera sob extração. Com o desenvolvimento de programas específicos, cada vez mais robustos, a simulação numérica vem se tornando ainda mais eficiente.

O processo de calibração do modelo numérico, a partir dos dados observados de produção, conhecido como ajuste de histórico, é um problema inverso. Em teoria, para reproduzir o comportamento das variáveis presentes no sistema, infinitas soluções são possíveis e diferentes conjuntos de valores dos parâmetros do reservatório podem conduzir a soluções aceitáveis, especialmente em campos com alto grau de incerteza.

O ajuste de histórico é uma das atividades mais críticas durante o desenvolvimento e gerenciamento de um reservatório de hidrocarbonetos. Para obter previsões seguras da produção

de fluidos e da energia remanescente no reservatório, é preciso contar com modelos estática e dinamicamente corretos. Com o incremento da quantidade de dados, melhoram as aproximações, no entanto a complexidade do processo aumenta, devido ao grande número de poços, variáveis ou parâmetros a ajustar e à existência de múltiplas funções-objetivo, as quais usualmente expressam as diferenças entre os valores calculados e observados. As variáveis associadas às funções-objetivo são, em geral, as pressões estáticas e dinâmicas do reservatório e os volumes de cada uma das fases em produção.

Em geral, um modelo bem ajustado tem maiores possibilidades de gerar previsões confiáveis do que outro com menor calibração. Embora, por ser um processo inverso, uma solução bem ajustada das observações históricas não garante a unicidade na previsão do desempenho futuro. O problema tende a se agravar em modelos cujo período de histórico do campo seja pequeno. Isso significa que, se diferentes soluções honram razoavelmente as observações registradas, qualquer uma delas poderia fornecer uma previsão diferente e, portanto, obter um panorama equivocado sobre o comportamento futuro do reservatório.

Devido à complexidade do sistema a ser tecnicamente avaliado e à relativa certeza dos dados históricos do problema em campos maduros, o ajuste e a posterior análise de alternativas são feitos normalmente sobre um único modelo de simulação. Em algumas situações, são construídas as versões otimista, provável e pessimista, ocultando ainda uma série de incertezas associadas à recuperação do reservatório, sendo que esse modo de abordagem pode gerar uma falsa sensação de controle do processo. A causa deve-se principalmente à utilização de apenas uma possibilidade do sistema real, baseada e ajustada em uma condição de operação histórica registrada, e usada posteriormente para avaliar configurações diferentes. Nessas circunstâncias, a faixa de variação de alguns parâmetros do sistema físico pode não estar corretamente delimitada. Esta falta de conhecimento ou domínio parcial das variáveis do problema representa a incerteza presente no modelo.

Há diversas definições para os conceitos de incerteza e risco. De forma geral, o conceito de incerteza está vinculado ao grau de desconhecimento das propriedades do sistema sob análise e o termo risco indica a variabilidade das funções-objetivo do problema ou das respostas do sistema a

partir da análise probabilística dos cenários possíveis gerados pela combinação dos atributos incertos. O grau de variabilidade mencionado é referido às probabilidades de ocorrência dos modelos correspondentes. Quando essa informação é ordenada em forma acumulada na probabilidade, obtém-se uma curva de densidade acumulada conhecida na literatura como curva de incerteza ou de risco. Esta curva permite determinar graficamente a variabilidade dos modelos obtidos.

As metodologias para análise de incerteza permitem quantificar as dúvidas a respeito das características do reservatório. A integração com os dados observados possibilita aumentar a confiabilidade na solução, reduzindo a faixa de incerteza dos atributos considerados e permitindo previsões de produção mais seguras através do modelo. O termo risco está normalmente associado a um processo decisório com impactos no desempenho futuro como, por exemplo, a faixa de variação das reservas adicionais, que delimita o risco inerente nos investimentos a realizar.

Para efeito de normalização de conceitos, neste trabalho, o termo incerteza é relacionado ao nível de desconhecimento dos atributos geológicos, petrofísicos e de reservatório da jazida. Enquanto risco está relacionado à quantificação probabilística da faixa de variação das reservas adicionais, através do emprego da curva de incerteza obtida pelo método aplicado.

A identificação e análise das incertezas presentes exigem a avaliação de um grande número de atributos interdependentes, de influência global ou local. Pode-se verificar que nem sempre a alteração em uma direção dos limites dos atributos implica em resultados similares ou na mesma direção para todas as regiões ou poços do modelo e que nem todos os atributos têm o mesmo grau de influência sobre os resultados.

Análises deste tipo normalmente levam a um grande número de simulações. Desta forma, limitações importantes são: o tempo disponível para o estudo e os recursos computacionais exigidos. Por isso, é necessário desenvolver metodologias para processos decisórios rápidos e viáveis. Portanto, para casos reais, o procedimento precisa de simplificações, conduzindo à pesquisa de metodologias para automatização do processo, uso limitado de atributos críticos,

escolha das funções-objetivo representativas, análise simplificada das incertezas, construção das curvas de incerteza e detalhamento das soluções escolhidas como representativas da gama de respostas do modelo.

O estudo realizado neste trabalho baseia-se na metodologia proposta por Moura Filho (2006), descrita no capítulo de revisão bibliográfica, que visa analisar os impactos das incertezas geológicas e de reservatório na interpretação do desempenho dinâmico do modelo e sua integração no processo de ajuste de histórico e previsão de produção. Procura-se identificar a influência cruzada entre atributos interdependentes e as conseqüências sobre as funções-objetivo analisadas para o problema.

O tema de estudo escolhido é uma continuação da pesquisa e verificação de procedimentos que permitam analisar os atributos incertos de influência local, regional e global no processo de ajuste, tendo como grande desafio sua aplicação em campos de petróleo mais complexos.

A integração de análise de incerteza e ajuste é feita de forma gradual procedendo por etapas (global, regional e local), para os diferentes atributos e funções-objetivo identificadas. Valores calculados são comparados com dados de produção observados e, de acordo com as diferenças ou afastamentos, procura-se uma redução das probabilidades de ocorrência dos cenários que não apresentam um bom ajuste e, por conseqüência, um aumento nas probabilidades dos modelos que apresentam comportamento próximo ao do histórico. Neste trabalho são apresentados métodos que possibilitam uma redefinição dos valores dos atributos incertos estudados, propiciando, assim, maior redução das incertezas, tanto na etapa de ajuste como de previsão.

São utilizados dois casos de estudo. O Caso A é um modelo de um campo de petróleo com mais de vinte anos de produção da plataforma continental brasileira e com comportamento dinâmico conhecido. Na fase escolhida do desenvolvimento do campo, há dois blocos principais, sendo um deles bem desenvolvido, mas ainda com incertezas na estimativa, entre outras, das propriedades petrofísicas, da atuação do aquífero etc., apresentando dificuldade na obtenção de um ajuste de histórico aceitável. O segundo caso, (Caso B), é um modelo sintético de complexidade similar baseado em um afloramento no Brasil criado a partir de técnicas

geoestatísticas. Os dados coletados, compilados e tratados permitem a criação de uma base de dados estática e dinâmica confiável. O Caso A é selecionado para uma aplicação da metodologia em nível global, identificando as limitações e aprimorando os métodos existentes. O Caso B é utilizado para aplicar nas fases de ajuste global, regional e local a metodologia proposta.

1.1 Motivação

A motivação central deste trabalho baseia-se na necessidade de melhorar os procedimentos de tratamento dos atributos incertos mais críticos e de suas influências nas respostas de um modelo dinâmico de um campo real. Esta linha de estudo surge para auxiliar o processo decisório durante a vida produtiva de um campo. Procura-se disponibilizar uma metodologia à equipe multidisciplinar de estudo de projetos de desenvolvimento ou otimização de reservas, para reduzir o tempo consumido no gerenciamento de múltiplos parâmetros interdependentes na etapa de ajuste dos modelos dinâmicos de reservatórios.

O principal desafio consiste em aplicar e melhorar, em modelos mais complexos, a metodologia proposta por Moura Filho (2006) para vincular as faixas de variação dos atributos do reservatório com a minimização das funções-objetivo representativas do sistema, obtendo, deste modo, o ajuste de histórico do modelo. As conseqüências imediatas são: (1) um aumento da confiança no uso da simulação numérica como ferramenta de predição do comportamento do modelo dinâmico e (2) uma redução dos intervalos de incerteza dos parâmetros críticos identificados. A metodologia de referência mostrou-se com bom potencial de aplicação, mas foram identificados possíveis problemas para a aplicação em casos reais e mais complexos.

Outro desafio deste trabalho é delimitar a faixa de variação das previsões dos projetos em função da incerteza mitigada mediante a combinação com o ajuste de histórico.

1.2 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é desenvolver uma metodologia para integrar, em casos reais ou com complexidade semelhante a casos reais, a quantificação da incerteza e o

comportamento dinâmico do reservatório, para aumentar a confiabilidade nas previsões de produção. O procedimento estudado visa diminuir a incerteza de atributos críticos de reservatórios e seus possíveis intervalos de variação, propiciando assim, maior confiabilidade na obtenção de estimativas pessimistas e otimistas das reservas adicionais a ser desenvolvidas.

A partir das sugestões do trabalho de referência, alguns pontos importantes a serem analisados neste trabalho são os seguintes:

- Desenvolver procedimentos para aplicar a metodologia de redução de incertezas com base em histórico de produção para casos com grande número de atributos incertos;
- Gerar metodologias para analisar atributos interdependentes de influência global e local;
- Analisar atributos com influência em várias funções-objetivo;
- Realizar cálculos da previsão de produção dos cenários antes e após a redução de incertezas.

1.3 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho compõe-se de sete capítulos. O Capítulo 1 introduz uma breve descrição da importância do uso de metodologias ou procedimentos de análise de incerteza e risco no processo decisório com modelos de simulação, a motivação e os objetivos da pesquisa. No Capítulo 2 apresenta-se a fundamentação teórica do trabalho abordando os conceitos básicos e aprofundando aqueles mais relacionados ao trabalho. O Capítulo 3 é dedicado à revisão bibliográfica abordando as diversas aproximações sugeridas para o tratamento dos conceitos do processo de redução das incertezas identificadas no reservatório através da integração do ajuste dos dados observados, aplicada tanto em modelos sintéticos de referência como em casos mais complexos. O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta nesta dissertação. No Capítulo 5, os casos selecionados são apresentados para a aplicação da metodologia proposta. O Capítulo 6 mostra os resultados e discussões surgidas a partir da aplicação dos métodos apresentados neste trabalho. Finalmente, no Capítulo 7, são apresentadas as conclusões e algumas recomendações são sugeridas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Este capítulo está dividido em três seções. A primeira trata os conceitos básicos do ajuste de histórico. A segunda aborda a importância da análise das incertezas presentes no reservatório e sua avaliação quantitativa. Para finalizar, a última seção introduz conceitos do processo de redução das incertezas através da integração dos perfis probabilísticos com os dados registrados.

2.1 Ajuste de Histórico

Na busca e no estudo de novas oportunidades em campos maduros, na maioria das vezes, as decisões são tomadas com base em modelos dinâmicos de simulação, que são utilizados para a fase da previsão. Nessa etapa, o desafio é controlar e reproduzir múltiplos índices e respostas observadas. Interpretações das medições geofísicas, modelos geológicos, interação rocha-fluido, condições dos fluidos e todo tipo de observação e registro histórico são combinados e usados como base para a construção de um modelo numérico.

O propósito da modelagem dinâmica de reservatório é usar todas as fontes de informações disponíveis para reproduzir seu comportamento sob condições variadas. A finalidade é representar o escoamento dos fluidos na rocha reservatório com condições de contorno adequadas e prever o desempenho futuro do campo para diversas alternativas de operação.

É preciso contar com modelos estática e dinamicamente calibrados para obter previsões confiáveis da produção de fluidos e da energia remanescente no reservatório (Almeida Netto,

2003). Este processo também facilita o entendimento da complexidade dos atributos geológicos e do reservatório.

Na análise convencional ou tradicional do processo de ajuste de histórico, é comum um único modelo geológico de reservatório ser considerado como solução do problema. Diferentes parâmetros do modelo são modificados em um processo de tentativa e erro na procura do melhor ajuste das funções-objetivo, para obter uma melhor caracterização do reservatório. Mesmo quando há alta quantidade dos dados disponíveis, isto em geral, não permite uma solução perfeita do problema. O processo continua até que a concordância entre os valores calculados e observados seja considerada aceitável para uma tolerância definida, ou quando o tempo e os recursos investidos para o estudo sejam esgotados. Uma vez atingidas as condições impostas sobre as funções-objetivo, as quais usualmente baseiam-se na produção dos fluidos de campo, regiões ou poços, o modelo resultante é utilizado na etapa de avaliação da previsão de produção do reservatório.

Não existe uma metodologia universal para fazer um ajuste de histórico. Trata-se, muitas vezes, mais de um processo associado ao conhecimento prático do que uma ciência. Múltiplos índices e respostas, tais como tempo de irrupção de água, razões água-óleo e gás-óleo, volumes injetados e produzidos, pressões estáticas e dinâmicas, posicionamento dos contatos dos fluidos e produção segregada das camadas, representam as condições de contorno do problema a ser representadas. Devido a tais complexidades, os resultados gerados podem ser insatisfatórios ou não realistas.

Apesar de a experiência profissional ser fundamental nesta etapa, existem algumas regras que podem ser seguidas para que o desenvolvimento seja satisfatório. Um procedimento básico para realizar um ajuste de histórico, seguindo um processo de complexidade crescente (Schiozer, 1999), deve cobrir as seguintes fases:

- 1) Ajuste volumétrico dos fluidos produzidos de acordo com o balanço de materiais e identificação do mecanismo de recuperação, tais como, suporte do aquífero, por gás dissolvido ou presença de capa de gás.

- 2) Ajuste da pressão média do reservatório. Pode ser ajustada de forma local, regional ou de global. O grau de ajuste inicial permite estabelecer a qualidade do modelo comparado com um balanço de materiais da mesma zona.
- 3) Ajuste das variáveis dependentes da variação de saturação dos fluidos. Mudam-se os valores das curvas de permeabilidade relativa, permeabilidade vertical e até pressões capilares, no caso de ter água móvel inicial. Se for o caso de projetos com injeção de água, a identificação da presença de barreiras e falhas pode ser crítica para a determinação da chegada das frentes de água aos poços.
- 4) Calibração das pressões dinâmicas de fundo mudando os índices de produtividade locais nos poços.

Para realizar o ajuste de histórico, além de dados geológicos, petrofísicos e de propriedades da rocha e fluidos, necessita-se das seguintes observações nos poços produtores e injetores: vazões de óleo, água e gás (com frequência mensal, trimestral ou semestral dependendo do caso), pressão do reservatório e pressão dinâmica de fluxo. O caminho para avaliá-lo é comparar os parâmetros calculados com os observados, minimizando uma função-objetivo definida. Em um processo manual, isto pode ser feito através de tabelas e gráficos que proporcionam informações sobre as pressões, produções instantâneas ou acumuladas, RAO e RGO, todas em função do tempo. Em muitos estudos, os indicadores mais sensíveis do desenvolvimento do reservatório são os gráficos de variação no tempo de RAO e RGO.

Devido à complexidade do problema de um processo inverso, combinado a muitos atributos a serem modificados para ajustar, e diversas funções-objetivos, o ajuste de histórico possui algumas dificuldades. A primeira é a ocorrência de múltiplas respostas, ou seja, o mesmo conjunto de dados históricos pode ser ajustado utilizando diferentes combinações de atributos. 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.

Para entender melhor a idéia da multiplicidade de soluções, a Figura 2.1 ilustra duas respostas de um modelo hipotético para a variável vazão de água. Diferentes alterações nos

atributos do modelo Base (em verde) proporcionam diferentes calibrações do modelo. O Ajuste 1 (curva azul) apresenta comportamento próximo ao do histórico (em vermelho) até, aproximadamente, a metade do tempo analisado, porém, nos tempos finais, apresenta valores calculados maiores que os observados. Entretanto a curva do Ajuste 2 (em preto) apresenta comportamento inicial diferente, embora após certo tempo, seus valores passam a ser bem próximos aos observados.

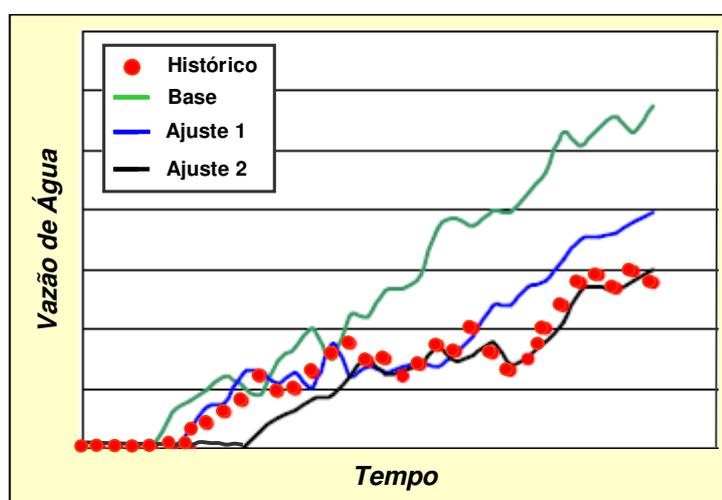


Figura 2.1 – Multiplicidade de soluções no processo de ajuste

Contudo, não se pode afirmar quais dos dois modelos apresentam um melhor ajuste, pois, na média, eles oferecem um ajuste semelhante, porém podem apresentar previsões de produção bastante diferentes. Vale salientar que várias combinações dos atributos de reservatório permitem obter soluções aceitáveis devido à não unicidade da solução de um problema inverso, embora o melhor ajuste não garanta robustez e segurança para a previsão de comportamento futuro. Considerar o conjunto das combinações que permitem múltiplas respostas para o ajuste de histórico representa um método de previsão com incertezas. Este tema é abordado nas seções seguintes.

O processo de ajuste manual é bastante demorado e, para casos mais complexos, é considerado ineficiente e às vezes impraticável (Leitão, 1997). Existem várias metodologias para abordar o problema da calibração dos dados registrados. Além do ajuste manual, existem os

processos assistidos. Para o caso de modelos de reservatórios complexos nem todos os métodos são eficientes da mesma forma, sendo usual que os mais adequados para alguns casos não sejam aplicáveis nos outros. Disto deduz-se que a seleção da metodologia de ajuste a utilizar é um ponto crítico do projeto.

O processo de ajuste do histórico assistido consiste na automatização de algumas etapas, porém é sempre necessário o julgamento final da equipe técnica de estudo do reservatório para a escolha de uma solução coerente com os dados disponíveis e com os objetivos do estudo (Maschio e Schiozer, 2003). 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. Grandes esforços computacionais e elevados tempos de processamento são características deste processo. O Apêndice 1 contém diferentes tipos de algoritmos de ajuste utilizados atualmente. Dependendo da escolha do algoritmo de otimização a função-objetivo pode ser definida por uma das expressões abaixo:

$$\text{Função Objetoivo } (x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n (\beta_i |v_i^{calc} - v_i^{obs}|) \quad 2.1$$

ou

$$\text{Função Objetoivo } (x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n \beta_i (v_i^{calc} - v_i^{obs})^2 \quad 2.2$$

onde x_i representa qualquer parâmetro do modelo com influência significativa sobre a função-objetoivo, β_i é o peso a ser imposto a um determinado dado e v_i são os valores calculados ou observados da variável a ser ajustada, que pode ser a pressão ou qualquer parâmetro de produção do campo, de um conjunto de poços ou de um poço.

A FO representa o erro ou grau de aproximação entre os dados medidos e simulados. Expressa o quanto difere o comportamento do modelo em relação aos dados observados. A definição da FO dependerá das variáveis observadas disponíveis, o propósito do estudo, o tipo de problema e a maneira escolhida para normalizá-la. A Equação 2.2 é mais utilizada com métodos de regressão não-linear como, por exemplo, mínimos quadrados.

2.2 Análise de Incerteza e de Risco

Embora haja diferentes definições de incerteza e risco, as mais comuns e a que está sendo utilizada neste trabalho são: incerteza é uma grandeza associada à falta de conhecimento de atributos (geológicos, tecnológicos ou econômicos) à qual não é possível atribuir um valor de maneira precisa; risco ocorre quando uma incerteza afeta significativamente os resultados de um projeto em termos técnicos e/ou econômicos e pode ser definido como o grau de impacto das incertezas presentes no modelo. Portanto, nem toda incerteza é geradora de risco.

O uso da análise de risco nas previsões de produção tem tido uma utilização crescente nas áreas de exploração e produção na indústria de petróleo desde o final da década de 90. As incertezas são analisadas sob a ótica do conhecimento apenas parcial do reservatório, em que, nas fases iniciais de exploração e descoberta de um campo, são utilizadas muitas informações indiretas e poucos e esparsos dados diretos. Desde a delimitação do campo até o seu abandono, novas informações sobre o reservatório são acrescentadas, mas o seu conhecimento é sempre parcial e incompleto. É necessário, portanto, incorporar probabilidades de ocorrência, neste caso, traduzidas por estimativas probabilísticas de previsões da produção com incerteza (Steagall, 2001).

A análise de risco não deve estar limitada à avaliação e quantificação de uma decisão ou apenas a fazer a quantificação da variabilidade dos resultados, mas também deve estabelecer estratégias de melhoria do processo decisório e de escolha de alternativas, aumentando a probabilidade de sucesso do projeto. Além disso, permite valorizar e classificar uma carteira de projetos de produção, melhorar os planos de desenvolvimento, estimar os equipamentos necessários, gerenciar campos já desenvolvidos e determinar os perfis probabilísticos das previsões de produção com um intervalo de confiança. Esta última etapa é o foco da aplicação da metodologia apresentada no presente trabalho.

Os perfis probabilísticos de previsão da produção são estimados submetendo ao programa de cálculo numérico um número variado de cenários possíveis de reservatório, assumindo uma determinada estratégia de exploração. Os modelos usados representam uma amostragem parcial

das possibilidades do reservatório, por exemplo, o conjunto de modelos gerados a partir da árvore de derivação dos atributos incertos mais críticos selecionados constitui uma faixa importante, mas não completa de todas as condições de reservatório possíveis.

O espalhamento dos perfis obtidos reflete a interação das diversas incertezas consideradas quanto às propriedades de reservatório, características operacionais e condições econômicas. Na Figura 2.2, o Exemplo (a) implica em maior grau de incerteza do que o Exemplo (b). Tais resultados poderão influenciar nas decisões que, sem dúvida, afetam a vida futura do campo, sendo as mesmas, muitas vezes, irreversíveis. Na indústria, o processo de tomada de decisão está relacionado às campanhas exploratórias, estratégias de recuperação, aquisição de dados sísmicos, priorização/flexibilização de prospectos, implementação de métodos de recuperação assistida e dimensionamento de facilidades de produção.

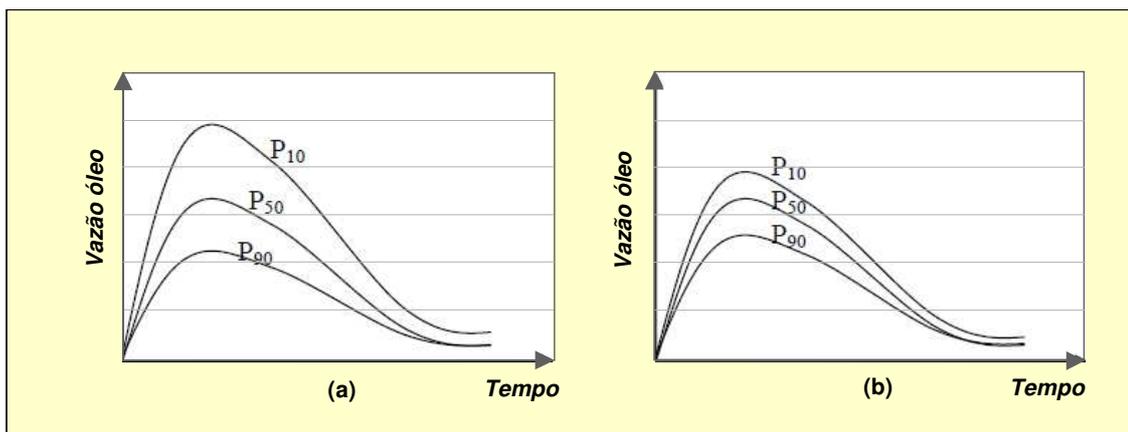


Figura 2.2 – Influência do grau de incerteza vs. perfis probabilísticos de reservas (Loschiavo, 1999)

Adotar, então, uma metodologia de análise de risco em processos de desenvolvimento de campos de petróleo traduz-se nas seguintes contribuições para o processo posterior de tomada de decisão:

- Identificação e avaliação das incertezas presentes e sua importância;
- Facilidade e agilidade de obtenção de indicadores críticos do projeto;
- Comparação padronizada entre campos e projetos diferentes;
- Detecção da necessidade de avaliação adicional;
- Preparação de um plano flexível de procura de novas informações.

Na fase de desenvolvimento do campo, sobretudo no início, existe a necessidade de se conhecer a produção, o número de poços necessário para a extração eficiente das reservas, a capacidade de produção e injeção, os custos operacionais e os investimentos associados. Uma análise imprecisa destas variáveis pode implicar em um desenvolvimento pouco eficiente, derivando em projetos muito otimistas ou pessimistas. A forte dependência das condições de ajuste nas previsões tem um impacto crítico nas decisões dos grandes e concentrados investimentos comuns à indústria do petróleo.

Desta forma, a fim de aumentar a qualidade da análise e a confiabilidade dos resultados, necessita-se de um conhecimento detalhado do comportamento do reservatório. A averiguação da complexidade pode ser feita através de ferramentas de cálculo, como a simulação numérica dos vários cenários de reservatório apoiada em técnicas auxiliares que visam simplificar o tratamento. As análises de sensibilidade, árvores de derivação, uso do planejamento experimental e geração de meta-modelos, Landa e Guyaguler (2003) e Reis (2005), são alguns exemplos das variadas técnicas que vêm sendo utilizadas.

A incerteza inerente na modelagem dinâmica de um reservatório deve-se a vários fatores. Um deles é consequência do erro próprio do modelo que tenta ser uma representação da realidade. Outro é devido à natureza aleatória e à insuficiência dos dados geológicos e dinâmicos, e a não unicidade de resposta própria de um problema inverso.

A Tabela 2.1 exemplifica uma situação usual em uma análise de incertezas de um reservatório de hidrocarbonetos. Note-se que cada atributo incerto é discretizado em apropriados níveis de incerteza em função da complexidade e que cada nível é associado a um valor de probabilidade de ocorrência. As variáveis foram discretizadas em três níveis normalizados cujos valores são: -1 para o nível pessimista, 0 para o provável ou valor base e 1 para o otimista, seguindo uma função de distribuição associada ao atributo representado; por exemplo, triangular para os contatos dos fluidos, normal para as porosidades ou tipo lognormal para as permeabilidades absolutas. Os valores atribuídos a cada nível estão localizados no ponto médio da área que cada nível representa na distribuição discreta. Isto quer dizer que a probabilidade de

ocorrência de cada nível é representada por esta área, sendo que a soma das probabilidades tem que ser 1.

Tabela 2.1 – Exemplo de atributos com incerteza num reservatório complexo

Atributos	Níveis	Características	Probabilidades
Modelo Estrutural	0	Base Original	0,6
	-1	Pessimista	0,2
	1	Otimista	0,2
Contato água-óleo	0	3100 (m)	0,5
	-1	3080 (m)	0,25
	1	3120 (m)	0,25
Permeabilidade Horizontal	0	Base Original	0,6
	-1	* 0,5	0,2
	1	* 1,5	0,2
Permeabilidade Vertical	0	Base Original	0,6
	-1	* 0,85	0,2
	1	* 1,15	0,2
Porosidade	0	Base Original	0,4
	-1	* 0,75	0,3
	1	* 1,35	0,3
Compressibilidade de Roca	0	$5 \cdot 10^{-5}$ (m ² /kgf)	0,6
	-1	$2,5 \cdot 10^{-5}$ (m ² /kgf)	0,2
	1	$7,5 \cdot 10^{-5}$ (m ² /kgf)	0,2
Permeabilidade Relativa água-óleo	0	Base Original	0,6
	-1	Pessimista	0,2
	1	Otimista	0,2
Análise PVT	0	Base Original	0,5
	-1	Pessimista	0,25
	1	Otimista	0,25

À medida que aumenta a quantidade de atributos com incerteza presentes em um estudo dinâmico, a complexidade da combinação dos cenários também aumenta, sendo prioritário, portanto, identificar aqueles mais críticos com respeito à incidência sobre os resultados dos modelos. O processo anterior é combinado com o uso de técnicas cujo alvo é a seleção daquelas combinações de atributos que melhor representam a faixa de variação do sistema modelado.

No Apêndice 2, apresentam-se as principais fontes de obtenção de dados para a quantificação das incertezas presentes em um projeto de E&P.

2.2.1 Importância de Quantificar as Incertezas

As decisões relativas ao gerenciamento de reservas são sempre associadas ao risco devido às incertezas existentes nos modelos dinâmicos propostos para representá-los. O processo é sempre crítico porque normalmente os investimentos devem ser realizados durante a fase em que as incertezas são maiores, pela falta de informação. Exemplos de novos desenvolvimentos em zonas com escassa informação em relação ao *trapeamento* e qualidade do reservatório são: a decisão da perfuração de poços verticais ou horizontais, a mudança dos esquemas de recuperação secundária, a diminuição do espaçamento entre poços (perfuração de *infill wells*), modificação das estratégias de produção e melhoramento das configurações dos poços produtores ou injetores.

No passado, em decorrência do estágio evolutivo da indústria e da disponibilidade de prospectos de óleo e gás com maior probabilidade de descoberta, as análises de risco que apoiavam os processos decisórios eram realizadas com as metodologias e ferramentas apropriadas, segundo os avanços do conhecimento e recursos computacionais disponíveis na época. Embora os desafios se apresentassem de forma tão diversa e contraditória como se mostram na atualidade, com o passar dos anos, outras causas começam alterar drasticamente os cenários possíveis. A diminuição de indícios de novas jazidas potencialmente produtoras, a necessidade de reduzir custos e o envolvimento de fatores externos, tais como o aumento das regulações governamentais e ambientais, tornaram mais complexo o processo de tomada de decisão.

Nas últimas duas décadas novas estratégias de exploração e de produção foram motivadas, em parte, pela rápida evolução de novas tecnologias. Esses avanços permitiram melhorar tanto a exploração em bacias já conhecidas, quanto também ultrapassar novas fronteiras, tais como a perfuração em águas ultraprofundas. As novas tendências na avaliação da disponibilidade de recursos de hidrocarbonetos dependem, em grande parte, do resultado no balanço entre o aumento do custo da exploração em campos maduros e os efeitos da redução de custos devido a

novas tecnologias disponíveis. Baseado nesse equilíbrio, novas modalidades no gerenciamento do reservatório podem surgir, sendo as contribuições da análise de incerteza e risco junto aos modelos de decisão adotados, determinantes para uma eficiente administração dos investimentos necessários (Suslick e Schiozer, 2004). A quantificação do risco com relação ao desempenho de um campo permite uma análise econômica mais confiável de projetos de E&P, possibilitando a avaliação das reservas sob uma ótica probabilística. Além disso, a obtenção da probabilidade nas estimativas dos indicadores econômicos possibilita uma melhor comparação da atratividade destes projetos. Esta visão estocástica e não determinista do problema auxilia aos tomadores de decisão na etapa de desenvolvimento e no gerenciamento dos reservatórios, já que permite uma ponderação de diversas soluções afastando os riscos de uma resposta única.

O risco geológico é avaliado após a fase de descoberta de um indício suficientemente atrativo. O sucesso geológico é diretamente vinculado aos modelos estáticos da acumulação e à definição dos limites e volumes envolvidos. O uso cada vez mais freqüente de ferramentas geoestatísticas surge como uma possibilidade de obter uma abordagem mais realista das propriedades geológicas do reservatório, principalmente após o significativo aumento dos recursos e facilidades computacionais observados a partir de meados da década de 1980. Desde então, estas ferramentas têm sido empregadas amplamente na área de caracterização de parâmetros geológicos e petrofísicos em projetos de E&P. Após esta fase, continua a análise do risco de reservatório através da quantificação de incerteza dos atributos críticos da dinâmica das acumulações petrolíferas. Este processo se sustenta em os dados obtidos nas fases de exploração e desenvolvimento (vide Apêndice 2) e, às vezes, em analogias com campos vizinhos ou de características similares. Equipes de geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatório outorgam o tipo de função de distribuição de probabilidade (*fdp*) representativa para o parâmetro e o valor da probabilidade associada a cada nível de distribuição discreta.

Os atributos incertos podem ser discretizados em apropriados níveis de incerteza em função da complexidade, sendo muitas vezes utilizada uma discretização de três níveis: pessimista, mais provável e otimista. Para cada intervalo de classe é obtido um valor representativo de acordo com a função de densidade de probabilidade associada conforme ilustra a Figura 2.3, onde a *fdp* escolhida é do tipo normal e três são os níveis discretos de incerteza.

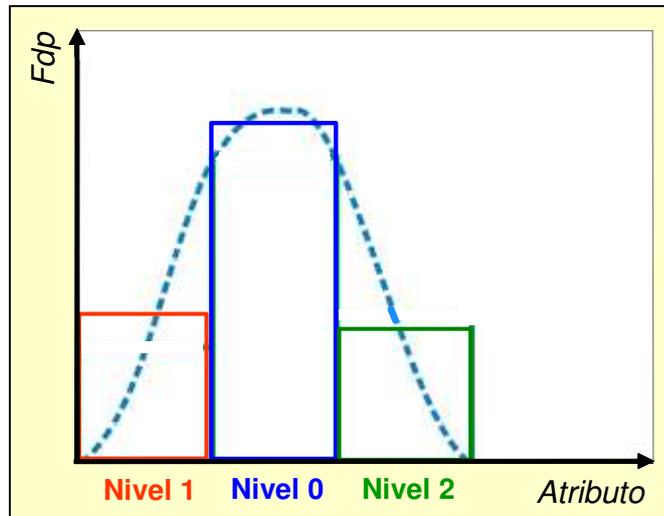


Figura 2.3 – Representação esquemática de uma distribuição de probabilidade de um atributo discretizada em 3 níveis de incerteza

O tipo de *fdp* escolhida tem relação direta com a natureza da propriedade analisada. Por exemplo, para o caso da permeabilidade absoluta da rocha, seria mais adequada uma distribuição do tipo lognormal. Esta distribuição de probabilidades permite representar a tendência das observações desta propriedade se agrupar nos valores mais baixos devido ao fato que a rocha sofre processos de diagênese posteriores, que pouco a pouco vão deteriorando sua capacidade de transmissão de fluidos. Aqueles setores da rocha que potencialmente poderiam ter elevada permeabilidade (por exemplo, superior a 1000 mD) foram, com o tempo, obstruídos. Entretanto, a porosidade tem a tendência a se dispersar simetricamente em torno de um valor central ou médio, sendo as distribuições do tipo normal ou triangular mais representativas para expressar a variação desta propriedade.

Devido à grande quantidade de atributos incertos normalmente envolvidos na caracterização de um reservatório, é necessário selecionar os mais críticos.

2.2.2 Análise de Sensibilidade

Nem toda incerteza é geradora de risco para o projeto. Logo, muitos parâmetros podem ser simplificados, ou suas faixas de variação ignoradas, desde que as incertezas ligadas a eles gerem pouca ou nenhuma variação nos resultados dos modelos de simulação de fluxo. A escolha dos

atributos críticos, aqueles que mais influem no resultado final, pode ser feita pela análise de sensibilidade. Através dela é possível identificar as variáveis que produzem maiores mudanças na função-objetivo analisada, assumindo seus valores extremos individualmente e admitindo-se as demais variáveis com seus valores mais prováveis. O objetivo da análise é quantificar o impacto de cada parâmetro com incerteza no resultado do modelo e sua finalidade é identificar aqueles mais influentes ou críticos.

Segundo Loschiavo (1999), “a sensibilidade de cada parâmetro do reservatório é medida em relação ao valor máximo assumido por uma função-objetivo, geralmente definida pelo distanciamento entre o valor observado de uma variável de produção, (por exemplo, vazão de água), e a resposta da simulação ao realizar uma variação para um extremo desse mesmo parâmetro para todo o período registrado”. Os valores dos desvios da função-objetivo, para cada extremo dos parâmetros escolhidos, são normalizados com relação a seu valor máximo, acarretando em índices de sensibilidade relativa compreendidos entre zero (insensível) e a unidade (máxima sensibilidade).

A análise de sensibilidade permite determinar quais atributos podem ser alvo de redução de incerteza (através da aquisição de informação) e também de diminuição dos tempos de simulação (por eliminação dos atributos incertos que não influenciam de maneira decisiva nos resultados). Realizada no início do processo, a análise pode reduzir significativamente o custo computacional. Esta etapa inicia-se com a escolha dos atributos estáticos e dinâmicos para serem analisados. Juntamente com esta seleção são definidos os valores correspondentes a cada nível.

A representação dos níveis utilizada neste trabalho exemplifica-se na Tabela 2.2 para certo atributo X discretizados em três níveis de incerteza.

Tabela 2.2 – Níveis utilizados para um atributo X

Nível 0	Valor provável (X_0)	P_0 (%)
Nível 1	Valor pessimista (X_1)	P_1 (%)
Nível 2	Valor otimista (X_2)	P_2 (%)

Os valores extremos dos níveis representam a faixa de variação inicial associados a uma distribuição de probabilidade. Esses valores são combinados em função do caso base variando-se cada valor extremo do parâmetro por vez. O caso base está formado a partir da combinação dos valores mais prováveis de todos os atributos considerados.

Os resultados são tradicionalmente visualizados em um gráfico tipo *tornado*, também conhecido como de Pareto (Figura 2.4). Este tipo de gráfico facilita a identificação das variáveis de maior impacto, auxiliando na definição da quantidade de variáveis a ser utilizada na quantificação das incertezas e risco, utilizando, por exemplo, a árvore de derivação. Durante a análise de sensibilidade pode-se demonstrar que a ordem em que os atributos incertos aparecem no gráfico tornado é indicativa da sua influência na função-objetivo avaliada para certo período de tempo. As relações entre os níveis extremos dos atributos incertos e suas probabilidades de ocorrência devem ser definidas.

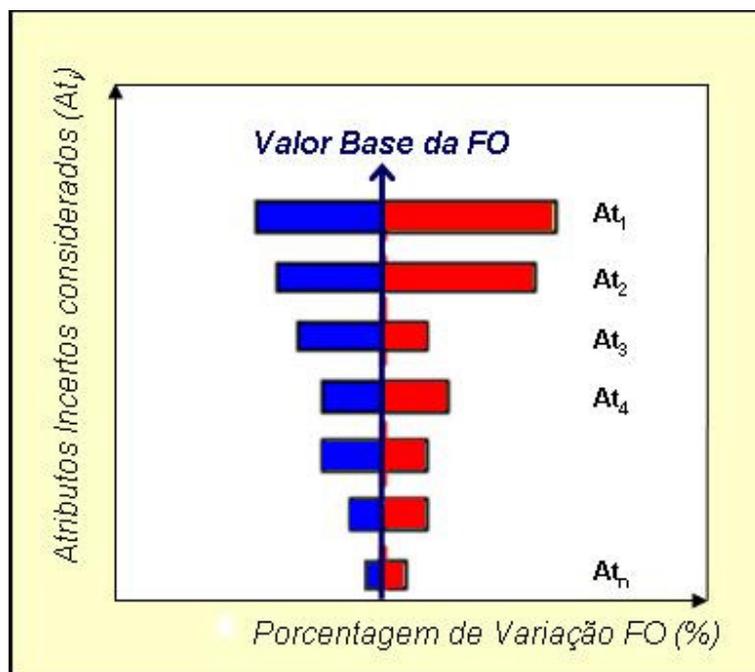


Figura 2.4 – Gráfico de sensibilidade tipo “tornado”

O número de atributos críticos a ser adicionado na árvore de derivação pode ser definido pela influência que a sua adição gradativa tem no processo. Através de um gráfico de valor presente líquido (VPL) vs. número de atributos para cada percentil (P₁₀, P₅₀ e P₉₀), por exemplo, é

possível observar essa influência. A variação dos percentis vai tornando-se mais suave à medida que mais atributos críticos são adicionados à árvore. Porém, aumentar em demasia esse número implica crescer exponencialmente o número de simulações, sem variar muito o indicador escolhido. Também é possível observar a diferença entre as curvas de incerteza à medida que o número de atributos adicionados cresce.

Apesar de ser uma análise em que um atributo é variado por vez, é importante notar que os atributos causam impacto positivo ou negativo nas FO. Determinadas combinações entre atributos com influência distinta no mesmo período de tempo poderiam se anular mutuamente e gerar um perfil da variável produtiva em análise próxima aos dados históricos registrados.

2.2.3 Árvore de Derivação

Faz-se necessário primeiramente uma distinção entre árvore de decisão e árvore de derivação. Árvore de decisão representa um diagrama ramificado assemelhando-se a uma árvore, onde todos os eventos e resultados possíveis aparecem numa seqüência lógica de ocorrência. Representa uma ferramenta gerencial que auxilia a tomada de decisão por parte dos responsáveis do projeto em análise. Assim, para a representação gráfica de uma seqüência de alternativas, deve-se primeiramente definir as variáveis relevantes e seu inter-relacionamento. Esta é a etapa determinística do processo de tomada de decisão, e depende muito da experiência da equipe técnica e gerencial a cargo do projeto. A árvore de decisão envolve, portanto nós de decisão e é utilizada no processo de escolha de alternativas.

A árvore de derivação não envolve decisões e é utilizada para combinar cenários de ocorrência, sendo gerada através da combinação dos atributos críticos identificados na análise de sensibilidade. Assim, os ramos da árvore geram b^a modelos, sendo b o número de níveis e a o número de atributos. Por exemplo, para quatro atributos com 3 níveis de incerteza cada um, o número total de simulações será $3^4 = 81$ (Figura 2.5). A inclusão de mais uma variável, também com três níveis, eleva este número para $3^5 = 243$. Este exemplo evidencia a importância da análise de sensibilidade, pois identificar os atributos incertos mais críticos significa aperfeiçoar a análise de incerteza, além de limitar o número total de simulações para valores factíveis.

A árvore de derivação deve incluir as variáveis identificadas como as mais críticas para o desempenho das funções-objetivo escolhidas, assim como seus valores possíveis e suas probabilidades de ocorrência. Em geral, são utilizadas as classes definidas como pessimista, provável e otimista (no caso de três níveis de incerteza), mas diferente número de níveis pode ser utilizado com implicação direta no número de simulações do processo (Costa, 2003).

O modelo de reservatório definido em cada final de ramo da árvore será composto por uma combinação diferente de variáveis, com uma probabilidade associada equivalente ao produto das probabilidades condicionais das variáveis que o compõem (P_i). Ao serem submetidos ao simulador numérico, estes modelos geram previsões das variáveis de produção, com uma probabilidade correspondente P_i . O ordenamento segundo a probabilidade acumulada permite construir as curvas de incerteza e risco. A soma das probabilidades que convergem em um nó é igual a unidade.

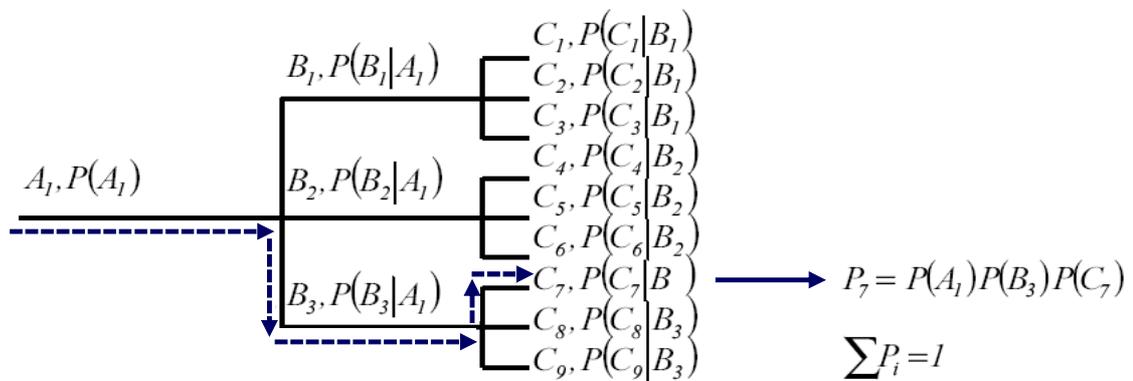


Figura 2.5 – Ilustração da árvore de derivação (Schiozer et al., 2005)

Idealmente as distribuições de todas as variáveis devem ser modeladas em conjunto considerando as correlações ao longo do tempo e a rede complexa de inter-relação entre elas, para um amplo espectro de cenários possíveis. Isso pode se tornar impraticável, forçando a assumir um compromisso de representatividade da realidade.

O número total de simulações, NS, a serem executadas tanto na etapa de análise de sensibilidade quanto na árvore de derivação pode ser representado pela Equação 2.3.

$$NS = \prod_{i=1}^N (n_i)^{A_i} \quad 2.3$$

Sendo o fator n_i o número de níveis definido para cada grupo de atributos, A_i a quantidade de atributos em cada grupo e N o número de grupos de atributos.

Com um grupo de quatro atributos com três níveis cada e outro de três atributos com dois níveis cada, o total de simulações a serem executadas nas duas fases é de $NS = 3^4 \times 2^3 = 648$. O número significativo de rodadas indica a importância da escolha daqueles atributos com maior influência no problema.

2.2.4 Uso de Simulação Numérica e Análise de Risco

Na década de 1980, era comum o uso de métodos de previsão de produção baseados em modelos determinísticos, sem considerar métodos baseados nas *fdp* dos parâmetros ou atributos do modelo. Estas práticas eram geralmente baseadas em estimativas de valores médios ou informações limitadas das diversas variáveis envolvidas (parâmetros petrofísicos, de fluido, econômicos, limitações operacionais etc.). No melhor dos casos um modelo analítico era usado para determinar as reservas a desenvolver. Em seguida, alguns poucos atributos globais eram mudados para estabelecer o impacto nas previsões e calcular o valor esperado, VE , das reservas, apresentado na Equação 2.4, onde a P representa a probabilidade de cada previsão obtida e V o valor das reservas calculadas. (Aziz e Settari, 1979).

$$VE = \sum_{i=1}^n (P \times V) \quad 2.4$$

Muitas vezes, estes métodos resultavam em previsões de produção, injeção e reservas que posteriormente revelavam-se muito otimistas ou muito pessimistas. Em muitos casos, a viabilidade econômica dos projetos era garantida pelos preços do óleo mais altos do que os utilizados nos estudos de viabilidade econômica empregados na análise de decisão, que já revelava uma forma de decisão que levava em conta os riscos relativos a situações pessimistas. Este tipo de decisão, entretanto, não garante a escolha da melhor decisão. Considerar os cenários pessimistas e otimistas pode eliminar riscos, mas não permite tirar proveito das oportunidades.

Entretanto, a atual tendência que começou nos anos 90, é o tratamento probabilístico, devido à redução da rentabilidade dos projetos, aos orçamentos limitados e à necessidade de grandes investimentos em projetos de risco, especialmente no caso de desenvolvimento de campos marítimos em águas profundas. Este tipo de tratamento requer uma grande quantidade de cálculos, como a análise de múltiplos cenários, a incorporação da dependência entre as incertezas (volume *in situ*, heterogeneidades do reservatório etc.), que sem a utilização da simulação numérica de reservatório seria impossível de se fazer. A abordagem probabilística, combinada com o uso dessa ferramenta, possibilita a obtenção do risco de desempenho de variáveis como volumes produzidos e vazões em qualquer período de tempo. Da mesma forma, parâmetros de produção e operação do campo são avaliados quanto ao risco: datas de aberturas e fechamentos de poços, restrições de produção, vazões limites e recompletações, procedimentos que tornam as previsões mais realistas.

O enfoque probabilístico é mostrado na Figura 2.6. Esta figura expressa o risco envolvido nas previsões de produção de óleo. Os diferentes perfis probabilísticos refletem a interação das diversas incertezas relativas às propriedades da rocha, fluidos, mecanismos da recuperação com as características operacionais, econômicas e tecnológicas. Obtendo-se os resultados de previsão de produção com incerteza e conhecendo-se o grau de ocorrência destes resultados é possível a quantificação do risco associado ao desenvolvimento do projeto.

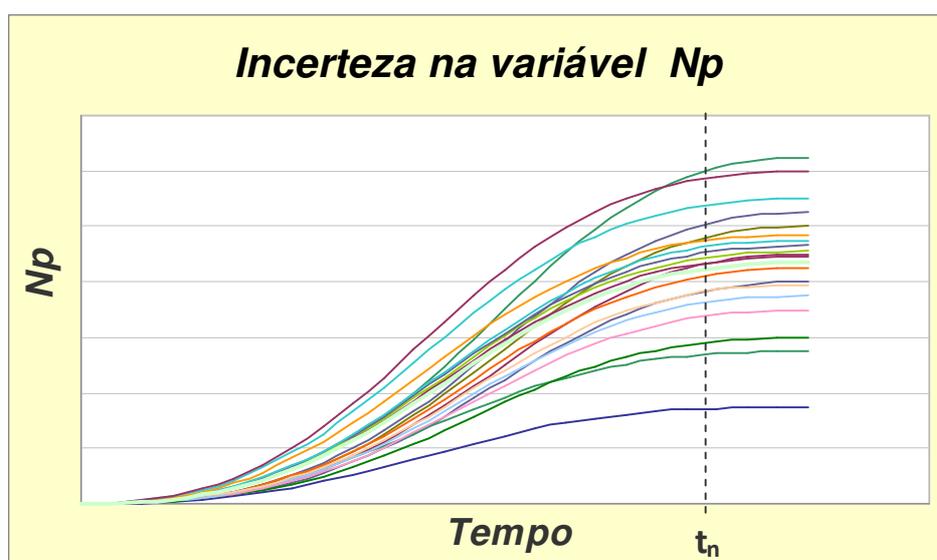


Figura 2.6 – Faixa de variação da curva de produção de óleo acumulada

As corporações empregam cada vez mais procedimentos sistemáticos para comparar as previsões geradas pelas novas tecnologias versus os resultados efetivamente alcançados. Por sua vez, os geocientistas e engenheiros trabalham em conjunto no tratamento e identificação das incertezas calibrando e melhorando as estimativas e trazendo enormes benefícios para as companhias petrolíferas mediante a redução dos riscos. Uma consequência direta é a diminuição nos custos envolvidos, possibilitando acessar prospectos em zonas cada vez mais remotas.

2.2.5 Curva de Incerteza

A partir dos diferentes perfis probabilísticos resultantes da combinação das diversas incertezas, a qualidade de um ajuste de histórico pode ser analisada através da observação e cálculos baseados nas diferenças entre as curvas calculadas e as observadas segundo uma função-objetivo definida no problema. O grau de variação é quantificado pelas probabilidades de ocorrência dos modelos correspondentes às combinações geradas. Os valores da função-objetivo escolhida para cada modelo podem ser ordenados em forma acumulativa com as probabilidades. O valor zero corresponde ao ajuste perfeito (curvas de cálculo são iguais às curvas reais ou observadas), enquanto o grau de incerteza do sistema e qualidade do ajuste pode ser medido a partir da dispersão em relação ao valor nulo da função-objetivo. Este tipo de representação é conhecido como curva de incerteza da função-objetivo. Os métodos de redução de incerteza permitem obter as novas curvas de incerteza, que são comparadas com as curvas iniciais.

Na Figura 2.7 é apresentado um exemplo da curva de incerteza de uma função-objetivo normalizada, baseada numa variável de produção do campo com suficiente dados históricos registrados. Geralmente, três são os percentis usados para representar os níveis otimista, provável e pessimista: P_{10} , P_{50} e P_{90} . A estimativa P_n significa que existe $n\%$ de probabilidade de que certo valor real da função-objetivo seja maior ou igual ao valor estimado. Os percentis extremos e médios escolhidos são representativos da variabilidade das respostas dos ajustes de histórico baseados no uso de ferramentas probabilísticas.

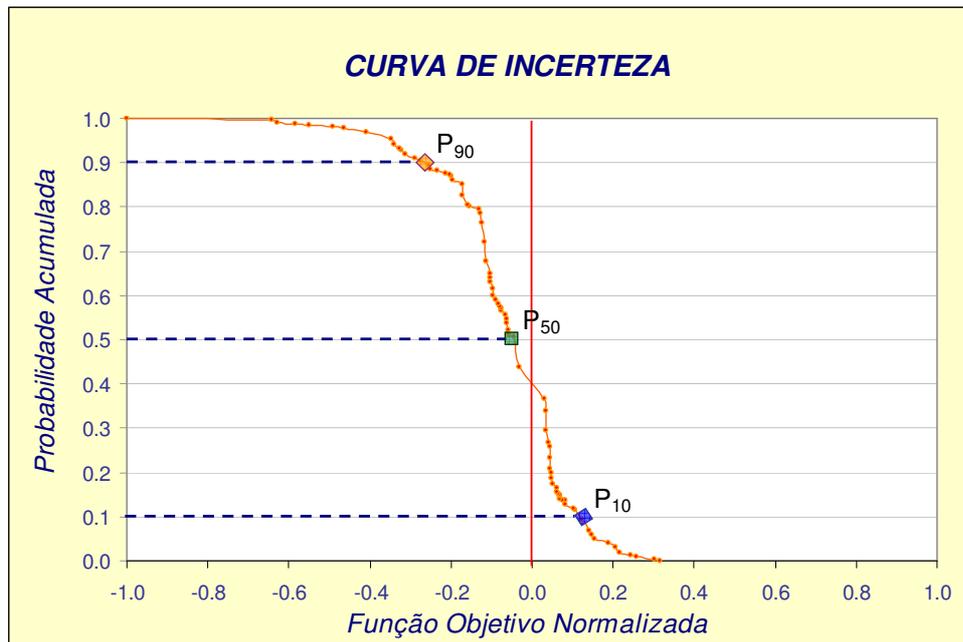


Figura 2.7 – Curva de incerteza de uma função-objetivo normalizada

2.3 Redução de Incertezas a partir da integração com ajuste de histórico

Tradicionalmente o processo de ajuste de histórico resulta em um único modelo determinístico que era utilizado para representar o reservatório. Por ser um problema do tipo inverso uma solução determinística possível pode cumprir com as condições observadas sem necessidade de representar fielmente à realidade do sistema físico e sem garantir previsões de produção confiáveis, principalmente para campos nos estágios iniciais.

Na Figura 2.8, exemplifica-se de forma esquemática a interdependência cruzada existente entre os parâmetros estáticos e dinâmicos e as funções-objetivo definidas. A modelagem de um sistema com múltiplas variáveis é bem complexa, ainda mais quando existem dados registrados a reproduzir. A dificuldade aumenta quando há cenários derivados das combinações possíveis dos atributos considerados. A grande dificuldade dos casos práticos está no grande número de atributos a serem ajustados e o grande número de funções-objetivo para serem calibradas, o que impede que se trabalhe com um processo único de ajuste mudando todos os atributos ao mesmo tempo para calibrar todas as funções-objetivo.

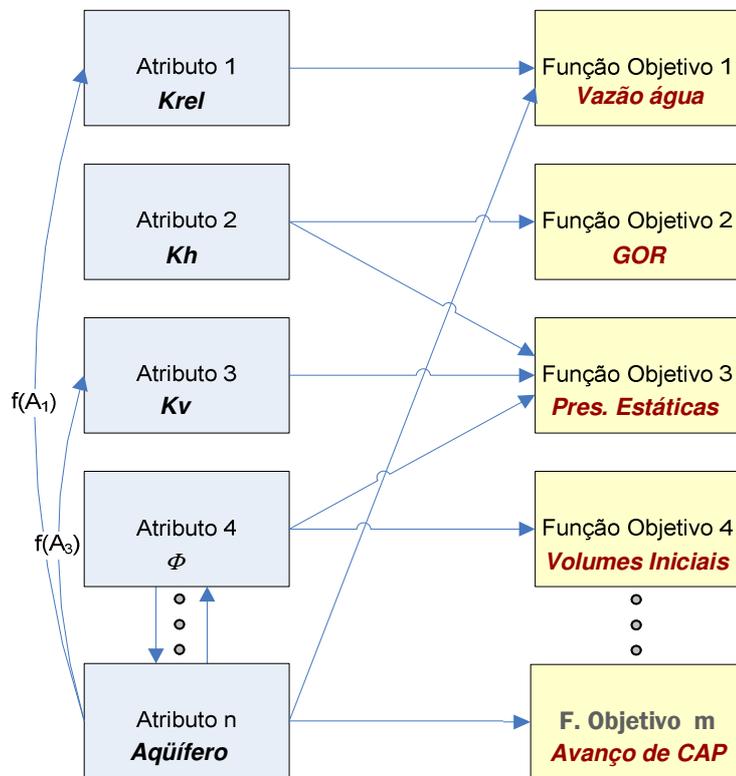


Figura 2.8 – Esquema da interdependência cruzada entre atributos e funções-objetivo

Além da complexidade inerente para a representação e caracterização do reservatório, levando em consideração somente as propriedades estáticas, as dificuldades tendem a aumentar com a aquisição e inclusão de dados dinâmicos no processo de caracterização. As duas áreas principais onde esse processo é crítico são a análise de incerteza e risco e o ajuste de histórico. Grandes avanços têm ocorrido no âmbito específico de cada área. Assim, metodologias de análise de incerteza e risco são estabelecidas para campos em fase de desenvolvimento, ao passo que, existem muitas metodologias eficientes de ajuste de histórico para campos com período razoável de produção, na fase de gerenciamento. Contudo, nesses casos, mesmo depois do ajuste dos dados registrados, algumas incertezas ainda continuam presentes e devem ser tratadas na fase de previsão. A possibilidade de soluções múltiplas adiciona complexidade ao problema.

Uma mudança de procedimento tem sido observada nos últimos anos no sentido de se adotar procedimentos probabilísticos no processo de ajuste. Como esse é o tema central do presente trabalho, esse tópico está descrito no capítulo seguinte.

Capítulo 3

Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem como foco principal o estudo da integração do processo de calibração de histórico de produção com a análise do grau de conhecimento dos parâmetros de reservatório e a posterior avaliação do risco, assunto de crescente interesse na comunidade científica dedicada ao estudo do comportamento dinâmico dos campos de hidrocarbonetos. Tradicionalmente, estes temas são abordados separadamente. Durante a fase de desenvolvimento de um campo é, precisamente, onde o processo de quantificar e classificar as incertezas relacionadas com o escoamento de fluidos e fator de recuperação pode ser condicionado pelas informações que começam a ser registradas. Em geral, estudos detalhados com modelos dinâmicos são conduzidos para apoiar à tomada de decisão futura, porém, na maioria das vezes, as decisões para o desenvolvimento do reservatório devem ser realizadas antes da conclusão destes estudos.

Em teoria, a quantificação da incerteza nas previsões de produção de hidrocarbonetos implica um completo conhecimento de todas as variáveis envolvidas na determinação dos volumes e do escoamento de fluidos, e suas funções de distribuição de probabilidade individual. Atingir o nível adequado desse grau de conhecimento de um modo prático é um requisito cada vez mais exigido na indústria.

Diversas aproximações têm sido propostas para lidar com pelo menos parte do problema de integração mencionada, aplicadas tanto a modelos de referência sintéticos como a casos reais mais complexos. As primeiras tratam a incerteza dos parâmetros estáticos do reservatório, outras tentam combinar a modelagem geoestatística com os valores dinâmicos registrados, no entanto a

perturbação dos gradientes dos parâmetros de um caso base ajustado é um tema de crescente estudo. Também existem tentativas com procedimentos que vinculam o ajuste conjunto dos dados de produção e dos atributos sísmicos. Mais recentemente, a incorporação do conceito de não unicidade entre o ajuste de histórico e as incertezas presentes foi analisada mediante a simulação numérica de um conjunto de possíveis modelos e uso de meta-modelos (*proxy models*). A utilização de técnicas com redes neurais, algoritmos de otimização, probabilidades condicionais ligadas a práticas apoiadas em algoritmos de vizinhança completam os diferentes pontos de vista utilizados para o tratamento deste tema. As seções seguintes mostram a evolução dos principais temas e técnicas abordados nesta dissertação.

3.1 Incerteza dos Parâmetros Estáticos do Reservatório

Berteig *et al.* (1988), em um trabalho pioneiro na área, propõem um método para avaliar o impacto das incertezas na estrutura, porosidade, saturação de água e espessura do reservatório na previsão do VHOIS (volume de hidrocarbonetos originalmente *in situ*) utilizando modelagem estocástica. A incerteza é estimada em relação ao volume de informação disponível para cada modelo. As observações de poços são usadas para condicionar as simulações e reavaliar os parâmetros do modelo através do formalismo Bayesiano. Com este procedimento, a incerteza na previsão de VHOIS é reduzida à medida que aumenta o número de poços.

Ovreberg *et al.* (1990) apresentam um dos primeiros trabalhos presentes na literatura com combinação de técnicas de análise probabilística dos dados estáticos, dinâmicos e variação de cenários (mecanismo de produção, locação das plataformas, números de poços, desenho e limitações das facilidades de superfície). Começa com a identificação dos parâmetros críticos mediante a análise de sensibilidade, avaliação das probabilidades dos parâmetros, definição das dependências ou correlações entre eles e a obtenção dos modelos para a simulação Monte Carlo. A metodologia pode ser resumida nos seguintes passos:

- 1- Tratamento da incerteza na estrutura mediante a adoção de três concepções, provável, pessimista e otimista de volume de rocha, a partir da interpretação dos dados sísmicos e geológicos.

- 2- Definição das funções de distribuição representativas dos atributos incertos de reservatório identificados, níveis de incerteza associados e os valores discretos definidos para cada nível.
- 3- Geração do modelo analítico de produção.
- 4- Inclusão das incertezas técnicas e operacionais.
- 5- Realização das simulações Monte Carlo.
- 6- Identificação dos casos: pessimista, provável e otimista.
- 7- Geração dos perfis de produção.
- 8- Análise econômica para cada cenário de desenvolvimento.

A metodologia é de fácil implementação e baixo custo, porém sua maior limitação é a impossibilidade de considerar possíveis não-linearidades das variáveis correlacionadas, assim como suas dependências espaciais.

Outros, incluindo Abrahamsen *et al.* (1992) e Samson *et al.* (1996), desenvolvem técnicas para avaliar as funções de distribuição de probabilidade devidas somente à incerteza na posição do topo da estrutura, presença de falhas e grau de interconexão entre blocos do reservatório procurando minimizar o desajuste entre as variáveis dinâmicas calculadas e as medições registradas.

3.2 Uso de Probabilidades Condicionais

Roggero (1997) apresenta a primeira metodologia que associa o formalismo Bayesiano com cenários estocásticos do reservatório. Múltiplos dados históricos e informação geostatística são integrados usando uma técnica de inversão Bayesiana e um algoritmo de otimização baseado no método de gradiente. Este procedimento de inversão permite a seleção direta das realizações dos modelos limitados a um domínio de confiança do espaço paramétrico. Esta metodologia permite identificar os modelos com comportamentos extremos de produção para um determinado critério de desenvolvimento (por exemplo, máxima e mínima reserva extraída), as quais são igualmente prováveis. O cálculo da diferença entre esses perfis de produção extremos avaliados foi uma das primeiras tentativas de estimativa do risco num único procedimento.

Na mesma linha, Floris e Peersmann (1998) apresentam uma metodologia para a avaliação da incerteza baseada na amostragem de modelos possíveis, também através do formalismo matemático da inversão Bayesiana, utilizando métodos geoestatísticos para analisar a incerteza espacial das propriedades da rocha. A aplicação desta metodologia, em um caso sintético, demonstra que o cálculo escalar da incerteza nos atributos gera uma estimativa inferior comparada com a abordagem espacial. Através das combinações condicionadas dos parâmetros de reservatório, são gerados modelos equiprováveis. Insere-se também o conceito de que o histórico de produção tem incerteza. Desta forma, o histórico real é considerado um valor esperado de uma função aleatória. Os passos recomendados pelos autores, base da maioria dos procedimentos posteriores, são os seguintes:

- Parametrização do modelo de reservatório. Seleção dos atributos críticos.
- Definição da função de probabilidade que permitem quantificar a incerteza nos parâmetros selecionados.
- Geração das N combinações dos parâmetros do modelo.
- Geração das N curvas de histórico representativas. Critérios de tolerância para a função-objetivo são necessários nesta etapa. Para cada ajuste de histórico da combinação i (com $i = 1$ a N), a probabilidade Bayesiana e o desvio das respostas do modelo i a respeito das observações, são usados como termos de penalidade.
- Cálculo das previsões para cada modelo e construção da curva de risco do fator de recuperação.

Observa-se que há uma significativa redução da incerteza na determinação do fator de recuperação, à medida que aumenta a quantidade e qualidade de dados históricos. Neste caso, foi demonstrado que a probabilidade relacionada a baixos fatores de recuperação foi reduzida, diminuindo, conseqüentemente, o risco econômico destas alternativas. Agregando maior quantidade de dados observados como razões gás-óleo e corte de água, apesar de gerar maior complexidade na definição das funções-objetivo, permite uma redução mais efetiva, comparado com o uso isolado dos dados de pressões dinâmicas e estáticas.

Christie *et al.* (2002) aplicam em múltiplos modelos pela primeira vez o algoritmo de vizinhança (*neighborhood algorithm*) determinando um grupo de casos ajustados que são

avaliados quantitativamente através da técnica Bayesiana. Este grupo de modelos não somente resolve de forma probabilística o problema inverso existente da simulação numérica, como permite a quantificação da incerteza na previsão dos fluidos produzidos a partir das diferentes alternativas de desenvolvimento. Esta metodologia inédita foi aplicada tanto para modelos sintéticos como para modelos reais. Os resultados atingidos por esta aproximação são muito promissores, mas requerem uma grande experiência especialmente na determinação dos parâmetros de controle de reservatório no caso de campos complexos (presença de falhas, interconexão de blocos, orientação de canais, mudanças na mobilidade dos fluidos etc.), além das respectivas distribuições de probabilidade destes atributos.

3.3 Combinação da Modelagem Geoestatística e os Valores Dinâmicos Registrados

Muitos são os autores que sugerem o uso da modelagem geoestatística combinado com o ajuste de histórico dos modelos gerados. Contudo o limitante desses métodos é que requerem um esforço computacional muito grande e seu uso prático na indústria pode ser limitado ou inviável.

Bissel (1997) propõe uma metodologia que combina métodos geoestatísticos com algoritmos de gradientes para gerar realizações que honram os dados dinâmicos e levam em consideração incertezas inseridas na modelagem geoestatística, embora sua implementação seja muito complexa e de alto consumo de tempo.

No trabalho de Bennett e Graf (2002) combinam-se as técnicas da geoestatística e o método dos gradientes, examinando os vários parâmetros que afetam a pressão de fundo e o corte de água. Sobretudo, utilizam-se modificadores dos atributos do reservatório, tais como multiplicadores de permeabilidades absolutas e variação dos extremos das curvas de permeabilidade relativa da água para estimar as incertezas de produção através de ajuste de histórico para um reservatório de alta produtividade localizado na Venezuela.

Jenni *et al.* (2004) apresentam um método de ajuste de múltiplos modelos estocásticos de reservatórios fraturados baseados, em nível de escala global, em cenários geológicos regionais derivados da interpretação dos atributos sísmicos e da informação estrutural. Já num nível de

escala local, os modelos incluem informação detalhada das falhas e fraturas (geometria, densidade areal, condutibilidade e orientação) e características da fácies presente. Foram aplicadas transferências de escala das malhas preservando as características principais dos sistemas de falhas em todos os modelos estocásticos para a realização das simulações dinâmicas respectivas. Todos os modelos foram calibrados em nível global e local minimizando as FO's baseadas nos cortes de água e pressões de fundo. O tipo de ajuste proposto se fundamenta em métodos de deformações graduais preservando as características do modelo geológico (mapas de densidade e orientação de fraturas). A repetição dos procedimentos de ajuste em cada realização conduz a uma trabalhosa avaliação da incerteza.

Zabalza-Mezghani *et al.* (2004) apresentam várias opções para gerenciamento de incertezas baseadas em técnicas de desenho experimental, construção de meta-modelos e uso da geoestatística. Estas técnicas foram aplicadas sobre o caso de estudo PUNQ (*Project Uncertainty Quantification*), um modelo de reservatório sintético derivado das informações de um campo real. Neste caso, foi obtida uma distribuição probabilística da produção de óleo acumulada para um intervalo fixo de anos. Os efeitos da análise geoestatística são avaliados num outro exemplo, campo real com suficientes dados de produção, considerando as incertezas sobre parâmetros do reservatório combinado à modelagem estocástica do modelo estático. Usando um algoritmo de otimização, o método consiste na obtenção de múltiplos ajustes considerados equiprováveis pela aproximação estocástica, e em seguida extrapolados para a análise da previsão sob incerteza, obtendo o espalhamento das curvas de produção. O processo de ajuste de histórico foi realizado cinco vezes com diferentes conjuntos de parâmetros determinísticos iniciais e com diferentes realizações geoestatísticas iniciais, sendo definidos a partir do domínio de incerteza predefinido. O grau de incerteza nas previsões pode ser reduzido até 75 % quando os dados observados são usados como condicionadores. Os autores ilustram através dos diversos casos de estudo as diferentes técnicas de modelagem da incerteza e a problemática relacionada com a tomada de decisão na indústria.

Kashib e Srinivasan (2006) propõem um método em que as realizações geoestatísticas são baseadas na probabilidade condicional, para atualizar a distribuição espacial da permeabilidade absoluta levando em conta as informações adicionais contidas nas respostas dinâmicas obtidas do

modelo e as observações registradas. Os procedimentos de obtenção de saídas estocásticas do reservatório conduzem a um conjunto de modelos que honram os dados observados e respeitam a estrutura geológica. Postula-se neste trabalho que a previsão do comportamento futuro do campo pode ser mais realista que aquelas obtidas a partir de modelos geologicamente consistentes, mas construídos sem considerar os dados de produção.

3.4 Perturbação dos Gradientes dos Parâmetros e Uso de Meta-modelos

Lépine *et al.* (1999) recomendam um método alternativo para estimar as incertezas nas previsões, ainda existentes mesmo após longos períodos de produção. Os autores apresentam o uso da informação dos gradientes das variáveis de produção, em relação aos parâmetros identificados como mais importantes na etapa de ajuste de histórico. Assume-se que, se um único modelo de simulação está ajustado, então os valores base dos atributos que permitiram tal ajuste podem ser levemente perturbados de tal modo que possa ser obtida uma faixa de possíveis perfis de produção futura. Vale destacar que nem sempre o conjunto de parâmetros escolhidos para a análise de incerteza na etapa da previsão coincide com aqueles usados durante o ajuste dos dados históricos. Este fato implica na consideração de uma parametrização diferente na etapa de previsão, ou seja, os gradientes com relação aos parâmetros que permitam a calibração não necessariamente conduzem a uma boa exploração do espaço de incerteza na etapa de previsão. Esta metodologia é interessante pela sua robustez e pela não geração de soluções expansivas. Contudo, o método assume que a resposta do modelo varia linearmente com as perturbações induzidas por meio dos gradientes.

Na mesma linha, Landa e Guyaguler (2003) também sugerem o uso dos gradientes calculados para delimitar a faixa das incertezas associadas com a predição de fluxo. Nesta aproximação, os autores incorporam a construção de meta-modelos (Superfícies de Respostas) com ou auxílio de técnicas de iteração de *Kriging* para o período histórico, honrando os valores exatos e gradientes para as combinações de parâmetros escolhidas. A precisão dos meta-modelos aumenta com as simulações adicionais guiadas pelos planejamentos experimentais e como consequência do progresso do algoritmo. A incerteza associada com a previsão de desempenho é obtida mediante a variação dos parâmetros sem ultrapassar os valores extremos definidos a partir

do meta-modelo do ajuste do histórico e pela seleção de novos parâmetros não avaliados na etapa anterior. Atributos com pouca influência no período histórico podem ganhar importância para a etapa da previsão dos perfis de produção. A variação mencionada é necessária devido à não unicidade do ajuste e as incertezas presentes, sendo que uma ampla faixa de combinações possíveis do conjunto de parâmetros conduz a múltiplas soluções aceitáveis, todas elas com previsões diferentes, sinal da forte não linearidade das funções-objetivo neste tipo de problema. O passo seguinte é a construção de polinômios ou superfícies de resposta. As funções de distribuição, construídas a partir de uma amostragem aleatória da técnica de Monte Carlo sobre os polinômios representativos das variáveis de produção do reservatório, permitem quantificar a incerteza envolvida com a fase de previsão.

Uma desvantagem dos métodos baseados no cálculo dos gradientes é a sua difícil implementação, pela exigência de acesso ao código do programa de simulação numérica para desenvolver os algoritmos de cálculo dos gradientes. Além do mais, mesmo com acesso ao código, a aplicação da metodologia exige múltiplos estágios de determinação dos conjuntos de parâmetros para a etapa de previsão podendo resultar em uma aplicação pouco trivial.

Manceau *et al.* (2001) apresenta uma metodologia que contempla 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, extremos de permeabilidade relativa e locação dos poços). A técnica geoestatística de *Joint Modeling Method* é utilizada neste trabalho para quantificar o impacto das incertezas estocásticas (distribuição de fácies, orientação de canais, conectividade entre camadas etc.). Várias realizações conduzem a diferentes ajustes de modelos de reservatórios, favorecendo às tomadas de decisões em ambiente propício ao risco incluindo uma ampla faixa das incertezas existentes.

Reis (2005) propõe uma metodologia que impõe restrições para garantir que apenas os modelos ajustados sejam computados na etapa de atribuição de probabilidade aos modelos gerados. As restrições são feitas através da modelagem de uma função-objetivo que minimiza a sua derivada em relação à variável dinâmica dependente. Faz-se uso da técnica de planejamento

de experimentos e do método de superfície de respostas. Os resultados mostram que o método é simples e de fácil aplicação, podendo ser empregado em diversos casos, mas comprova-se que o risco calculado pode não compreender todas as combinações possíveis devido às restrições próprias da construção dos polinômios das superfícies de resposta.

3.5 Ajuste Conjunto dos Dados de Produção e dos Atributos Sísmicos

Guérillot e Pianelo (2000) desenvolvem um método integrado para o ajuste dos dados de produção e da sísmica visando reduzir a incerteza na previsão de produção. O trabalho baseia-se na calibração simultânea, mediante algoritmos, sobre a permeabilidade e a impedância acústica do reservatório para um aumento da representatividade e qualidade do modelo geológico resultante, usado posteriormente para o estudo dinâmico do campo. O algoritmo proposto pode ser visto de duas maneiras: como uma extensão dos algoritmos usados na inversão de dados sísmicos com a restrição adicional proveniente da observação dos dados de produção, ou como um processo de ajuste de histórico automatizado guiado pelas informações sísmicas. Ambos os efeitos combinados podem ter diferentes pesos em função da importância relativa e qualidade de cada conjunto de dados disponíveis, respectivamente, parâmetros do reservatório e atributos sísmicos.

Também seguindo esta linha de estudo, Hegstad e Omre (2001) apresentam uma metodologia para avaliar a contribuição das observações diretas nos poços (perfis de porosidade, permeabilidade, e de impedância acústica), dados de amplitude sísmica e histórico de produção, na procura da redução das incertezas na previsão de comportamento de reservatório. O condicionamento imposto pelo histórico de produção constitui um desafio maior devido à não-linearidade do modelo de fluxo.

Litvak *et al.* (2005) advogam um trabalho para a estimativa do grau de variação dos perfis de produção através dos dados de produção e sísmicos. O uso de algoritmo da vizinhança é aplicado para selecionar os parâmetros de ajuste em cada simulação. De acordo com estes autores, esta metodologia tem sido empregada com sucesso a reservatórios do Golfo do México.

Varela *et al.* (2006) utilizam dados de amplitude sísmica combinados com a aplicação de complexidade gradativa dos tratamentos dos dados geológicos, desde o uso de valores médios e uniformes até da população geoestatística espacial, para estudar a influência no desempenho de produção e a redução da incerteza na previsão do comportamento de reservatórios. Mediante a construção de um modelo sintético de reservatório, o grau de incerteza nas previsões demonstra que o ajuste do atributo amplitude sísmica não melhora substancial nem uniformemente a variabilidade nas predições dos tempos de chegada das frentes de água nos poços produtores com o rigor da análise geológica. Entretanto, as produções acumuladas de óleo exibem uma maior redução da incerteza com o uso progressivo das informações sísmicas e geológicas.

3.6 Simulação Numérica de Conjunto de Modelos

Almeida Netto (2003) sugere uma metodologia de integração de ajustes de histórico de produção com análise de incertezas, através da simulação numérica. Os cenários de previsão de produção e as respectivas avaliações econômicas são considerados sobre as combinações que apresentam ajustes das vazões de produção e do comportamento de pressão observada. O histórico de produção funciona, então, como um condicionante das hipóteses criadas.

Ømre e Lødøen (2004) utilizam simuladores de fluxo sobre modelos aproximados mediante o engrossamento da escala dos dados estáticos e dinâmicos com o objetivo de reduzir o esforço computacional. Neste trabalho, os desvios causados na composição dos erros derivados da mudança de escala nos modelos dinâmicos são analisados para realizar o ajuste de histórico de produção na etapa de desenvolvimento. Parte-se de um modelo estocástico gerado no marco Bayesiano cuja solução é uma função de densidade de probabilidade das realizações guiadas pelo uso de algoritmos tipo SIR (*Scatterometer Image Reconstruction*), muito aplicado na meteorologia. Uma das conclusões deste trabalho é que alguns desvios das previsões podem ser diminuídos pela calibração dos dados históricos.

Schiozer *et al.* (2005) propõem um procedimento de ajuste de histórico que começa com uma análise de sensibilidade dinâmica e posterior avaliação da incerteza dos atributos críticos do reservatório onde vários modelos de simulação são gerados. Aqueles que não reproduzem o

comportamento do reservatório no período histórico são descartados nesta etapa. Como vantagens mencionam-se uma calibração mais rápida, uma maior confiança no processo e a incorporação das incertezas na previsão de produção. A metodologia proposta pode ser útil nos primeiros anos de produção de um campo, no qual as incertezas são ainda significativas e o típico procedimento para o ajuste de histórico não é suficiente ou capaz de resolver o problema eficientemente. A maior justificativa desse procedimento é baseada na não garantia de previsões confiáveis de um modelo único.

3.7 Uso de Métodos Estatísticos

Gu e Oliver (2004) aplicam com sucesso o método de filtro de Kalman estendido para o ajuste de histórico automático permitindo, ao mesmo tempo, a determinação e redução da incerteza no desempenho futuro de reservatório. O filtro de Kalman, também utilizado em áreas como a meteorologia e sismografia de terremotos, surge como uma solução prática ao problema de lidar com uma alta carga de tempo computacional e a cada vez mais alta frequência de amostragem de dados de reservatório. O problema anterior é mais crítico nos métodos automáticos que precisam da geração das matrizes dos gradientes em todo o espaço de variação. Este método é uma derivação do método de Monte Carlo no qual um conjunto de modelos de reservatório é utilizado, simultaneamente, para atingir o ajuste em cada tempo. A inédita técnica é aplicada sobre o caso de estudo PUNQ.

Williams *et al.* (2004) apresentam uma nova abordagem, denominada Top-Down Reservoir Modelling (TDRM), que incorpora as 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 um dos mais robustos para encontrar alternativas de soluções ótimas. Esta nova abordagem tem sido aplicada com sucesso, abrangendo campos na fase de avaliação até a fase de declínio, tanto para reservatório de óleo como para reservatório de gás.

Alvarado *et al.* (2005) salientam que a quantificação da incerteza nas previsões de produção é crítica para fazer apropriadas decisões no gerenciamento do reservatório, particularmente para as atuais oportunidades de investimento que requerem um intensivo uso da tecnologia e grandes

desembolsos de capital, podendo-se obter indicadores de rentabilidade marginais. A abordagem proposta pelos autores centra-se na geração de previsões de produção preliminares no início do estudo e o cálculo da incerteza associada a partir das previsões obtidas. Este processo é completado ao usar o grau de ajuste em cada execução com respeito ao histórico de produção para os cálculos dos pesos correspondentes a cada previsão. A metodologia foi aplicada com sucesso para o estudo de um reservatório complexo no Golfo do México. Observa-se que à medida que a precisão do modelo aumenta durante o ajuste do histórico, a incerteza nas previsões diminui e as distribuições das reservas se estabilizam. O procedimento inclui a determinação da função de densidade de probabilidade da produção de fluidos futura, enquanto o ajuste de histórico está sendo desenvolvido. Utiliza-se o comportamento futuro do modelo dinâmico do reservatório para calcular a qualidade do ajuste de uma função-objetivo definida para o período histórico. Em outras palavras, para um número determinado de rodadas de calibração, o desvio padrão médio ponderado das previsões correspondentes é calculado. Posteriormente esta informação é utilizada como guia para a próxima etapa de ajuste de histórico e simultaneamente para gerar os intervalos de confiança dos perfis de previsão.

Ma *et al.* (2006) aplicam, pela primeira vez, uma quantificação da incerteza num ajuste de histórico usando um método de duas etapas. O método baseia-se numa aproximação mediante linearização rápida dos dados dinâmicos e no uso do algoritmo Markov Chain Monte Carlo (MCMC). No primeiro estágio, usam-se sensibilidades obtidas através da simulação por linhas de fluxo, para obter uma aproximação analítica na vizinhança dos dados dinâmicos previamente computados. A aproximação obtida é usada para modificar uma nova proposta de distribuição de parâmetros durante a aplicação do MCMC. Na segunda etapa, sobre as propostas surgidas na etapa anterior, são realizadas simulações de fluxo completas para assegurar o rigor de cálculo na amostragem posterior. Este método de duas etapas aumenta a taxa de aceitação e reduz significativamente o custo computacional, comparado com o método de amostragem MCMC convencional, sem perda de precisão. Segundo a idéia do uso do marco Bayesiano, a análise de incerteza dos modelos ajustados pode ser feita mediante uma distribuição de probabilidades, a qual é proporcional ao produto da função de probabilidades dos parâmetros e a distribuição de probabilidade prévia dos modelos de reservatório. A amostragem utilizada em MCMC sobre a

função de densidade obtida considera duas técnicas: a amostragem aleatória e a amostragem de Langevin.

3.8 Uso de Redes Neurais

Queipo *et al.* (2002) apresentam uma metodologia baseada no planejamento experimental e redes neurais combinadas com técnicas de otimização global, para o cálculo das distribuições da permeabilidade e porosidade em reservatórios heterogêneos e com múltiplas fases de fluidos mediante calibração dos dados estáticos e dinâmicos disponíveis. O método proposto identifica faixas efetivas de parâmetros de reservatório para a obtenção da solução das FO, sem necessidade da exploração passo a passo nas múltiplas direções de variação, exigida pelo método dos gradientes. Adicionalmente, mediante as estimações dos erros em combinações não amostradas é possível estabelecer um critério de parada adequado para a construção das superfícies de respostas.

Reis (2006), também aplica o conceito de redes neurais artificiais para combinar a análise de riscos com ajuste de histórico.

3.9 Uso de Algoritmos de Otimização

Nicotra *et al.* (2005) implementaram o algoritmo da vizinhança (NA), desenvolvido para solução de problemas de inversão em sísmica, no ajuste de histórico e avaliação de incertezas de um reservatório real. Neste trabalho foi mostrada uma aplicação prática na obtenção de múltiplos modelos de ajuste de histórico num campo com três anos de produção. Como principal resultado encontrado, pode-se citar uma redução significativa no tempo computacional para obter um ajuste de alta qualidade.

Rotondi *et al.* (2006) apresentam um método para a previsão de produção e quantificação da incerteza associada, que combina o algoritmo de vizinhança e a deformação do sistema de blocos com geometria tipo Voronoi. O método consiste em um algoritmo de amostragem estocástico dos atributos discretizados nos blocos, o qual conduz a um aceitável ajuste dos dados

dinâmicos observados mediante conjuntos possíveis de combinações de parâmetros em cada bloco da malha. Permite ordenar as informações das possíveis previsões em um contexto Bayesiano e conseqüentemente conduzir à avaliação do risco.

Suzuki e Caers (2006) também utilizam o algoritmo de vizinhança conjuntamente com um processo geoestatístico de pontos múltiplos. Variados cenários geológicos são quantitativamente descritos através de uma imagem de treinamento proposta e geração de realizações estocásticas de modelos geológicos possíveis, os quais são ajustados, dinamicamente, mediante o algoritmo mencionado. A grande contribuição do método não está limitada somente à inversão do modelo geológico, mas também à inversão da estrutura, sendo que, na maioria dos métodos, a geometria externa do reservatório permanece fixa. A desvantagem deste método é a grande demanda do tempo computacional na análise dos múltiplos modelos.

3.10 Linha de Pesquisa de Referência

Busca-se a aplicação e o aperfeiçoamento da linha original de pesquisa iniciada por Moura Filho (2006), em situações de modelagem de campos reais. Em conseqüência, descreve-se esse trabalho com mais detalhes. Nesse trabalho, a redução de incerteza no período de previsão é uma conseqüência da diminuição das incertezas pelo condicionamento aos dados observados em um modelo simples (malha *five spot* isolada). Na metodologia proposta, a análise probabilística da incerteza identificada no sistema está integrada com o ajuste de histórico. Três métodos baseados na redistribuição da probabilidade são propostos. O primeiro relacionado com a alteração das probabilidades dos níveis de incerteza dos atributos, (Método 1). Um segundo derivado da eliminação de níveis (Método 2) e um terceiro focado na redefinição dos valores extremos dos atributos (Método 3).

Trata-se da alteração das probabilidades de ocorrência dos níveis de incerteza dos parâmetros e da variação da faixa de valores destes atributos, em função dos afastamentos em relação aos valores históricos de uma variável crítica do modelo dinâmico do reservatório. Vários cenários do mesmo são obtidos a partir das combinações dos atributos incertos mais importantes.

Na Figura 3.1, é apresentado um aspecto geral do procedimento. O quadro superior esquerdo ilustra um exemplo de uma função de densidade de probabilidade discretizada com três níveis. Este gráfico ilustra também a redefinição da probabilidade dos níveis discretos. No quadro esquerdo abaixo, a função-objetivo versus a probabilidade acumulada é exemplificada (curvas de incerteza), sendo que a linha vertical central representa os dados históricos. Nos quadros à direita são apresentados a redefinição das distribuições e o efeito obtido sobre os perfis dos históricos de produção e sobre o período de previsão. A quantificação da incerteza é realizada pela árvore de derivação usando simulação de reservatório, contudo, outras técnicas podem ser usadas (redes neurais, planejamento experimental, simulação Monte Carlo etc.). Os níveis dos atributos incertos são combinados, tal que cada combinação particular dos parâmetros (cada ramo da árvore) resulta em um modelo de simulação.

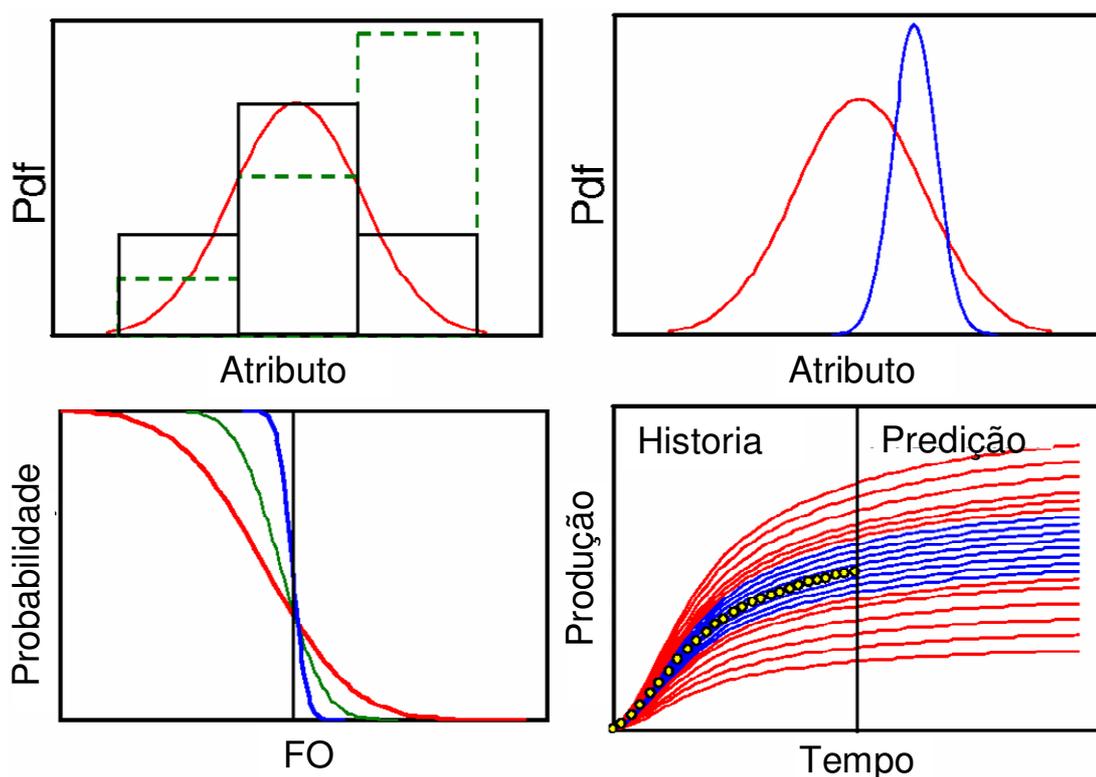


Figura 3.1 – Aspectos gerais da metodologia de referência (Moura Filho, 2006)

A Função-Objetivo (FO), definida de acordo com as características de cada problema, neste trabalho, é calculada como:

$$FO = \frac{D}{|D|} D_s \quad 3.1$$

onde

$$D = \sum_{i=1}^N (d_i^{obs} - d_i^{sim}) \quad 3.2$$

e

$$D_s = \sum_{i=1}^N (d_i^{obs} - d_i^{sim})^2 \quad 3.3$$

Nas equações acima, o valor N é o número de dados ao longo do tempo para cada modelo, d_i^{obs} e d_i^{sim} são os dados observados e simulados respectivamente. D representa o somatório dos afastamentos dos dados e D_s é o somatório dos afastamentos quadráticos, ambas os somatórios são realizados nos N tempos observados. O quociente $D/|D|$ da Equação 3.1 define o sinal do desajuste. Indica a posição dos dados simulados em relação aos dados observados, conceito importante para os próximos passos.

O Método 1 usa os afastamentos calculados entre os modelos de simulação e os dados observados com o propósito de redistribuir as probabilidades dos níveis dos atributos. A nova probabilidade para cada nível é calculada de acordo com a seguinte equação:

$$P_n = \frac{(1/|S_n|) |D_n^{-1}|}{\sum_{L=1}^k (1/|S_n|) |D_n^{-1}|} \quad 3.4$$

onde o subscrito n identifica um dos níveis discretizados considerados (0, 1 ou 2 para o caso de três níveis, $k=3$), entanto D_n e S_n são calculados mediante:

$$D_n = \left(\sum_{j=1}^{Mn} D_s \right) \quad 3.5$$

e

$$S_n = \frac{D_n}{|D_n|} \quad 3.6$$

Nas Equações 3.4, 3.5 e 3.6, k é o número de níveis discretos do atributo analisado, Mn é o número de modelos referidos ao nível n e o termo D_n é o somatório dos afastamentos ao quadrado (D_s) dos Mn modelos ao longo do período histórico considerado.

O fator S_n representa um conceito introduzido como *Simetria*. Propicia um maior valor de probabilidade para aqueles modelos melhor distribuídos em volta à curva do histórico de produção. O somatório (*de $j = 1$ a Mn*), na Equação 3.5 é um indicador global de afastamento abaixo ou acima dos valores observados nos cenários correspondentes a esse nível n . Como conseqüência o valor de S_n varia entre -1 e +1, sendo zero o valor que indica uma distribuição das curvas em forma centrada a respeito dos dados históricos. O valor -1 indica que todas as curvas encontram-se acima do histórico, sendo que +1 representa que todas estas curvas encontram-se embaixo do mesmo. Da afirmação anterior, deduz-se que valores próximos a zero têm uma maior influência no cálculo do respectivo valor de P_n . Na Equação 3.4, o fator ($1/|S_n|$) representa o grau de importância relativa ou peso das curvas para um determinado nível. No trabalho original considera-se uma limitação para este fator, com valor máximo de cinco, para evitar atribuir pesos muito elevados e, conseqüentemente, evitar influência excessiva do mesmo:

$$1 \leq \frac{1}{|S_n|} \leq 5 \quad 3.7$$

A partir dos limites, para a razão acima mostrada, deduz-se que o valor em módulo do parâmetro $|S_n|$ varia no intervalo de 0.2 a 1. A Figura 3.2 exemplifica a distribuição do histórico em relação às curvas dos possíveis modelos do reservatório ordenados segundo um atributo incerto. Os pontos em amarelo representam o histórico de produção. As curvas em vermelho estão todas localizadas de um mesmo lado (embaixo) 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 valores de S que variam entre -1 e +1. Porém, como o grupo de curvas em azul apresenta maior simetria em volta do histórico, o seu respectivo valor do fator S é mais próximo de zero.

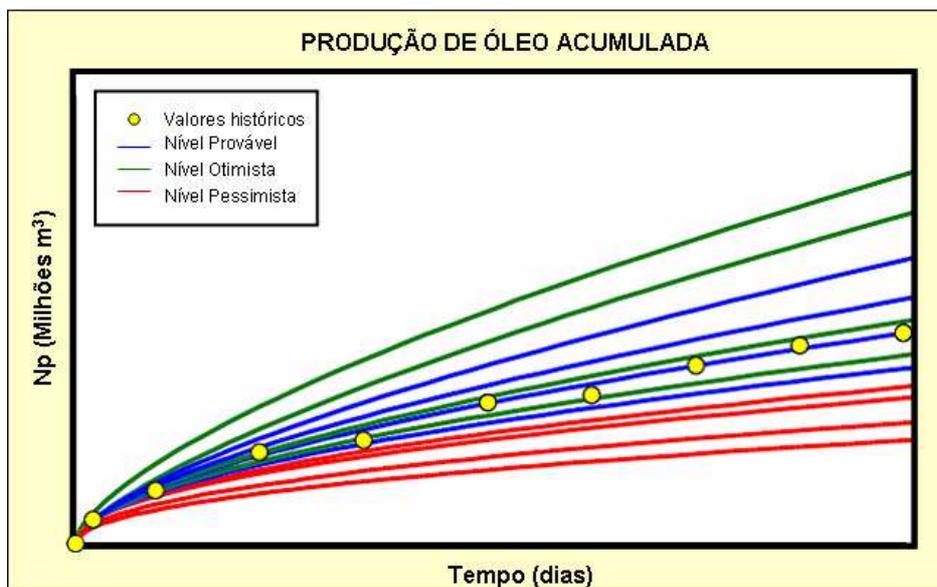


Figura 3.2 – Exemplo de distribuição de histórico de produção em relação aos perfis probabilísticos dos possíveis cenários. (Moura Filho, 2006)

A intenção do Método 1 é ilustrada na Figura 3.3. O exemplo esquematiza as curvas teóricas obtidas de 9 cenários derivados a partir das combinações de dois níveis com três níveis definidos. Os três grupos de curvas representam a combinação dos três níveis do atributo A (A_0 , A_1 e A_2) com cada nível do atributo B. O nível A_2 recebe a maior probabilidade devido aos modelos correspondentes estarem próximos aos dados observados. No sentido oposto o nível A_1 tem a probabilidade menor.

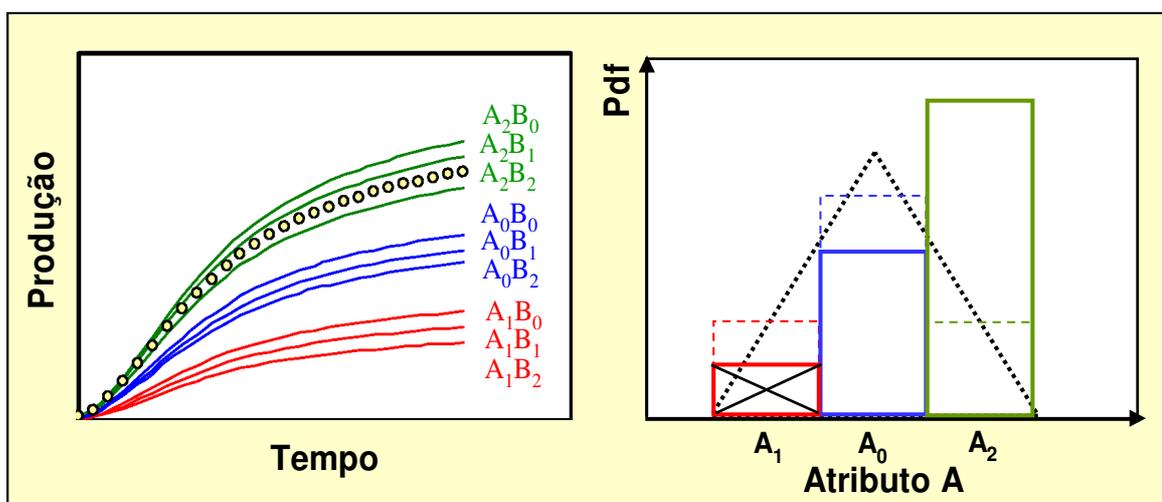


Figura 3.3 – Exemplo de redistribuição e eliminação de níveis. (Moura Filho, 2006)

O Método 2 consiste na eliminação de um ou mais níveis de incerteza do atributo considerado e na redistribuição das probabilidades em função dessa eliminação. Para que um nível discreto seja eliminado, o mesmo deve satisfazer as condições expressas nas Equações 3.8 e 3.9.

$$|S_n| = 1 \tag{3.8}$$

e

$$P_n \leq 10\% \tag{3.9}$$

Se as curvas simuladas estão totalmente assimétricas com relação ao histórico e se a probabilidade de ocorrência do nível é menor que 10%, este nível é eliminado e as probabilidades são redistribuídas para os níveis restantes daquele parâmetro. Considerando o exemplo na Figura 3.3, o nível A_1 é descartado. Uma vez que um dos níveis é suprimido, os valores de probabilidades de ocorrência dos demais níveis são recalculados.

Finalmente, o Método 3 consiste na redefinição dos níveis de incerteza, em conformidade com a distribuição das curvas dos modelos relativa a cada nível dos atributos. Segundo o exemplo na Figura 3.4, os novos limites são dados pelas Equações 3.10 e 3.11.

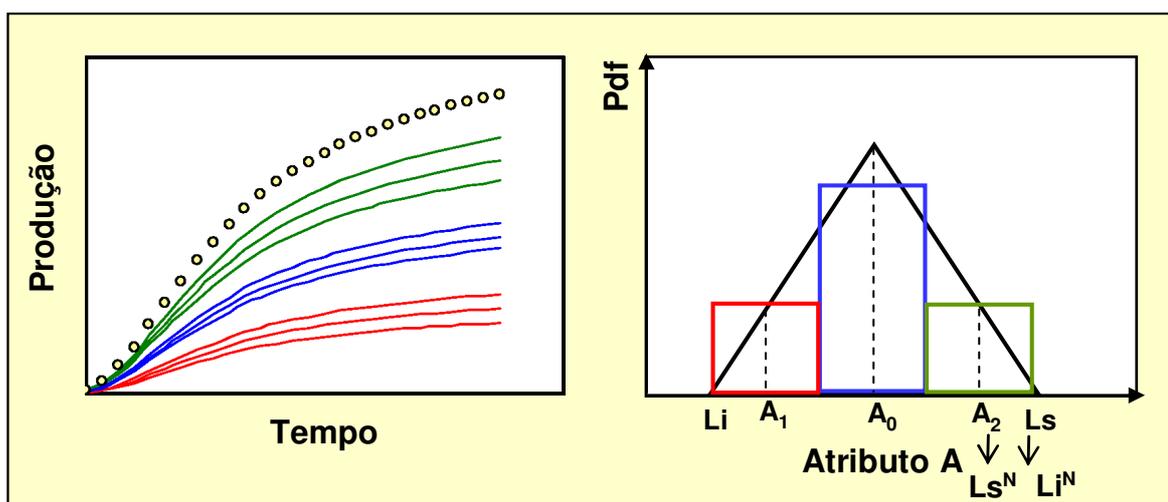


Figura 3.4 – Exemplo 1 Método 3. (Moura Filho, 2006)

$$Ls^N = Ls \tag{3.10}$$

$$Li^N = A_2 \tag{3.11}$$

o novo nível provável é calculado como:

$$A_0^N = (Ls^N + Li^N) / 2 \quad 3.12$$

Para o caso do exemplo da Figura 3.5, o novo nível provável é calculado como:

$$A_0^N = \frac{A_0 \times P[A_0] \times \left(\frac{1}{|S_0|} \right) + A_1 \times P[A_1] \times \left(\frac{1}{|S_1|} \right)}{P[A_0] \times \left(\frac{1}{|S_0|} \right) + P[A_1] \times \left(\frac{1}{|S_1|} \right)} \quad 3.13$$

Os novos limites superior e inferior são dados por:

$$Ls^N = A_1 + (A_0 - A_1) \times P[A_1] \quad 3.14$$

$$Li^N = Li + (A_1 - Li) \times (1 - P[A_1]) \quad 3.15$$

Com o cálculo dos novos limites e nível mais provável, em conformidade com a distribuição triangular, os novos níveis pessimistas e otimistas (A_1^N e A_2^N) são obtidos.

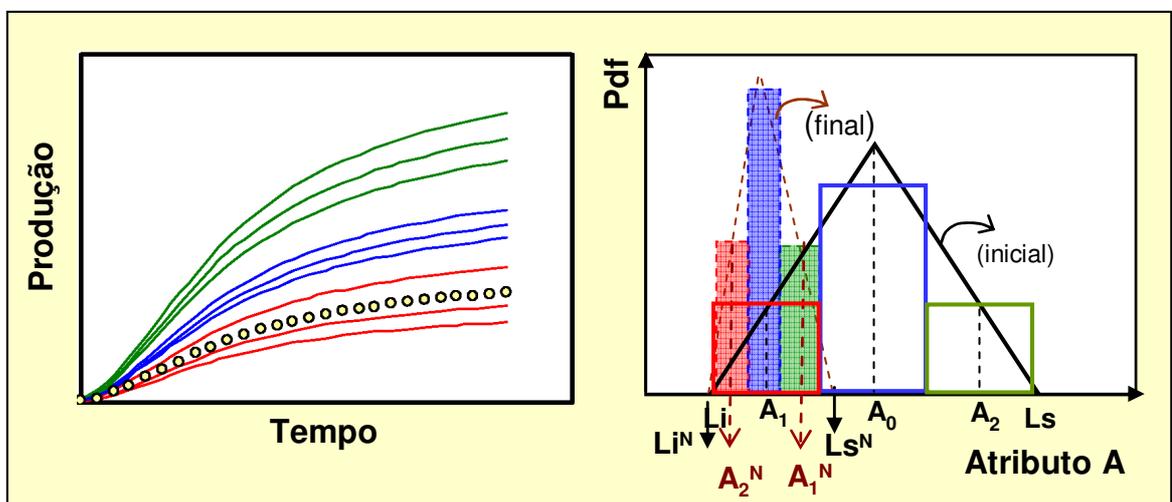


Figura 3.5 – Exemplo 2 Método 3. (Moura Filho, 2006)

O último método requer uma maior demanda computacional, em comparação com os métodos anteriores, pois novas rodadas de simulação têm que ser realizadas para a obtenção da curva de incerteza. Porém, é mais preciso e tem maior potencial para reduzir o espalhamento das

previsões de produção. O número de modelos a simular é o mesmo em relação às rodadas iniciais.

Os resultados são analisados mediante o uso da curva de incerteza. Procura-se modificar, a partir da aplicação destes métodos, a curva de incerteza da FO sob estudo, no sentido apresentado na Figura 3.6, ou seja, aproximando ao eixo vertical vermelho representativo do histórico. Na situação exemplificada nesta figura, uma redução favorável da incerteza é conseguida para todas as combinações dos níveis dos atributos possíveis.

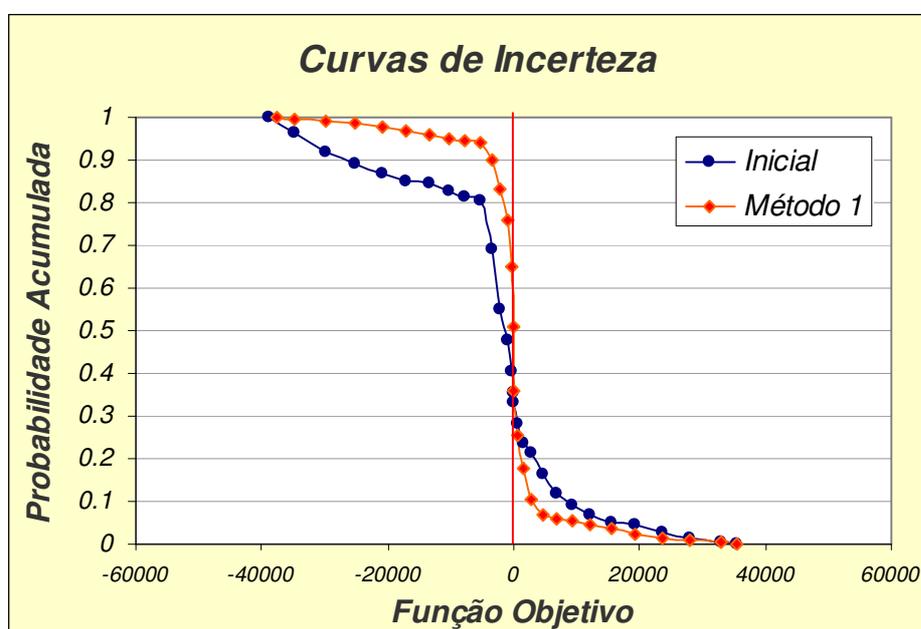


Figura 3.6 – Mudança da curva de incerteza inicial versus após o Método 1

Pode ser constatado, a partir das datas de publicação dos trabalhos pesquisados na revisão apresentada, que a temática abordada nesta dissertação é bem recente na literatura especializada. Comparando a metodologia proposta neste trabalho com as publicações analisadas anteriormente, conclui-se que o procedimento sugerido aborda, de forma prática, um tema complexo. No procedimento desenvolvido, as diferenças principais em relação aos estudados, se centram nas técnicas de quantificação de incertezas, nas funções-objetivo utilizadas e na forma de condicionar o grau de conhecimento de certas áreas do reservatório através dos dados registrados. O modo utilizado para quantificar a redução da incerteza, assim como a maioria das propostas, é mediante a determinação da função de densidade de probabilidade da FO e a posterior construção da curva de incerteza.

Capítulo 4

Metodologia

A metodologia descrita neste capítulo procura a mitigação das incertezas mediante procedimentos de integração dos diversos cenários conforme a análise de incerteza com o processo de ajuste dos dados observados. A diminuição do risco na determinação das previsões de comportamento futuro é uma consequência da redução da incerteza alcançada no período histórico.

4.1 Metodologia Geral

O foco deste trabalho é aprimorar e aplicar, em modelos de reservatório mais complexos e reais, a metodologia iniciada por Moura Filho (2006), originalmente validada em um modelo simples.

Para contextualizá-la, é necessário distinguir os diversos estágios de um campo produtor de hidrocarboneto. Na fase inicial de exploração e começo do desenvolvimento, onde comumente os dados são escassos, é feita, em geral, uma análise tradicional das incertezas. Para fases avançadas na vida produtiva de um campo é disponível uma abundante quantidade de dados observados que permitem, em geral, uma boa aproximação do comportamento real mediante o processo de ajuste de histórico convencional. A metodologia proposta é mais apropriada para estágios intermediários da produção, na qual é disponibilizada uma razoável quantidade de informações, mas, ainda assim, existe um alto grau de incerteza na descrição do reservatório.

A abordagem quantitativa da integração é feita através de três métodos, resumidos no Item 3.10. No presente trabalho propõe-se uma evolução desses métodos através das seguintes premissas: (1) testar os métodos para casos de reservatórios complexos; (2) propor modificações aos métodos; (3) definir uma faixa de incertezas “alvo”; (4) realizar um processo por etapas que começa em nível global, estendendo-se para avaliações regionais e locais do modelo e (5) incluir uma avaliação dos efeitos da redução da incerteza sobre as previsões do desempenho do reservatório.

A metodologia é aplicada sobre dois casos de complexidade similar. O primeiro caso é referente ao reservatório de um campo real da Bacia de Campos. O segundo modelo, mesmo que sintético, conserva as características de um típico campo marítimo e foi construído a partir de dados de afloramentos reais e informação de campos análogos.

Várias tentativas foram realizadas até atingir a calibração e a aplicação prática dos métodos para casos de modelos reais. O primeiro caso serviu para verificar, em nível global, a eficiência dos métodos originais para diferentes tipos de atributos e funções-objetivo. Foram detectados problemas na aplicação dos Métodos 1, 2 e 3. Diferentes testes e modificações nos métodos utilizados inicialmente foram feitas, conseguindo melhorias em relação aos métodos originais. Realizou-se a verificação e a comparação dos resultados. Finalmente, foi avaliado o impacto sobre a previsão da produção antes e após da redução da incerteza.

O segundo caso é utilizado para a aplicação da metodologia modificada; uma vez gerados os perfis probabilísticos dos cenários possíveis foi definida uma faixa de incertezas “alvo” baseada nos modelos mais pessimistas e mais otimistas aceitáveis. Após a aplicação gradativa dos métodos e a geração das curvas de incerteza é realizada uma verificação da consistência do ajuste, em nível regional e local. Neste ponto o processo pode recomeçar. Concluída a fase anterior, é possível realizar uma nova verificação da influência de outros atributos incertos não considerados na análise prévia. Também aqui o processo pode reiniciar, adicionando novos atributos ao processo e continuando no sentido de diminuir a incerteza existente no reservatório. Como etapa final, igualmente ao caso anterior, é quantificada a redução da incerteza nas previsões.

Em função dos passos mencionados, a metodologia proposta tem muitas características comuns em relação à metodologia de referência, Moura Filho (2006), que são descritas na seção seguinte.

4.2 Características Comuns

A Figura 4.1 exibe os passos comuns que ambas as metodologias compartilham, que, em geral, são considerados em processos de caracterização e quantificação de incertezas. Os quatro primeiros itens envolvem uma análise criteriosa da equipe multidisciplinar (geólogo, geofísico e engenheiro de reservatório) responsável do gerenciamento do campo.

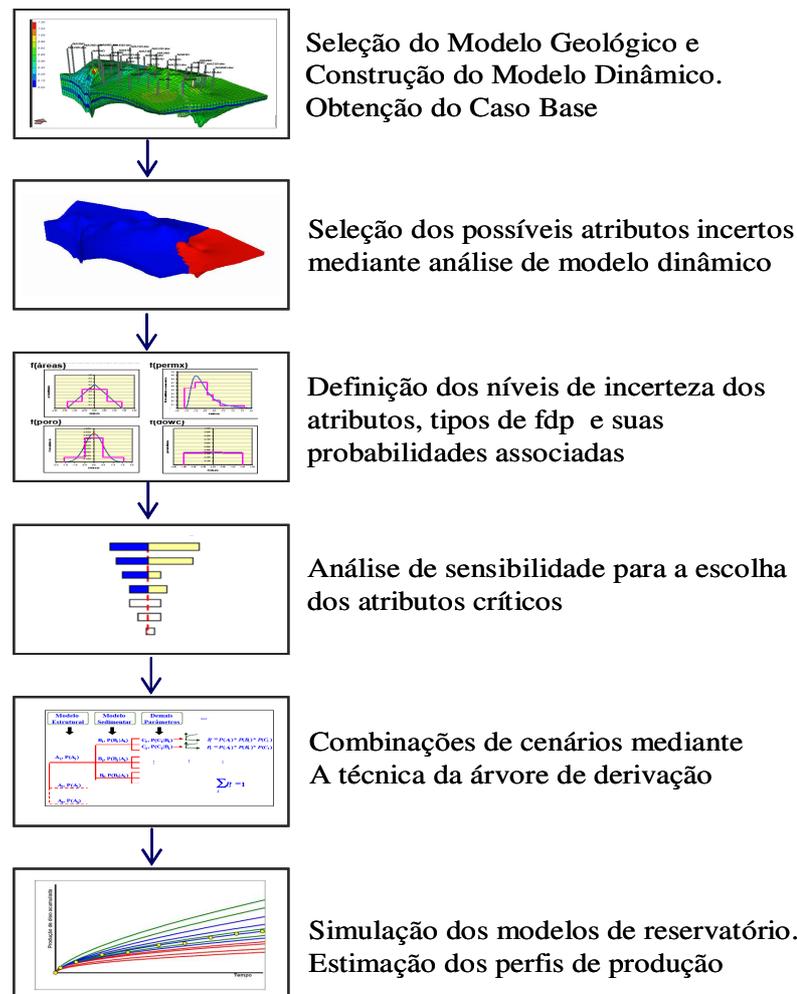


Figura 4.1 – Esquema dos passos comuns da metodologia utilizada

Uma breve descrição desses passos é apresentada a seguir:

- **Construção do modelo geológico base:** a partir da combinação dos valores mais prováveis das incertezas geológicas e geofísicas identificadas. Usualmente a modelagem geostatística é uma disciplina cada vez mais vinculada a esta etapa de início do processo. Permite a geração estocástica das distintas realizações, mediante o uso dos gradientes espaciais dos atributos selecionados. Em cada cenário os atributos constituintes da caracterização geológica e da interpretação sísmica são considerados como mais prováveis, independentemente desses parâmetros ser ou não incertos. Em função da afirmação anterior, todos os passos a seguir têm que ser aplicados para cada modelo estático definido neste estágio.
- **Obtenção do modelo dinâmico base:** em função da melhor caracterização do reservatório, estratégia de produção, localização e quantidade de poços.
- **Seleção dos possíveis atributos incertos:** identificação daqueles parâmetros que serão alvos da análise. Devem ser selecionadas as principais fontes de incertezas do modelo de reservatório, ainda existentes apesar dos dados registrados e histórico de produção.
- **Definição dos níveis de incerteza:** a partir da função de densidade de probabilidade (fdp) dos atributos discretizada em um número qualquer de níveis. Independente da propriedade analisada apresentar distribuição contínua ou discreta é comum o uso de três níveis de incerteza, sendo incluído neles o valor do caso base. Dependem do tipo de fdp associadas e das probabilidades de ocorrência correspondentes a cada nível.
- **Análise de sensibilidade:** permite a escolha dos atributos críticos a serem utilizados nos passos seguintes. Estuda as influências sobre as funções-objetivo (FO) escolhidas no período considerado.
- **Árvore de derivação:** elaboração dos modelos de fluxo que representam aos cenários de reservatório derivados das combinações possíveis dos níveis dos atributos selecionados. Pode ser utilizada outra técnica, como por exemplo, Monte Carlo.
- **Simulação dos modelos de reservatório:** assumida uma estratégia de exploração, os perfis probabilísticos de produção podem ser estimados, submetendo ao simulador numérico na quantidade de modelos definidos no passo anterior.

4.3 Mudanças Propostas

Algumas mudanças na integração com o ajuste de histórico são sugeridas em relação ao procedimento base. A fim de promover um procedimento confiável na integração buscada, propõe-se uma segunda etapa que se diferencia do procedimento de referência nos seguintes itens, que englobam as principais alterações:

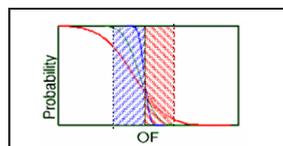
- **Escolha da função-objetivo:** a FO determina o grau de afastamento em relação a um alvo ou objetivo. Além daquela definida na metodologia de referência sugere-se, para a análise em nível local, a combinação das variáveis Q_w e P_{wf} medidas nos poços. A Equação 4.1 apresenta a FO utilizada com fatores de peso relativo diferentes para cada variável, em função da sua validade e grau de importância.

$$FO = \sum_{i=1}^n \left\{ wi_{Q_w} \left(\frac{(Q_w^{obsv} - Q_w^{calc})^2}{fator\ norm_{Q_w}} \right) + wi_{P_{wf}} \left(\frac{(P_{wf}^{obsv} - P_{wf}^{calc})^2}{fator\ norm_{P_{wf}}} \right) \right\} \quad 4.1$$

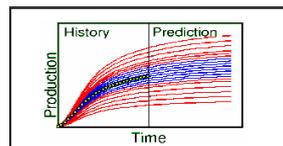
- **Tratamento probabilístico dos cenários obtidos:** modificações sobre a formulação original dos métodos inicialmente testados são realizadas. Neste passo, o grau de redução de incerteza atingido pelos métodos é quantificado mediante as curvas de incerteza das FO escolhidas.
- **Definição da faixa de incertezas “alvo”:** determina a dispersão aceitável das curvas de incerteza. Permite avaliar se o processo de aplicação dos métodos de redução de incerteza deve ser refinado.
- **Análise dos casos antes e após a redução da incerteza:** avaliação da consistência da integração da abordagem probabilística e o processo de ajuste de histórico. Uma redução do grau de espalhamento dos modelos é obtida. Neste ponto, o processo pode recomeçar em nível regional ou de poço. Isto implica que um novo ciclo pode ser reiniciado, indicando o caráter iterativo da metodologia.
- **Nova análise de sensibilidade:** outras variáveis inicialmente descartadas podem ter influência sobre a FO. Esta análise é feita com o intuito de convalidar se é necessário incluir mais outros atributos, para continuar reduzindo a incerteza existente no reservatório.

- **Análise da redução da incerteza nas previsões:** cálculo da diminuição da faixa de incerteza após a aplicação dos métodos propostos para as principais variáveis do modelo. A obtenção de uma redução segura desta faixa permite aperfeiçoar o gerenciamento do reservatório em estudo, diminuindo o risco nas decisões.
- **Seleção dos casos otimistas e pessimistas:** obtenção das previsões representativas. A análise da influência da redução de incertezas é feita sobre as previsões dos modelos P_{10} e P_{90} antes e após a aplicação dos métodos propostos.

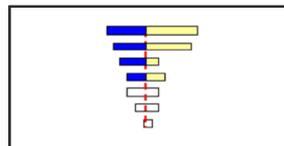
Os itens acima mencionados são esquematizados na Figura 4.2:



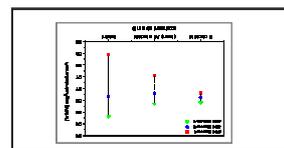
Definição de uma faixa de incertezas “alvo” baseada nos modelos mais pessimistas e mais otimistas.



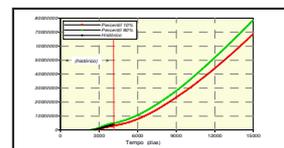
Análise dos casos antes e após a redução da incerteza. Avaliação do grau espalhamento dos modelos. Neste ponto, o processo pode recomeçar em nível regional ou de poço.



Segunda análise de sensibilidade, uma vez estreitados, os intervalos de variação dos atributos críticos iniciais.



Análise da redução da incerteza nas previsões. Cálculo da diminuição da faixa de incertezas.



Seleção dos casos otimistas e pessimistas. Obtenção das curvas de previsão representativas (percentis $P_{\%}$).

Figura 4.2 – Esquema dos novos itens introduzidos na metodologia utilizada

4.3.1 Considerações sobre os Métodos de Redução de Incerteza

Nesta seção são ressaltadas algumas características dos métodos de redução de incerteza, apresentados no Item 3.10. O Método 1 permite redistribuir as probabilidades de ocorrência iniciais dos níveis dos atributos escolhidos para a geração dos ajustes possíveis. O objetivo deste método é a redefinição da probabilidade associada a cada modelo, calculada a partir da combinação dos níveis representativos dos atributos com as novas probabilidades (P_n). A Figura 4.3 ilustra perfis probabilísticos de produção do conjunto de modelos resultantes da combinação dos níveis dos atributos, segundo a árvore de derivação, ordenados em função de um atributo incerto de referência. Neste exemplo, a discretização dos atributos é de 3 níveis de incerteza, otimista (n_2), provável (n_0) e pessimista (n_1). Todos eles são combinados com os outros níveis escolhidos dos outros atributos considerados. Os modelos relativos ao nível otimista estão representados na cor verde, enquanto que os relativos ao nível provável estão na cor azul e os correspondentes ao nível pessimista estão na cor vermelha. As curvas, correspondentes ao nível otimista, estão mais próximas aos dados observados, portanto, para esse conjunto de modelos a nova probabilidade associada ao parâmetro de referência, passa ter o maior valor. Por sua vez, para o caso do nível n_1 , devido aos maiores afastamentos, recebe menor probabilidade de ocorrência. Um valor intermediário é obtido para o nível n_0 .

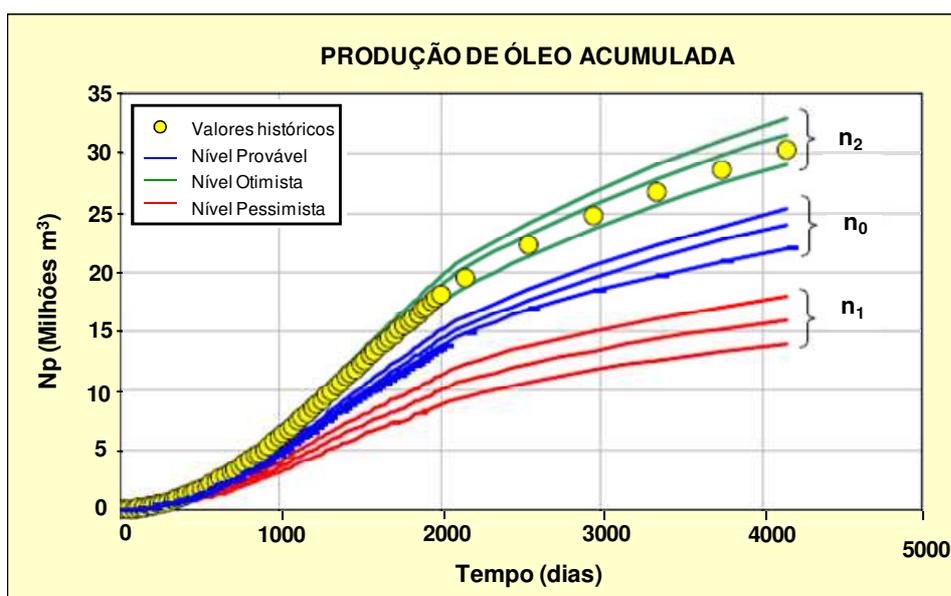


Figura 4.3 – Esquema dos perfis de produção considerando três níveis de incerteza para o atributo de referência

Outros ordenamentos das curvas são feitos para os outros atributos e, para tornar o processo automático, as diferenças das curvas são quantificadas e usadas para as mudanças de probabilidades dos outros atributos considerados na análise. As probabilidades de ocorrência consideradas inicialmente na árvore de derivação são substituídas pelos novos valores calculados, porém os valores dos atributos continuam sem variação. Dessa forma, não são necessárias novas simulações após a aplicação deste método. O Método 1 implica mudanças nas probabilidades correspondentes a cada nível dos atributos, sem alterar o enfoque probabilístico da geração dos possíveis modelos. Procura-se alterar a curva de incerteza inicial da FO estudada, no sentido apresentado na Figura 4.4, onde uma redução favorável da incerteza é conseguida para todas as combinações possíveis. Em casos de modelos complexos, modificações na metodologia original são necessárias para conseguir este tipo de resultado.

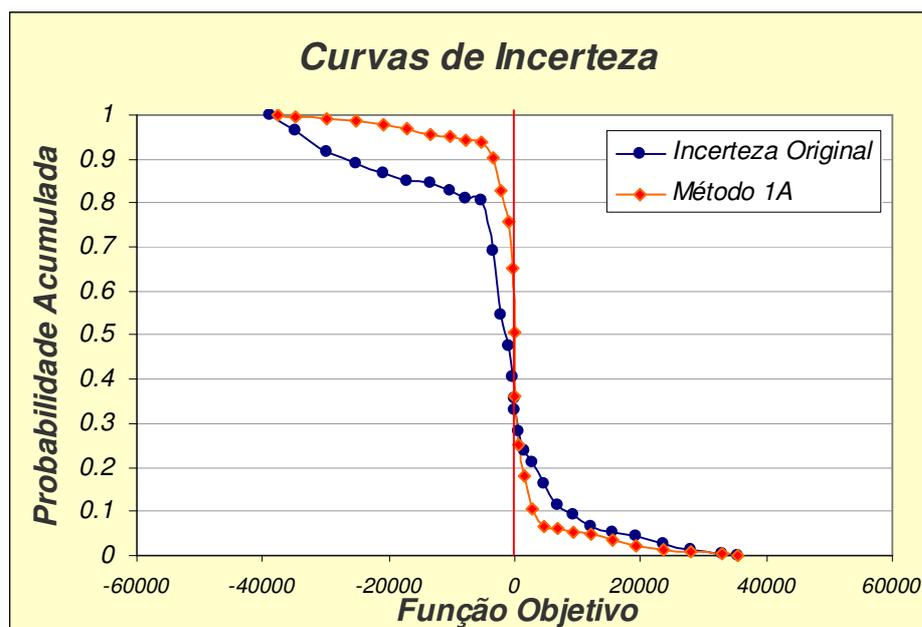


Figura 4.4 – Comparação entre os métodos. Mudança da função-objetivo (FO)

O Método 2 consiste na eliminação de um ou mais níveis de incerteza de um atributo e redistribuição das probabilidades em função desta eliminação. Um nível de um atributo é eliminado se satisfizer as condições listadas nas Equações 3.8 e 3.9. A nova curva de incerteza gerada leva em consideração somente os modelos referentes aos níveis de incerteza restantes dos atributos. Também não são necessárias novas simulações devido a que valores dos níveis dos atributos permanecem inalterados.

Finalmente o Método 3, baseia-se na redefinição dos valores dos atributos com base no histórico de produção. Os novos limites são calculados a partir dos valores iniciais fornecidos pela equipe interdisciplinar de estudo e das novas probabilidades definidas pelo Método 1, conforme aos diferentes valores calculados de S_n para cada nível. A Figura 4.5 representa um exemplo para um atributo incerto do reservatório, de distribuição probabilística triangular inicial (cor preta) e após da aplicação do Método 3 (cor vermelha), a partir dos novos valores encontrados. O valor mais provável é deslocado na direção do nível com maior probabilidade ou peso relativo obtido pelo Método 1, no caso do exemplo, o nível 2 do atributo (A_2).

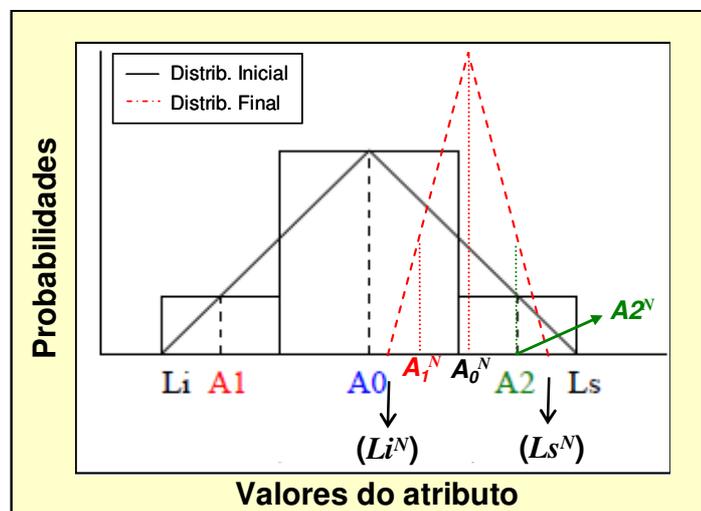


Figura 4.5 – Representação esquemática de uma distribuição triangular de um atributo antes e após da aplicação do Método 3

Observa-se que há uma diminuição da incerteza, ou seja, os níveis dos atributos estão mais próximos e o novo intervalo encontra-se dentro dos limites fornecidos pela equipe técnica, isto é, os extremos inicialmente estabelecidos são respeitados. As mesmas considerações são válidas no caso da adoção de outros tipos de distribuições de probabilidade (normal, lognormal, uniforme entre outras). No Anexo I são mostradas as 25 possíveis condições para a obtenção dos novos valores dos atributos incertos do reservatório com distribuição triangular. Os novos extremos e o valor mais provável são calculados a partir do equacionamento listado segundo as combinações dos valores calculados para S_0 , S_1 e S_2 . Os novos valores centrais correspondentes ao intervalo de classe dos níveis pessimista e otimista (A_1^N e A_2^N) são obtidos segundo o tipo de distribuição de probabilidade escolhida para o atributo incerto. Estes valores representam a nova faixa reduzida para o parâmetro. Novas simulações são necessárias para a construção da curva de incerteza.

4.4 Modificações dos Métodos Originais

Com base no teste dos métodos apresentados são sugeridas algumas modificações. Após a aplicação do equacionamento original, emergem observações a respeito do comportamento dos resultados ao aplicar esta metodologia em um caso complexo. São feitas alterações na consideração dos pesos e cálculos das novas probabilidades associadas. Os pesos atuam na alteração das probabilidades de ocorrência dos níveis de incerteza e na variação dos valores dos atributos.

Na etapa de avaliação global da FO, os efeitos de redução de incerteza dos atributos atuam em conjunto, simultaneamente, sobre a nova curva de incerteza gerada. A Figura 4.6 esquematiza uma situação na qual a curva de incerteza, dos modelos ordenados segundo um atributo incerto considerado e obtida após da aplicação do Método 1, manifesta um efeito não desejável devido a um aumento na incerteza relativa para valores positivos da FO entre os percentis 0 a 40 % aproximadamente. Valores positivos da FO significam que os valores calculados são menores que os valores observados, portanto os pesos atribuídos aos modelos cujas curvas calculadas estão abaixo dos valores históricos têm que ser variados.

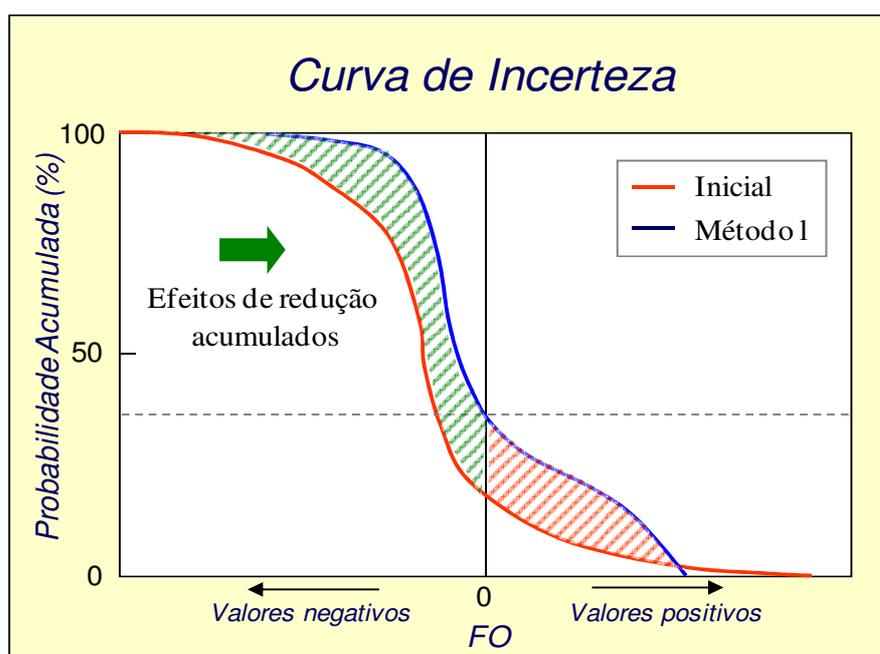


Figura 4.6 – Gráfico teórico representativo dos efeitos acumulados de redução da incerteza nos atributos pelo Método 1

No Apêndice 3, esse efeito é explicado mediante um exemplo teórico. Pode-se concluir que, reduzindo o peso dos níveis que têm mais influência sobre os valores positivos da FO, é possível obter uma aceitável redução da incerteza em torno desses valores.

O critério escolhido está relacionado com os valores de desvio padrão dos afastamentos calculados em todos os modelos analisados, com relação à variável escolhida na FO ao longo do período histórico. Além disso, os modelos devem estar ordenados segundo os níveis pessimista, otimista e mais provável, começando pelo atributo com maior sensibilidade e continuando com o restante dos atributos. Assim, para cada atributo é calculado:

$$\sigma_n = \sqrt{\left[\frac{\sum (x - \bar{x})^2}{Mn} \right]} \quad 4.2$$

com

$$x = K = \sum_{i=1}^N (d_i^{obsv} - d_i^{sim}) \quad 4.3$$

e

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{Mn} \quad 4.4$$

O valor de desvio padrão menor corresponde também o atributo com maiores valores de I/S . Em seguida, um fator F_n baseado no inverso do desvio padrão para cada nível incerto permite modificar as probabilidades P_n inicialmente calculadas. Deste modo, dá-se um menor peso aos níveis originalmente de maior importância nos modelos combinados com valores de FO positivas.

$$F_n = \frac{\left(\frac{1}{\sigma} \right)_n}{\sum_{i=1}^{n_A} \left(\frac{1}{\sigma_i} \right)} \quad 4.5$$

onde n_A é o número de atributos escolhido.

Finalmente, o valor da probabilidade para o nível n é modificado, segundo a Equação 4.6 é:

$$P_n^{\text{mod}} = P_n \times \frac{1}{F_n} \quad 4.6$$

Na Figura 4.7, são mostrados os efeitos sobre a curva de incerteza da correção aplicada

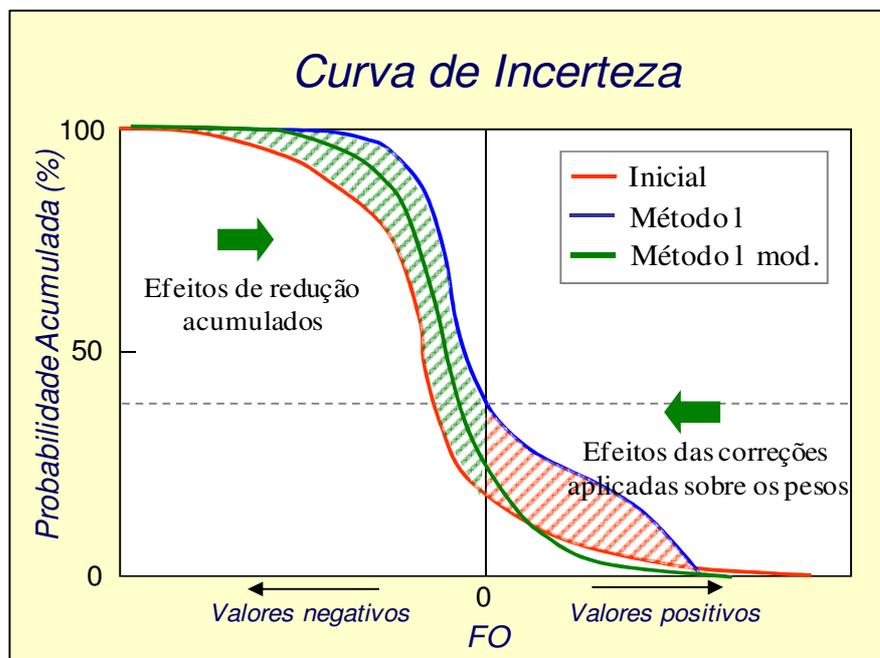


Figura 4.7 – Gráfico teórico representativo da curva de incerteza do Método 1 modificado

A melhoria deste método também produz efeito semelhante nos métodos posteriores. Assim os Métodos 2 e Métodos 3 são modificados a partir do uso dos P_n^{mod} e os novos pesos calculados.

Define-se o Método 3 modificado a partir do Método 1 corrigido segundo o procedimento explicado. Aplica-se somente a variação dos limites daqueles atributos com grande variação dos pesos. É possível agora obter uma curva de incerteza centrada em relação ao valor zero da FO, porém um pouco mais inclinada. Na Figura 4.8, exemplifica-se o deslocamento da curva de incerteza do Método 3.

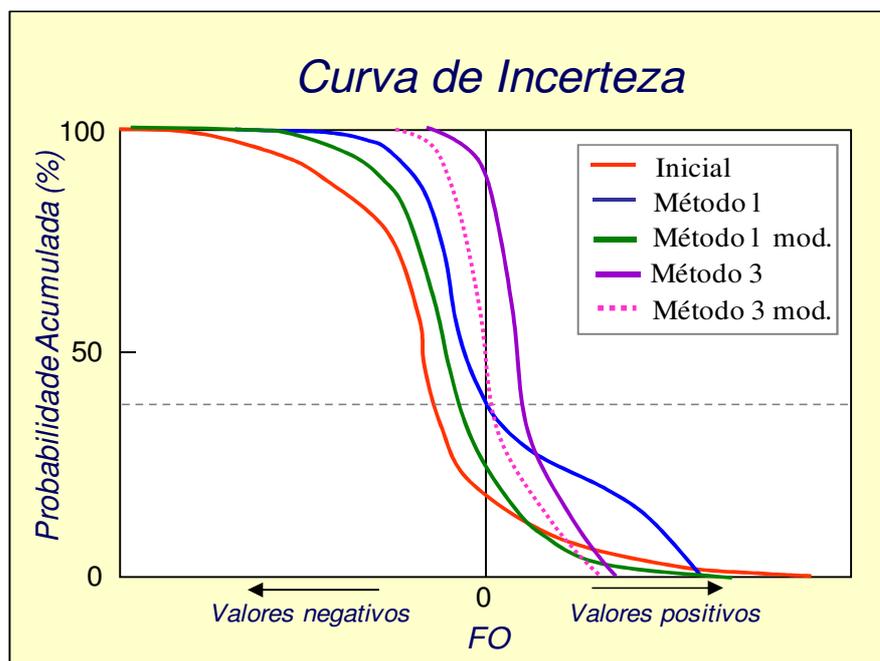


Figura 4.8 – Gráfico teórico representativo da curva de incerteza do Método 3 modificado

4.5 Definição da Faixa de Incerteza Alvo

A idéia principal da presente metodologia é reduzir as incertezas até o nível possível, dentro dos limites impostos pela quantidade e qualidade dos dados observados. Assim, o processo não deve levar a um ajuste determinístico, mas a uma redução das incertezas para uma faixa aceitável. Esta faixa deve estar baseada no valor da função-objeto das curvas consideradas como limites aceitáveis, selecionadas segundo o valor de uma porcentagem da faixa total que há entre todos os casos extremos considerados. A detecção destes casos limites conduz a criação de uma faixa considerada como alvo para aplicação da metodologia proposta.

Esta faixa pode ser dividida em negativa e positiva. No exemplo apresentado na Figura 4.9, o espalhamento máximo negativo é calculado a partir da diferença entre o ajuste correspondente ao menor valor de FO com sinal negativo (*Ajuste FO Min Neg*, curva de cor vermelha) e o ajuste correspondente ao máximo valor negativo da FO (*Máxima FO Negativa*). Enquanto a faixa positiva máxima é calculada pela diferença entre o ajuste correspondente ao menor valor de FO com sinal positivo (*Ajuste FO Min Pos*, curva de cor azul) e o ajuste correspondente ao máximo valor negativo da FO aceitação (*Máxima FO Positiva*). A partir do cálculo destas faixas extremas

e mediante a escolha de uma porcentagem de aceitação do total das mesmas para cada sinal é possível identificar ambos os limites aceitáveis. Estes limites têm valores da FO dos modelos mais próximos dentro de uma tolerância adotada (Limite Aceitável Negativo e Limite Aceitável Positivo).

Na Figura 4.9 pode-se observar um exemplo dos perfis probabilísticos correspondentes para o caso de escolha de uma determinada porcentagem da faixa total para identificação dos limites aceitáveis.

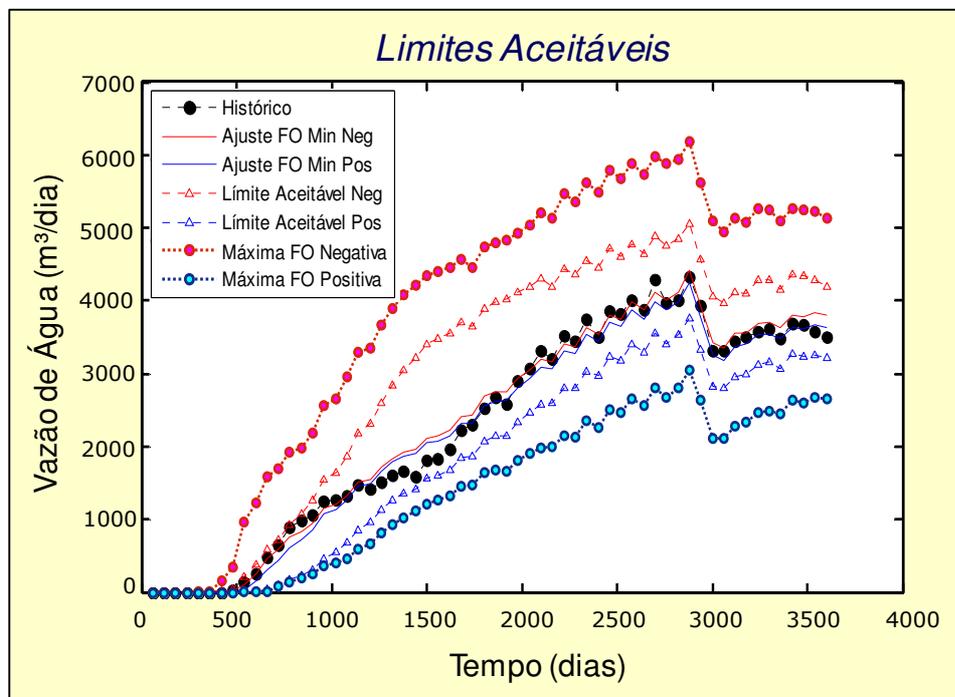


Figura 4.9 – Perfis probabilísticos identificados no caso de escolha de uma porcentagem do total da faixa

Assim, após a identificação dos casos mencionados pode-se incluir os limites calculados no gráfico da curva de incerteza permitindo medir qualitativa e quantitativamente o grau de redução da incerteza atingido pela aplicação dos métodos. Na Figura 4.10 esquematiza-se os limites que demarcam a faixa alvo para o processo de redução da incerteza.

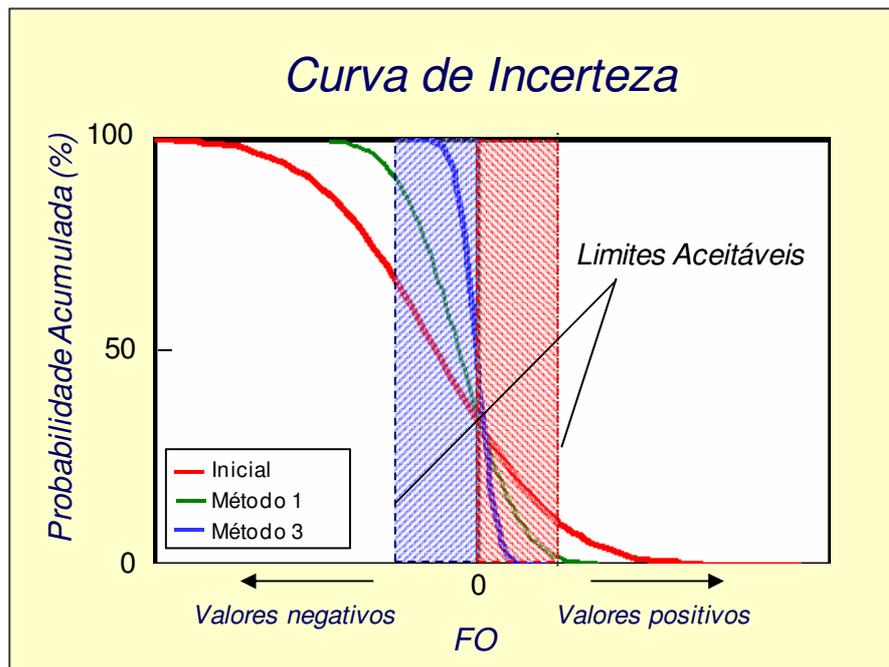


Figura 4.10 – Faixa alvo do processo de redução da incerteza

4.6 Integração das Etapas Global, Regional e Local

No item de avaliação da redução da incerteza, antes e após da aplicação dos métodos, avaliações em escala regional e em nível de poço são necessárias. Propõe-se, neste ponto, um processo iterativo de 5 fases.

4.6.1 Fase 1: Aplicação dos Métodos de Redução de Incerteza em Nível Global

Começa com a aplicação dos métodos descritos anteriormente, sobre as FO globais escolhidas, até a obtenção de resultados aceitáveis. A Figura 4.11 é uma representação esquemática da obtenção de uma curva de incerteza com pouca dispersão a respeito da FO considerada e, portanto, baixos índices de incerteza. Desta forma, em um processo iterativo, uma vez atingida uma redução da incerteza aceitável, novas simulações são realizadas direcionadas pelo Método 3. Como resultado, obtém-se uma faixa de curvas de produção global com menor espalhamento com relação à inicial e também, localizada em torno dos dados observados.

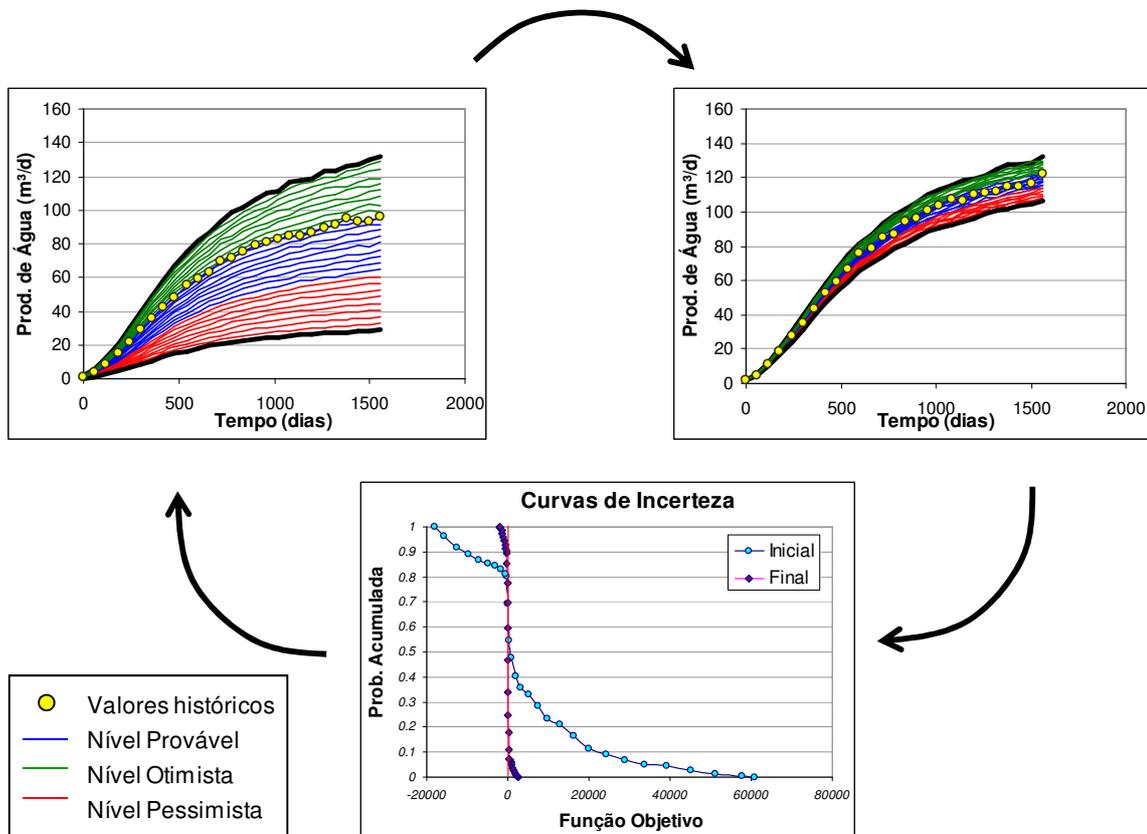


Figura 4.11 – Fase 1: aplicação dos métodos de redução

4.6.2 Fase 2: Aplicação de Ajuste Localizados em Nível Regional e de Poço

Uma vez atingida uma redução da incerteza da FO baseada em variáveis de domínio global, começam as etapas de análise de incerteza integradas com ajustes de histórico localizados nos níveis regional e de poço respectivamente. Na Figura 4.12, se esquematiza o processo. Os ajustes por zonas são realizados, a partir da escolha do melhor ajuste global na fase anterior, isto é, o caso com menor valor da FO individualizado da curva de incerteza. Nesta etapa, metodologias de ajustes automatizados podem ser utilizadas para atingir um alvo especificado por zona apoiados nos resultados da aplicação dos métodos para as FO selecionadas em escala regional e de poço.

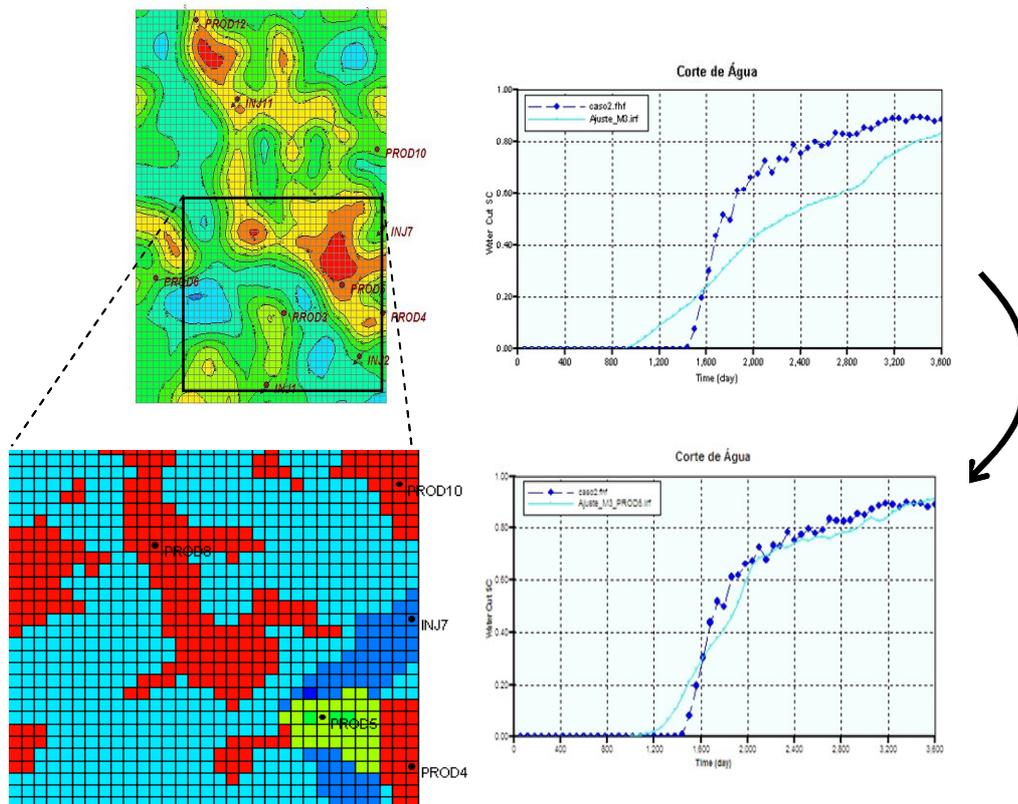


Figura 4.12 – Fase 2: etapa de ajuste localizados

4.6.3 Fase 3: Aplicação Final dos Métodos de Redução de Incerteza

Consideram-se, nesta fase, uma integração de todas as modificações dos atributos incertos analisados para as áreas de influência em nível regional e local (em nível de poço). Os resultados da aplicação da metodologia em escala localizada, obtidos na etapa anterior, são combinados com o esquema de mitigação de incertezas de alcance global, definido na Fase 1.

A obtenção das novas combinações dos modelos, considerando as incertezas ainda presentes nas zonas com pouca informação localizada, permite avaliar o grau de incerteza presente condicionada aos dados históricos registrados e validados. Na Figura 4.13, ilustra-se os perfis finais obtidos após a reconstrução da árvore de derivação a partir da redução da incerteza gerada com ajustes de histórico localizados, com menor espalhamento e melhor centrados em torno das observações.

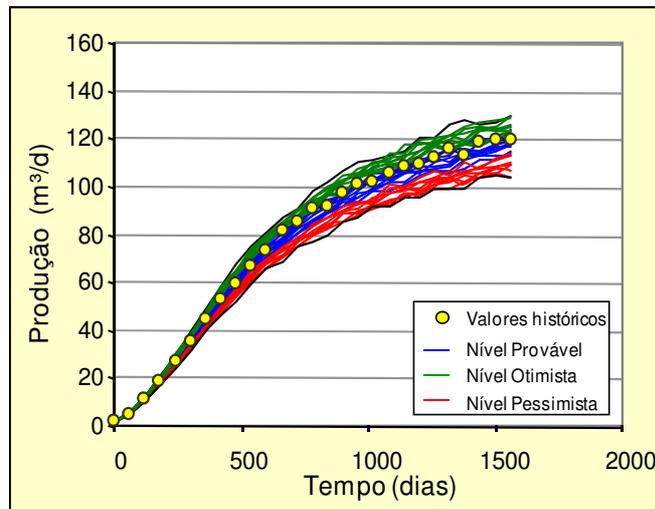


Figura 4.13 – Fase 3: redução final das incertezas presentes

4.6.4 Fase 4: Controle de Resultados

É preciso fazer um controle de resultados obtidos segundo o grau de redução de incerteza definido a partir dos limites aceitáveis determinados no início do processo. Esta fase de avaliação da eficiência dos métodos é crítica. Lembrando que a faixa alvo consiste na delimitação do grau de incerteza pretendido, segundo as curvas de incerteza obtidas estejam ou não incluídas nessa faixa, todo o processo pode recomeçar. Uma nova volta de aplicação da metodologia poderia ser realizada se o espalhamento dos perfis produtivos não estiver adequado ou suficiente, indicando o caráter iterativo da metodologia.

4.6.5 Fase 5: Obtenção das Curvas de Previsão

Nesta fase é obtida a faixa final da incerteza do comportamento dinâmico de reservatório no período de previsão (Figura 4.14). Os modelos correspondentes aos percentis 10% e 90%, da curva de incerteza aceita na fase anterior, são indicadores apropriados para determinar a nova gama de variação do desempenho futuro sob incerteza, após a aplicação da metodologia.

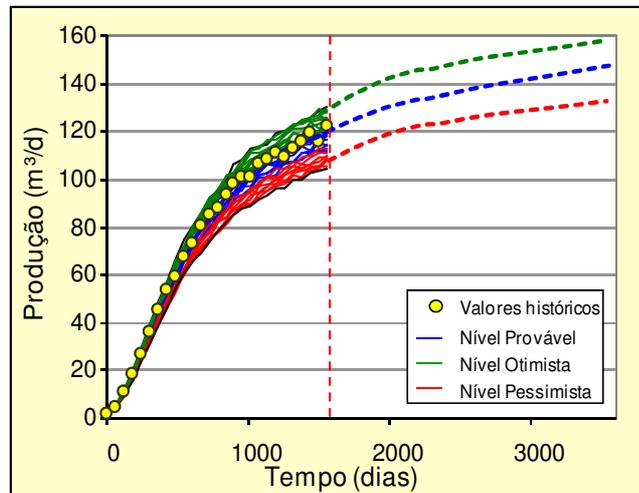


Figura 4.14 – Fase 5: espalhamento final das curvas de previsão

4.7 Fluxograma da Metodologia Proposta

A metodologia de integração de ajuste de histórico com a análise de incertezas sugerida neste trabalho está representada resumidamente na Figura 4.15. Os elementos de decisão, ressaltados em azul, indicam os pontos nos quais o bloco de ações derivadas da aplicação dos métodos pode ser repetido um número de vezes conforme necessário e depois o controle volta à seqüência do processo base.

Os três métodos apresentados são aplicados em forma gradativa em função do grau de redução da incerteza desejada ou definida como aceitável.

Inicialmente, sugere-se a aplicação do Método 1, e se a redução da incerteza não for suficiente sugere-se a aplicação do Método 2. Da mesma forma, se for desejada uma mitigação maior do grau de incerteza, sugere-se a aplicação do Método 3. Após a fase de ajuste regional e local, uma nova análise de sensibilidade pode ser feita, já reduzidos os intervalos de variação dos atributos críticos selecionados. Nesta segunda etapa as outras variáveis descartadas no início do procedimento são convalidadas em sua influência sobre a FO escolhida, e se é necessário, continuar reduzindo a incerteza existente no reservatório.

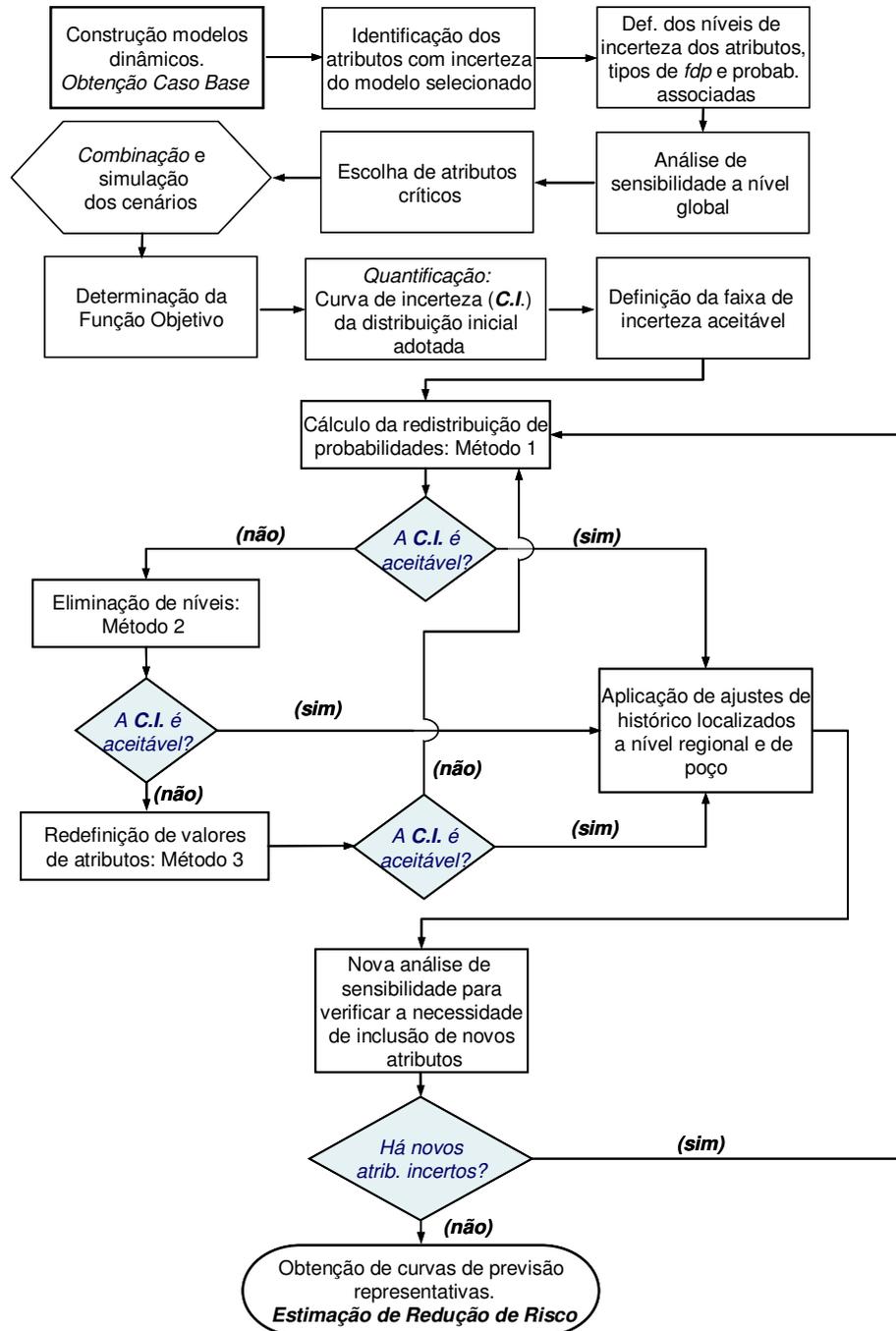


Figura 4.15 – Fluxograma da metodologia

4.8 Ferramentas Utilizadas

A fase inicial do trabalho, basicamente de estudo do comportamento dos modelos dinâmicos e de seleção e montagem dos atributos críticos, é efetuada no ambiente de

microcomputador. Porém, a partir da análise de sensibilidade, partiu-se para o uso conjunto da técnica de computação paralela.

Como ferramentas de auxílio para a análise realizada, empregou-se o programa UNIPAR (módulos de análise de incertezas – MAI, módulo de paralelização de simuladores – MPS e o módulo PIAI - Programa de integração de Análise de Incerteza). O módulo MAI visa à combinação de atributos mediante a montagem de árvore de derivação com os possíveis cenários. O módulo MPS é utilizado para acelerar o processo através da distribuição das múltiplas simulações em paralelo na rede de computadores disponível. O programa PIAI permite o cálculo dos somatórios dos afastamentos quadráticos entre as curvas de histórico e dos modelos com seu respectivo sinal, para todos os passos de tempo considerados. Todos os programas foram desenvolvidos pelo Grupo de Pesquisa de Simulação de Reservatórios (UNISIM) da UNICAMP.

Capítulo 5

Aplicação

Neste capítulo são descritos os modelos numéricos de simulação que serviram de base para desenvolver e aplicar a metodologia proposta neste trabalho.

A abordagem será feita sobre dois casos de complexidade similar. O Caso A é referente ao reservatório do Campo de Namorado, Bacia de Campos e serve para verificar, em nível global, a aplicação da metodologia. Na etapa de aplicação da metodologia é utilizado o segundo caso, denominado Caso B, criado para um projeto de análise geoestatística com a participação da Petrobras e empresas parceiras. Utiliza-se um modelo sintético, construído a partir de dados de afloramentos reais no Brasil e compreendendo a informação de poços e de interpretação sísmica de campos marítimos análogos. Os dados foram tratados, qualitativa e quantitativamente, para a parametrização dos depósitos reservatórios.

5.1 Caso A: Modelo do Campo de Namorado

O Campo de Namorado localiza-se na porção central-norte do conjunto de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos. Descoberto pela Petrobras em 1975, entrou em produção em 1979, com equipe provisória, aproveitando poços com fins exploratórios. A perfuração dos poços de desenvolvimento começou no final de 1982 através da plataforma PNA-1A e PNA-2. O total de poços perfurados chegou a 56, sendo 14 exploratórios e 42 de desenvolvimento. A produção com sistema definitivo iniciou em agosto de 1983 e seis meses mais tarde inicia a injeção de água do mar tratada, com o objetivo de evitar uma queda da pressão de reservatório inferior à pressão

de saturação (210 kgf/cm^2). Representa um dos campos de óleo com maior fator de recuperação da plataforma continental brasileira. Outros detalhes do Campo de Namorado podem ser encontrado em Menezes, S. X. (1986).

Este campo petrolífero apresenta sua base de dados disponibilizada pela ANP para o estudo acadêmico. Todas as informações descritas são provenientes dos relatórios presentes na base de dados utilizada. Trata-se de um campo desenvolvido com mais de 25 anos de operação, entretanto, para reproduzir o grau de conhecimento atingido no estágio inicial de desenvolvimento, foram utilizados neste trabalho apenas os dados disponíveis na fase de delimitação do campo até uma data intermediária (final do ano 1992).

As rochas reservatório, chamadas Arenito Namorado, após a descoberta do Campo com o mesmo nome, resultaram das acumulações de areias turbidíticas com intercalações de margas e folhelhos, sedimentadas durante o período Cretáceo Superior (idade Cenomaniana Inferior). De acordo com Menezes e Adams (1990), essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) e, na área do campo, ocorre entre 2900 a 3400 metros abaixo do nível do mar. O reservatório apresenta as seguintes características:

- Área com fechamento do tipo misto, estrutural e estratigráfico (em torno de 23 km^2);
- Geometria externa lenticular/tabular com limite inferior definido por carbonatos e limite superior definido por margas e folhelhos. Os limites laterais são ao norte a ao sul por acunhamento, sudeste, noroeste e sudoeste por falhas.
- Espessura média de 60 m (variando de 5 a 130 m);
- A geometria interna é heterogênea, de baixo grau com estruturas primárias predominantes de arenito maciço e composição arcossiana; de granulometria média regular e com grau de arredondamento e esfericidade, em geral, baixo.

No período produtivo considerado, o campo tem 46 poços activos distribuídos em uma extensão de aproximadamente 8 km de comprimento mínimo e máximo de 14 km e 4 km de largura média. A drenagem é realizada através de 33 poços produtores de óleo e 13 poços injetores de água, os quais são considerados neste estudo. A operação do campo, de tipo marítima a 80 km da costa, começou a partir de duas plataformas fixas, situadas em lâmina de água variável

entre 115 m e 250 m. O volume de óleo original do campo é de aproximadamente 105 milhões de m³ e o principal mecanismo de produção é gás em solução, com um aquífero de fundo com pequeno empuxo.

No nível dos reservatórios, o campo é uma estrutura falhada subdividida em blocos através de falhas normais. O bloco principal, com a maior produção, está posicionado na parte central. A acumulação de óleo é controlada pelos acunhamentos ou *pinchouts* dos arenitos e pelas características estruturais. Os selos dos reservatórios são as margas e os folhelhos da seqüência hemipelágica. Na Figura 5.1, pode-se observar a configuração estrutural, as falhas normais interpretadas e os blocos existentes, (Guardado *et al.*, 1989).

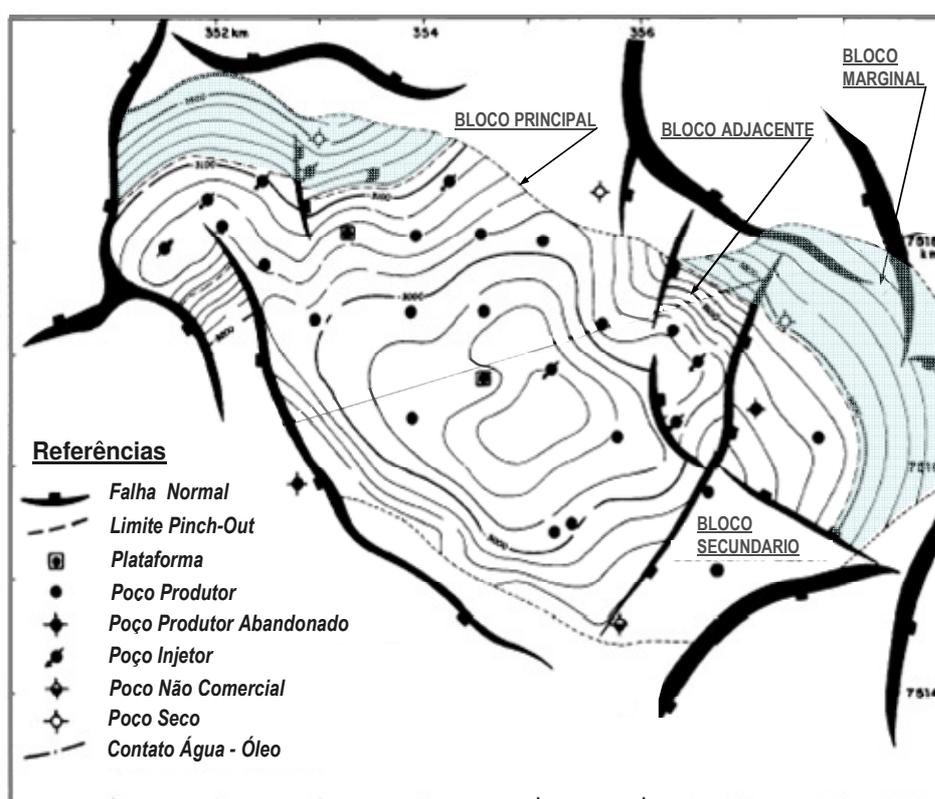


Figura 5.1 – Mapa Estrutural no topo do período Cenomaniano/Turoniano, areia produtiva Campo de Namorado (Guardado *et al.* (1989)

O reservatório está conformado por várias camadas de areias turbidíticas estratificadas com folhelhos intercalados. Em certos pontos do reservatório, as areias individuais coalescem até formarem corpos mais compactos. Estes corpos atingem uma espessura máxima no bloco

principal de 130 metros, sendo o fechamento estrutural de até 160 metros. A porosidade do reservatório é da ordem de 20 % a 30 % e a permeabilidade das rochas exibe valor médio entre 400 e 600 mD e, em certas partes, com até valores superiores a um Darcy. Localmente estas areias apresentam zonas de camadas mais finas (adelgaçamento deposicional) ou com cimentação carbonática, reduzindo estes valores. Os corpos arenosos são alongados no sentido SO-NE. As camadas estão interconectadas como foi demonstrado pelos dados de pressão na zona central do campo (Guardado *et al.*, 1989). Alguns reservatórios na parte SE do campo exibem pressões originais indicando o caráter lenticular e isolado destes corpos arenosos.

5.1.1 Modelagem Geológica

Para a modelagem geológica foi realizado um estudo prévio para o conhecimento das principais características do campo. O modelo foi definido apenas com base nos perfis de poços, testemunhos e dados de petrofísica, para reproduzir uma situação semelhante ao conhecimento do campo nas fases iniciais.

A base de informação referente à fase inicial de desenvolvimento, nos primeiros anos, é suficiente para a modelagem dinâmica do reservatório, mas o grau de desconhecimento é ainda alto. Esses dados compreendem: nove linhas sísmicas; quinze poços perfurados; quatro análises de PVT dos fluidos; análise de testes de formação; interpretação de perfis elétricos e dados laboratoriais de testemunhos extraídos em três poços. A interpretação da sísmica 3D, já disponível nessa época, não foi utilizada por exceder o escopo deste trabalho.

No estudo da rocha, dois testemunhos foram utilizados para os dados de porosidade e permeabilidade absoluta, sete análises de permeabilidade relativa, dez de pressão capilar e compressibilidade de rocha. Dos poços perfurados nesta etapa, oito localizam-se dentro do bloco principal e dois são secos, servindo para a delimitação do campo (Figura 5.2).

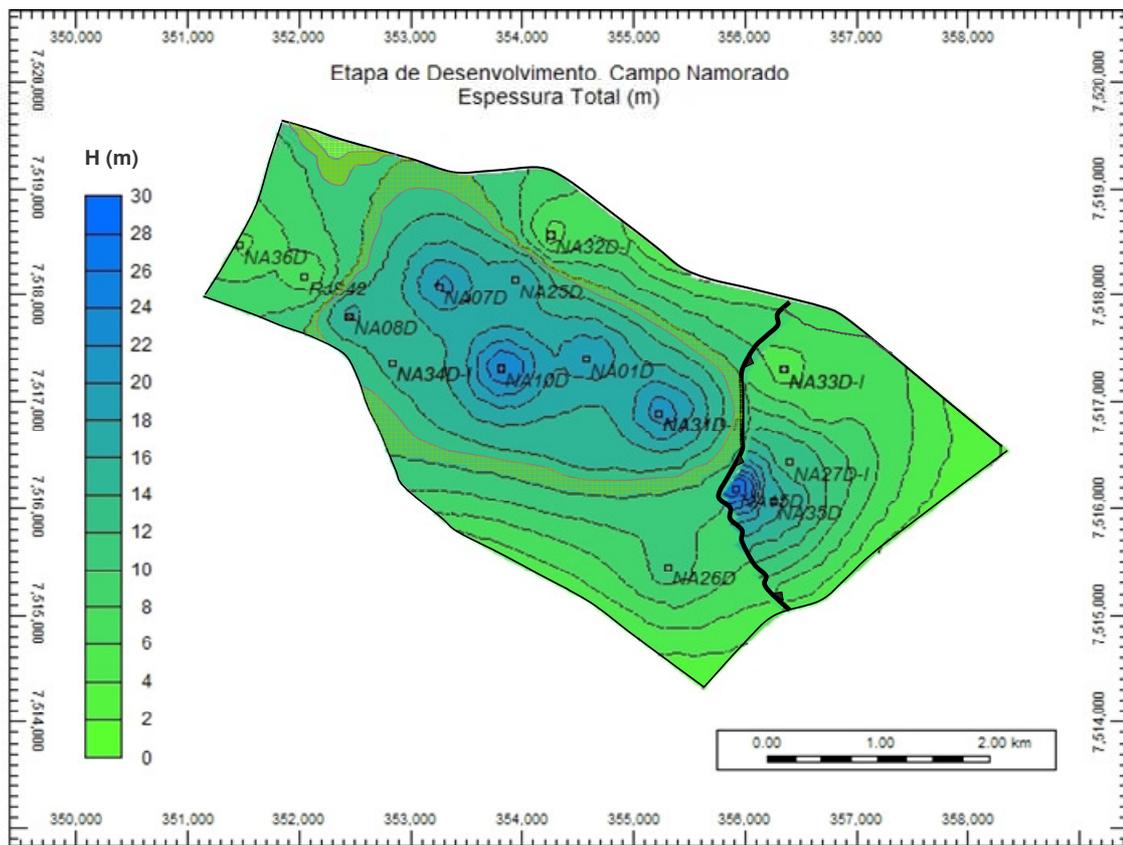


Figura 5.2 – Configuração estrutural e espessura de um nível do modelo

O reservatório pode ser dividido em 3 ciclos deposicionais (*finning-upward*), com arenitos na base e com predomínio de folhelhos no topo, uma configuração semelhante à identificada por Souza Jr. (1997). Para a melhor caracterização do fluxo, os ciclos foram subdivididos em zonas de rocha reservatório e não-reservatório, totalizando 5 intervalos. Os intervalos representados por predomínio de folhelhos apresentam considerável porcentagem de arenito o que impedem de serem camadas selantes em toda a extensão do reservatório. Os dados de porosidade e permeabilidade foram extraídos da análise de testemunhos e perfis. O modelo geológico gerado foi suficiente para aplicar a metodologia proposta em um campo muito estudado e que por isso permite um controle dos resultados.

5.1.2 Modelo de Simulação

A modelagem dinâmica do reservatório, realizada com o simulador comercial IMEX, tem 16.800 blocos. Trata-se de um modelo tipo *Black-Oil*.

A malha do modelo é do tipo *corner point* de tamanho 65x35x8, baseada no mapa de topo do reservatório do modelo geológico obtido com um programa de *krigagem* linear. Na Figura 5.3, apresenta-se o desenho de malha com 65 blocos na direção *i* de aproximadamente 100m, para cada bloco; 35 blocos na direção *j* com aproximadamente 95m, em cada bloco, e 8 níveis (*layers*) de espessura variável na direção *k*, uma vez que foi preciso refinar as camadas do modelo geológico dos arenitos 1, 3 e 5 e, dessa maneira, poder representar com maior precisão a variação das saturações (Figuras 5.5 e 5.6).

A Figura 5.4 mostra uma vista tridimensional do modelo e as Figuras 5.5 e 5.6 são, respectivamente, seções transversais nas direções *i* e *j*. A propriedade mostrada é a razão espessura camadas de arenitos vs. espessura total (NTG, *net to gross*), ilustrando claramente a presença dos níveis não-reservatório correspondentes aos folhelhos intercalados entre os arenitos.

Na Figura 5.3, pode-se observar a presença de uma falha principal (linha de cor laranja) que divide o reservatório em dois blocos, porém no modelo continuam igualmente conectados, pois o deslocamento vertical da falha não é suficiente para desconectar totalmente as camadas do reservatório, como poder ser observado na Figuras 5.5. Os fluidos acumulados na área deste campo possuem vários níveis de trapeamento controlados por pontos de derramamento, ligados a anomalias de natureza estrutural e estratigráfica (Menezes, S. X., 1986). O sistema do reservatório é composto por várias unidades de drenagem. A partir dos registros de perfis dos poços, tem-se evidência da existência de contatos de água-óleo diferentes em cada bloco. Uma interpretação dessa situação é que no momento da migração e do trapeamento dos hidrocarbonetos no reservatório, a falha principal, conduziu o transporte dos fluidos, para logo, devido a processos diagenéticos posteriores, atuar como selo entre ambos os blocos, mantendo isolados ambos os sistemas. Esse fato também é confirmado mediante testes de interferência entre poços. Pela razão explicada, a transmissibilidade horizontal da falha no modelo numérico é nula, bloqueando uma possível interconexão das camadas ao longo da falha principal já descrita.

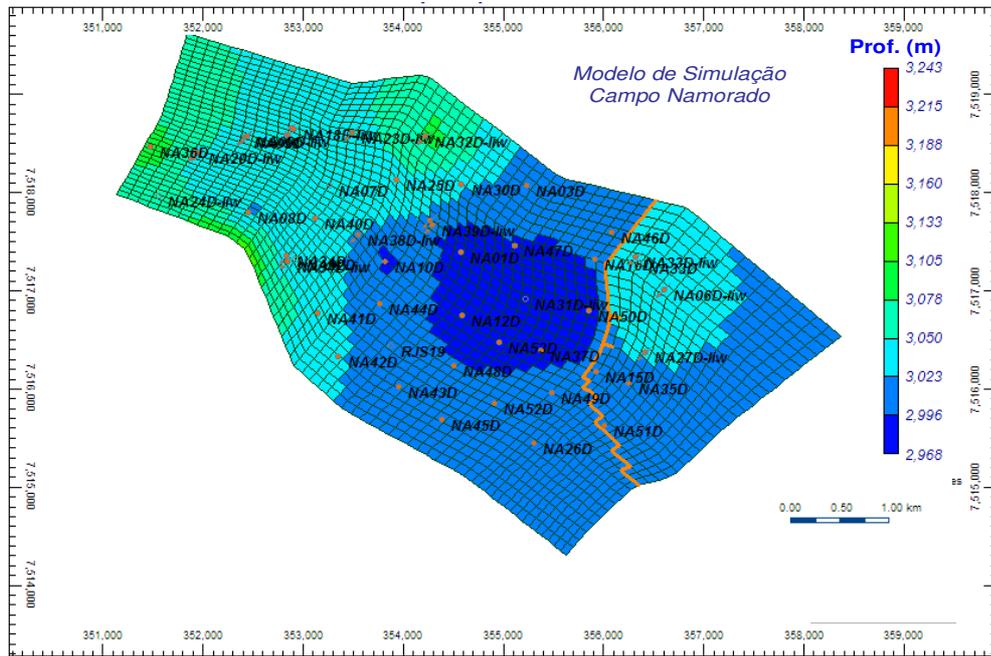


Figura 5.3 – Desenho da malha utilizada e mapa do topo estrutural

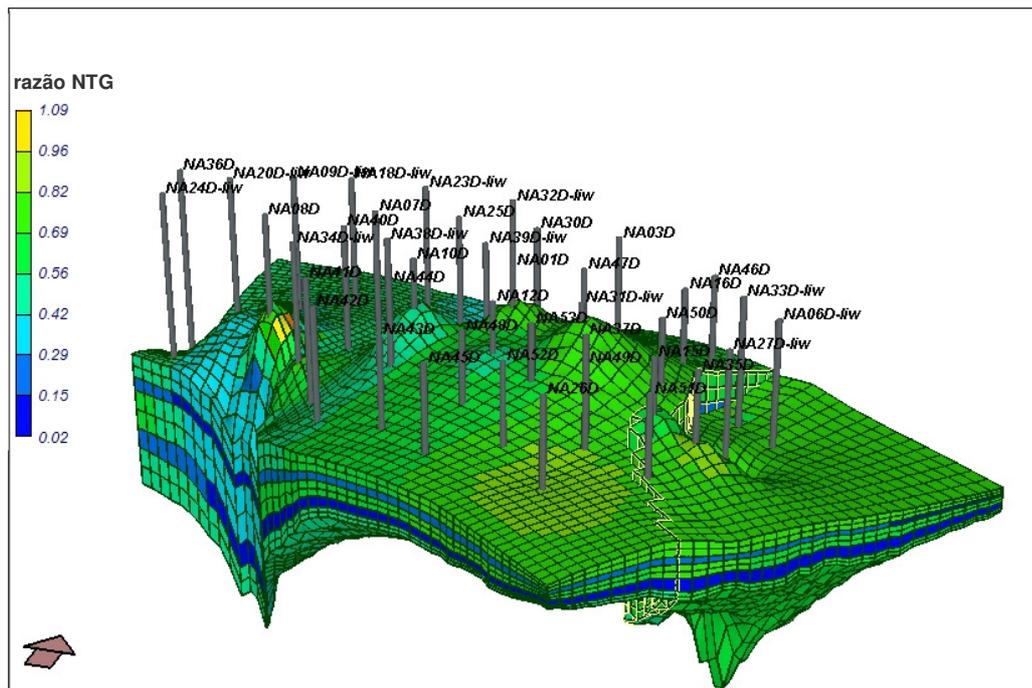


Figura 5.4 – Visão tridimensional do campo

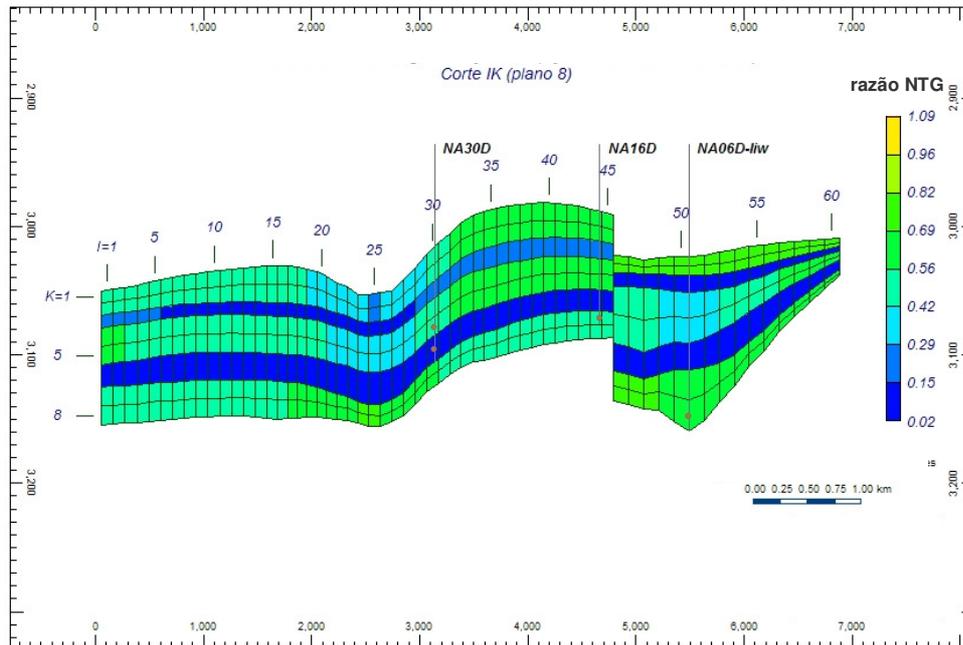


Figura 5.5 – Seção transversal na direção i-k

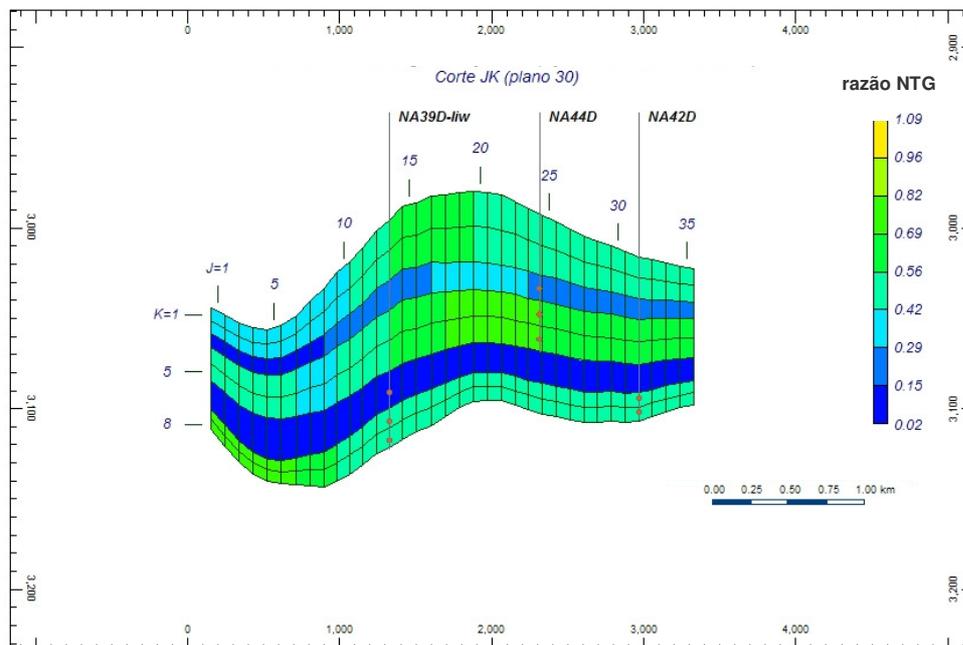


Figura 5.6 – Seção transversal na direção j-k

O hidrocarboneto presente é um óleo de 28° API. Foram validadas e ajustadas 3 fontes de dados PVT, dentre as 4 existentes, demonstrando concordância na informação coletada. O quarto ensaio foi descartado por problemas operacionais na amostragem. Os demais dados de

permeabilidades absolutas horizontais e verticais, compressibilidades de rocha, curvas de permeabilidades relativas, extremos de saturação de fluidos e curvas de pressões capilares foram ordenados, compilados e avaliados qualitativa e quantitativamente, para a fase de inicialização do modelo dinâmico. A partir dos dados estáticos e dinâmicos dos primeiros anos, testou-se o comportamento do reservatório na presença de um aquífero. Através da técnica de Van Everdingen & Husrt encontram-se valores consistentes com o valor esperado de VHOIS para o campo.

A produção teve início com um projeto piloto, com apenas quatro poços produzindo sem injeção de água. Após aproximadamente 29 meses de produção, e com a pressão estática do reservatório atingindo a pressão de saturação, começa a operação dos primeiros poços injetores de água. Após o quarto ano de operação, novos produtores e injetores são progressivamente abertos.

A função-objetivo escolhida baseia-se na vazão total da produção mensal de água, mas foi dada uma atenção especial também aos dados de pressão do campo. Foram alterados atributos do reservatório para analisar aqueles que mais influenciam sobre as curvas do histórico. Alguns atributos foram alterados no modelo para uma avaliação qualitativa dos resultados, sem melhorar significativamente o ajuste inicial, porém o objetivo principal foi obter um conhecimento e controle de comportamento dinâmico do modelo. As primeiras simulações serviram para identificar aos atributos mais importantes deste processo: volume poroso, tipo e tamanho de aquífero de fundo, permeabilidades relativas, permeabilidades horizontais e verticais, compressibilidades etc. No Anexo 2, apresentam-se as figuras do ajuste do histórico inicial, tomado como base de referência.

Aumentando, por exemplo, o volume poroso, conseguiu-se ajustar a resposta do modelo numérico ao histórico de pressão do campo, embora os valores de VHOIS tenham alcançado patamares elevados. Estes valores estão fora do intervalo calculado por outros métodos de controle, como balanços de materiais ou cálculos volumétricos. Essa variável, portanto, deve ser modificada com precaução. As alterações realizadas nos valores de compressibilidade da rocha e

do óleo, assim como as alterações na permeabilidade horizontal e vertical, não permitiram melhorar significativamente o ajuste.

Com o propósito de equilibrar as pressões estáticas, o tamanho do aquífero foi aumentado em quase três vezes. Como se observa na Tabela 5.1, o volume inicial de água total do reservatório é de aproximadamente 80 milhões de m³. A Tabela 5.1 e a Tabela 5.2 mostram respectivamente as características do modelo antes e depois do ajuste da pressão estática.

Tabela 5.1 – Características do modelo antes do ajuste de pressão

Modelo Inicial	
Informação do Reservatório de Hidrocarbonetos	
Volume poroso do reservatório	$2,36 \times 10^8 \text{ m}^3$
Gás Total <i>in situ</i>	$1,275 \times 10^{10} \text{ m}^3$
Gás Livre <i>in situ</i>	$0,00 \text{ m}^3$
Gás dissolvido <i>in situ</i>	$1,275 \times 10^{10} \text{ m}^3$
Óleo Total <i>in situ</i>	$1,124 \times 10^8 \text{ m}^3$
Água Total <i>in situ</i>	$7,82 \times 10^7 \text{ m}^3$
Razão capa de Gás vs. zona Óleo	$0,00 \text{ rm}^3 / \text{rm}^3$

Tabela 5.2 – Características do modelo após do ajuste de pressão

Modelo Ajuste convencional	
Informação do Reservatório de Hidrocarbonetos	
Volume poroso do reservatório	$2,39 \times 10^8 \text{ m}^3$
Gás Total <i>in situ</i>	$1,28 \times 10^{10} \text{ m}^3$
Gás Livre <i>in situ</i>	$0,00 \text{ m}^3$
Gás dissolvido <i>in situ</i>	$1,28 \times 10^{10} \text{ m}^3$
Óleo Total <i>in situ</i>	$1,124 \times 10^8 \text{ m}^3$
Água Total <i>in situ</i>	$2,65 \times 10^8 \text{ m}^3$
Razão capa de Gás vs. zona Óleo	$0,00 \times 10^8 \text{ m}^3$

As figuras do Anexo 3 apresentam o grau de ajuste de histórico para alguns poços. Após o ajuste global, a fase seguinte é a análise no nível dos poços. Foram feitas análises localizadas, seguindo o mesmo procedimento citado anteriormente. Essas análises contribuem para o conhecimento do grau de variação em nível localizado, dos atributos de reservatório mais importantes.

5.1.3 Atributos Incertos

O estágio anterior permite a escolha dos atributos estáticos e dinâmicos para análise da sua influência global no modelo. Cada atributo incerto é discretizado em três níveis, com uma probabilidade de 20% - 60% - 20%, para o valor pessimista, provável e otimista respectivamente, considerando uma função de distribuição de probabilidade triangular. Os valores extremos dos níveis representam a faixa de variação inicial desses atributos. Para o caso em estudo, os atributos iniciais de domínio global identificados são os seguintes:

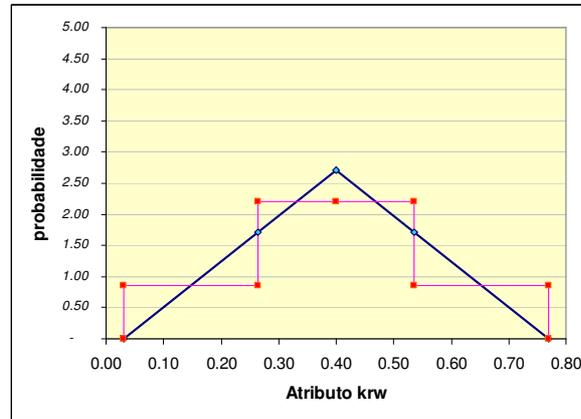
- Tamanho do aquífero (aq);
- Permeabilidade vertical (kv);
- Permeabilidade horizontal (kh);
- Sistema permeabilidade relativa água-óleo (krw);
- Volume poroso (vm).

Os valores iniciais médios, os mais prováveis e os limites dos atributos considerados, estão apresentados na Tabela 5.3. Para a análise de sensibilidade foram utilizados os valores extremos listados.

Tabela 5.3 – Valores iniciais dos valores médios e limites dos atributos escolhidos (Caso A)

Atributo	Valores representativos	Observações
aq_0	(80 x 2,05)	(Espessura vezes R_e/R) onde R_e é o Limite exterior do aquífero e R o limite externo do reservatório
aq_1	(40 x 1,5)	
aq_2	(120 x 2,3)	
kh_0	(1,25)	Multiplicador da permeabilidade horizontal nas camadas
kh_1	(0,5)	
kh_2	(1,85)	
krw_0	(0,4)	Valores dos extremos K _{rw}
krw_1	(0,15)	
krw_2	(0,65)	
kv_0	(0,04)	Multiplicador de permeabilidade vertical
kv_1	(0,0125)	
kv_2	(0,068)	
vm_0	(1,13)	Multiplicador do volume poroso
vm_1	(0,9)	
vm_2	(1,35)	

Na Figura 5.7, apresenta-se um exemplo da associação do atributo kr_w com a distribuição triangular.



DISTRIBUIÇÃO TRIANGULAR	ENTRADA		SAÍDA		
	Valores	Percentis	Probabilidade	Valores	Pto Medio
Mínimo	0.03				
Otimista		20.0%	20%	0.26	0.15
Provável	0.4	50.0%	60%	0.40	0.40
Pessimista		80.0%	20%	0.54	0.65
Máximo	0.77				

Figura 5.7 – Variação do atributo permeabilidade relativa de água (kr_w) da areia reservatório

Neste caso, há uma curva de permeabilidade relativa do óleo associada com cada nível do atributo kr_w , enquanto que a curva do atributo permeabilidade relativa da água tem seu formato alterado, de acordo com as curvas exibidas na Figura 5.8. As alterações foram obtidas através da consideração de um expoente da água para cada nível segundo o modelo de Corey e os valores extremos mostrados na Figura 5.7. Na Tabela 5.4, listam-se os valores característicos das curvas para os níveis pessimista, provável e otimista, bem como para os limites inferior e superior utilizados na aplicação dos métodos propostos neste trabalho.

Tabela 5.4 – Valores característicos das curvas de permeabilidade relativa Sistema Água-Óleo

Condição	Valores kr_w (Distr. Triangular)	Valores assoc. k_{ro}	Expoente de água modelo Corey
Limite inferior	0,03	-	-
Nível pessimista	0,15	0,90	3,0
Nível provável	0,40	0,75	2,0
Nível otimista	0,65	0,55	2,5
Limite superior	0,77	-	-

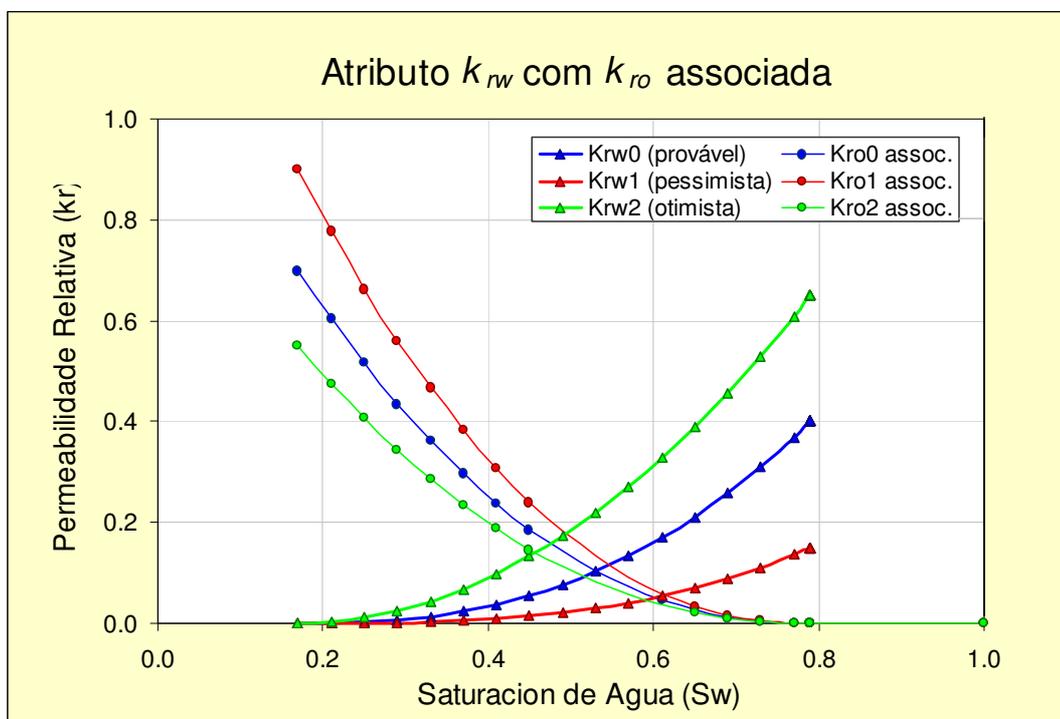


Figura 5.8 – Curvas de permeabilidade relativa utilizadas (k_{rw})

As previsões realizadas são do tipo de continuidade operacional sobre a base da distribuição de poços produtores e injetores existentes ao final do período histórico. São fixadas as vazões de produção de líquido e de água injetada para cada poço em função da média do último trimestre registrado. Considera-se também, para cada poço, um valor máximo para o corte de água e uma mínima vazão de óleo com o conseqüente fechamento, se for ultrapassado alguns dos níveis mencionados. Pressões dinâmicas de fundo mínimas para os poços produtores (pwf_{min}) e pressões máximas de operação para os poços injetores, também em condições de fundo (pwf_{max}), foram consideradas nas previsões. Não é restringida a razão de gás-óleo de produção, para evidenciar os efeitos da mitigação do grau de incerteza presente no reservatório sobre esta variável dinâmica.

As condições adotadas para os poços nos cálculos das previsões estão dadas nas Equações 5.1 a 5.4.

$$\text{Corte de Água Máximo} = (Wcut_{max}) = 95 \% \quad 5.1$$

$$\text{Vazão de Óleo mínimo} = (Q_{\text{óleo}}) = 30 \text{ m}^3/d \quad 5.2$$

$$\text{Pressão dinâmica de fundo mínima} = (BHP_{\text{mín}}^{\text{prod}}) = 2,1 \text{ kgf/cm}^2 \quad 5.3$$

$$\text{Pressão de injeção de fundo máxima} = (BHP_{\text{máx}}^{\text{inj}}) = 300 \text{ kgf/cm}^2 \quad 5.4$$

5.2 Caso B: Modelo Sintético Complexo

O modelo denominado Caso B é um modelo de reservatório de alta heterogeneidade e complexidade. Trata-se de um modelo gerado sinteticamente, mediante técnicas geoestatísticas, baseado em dados de afloramentos reais no Brasil e compreendendo informações de poços e de interpretação sísmica de campos análogos em sistemas turbidíticos (Silva *et al.*, 2005). Os dados foram obtidos, coletados, compilados e tratados, gerando uma base de dados confiável quanto à geometria e parametrização do reservatório. A configuração do reservatório consiste basicamente em regiões de alta permeabilidade (os canais) e de baixa permeabilidade (a zona de areia com folhelhos circundante).

5.2.1 Modelagem Geológica

O modelo geológico usado como referência, reproduz um sistema turbidítico depositado em águas profundas. Os elementos deposicionais modelados são canais, depósitos laterais e folhelhos hemipelágicos que representam pausas nos processos de sedimentação dominante. Os parâmetros petrofísicos (porosidade e permeabilidade) foram atribuídos a partir de correlações com a razão NTG, sendo os valores representativos da faixa típica dos reservatórios existentes na plataforma continental brasileira. O modelo está composto por três zonas estratigráficas definidas, cada nível tem diferentes propriedades geofísicas e geológicas associadas, em função das fácies observadas de arenitos argilosos de baixa qualidade, atravessadas por canais arenosos entrecruzados.

O modelo de simulação fino obtido tem 217x275x6 blocos, com 12 poços verticais, 7 produtores e 5 injetores. A distribuição dos poços considera as características de continuidade dos corpos, permeabilidade e porosidade dos reservatórios em função dos depósitos identificados na interpretação da superfície. Este modelo permitiu gerar sinteticamente os dados de produção que

são tomados como referência, para um período de 10 anos. Posteriormente estes dados gerados a partir do modelo fino original, foram sujeitos a um ruído aleatório com a finalidade de representar os erros comuns na medição da produção.

Para reproduzir as condições típicas de construção de modelos em condições reais, finalmente, um segundo modelo é obtido a partir do modelo geológico refinado, para representar o comportamento dinâmico do reservatório. O modelo grosseiro construído tem um tamanho de 43x55x6 blocos, e com o objetivo de mudar as condições geológicas de origem, os parâmetros dos elementos considerados em cada camada são variados seguindo outros padrões aos posicionais observados, mas com parametrização análoga.

5.2.2 Modelo de Simulação

A malha utilizada para o Caso B é do tipo *corner-point* com tamanho 43x55x6. O reservatório está dividido em três unidades, assumindo as mesmas propriedades geológicas para as camadas contidas em cada unidade geológica considerada. A primeira unidade compreende as três primeiras camadas do modelo, a segunda unidade é composta pela quarta e quinta camadas, e a terceira unidade está formada pela sexta camada do modelo.

Nas Figuras 5.9 e 5.10, é mostrada a malha utilizada com o mapa estrutural e a distribuição dos valores de porosidade, respectivamente. As seções transversais nas direções i e j são apresentadas nas Figuras 5.11 e 5.12, sendo mostrada nesta última, a permeabilidade absoluta.

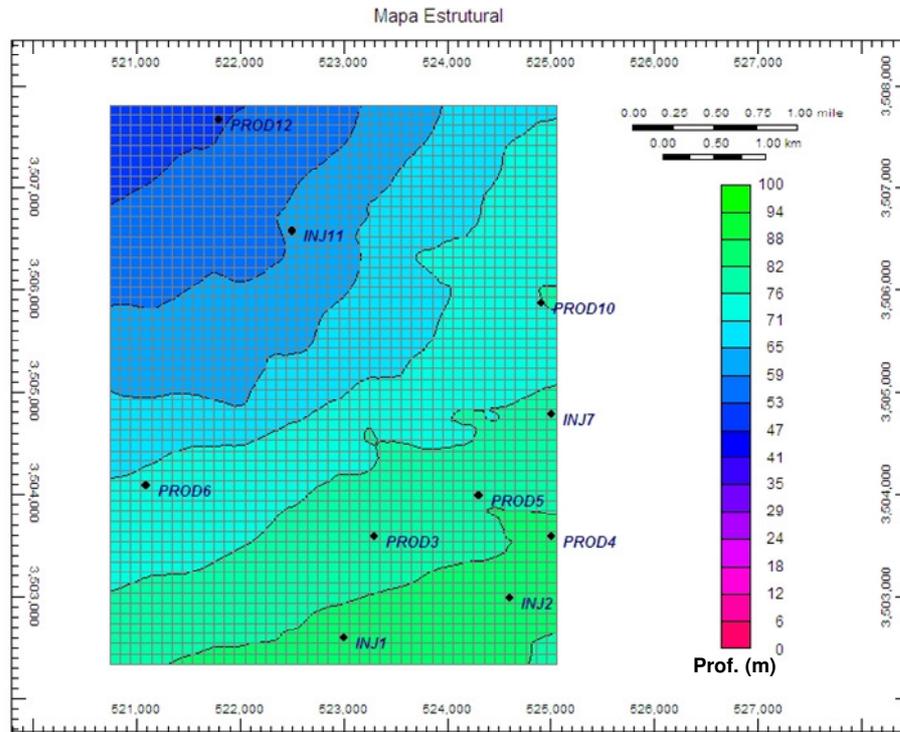


Figura 5.9 – Desenho da malha utilizada e mapa de topo

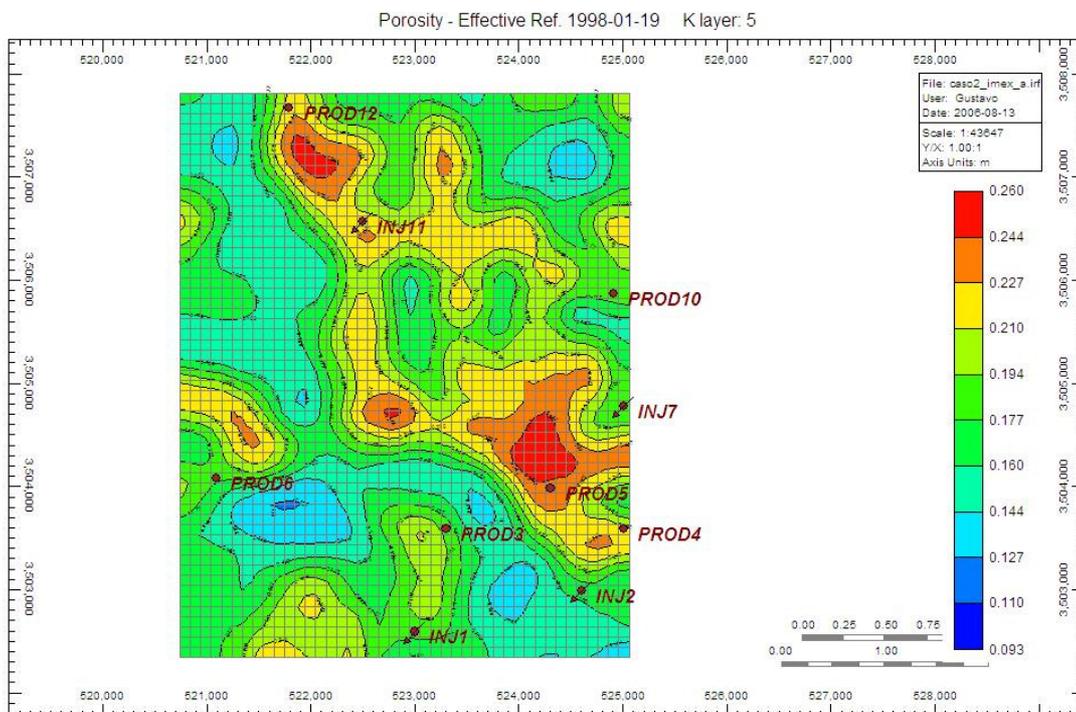


Figura 5.10 – Mapa de distribuição de porosidade Nível 5

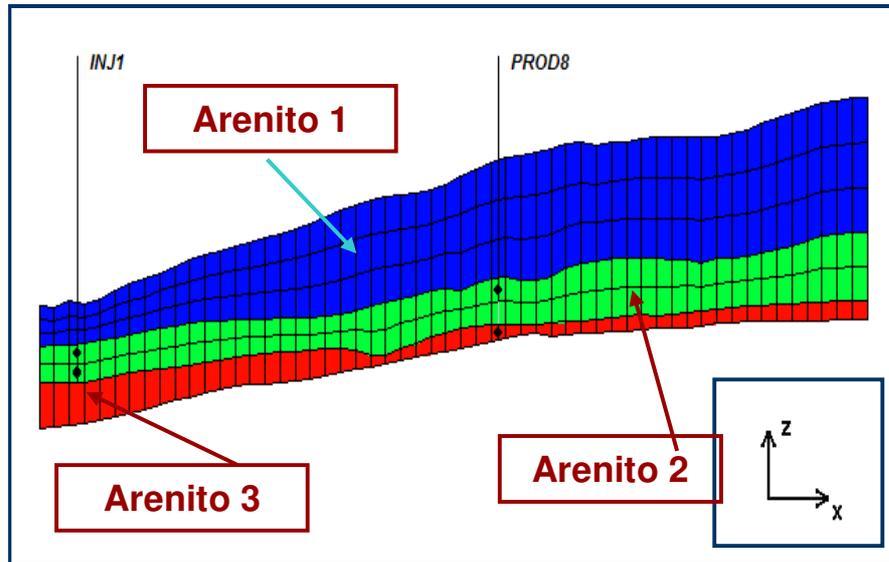


Figura 5.11 – Seção transversal i-j, disposição das camadas

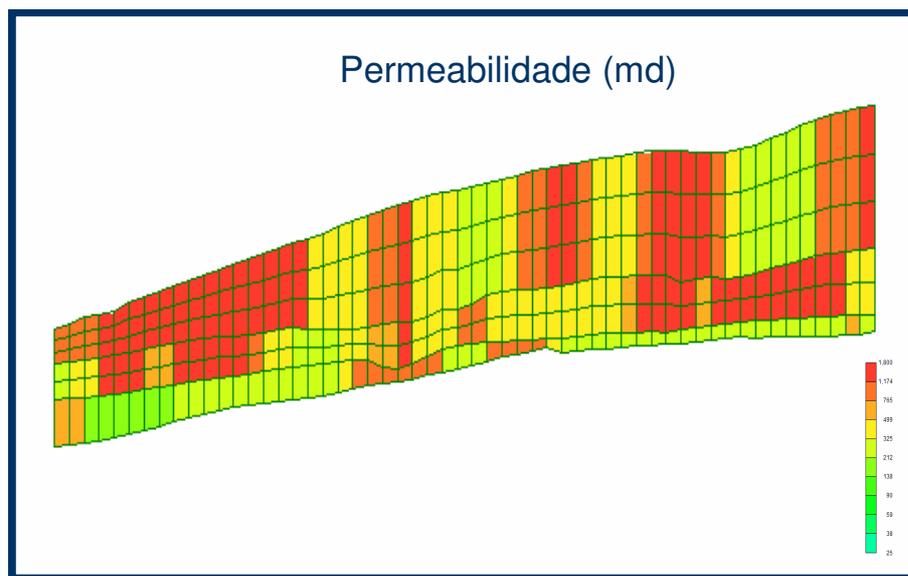


Figura 5.12 – Seção transversal i-j, permeabilidades

Obtém-se desta forma um modelo dinâmico que pode ser modificado durante o ajuste de histórico de produção, seguindo técnicas de análise de incerteza. O processo descrito foi concebido para agregar a incerteza na distribuição espacial dos canais e o valor das propriedades do reservatório. Uma visão lateral tridimensional do modelo estrutural pode ser visto na Figura 5.13.

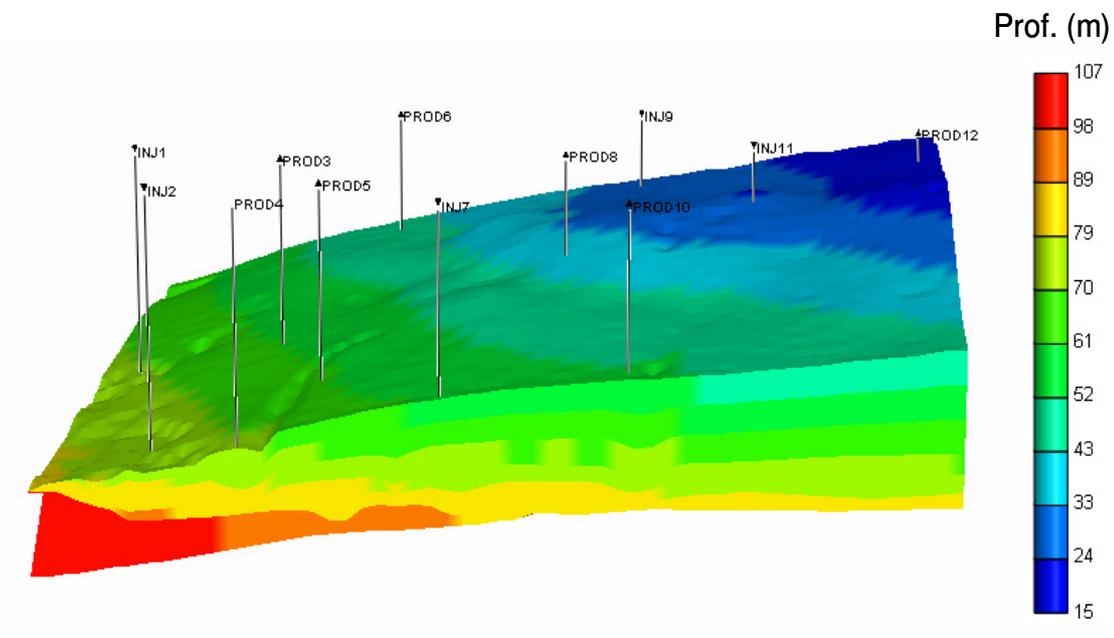


Figura 5.13 – Modelo estrutural do reservatório (profundidade em metros)

Os dados gerais e dos poços produtores e injetores do modelo estão listados na Tabela 5.5 e nas Figuras 5.14 até a 5.19 são apresentados os mapas de permeabilidade absoluta por nível com a localização dos poços.

Tabela 5.5 – Valores característicos do modelo dinâmico

Descrição	Valor
Data de início	1/1/1990
Tempo de simulação	3600 dias
Data de término	10/11/1999
Número de poços produtores	7
Número de poços injetores	5
Poços produtores	PROD3, PROD4, PROD5, PROD6, PROD8, PROD10 e PROD12
Poços injetores	INJ1, INJ2, INJ7, INJ9 e INJ11

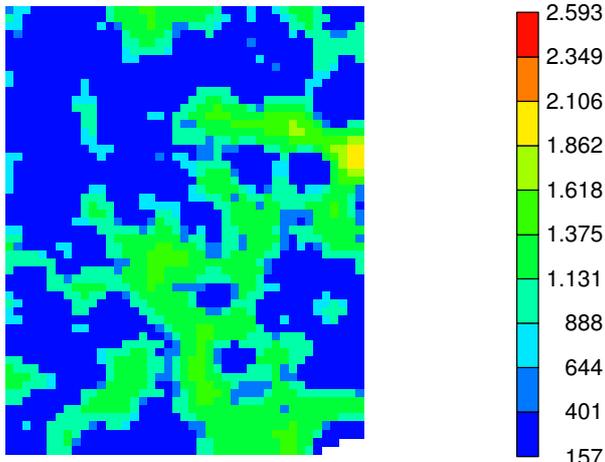


Figura 5.14 – Permeabilidade horizontal da camada 1

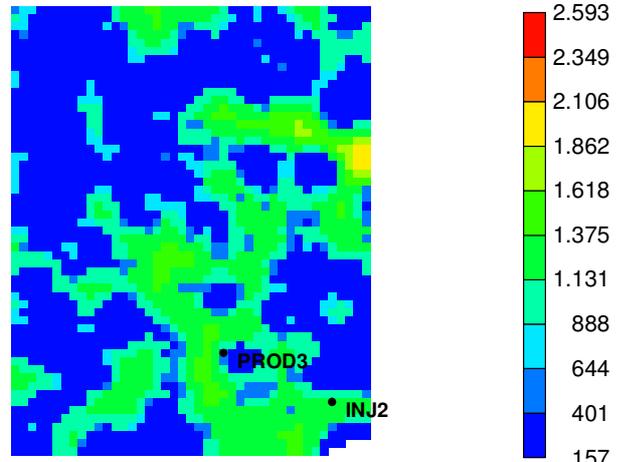


Figura 5.15 – Permeabilidade horizontal da camada 2

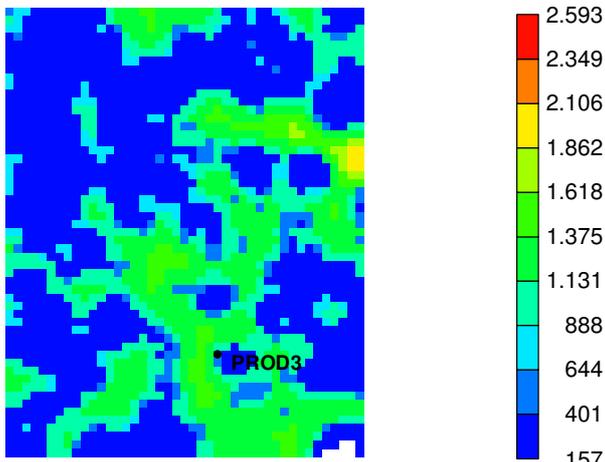


Figura 5.16 – Permeabilidade horizontal da camada 3

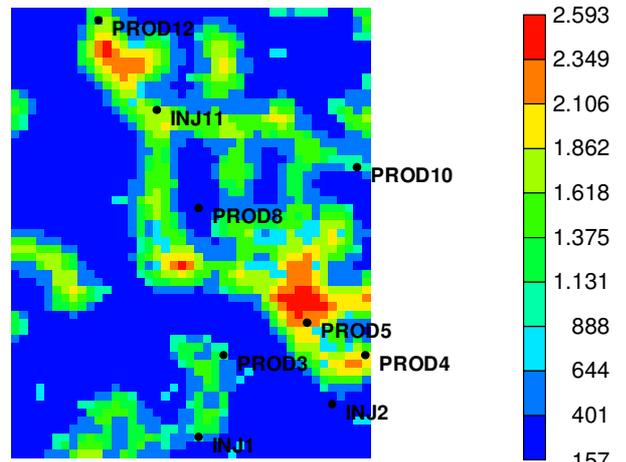


Figura 5.17 – Permeabilidade horizontal da camada 4

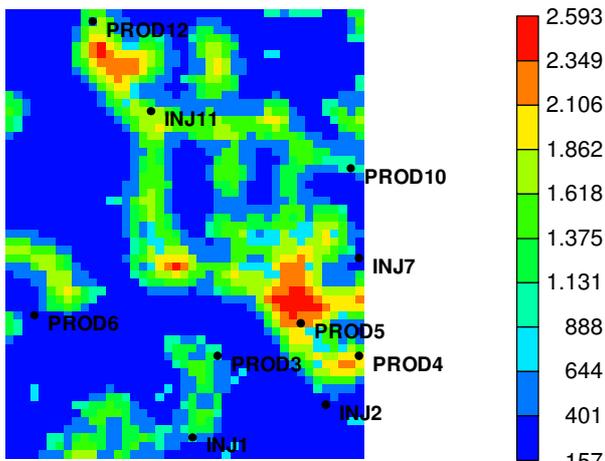


Figura 5.18 – Permeabilidade horizontal da camada 5

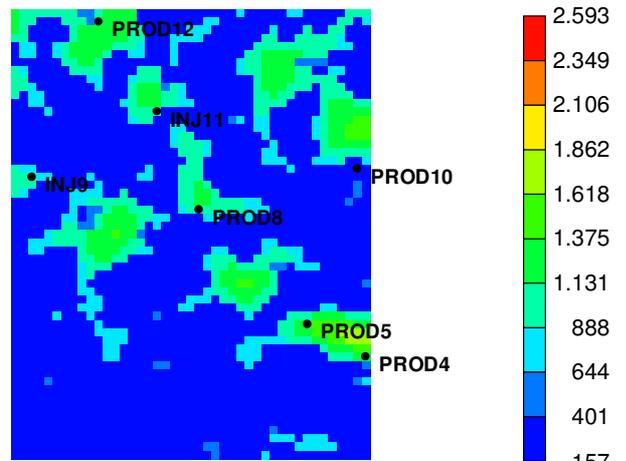


Figura 5.19 – Permeabilidade horizontal da camada 6

A função-objetivo escolhida neste caso é produção mensal de água para a avaliação em nível global, porém, foi dada uma atenção às pressões dinâmicas de produção por poço na fase de aplicação localizada. Inicialmente foram feitas algumas modificações globais para verificar e testar o comportamento dinâmico do reservatório. Esse procedimento permite melhorar o grau de ajuste, sem aprofundar demasiadamente, pois será aplicado um procedimento de redução e gerenciamento das incertezas nos atributos de reservatório previamente identificados. As características do modelo após do ajuste da pressão estática são mostradas na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Características do modelo após o ajuste de pressão

Modelo com ajuste convencional	
Informação do Reservatório de Hidrocarbonetos	
Volume poroso do reservatório	$1,09 \times 10^8 \text{ m}^3$
Gás Total in situ	$6,40 \times 10^9 \text{ m}^3$
Gás Livre in situ	$0,00 \text{ m}^3$
Gás dissolvido in situ	$6,40 \times 10^9 \text{ m}^3$
Óleo Total in situ	$8,19 \times 10^7 \text{ m}^3$
Água Total in situ	$7,19 \times 10^7 \text{ m}^3$
Razão capa de Gás vs. zona Óleo	$0,00 \times 10^7 \text{ m}^3$

No Anexo 4, apresenta-se o ajuste de histórico base tomado como início da fase seguinte. No Anexo 5 são mostrados os ajustes de alguns poços.

5.2.3 Atributos Incertos

Com a escolha dos atributos estáticos e dinâmicos avalia-se a sua influência global e local no modelo. Cada atributo incerto é discretizado em três níveis com uma probabilidade de 20% - 60% - 20% ou 25% - 50% - 25% segundo o caso, para o valor pessimista, provável e otimista respectivamente, considerando uma função de distribuição de probabilidade triangular.

Na Tabela 5.7, são apresentados os valores mais prováveis e os níveis pessimista e otimista dos atributos incertos considerados. Para a análise de sensibilidade foram utilizados os valores extremos listados.

Tabela 5.7 – Valores iniciais dos valores médios e limites dos atributos escolhidos (Caso B)

Atributo	Valores representativos	Observações
$NTGf_0$	(0,6)	Variação razão espessura neta vs. grossa zona não reservatório
$NTGf_1$	(0,2)	
$NTGf_2$	(1,0)	
Ka_0	(2,0)	Variação multiplicador permeabilidade absoluta de areia
Ka_1	(1,0)	
Ka_2	(3,4)	
Kf_0	(0,65)	Variação multiplicador permeabilidades na zona não reservatório
Kf_1	(0,30)	
Kf_2	(1,00)	
KK_0	(0,12)	Variação razão permeabilidade vertical vs. horizontal
KK_1	(0,05)	
KK_2	(0,35)	
VMa_0	(1,20)	Volume de rocha areia
VMa_1	(0,85)	
VMa_2	(1,55)	
VMf_0	(0,85)	Volume de rocha zona não reservatório
VMf_1	(0,61)	
VMf_2	(1,10)	
Kra_0	(0,40)	Permeabilidade relativa areia
Kra_1	(0,26)	
Kra_2	(0,54)	
Krf_0	(0,60)	Permeabilidade relativa zona não reservatório
Krf_1	(0,40)	
Krf_2	(0,90)	
BAR_0	(0,50)	Existência de barreiras
BAR_1	(0,00)	
BAR_2	(1,00)	
RIJ_0	(1,25)	Variação anisotropia
RIJ_1	(1,00)	
RIJ_2	(1,75)	
$BARK_0$	(0,65)	Selos verticais
$BARK_1$	(0,40)	
$BARK_2$	(0,88)	
PVT_0	(790)	Variação da densidade do óleo
PVT_1	(725)	
PVT_2	(855)	

As condições adotadas para os poços nos cálculos das previsões estão dadas nas Equações 5.5 a 5.8.

$$\text{Corte de Agua Máximo} = (Wcut_{\max}) = 95 \%$$

5.5

$$\text{Vazão de Óleo mínimo} = (Q_{\text{óleo}}) = 30 \text{ m}^3/d \quad 5.6$$

$$\text{Pressão dinâmica de fundo mínima} = (BHP_{\text{mín}}^{\text{prod}}) = 2,1 \text{ kgf/cm}^2 \quad 5.7$$

$$\text{Pressão de injeção de fundo máxima} = (BHP_{\text{máx}}^{\text{inj}}) = 300 \text{ kgf/cm}^2 \quad 5.8$$

Capítulo 6

Resultados e Discussões

Este capítulo apresenta os resultados obtidos e as correspondentes discussões a partir da aplicação da metodologia nos modelos de simulação de reservatórios descritos no Capítulo 5. O capítulo está dividido em duas seções.

A primeira refere-se à análise dos resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia, no período de desenvolvimento e estágio inicial de produção e injeção, considerando os atributos incertos de influência global, definidos como críticos no modelo identificado como Caso A. Está dividida em cinco fases, sendo a última uma validação da metodologia. Na Fase 1 é apresentada a verificação dos resultados dos Métodos 1, 2 e 3. A segunda etapa, Fase 2, tem como principal objetivo a proposta e teste de modificações dos métodos inicialmente utilizados. São mostradas modificações em relação aos métodos originais, que foram validados no trabalho tomado como referência sobre um reservatório teórico e com FO localizadas e independentes. Na Fase 3 é apresentada a verificação e a comparação dos resultados que permite quantificar, através das curvas de incerteza, o grau de redução da incerteza obtido. Em seguida, na Fase 4, é realizada uma avaliação do impacto obtido sobre a previsão de produção, antes e após a redução de incerteza, mediante a integração do histórico de produção com os modelos dinâmicos resultantes da escolha dos atributos incertos críticos. Por último, na Fase 5, valida-se a metodologia empregada considerando o período histórico completo.

Na segunda seção é aplicada a metodologia proposta no Caso B. Após a análise dos resultados obtidos no primeiro caso, estabeleceu-se uma seqüência de aplicação dos métodos

mediante o fluxograma da metodologia proposta que se encontra no final do Capítulo 4. Na aplicação dos métodos de integração, são necessários avaliações em escala regional e em nível de poço para reduzir o espalhamento entre os perfis probabilísticos obtidos. Nesta seção é aplicado um processo iterativo, em 5 fases, para cumprir com os objetivos deste trabalho.

6.1 Caso A – Aplicação com Atributos de Influência Global

São executadas as fases já citadas com o intuito de analisar e aplicar a metodologia de redução de incerteza sobre atributos de influência global do modelo. Aplicam-se os métodos de redução de incerteza descritos no Item 3.10; em seguida são discutidos os resultados e problemas encontrados.

6.1.1 Fase 1: Verificação de Resultados dos Métodos Originais

Inicia-se com a escolha dos atributos estáticos e dinâmicos em nível global para a medição da influência relativa conforme análise de sensibilidade. O objetivo é identificar aqueles atributos incertos que têm mais influência na aproximação ou aumento do afastamento do modelo base de referência em relação ao histórico.

A Figura 6.1 mostra os índices de sensibilidade obtidos para as alterações dos valores das propriedades em relação à função-objetivo baseada na produção de água total do campo. Valores relativos do índice de sensibilidade são calculados mediante os valores dos afastamentos das respostas dos modelos dinâmicos extremos, considerados em relação ao caso base. Estes valores são divididos pelo maior valor encontrado, ou seja, são números normalizados em relação ao maior afastamento. No gráfico de barras tipo “tornado”, a cor azul indica a alteração do modelo base em relação ao limite pessimista da propriedade analisada e as barras vermelhas mostram a variação relativa ao valor do nível otimista dessa propriedade. Além das cores utilizadas, as barras também são sombreadas com listras para indicar qual extremo do atributo escolhido propicia uma aproximação ou deslocamento na direção contrária do modelo base de referência, em relação ao histórico da variável observada considerada na função-objetivo.

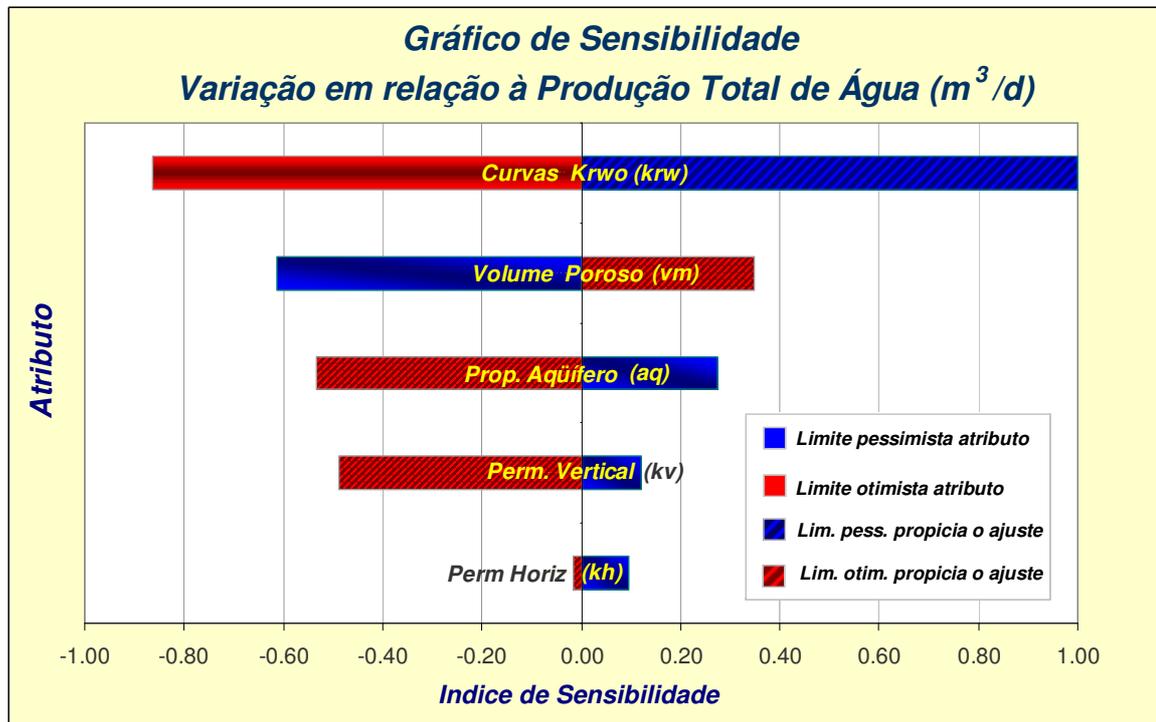


Figura 6.1 – Gráfico tipo “tornado” de índices de sensibilidade - Caso A

Na Figura 6.2, apresenta-se a variação da resposta do modelo devido à mudança dos valores extremos do atributo vm (volume poroso). Neste caso, a nova curva correspondente ao nível pessimista, (curva vermelha), se desloca em relação ao caso base (curva azul). Como resultado da influência deste extremo existe um afastamento maior com respeito ao histórico, sendo que, para o caso do nível otimista (curva verde) a curva correspondente propicia uma aproximação aos dados de produção observados. No gráfico tipo “tornado”, portanto, o listrado da barra na cor vermelha indica que este nível do atributo vm produz um deslocamento do caso base a favor do ajuste de histórico.

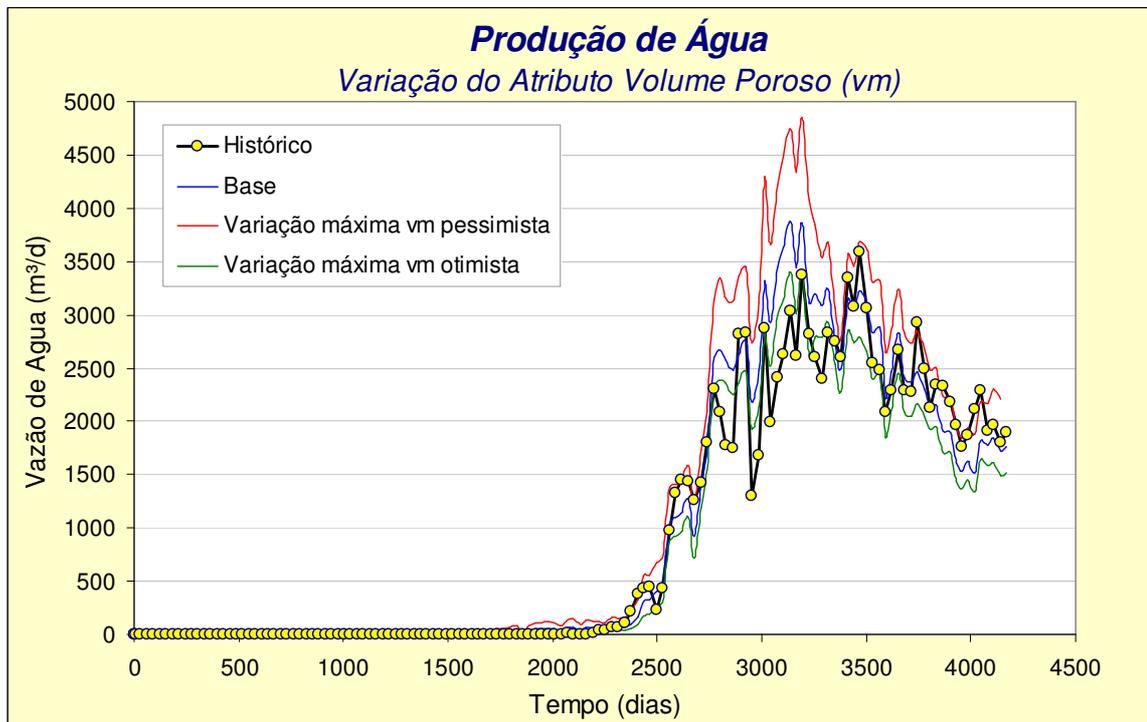


Figura 6.2 – Deslocamento do modelo base pela variação do atributo vm

O ordenamento das barras na Figura 6.1 permite inferir que o atributo incerto com maior influência, no comportamento do reservatório, é a permeabilidade relativa do sistema água-óleo (krw). A permeabilidade horizontal é o atributo com menos influência no modelo, o que justifica não considerar este atributo no posterior tratamento da redução de incerteza. Em consequência, continuam sendo utilizados nas fases seguintes os quatro primeiros atributos incertos (krw , vm , aq e kv), os quais representam a maior incerteza para a etapa da obtenção dos possíveis modelos ajustados e das previsões de produção de fluidos. Devido à escolha de três níveis discretos para representar os atributos e também a quantidade dos mesmos, definida no passo anterior, são obtidos 3^4 (81) modelos de simulação, resultantes das combinações possíveis após a aplicação da árvore de derivação.

Os modelos gerados são ordenados em função do atributo incerto global sob análise. Assim, para o caso do nível krw_0 é analisada a combinação deste parâmetro com os outros 3 níveis dos outros três atributos restantes. Desta forma são obtidas 27 curvas de vazão de água do campo referente às combinações mencionadas. Seguidamente são geradas mais outras 27 curvas associadas aos níveis krw_1 e krw_2 , respectivamente, totalizando os 81 modelos gerados, mas tendo

como referência de ordenamento o atributo krw . Na Figura 6.3, são mostradas as curvas de vazão de água do campo, agrupadas segundo os níveis krw_0 , krw_1 e krw_2 respectivamente.

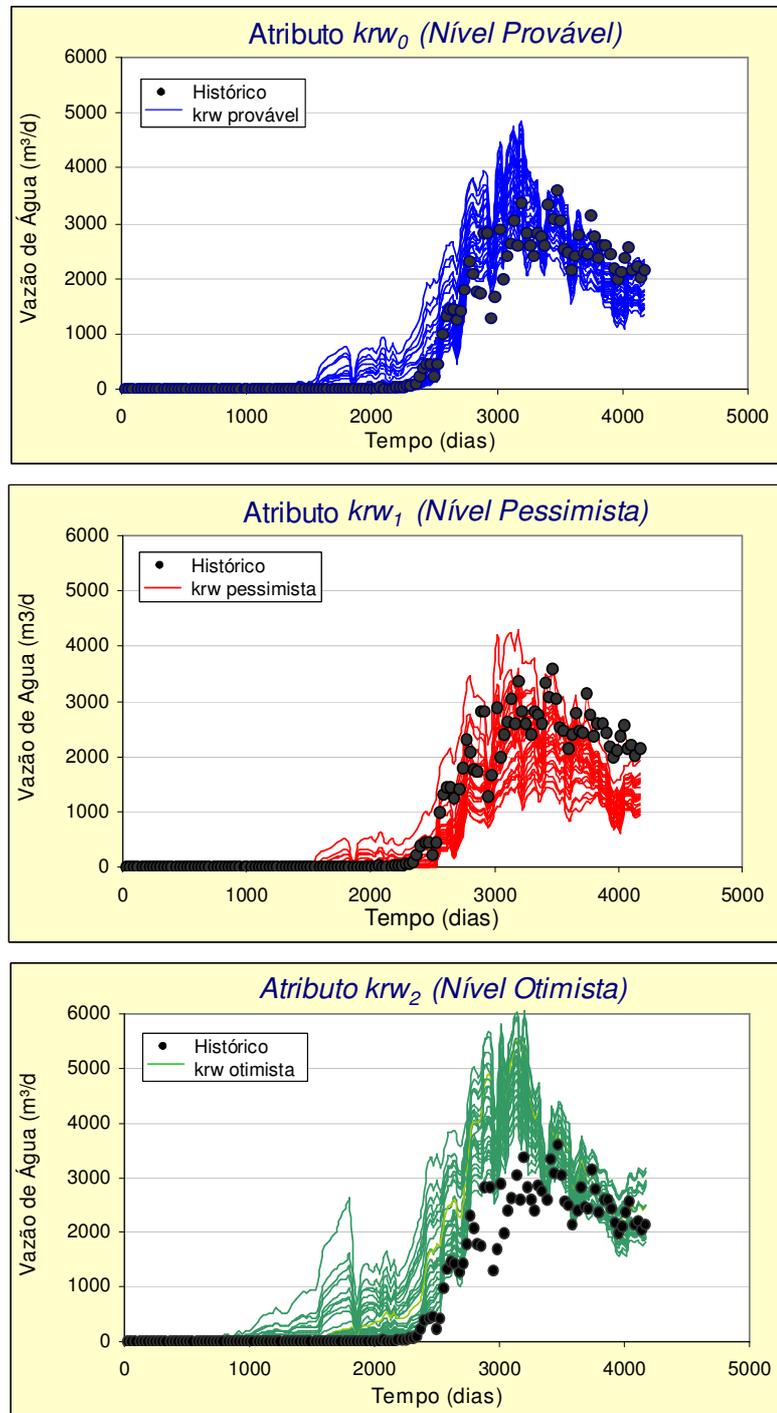


Figura 6.3 – Curvas simuladas de vazão de água, níveis krw_0 , krw_1 e krw_2

Pode-se verificar qualitativa e quantitativamente que os perfis de produção correspondentes aos modelos pessimistas e otimistas (krw_1 e krw_2) apresentam maiores afastamentos em relação à curva de produção histórica, comparados com aqueles que apresentam na combinação com o valor provável de krw_0 .

Na Figura 6.4, estão agrupados os três gráficos anteriores (81 curvas de produção). Cada cor indica o nível de krw tomado como referência. Pode-se observar que as linhas em cor azul, representativas do valor mais provável, encontram-se relativamente centradas ou simétricas em relação aos valores observados, entretanto as curvas verdes e vermelhas (combinações com nível otimista e pessimista de krw) têm afastamentos maiores em relação ao histórico de produção. A maioria das curvas verdes está posicionada acima do histórico gerando, conseqüentemente, valores de afastamentos negativos (valor do fator simetria S tendendo a -1), já que a função-objetivo adotada baseia-se na diferença entre os dados observados e os dados calculados.

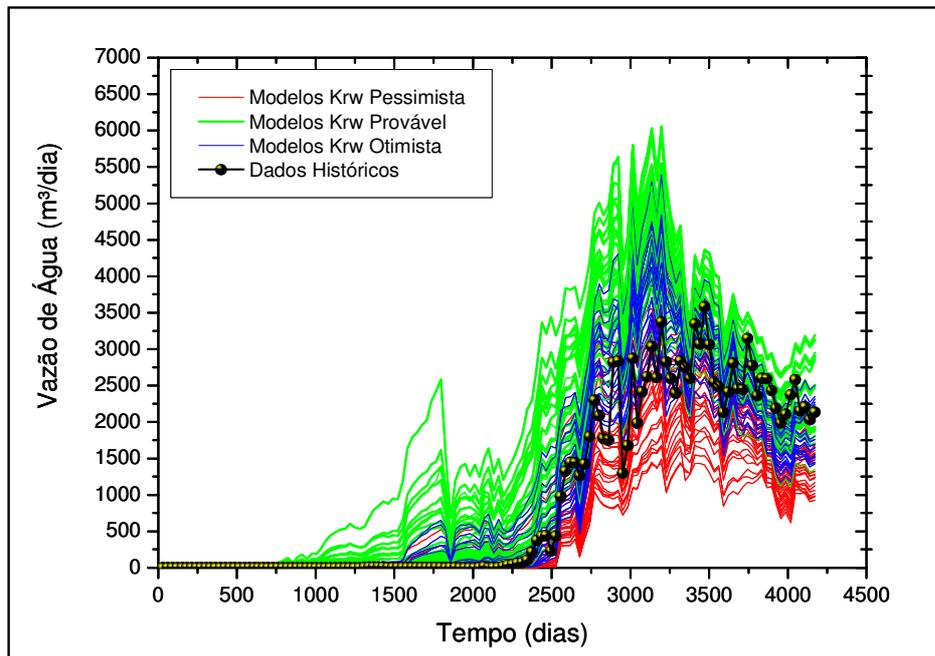


Figura 6.4 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis de krw

Os modelos referentes ao nível mais provável apresentam simetria em torno de zero, ou seja, têm afastamentos positivos e negativos. Além disso, têm valores menores dos afastamentos

em relação ao histórico propiciando desse modo altos valores de probabilidades de ocorrência, pela aplicação do Método 1.

Para as curvas em vermelho, o fato é totalmente oposto ao caso das curvas na cor verde. Estas curvas, representativas das combinações do nível pessimista de krw , apresentam afastamentos positivos. Posicionadas abaixo do histórico, os valores do fator S tende a 1. Pelo Método 1, tanto o nível pessimista como também o otimista recebem valores de probabilidade de ocorrência menores que a atribuída ao nível mais provável.

De forma semelhante ao atributo global krw , é aplicado o mesmo procedimento de agrupamento para os outros atributos globais considerados (aq , kv e vm). Assim, por exemplo, para o nível aq_0 é analisada a combinação desse atributo incerto com os outros 3 níveis dos atributos escolhidos, sendo que a referência de ordenamento é agora o nível provável do atributo incerto aq . As Figuras 6.5, 6.6 e 6.7 ilustram o grau de espalhamento das curvas ordenadas segundo cada atributo (aq , kv e vm respectivamente) em cada nível. Comparando com a Figura 6.4, pode-se deduzir que, em geral, há um grau de dispersão maior nas combinações referidas aos níveis destes atributos.

Vale salientar que, apesar dos índices de sensibilidade diferentes destes três atributos, as combinações referidas aos níveis de cada atributo têm um grau de dispersão semelhante. Além de refletir que o atributo krw é o mais sensível, fato já conferido no gráfico de sensibilidade, nesta análise global a dispersão dos resultados globais obtidos é similar. Este ponto é importante na hora de analisar as curvas de incerteza obtidas.

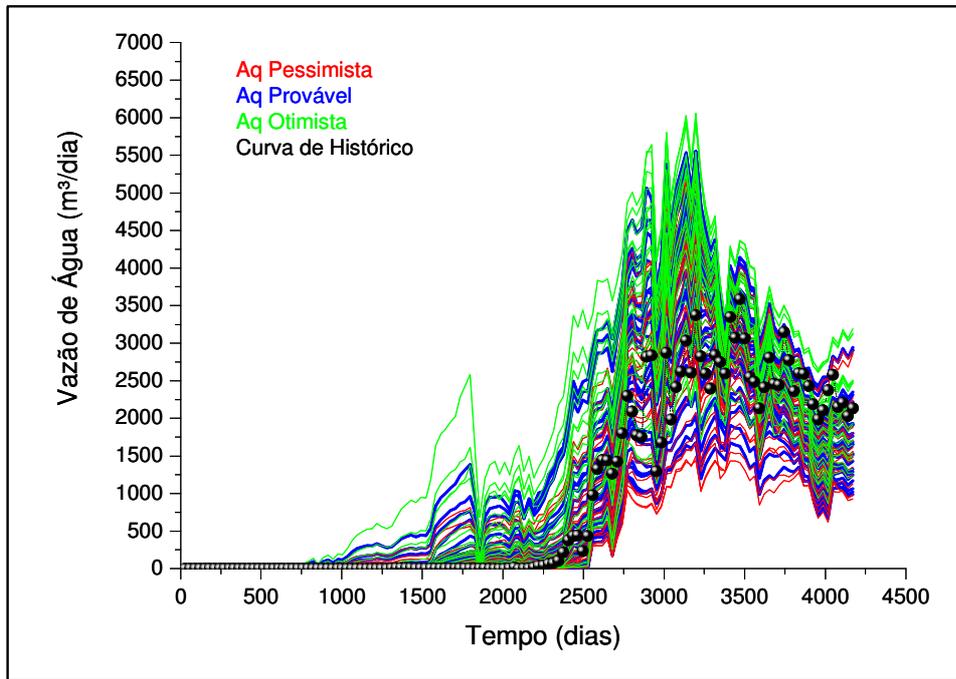


Figura 6.5 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis (aq)

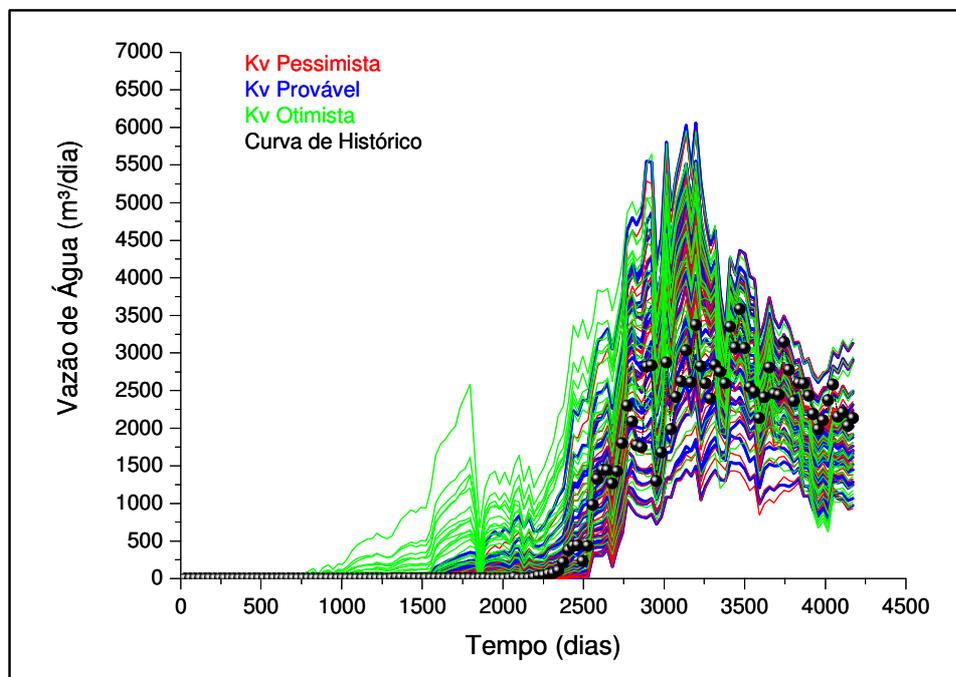


Figura 6.6 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis (kv)

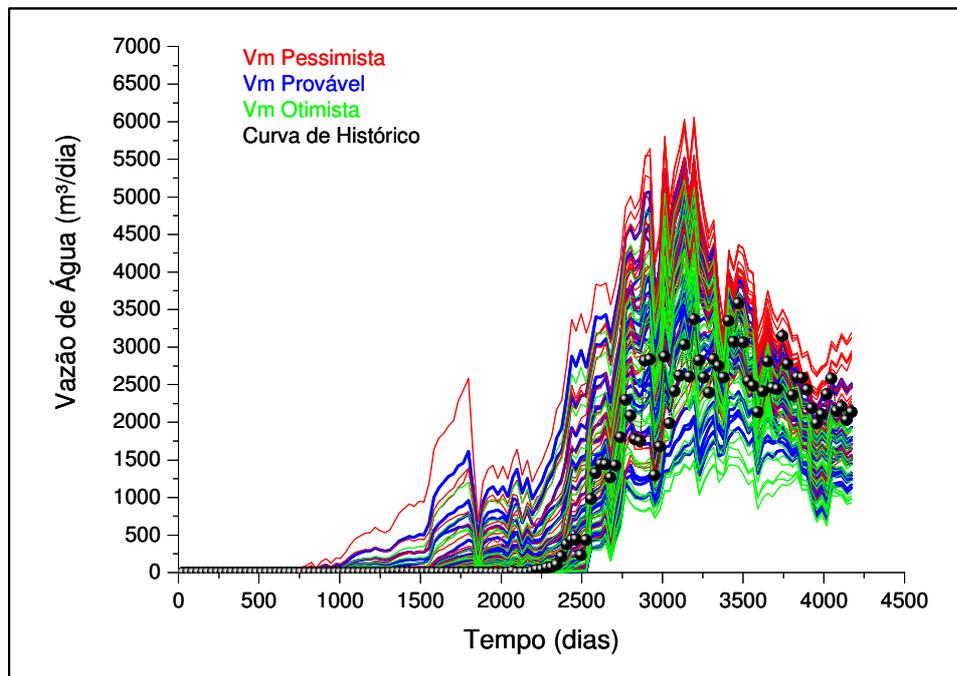


Figura 6.7 – Curvas simuladas de vazão de água agrupadas de acordo com os três níveis (vm)

Na Figura 6.7, apresentam-se as curvas referentes ao ordenamento segundo os níveis vm_0 , vm_1 e vm_2 . Note-se que, embora exista mais dispersão que no caso de krw , as mesmas respostas produtivas dos modelos têm uma ordenamento invertido, marcando a influência da variação do atributo vm nas respostas do modelo. Um valor otimista do volume poroso (vm_2) provoca uma diminuição do avanço das frentes da água de formação. Volumes porosos maiores (otimistas) retardam a chegada da água em seu caminho até os poços e, em consequência, a produção de água total do campo é menor comparada com as curvas das combinações dos outros atributos com o valor pessimista do volume poroso.

A qualidade dos ajustes pode ser analisada mediante a observação das curvas de produção obtidas como é apresentado nesta seção, ou através das curvas de incerteza da FO selecionada. Neste último caso o valor zero corresponde ao ajuste perfeito (curvas de cálculo são iguais as curvas reais ou observadas) e o grau de incerteza e qualidade do ajuste podem ser medidos a partir da dispersão relativa ao valor nulo da função-objetivo. Os resultados da aplicação dos

métodos de redução de incerteza, apresentados na seção seguinte, permitem obter as novas curvas de incerteza que são comparadas com as curvas de incerteza iniciais.

Após a aplicação do Método 1, foram redistribuídas as probabilidades de ocorrência dos níveis de cada atributo seguindo a metodologia proposta. A Tabela 6.1 reúne as principais informações dos cálculos da redistribuição das probabilidades para o caso do Campo de Namorado (Caso A), sendo que as probabilidades iniciais adotadas foram de 20 % para os níveis otimista e pessimista e 60% para o nível provável.

Tabela 6.1 – Novos valores de probabilidades obtidas com o Método 1

Atributos /Níveis	$\sum_{j=1}^{Mn} FO $ (milhões)	$\sum_{j=1}^{Mn} FO$ (milhões)	S	P_n
<i>krw₀</i>	1010,9	-323,7	-0,32	48,15%
<i>krw₁</i>	1145,2	1027,4	0,89	38,70%
<i>krw₂</i>	2661,1	-2661,1	-1,00	13,15%
<i>aq₀</i>	1428,4	-601,1	-0,42	25,75%
<i>aq₁</i>	1167,3	79,5	0,07	66,32%
<i>aq₂</i>	2229,5	-1953,6	-0,88	7,93%
<i>kv₀</i>	1394,0	-585,5	-0,42	30,13%
<i>kv₁</i>	1250,4	-300,1	-0,24	58,74%
<i>kv₂</i>	2171,6	-1607,0	-0,74	11,13%
<i>vm₀</i>	1364,1	-641,1	-0,47	26,52%
<i>vm₁</i>	2129,5	-1895,3	-0,89	9,05%
<i>vm₂</i>	1324,7	53,0	0,04	64,43%

Na Figura 6.8, é mostrada a curva de incerteza inicial para o conjunto de modelos cosntruidos em função da FO, permitindo obter o grau de qualidade inicial dos ajustes da produção de água em função da incerteza presente. Também, além da curva anterior, é apresentada a nova curva de incerteza obtida conforme o Método 1. Ambas as curvas têm a função-objetivo normalizada, a linha vertical vermelha representa uma referência que indica que o desajuste entre os dados observados e calculados é nulo.

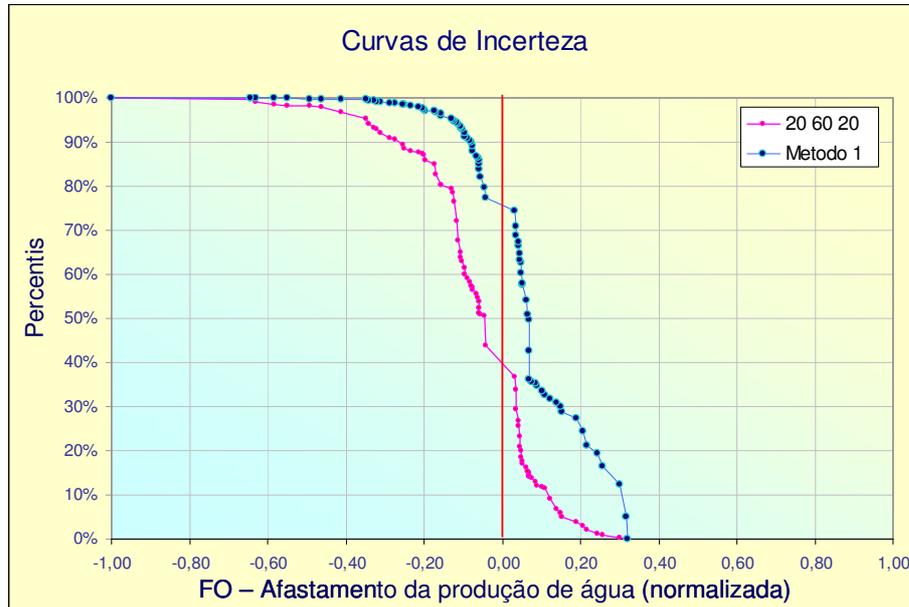
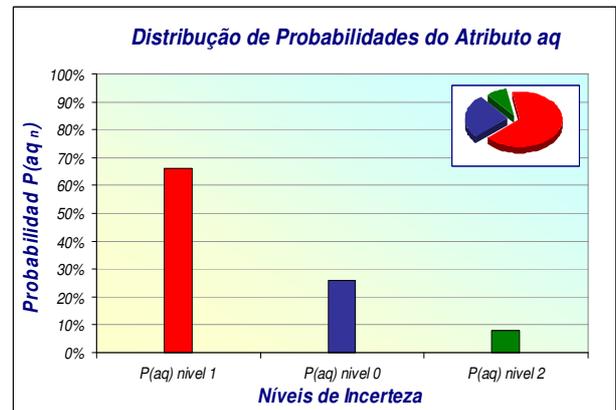
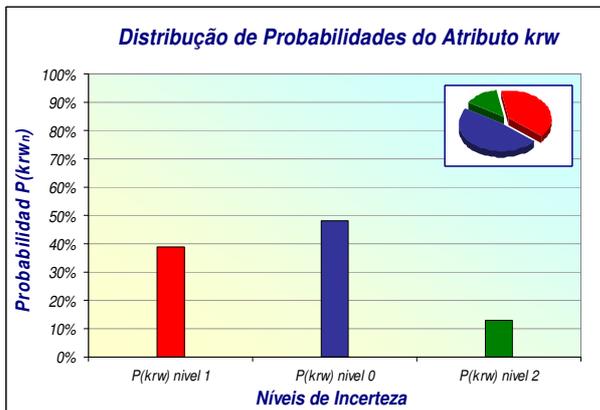


Figura 6.8 – Curvas de incerteza antes e após a redução pelo Método 1

Na Figura 6.9, pode-se observar, em forma de gráficos de barras e de setores de círculo, a nova redistribuição de valores de probabilidade correspondentes a cada nível dos atributos globais considerados.



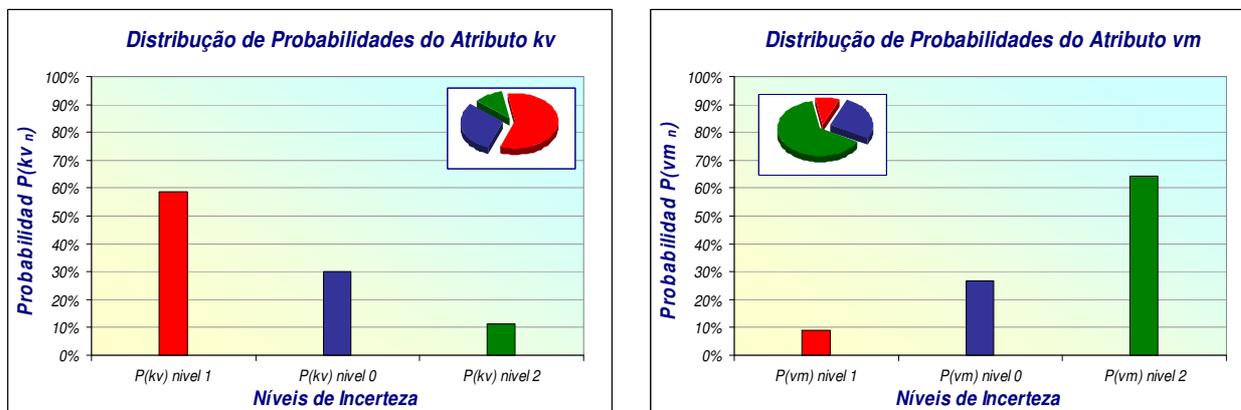


Figura 6.9 – Redistribuição de probabilidades por nível e atributo pelo Método 1

Com os valores de probabilidade calculados para cada nível de referência dos atributos é possível calcular a nova curva de incerteza a partir da árvore de derivação com os quatro atributos (curva azul na Figura 6.8). Os valores das funções-objetivo para cada modelo continuam sendo os mesmos, já que não foi necessário realizar novas simulações.

O Método 1 caracteriza-se pelo recálculo das probabilidades, asignadas a cada modelo, a partir da combinação dos quatro atributos selecionados com os novos valores das probabilidades de ocorrência, calculados para cada nível em função dos afastamentos e grau de simetria identificada segundo o procedimento aplicado.

6.1.2 Fase 2: Modificação do Método 1

A partir dos resultados do Método 1 na sua forma original, emerge uma observação acerca do comportamento da curva de incerteza obtida. Por ser uma etapa de análise de atributos em nível global, os efeitos sobre a nova curva obtida atuam em conjunto, após a aplicação deste método, produzindo um efeito não desejado devido a um aumento na incerteza relativa para valores positivos da FO entre os percentis 0 a 40 %. Valores positivos da FO significam que os valores calculados são menores que os valores observados, portanto os pesos atribuídos às curvas abaixo dos valores históricos têm que ser modificados para corrigir este problema.

Assim, reduzindo o peso dos níveis que têm mais influência sobre os valores positivos da FO é possível obter uma aceitável redução da incerteza em torno desses valores. O novo critério

escolhido está relacionado com os valores de desvio padrão relativo ao histórico da função-objetivo analisada dos modelos que têm como referência os níveis pessimista, otimista e mais provável da krw . Finalmente, um fator de correção, baseado no inverso do desvio padrão permite modificar as probabilidades inicialmente calculadas.

6.1.3 Fase 3: Comparação de Resultados dos Métodos

Pode-se deduzir que, efetivamente, há uma relação significativa entre as probabilidades obtidas com base nos afastamentos das curvas em relação do histórico, o fator de simetria das mesmas e os valores dos pesos. Na Figura 6.10, pode-se comparar as curvas de incerteza obtidas pelo Método 1 antes e após a modificação proposta, além da curva de incerteza inicial. A curva de incerteza obtida, após as correções, mostra um comportamento bem melhor com o novo critério.

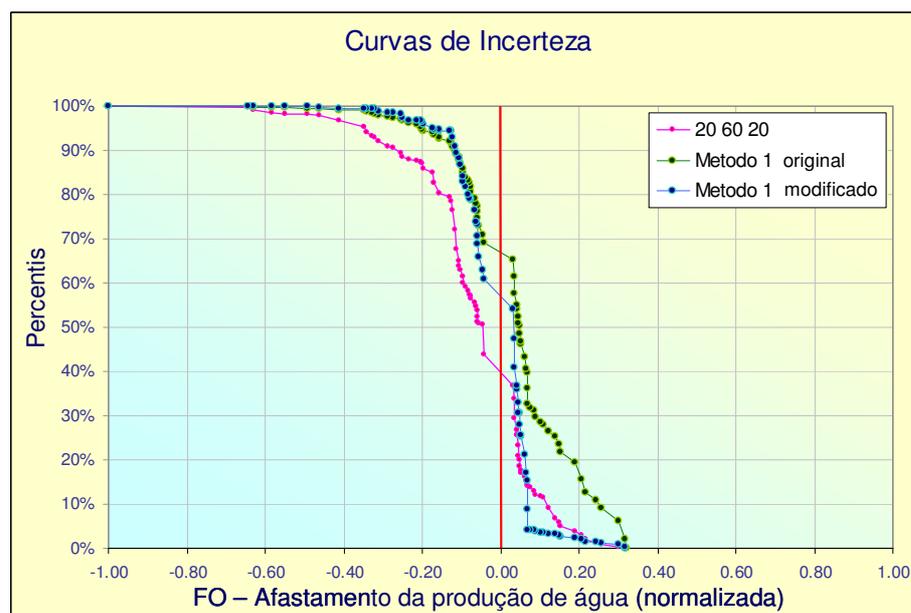


Figura 6.10 – Curvas de incerteza antes e após a modificação do Método 1

O segundo método de redução, descrito como Método 2, foi aplicado. A seguir é apresentado como exemplo o caso particular do atributo krw . A Tabela 6.2 contém os valores resultantes do Método 1, após aumentar o peso no atributo krw_0 e diminuir nos restantes níveis. Estes dados serão utilizados na aplicação do Método 2.

*Tabela 6.2 – Valores de probabilidades com modificação do peso dos níveis
Método 1 (atributo krw)*

<i>Atributo/Nível</i>	<i>S</i>	<i>P_n</i>
<i>krw₀</i>	-0,32	93,05%
<i>krw₁</i>	0,89	5,30%
<i>krw₂</i>	-1,00	1,65%

Eliminado o nível menos relevante (nível 2 para este caso), redistribui-se a probabilidade de ocorrência dos níveis restantes em função dos pesos de cada nível. Na Tabela 6.3 são apresentados os novos valores de probabilidades. Do mesmo modo, calculam-se os novos valores de probabilidades redistribuídas para os outros atributos que tiveram níveis de incerteza que se encaixaram nos critérios do Método 2. Estes novos valores permitem atribuir as probabilidades para cada modelo combinado, necessárias para o cálculo da nova curva de incerteza conforme este método. A nova curva de incerteza terá menor densidade de pontos característicos, devido ao fato que a eliminação dos níveis discretos dos atributos incertos simplifica o número de ramos totais da árvore de derivação.

Tabela 6.3 – Probabilidades redistribuídas segundo Método 2

<i>Atributo/Nível</i>	<i>P_n</i>
<i>krw₀</i>	94,70%
<i>Krw₁</i>	5,3%

Verifica-se que existe apenas uma mínima separação em relação à curva obtida com o Método 1 modificado para os valores positivos da função-objetivo. Devido à forte influência do nível krw_0 o espalhamento da curva de incerteza em relação à curva inicial tem a mesma significância que o método anterior para este setor da curva. Na Figura 6.11, é apresentada a curva de incerteza inicial e as curvas obtidas pelos métodos de redução aplicados até o momento. Observa-se uma redução importante para os valores negativos da função-objetivo.

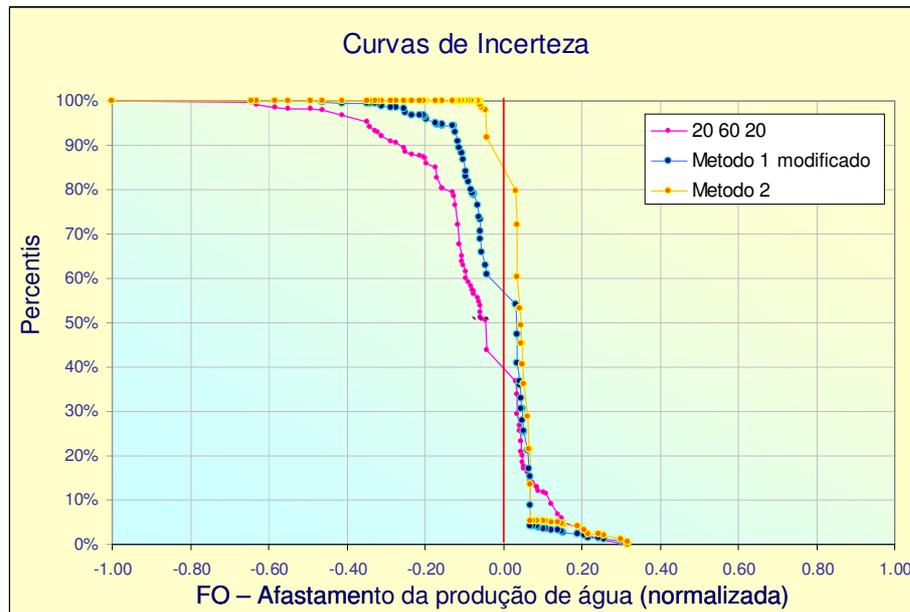


Figura 6.11 – Curvas de incerteza obtida pelo Método 2

Finalmente é aplicado o Método 3. A partir dos valores de probabilidades e simetrias calculados com o Método 1 é possível encontrar novos valores para os atributos considerados segundo as condições listadas no Anexo 1. O objetivo é melhorar a precisão da faixa dos perfis probabilísticos gerados e distribuí-la ao redor do histórico, conforme desejado, porém demanda um maior esforço computacional. O objetivo desse método não é diminuir mais a faixa de incerteza, mas obter uma melhor precisão dos resultados.

A Tabela 6.4, mostra os novos valores para os limites inferior e superior e os três níveis de incerteza para os quatro atributos usados neste caso a partir do Método 1 modificado. Verificam-se reduções na faixa dos valores que estes atributos podem assumir comparada com a inicial.

Tabela 6.4 – Valores representativos dos atributos - Método 3

Níveis/Atributos	<i>krw</i>	<i>aq</i>	<i>kv</i>	<i>vm</i>
Limite inferior	0,167	46	0,012	0,95
<i>N, pessimista</i>	0,263	60	0,019	1,02
<i>N, provável</i>	0,392	90	0,035	1,11
<i>N, otimista</i>	0,532	117	0,055	1,22
Limite superior	0,633	129	0,065	1,30

A Figura 6.12 permite comparar a influência sobre os resultados do Método 3 obtidos a partir do Método 1 inicial e também após o Método 1 modificado. Pode se deduzir que a modificação realizada para melhorar a redução da FO na curva de incerteza no Método 1 também produz algum grau de melhora no Método 3, sendo evidente para os percentis menores.

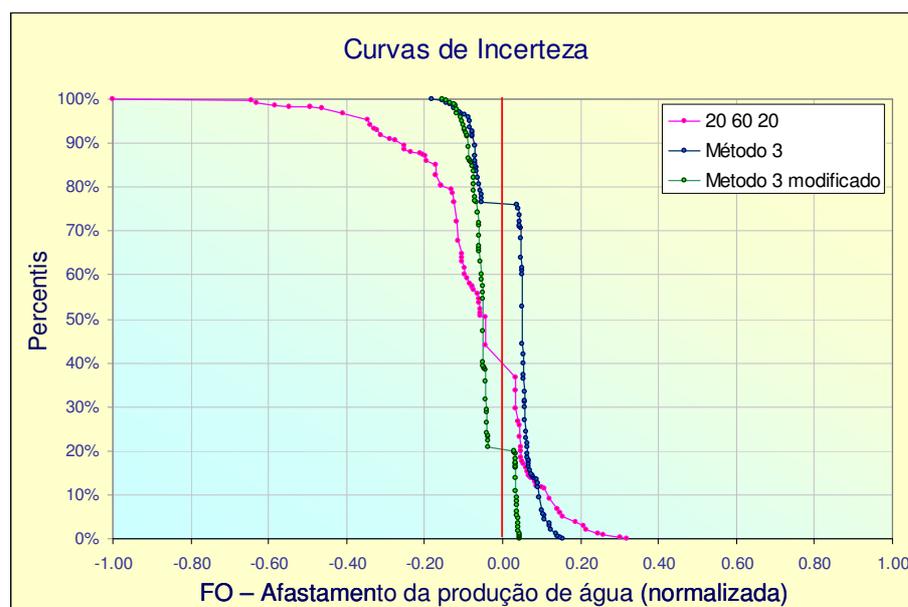


Figura 6.12 – Curvas de incerteza do Método 3 antes e após modificação Método 1

Um exemplo do cálculo realizado é mostrado a partir do atributo permeabilidade relativa, krw . Para os outros atributos são apresentados apenas os resultados.

Na Figura 6.13, é apresentado o cálculo dos novos limites e o valor provável segundo a formulação da condição do Método 3 correspondente. Em vermelho destacam-se os novos valores obtidos para a condição de discretização e distribuição de probabilidade escolhida. Na formulação, $(I/|S|)$ representa o valor de novo peso e $P_n(A)$ o valor da probabilidade calculado segundo o Método 1 modificado. Com esses novos valores de limites e valor mais provável é possível encontrar os valores correspondentes aos níveis pessimista e otimista do atributo, a conforme mostrado na Figura 6.14.

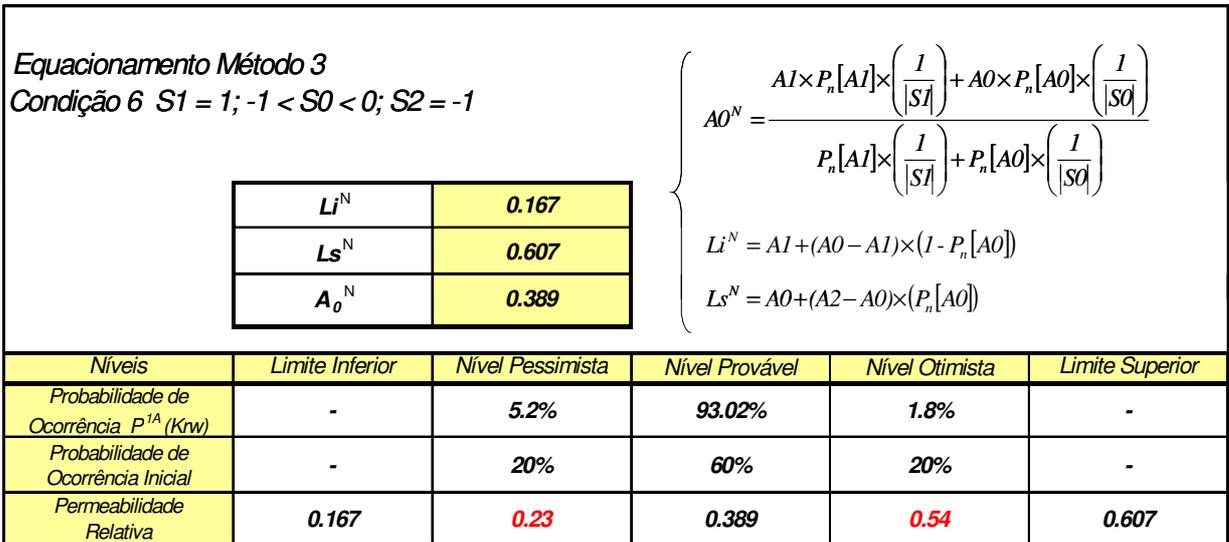


Figura 6.13 – Cálculo dos limites e do novo valor provável para atributo krw

DISTRIBUIÇÃO TRIANGULAR	ENTRADA		SAÍDA			Gráficos		
	Valores	Percentis	Probabilidade	Valores	Pto Medio	Valor	Distribuição	Distr. Acumulada
Mínimo	0.16					0.16	-	100%
Otimista		20%	20%	0.30	0.23	0.30	2.80	80%
Provável	0.39	50%	60%	0.39	0.39	0.39	4.44	50%
Pessimista		80%	20%	0.47	0.54	0.47	2.82	20%
Máximo	0.61					0.61	-	0%

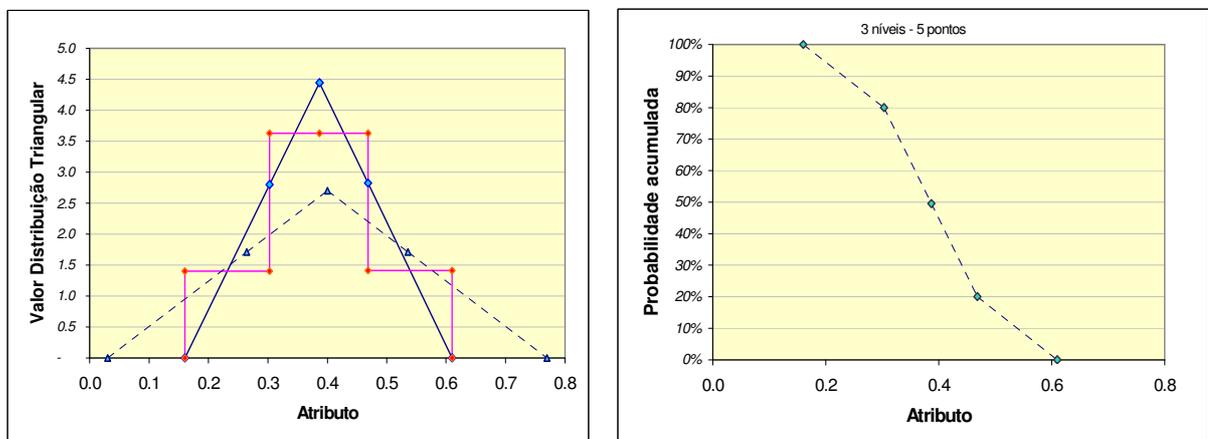


Figura 6.14 – Nova distribuição de probabilidades a partir dos novos limites calculados

Na Figura 6.15, aparecem os resultados obtidos para a variável vazão de água do campo dos novos modelos gerados a partir da combinação, segundo a árvore de derivação, dos novos valores representativos para os quatro atributos. Pode-se observar que os perfis probabilísticos representativos do valor mais provável, encontram-se relativamente centrados em volta dos valores históricos e com uma importante redução do espalhamento comparado com a dispersão inicial dos modelos, apresentada na Figura 6.4. Por sua vez, a maioria das curvas na cor verde

está posicionada acima do histórico, porém com menor afastamento. Entretanto, as curvas vermelhas pertencentes ao nível pessimista, acham-se na situação oposta ao caso anterior, mas com o mesmo comportamento.

Observa-se que após a aplicação do Método 3, para todas as distribuições dos atributos incertos, as curvas de produção possíveis apresentam-se menos dispersas e mais próximas à curva de histórico. Este fato vem confirmar a eficiência do método, reduzindo a faixa da incerteza presente na definição dos atributos para a previsão do comportamento do reservatório. Na Figura 6.15, pode-se observar o efeito descrito sobre todos os modelos, obtidos através das combinações dos novos níveis de incerteza de krw com os outros níveis dos demais atributos críticos, obtidos após da aplicação deste método.

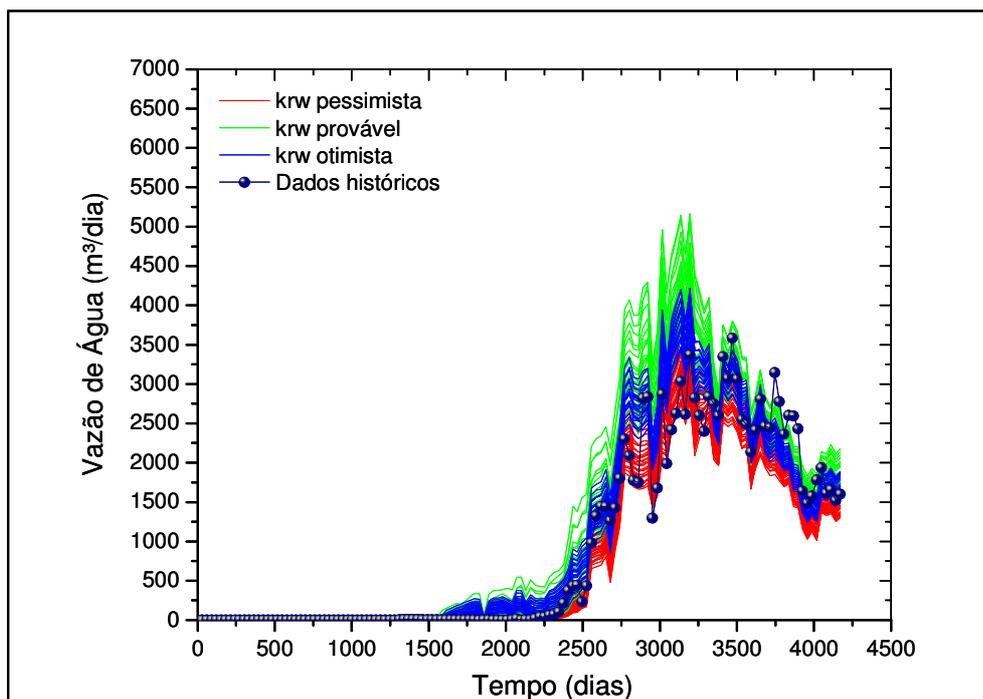


Figura 6.15 – Curvas simuladas de vazão de água (agrupadas conforme os três níveis de krw) após a aplicação do Método 3

A Figura 6.16 apresenta uma comparação entre as curvas de produção iniciais (cor vermelha) e as curvas após a aplicação do Método 3 (cor verde), para o período de 4170 dias.

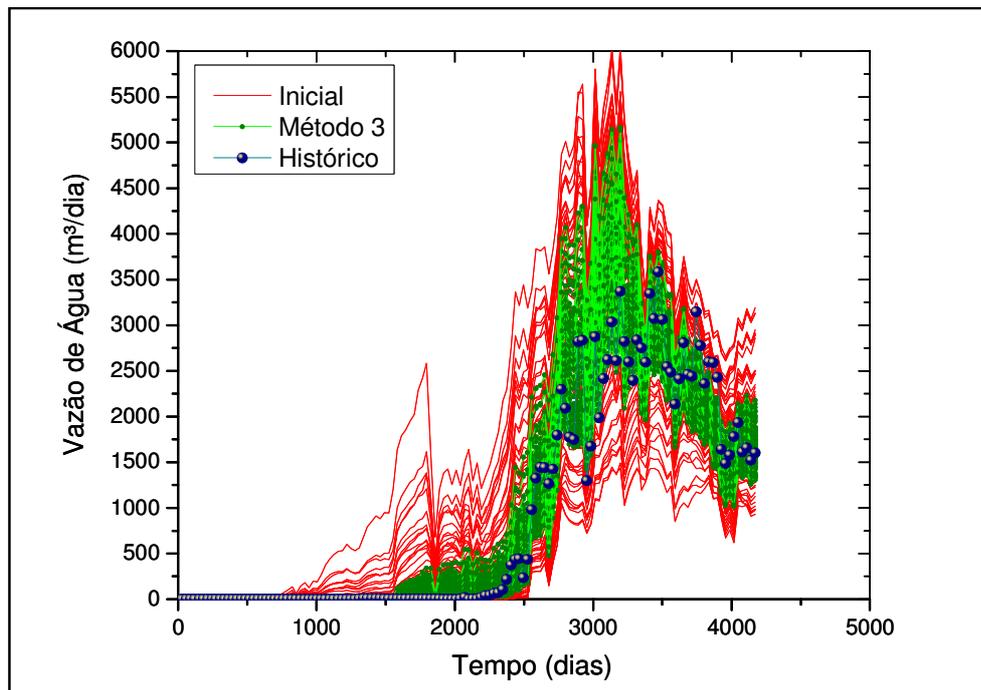


Figura 6.16 – Comparação entre as curvas iniciais e geradas após a aplicação do Método 3

Pode-se observar na figura anterior que há uma grande redução na faixa dos possíveis perfis probabilísticos do modelo dinâmico do campo. Ou seja, obtém-se um menor espalhamento dos modelos de cada nível de incerteza dentro da faixa que contém todos os modelos.

As curvas mostradas na Figura 6.17 correspondem aos resultados após a aplicação de cada um dos métodos de redução de incerteza. No geral, ocorreram grandes reduções de incertezas com a aplicação dos métodos propostos neste trabalho.

A evidência dessa melhora é representada pela maior inclinação dessas curvas, quando comparadas ao caso base. Segundo esses gráficos, uma maior confiabilidade é traduzida por uma curva que possui pouca variação dos valores da função-objetivo para grandes variações da probabilidade acumulada, ou seja, quanto mais acentuada for sua inclinação.

De uma maneira geral, observa-se que, quando a função-objetivo é negativa, a melhoria resultante da aplicação dos métodos é mais evidente. Já no lado positivo, somente o Método 3 foi

capaz de ocasionar uma melhoria significativa da redução dos afastamentos com relação aos valores observados.

Pela Figura 6.17, pode-se inferir que com a aplicação do Método 3 os valores de afastamentos, representados pela função-objetivo normalizada, passam a estar simétricos em relação ao eixo vertical zero indicado em vermelho. Este eixo representa aos valores históricos, e o fato da simetria e pouca inclinação da curva de incerteza indica uma faixa de incerteza pequena e centrada relativo ao valor mais provável, para os atributos analisados.

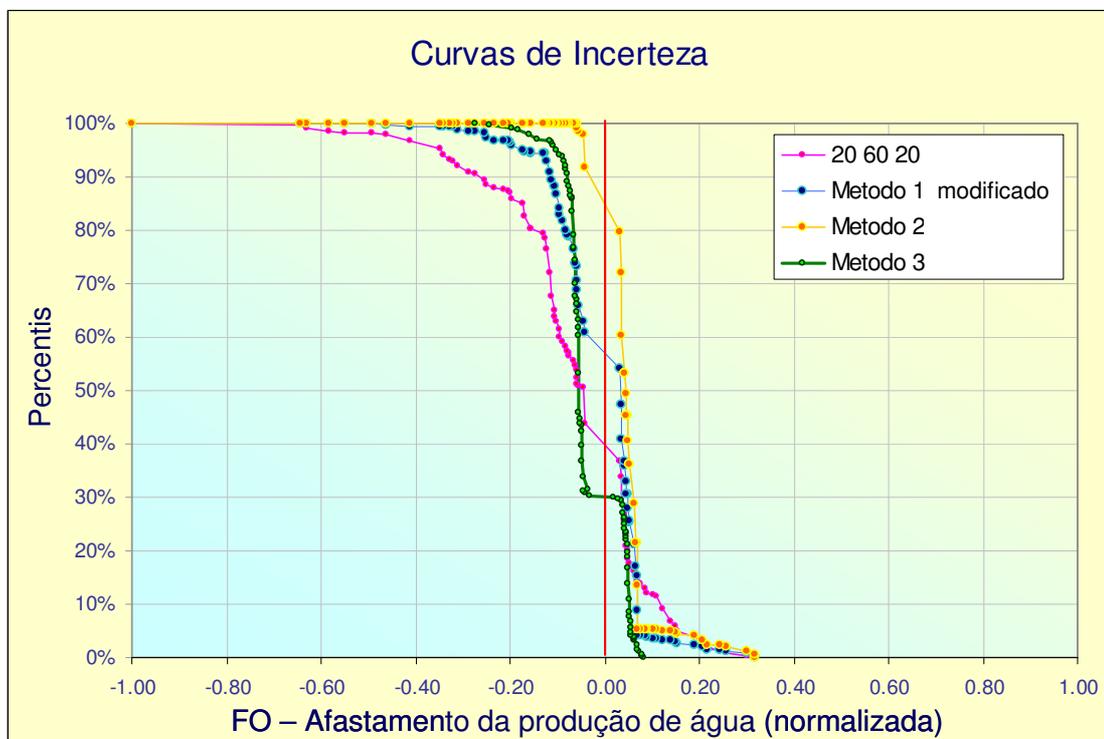


Figura 6.17 – Curvas de incerteza todos os métodos

O Método 3 apresenta maiores reduções da incerteza em relação aos demais métodos, porém o Método 2 apresentou, para alguns percentis, resultados similares ou melhores e a um custo computacional menor. Esta situação demonstra que a técnica de eliminação de níveis é válida na tentativa de reduzir o tempo consumido nos cálculos de simulação, pois não são necessárias novas simulações após o corte de níveis de incerteza. Quanto ao Método 1 foram necessárias algumas modificações nos pesos considerados em cada nível de incerteza dos

atributos para obter uma redução efetiva da incerteza. O uso deste método pode ser indicado quando não há demasiado tempo para a realização do processo de ajuste de histórico com incerteza, ou quando estiver na etapa de início de produção, na qual ainda não são disponíveis demasiadas informações.

Esta metodologia pode ser aplicada em iterações sucessivas. Depois da aplicação da primeira iteração, se necessário em função do grau de redução atingido, pode ser aplicada novamente a metodologia para a redefinição dos novos valores dos atributos e obtenção de uma nova faixa de possíveis modelos com incerteza ainda menor. Na Figura 6.18, são apresentadas as curvas de incerteza obtidas para o caso da aplicação do Método 3 em duas iterações.

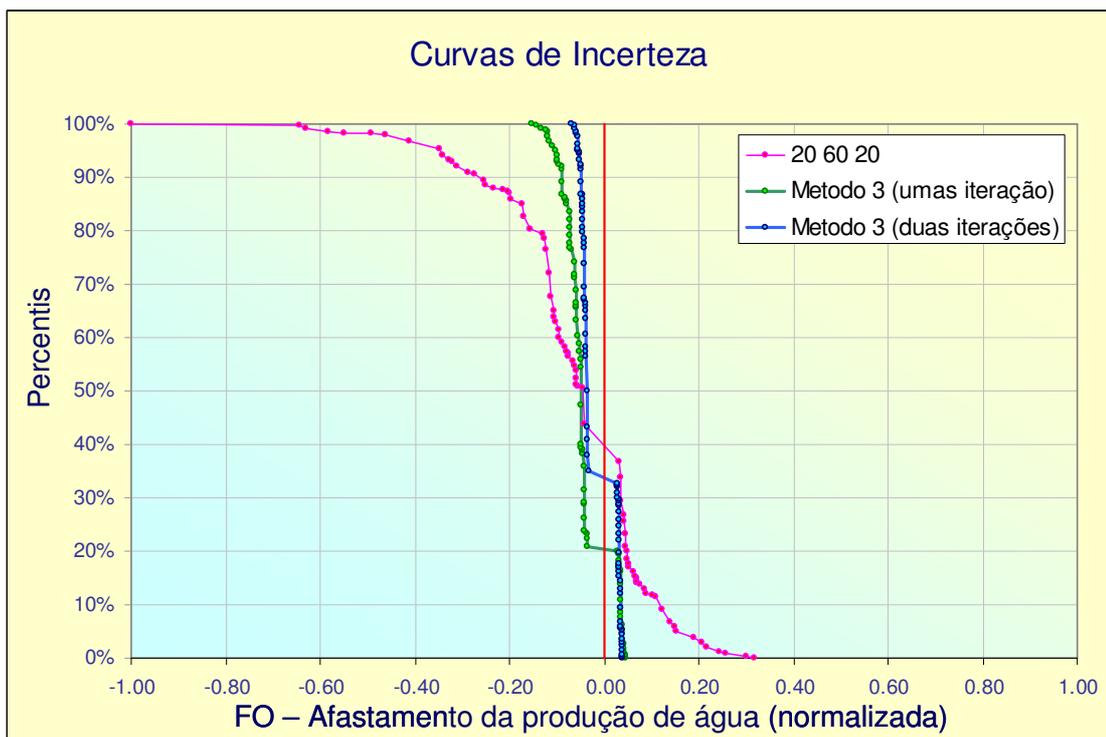


Figura 6.18 – Comparação das curvas de incerteza das iterações sucessivas (Método 3)

A aplicação deste último método em forma sucessiva demanda maior esforço computacional, porém permite a obtenção de melhores resultados. Portanto, novas iterações devem ser aplicadas somente em casos em que a redução da primeira iteração não é suficiente e em aqueles nos quais se justifica maiores esforços computacionais.

6.1.4 Fase 4: Impacto sobre as Previsões de Produção

Após a aplicação dos métodos de redução de incertezas apresentados, verifica-se o impacto da redução das incertezas no período de previsão de comportamento.

A redução das incertezas no período de histórico resulta em previsões mais confiáveis. As faixas restringidas dos atributos críticos com base nos dados registrados, conduzem a uma conseqüente redução do espalhamento das previsões de produção, com variação reduzida em função do método empregado.

Através da análise das curvas de previsão das variáveis de produção mais importantes dos modelos dinâmicos referentes aos percentis P_{10} , P_{50} e P_{90} identificados a partir das curvas de incerteza inicial e aquelas construídas a partir dos Métodos 1 e 3 aplicados, verifica-se o impacto das incertezas no período de histórico e de previsão.

As previsões realizadas são de tipo de continuidade operativa sobre a base da distribuição de poços produtores e injetores existentes ao final do período histórico. O propósito da previsão é analisar o efeito da metodologia nos modelos representativos e não uma análise da estratégia de produção. Deste modo, foram fixados as vazões de produção de líquido e de água injetada para cada poço produtor e injetor respectivamente em função da média do último trimestre registrado. As condições de operação das previsões são detalhadas no Capítulo 5.

Foram selecionados o percentil 10% (P_{10}) e o percentil 90% (P_{90}), a partir das curvas de incerteza antes e após a aplicação da metodologia apresentada, como casos extremos representativos. Uma conseqüência evidente da aplicação da metodologia a nível global é uma redução no espalhamento entre as curvas representativas escolhidas. Também foram calculadas as previsões dos casos correspondentes ao Percentil 50% (P_{50}) para todos os métodos aplicados.

A seguir são apresentados os gráficos de produção de óleo e água, e as acumuladas respectivas além dos gráficos das previsões da razão gás-óleo e pressão estática do reservatório, considerando os casos P_{10} e P_{90} selecionados da curva de incerteza inicial. Analisando os gráficos

é possível observar o grau de espalhamento inicial do comportamento dessas variáveis do reservatório em função do tempo, fato que se traduz na falta de confiabilidade na hora de analisar a previsão do desempenho necessária para todo processo de tomada de decisão.

Nos gráficos das Figuras 6.19 à 6.24, nota-se o grau de desajuste dos modelos selecionados em relação ao histórico, podendo-se observar uma separação das curvas na etapa de previsão que também merece consideração, principalmente para a produção de água e a razão gás-óleo.

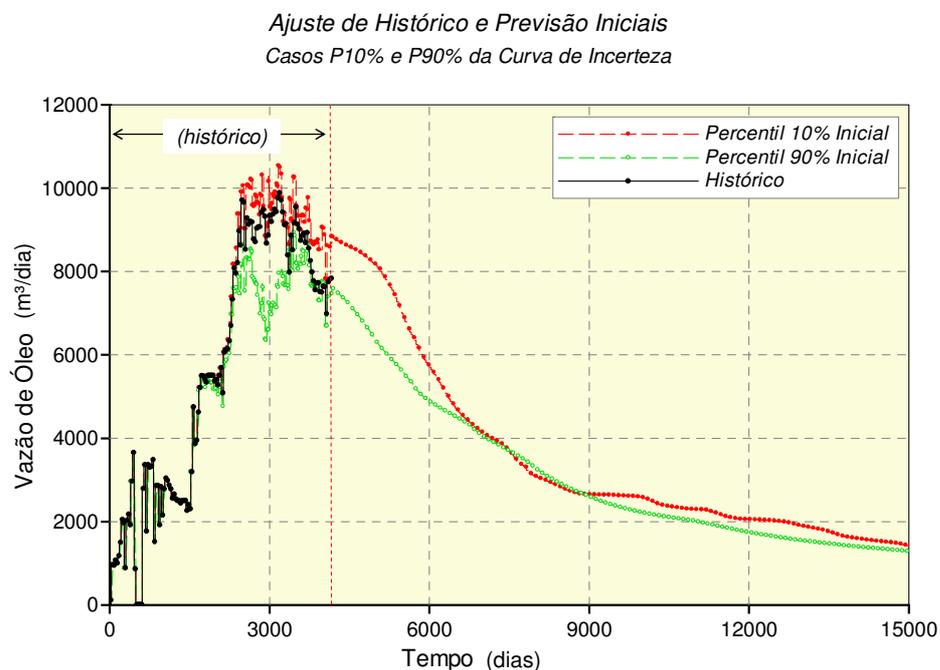


Figura 6.19 – Curvas de previsão de vazão de óleo para os casos P₁₀ e P₉₀

A Figura 6.20 permite uma observação sobre a produção de água futura, calculada em função do conhecimento inicial dos atributos do reservatório. Se houvesse uma limitação de vazão de água para este campo, por exemplo, limite por capacidade de tratamento na plataforma de 6000 m³/dia, o que iria influenciar a produção de óleo também, observa-se uma diferença bem grande no tempo em que isso ocorre. Aproximadamente 7000 dias para o caso P₉₀, versus 10500 dias para o caso P₁₀. Isto corrobora como a incerteza inicial existente condiciona o risco na determinação do tempo de chegada da vazão limite, obtendo uma diferença de 3500 dias (10 anos) nesse caso.

Ajuste de Histórico e Previsão Iniciais
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

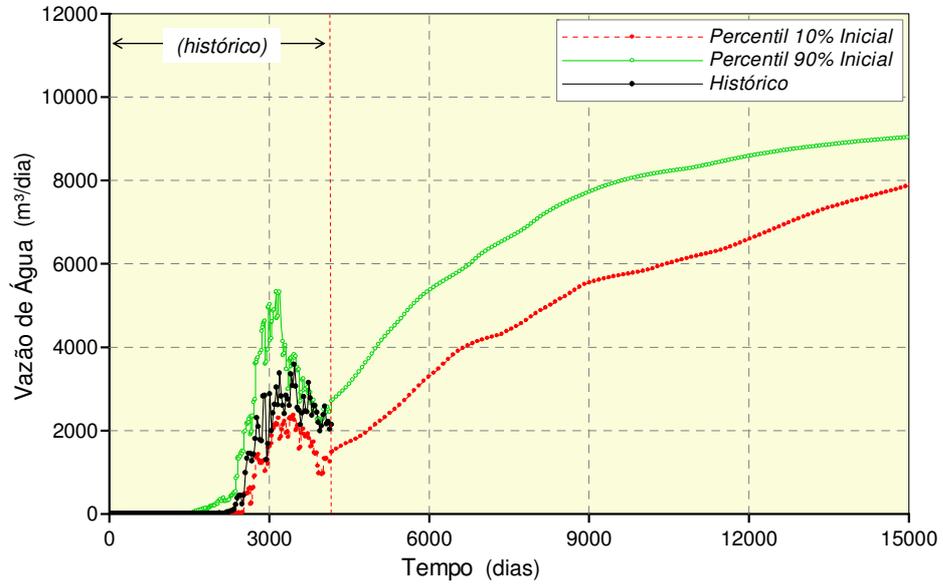


Figura 6.20 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P_{10} e P_{90}

Ajuste de Histórico e Previsão Iniciais
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

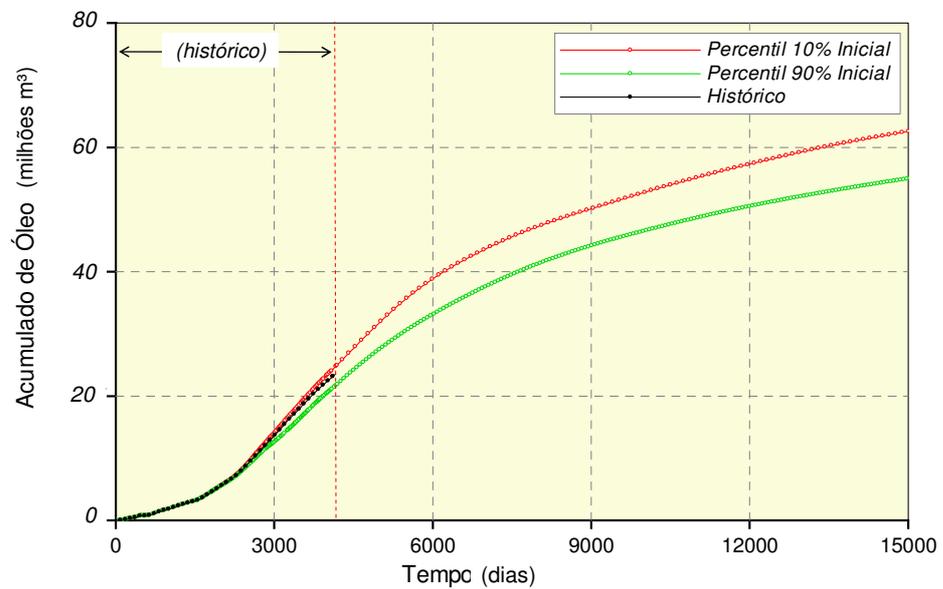


Figura 6.21 – Curvas de previsão de acumulado de óleo para os casos P_{10} e P_{90}

Ajuste de Histórico e Previsão Iniciais
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

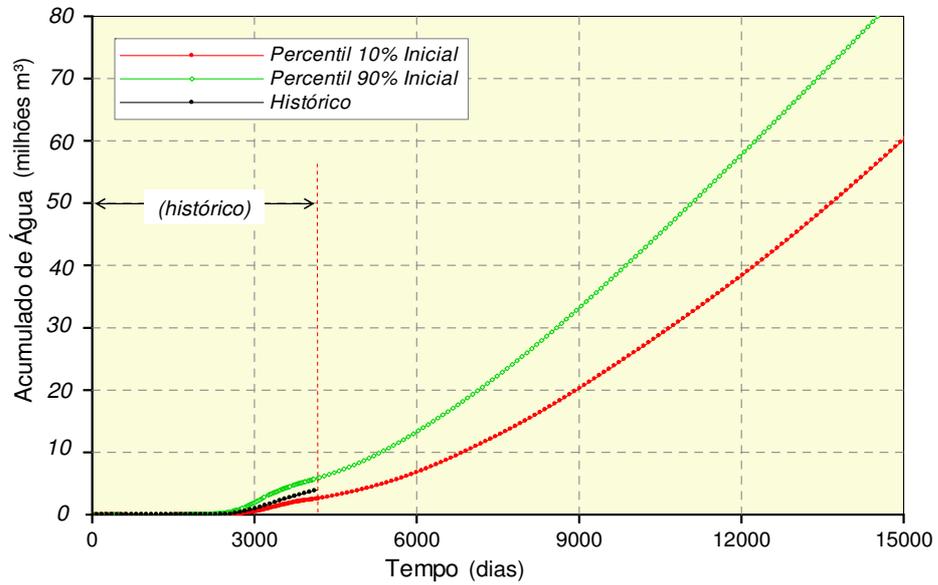


Figura 6.22 – Curvas de acumulado de água para os casos P₁₀ e P₉₀

Ajuste de Histórico e Previsão Iniciais
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

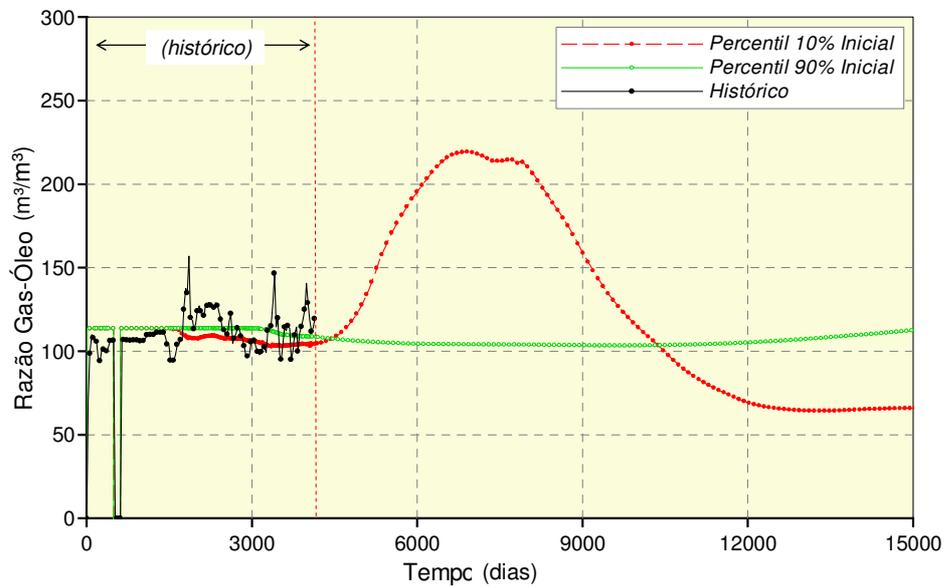


Figura 6.23 – Curvas de previsão de razão gás-óleo para os casos P₁₀ e P₉₀

Ajuste de Histórico e Previsão Iniciais
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

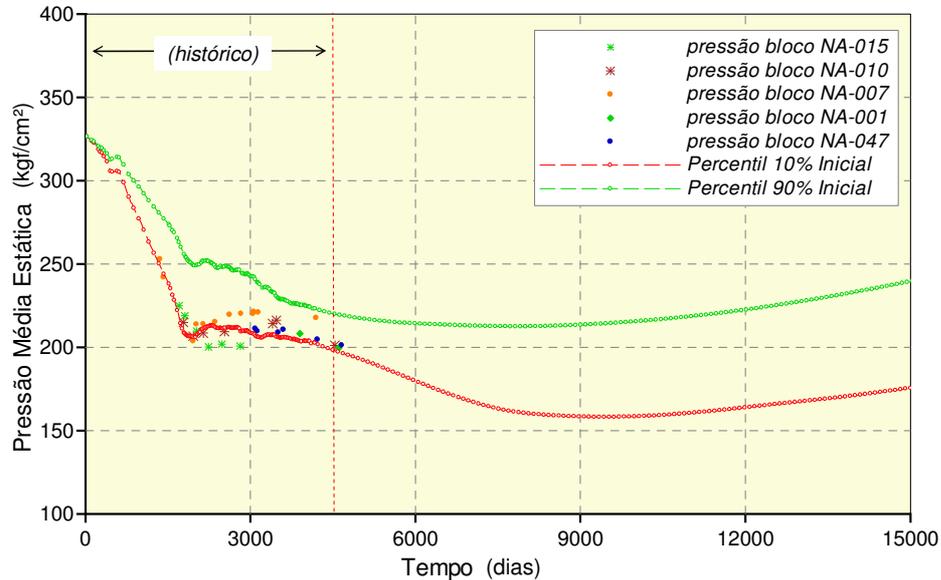


Figura 6.24 – Curvas de previsão de pressões estáticas para os casos P₁₀ e P₉₀

As mesmas curvas de previsão da produção futura, considerando também os casos P₁₀ e P₉₀, após a aplicação do Método 1 são apresentados nas Figuras 6.25 até a 6.28. É possível observar uma diminuição do grau de espalhamento no comportamento produtivo em função do tempo, além de um melhoramento nas condições do ajuste de histórico.

Continuando com o exemplo da limitação de vazão de água em 6000 m³/dia, por razões de capacidade de tratamento, observa-se na Figura 6.26, uma diferença bastante menor para os tempos calculados em que essa vazão admissível é atingida. Próximo aos 7300 dias, para o caso P₉₀, versus 8700 dias para o caso P₁₀. A redução da incerteza conseguida, após a aplicação do método, diminui o risco associado ao cálculo desse indicador, obtendo uma diferença de 1400 dias (4 anos aproximadamente) nesse caso.

Ajuste de Histórico e Previsão Método 1
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

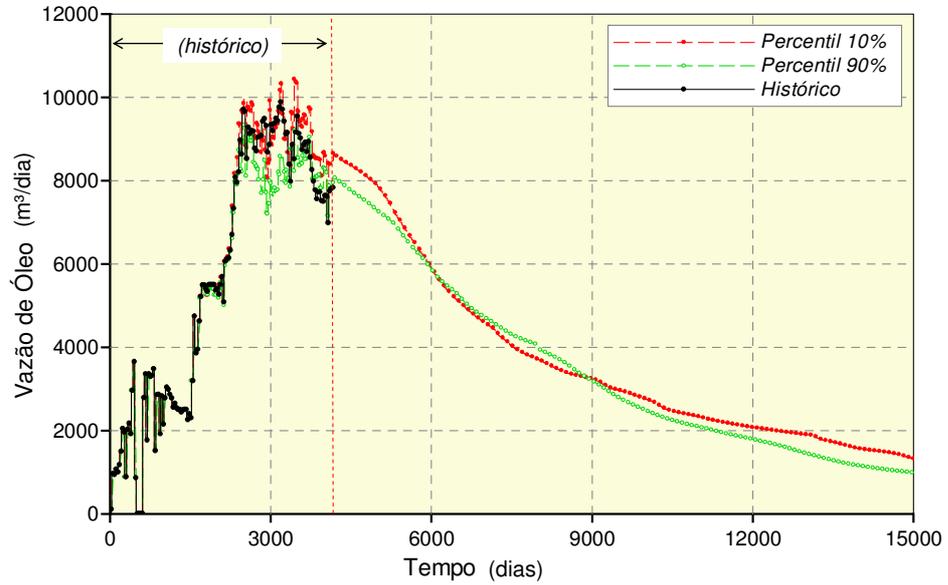


Figura 6.25 – Curvas de previsão de vazão de óleo para os casos P_{10} e P_{90}

Ajuste de Histórico e Previsão Método 1
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

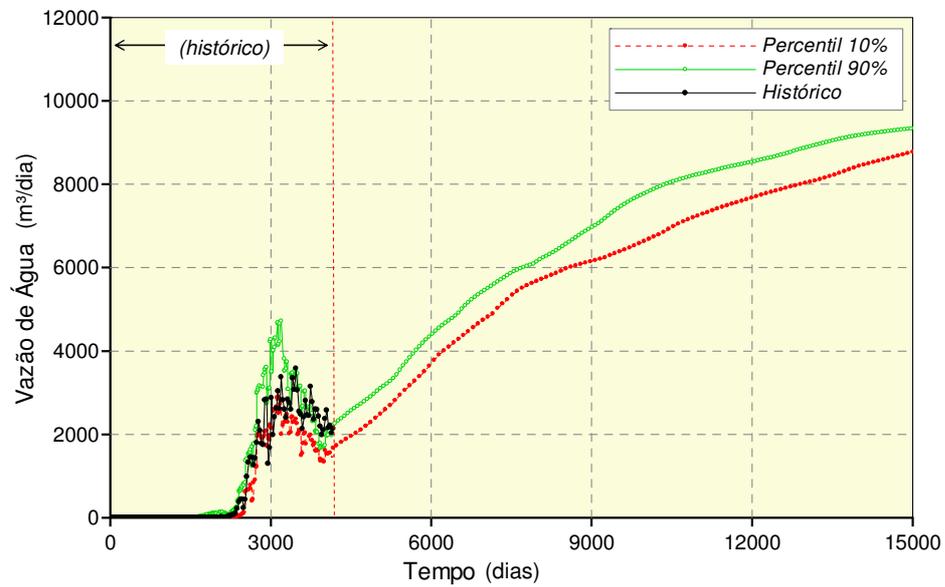


Figura 6.26 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P_{10} e P_{90}

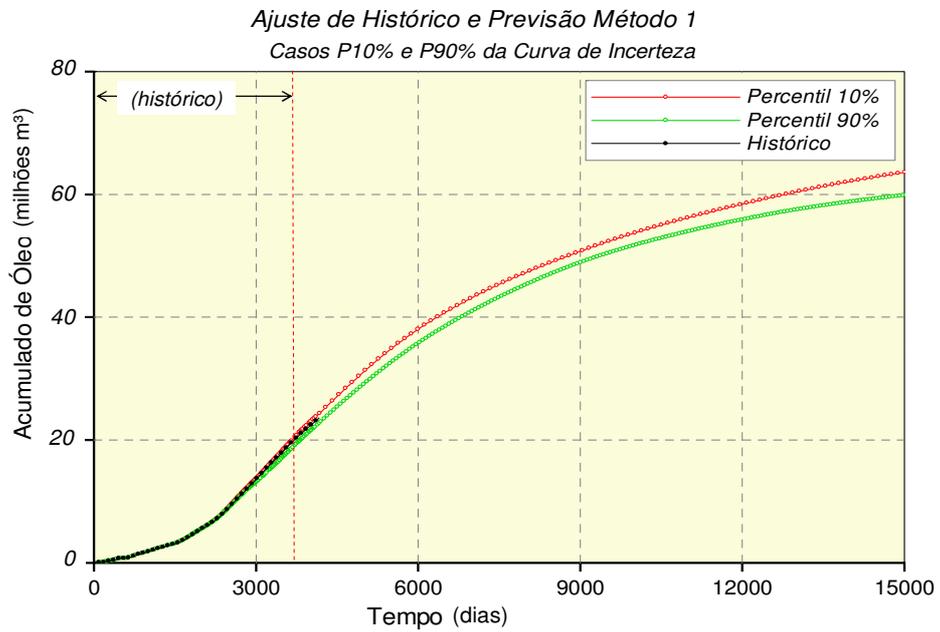


Figura 6.27 – Curvas de previsão de acumulado de óleo para os casos P_{10} e P_{90}

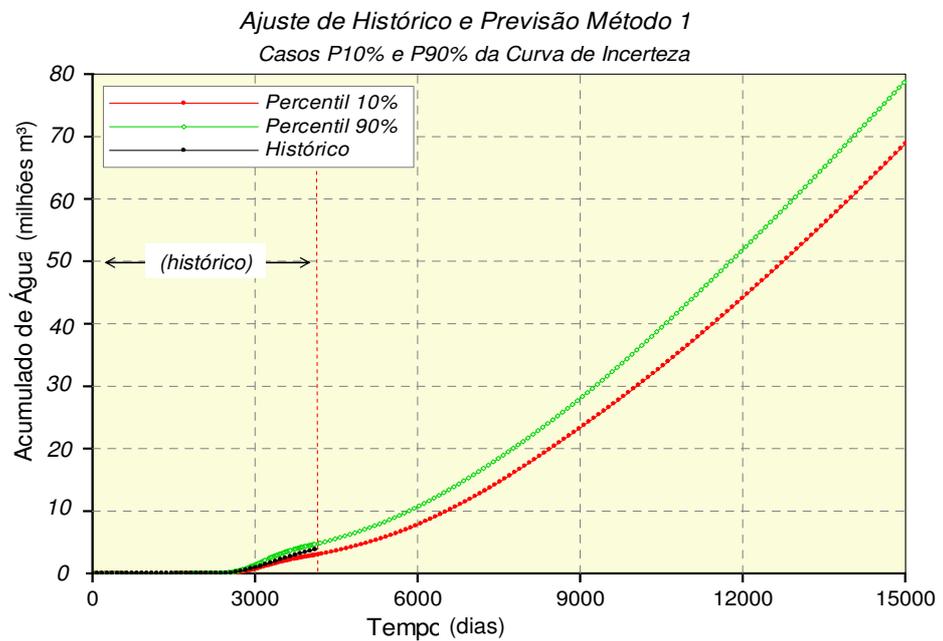


Figura 6.28 – Curvas de previsão de acumulado de água para os casos P_{10} e P_{90}

Finalmente os gráficos de previsão dos casos P_{10} e P_{90} , após a aplicação do Método 3, são apresentados nas Figuras 6.29 até a 6.32. A diferença do tempo no qual a vazão de água limite é

atingida é menor a 450 días. O Método 3 é mais preciso e tem uma maior eficiência para reduzir o afastamento entre os percentis extremos em relação ao histórico e, portanto, diminuir o espalhamento das previsões.

*Ajuste de Histórico e Previsão Método 3
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza*

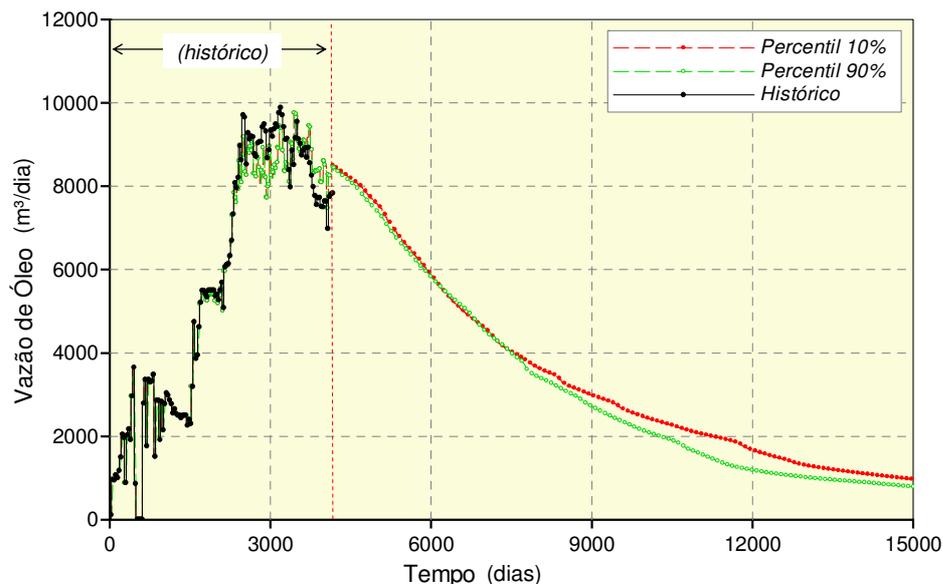


Figura 6.29 – Curvas de previsão de vazão de óleo para os casos P_{10} e P_{90}

*Ajuste de Histórico e Previsão Método 3
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza*

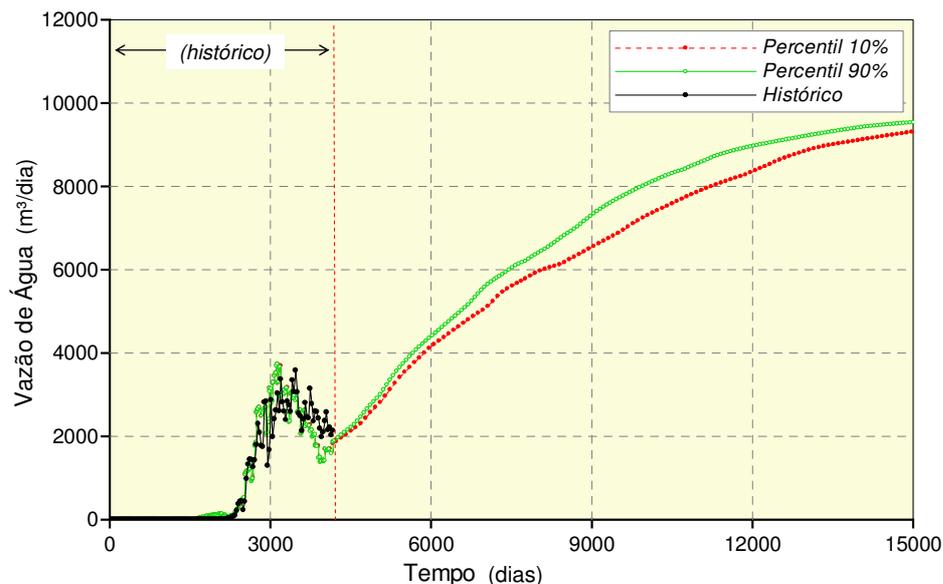


Figura 6.30 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P_{10} e P_{90}

Ajuste de Histórico e Previsão Método 3
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

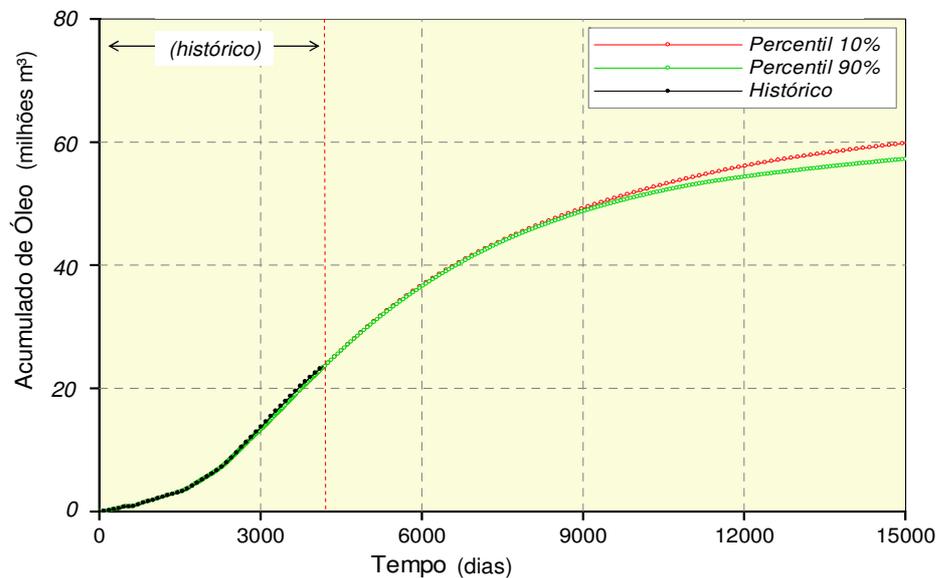


Figura 6.31 – Curvas de previsão de acumulado de para os casos P_{10} e P_{90}

Ajuste de Histórico e Previsão Método 3
Casos P10% e P90% da Curva de Incerteza

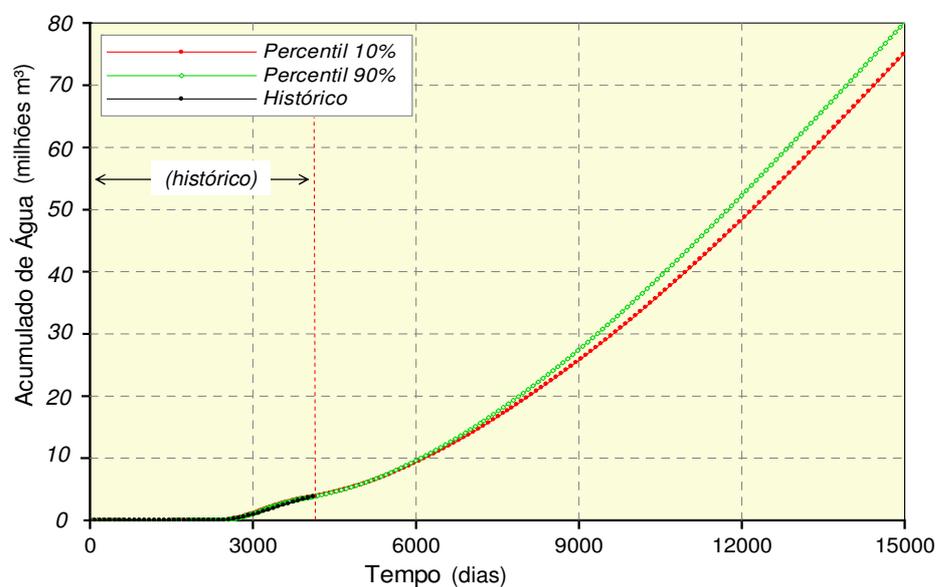


Figura 6.32 – Curvas de acumulado de água para os casos P_{10} e P_{90}

A seguir são apresentados os gráficos de produção acumulada de óleo e água, razão gás-óleo e pressão do reservatório, considerando o percentil P_{10} , antes e após a redução de incerteza

(Métodos 1 e 3). Nota-se, nos gráficos de produção acumulada de óleo (Figura 6.33), que a curva simulada correspondente ao Método 3 é coincidente com a curva de histórico, comprovando a eficácia do processo. Além disso, obtém-se uma previsão mais conservadora do volume de óleo a produzir.

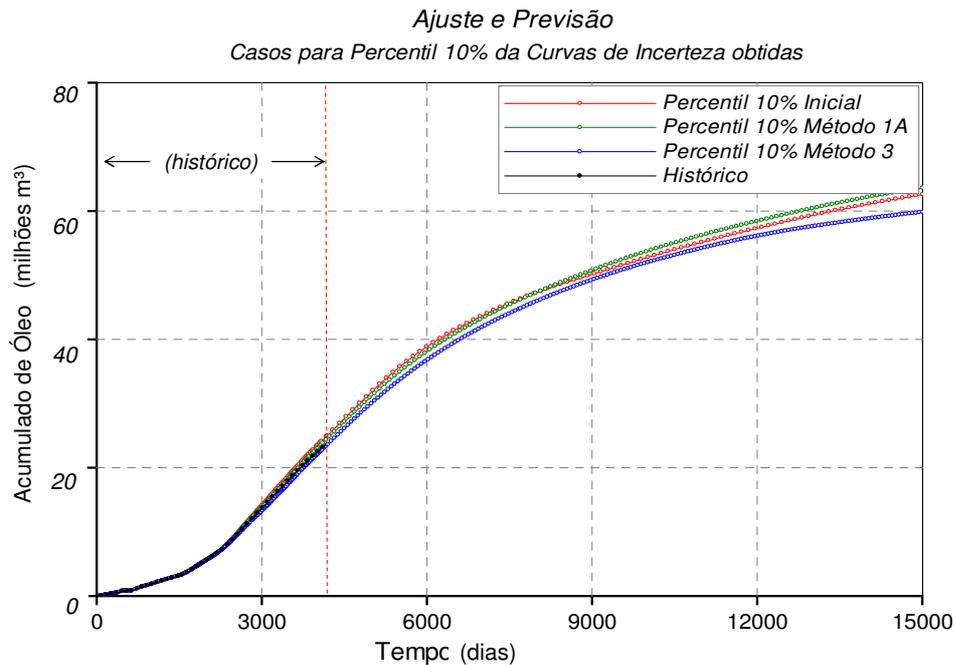


Figura 6.33 – Curvas de produção acumulada de óleo para o caso P_{10}

Os perfis probabilísticos obtidos para a produção acumulada de água, conforme o grau de incerteza inicial e aquele correspondente ao Método 1, ficam um pouco abaixo da curva de histórico, porém, o Método 3 propicia um melhor ajuste dos dados observados. Percebe-se na Figura 6.34 um distanciamento nas curvas de previsão com o passar do tempo, diferentemente da figura anterior. Neste caso, a curva representativa do Método 3 fica bem próxima da curva dos dados históricos, sendo, portanto, uma previsão mais confiável para o futuro dimensionamento das instalações de produção, separação e tratamento dos fluidos.

Na Figura 6.35, apresentam-se as curvas de pressão média no reservatório em função do tempo. Nota-se que o histórico ficou ligeiramente acima das curvas simuladas. Mesmo assim, a tendência do comportamento das pressões foi reproduzida, sendo caracterizada por uma queda brusca inicial, seguido por um patamar que coincide com o início da injeção de água na etapa dos

dados históricos. A partir desse momento existe um equilíbrio de volumes dos fluidos injetados e produzidos.

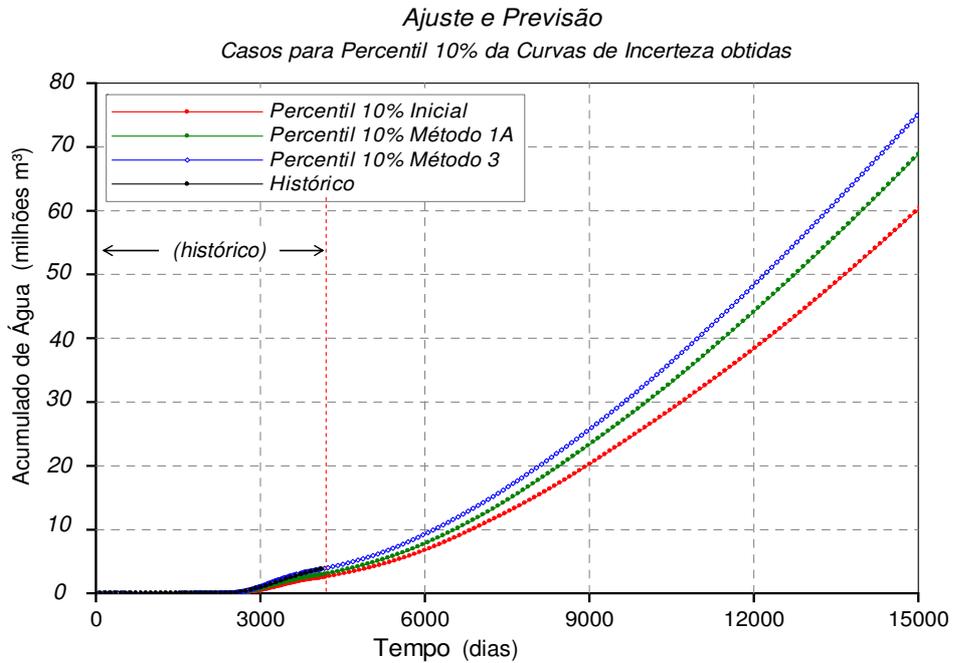


Figura 6.34 – Curvas de produção acumulada de água para o caso P_{10}

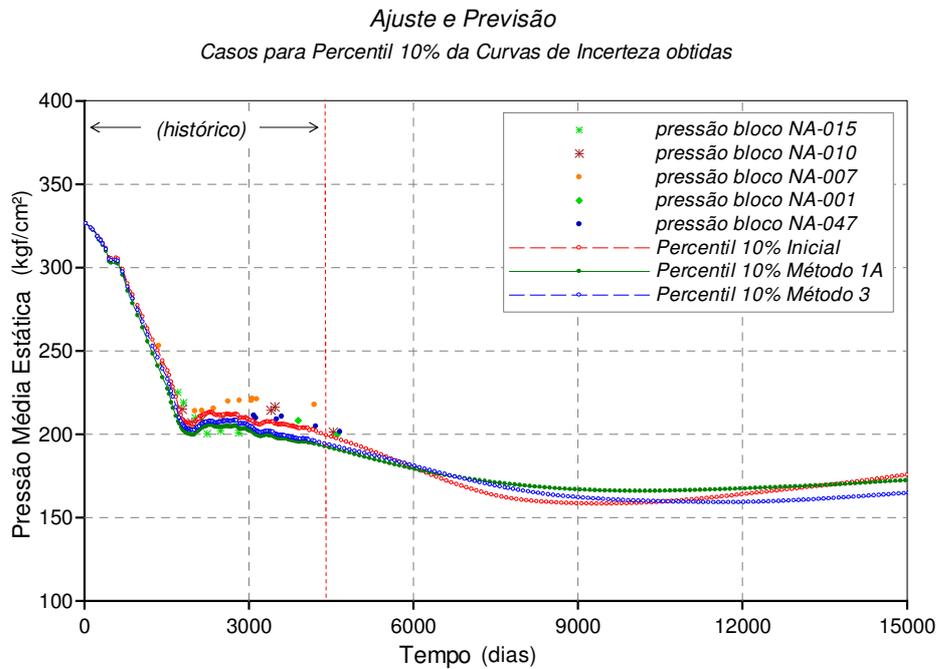


Figura 6.35 – Curvas de pressão estática para o caso P_{10}

As curvas simuladas de razão gás-óleo (RGO), representadas na Figura 6.36, seguem muito próximas até o período correspondente ao final dos dados de histórico. Porém, após esse período, as curvas indicam um aumento na produção do gás liberado devido à queda de pressão. Neste caso o afastamento entre as curvas é grande, porém todas têm um pico máximo perto dos 7500 dias após iniciada a produção seguido por uma queda brusca, apresentando uma tendência constante ao final do período de simulação. Este afastamento é da ordem de duas vezes maior para o caso inicial do que o caso do Método 3, indicando a importância da variação dos atributos devida à redução da incerteza. Em todos os casos pode-se claramente deduzir que o Método 1 conduz a situações intermediárias em todas as previsões das variáveis consideradas.

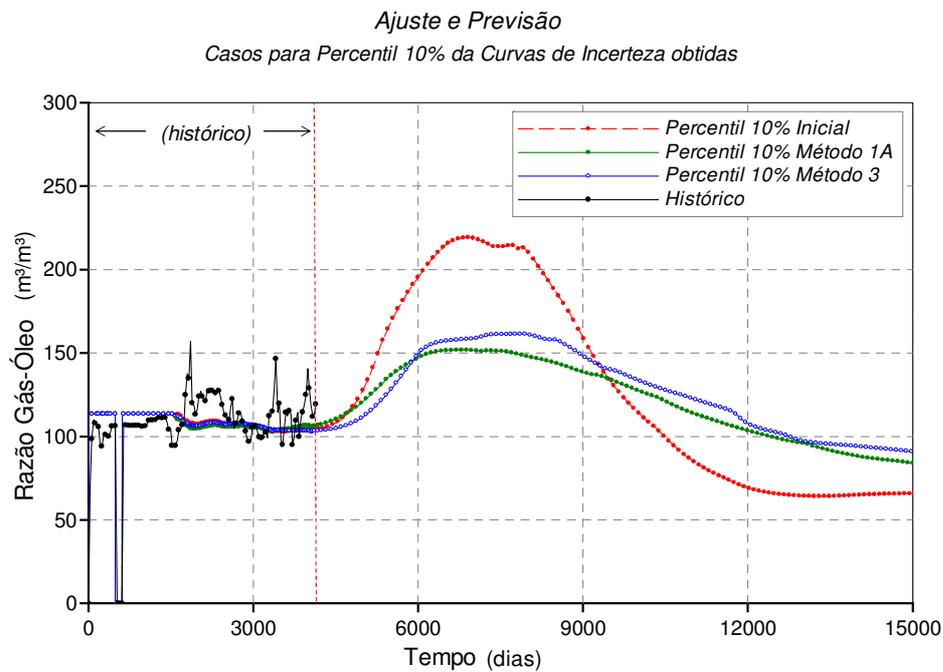


Figura 6.36 – Curvas da razão de gás-óleo para o caso P_{10}

A seguir são apresentados os mesmos gráficos, mas agora para os casos P_{50} e P_{90} (Figuras 6.37 até a 6.40) respectivamente. Nota-se, no último caso, uma considerável diferença entre as curvas de produção acumulada de óleo, diferente do que já foi verificado para o caso P_{10} . Pode-se atribuir esta diferença ao fato de que a aplicação do Método 3, neste caso, exerce maior influência para o modelo correspondente ao percentil P_{90} .

A Figura 6.37 permite concluir que para o caso do percentil P_{50} as previsões realizadas antes e após a aplicação da metodologia não são muito diferentes. Isso é função das curvas de incerteza obtidas em cada método. Os valores das funções-objetivo deste percentil são muito próximos ao eixo vertical em todas as curvas. Já a Figura 6.38 confirma o citado no parágrafo anterior, sobre a eficiência do Método 3.

As curvas de produção acumulada de água apresentaram comportamento semelhante ao já conferido no caso P_{10} . Verifica-se também que neste método de redução ambas as curvas de produção de óleo e água do caso P_{90} estão praticamente coincidindo com a curva de histórico no período analisado (afastamento muito baixo), situação também observada para o caso do percentil 10%.

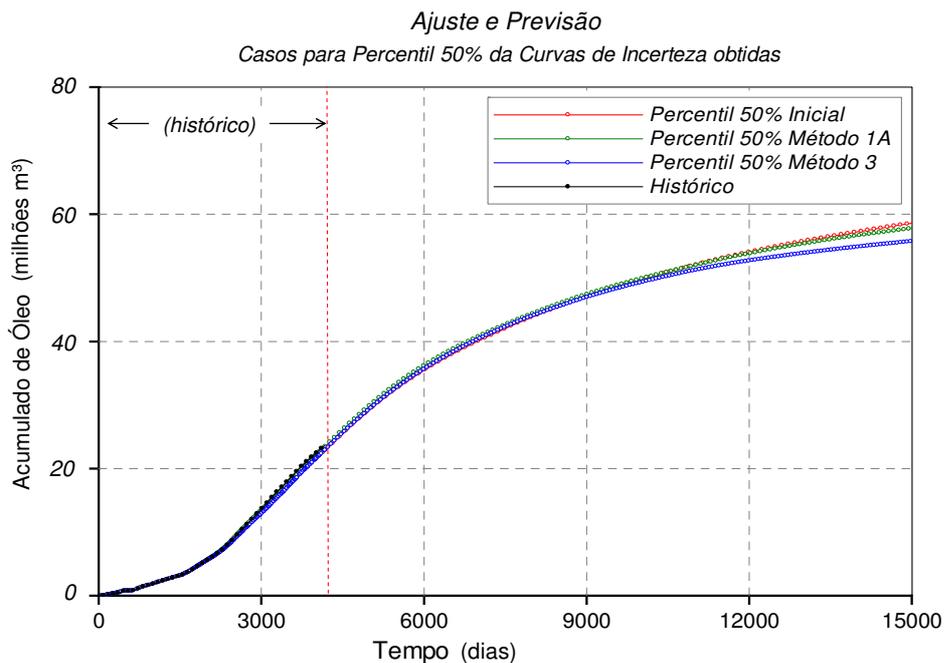


Figura 6.37 – Curvas de produção acumulada de óleo para o caso P_{50}

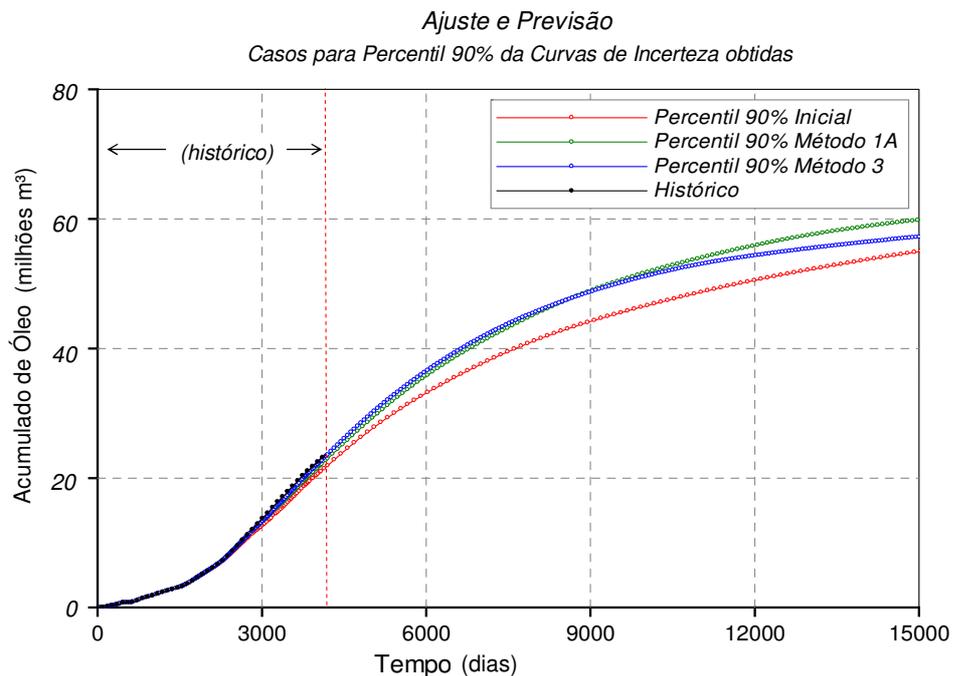


Figura 6.38 – Curvas de produção acumulada de óleo para o caso P_{90}

As Figuras 6.39 e 6.40 mostram os acumulados de água para os casos P_{50} e P_{90} respectivamente.

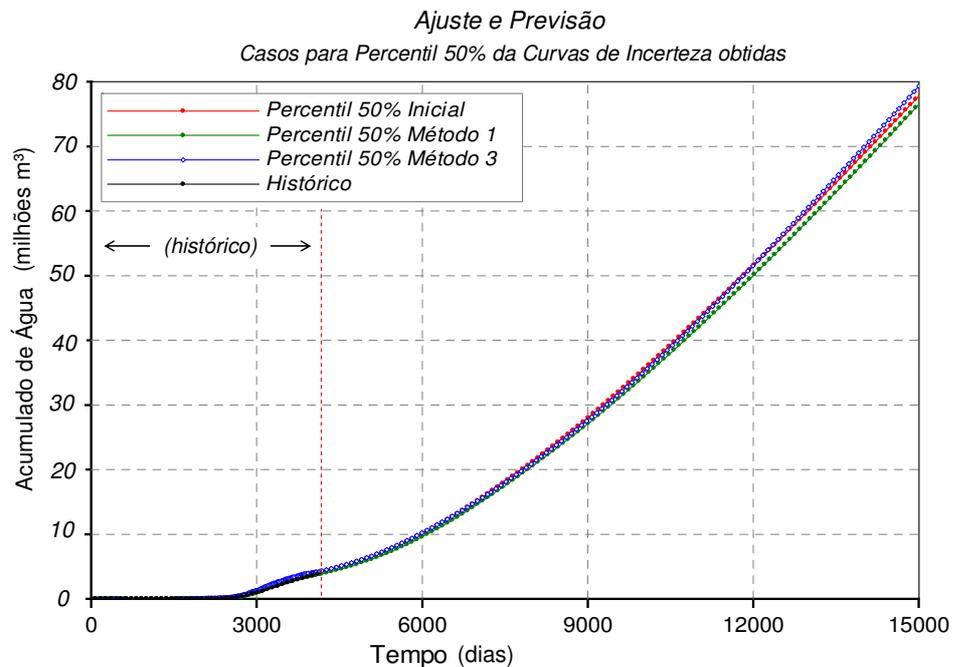


Figura 6.39 – Curvas de produção acumulada de água para o caso P_{50}

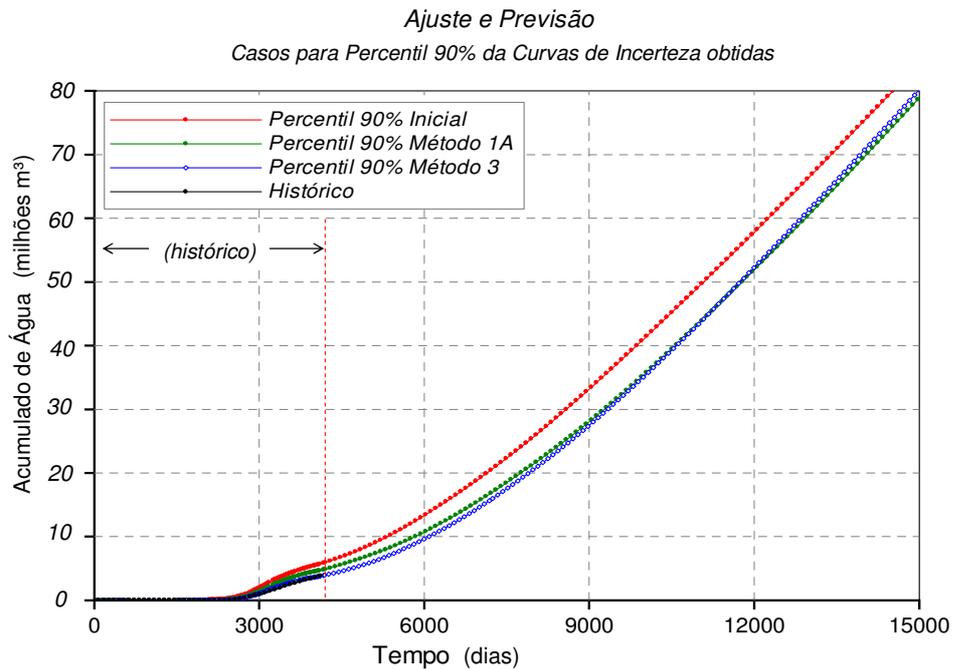


Figura 6.40 – Curvas de produção acumulada de água para o caso P₉₀

Finalmente, nas Figuras 6.41 e 6.42 são mostradas as curvas de pressão média no reservatório, tanto para o histórico quanto para os casos simulados P₅₀ e P₉₀ respectivamente.

Percebe-se claramente que as pressões do caso P₉₀ calculados pelo Método 3 estão novamente coincidindo com as medições registradas. Entretanto ao comparar os perfis calculados a partir da incerteza inicial para o percentil P₉₀ com aqueles representativos do caso P₁₀, observa-se que as do primeiro estão bastante acima da pressão do histórico e mais distanciadas que no caso P₁₀, fato surgido pela combinação dos atributos referente a esse modelo.

As curvas RGO são apresentadas nas Figuras 6.43 e 6.44. Ao se comparar as curvas do caso P₁₀ P₅₀ e P₉₀ para o Método 3, nota-se uma tendência similar no período de previsão, fato que não pode ser afirmado para as curvas geradas com a incerteza inicial ou a partir de Método 1.

Em todos os casos apresentados para P₉₀ pode-se deduzir que o Método 3 permite obter um melhor ajuste e uma previsão mais confiável.

Ajuste e Previsão
Casos para Percentil 50% da Curvas de Incerteza obtidas

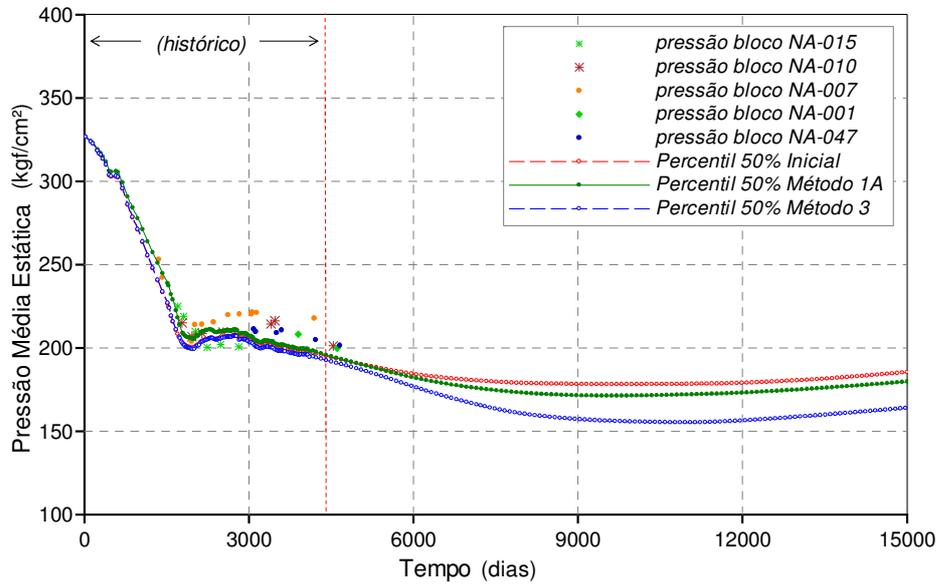


Figura 6.41 – Curvas de pressão estática para o caso P₅₀

Ajuste e Previsão
Casos para Percentil 90% da Curvas de Incerteza obtidas

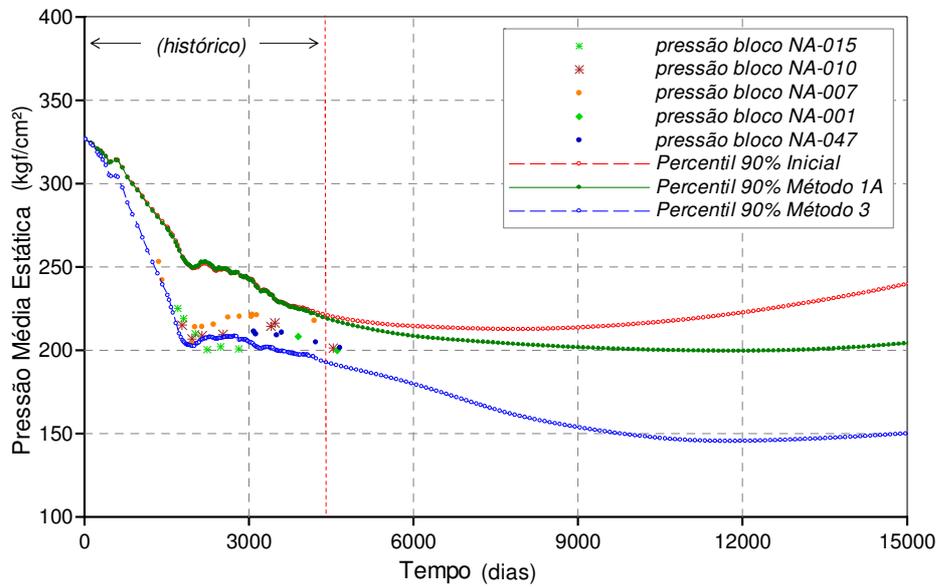


Figura 6.42 – Curvas de pressão estática para o caso P₉₀

Ajuste e Previsão
Casos para Percentil 50% da Curvas de Incerteza obtidas

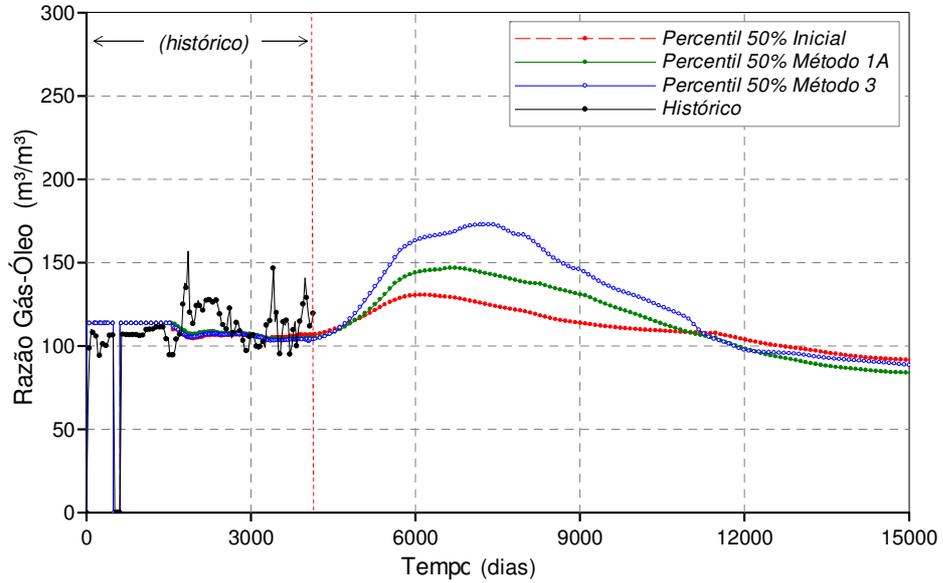


Figura 6.43 – Curvas da razão gás-óleo para o caso P₅₀

Ajuste e Previsão
Casos para Percentil 90% da Curvas de Incerteza obtidas

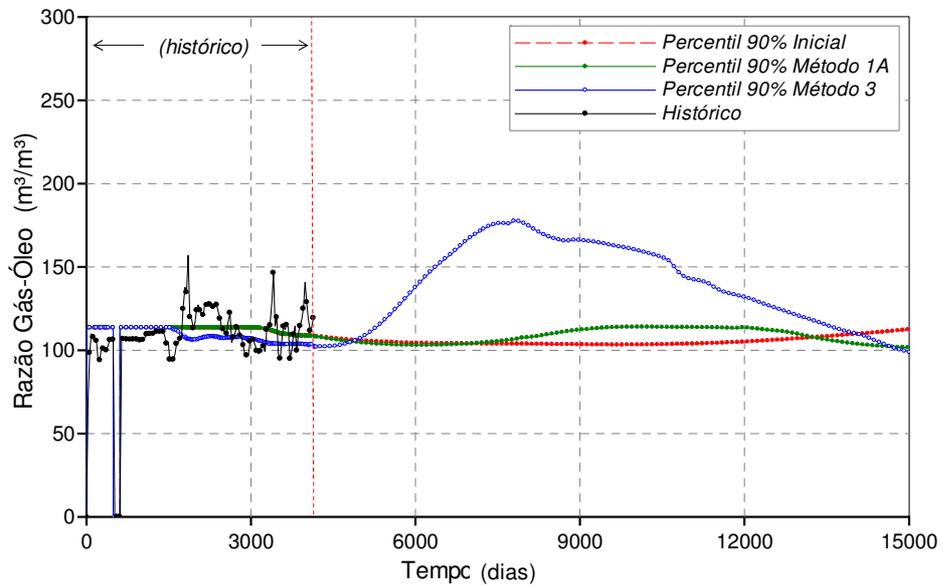


Figura 6.44 – Curvas da razão gás-óleo para o caso P₉₀

Por último, na Tabela 6.5, é apresentado um resumo dos valores obtidos da produção acumulada de óleo (milhões m³) e de água (milhões m³) para cada percentil e segundo o grau de incerteza.

Tabela 6.5 – Valores de acumulado de água e óleo antes a após a redução de incerteza

Grau de Incerteza	Percentil 10%		Percentil 50%		Percentil 90%	
	Acum. Óleo (milhões m ³)	Acum. Água (milhões m ³)	Acum. Óleo (milhões m ³)	Acum. Água (milhões m ³)	Acum. Óleo (milhões m ³)	Acum. Água (milhões m ³)
Inicial	62,7	60,7	58,7	78,4	54,9	86,9
Método 1	63,7	69,4	57,9	77,1	59,9	81,5
Método 3	59,8	76,9	55,7	78,9	57,3	81,3

As Figuras 6.45 e 6.46 mostram graficamente os resultados apresentados na tabela anterior. Neste caso a redução da incerteza é bem maior na produção de água futura. Para a produção de óleo, também há uma redução de incertezas, porém um pouco menor. Isso é uma consequência da consideração da variável vazão de água na construção da função-objetivo e da eficiência dos métodos aplicados para alcançar uma redução importante da incerteza na previsão dos fluidos produzidos.

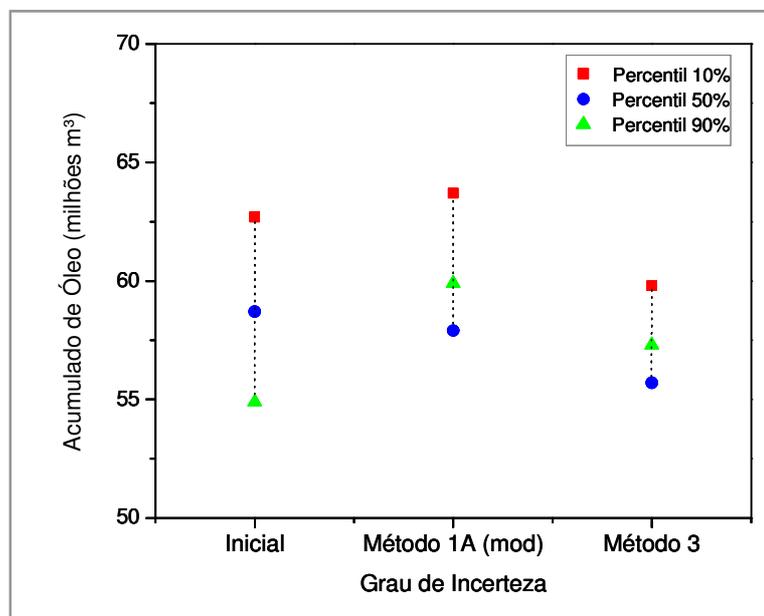


Figura 6.45 – Valores de acumulados de óleo (milhões m³) em função do grau de incerteza

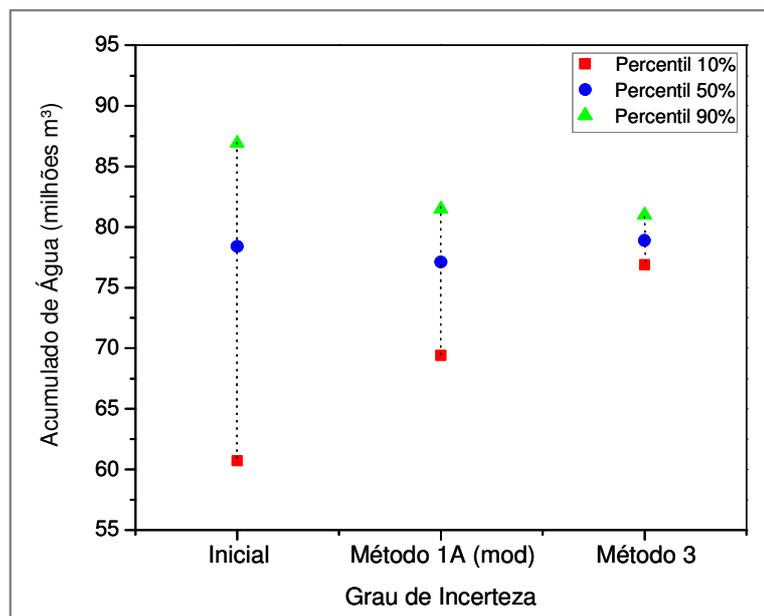


Figura 6.46 – Valores de acumulados de água (milhões m³) em função do grau de incerteza

A incorporação das incertezas no processo de ajuste de histórico permite um aumento na confiabilidade nos cálculos do comportamento futuro do reservatório. O tratamento aplicado ao processo de ajuste permitiu obter resultados que contemplam uma mitigação da incerteza.

6.1.5 Fase 5: Validação da Metodologia

O período histórico do Caso A, compreende mais de 25 anos de operação, até o ano 2001. Para reproduzir o grau de conhecimento atingido no estágio de desenvolvimento e iniciais de produção e injeção, foram utilizados apenas os dados disponíveis na fase de delimitação do campo até uma data intermediária (final do ano 1992).

Com o objetivo de validar o alcance dos métodos de redução de incerteza utilizados, adotaram-se os modelos dos percentis P₁₀ e P₉₀ obtidos a partir da curva de incerteza inicial, como também daquela obtida após a aplicação do Método 3. Em todos esses modelos, representativos da variabilidade existente antes e após a redução da incerteza, as mesmas condições de previsão foram estabelecidas para o período de tempo decorrido entre os anos 1992 e 2001. Não só foram considerados como restrições os valores reais registrados da produção de

líquido e injeção de água em todos os poços, mas também todas as completações, reparações e conversões realizadas nesse período.

Nas Figuras 6.47 até a 6.52 são mostradas o ajuste de vazão de óleo, de água, e de acumulado de água para os casos P_{10} inicial e após o Método 3.

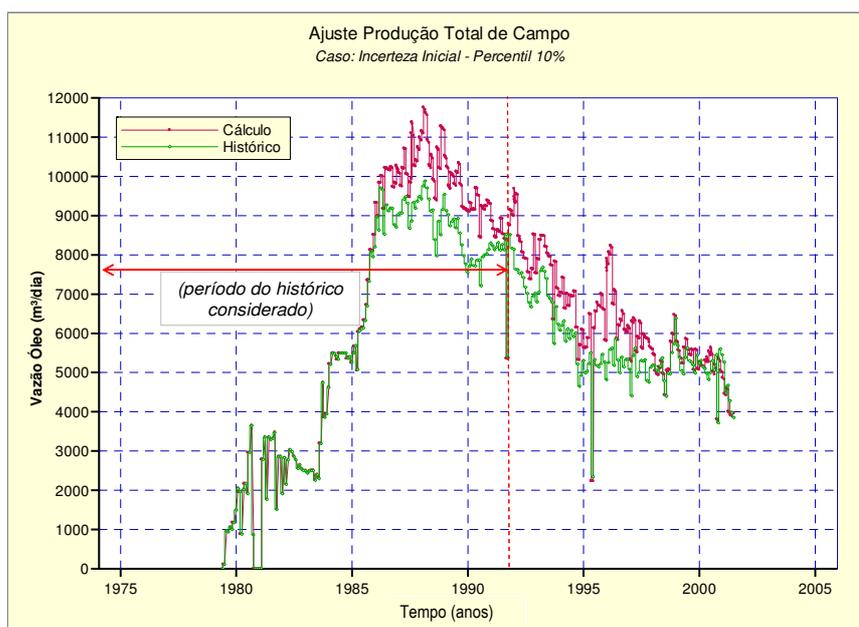


Figura 6.47 – Vazão de óleo para o caso P_{10} inicial

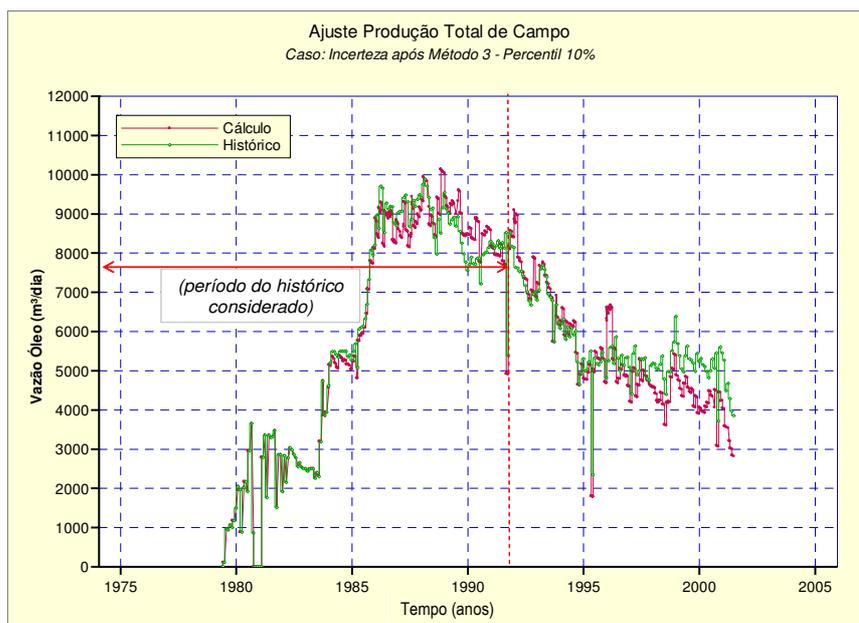


Figura 6.48 – Vazão de óleo para o caso P_{10} após Método 3

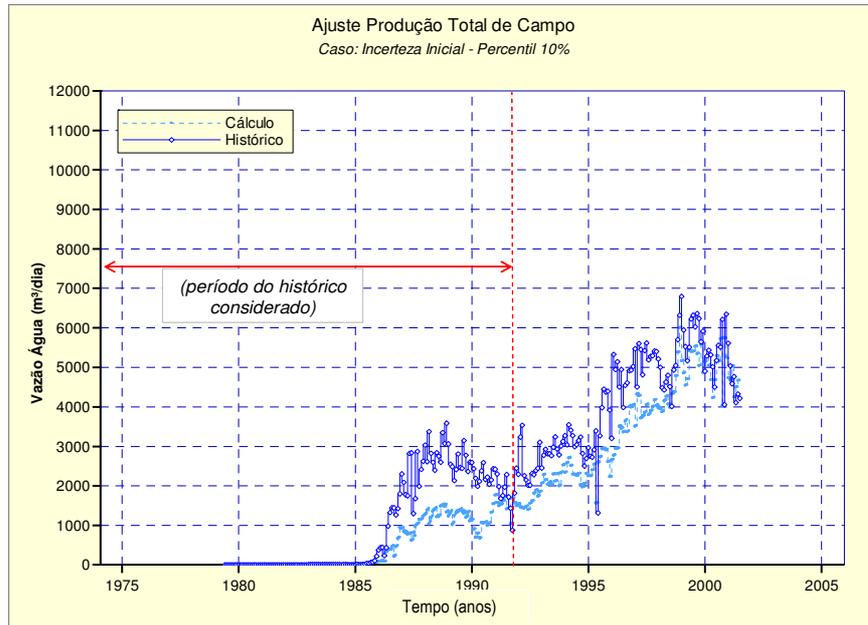


Figura 6.49 – Vazão de água para o caso P_{10} inicial

Pode se observar que o histórico real de vazão de água atinge o limite, em volta de 6000 m³/dia, a mediados do ano 1999, data coincidente com os 7600 dias após o início das operações. Este tempo também foi delimitado através do processo de redução de incerteza, com um espalhamento de 450 dias aproximadamente.

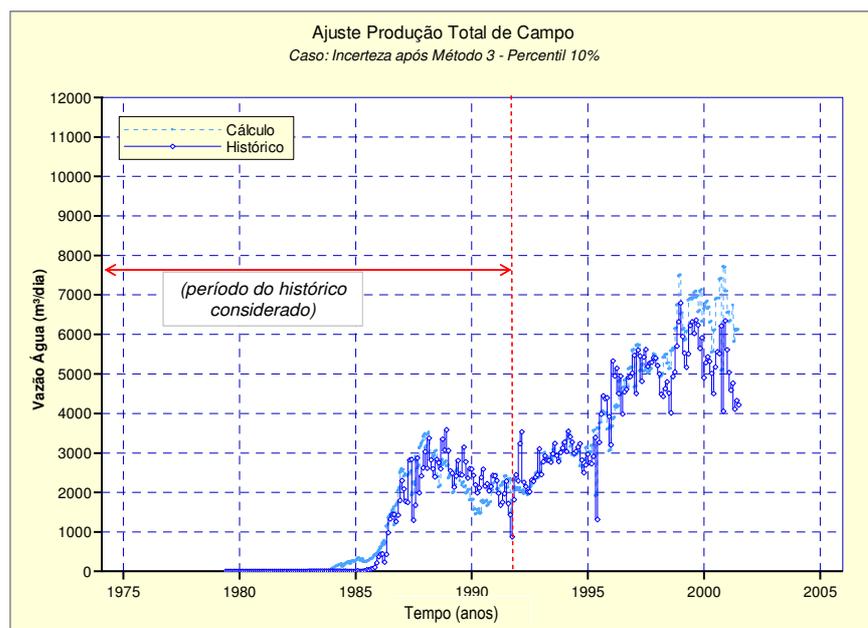


Figura 6.50 – Vazão de água para o caso P_{10} após Método 3

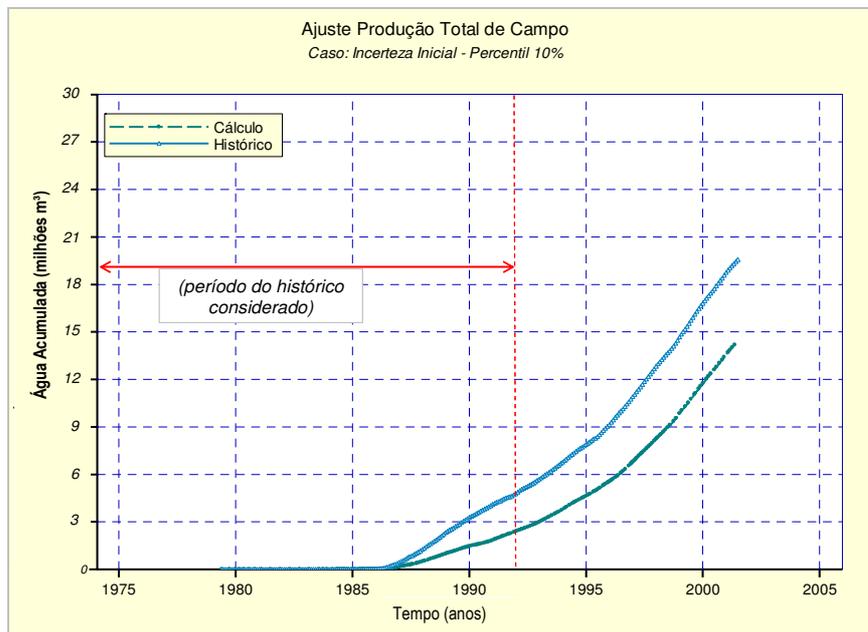


Figura 6.51 – Produção acumulada de água para o caso P_{10} inicial

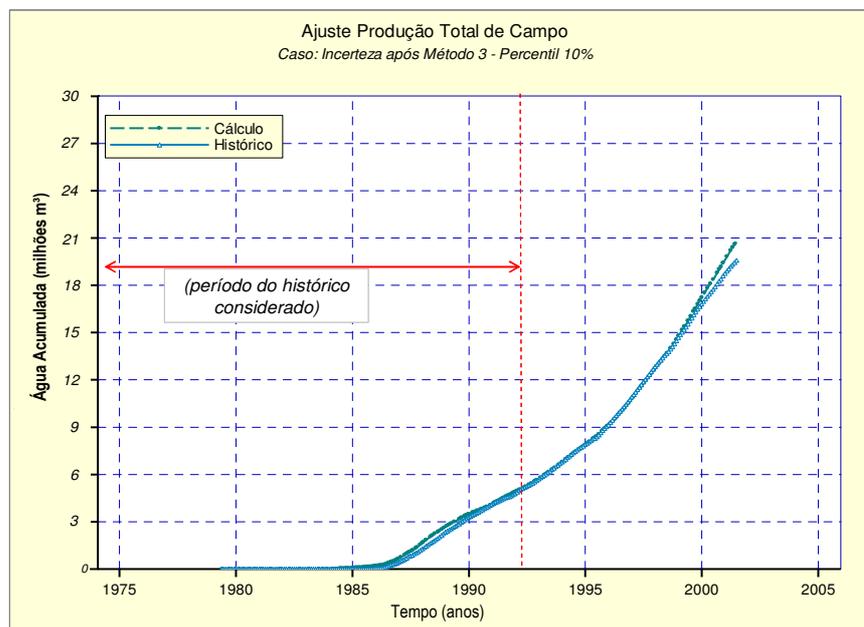


Figura 6.52 – Produção acumulada de água para o caso P_{10} após Método 3

Das figuras apresentadas acima deduz-se que a metodologia aplicada no período de histórico escolhido permitiu uma previsão calculada da produção muito próxima da real. A mesma resposta foi obtida no caso do modelo P_{90} , resultando uma previsão da produção dos

fluidos semelhante à registrada, como é apresentado nas Figuras 6.53 à 6.55. No Anexo 6, são apresentadas as figuras das demais variáveis calculadas para ambos os casos.

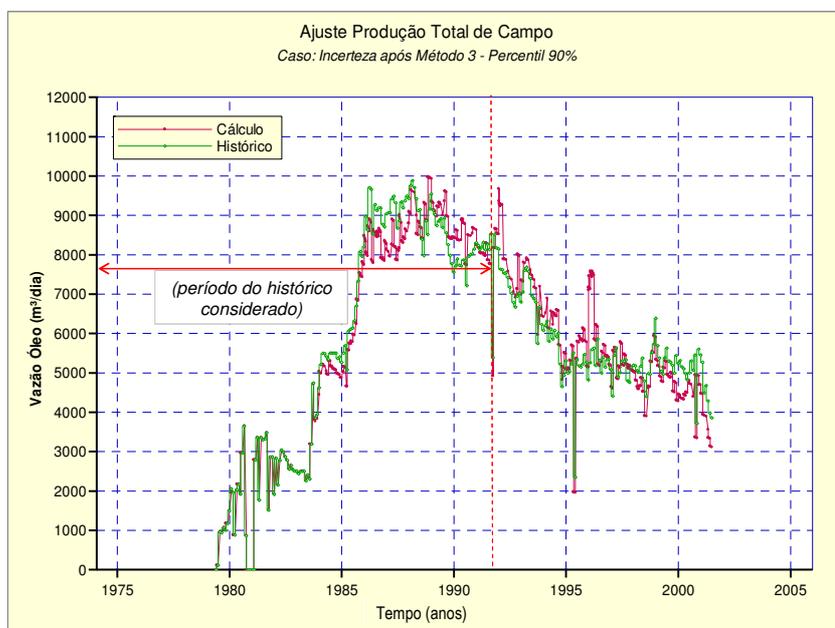


Figura 6.53 – Vazão de óleo para o caso P_{90} após Método 3

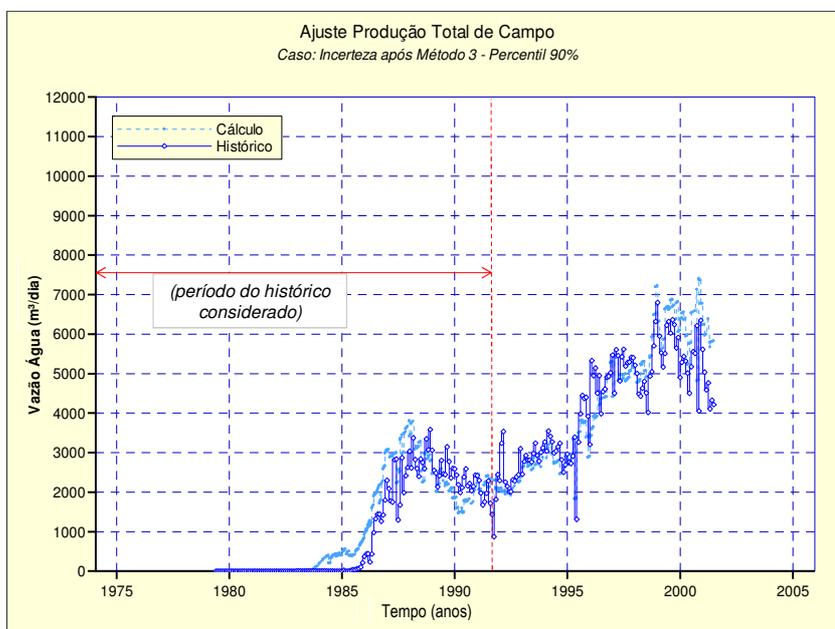


Figura 6.54 – Vazão de água para o caso P_{90} após Método 3

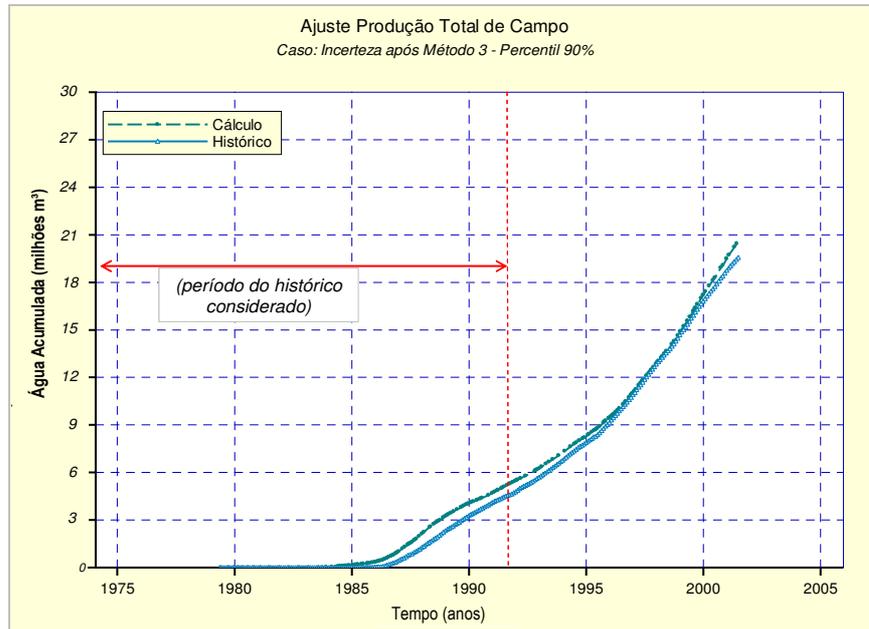


Figura 6.55 – Produção acumulada de água para o caso P_{90} após Método 3

6.2 Caso B – Análise Global e Local

Primeiramente foi realizada uma análise de sensibilidade para selecionar os atributos mais críticos dentre os doze atributos incertos no modelo já apresentados no Capítulo 5. Em seguida, aplicam-se os métodos de redução de incerteza.

6.2.1 Fase 1: Aplicação dos Métodos de Redução de Incerteza

A Figura 6.56 apresenta os perfis de produção extremos obtidos da análise de sensibilidade de cada um dos atributos incertos, inicialmente avaliados, em relação ao caso base. A Figura 6.57 apresenta os índices de sensibilidade dos atributos incertos considerando como função-objetivo a produção de água.

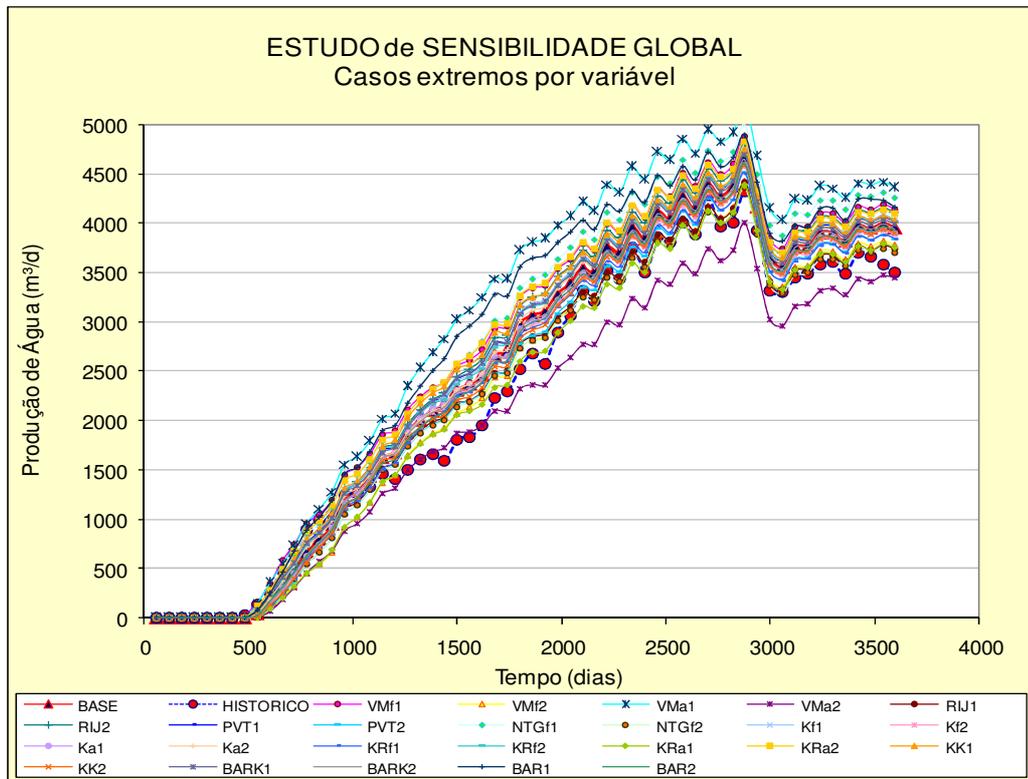


Figura 6.56 – Valores extremos curvas vazão de água em função do grau de incerteza

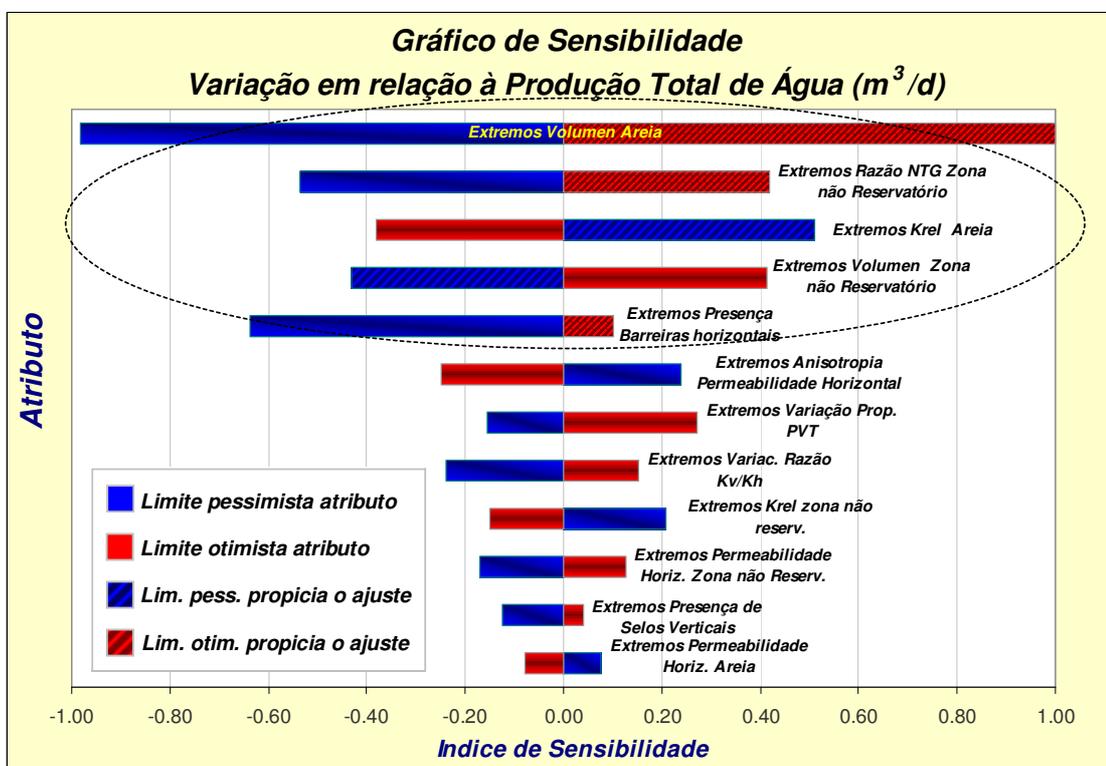


Figura 6.57 – Gráfico tipo “tornado” de índices de sensibilidade para o Caso B

Da análise de sensibilidade são selecionados os cinco atributos mais influentes, (*VMa*, *BAR*, *Kra*, *NTGf* e *VMf*), para a obtenção dos possíveis ajustes do histórico a nível global. São escolhidos três níveis representativos para cada atributo crítico associados a uma *fdp* triangular 20% - 60% - 20% e 25% - 50% - 25% conforme o caso. Na Tabela 6.6 são apresentados os valores limites e os três níveis representativos para cada atributo.

Tabela 6.6 – Valores iniciais dos limites e níveis representativos calculados dos atributos selecionados

Atributos	Limite Inferior	Nível Pessimista	Nível Provável	Nível Otimista	Limite Superior
<i>VMa</i>	0,7	0,88	1,2	1,52	1,70
<i>BAR</i>	0	0	0,5	1,00	1,20
<i>Kra</i>	0,2	0,26	0,40	0,54	0,60
<i>NTGf</i>	0,0	0,20	0,60	1,00	1,20
<i>VMf</i>	0,5	0,61	0,85	1,09	1,20

Após a aplicação da árvore de derivação são obtidos os $3^5 = 243$ casos que combinam os níveis dos cinco atributos selecionados. Os modelos gerados permitem calcular os perfis de produção possíveis que são ordenados em função de cada nível do atributo global sob análise.

A Figura 6.58 ilustra os resultados para a variável vazão de água do campo dos modelos possíveis, ordenados segundo cada nível do atributo *VMa* (volume poroso da areia). O esquema de cores segue o mesmo padrão do Caso A.

Nas Figuras 6.59 até a 6.62, apresentam-se os perfis de produção obtidos para alguns poços do modelo. Pode-se observar um importante grau de espalhamento global e em nível de poço em relação aos valores observados da variável vazão de água.

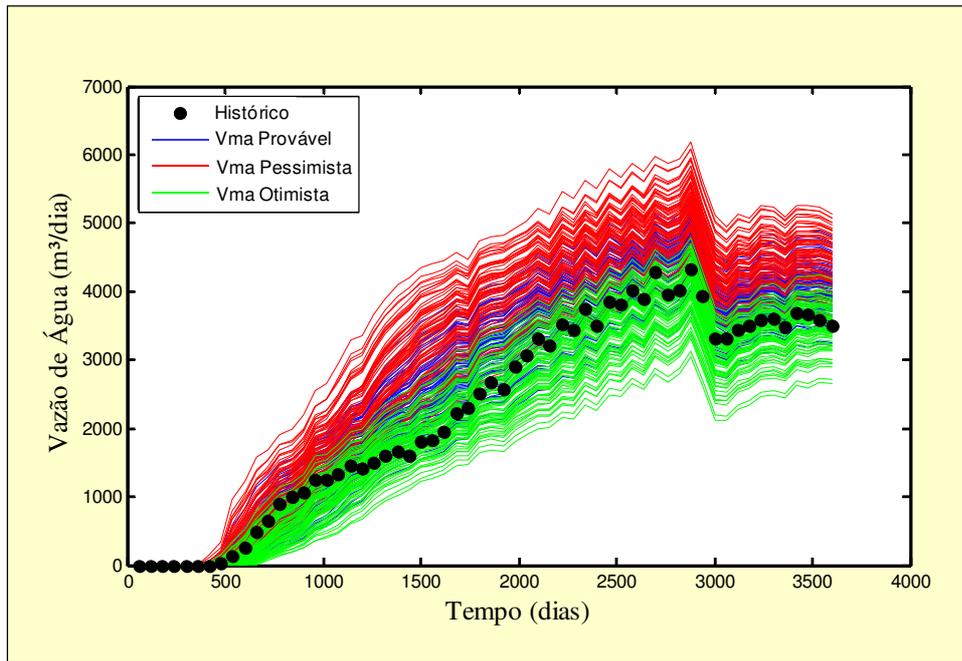


Figura 6.58 – Perfis probabilísticos de produção de água total de campo

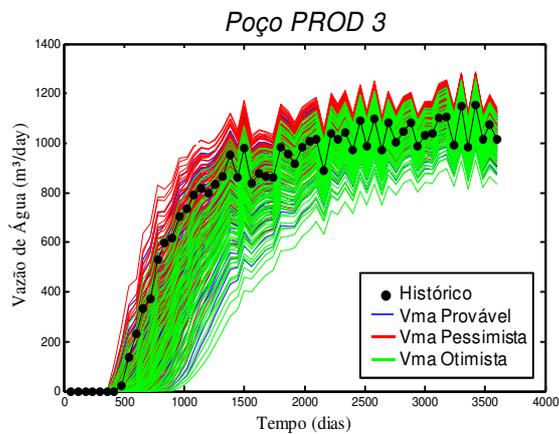


Figura 6.59 – Perfis de produção poço PROD3

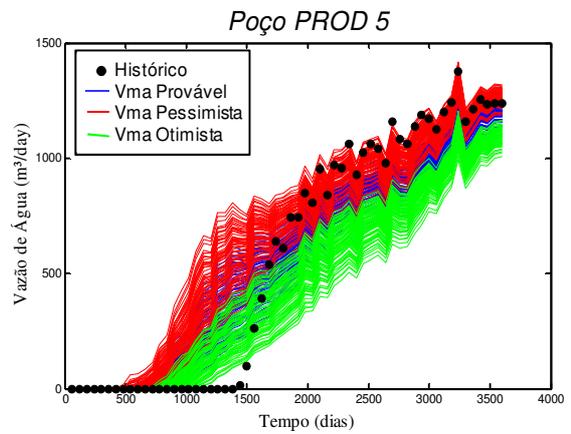


Figura 6.60 – Perfis de produção poço PROD5

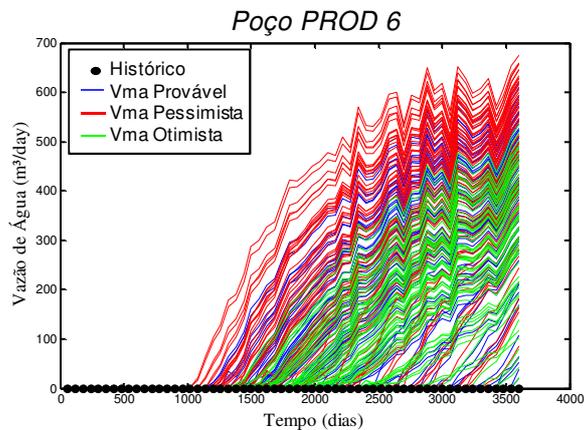


Figura 6.61 – Perfis de produção poço PROD6

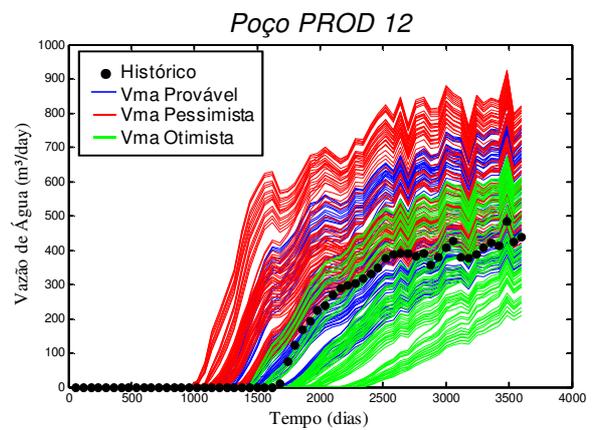


Figura 6.62 – Perfis de produção PROD12

Após a aplicação do Método 1, foram redistribuídas as probabilidades de ocorrência dos níveis de cada atributo seguindo a metodologia proposta. A Tabela 6.7 reúne as principais informações dos cálculos da redistribuição das probabilidades para o Caso B.

Na Figura 6.63, são mostradas a curva de incerteza inicial e a nova curva de incerteza obtida após a aplicação do Método 1. Em ambas as curvas, a função-objetivo está normalizada.

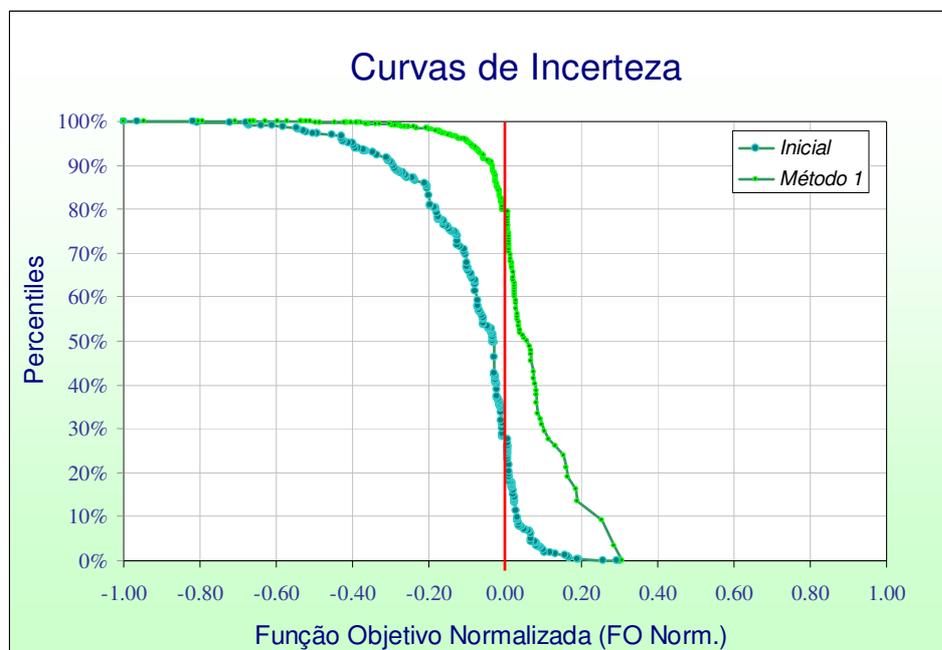
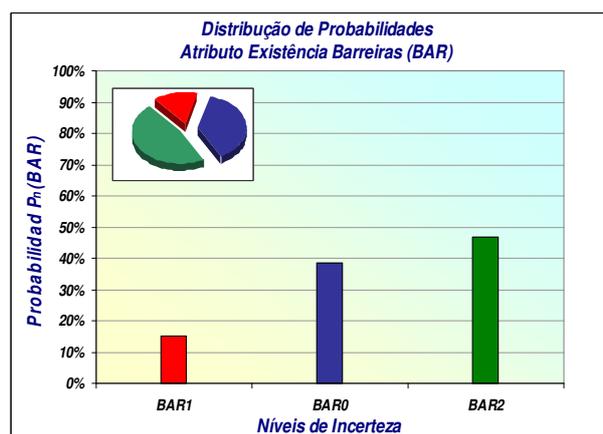
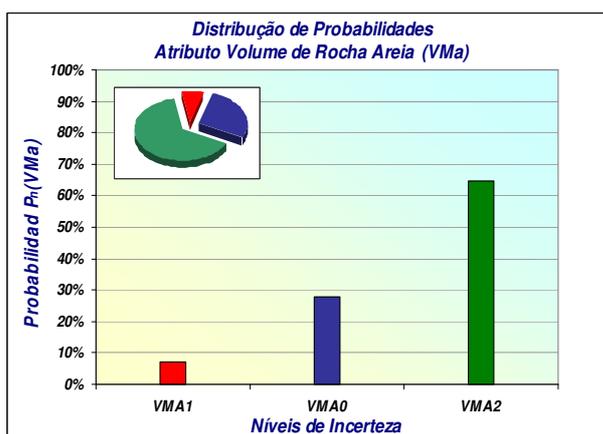


Figura 6.63 – Curvas de incerteza inicial e após Método 1

Tabela 6.7 – Novos valores de probabilidades Método 1

Atributos/ Níveis	$\sum_{j=1}^{Mn} FO $ (milhões)	$\sum_{j=1}^{Mn} FO$ (milhões)	$S = \frac{\sum_{j=1}^{Mn} FO}{\sum_{j=1}^{Mn} FO }$	Peso = 1/S (máx.=5)	P_n
VMA ₀	1348,8	-1207,6	-0,90	1,12	27,9%
VMA ₁	4614,6	-4605,5	-1,00	1,00	7,3%
VMA ₂	752,8	519,5	0,69	1,45	64,8%
BAR ₀	1801,5	-1207,8	-0,67	1,49	38,4%
BAR ₁	3198,4	-3091,6	-0,97	1,03	15,0%
BAR ₂	1716,3	-994,2	-0,58	1,73	46,6%
KRa ₀	2154,3	-1823,9	-0,85	1,18	23,0%
KRa ₁	1651,3	-677,2	-0,41	2,44	62,0%
KRa ₂	2910,6	-2792,4	-0,96	1,04	15,0%
NTGf ₀	1982,4	-1559,3	-0,79	1,27	24,3%
NTGf ₁	3284,7	-3138,2	-0,96	1,05	12,1%
NTGf ₂	1449,2	-596,1	-0,41	2,43	63,6%
VMf ₀	2116,0	-1703,5	-0,81	1,24	27,4%
VMf ₁	2921,6	-2751,1	-0,94	1,06	17,0%
VMf ₂	1678,7	-839,0	-0,50	2,00	55,6%

A Figura 6.64 mostra a nova redistribuição de probabilidade calculada



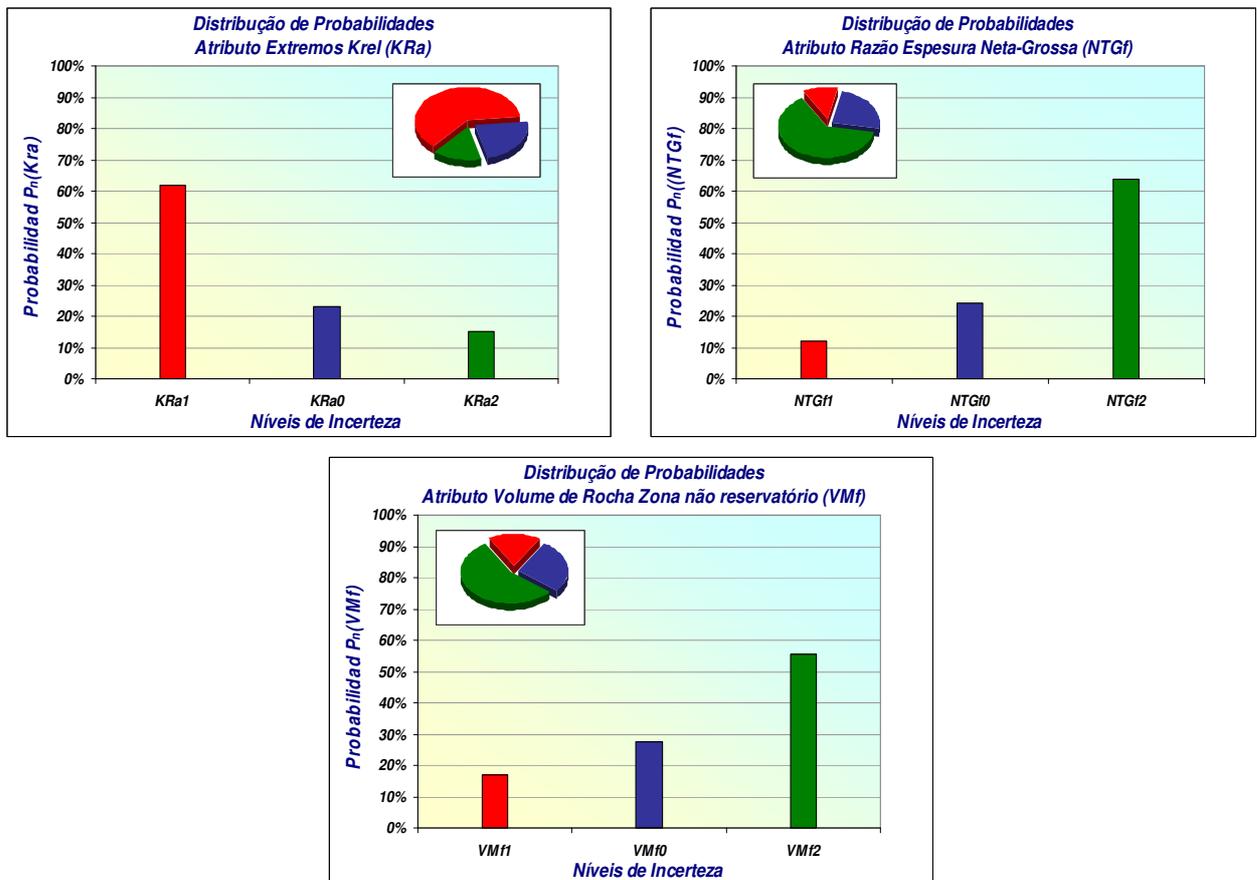


Figura 6.64 – Redistribuição de probabilidades para cada nível de atributo pelo Método 1

A partir da modificação e redistribuição dos pesos, indicada na Tabela 6.8, é possível construir a nova curva de incerteza representativa. Foi necessário limitar os valores máximos do peso para valores iguais à unidade na maioria dos níveis dos atributos incertos considerados.

A curva de incerteza correspondente ao Método 1 modificado é mostrada na cor laranja na Figura 6.65. Foi obtida uma significativa diminuição do grau de incerteza em relação ao Método 1 original.

Tabela 6.8 – Novos valores de probabilidades Método 1 modificado

Atributos/ Níveis	$S = \frac{\sum_{j=1}^{Mn} FO}{\sum_{j=1}^{Mn} FO }$	Pesos= 1/S (iniciais)	Pesos (modificados)	P_n
VMA ₀	-0,895	-1,12	1,00	9,8%
VMA ₁	-0,998	-1,00	1,00	2,9%
VMA ₂	0,690	1,45	5,00	87,4%
BAR ₀	-0,670	-1,49	1,00	13,0%
BAR ₁	-0,967	-1,03	10,00	73,3%
BAR ₂	-0,579	-1,73	1,00	13,7%
KRa ₀	-0,847	-1,18	1,40	36,6%
KRa ₁	-0,410	-2,44	1,00	40,4%
KRa ₂	-0,959	-1,04	1,00	22,9%
NTGf ₀	-0,787	-1,27	1,00	33,7%
NTGf ₁	-0,955	-1,05	1,00	20,3%
NTGf ₂	-0,411	-2,43	1,00	46,0%
VMf ₀	-0,805	-1,24	1,00	33,5%
VMf ₁	-0,942	-1,06	1,00	24,3%
VMf ₂	-0,500	-2,00	1,00	42,2%

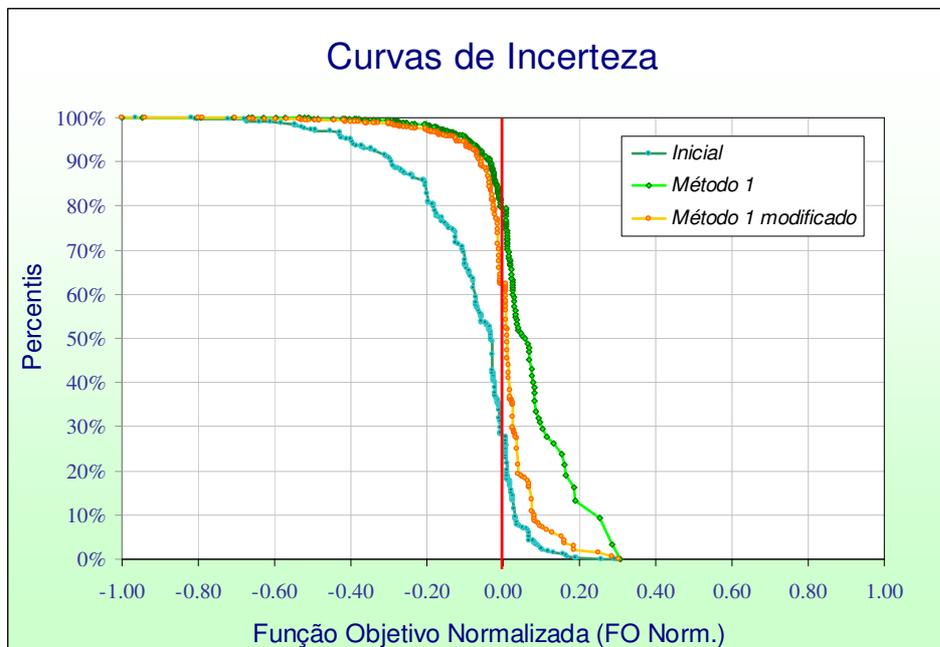


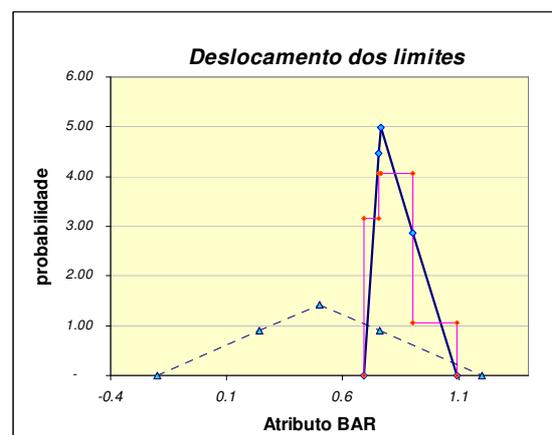
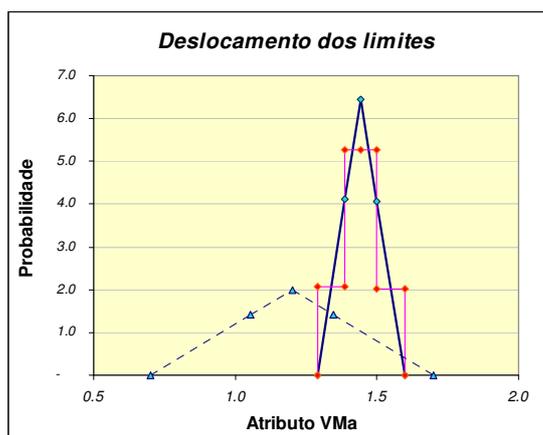
Figura 6.65 – Curvas de incerteza inicial e após Método 1 modificado

A partir dos pesos originais obtido pelo Método 1, são calculados os novos valores dos atributos incertos estudados neste caso após a aplicação do Método 3. Na Tabela 6.9, são mostrados os novos limites e os três níveis de incerteza para os cinco atributos escolhidos.

Tabela 6.9 – Valores dos atributos selecionados após aplicação Método 3

Atributos/Níveis	Limite Inferior	Nível Pessimista	Nível Provável	Nível Otimista	Limite Superior
VMa	1,29	1,34	1,44	1,55	1,64
BAR	0,61	0,64	0,79	1,02	1,09
Kra	0,22	0,26	0,32	0,40	0,43
NTGf	0,70	0,77	0,91	1,06	1,13
VMf	0,92	0,96	1,03	1,10	1,14

A Figura 6.66 ilustra os deslocamentos alcançados pelos limites dos atributos em função da aplicação do Método 3. Pode-se observar que há uma grande redução na faixa dos possíveis valores para cada atributo, porém a mitigação da incerteza não é totalmente eficiente, uma vez que os possíveis perfis probabilísticos obtidos, a partir da combinação destes novos níveis para cada atributo incerto, não estão distribuídos em torno do histórico. Na Figura 6.67, é apresentada a curva de incerteza, na cor vermelha, relativa à FO normalizada para a vazão de água do campo. Observa-se que a consideração simultânea dos níveis deslocados provoca um deslocamento da curva de incerteza para os valores positivos da FO neste caso.



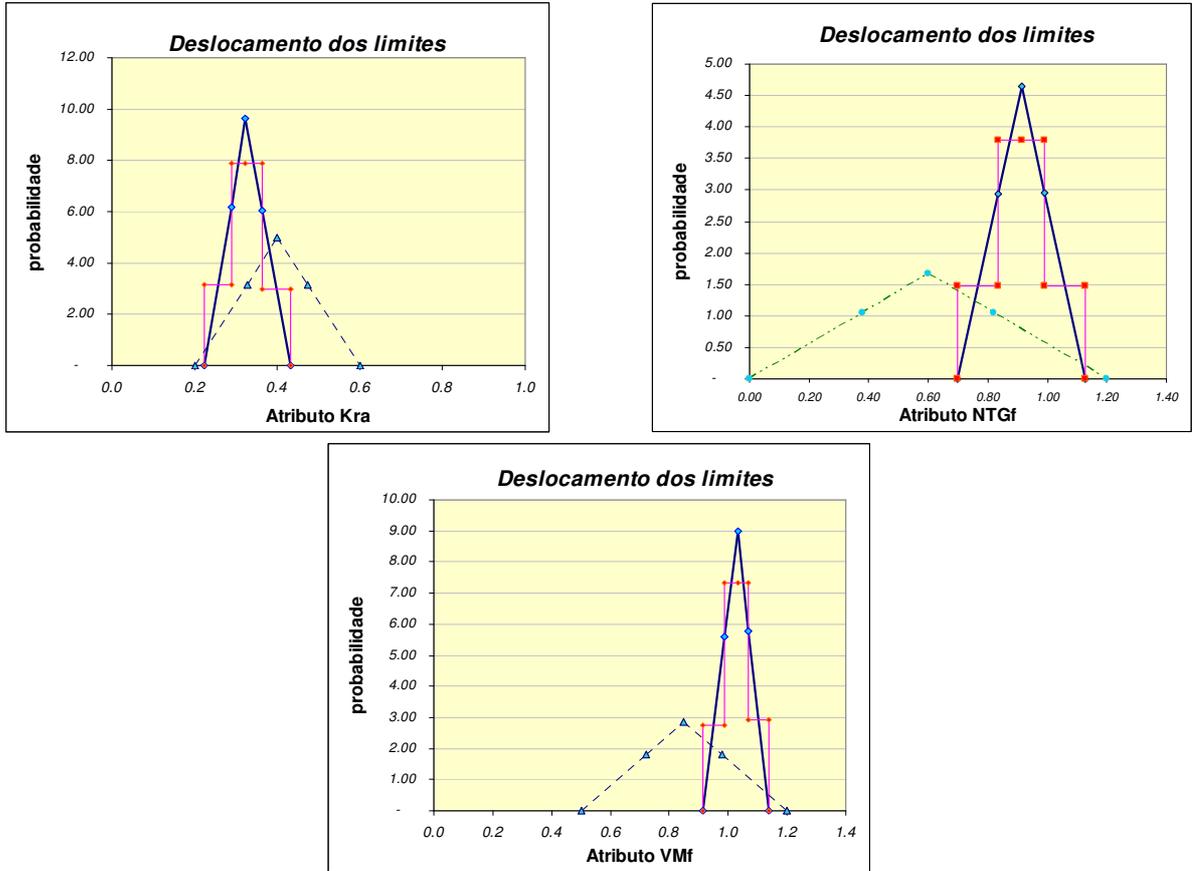


Figura 6.66 – Deslocamento dos limites dos atributos pela aplicação de Método 3

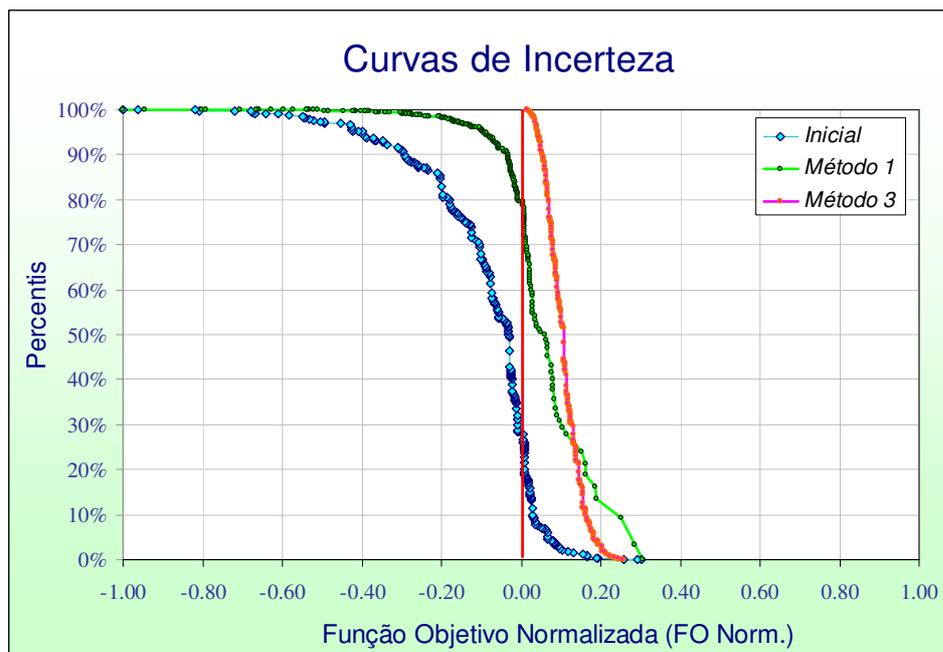


Figura 6.67 – Curvas de incerteza inicial, Método 1 e Método 3

Na Figura 6.68 é mostrada a nova disposição dos perfis de produção de vazão de água total ordenados segundo os níveis de *VMA*. O espalhamento das curvas comparado com as originais mostradas na Figura 6.58 é menor, mas todo o conjunto de curvas fica deslocado para valores menores que os valores observados. As curvas referentes a todos os níveis estão localizadas de um mesmo lado do histórico, sendo que as relativas ao novo nível pessimista calculado (*VMA1*) apresentam menores afastamentos.

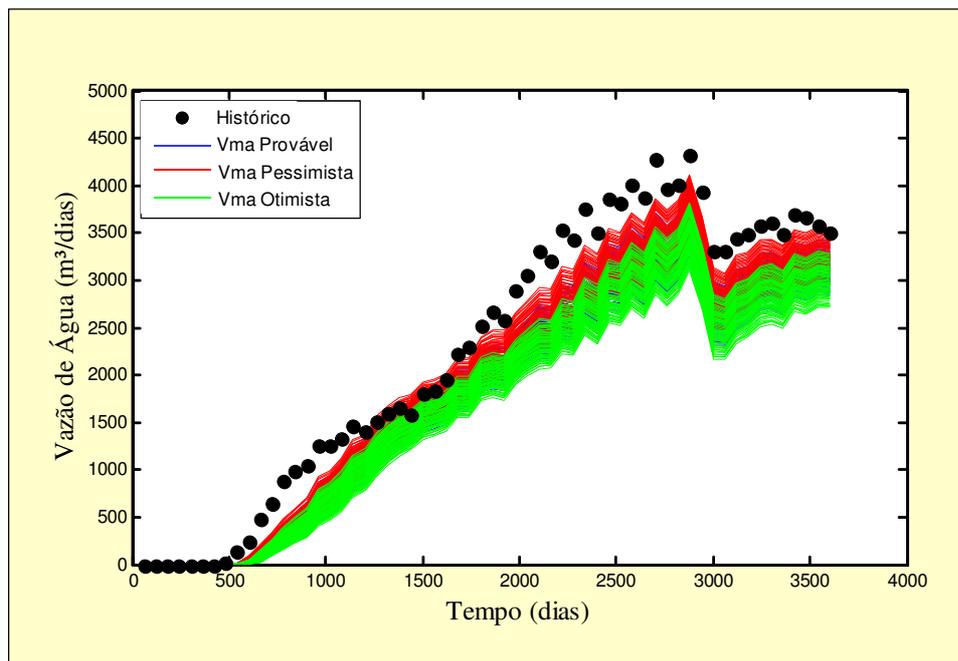


Figura 6.68 – Perfis probabilísticos de produção de água total do campo após aplicação do Método 3

A partir dos atributos calculados pelo Método 1 modificado aplica-se somente a mudança dos limites daqueles atributos com grande variação dos pesos. Neste caso corresponde a escolha dos atributos *VMA* e *BAR*. A Figura 6.69 mostra uma aquisição de faixas de variação mais estreitas para estes atributos selecionados.

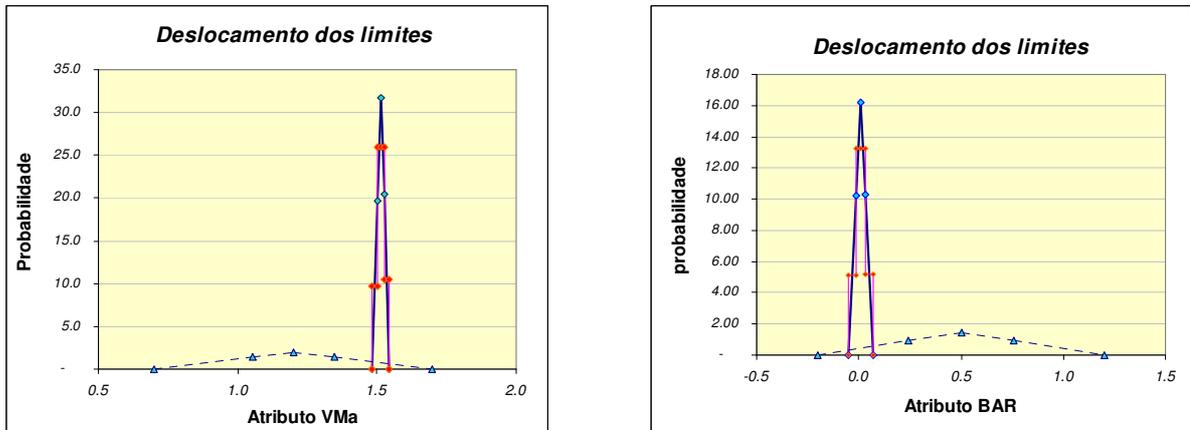


Figura 6.69 – Deslocamento dos limites nos atributos com grande variação Método 3 modificado

Na Figura 6.70, mostra-se a disposição dos novos perfis de produção obtidos a partir dos modelos, após a aplicação do Método 3 modificado, ordenados segundo os níveis de *V_{Ma}*. Observa-se que os modelos de cada nível de incerteza deste atributo estão mais dispersos com certa preponderância da cor verde em torno dos dados observados (nível otimista).

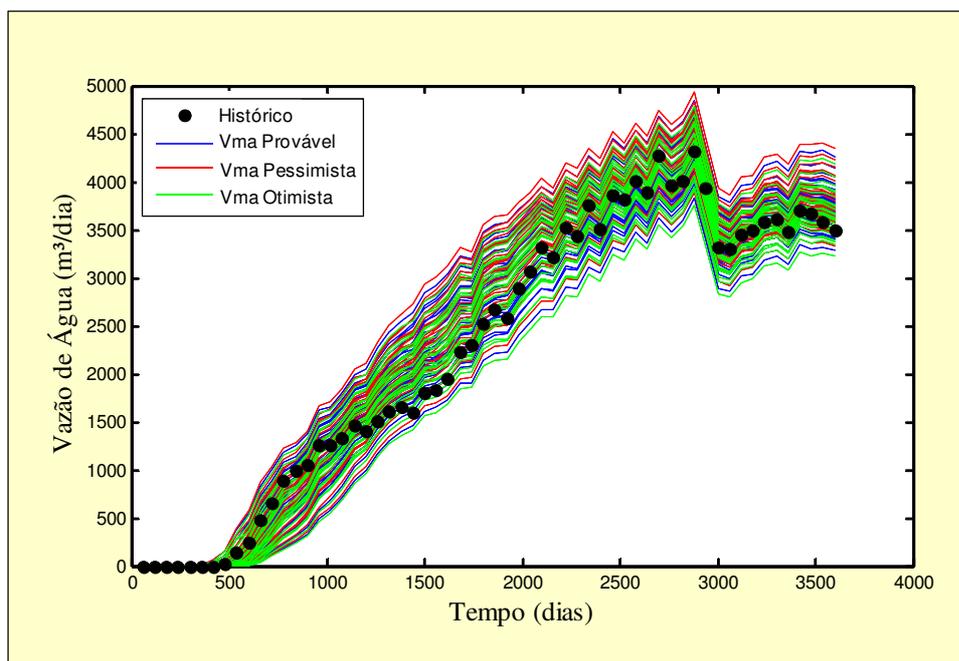


Figura 6.70 – Perfis probabilísticos de produção de água total de campo após aplicação do Método 3 modificado

Verifica-se uma curva de incerteza mais centrada em relação ao valor zero da FO, porém mais inclinada que a gerada com o Método 3 original, como pode ser observado na Figura 6.71, devido ao espalhamento das curvas dos modelos em cada nível serem levemente maior.

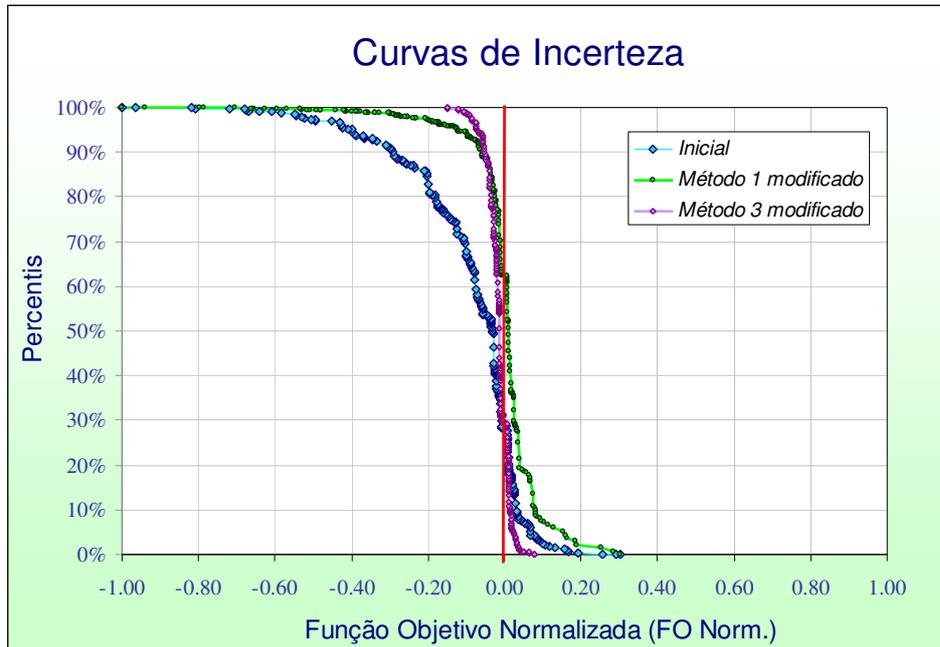


Figura 6.71 – Curvas de incerteza após aplicação dos métodos

A Figura 6.72 mostra uma comparação entre as curvas iniciais (cor vermelha) e as curvas após aplicação do Método 3 para o período de histórico de produção no caso em estudo.

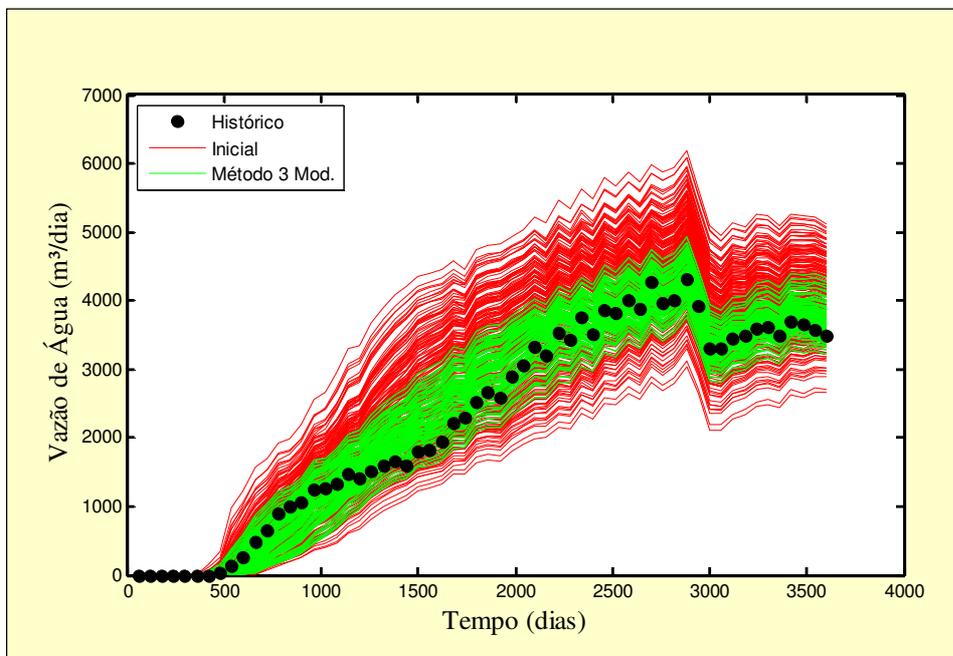


Figura 6.72 – Comparação entre curvas iniciais e curvas geradas após Método 3 modificado

Finalmente uma comparação da redução da incerteza obtida através da aplicação dos métodos é mostrada na figura seguinte:

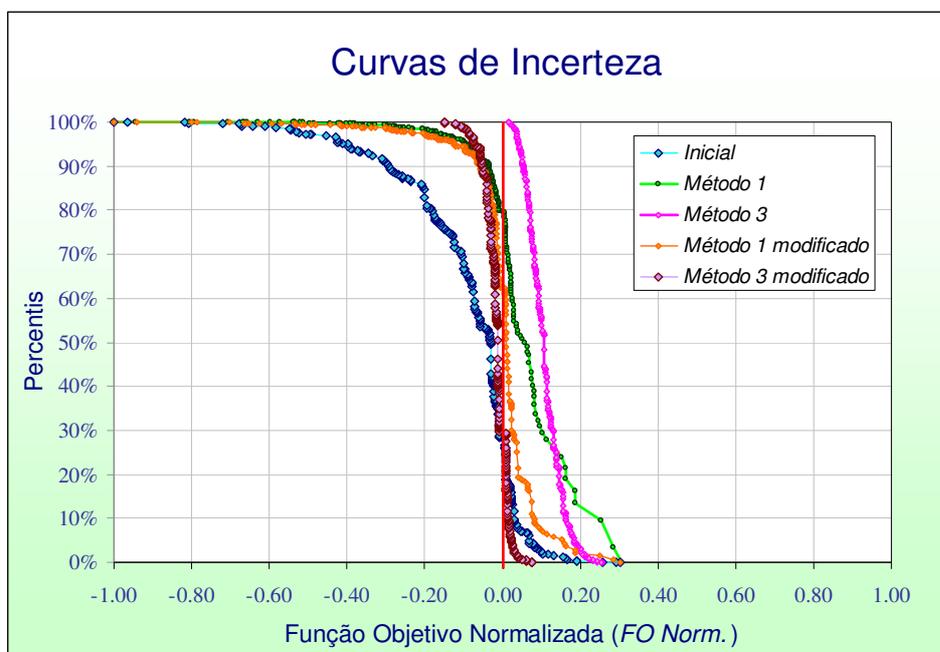


Figura 6.73 – Curvas de incerteza para o campo do Caso B

Também é possível aplicar de forma gradativa o deslocamento dos limites proposto no Método 3 começando pela variável de maior influência. Aplicando somente o deslocamento dos limites da variável *V_{Ma}*, a curva de incerteza obtida é mostrada na Figura 6.74.

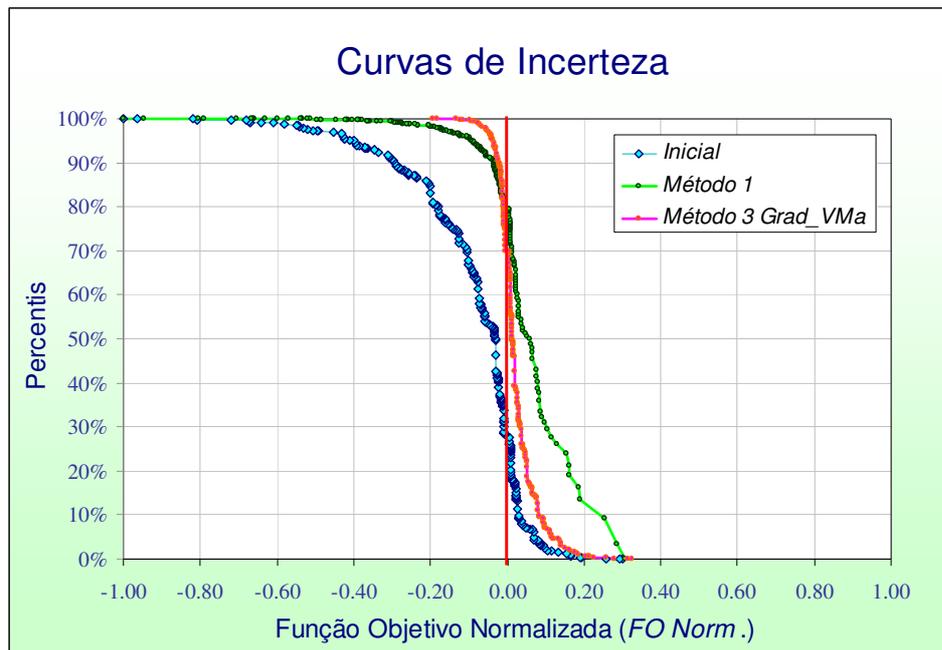


Figura 6.74 – Curva de Incerteza após aplicação do Método 3 gradativo em VMa

A incerteza não foi fortemente reduzida, porém a curva está mais centrada em relação ao eixo zero, sinal que os perfis probabilísticos obtidos são bastante simétricos como é mostrado na Figura 6.75. Aplicando outra vez os efeitos combinados dos deslocamentos, agora nas variáveis VMa e Kra ao mesmo tempo, a curva de incerteza obtida é apresentada na Figura 6.76. A faixa de incerteza diminuiu, mas o deslocamento para os valores positivos da FO começa a evidenciar-se, efeito já analisado na aplicação simultânea de todos os deslocamentos calculados para os atributos incertos escolhidos.

O Método 3 apresentou maiores reduções para todos os níveis, porém o deslocamento para os valores positivos da curva de incerteza indica que a aplicação simultânea das mudanças em todos os níveis combinados segundo a árvore de derivação desloca todas as curvas referentes aos modelos para um mesmo lado dos valores históricos. O Método 3 modificado utiliza os parâmetros calculados após a mudança dos pesos sugerida no Método 1 modificado, deslocando somente aqueles com maior variação dos pesos. Por último, uma situação intermediária pode ser obtida a partir da aplicação gradativa do Método 3 começando pelas variáveis mais influentes.

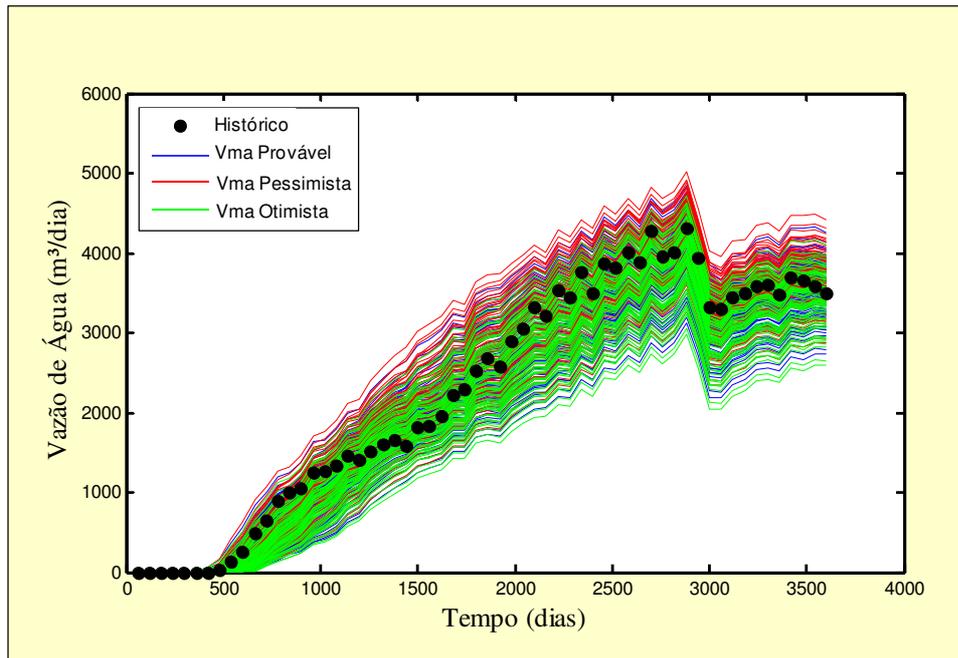


Figura 6.75 – Perfis probabilísticos de produção de água. Aplicação do Método 3 gradativo em VMA

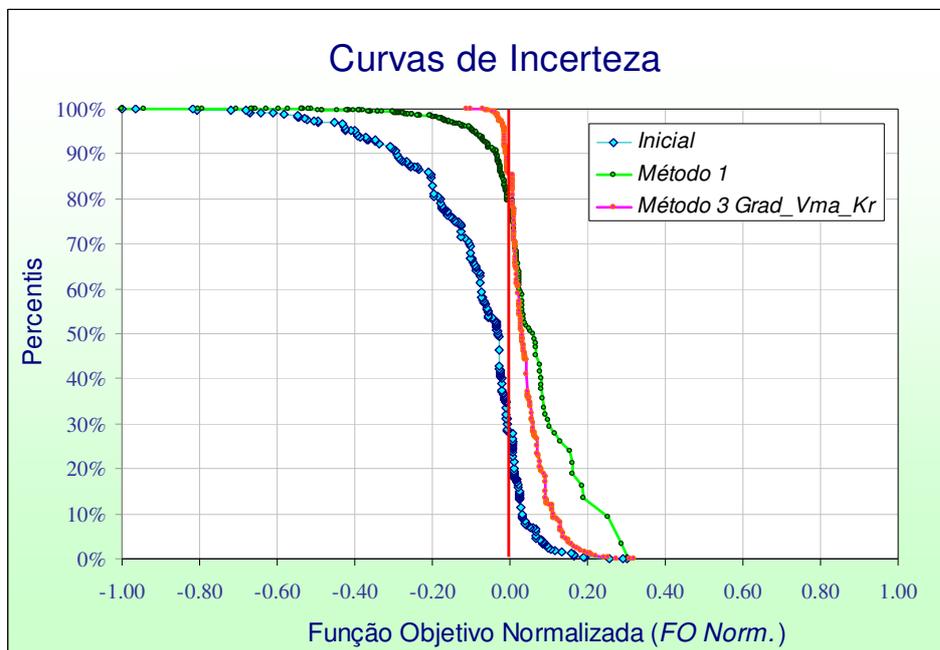


Figura 6.76 – Curvas de incerteza. Aplicação do Método 3 gradativo em VMA e Kra

6.2.2 Fase 2: Aplicação dos Métodos em Nível Regional e de Poço

Nas Figuras 6.77 até a 6.80, são mostrados os perfis obtidos após o Método 3 modificado em nível de poço para os mesmos poços já apresentados ao início da seção.

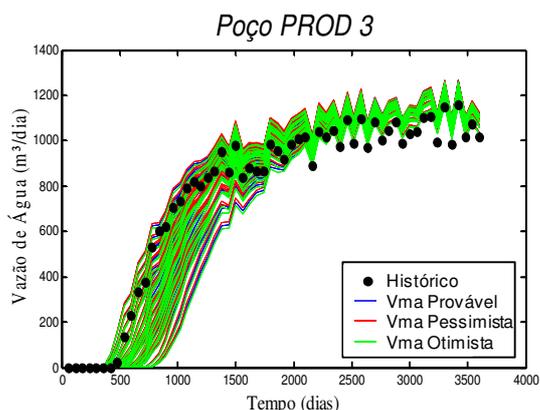


Figura 6.77 – Perfis de produção poço PROD3

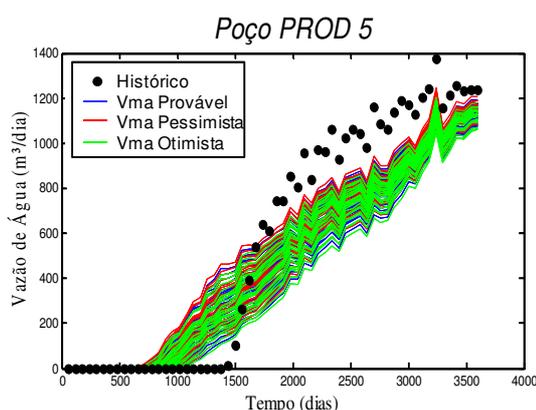


Figura 6.78 – Perfis de produção poço PROD5

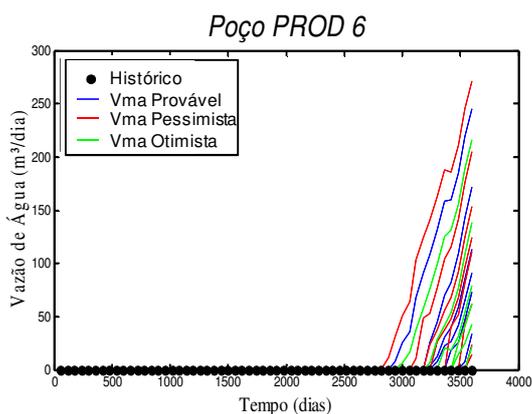


Figura 6.79 – Perfis de produção poço PROD6

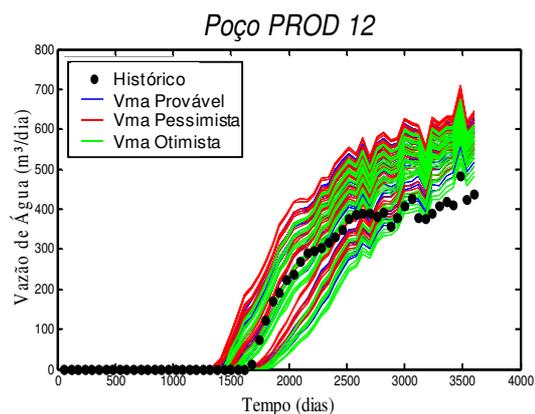


Figura 6.80 – Perfis de produção PROD12

A mitigação da incerteza global incide em nível localizado. Foram obtidas grandes reduções de incertezas em todos os poços com a aplicação sobre uma FO de alcance global, porém pode-se observar que, na maioria dos casos, a faixa ou grupo de curvas de produção geradas não está centrado em volta dos dados observados dos poços. Observa-se ainda que, em alguns casos, como fica mais evidente no PROD5, a redução das incertezas globais não é suficiente para aprimorar o ajuste local do poço. Esta situação mostra a necessidade de uma segunda etapa para correção local do ajuste. A inclusão desses dados na análise permite a obtenção de perfis probabilísticos mais centrados em torno do histórico de cada poço, embora continue existindo incertezas no modelo devido à falta de dados nas regiões entre poços ou pouco desenvolvidas, nas quais a amostragem não é direta. Duas abordagens diferentes foram feitas.

Na primeira abordagem, propõe-se identificar, em nível regional, os poços com sobreposição de atributos mais influentes para, seguidamente, recomençar, sobre esta região, uma aplicação da metodologia permitindo reduzir a incerteza em torno de cada poço. Finalmente, na área de influência de cada poço, é escolhida a combinação de atributos incertos identificada com menor valor de FO a partir da aplicação dos métodos. Na segunda abordagem, mais tradicional, foram modificadas localmente as zonas próximas aos poços em forma independente e manual, ou seja, foram feitos ajustes localizados individuais para cada poço sem modificar as zonas dos poços restantes.

Além destas duas formas escolhidas para melhorar o ajuste de histórico em nível de poço, outras são possíveis neste estágio, porém, mais importante do que a escolha feita neste trabalho é a possibilidade de se continuar o processo de integração da análise de incerteza com o ajuste em novas fases.

A partir da curva de incerteza gerada pelo Método 3 modificado, apresentada na Figura 6.73, foi selecionado o modelo com melhor ajuste de histórico global mostrado na Figura 6.81 com o objetivo de servir de base para o ajuste local.

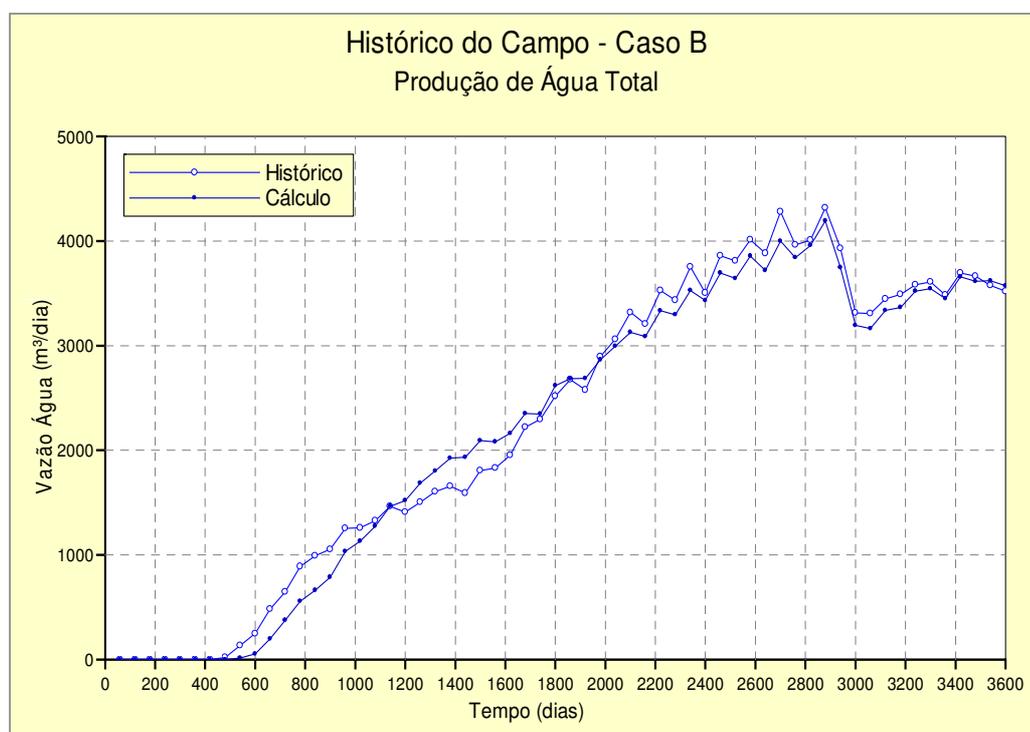


Figura 6.81 – Melhor ajuste global após Método 3 modificado

O grau de ajuste por poço correspondente a este modelo é mostrado na Figura 6.82. Tomando como referência este modelo é preciso fazer, portanto, a análise de forma localizada, mostrada no próximo item.

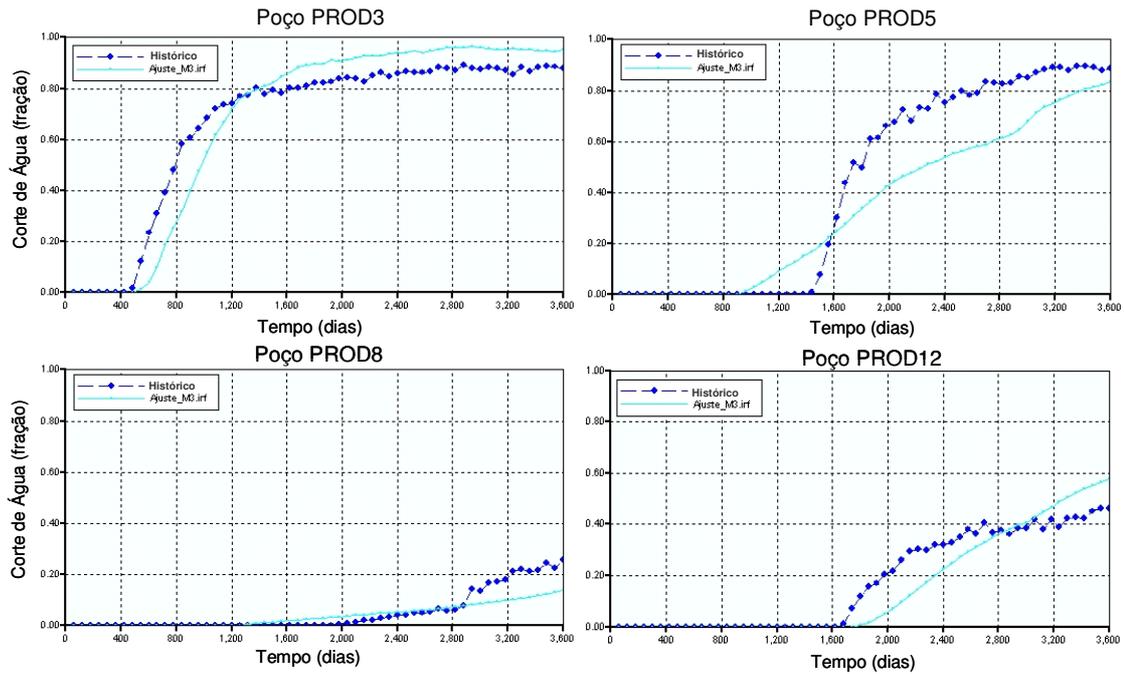


Figura 6.82 – Ajuste por poço a partir do melhor ajuste global

6.2.2.1 Uso da Metodologia em Nível Local

O critério utilizado, para a seleção da região, é através da identificação de zonas com coincidência de atributos mais influentes sobre a FO baseada na produção de água e na pressão dinâmica para os poços presentes. Nas Figuras 6.83 e 6.84 são mostradas as regiões selecionadas em função deste critério de escolha. Uma vez selecionada a região, aplica-se a metodologia para cada poço, agora com a FO definida na Equação 4.1, com fatores de peso wi_{Qw} e wi_{Pwf} com valores 0,75 e 0,25 respectivamente. Os atributos incertos iniciais escolhidos são Kv (razão permeabilidade vertical vs. horizontal), Krw (permeabilidades relativas areia), Ka (multiplicador permeabilidade absoluta de areia), Kf (multiplicador permeabilidades na zona não reservatório) e VMf (volume de rocha zona não reservatório). A faixa de variação de alguns destes atributos já foram reduzidos no tratamento global da fase anterior.

Distribuição Sensibilidade Local (por poços)

Função Objetivo Vazão de Água (m³/dia)

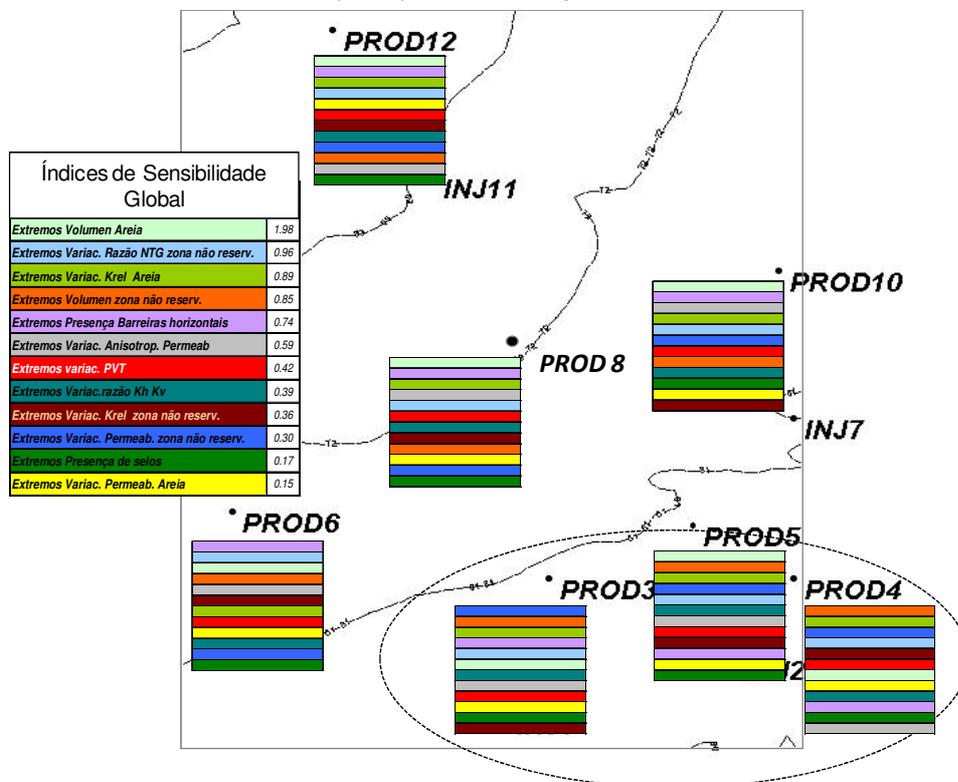


Figura 6.83 – Seleção de região com comportamento semelhante. Sensibilidade local para a vazão de água

Para o caso do poço *PROD3*, a Figura 6.77 mostra o espalhamento inicial das curvas de vazão de água referentes dos 243 modelos de simulação. Na Tabela 6.10, listam-se os novos valores para os limites superior e inferior, os três níveis de incerteza para os cinco atributos para este poço, após a aplicação do Método 3 modificado. Verificam-se significativas reduções nas faixas dos possíveis valores que estes atributos podem assumir quando comparadas com a faixa inicial.

Tabela 6.10 – Valores dos atributos selecionados para a região após aplicação do Método 3 modificado

Atributos/Níveis	Limite Inferior	Nível Pessimista	Nível Provável	Nível Otimista	Limite Superior
<i>Ka</i>	1,80	2,28	3,75	4,40	4,70
<i>Kv</i>	0,03	0,04	0,077	0,10	0,10
<i>Kra</i>	0,38	0,41	0,48	0,54	0,57
<i>Kf</i>	0,26	0,35	0,61	0,92	1,06
<i>VMf</i>	0,56	0,68	0,91	1,20	1,35

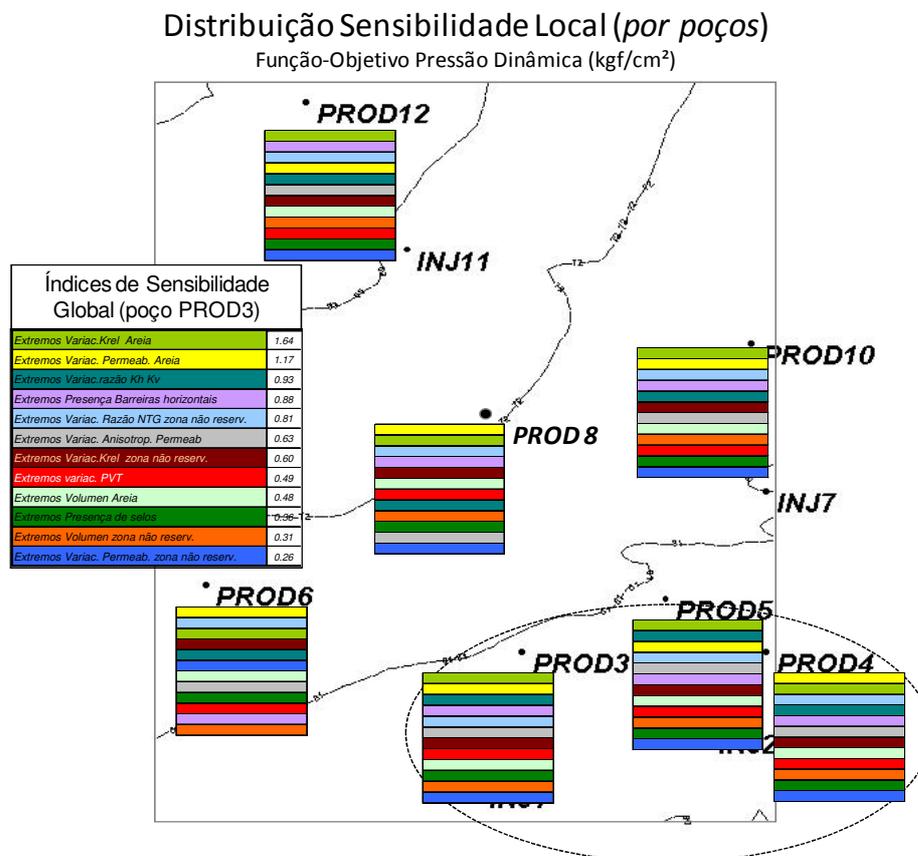


Figura 6.84 – Seleção de região com comportamento semelhante. Sensibilidade local pressão dinâmica de poço

Na Figura 6.85, é apresentada a distribuição das curvas referentes aos modelos ajustados após a aplicação do Método 3 modificado para o poço sob análise. Comprova-se um estreitamento importante da faixa dos ajustes de histórico conforme desejado. Na Figura 6.86, são mostradas as curvas de incerteza correspondentes. As curvas contidas nesta figura foram geradas com os métodos de redução de incertezas aplicados a uma FO localizada. O melhor ajuste pode ser obtido da curva de incerteza correspondente ao Método 3 modificado, na qual a maioria dos afastamentos em relação ao histórico ficou bem próxima ao valor zero. Finalmente, na Figura 6.87, é apresentado o melhor ajuste base para a zona de influência do poço sob análise. O tratamento descrito é aplicado aos outros poços da região selecionada. Igualmente, nas outras zonas do reservatório, é preciso repetir o procedimento explicado. Para finalizar, foram combinadas todas as mudanças locais em um único modelo base para a avaliação de redução da incerteza final do Caso B e obtenção das curvas de previsão representativas.

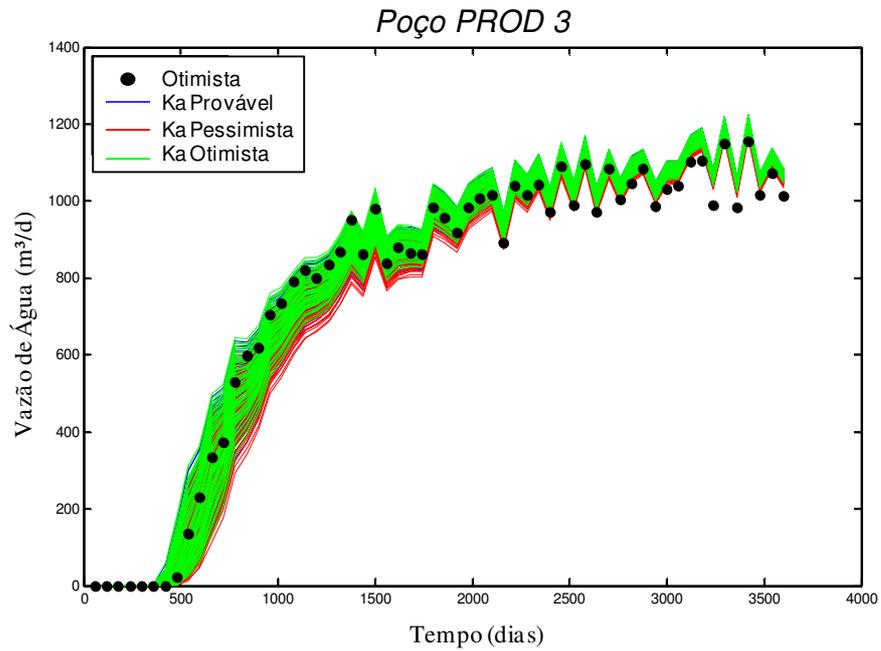


Figura 6.85 – Curvas simuladas de vazão de água poço PROD 3 após aplicação Método 3 modificado

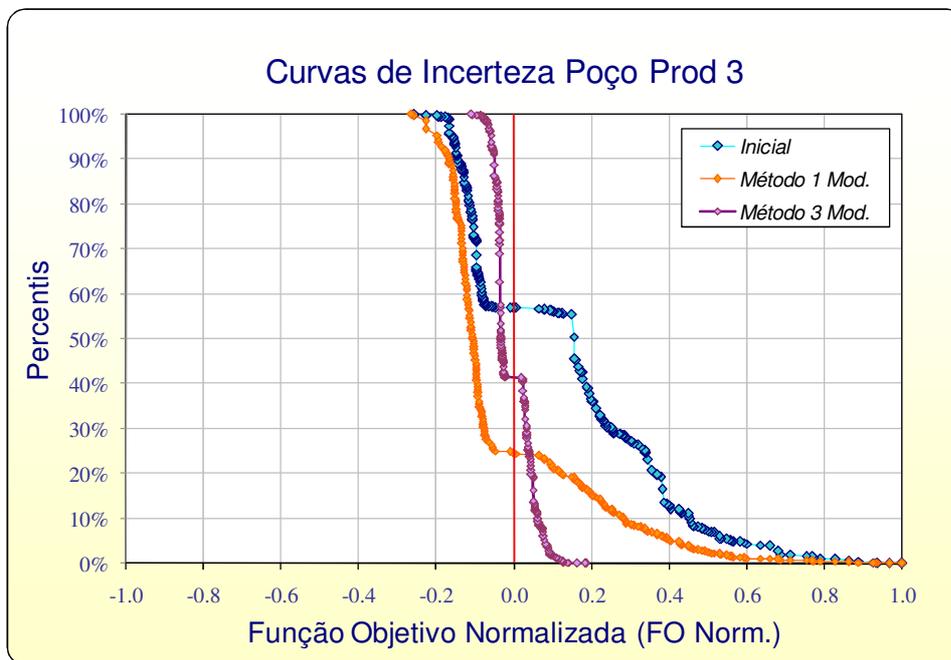


Figura 6.86 – Curvas de incerteza para o poço PROD 3

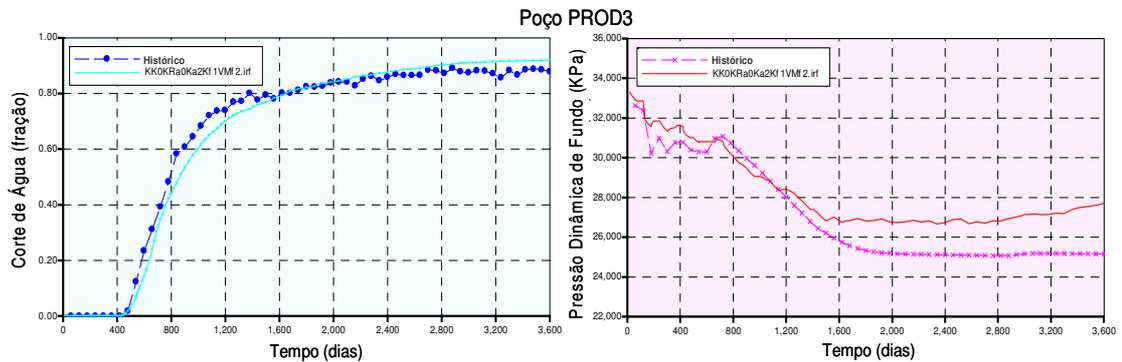


Figura 6.87 – Melhor ajuste poço PROD3 após aplicação metodologia

6.2.2.2 Ajuste Manual Localizado

Outra maneira para melhorar a distribuição dos perfis probabilísticos em torno dos dados de histórico dos poços, é mediante a realização de um ajuste manual sobre as zonas de influência em cada poço. Foram localmente modificadas as propriedades das zonas próximas aos poços, de forma independente, permitindo os ajustes individuais para cada poço sem afetar os demais.

De um modo geral, não se observaram grandes variações nem influências sobre os poços vizinhos. Foram respeitados os indicadores obtidos nas análises de sensibilidade em nível de poço, realizados a partir da avaliação da incerteza inicial. A técnica de ajuste manual foi escolhida neste trabalho, mas quaisquer procedimentos de ajuste automatizado podem ser empregados nesta etapa.

Não foi necessário realizar mudanças nos parâmetros do reservatório pouco realistas, nem modificações na produtividade e conectividade dos poços. Na Figura 6.88, pode-se observar o grau de ajuste atingido sobre os poços já apresentados. Da mesma forma do procedimento apresentado no Item 6.2.2.1, foram consideradas todas as mudanças localizadas em um caso base para a análise de incerteza final.

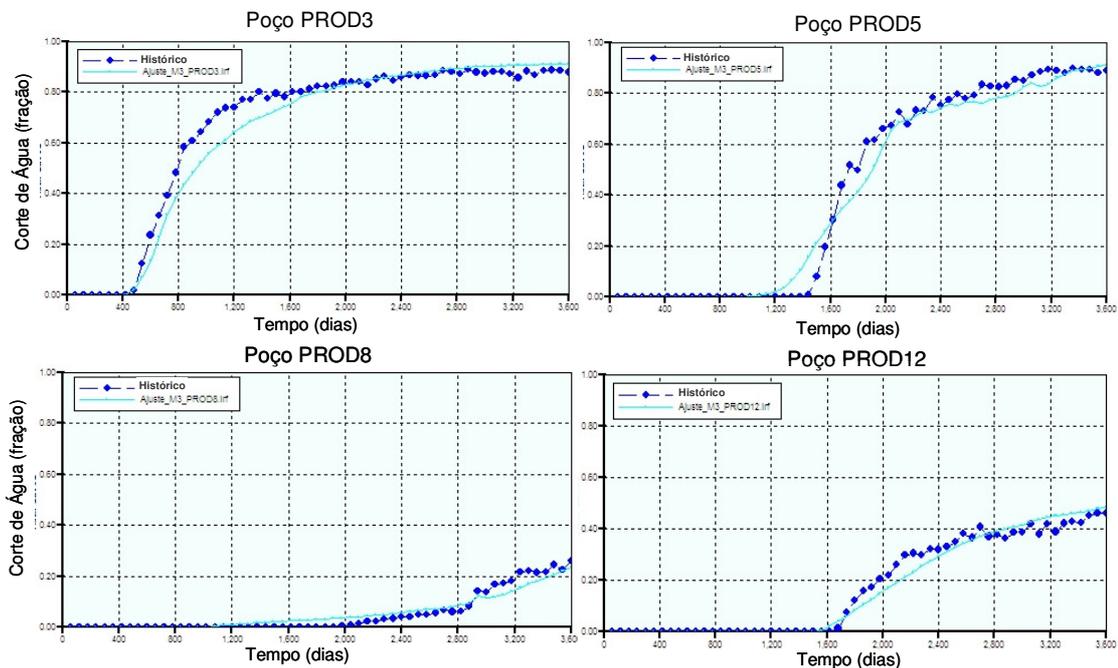


Figura 6.88 – Ajuste manual por poço a partir do melhor ajuste global

6.2.3 Fase 3: Aplicação Final dos Métodos de Redução de Incerteza

Os ajustes localizados obtidos na fase anterior foram combinados no caso base considerando as faixas de incerteza reduzidas na Fase 1 para o resto do reservatório. Finalmente, como os mesmos limites identificados com o Método 3 modificado são obtidos os possíveis modelos combinados.

A Figura 6.89 apresenta a distribuição final dos perfis probabilísticos de produção de água total. O conjunto de curvas obtido, com menor dispersão e bem centrado em relação aos valores observados, representa ao espalhamento final de modelos sob incerteza depois de integrados com os dados históricos disponíveis. Nas Figuras 6.90 à 6.93 são mostradas, para alguns poços do modelo, as 243 curvas de produção já melhor distribuídos em torno da curva de histórico, se comparado com os mesmos poços ao final da Fase 1 (Figuras 6.77 até 6.80).

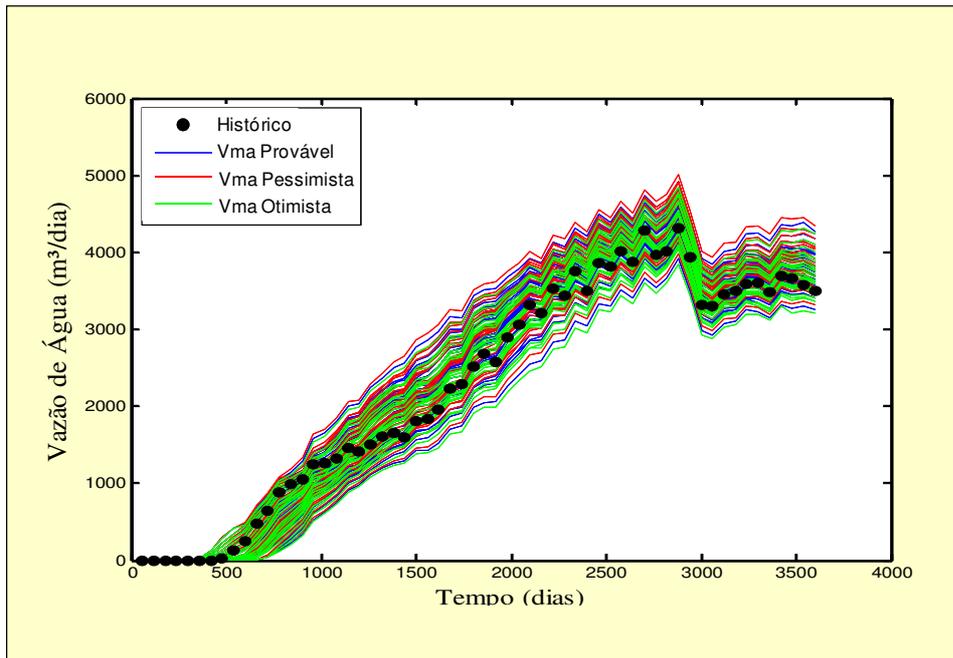


Figura 6.89 – Perfis de produção de água com incerteza. Ajuste final

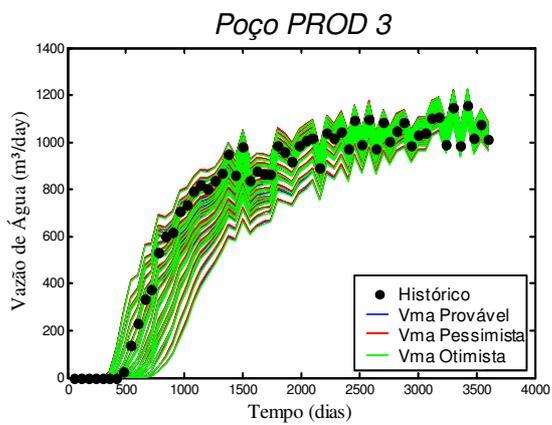


Figura 6.90 – Perfis de produção poço PROD3

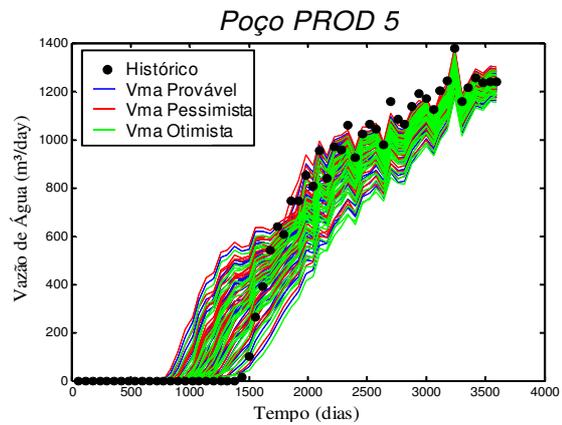


Figura 6.91 – Perfis de produção poço PROD5

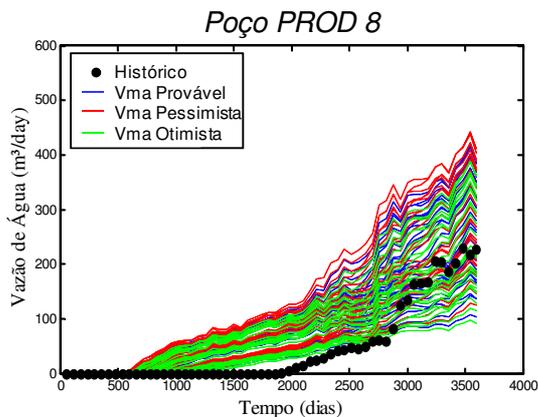


Figura 6.92 – Perfis de produção poço PROD8

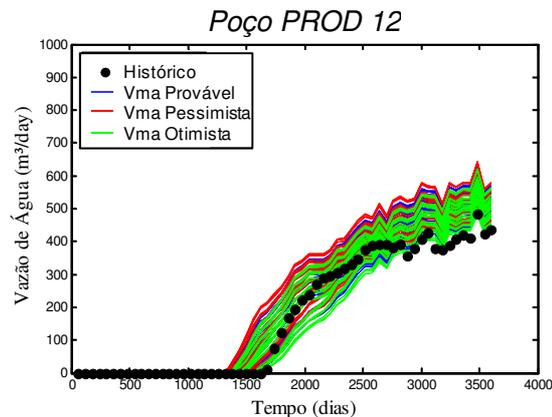


Figura 6.93 – Perfis de produção PROD12

Comparando a redução da incerteza obtida na Fase 2 apresentada na Figura 6.94, com os outros métodos aplicados na Fase 1, deduz-se que a curva de incerteza global após a fase de ajuste localizado não foi deslocada e que as faixas de perfis a nível local e regional ficaram bem mais centradas em volta do histórico observado. Esta situação permitirá passar à próxima fase de controle de resultados, através da definição de faixas alvo ou limites toleráveis para o processo de redução de incertezas.

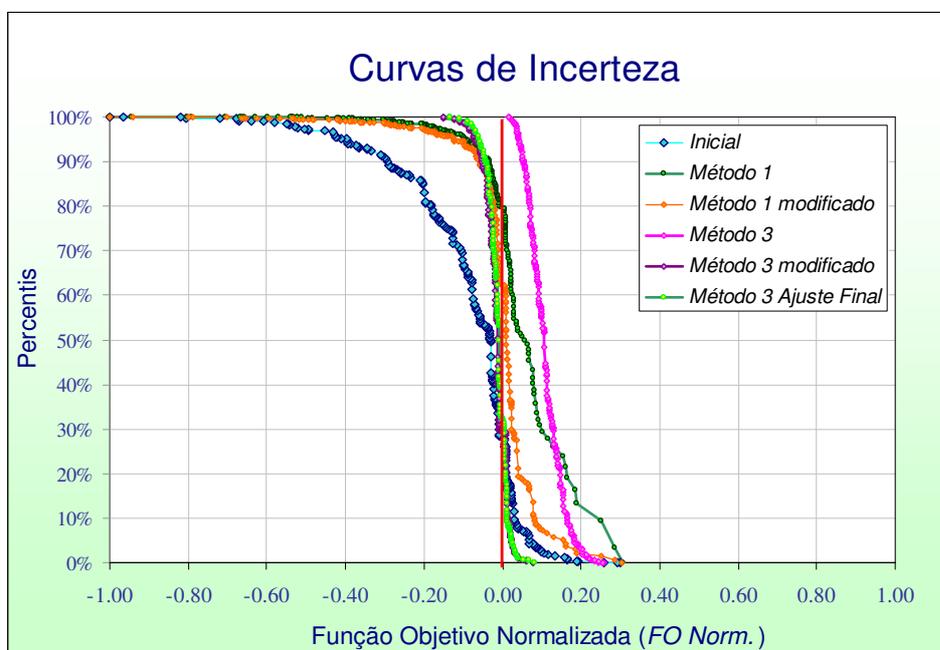


Figura 6.94 – Curvas de incerteza finais para o campo do Caso B

6.2.4 Fase 4: Controle de Resultados de Redução de Incerteza

Nesta fase do presente trabalho, deseja-se fazer uma análise sob o ponto de vista do grau de redução de incerteza atingido. Para isto é preciso definir uma faixa de variação da FO alvo na curva de incerteza mediante a detecção de casos limites escolhidos do conjunto de perfis possíveis obtidos. É importante observar que para as aplicações práticas deste tipo de problema, a obtenção deste tipo de faixa deve preceder a aplicação dos métodos e ela pode ser utilizada como critério de parada do processo iterativo proposto no Capítulo 4 (Figura 4.11).

Os casos limites foram selecionados seguindo o procedimento explicado na Seção 4.5. A faixa de aceitação escolhida, para este caso, é de 25 % do total do espalhamento dos perfis probabilísticos gerados. Na Figura 6.95, pode-se observar as curvas limites aceitáveis, correspondentes ao caso da escolha desta faixa tolerável ou alvo em relação à FO do problema, ao longo do período de histórico.

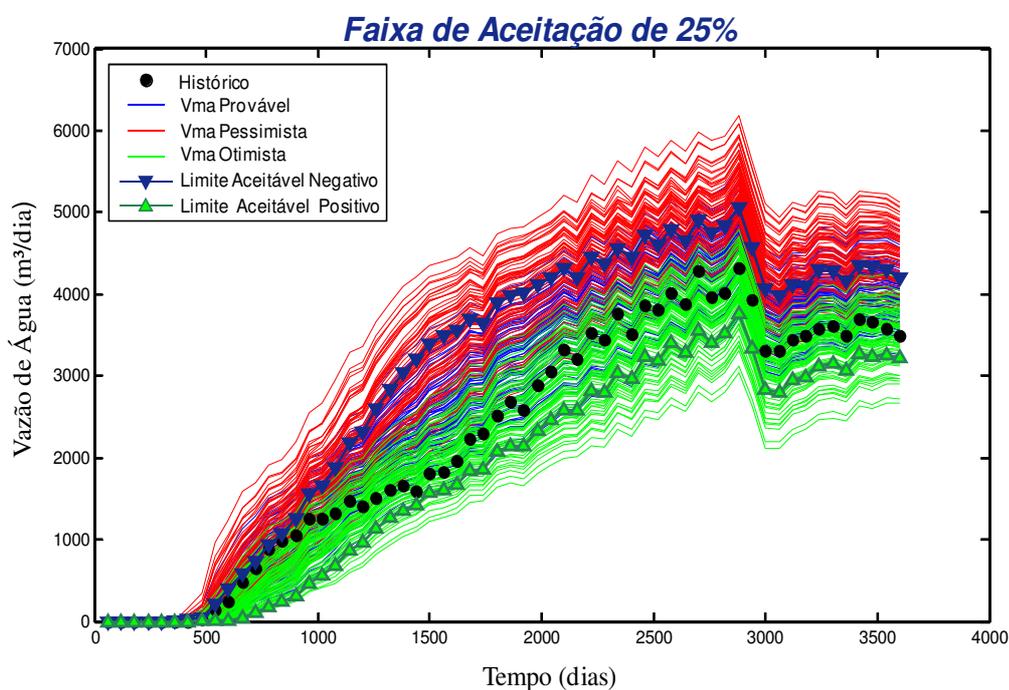


Figura 6.95 – Limites aceitáveis versus dispersão inicial dos perfis probabilísticos

Na Tabela 6.11, são apresentados os casos representativos tomados como referência e que permitem o cálculo da faixa alvo.

Tabela 6.11 – Casos detectados para o cálculo da faixa alvo

Porcentagem Faixa Porcentagem Tol.	25 % 1 %	Casos Representativos
Aj_FO_Min_Neg	-1132080	BAR2BARK0KK0KR _a 0KRf0Ka0Kf0NTGf1PVT0RIJ0VMa2VMf1
Aj_FO_Min_Pos	1211400	BAR0BARK0KK0KR _a 2KRf0Ka0Kf0NTGf0PVT0RIJ0VMa2VMf0
Max_FO_Negativa	-178189000	BAR1BARK0KK0KR _a 2KRf0Ka0Kf0NTGf1PVT0RIJ0VMa1VMf1
Max_FO_Positiva	54075600	BAR2BARK0KK0KR _a 1KRf0Ka0Kf0NTGf2PVT0RIJ0VMa2VMf2
Lím Aceitável Neg.	-45126700	BAR1BARK0KK0KR _a 2KRf0Ka0Kf0NTGf2PVT0RIJ0VMa1VMf2
Lím Aceitável Pos.	14459300	BAR1BARK0KK0KR _a 1KRf0Ka0Kf0NTGf2PVT0RIJ0VMa2VMf2

Na Figura 6.96, pode-se observar os casos de referência listados na Tabela 6.11 para o caso de porcentagem da faixa total de 25 %, neste caso com uma tolerância de 1 % para identificação dos limites aceitáveis. Uma porcentagem de tolerância deve ser considerada devido à impossibilidade de se achar um caso que exatamente represente o valor da faixa escolhida.

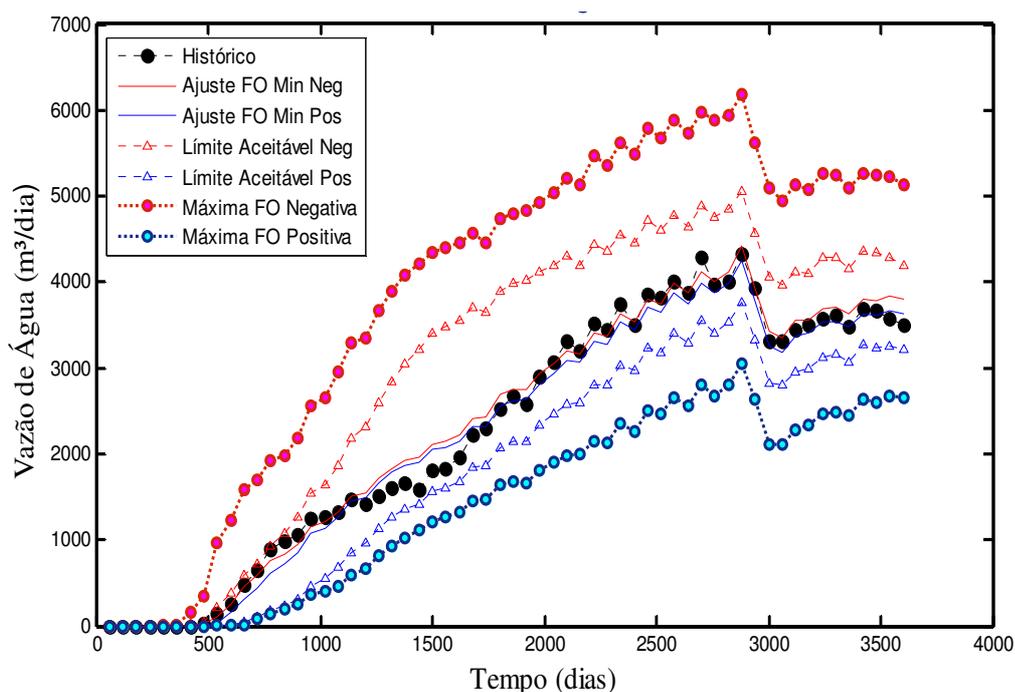


Figura 6.96 – Perfis probabilísticos identificados no caso de escolha de 25% do total da faixa

Depois de identificados os casos incluem-se os limites calculados no gráfico da curva de incerteza, permitindo medir o grau de redução da incerteza atingido pela aplicação dos métodos. Na Figura 6.97, esquematizam-se os limites que demarcam a faixa alvo. Para este caso, como os limites foram calculados a partir de uma dispersão de curvas não centradas, em relação aos valores calculados da FO ao longo do tempo, estes valores são diferentes. Adota-se o valor menor

para conseguir uma disposição simétrica dos limites. A curva de incerteza surgida ao final da Fase 3 encontra-se, quase em sua totalidade, dentro dos limites aceitos, demonstrando que o processo atingiu os objetivos. Isto pode ser também comprovado, na Figura 6.98 contrastando os limites escolhidos com a dispersão final dos perfis probabilísticos após o Método 3.

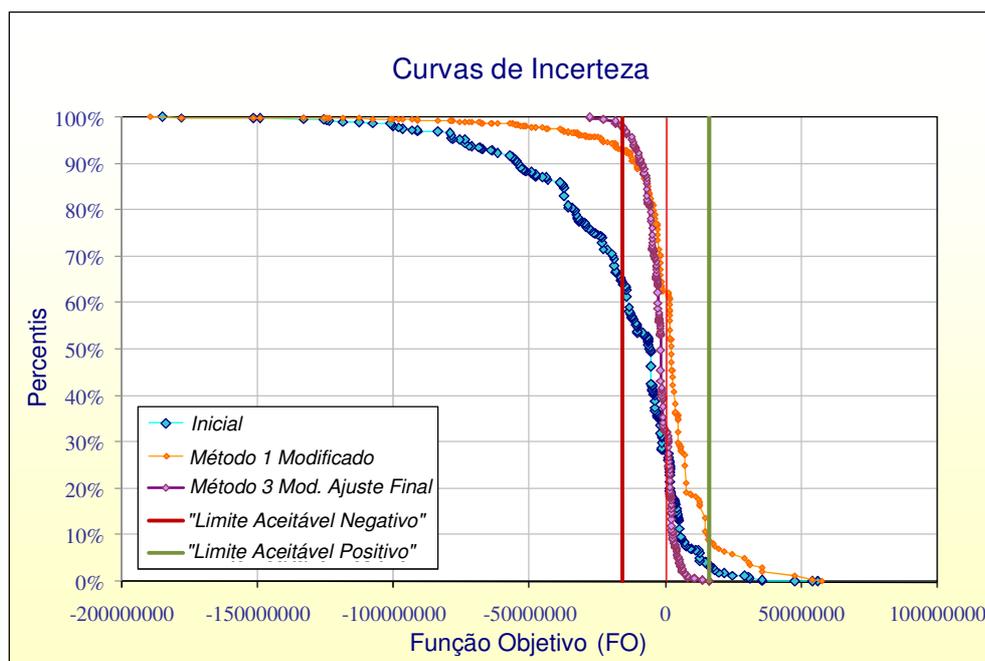


Figura 6.97 – Faixa alvo de incerteza no caso de escolha de 25% do total da faixa

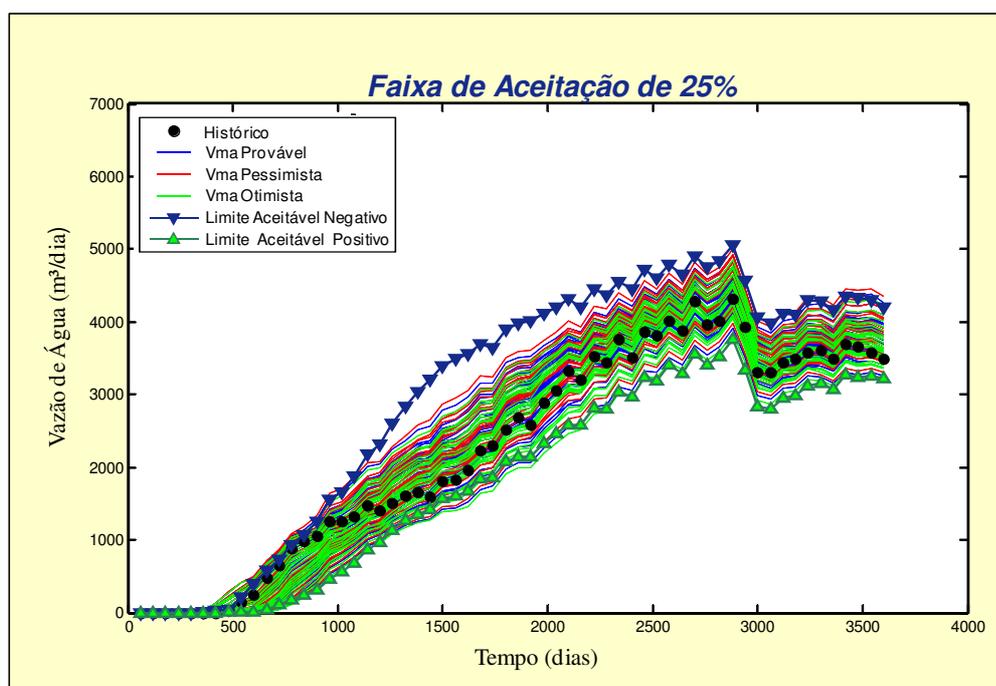


Figura 6.98 – Limites aceitáveis versus dispersão final dos perfis probabilísticos

6.2.4.1 Execução de Iterações Sucessivas

Caso o mostrado na Figura 6.98 não ocorra, novas iterações do processo podem ser executadas. Neste caso, embora os resultados já dentro dos limites, foi executada uma nova etapa para o exemplo escolhido, com o objetivo de observar o comportamento do processo e a influência dos novos atributos incertos.

Uma nova análise de sensibilidade, com o intuito de convalidar se é necessário incluir outros atributos inicialmente descartados, foi realizada. Esta segunda análise permite continuar reduzindo a incerteza do reservatório partindo das faixas de alguns atributos já restringidas. A Figura 6.99 apresenta a variação dos perfis de produção extremos obtidos na nova análise de sensibilidade de cada atributo em relação ao caso base adquirido após a Fase 3. Na Figura 6.100, apresenta-se os índices de sensibilidade dos atributos incertos na nova iteração.

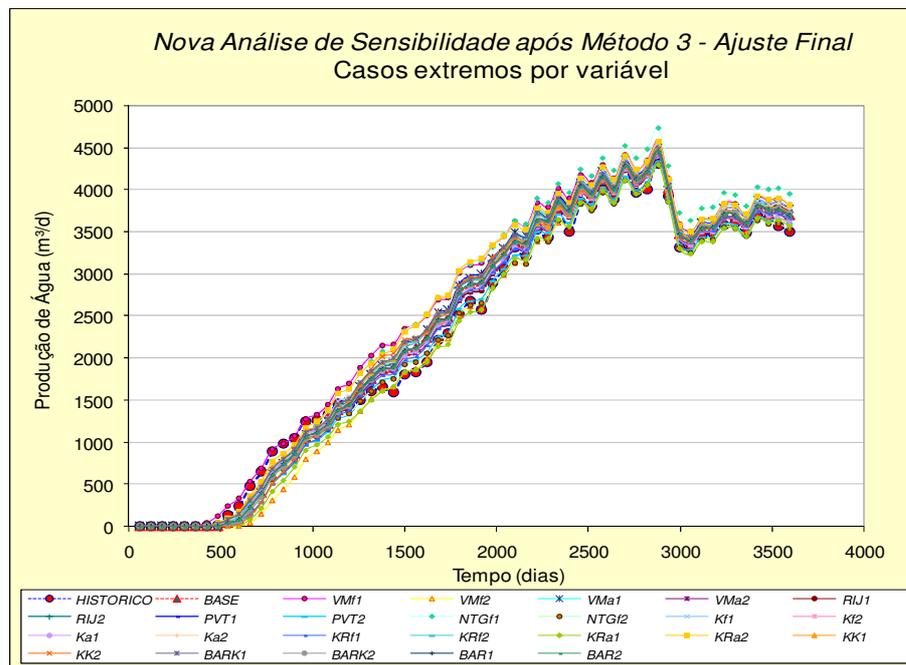


Figura 6.99 – Valores de extremos segundo nova análise de sensibilidade

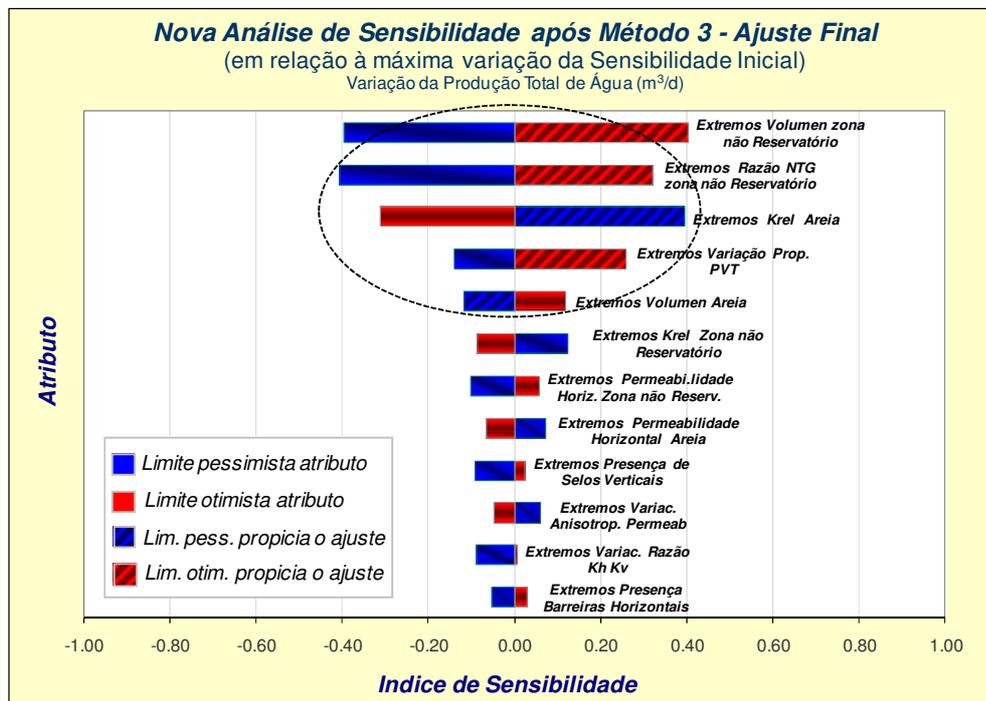


Figura 6.100 – Gráfico tipo “tornado” de índices da nova sensibilidade para o Caso B

O gráfico anterior representa a variação dos atributos em relação à máxima variação da análise de sensibilidade inicial. Da análise de sensibilidade são selecionados os cinco primeiros atributos (*VM_f*, *NTG_f*, *K_{ra}*, *PVT* e *VM_a*), já descritos no Capítulo 5. O novo atributo considerado nesta iteração é a propriedade *PVT* identificado na tabela pelo valor da densidade de óleo em condições padrão em *kg/m³*. Estes atributos mais influentes são considerados na obtenção dos possíveis ajustes do modelo em escala global. São escolhidos três níveis representativos para cada atributo crítico associados a uma *fdp* triangular 20% - 60% - 20% e 25% - 50% - 25% conforme o caso. Na Tabela 6.12, são apresentados os valores limites e os três níveis representativos para cada atributo.

Tabela 6.12 – Valores dos atributos selecionados ao final da Fase 3

Atributos/Níveis	Limite Inferior	Nível Pessimista	Nível Provável	Nível Otimista	Limite Superior
<i>VM_f</i>	0.50	0.65	1.00	1.35	1.50
<i>NTG_f</i>	0.00	0.30	0.60	0.90	1.20
<i>K_{ra}</i>	0.20	0.26	0.40	0.54	0.60
<i>PVT (ρ API)</i>	695	755	790	825	885
<i>VM_a</i>	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50

Com os parâmetros obtidos pelo Método 1 modificado, são calculados os novos valores dos atributos incertos estudados neste caso após a aplicação do Método 3. Na Tabela 6.13, são listados os novos limites e os três níveis de incerteza para os cinco atributos escolhidos.

Tabela 6.13 – Valores dos atributos selecionados após aplicação Método 3

<i>Atributo/Níveis</i>	<i>Limite Inferior</i>	<i>Nível Pessimista</i>	<i>Nível Provável</i>	<i>Nível Otimista</i>	<i>Limite Superior</i>
VMf	0,96	0,97	0,99	1,01	1,02
NTGf	0,27	0,48	0,60	0,73	0,94
Kra	0,23	0,34	0,39	0,43	0,44
PVT (ρ API)	740	777	799	820	857
VMa	1,33	1,38	1,40	1,43	1,47

A Figura 6.101 apresenta a nova distribuição dos perfis probabilísticos de produção. Observa-se que, nesta segunda iteração, com a escolha de mais um novo atributo o conjunto de curvas tem menor dispersão e está centrado com relação aos valores observados. Este agrupamento dos possíveis ajustes representa ao espalhamento final obtido com esta metodologia.

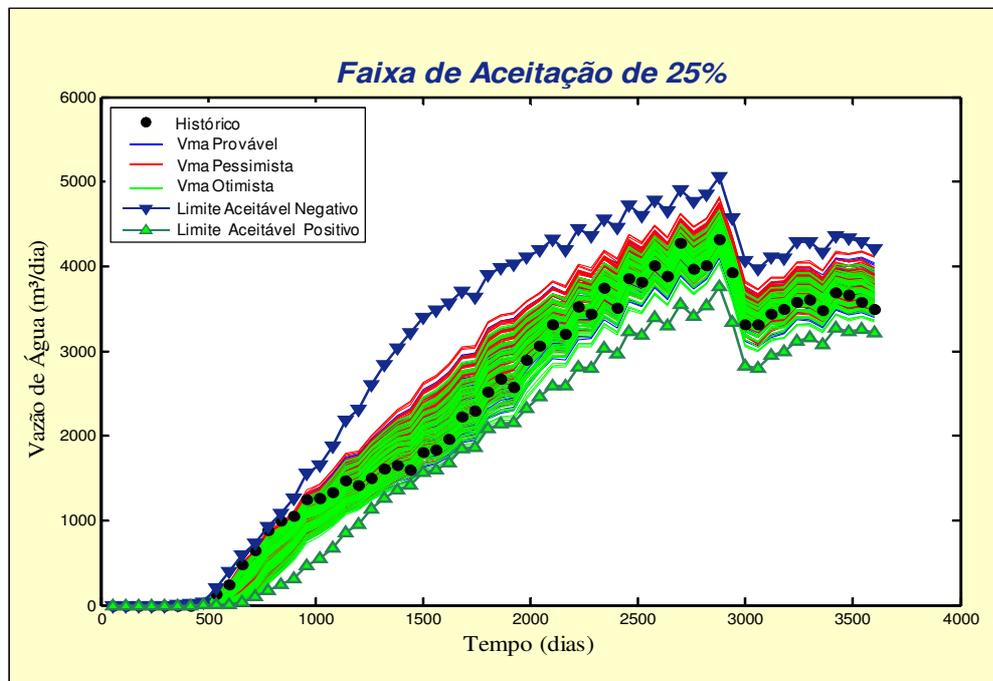


Figura 6.101 – Limites aceitáveis versus dispersão final dos perfis probabilísticos segundo Método 3 modificado após nova sensibilidade

Na Figura 6.102, são mostradas as curvas de incerteza finais. As curvas contidas nesta figura foram geradas com os métodos de redução de incertezas, com uma segunda iteração aplicada a uma FO global. Quaisquer dos casos selecionados da curva de incerteza correspondente ao Método 3 modificado é um modelo representativo dos ajustes possíveis após a mitigação da incerteza onde a maioria dos afastamentos em relação ao histórico ficou bem próxima a zero.

O procedimento finaliza com a obtenção das previsões, antes e após a aplicação dos métodos de redução, que permitem avaliar a diminuição do risco no projeto sob análise.

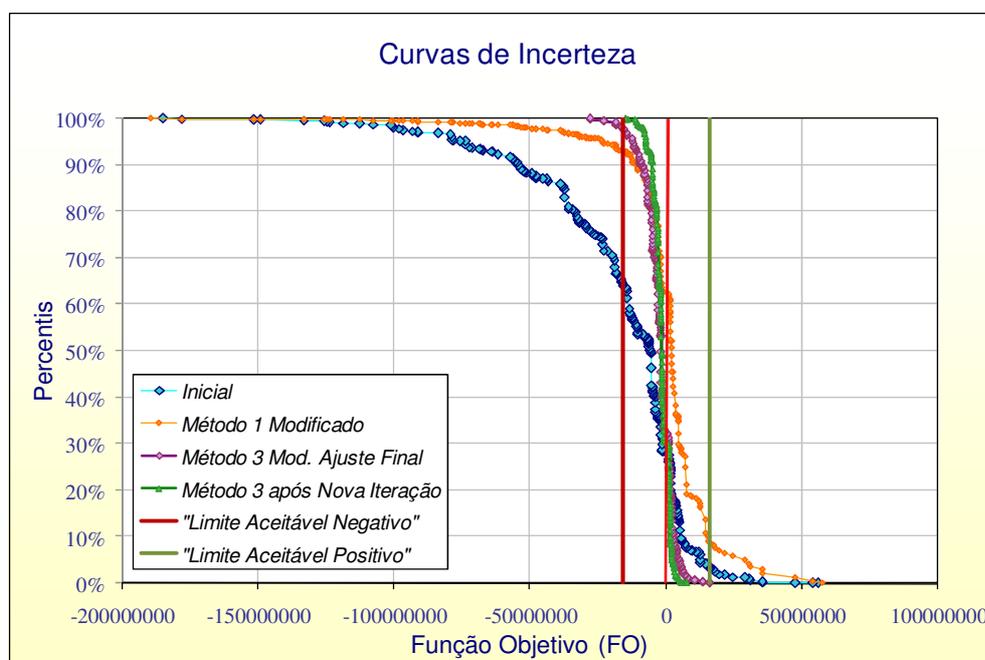


Figura 6.102 – Curva de incerteza Método 3 modificado após de nova sensibilidade

6.2.5 Fase 5: Obtenção das Curvas de Previsão

Nesta fase, verifica-se o impacto da redução das incertezas no período de previsão de comportamento do reservatório do Caso B. A quantificação dos afastamentos em relação ao comportamento histórico registrado dá como resultado previsões mais confiáveis. As faixas reduzidas dos atributos críticos conduzem a uma conseqüente redução do espalhamento das previsões de produção, que varia dependendo do método empregado.

As previsões realizadas são de tipo de continuidade operativa sobre a base da distribuição de poços produtores e injetores existentes ao final do período histórico. Foram fixadas as vazões de produção de líquido e de água injetada para cada poço produtor e injetor respectivamente em função da média do último trimestre registrado. As condições de operação das previsões são detalhadas no Capítulo 5.

Foram selecionados como casos extremos, os representativos do percentil 10% (P_{10}) e do percentil 90% (P_{90}), identificados nas curvas de incerteza antes e após a aplicação da metodologia apresentada. A seguir são apresentados os gráficos de continuidade operativa das variáveis: vazão de água, produção acumulada de água e razão água-óleo, sob condições de incerteza inicial. O degrau inicial, observado em ambas as curvas de previsão, é consequência da inclusão da operação de um poço fechado durante o período histórico. Dos gráficos é possível notar o grau de espalhamento inicial do comportamento dessas variáveis do reservatório em função do tempo, fato que implica falta de confiabilidade na análise da previsão do desempenho.

Nas Figuras 6.103 à 6.105 percebe-se o grau de desajuste dos modelos selecionados em relação ao histórico. Pode-se notar um espalhamento das curvas na etapa de previsão que merece consideração, fundamentalmente para a produção de água e a razão água-óleo.

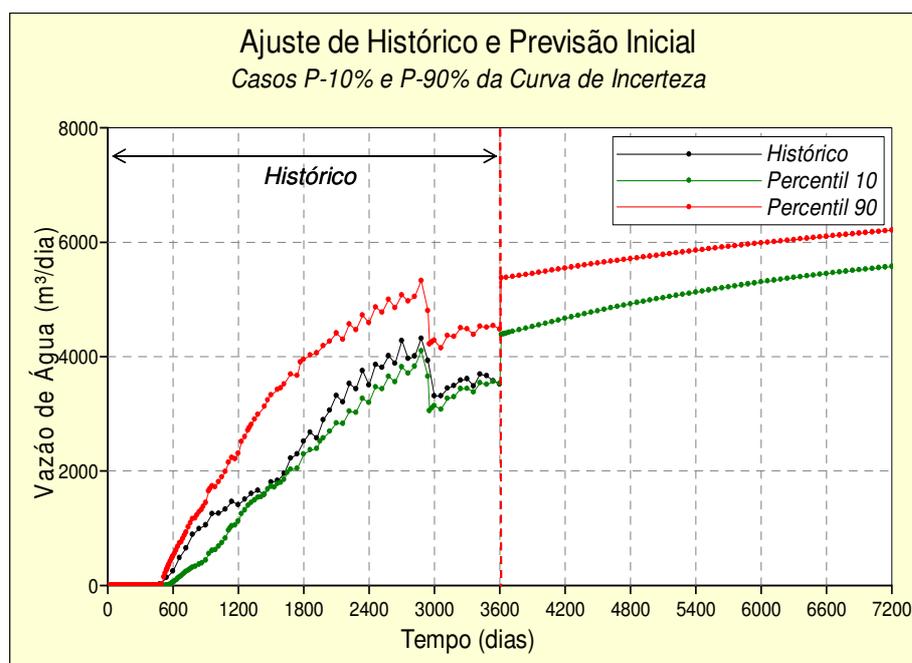


Figura 6.103 – Curvas de previsão de vazão de água iniciais para os casos P_{10} e P_{90}

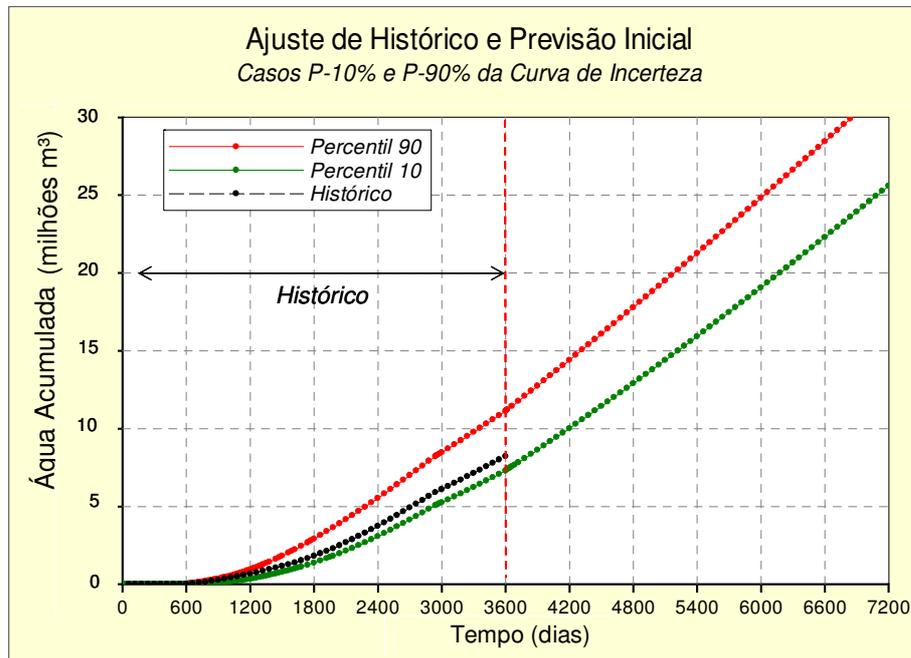


Figura 6.104 – Curvas de acumulado de água iniciais para os casos P_{10} e P_{90}

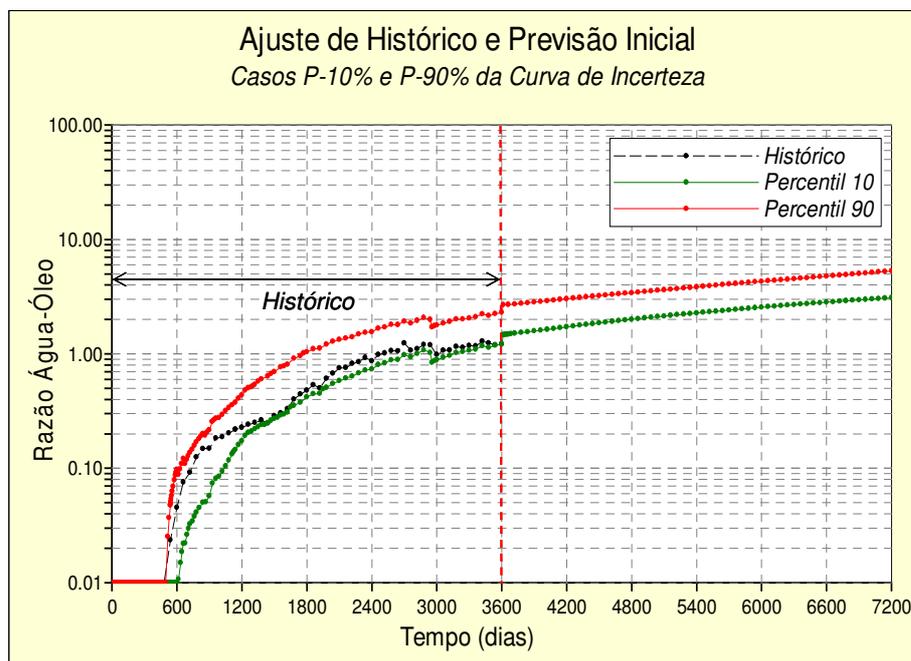


Figura 6.105 – Curvas de previsão da razão água-óleo iniciais para os casos P_{10} e P_{90}

As mesmas curvas de previsão, após a aplicação do Método 1 modificado considerando igualmente os casos P_{10} e P_{90} , são apresentadas nas Figuras 6.106 até 6.108. É possível observar,

neste caso, uma menor dispersão na previsão da produção dos fluidos, além de um melhoramento nas condições do ajuste de histórico.

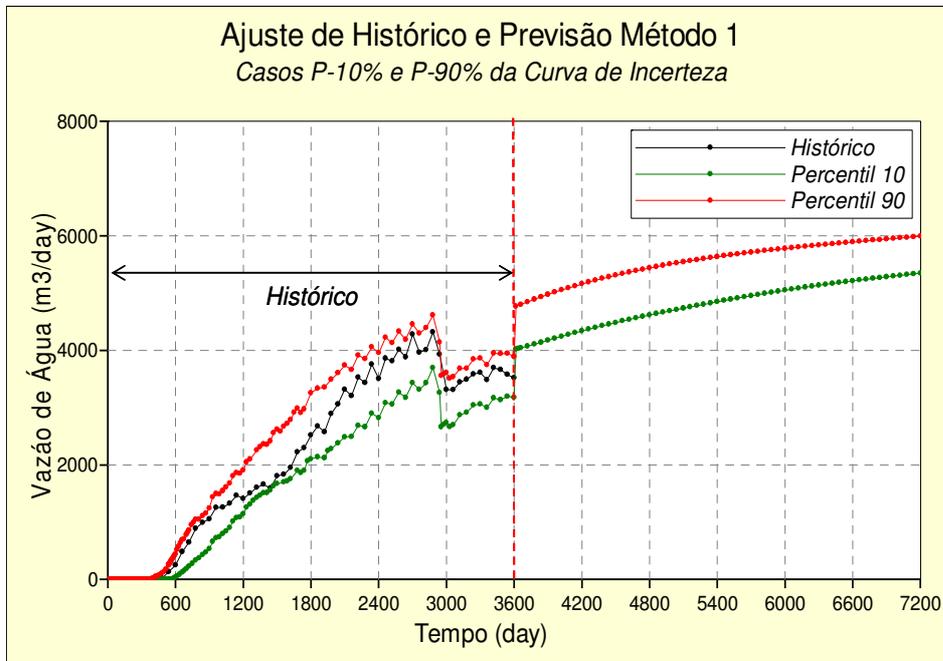


Figura 6.106 – Curvas de previsão de vazão de água para os para os casos P_{10} e P_{90} após Método 1 modificado

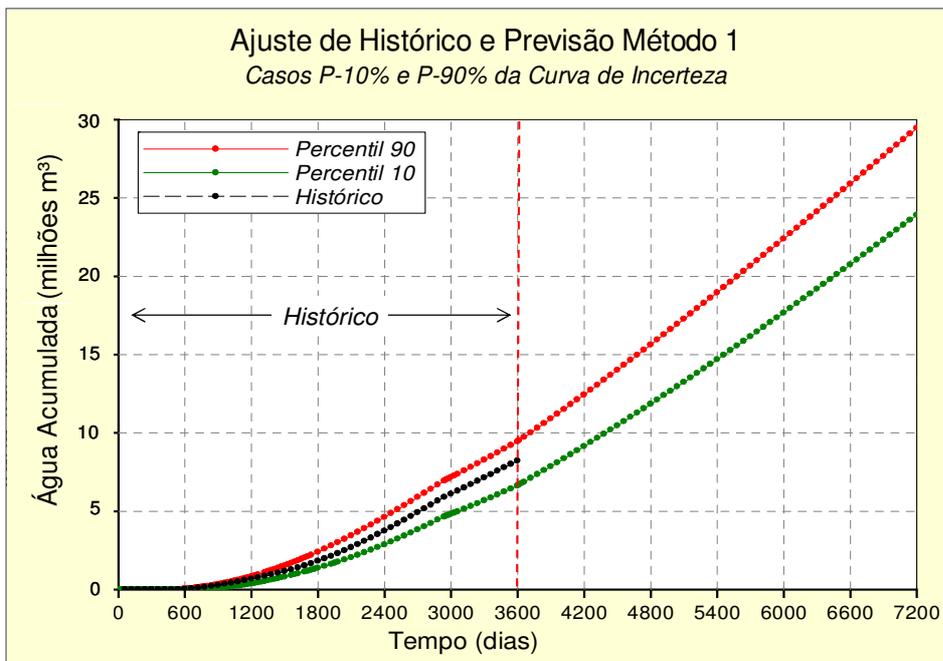


Figura 6.107 – Curvas de acumulado de água para os casos P_{10} e P_{90} após Método 1 modificado

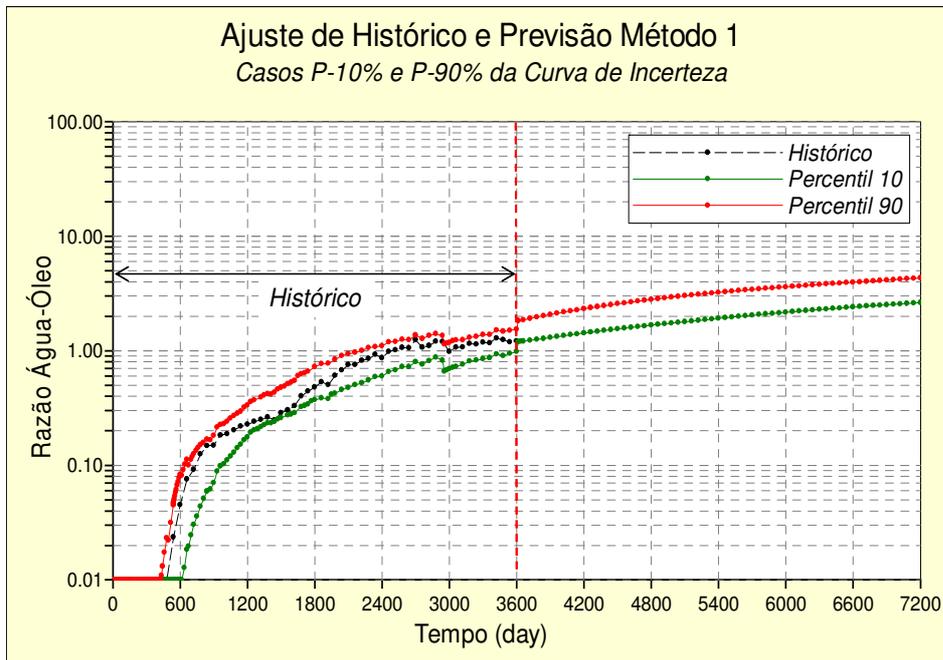


Figura 6.108 – Curvas de previsão de razão água-óleo para os para os casos P_{10} e P_{90} após Método 1 modificado

Em seguida, as curvas de previsão, após a aplicação do Método 3 modificado, são apresentadas nas Figuras 6.109 à 6.111. Este método é mais eficaz para reduzir o afastamento dos percentis extremos em relação ao histórico como já foi comprovado no Caso A.

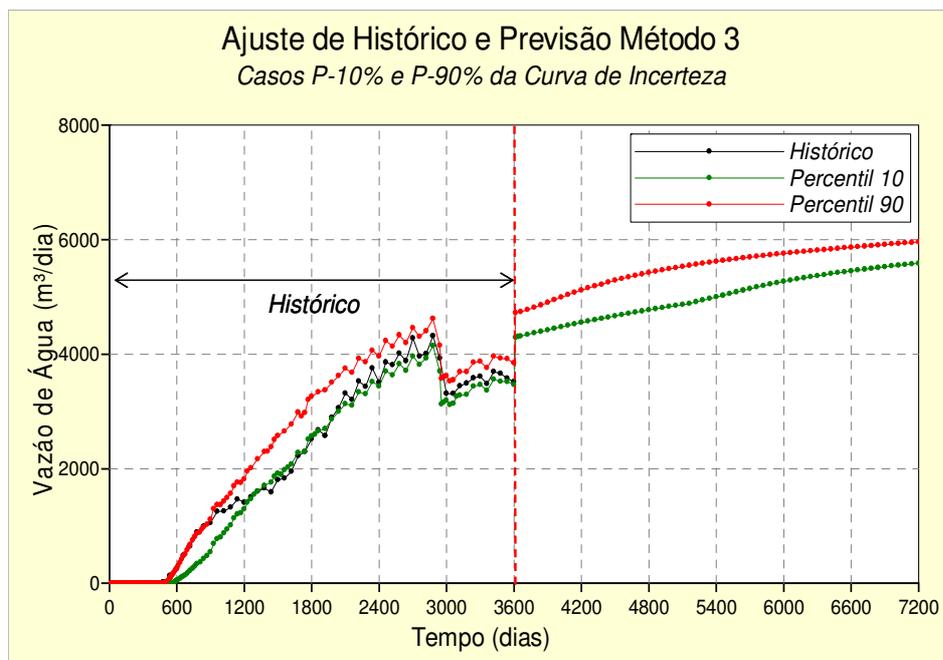


Figura 6.109 – Curvas de previsão para os casos P_{10} e P_{90} após Método 3 modificado

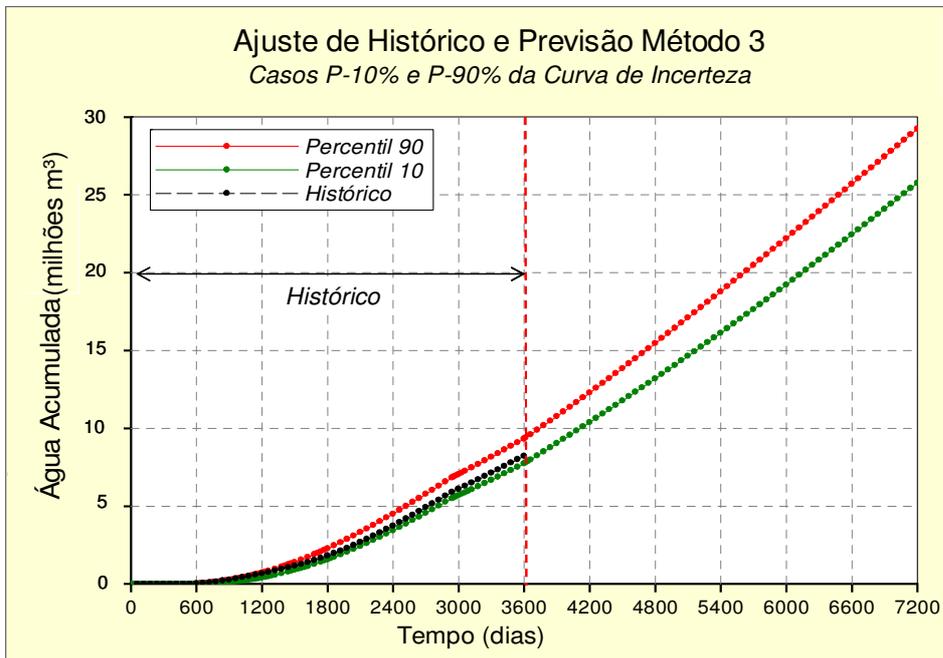


Figura 6.110 – Curvas de acumulado de água para os casos P_{10} e P_{90} após Método 3 modificado

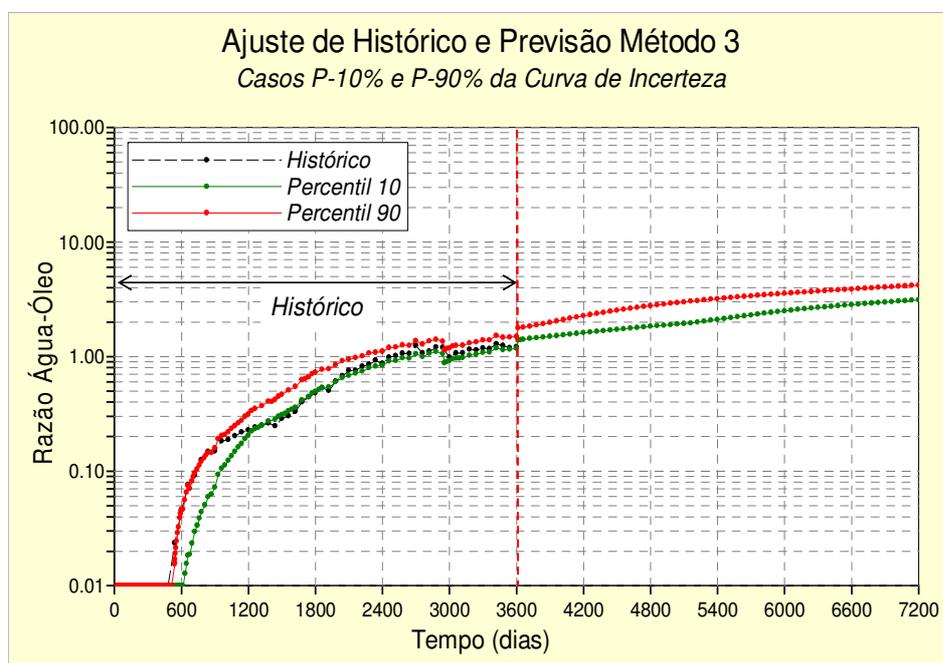


Figura 6.111 – Curvas de previsão de RAO para os casos P_{10} e P_{90} após Método 3 modificado

Finalmente, nas Figuras 6.112 à 6.114 são mostradas as curvas correspondentes às previsões dos casos simulados P_{10} e P_{90} respectivamente, após uma nova análise de sensibilidade e uma nova aplicação do Método 3 modificado.

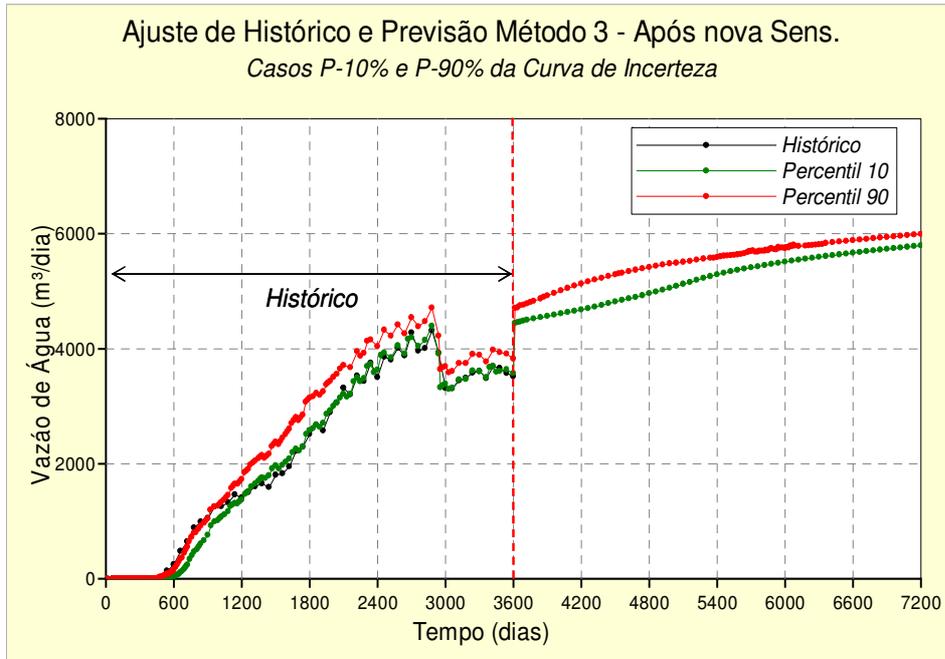


Figura 6.112 – Curvas de previsão de vazão de água para os casos P_{10} e P_{90} após nova sensibilidade

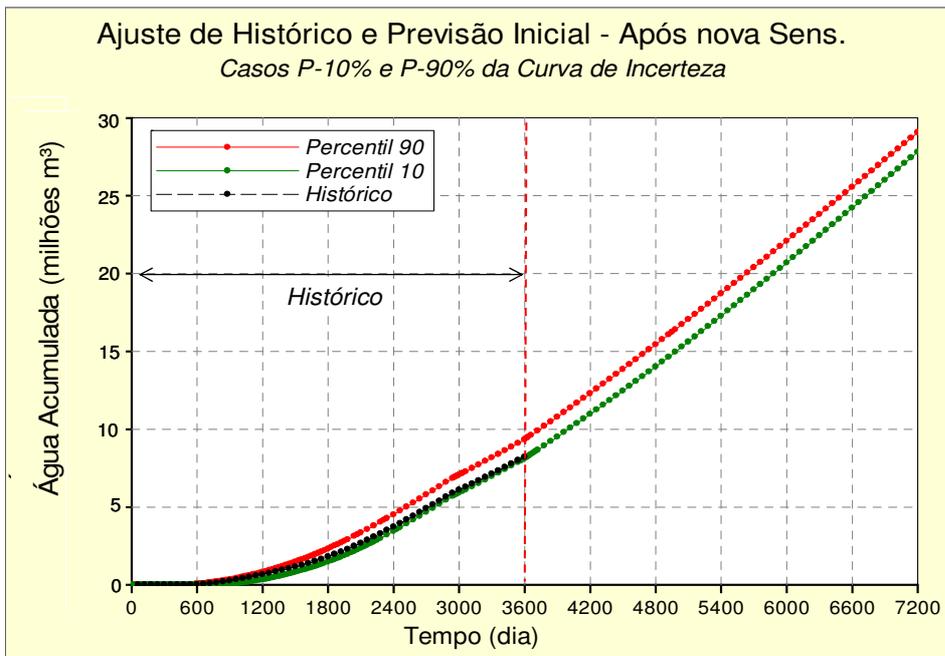


Figura 6.113 – Curvas de acumulado de água para os casos P_{10} e P_{90} após nova sensibilidade

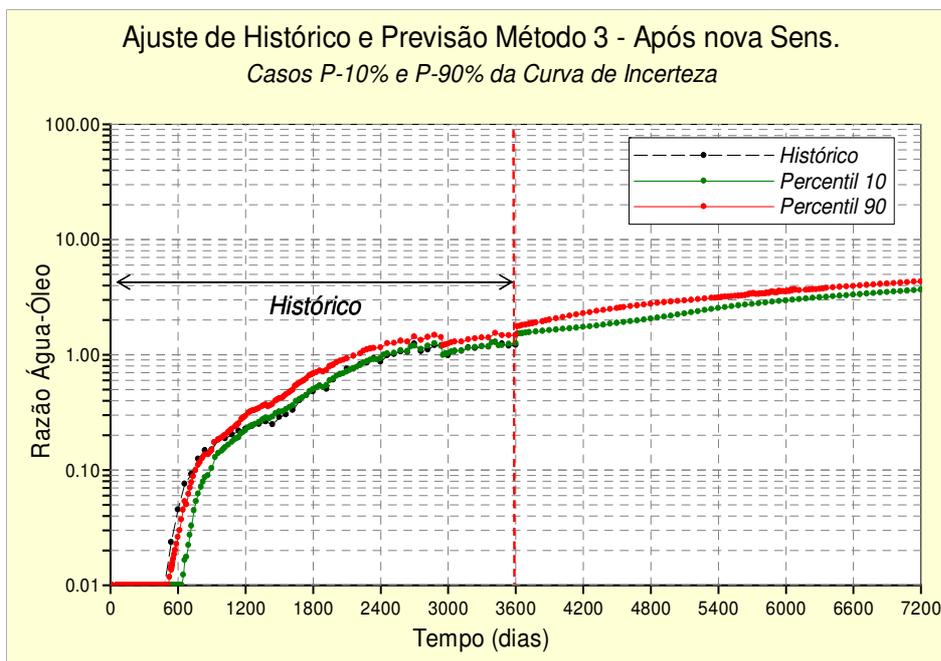


Figura 6.114 – Curvas de previsão de razão água-óleo água para os casos P₁₀ e P₉₀ após nova sensibilidade

Uma comparação dos efeitos da redução da incerteza ao longo das fases aplicadas no ajuste e previsão da vazão de óleo e de água pode ser observada nas Figuras 6.115 e 6.116 respectivamente.

Na Tabela 6.14, é apresentado um resumo dos valores obtidos da produção acumulada de óleo (milhões m³) e de água (milhões m³) para cada percentil e segundo a fase aplicada.

Tabela 6.14 – Valores de acumulado de água e óleo e pressões estáticas antes e após a redução de incerteza

Grau de Incerteza	Percentil 10%			Percentil 90%		
	Óleo (milhões m ³)	Água (milhões m ³)	Pressão estática (KPa)	Óleo (milhões m ³)	Água (milhões m ³)	Pressão estática (KPa)
Inicial	25,5	24,8	22850	18,7	33,6	31500
Método 1 Modificado	27,2	23,9	23830	22,4	29,3	28340
Método 3 Modificado	24,5	26,3	27000	23,8	28,7	28350
Método 3 após Ajuste	23,6	27,4	25810	22,9	28,3	26200
Método 3 após Nova Iteração	24,3	26,8	26000	23,6	27,7	26675

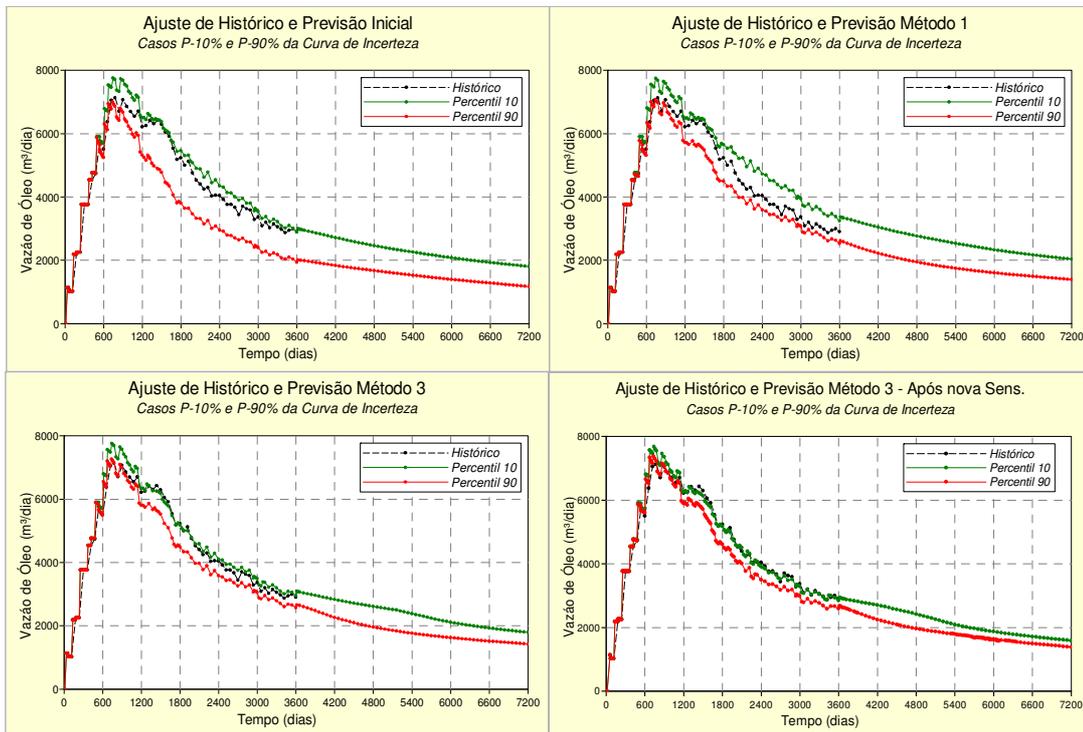


Figura 6.115 – Comparação dos ajustes e previsões da vazão de óleo para os casos P_{10} e P_{90} em função do método aplicado

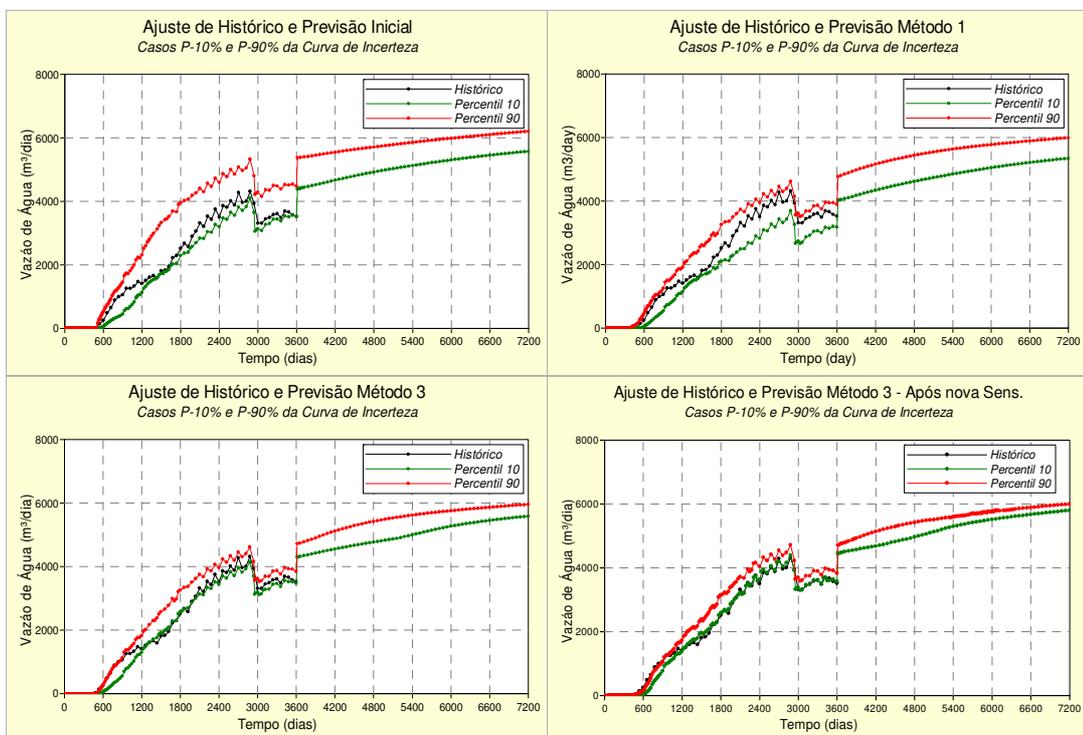


Figura 6.116 – Comparação dos ajustes e previsões da vazão de água para os casos P_{10} e P_{90} em função do método aplicado

As Figuras 6.117 e 6.118 apresentam, esquematicamente, os resultados apresentados na tabela anterior. Observa-se uma redução importante da incerteza na previsão dos fluidos produzidos, conseqüência da consideração da variável vazão de água na construção da função-objetivo.

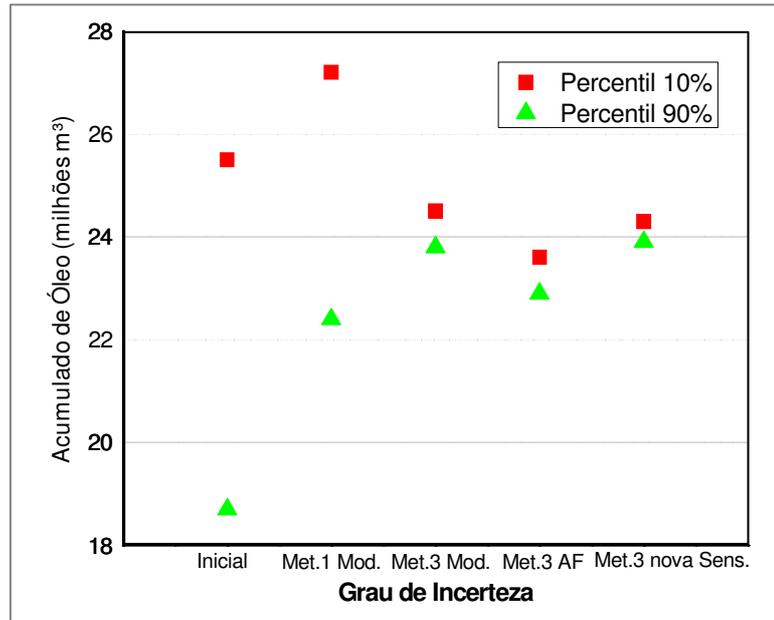


Figura 6.117 – Valores de acumulados de óleo (milhões m³) em função do grau de incerteza

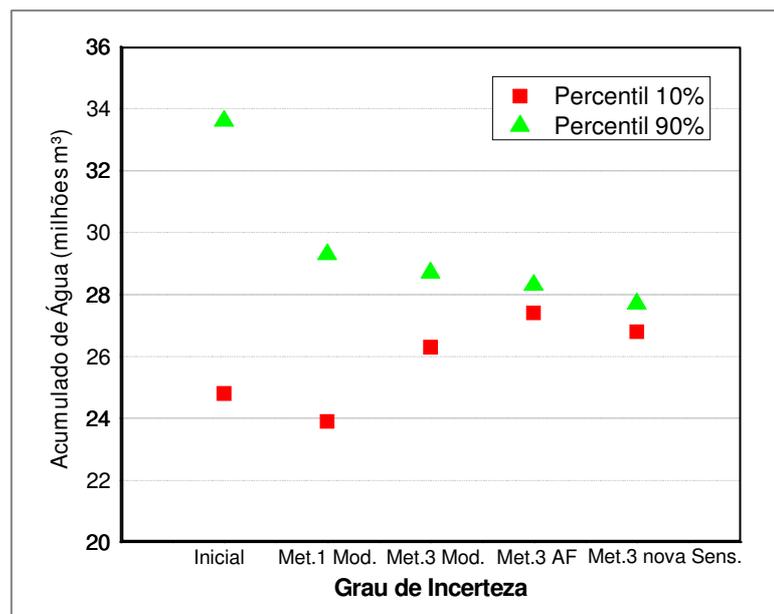


Figura 6.118 – Valores de acumulados de água (milhões m³) em função do grau de incerteza

Em nível localizado foi realizada a mesma análise. Como exemplo é apresentado o caso do poço PROD5. Na Figura 6.119 são exibidas as curvas de previsão inicial para os casos P_{10} e P_{90} .

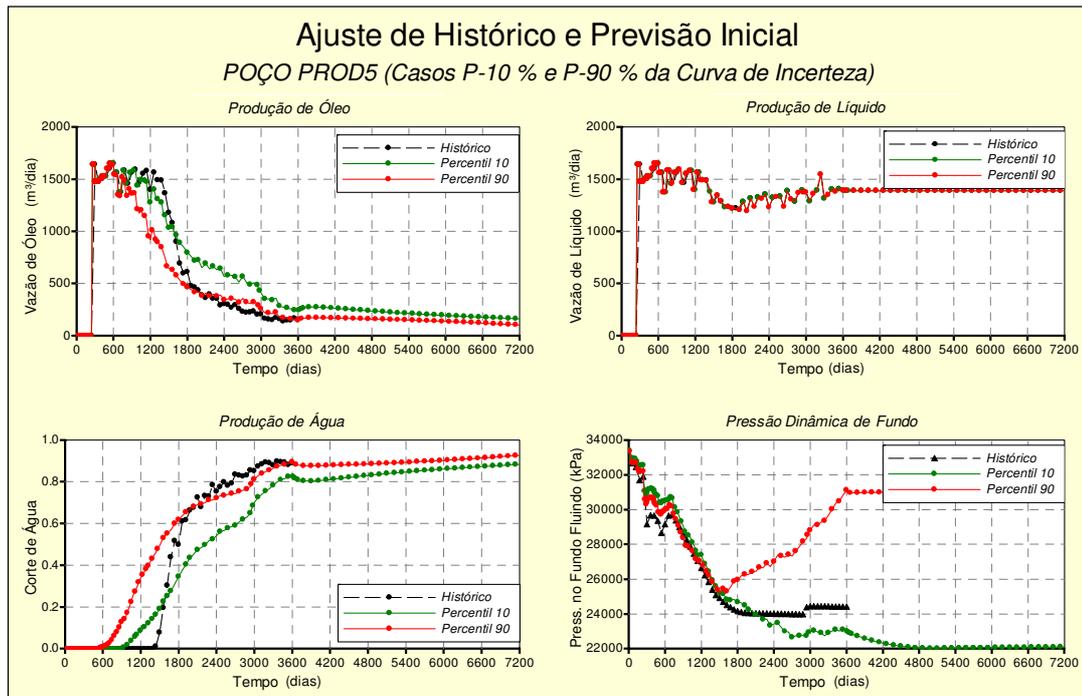


Figura 6.119 – Curvas de previsão iniciais poço PROD5 para os casos P_{10} e P_{90} após nova sensibilidade

Para o caso desse poço, apesar do ajuste das curvas de produção dos percentis selecionados não é adequado, nem para o óleo nem para a água produzidos, a diferença entre as curvas na etapa de previsão é pequena, porém para as pressões dinâmicas a situação é inversa. Já para o caso após a aplicação de Método 1 modificado (Figura 6.120), se observa um menor espalhamento entre as curvas, mas ainda desajustadas.

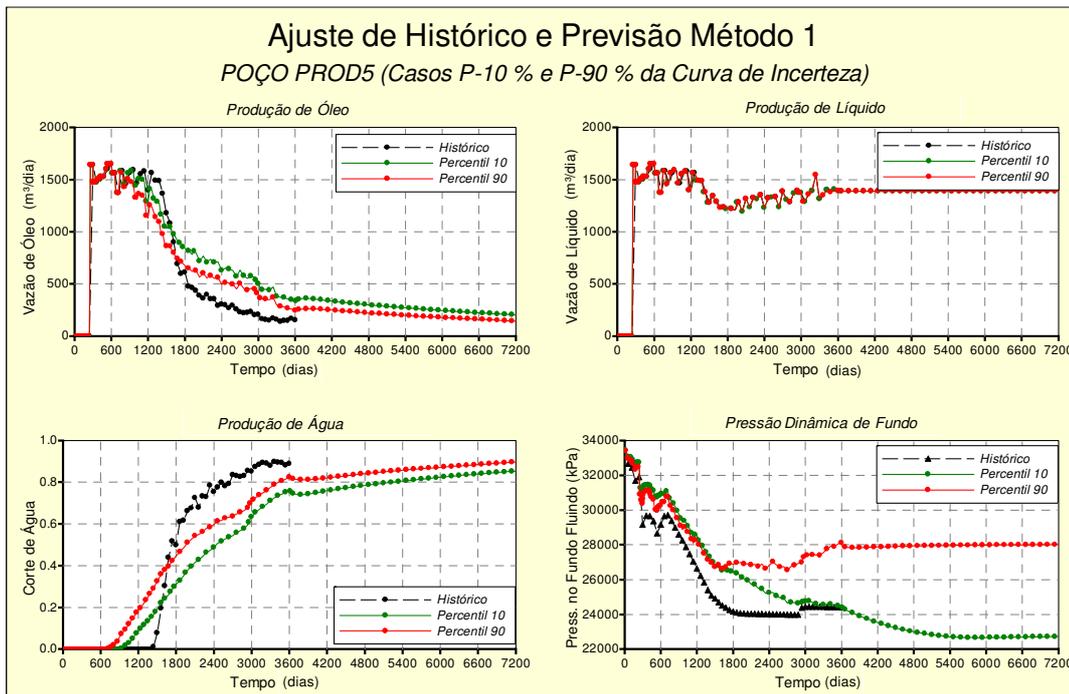


Figura 6.120 – Curvas de previsão poço PROD5 para os casos P_{10} e P_{90} após Método 1 modificado.

Na Figura 6.121, o mesmo efeito é exibido para o resultado do Método 3 modificado com uma tendência a diminuir o espalhamento entre as curvas representativas.

Na Figura 6.122, mostram-se as curvas de previsão após o ajuste localizado realizado na zona de influência deste poço; com uma menor dispersão, em torno dos dados observados. A Figura 6.123 exhibe o grau de incerteza final, reduzido após a aplicação do Método 3 e uma segunda iteração após uma nova análise de sensibilidade.

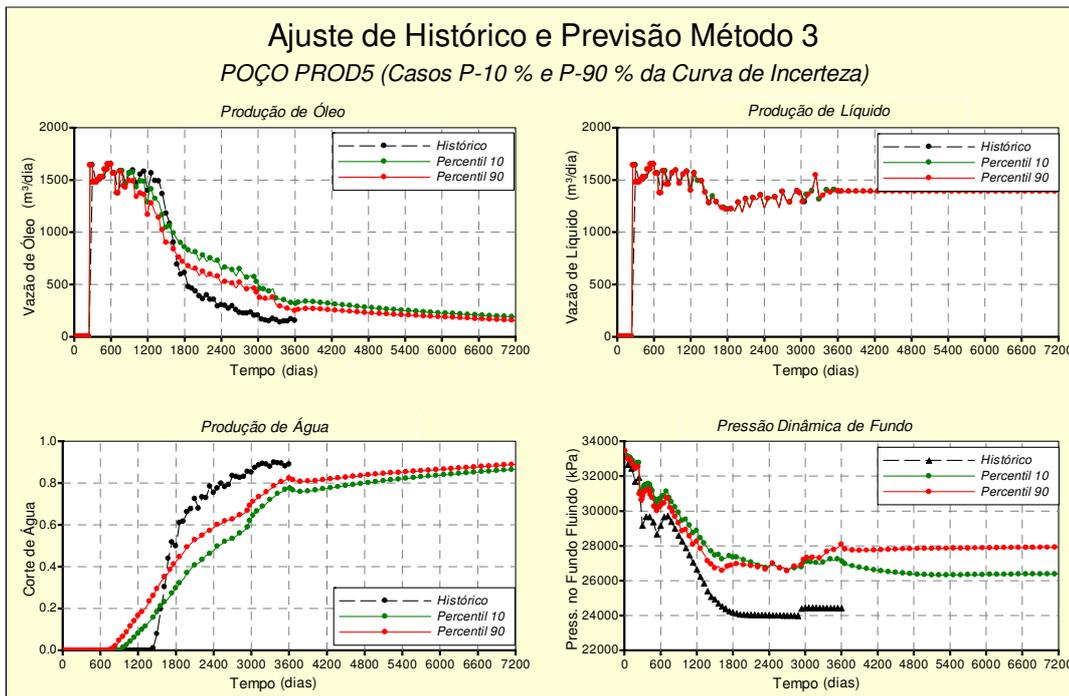


Figura 6.121 – Curvas de previsão poço PROD5 para os casos P_{10} e P_{90} após Método 3 modificado

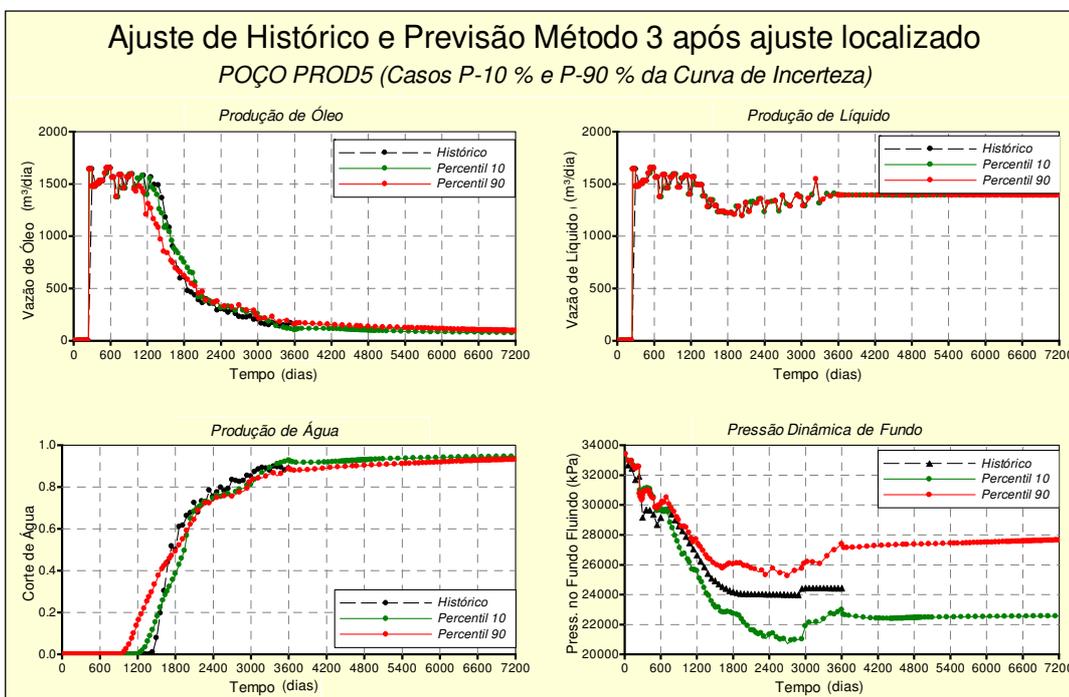


Figura 6.122 – Curvas de previsão poço PROD5 para os casos P_{10} e P_{90} após ajuste localizado

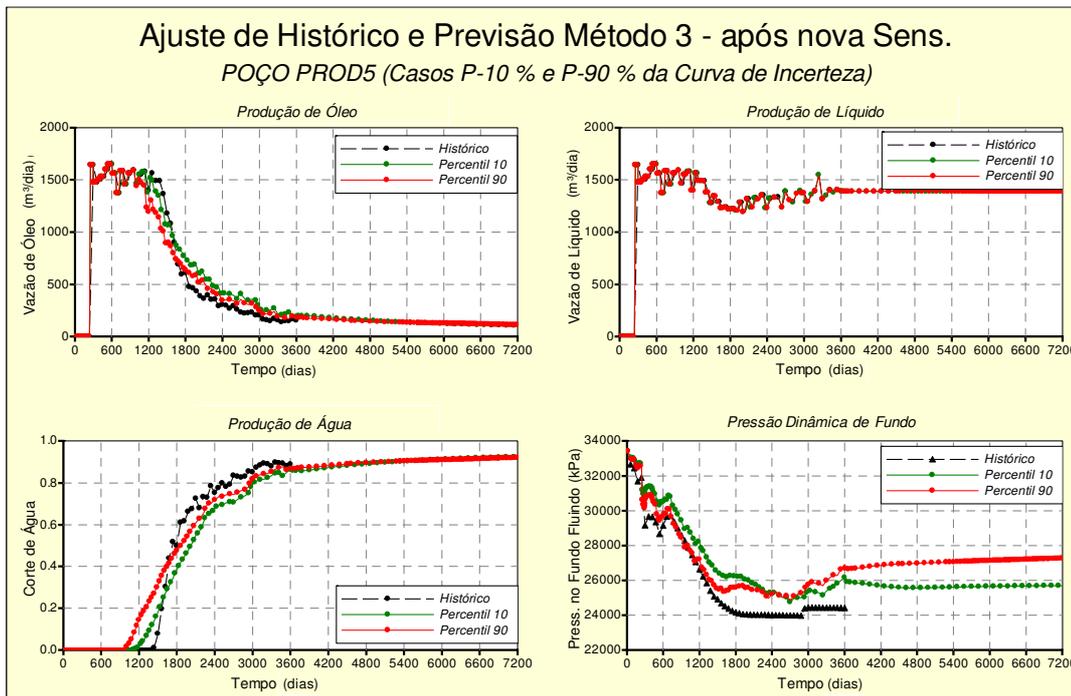


Figura 6.123 – Curvas de previsão poço PROD5 para casos P_{10} e P_{90} após nova sensibilidade

Durante a aplicação da metodologia, nas fases iniciais verificaram-se grandes reduções para alguns poços e reduções não tão significativas para outros. Nestes casos, a continuação do procedimento de forma iterativa pode aumentar a redução da incerteza para o caso tratado, lembrando que o objetivo desse trabalho não é redução total das incertezas, levando a um modelo determinístico, mas sim, obter uma faixa aceitável de incertezas e ajustes possíveis.

Após a seleção inicial dos atributos incertos críticos, a definição da FO em nível global do modelo, a quantificação da incerteza inicial e a seleção da faixa alvo de redução da incerteza sugere-se, inicialmente, a aplicação do Método 1. Se a redução de incertezas não for suficiente ou se for desejada uma mitigação do efeito da incerteza ainda maior, propõe-se a aplicação do Método 3.

A comparação das curvas de incerteza obtidas em cada método aplicado com a faixa aceitável de diminuição de incerteza é um indicador adequado para decidir continuar com o método seguinte.

Para avaliar as outras fontes de incerteza existente no reservatório é necessário avançar por etapas de alcance global, regional e local. Verifica-se que a combinação sugerida de alguns destes métodos na metodologia aplicada em nível regional ou de poço é eficiente na redução das incertezas. Novos critérios de eliminação de atributos, mudanças na FO considerada e até ajustes localizados regional e de poço são apresentados. Uma nova análise de sensibilidade para verificar a necessidade de inclusão de novos atributos pode ser realizada para um novo ciclo da metodologia. A obtenção das curvas representativas de previsão de desempenho do reservatório, seguindo o fluxograma da metodologia, permite a redução do risco no projeto considerado.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

Neste trabalho, é proposta uma metodologia que permite a quantificação e mitigação das incertezas em modelos de reservatórios complexos, restringindo os perfis probabilísticos de produção obtidos em função dos dados de produção observados. A metodologia aplicada procura integrar a análise de incerteza com o ajuste de histórico, derivando em uma faixa reduzida de ajustes possíveis. A aplicação completa do fluxograma, apresentado no Item 4.7, demonstra a complexidade inerente deste tema e os problemas para abordar a interdependência regional ou local. Entretanto, os resultados obtidos mostram que é possível vencer esta complexidade e aplicar a metodologia em casos práticos.

A metodologia permite que a equipe de reservatórios tenha uma visão mais global da interação das variáveis envolvidas no processo de ajuste de histórico e das suas respostas futuras. Os métodos foram testados e aplicados sobre dois casos de complexidade similar. Neste capítulo são resumidas as principais conclusões e recomendações para próximos trabalhos.

7.1 Conclusões

7.1.1 Gerais

Uma metodologia consistente e flexível, para integrar o ajuste de histórico com a análise de incerteza em nível global, regional e local, foi apresentada neste trabalho. Não é intenção, dessa metodologia, obter o melhor ajuste determinístico, mas refletir como os dados registrados

possibilitam a amarração dos atributos incertos escolhidos, permitindo como consequência a obtenção de previsões de comportamento mais confiáveis. Do estudo realizado, com os modelos descritos, foram obtidas as seguintes conclusões gerais:

- Os métodos utilizados permitiram: (1) reduzir a faixa de ajustes de histórico possíveis; (2) identificar e condicionar a incerteza presente em função dos dados registrados; (3) diminuir os intervalos de incerteza dos atributos críticos identificados e (4) demarcar os limites seguros do desempenho futuro do reservatório;
- Mudou-se o enfoque de como abordar o ajuste de histórico, quando há um conjunto de atributos de alta variabilidade e conhecimento restrito, obtendo-se um grupo definido de modelos que englobam os ajustes possíveis, de tal forma que cada modelo tem uma probabilidade associada;
- As análises de sensibilidade permitiram detectar os atributos incertos críticos para a avaliação do grau de incerteza posterior, simplificando o problema, além de reduzir significativamente o número de atributos e, conseqüentemente, tempo de simulação;
- A redução da incerteza global não garantiu uma redução de incerteza local. Por consequência, foi necessário levar em conta a interação entre as regiões. A metodologia aplicada permitiu a análise por etapas, o que dá grande flexibilidade para aplicações em casos práticos;
- Os Métodos 1 e 2 foram mais rápidos, pois não requereram novas simulações. Foi necessária uma nova calibração do Método 1. O Método 3 proporcionou maior redução de incerteza, porém um esforço computacional mais alto foi requerido, já que novas simulações foram necessárias. A decisão de aplicar o Método 3 depende do problema e da precisão exigida;
- Após a seleção inicial dos atributos incertos críticos, a definição da FO em nível global do modelo, a quantificação da incerteza inicial e a seleção da faixa alvo de redução da incerteza sugere-se, inicialmente, a aplicação do Método 1. Se a redução de incertezas não for suficiente ou se for desejada uma mitigação dos efeitos da incerteza ainda maior, propõe-se a aplicação do Método 3, podendo recomeçar uma nova iteração caso seja necessário;

- A obtenção das curvas representativas de previsão de desempenho do reservatório (percentis P_{10} e P_{90} , por exemplo), permitiu a estimação da redução do risco no projeto considerado;
- A abordagem probabilística do ajuste de histórico disponibiliza uma visão mais abrangente, pois aponta para vários cenários possíveis na procura do comportamento real do reservatório. Contudo, a escolha final dos cenários representativos depende dos critérios adotados pelo analista;
- Os métodos apresentados neste trabalho são apropriados em geral para casos com alto grau de incerteza e curto período de histórico, porém é fatível sua aplicação em casos de difícil ajuste de histórico devido ao problema da multiplicidade de respostas possíveis;
- Uma vez que novos dados são adicionados ao estudo, o ajuste de histórico e as previsões podem ser melhorados com a redução da faixa dos atributos conforme a aplicação do fluxograma completo proposto.

Considerando todos os itens listados acima, a consequência é um aumento da confiança no uso da simulação como ferramenta auxiliar do processo decisório. Uma vantagem é a flexibilidade quanto ao uso de diferentes ferramentas para a análise de incerteza e a definição de distintos tipos de distribuição de probabilidades para caracterizar os níveis dos atributos incertos. Outra vantagem, comparado com processos automatizados de calibração de modelos, é a não necessidade do uso de métodos de otimização sofisticados. Máquinas com processamento paralelo e uma integração dos softwares possibilitam sua aplicação em casos reais.

7.1.2 Caso A

- Os atributos com influência global dificultaram o problema devido à superposição de efeitos. A solução, por conseguinte, deve ser dividida em etapas e iterações sucessivas;
- A aplicação de iterações sucessivas é consequência do grau de redução pretendida. Neste caso, a aplicação de uma segunda iteração no procedimento produziu uma pequena redução da incerteza além de requerer simulações adicionais e maior esforço computacional;

- Apesar da FO ter sido baseada na vazão de produção de água, uma significativa redução da incerteza na pressão do reservatório e na vazão de óleo foi também observada;
- Os modelos correspondentes aos percentis P_{10} e P_{90} obtidos após a aplicação dos métodos apresentaram comportamentos próximos ao histórico e, como consequência, previsões mais seguras;
- Os métodos aplicados permitiram, gradualmente, determinar um intervalo cada vez menos espalhado, dos tempos nos quais foi alcançada a vazão limite de $6000 \text{ m}^3/\text{dia}$. No caso do Método 3, um intervalo de 450 dias, centrado em 7600, foi obtido. Este valor é próximo ao observado. O intervalo inicial era de 3500 dias, centrado em 8500;
- Foi possível observar uma redução da faixa da incerteza inicial, da produção acumulada de óleo, em mais de 60% e para a produção acumulada de água, próxima a 80%.

7.1.3 Caso B

- Desenvolveu-se uma análise semelhante ao Caso A, mas incluindo mais uma fase de ajuste localizado de poços, integrando os processos de análise global e local. Devido à presença de muitos atributos incertos, as análises de sensibilidade global e local permitiram selecionar os atributos mais influentes;
- O procedimento de 5 fases proposto na metodologia foi aplicado em um caso complexo e realista. O Método 3 apresentou maiores reduções para todos os níveis, porém o deslocamento da curva de incerteza para os valores positivos da FO indica que a aplicação simultânea das mudanças em todos os níveis, combinados segundo a árvore de derivação, desloca todos os perfis probabilísticos para um mesmo lado do histórico. O Método 3 modificado utiliza as faixas de variação dos atributos calculados após a mudança nos pesos sugerida no Método 1, modificando somente aqueles com maior variação dos pesos. Por último, uma situação intermediária pôde ser obtida a partir da aplicação gradativa do Método 3, começando pelas variáveis mais influentes;
- A curva de incerteza surgida ao final da Fase 3 encontrou-se, quase em sua totalidade, dentro dos limites definidos para uma faixa alvo de 25 % do total do máximo espalhamento inicial, demonstrando a eficiência dos métodos de integração na redução da incerteza;

- Uma nova análise de sensibilidade (Fase 4), após a redução da incerteza da Fase 3, serviu para verificar a necessidade de inclusão de novos atributos descartados no começo, podendo ser efetivo o começo de um novo ciclo da metodologia na procura de uma redução ainda maior do espalhamento;
- A Fase 5 permitiu a estimação da redução do risco na previsão para este caso. É possível observar, em virtude da aplicação dos métodos nas fases sugeridas, uma redução, na faixa da incerteza inicial na produção acumulada de óleo, em mais de 80%. A redução no espalhamento de resultados é próxima a 85% para a produção acumulada de água.

Outras metodologias têm conclusões análogas ou semelhantes em alguns dos pontos abordados. Neste trabalho, tentou-se um procedimento geral de mitigação progressiva da incerteza, em todas as fases de um projeto, incorporando o ajuste de histórico do modelo. A experiência da equipe multidisciplinar é crítica no início do processo, sendo que, na busca da representatividade do grau de incerteza, informações de jazidas similares podem ser de grande utilidade no momento de estabelecer as faixas de variação dos atributos incertos. A escolha dos atributos e seus limites de variação é uma etapa muito importante no processo e tem que refletir as reais incertezas do problema.

7.2 Recomendações

Em função dos resultados obtidos, são sugeridas as seguintes pesquisas adicionais:

- Aplicação da metodologia em casos com maior número de atributos críticos através do processo iterativo em etapas, considerando atributos diferentes em cada ciclo;
- Uso de meta-modelos baseados em planejamento estatístico ou processos guiados por redes neurais. Estes métodos propiciam uma diminuição considerável do tempo computacional, tornando a análise viável para um grande número de atributos;
- Incorporar a metodologia a programas computacionais com o intuito de acelerar o processo de ajuste de histórico e facilitar a abordagem regional e localizada em nível de poços, integrando além das incertezas de reservatório, as incertezas geológicas, tecnológicas e econômicas.

Referências Bibliográficas

- Abrahamsen, P., Egeland, T., Lia, O., More, H. *An Integrated Approach to Prediction of Hydrocarbon in Place and Recoverable Reserves with Uncertain Measures*, SPE 24276. European Petroleum Computing Conference, Stavanger, 25-27 Maio 1992.
- 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., McVay, D. A.; Lee, W. J. *Quantification of Uncertainty by Combining Forecasting With History Matching*. Journal of Petroleum Science and Technology, 23 (3-4), 445-462, 2005.
- Aziz, K., Settari, A. *Petroleum Reservoir Simulation*, Applied Science Publishers, 1979.
- Bennett, F. and Graf, T. *Use of Geostatistical Modeling and Automatic History Matching to Estimate Production Forecast Uncertainty - A Case Study*, SPE 74389. International Petroleum Conference and Exhibition, Mexico, 10-12 Fevereiro, 2002
- Berteig, V., Halvorsen, K.B., More, H., Hoff, A.K., Jorde, K. *Prediction of Hydrocarbon Pore Volume with Uncertainties*, SPE 18325. Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2-5 Outubro 1988.
- Bissel, R. C. *Combining Geostatistical Modeling with Gradient Information for History Matching: the Pilot Point Method*, SPE 38730. Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 5-8 Outubro, 1997.
- Christie M, MacBeth C., Subbey S. *Multiple history-matched models for Teal South the Leading Edge*, Journal of Petroleum Science and Technology, 21. (13), pp 286-289, Março 2002.
- Costa, Ana Paula de Araújo. *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).

- Floris, F.J.T., Peersmann, M. R. H. *Uncertainty Estimation in Volumetric for Supporting Hydrocarbon E&P Decision Making*. Netherlands Institute of Applied Geosciences TNO, 1998.
- Gu, Y. and Oliver, D. S. *History Matching of the PUNQ-S3 Reservoir Model Using the Ensemble Kalman Filter*, SPE 89942. Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26–29 Setembro 2004.
- Guérillot, D. and Pianelo, L. *Simultaneous Matching of Production Data and Seismic Data for Reducing Uncertainty in Production Forecasts*, SPE 65131. European Petroleum Conference, Paris, France, 24–25 Outubro 2000.
- Guardado, L.R.; Gamboa L. A.; Lucchesi C. F. *Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil. A Model for a Producing Atlantic Type Basin*. In: J D Edwards; Patricia Santogrossi. (Org.). *Divergent/Passive Margin Basins*. Oklahoma: AAPG, v. 48, p. 3-79, 1989.
- Hansen, K. M., Cunningham, G.S. McKee, R.J. *Uncertainty Assessment for Reconstructions Based on Deformable Geometry*. International Journal of Imaging Systems and Technology 8, 506-512., 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.
- Jenni, S.; Hu, L. Y.; Basquet, R.; de Marsily, G. and Bourbiaux. *History Matching of Stochastic Models of Field-Scale Fractures: Methodology and Case Study*, SPE 90020. Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26-29 Setembro 2004.
- Kashib, T.; Srinivasan, S. *A Probabilistic Approach to Integrating Dynamic Data in Reservoir Models*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 50 (3-4), 241-257, 2006.
- Landa, J. L. and Guyaguler, B. *A Methodology for History Matching and the Assessment of Uncertainties Associated with Flow Prediction*, SPE 84465. Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., 5–8 Outubro 2003.
- Lépine, O. J; Bissel, R. C.; Aanonsen, S. I; Pallister, I. C.; Barker, J. W. *Uncertainty Analysis in Predictive Reservoir Simulation Using Gradient Information*, SPE 57594. SPE Journal, 4 (3), 251-259, 1999.
- 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).
- 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 93146. Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 31 Janeiro-02 Fevereiro 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).*
- Ma, X. (SPE, Texas A and M U.); Al-Harbi, M.; Datta-Gupta, A.; Efendiev, Y. *A multistage sampling method for rapid quantification of uncertainty in history matching geological models*, SPE 102476. Annual Technical Conference and Exhibition, v 3, Proceedings - ATCE 2006: Focus on the Future, p 2038-2052, Outubro 2006.
- Maschio, C. e Schiozer, D.J. *Aplicação de Metodologia para a Automatização de Ajuste de Histórico*. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, 15-18 junho 2003.
- Maschio, C., Schiozer, D.J. e Moura Filho M.A.B. de. *A Methodology to Quantify the Impact of Uncertainties in the History Matching Process and in the Production Forecast*, SPE 96613, Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 9-12 Outubro 2005.
- Manceau, E., Mezghani, M., Zabalza-Mezghani, I. e Roggero, F. *Combination of Experimental Design and Joint Modeling Methods for Quantifying the Risk Associated whit Deterministic and Stochastic Uncertainties – An Integrated Test Study*, SPE 71620. Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 Setembro-3 Outubro 2001.
- Menezes, S. X., *Aspectos Estruturais do Campo de Namorado, Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/DEPEX. Relatório Interno, 12p. 1986.
- Menezes, S. X. e Adams, T. *Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos*. Boletim de Geociências da PETROBRAS. vol. 4, 183-188. Abril/Junho 1990.
- Moura Filho, Marcos Antonio Bezerra de *Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção*. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 150pp. Dissertação (Mestrado).
- 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 93280. Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 31 Janeiro-02 Fevereiro 2005.
- Ømre, H. e Lødøen, O. P. *Improved Production Forecasts and History Matching Using Approximate Fluid-Flow Simulators*. SPE 74691, SPE Journal, 9 (3), 339-351, Setembro 2004.
- Øvreberg, O., Damsleth, E., Haldorsen, H.H. *Putting Error- Bars on Reservoir Engineering Forecast.*, SPE 20512. Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, Setembro, 1990.

- Portella, R. C. M. e Prais, F. *Use of Automatic History Matching and Geostatistical Simulation to Improve Production Forecast*, SPE 53976. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21-23 Abril 1999.
- Queipo, N. V.; Pintos, S.; Rincón, N.; Contreras, N. *Surrogate Modeling-Based Optimization for the Integration of Static and Dynamic Data into a Reservoir Description*. Journal of Petroleum Science and Engineering ,35 (3-4), 167-181, 2002.
- Reis, L.C. *Quantificação de Incertezas Volumétricas Condicionada aos Dados Dinâmicos Observados*. Seminário de Reservas e Reservatórios, Salvador, Bahia, 25-29 Setembro 2005.
- Reis, L. C. *Risk Analysis with History Matching using Experimental Design or Artificial Neural Networks*. SPE 100255. Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria 12-15 Junho 2006.
- Roggero, F.: *Direct Selection of Stochastic Model Realizations Constrained to Historical Data*, SPE 38731. Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5-8 Outubro 1997.
- Romero, C.E., Carter, J.N., Zimmerman, R.W., Gringarten, A.C. *Improved reservoir characterization through evolutionary computation*, SPE 62942. Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1- 4, Outubro 2000.
- Rotondi, M.; Nicotra, G.; Godi, A. *Hydrocarbon Production Forecast and Uncertainty Quantification: A Field Application*. SPE 102135, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 24-27 Setembro 2006.
- Samson, P. Dubrule, O. and Euler, N. *Quantifying the Impact of Structural Uncertainties in Gross-rock Volume Estimates*, SPE 35535. European 3D Research Modeling Conference, Stavanger, 16-17 Abril 1996.
- Schiozer, D.J. *Estado da Arte em Simulação Numérica de Reservatórios*. III Seminário de Reservas e Reservatórios, Rio de Janeiro 20-22 Setembro 1999.
- Schiozer, D.J., Almeida Netto, S.L.; Ligerio, E.L.e Maschio, C. *Integration of History Matching and Uncertainty Analysis*. Journal of Canadian Petroleum Technology, v 44, n 7, p 41-46, Julio 2005.
- Schiozer, D.J. *Estado da Arte em Simulação Numérica de Reservatórios*. III Seminário de Reservas e Reservatórios, Rio de Janeiro 20-22 Setembro 1999.
- Schulze-Riegert, R.W., Axmann, J.K., Haase, O., Rian, D.T., You, Y.-L. *Optimization Methods for History Matching of Complex Reservoirs*, SPE 66393. Annual Technical Conference and Exhibition, 2001

- Silva, F.P.T; Rodríguez, J.R.P; Paraizo, P. L. B, Romeu R.K., Peres, A.M.M, Oliveira, R.M, Pinto, L.B. e Maschio C. *Novel Ways of Parameterizing the History Matching Problem*. SPE 94875, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, 20-23 Junho 2005.
- Souza Jr., O. G. *Stratigraphie Séquentielle Et Modélisation Probabiliste des Reservoirs d'un Cone Sous-Marin Profond (Champ De Namorado, Brésil)*. Université Paris, Paris, 1997, 215p. (Tese de doutorado).
- Steagall, D.E. and Schiozer, D.J. *Uncertainty Analysis in Reservoir Production Forecast during the Appraisal and Pilot Production Phases*, SPE 66399. Reservoir Simulation Symposium, Fevereiro, Dallas, 2001.
- 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.
- Suzuki, S. and Caers, J. *History Matching With an Uncertain Geological Scenario*, SPE 102154. Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 24-27 Setembro 2006.
- Varela, O. J.; Torres-Verdín, C.; Lake, L. W. *On The Value of 3D Seismic Amplitude Data to Reduce Uncertainty in the Forecast of Reservoir Production*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 50 (3-4), 269-284, 2006.
- Williams, G. J. J., Mansfield, M., MacDonald, D. G., e Bush, M. D. *Top-Down Reservoir Modelling*. In, SPE 89974. Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, SPE, 26-29 Setembro 2004.
- Zabalza-Mezghani, I; Manceau, E., Feraille, M. Jourdan, A. *Uncertainty Management: from Geological Scenarios to Production Scheme Optimization*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 44 (1-2), 11-25, 2004.

Apêndice 1. Tipos de Algoritmos para Ajuste Automatizado

Dois grupos principais de algoritmos de ajuste automatizado de histórico têm sido reportados na literatura. Um deles é conhecido como determinístico (Hansen *et al.*, 1997; Romero *et al.* 2000 e Lépine *et al.*, 1999), e o outro grupo é conhecido como estocástico (Portella e Prais, 1999; Roggero, 1997 e Schulze-Riegert *et al.* 2001).

Dos algoritmos determinísticos relatados, os mais eficientes são os que usam métodos de gradientes, entre os quais se destacam os seguintes algoritmos: *Steepest Descent*, *Guass-Newton* e *Levenberg-Marquardt*. Estes envolvem o cálculo de parâmetros de sensibilidade que requerem a diferenciação dos modelos matemáticos em relação às variáveis do modelo. Os parâmetros de sensibilidade são usados para a construção da matriz Hessiana, cuja inversa fornece uma boa aproximação da matriz da covariância do modelo não calibrado. As técnicas de gradiente mencionadas têm sido incluídas, recentemente, em programas comerciais de simulação. As principais limitações destes métodos são a dificuldade de implementação e a possibilidade de se prenderem a mínimos locais sem garantia de se obter a melhor solução global.

Os algoritmos estocásticos surgem como uma tentativa, ultimamente muito usada, de busca da solução através da criação de múltiplas realizações do modelo de reservatório, e quantificação da incerteza associada às previsões. A tarefa fundamental dos algoritmos é gerar uma família de soluções mediante uma exaustiva exploração do espaço multidimensional parametrizado, o que normalmente requer um elevado esforço computacional. Entre os métodos estocásticos estão aqueles baseados em *simulated annealing* e algoritmos genéticos. A taxa de convergência destes métodos é mais demorada que a dos deterministas. Apesar das variadas realizações obtidas, existe

um limitado e seletivo uso da informação gerada devido à quantidade, complexidade e tempo disponível para análise.

A aproximação por vizinhança (*neighbourhood approximation*, NA) é um algoritmo de amostragem que é considerado do mesmo tipo que os estocásticos mencionados acima. A NA é também utilizada para geração de múltiplos modelos de ajuste utilizando o sistema de *grids Voronoi* para representar o espaço parametrizado dos atributos de reservatório.

No primeiro estágio do método NA identificam-se as regiões com melhor ajuste de histórico. Em seguida, gera-se um conjunto de modelos que preferencialmente amostram e modificam as características das regiões previamente identificadas, de uma maneira guiada e progressiva, mediante a modificação dos sistemas de blocos, usando toda a informação disponível sobre os parâmetros do reservatório e os dados registrados. Esta aproximação permite processos de busca de solução mais rápidos que os puramente estocásticos.

Apêndice 2. Fontes de Dados com Incerteza

As principais fontes dos dados que permitem a quantificação de diferentes tipos de incertezas presentes em relação à exploração de um reservatório, são:

1. *Perfis elétricos radioativos e magnéticos*: medições indiretas fornecendo informação qualitativa e quantitativa sobre o tipo de rocha, formações potencialmente produtivas e grau de interconexão entre as camadas reservatório e não reservatório.
2. *Testemunhos*: obtenção de amostras de rocha que permitem ensaios físicos diretos para o cálculo, entre outros, das propriedades da rocha e interação rocha-fluido, porosidades, permeabilidades, pressões capilares, compressibilidades e permeabilidades relativas.
3. *Levantamentos Sísmicos 2D e 3D*: tecnologia sísmica bidimensional e tridimensional que fornece através do processamento e interpretação imagens da estrutura do subsolo e sua complexidade.
4. *Testes de formação e produção*: permitem calcular a transmissibilidade das camadas e o IP do poço. Podem incluir coletas de amostras de fluidos sobre as que se realizam os estudos das propriedades PVT dos hidrocarbonetos.
5. *Informações de mercado*: relacionadas com o preço futuro de óleo e gás natural, os custos envolvidos e as restrições governamentais. Permitem estabelecer diferentes cenários econômicos e financeiros do projeto.
6. *Regulações ambientais e governamentais*
7. *Comparação das condições sociais e políticas*: vinculado às incertezas jurídico-institucionais da região.

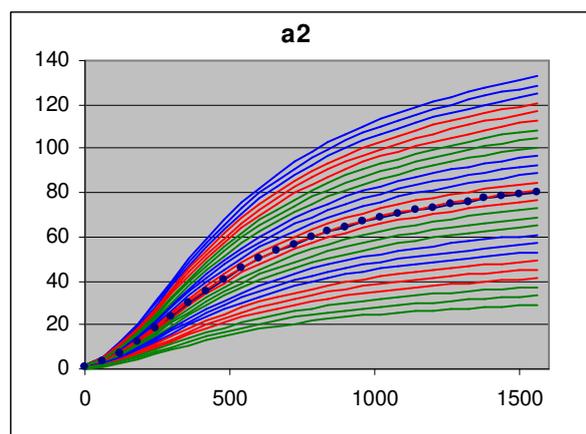
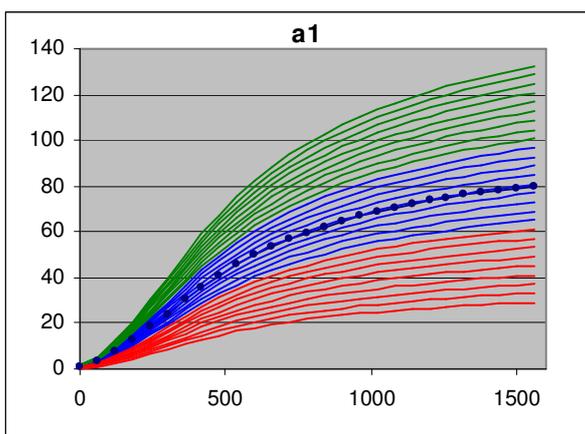
Neste trabalho está sendo abordada somente a análise do risco relacionado aos quatro primeiros tipos de dados, que podem ser incluídos na categoria dos riscos geológicos e de reservatório, ou risco técnico.

Apêndice 3. Deslocamento da Curva de Incerteza

A partir de três atributos incertos combinados (a_1 , a_2 e a_3), com três níveis de incerteza e distribuição triangular 20-60-20 são gerados 27 modelos teóricos. Os perfis probabilísticos calculados permitem aplicar a metodologia rapidamente e comparar os efeitos sobre as curvas de incerteza antes e após a aplicação do Método 1.

Uma situação idealizada pode ser obtida no caso de simetria perfeita do atributo a_1 tomado como referência, onde não são considerados ruídos nas curvas de histórico e nas calculadas com alguma função de transferência (modelo de simulação).

A Figura A3.1 representa a situação explicada. O peso máximo relacionado com a simetria das curvas referentes de cada nível tem valor unitário.



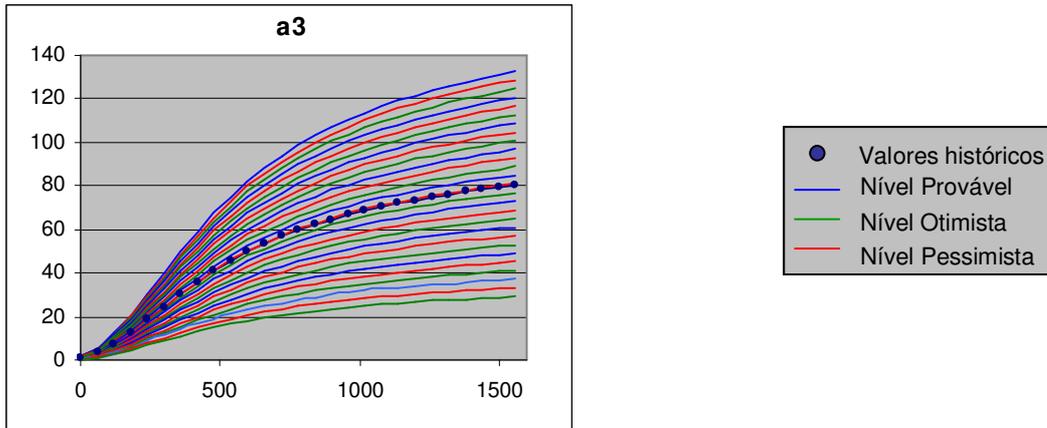


Figura A3.1 – Curvas histórica e calculadas por atributo

Neste caso as curvas de incerteza inicial e final calculadas podem ser observadas na Figura A3.2. A redução da incerteza é significativa em todos os percentis, mostrando uma aceitável eficiência de aplicação deste método sem necessidade de refazer novas simulações.

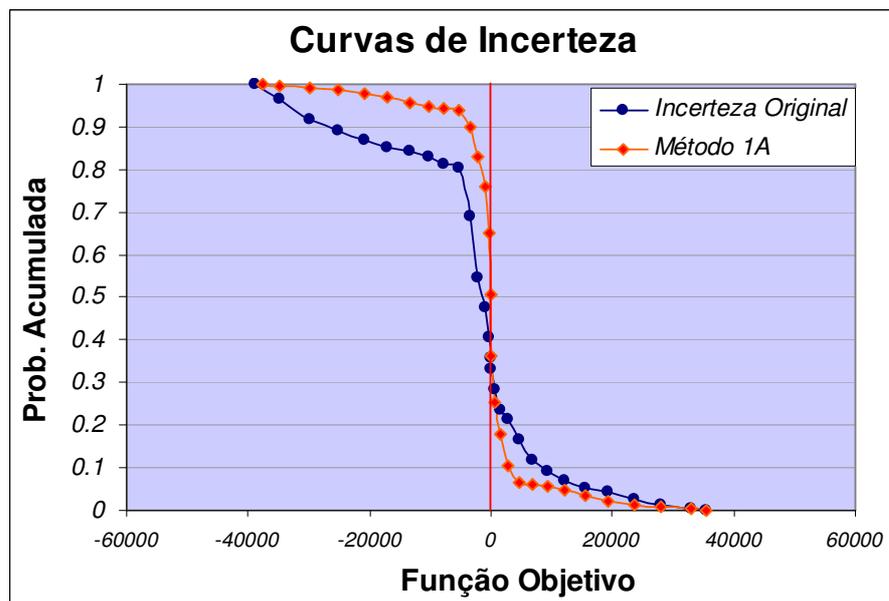


Figura A3.2 – Curvas de incerteza inicial e após o Método 1

Veja agora o mesmo caso, mas com as seguintes modificações, para que a situação em avaliação seja mais semelhante a uma situação real:

- Mudam-se levemente os valores do histórico para baixo.

- Introduce-se um nível de ruído nas curvas simuladas.
- Introduce-se um nível de ruído no histórico.
- Muda-se o peso máximo relacionado à simetria a um valor de 5.

Neste caso as curvas geradas podem ser observadas na Figura A3.3

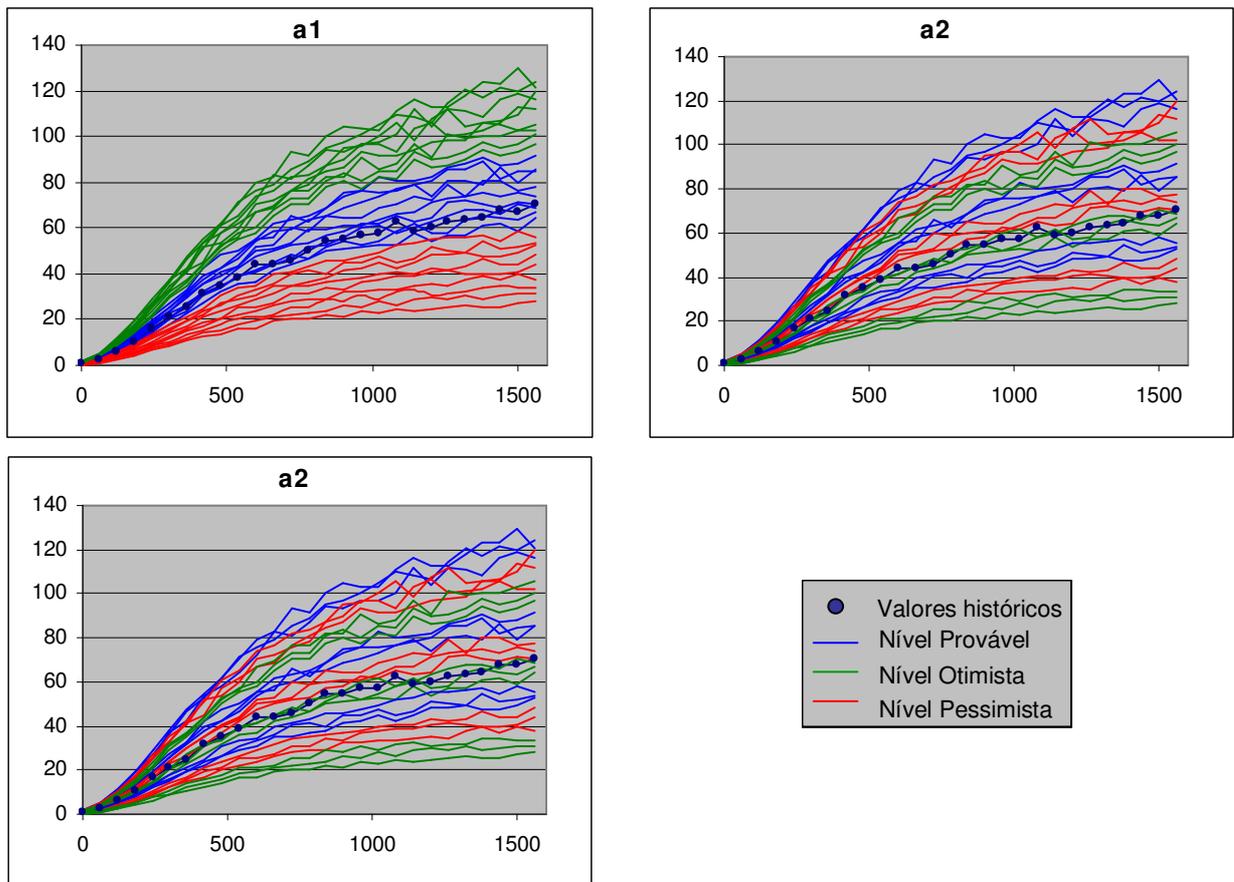


Figura A3.3 – Curvas histórica e calculadas por atributo após as modificações

Para as condições descritas acima, as curvas de incerteza obtidas são apresentadas na Figura A3.4. Nesse caso, registra-se uma circunstância similar à já esquematizada no Capítulo 4 para o caso de uma análise de ajuste global de uma FO, baseada em uma variável de produção total do campo. A nova curva obtida desloca para valores maiores de incerteza onde a FO é positiva.

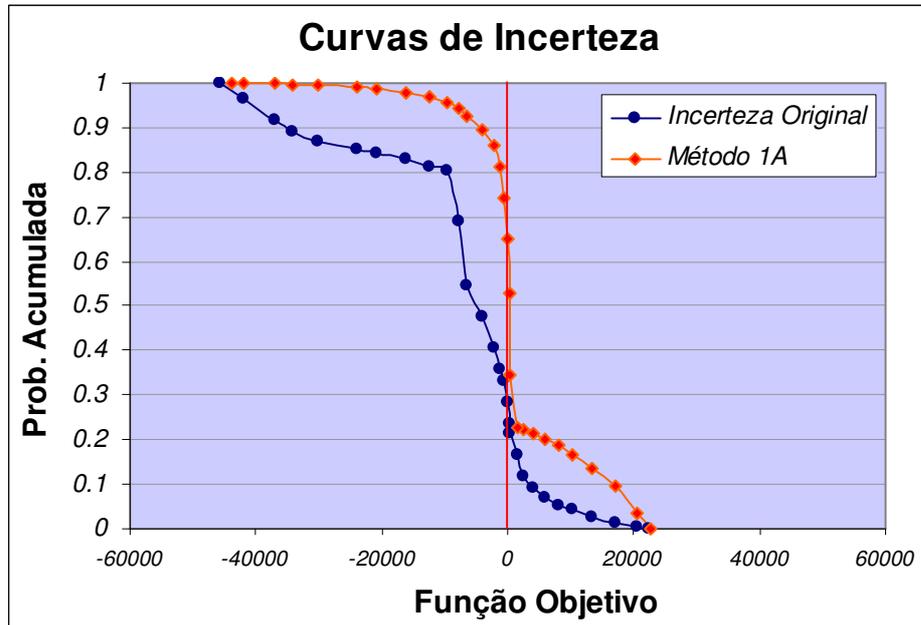


Figura A3.4 – Curvas de incerteza inicial e após do Método 1

Assim, pode-se concluir que, reduzindo o peso dos níveis que têm mais influência sobre os valores positivos da FO, é possível obter uma aceitável redução da incerteza em torno desses valores deslocando a curva de risco na direção procurada.

Anexo 1. Condições Listadas do Método 3

Nas condições abaixo listadas, derivadas das combinações dos valores do parâmetro S (simetria) de cada nível de incerteza do atributo considerado, os indicadores $A0$, $A1$ e $A2$ representam os valores iniciais do atributo incerto, enquanto Ai^N representa o novo valor provável deste atributo, sendo $i=0$ para o valor mais provável, $i=1$ para o valor pessimista e $i=2$ para o valor otimista; Li e Ls representam os limites inferior e superior iniciais e Li^N e Ls^N os novos limites inferior e superior, respectivamente.

Considerando uma distribuição triangular, as condições para a obtenção dos novos valores dos atributos incertos do reservatório, são:

Condição 1A: $S1 = S0 = S2 = 1$

$$A0^N = \frac{Li^N + Ls^N}{2} \quad A.1$$

$$Li^N = A2 \quad A.2$$

$$Ls^N = Ls \quad A.3$$

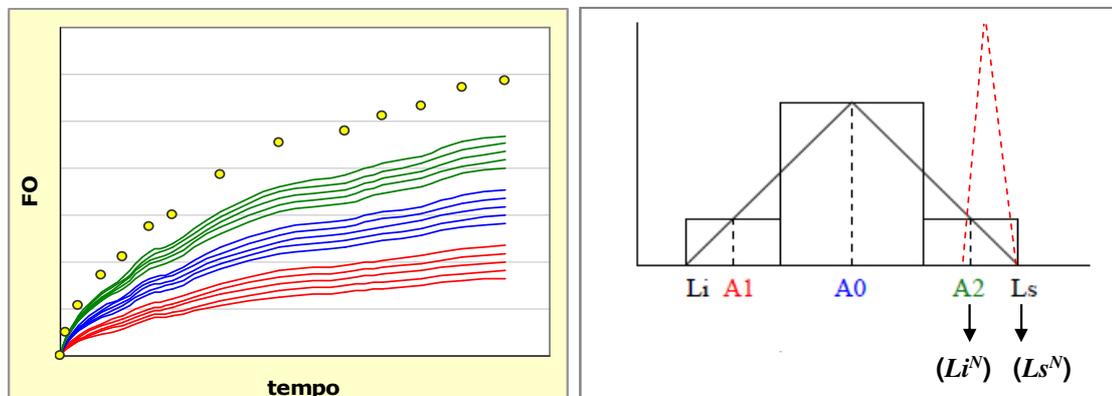


Figura A.1 – Representação esquemática condição 1A

Condição 1B: $S1 = S0 = S2 = 1$

$$A0^N = \frac{Li^N + Ls^N}{2} \tag{A.4}$$

$$Li^N = Li \tag{A.5}$$

$$Ls^N = A1 \tag{A.6}$$

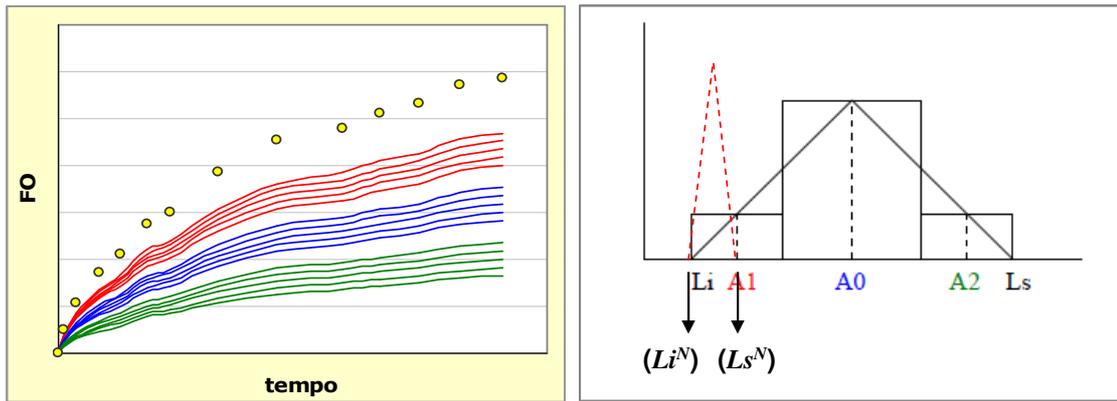


Figura A.2 – Representação esquemática condição 1B

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

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \tag{A.7}$$

$$Li^N = A0 + (A2 - A0) \times (P_n[A2]) \tag{A.8}$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (1 - P_n[A2]) \tag{A.9}$$

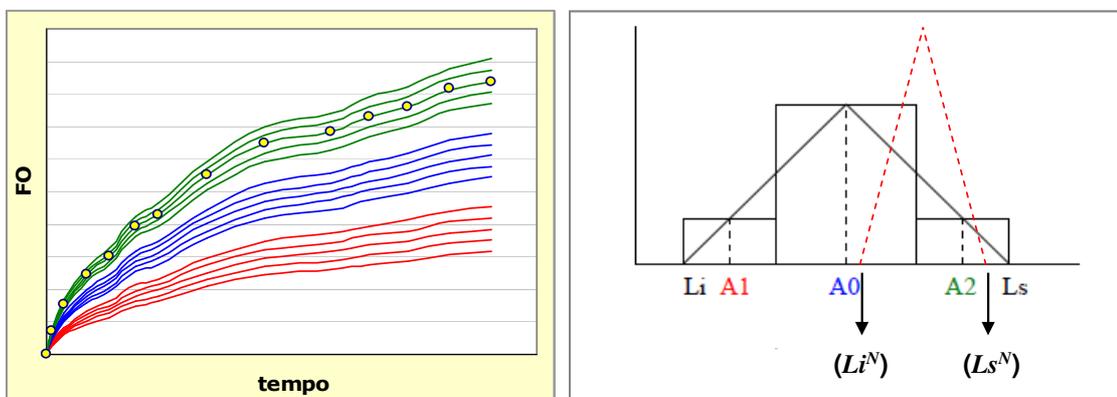


Figura A.3 – Representação esquemática condição 2A

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

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.10}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (1 - P_n[A1]) \quad \text{A.11}$$

$$Ls^N = A1 + (A0 - A1) \times (P_n[A1]) \quad \text{A.12}$$

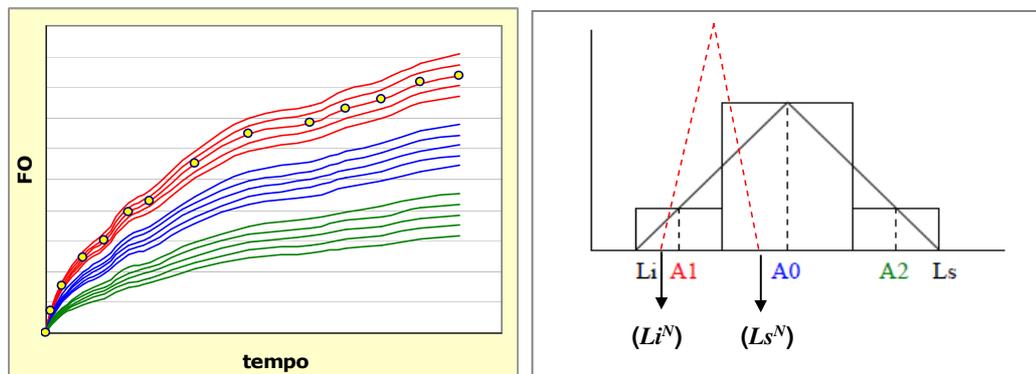


Figura A.4 – Representação esquemática condição 2B

Condição 3A: $S1 = S0 = 1$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad \text{A.13}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (P_n[A0]) \quad \text{A.14}$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (P_n[A2]) \quad \text{A.15}$$

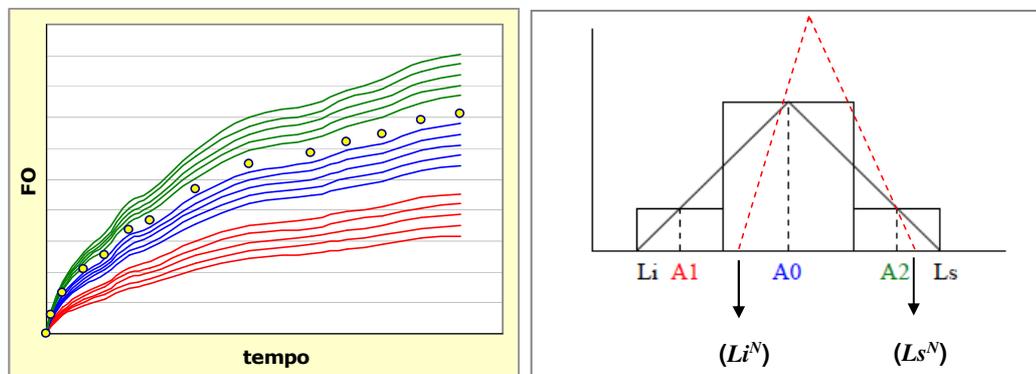


Figura A.5 – Representação esquemática condição 3A

Condição 3B: $S1 = -1$ $S0 = 1$ e $S2 = 1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.16}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (P_n[A1]) \quad \text{A.17}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (P_n[A0]) \quad \text{A.18}$$

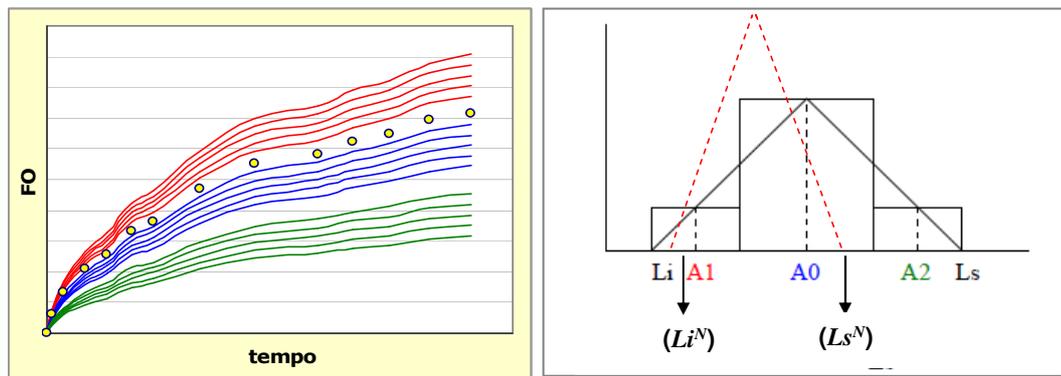


Figura A.6 – Representação esquemática condição 3B

Condição 4A: $S1 = S0 = 1$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad \text{A.19}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A2]) \quad \text{A.20}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (P_n[A2]) \quad \text{A.21}$$

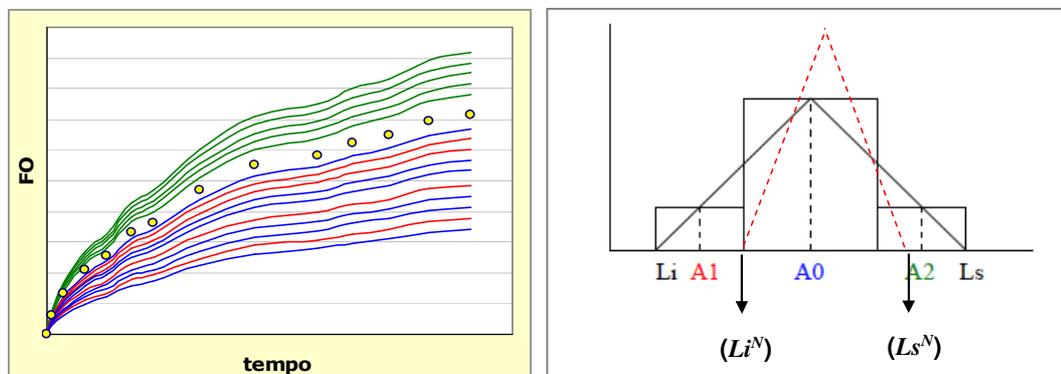


Figura A.7 – Representação esquemática condição 4A

Condição 4B: $S1 = S0 = 1$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad A.22$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (P_n[A1]) \quad A.23$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (1 - P_n[A1]) \quad A.24$$

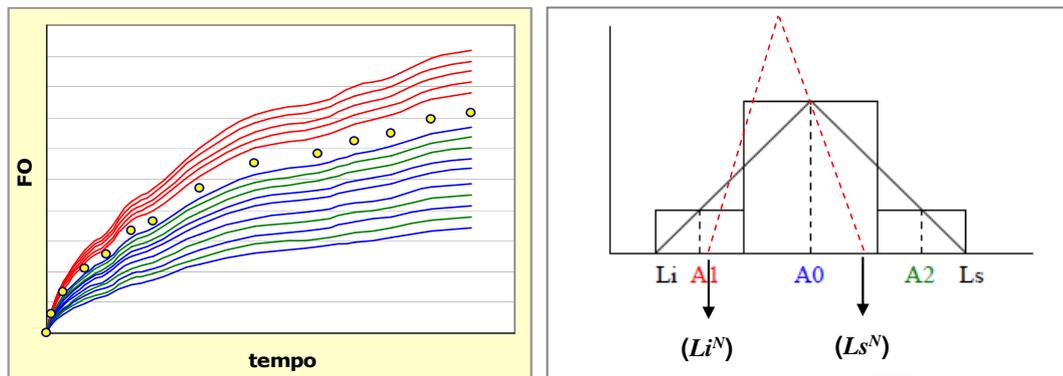


Figura A.8 – Representação esquemática condição 4B

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

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad A.25$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (P_n[A0]) \quad A.26$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (1 - P_n[A0]) \quad A.27$$

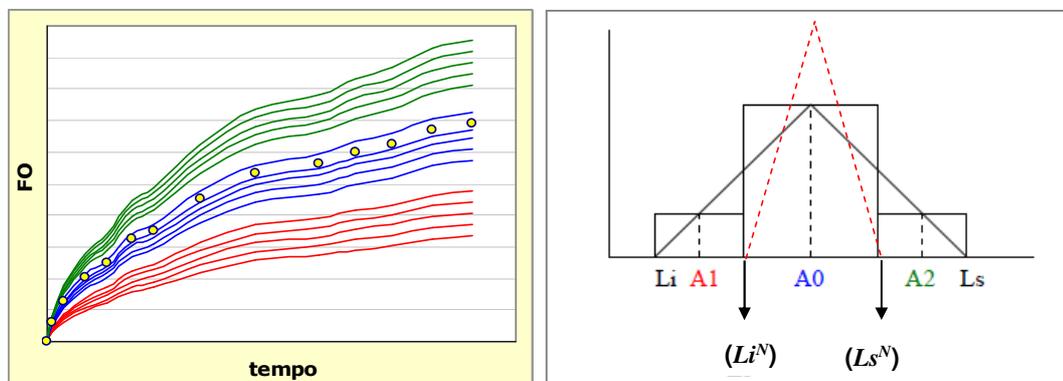


Figura A.9 – Representação esquemática condição 5A

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

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.28}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A0]) \quad \text{A.29}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (P_n[A0]) \quad \text{A.30}$$

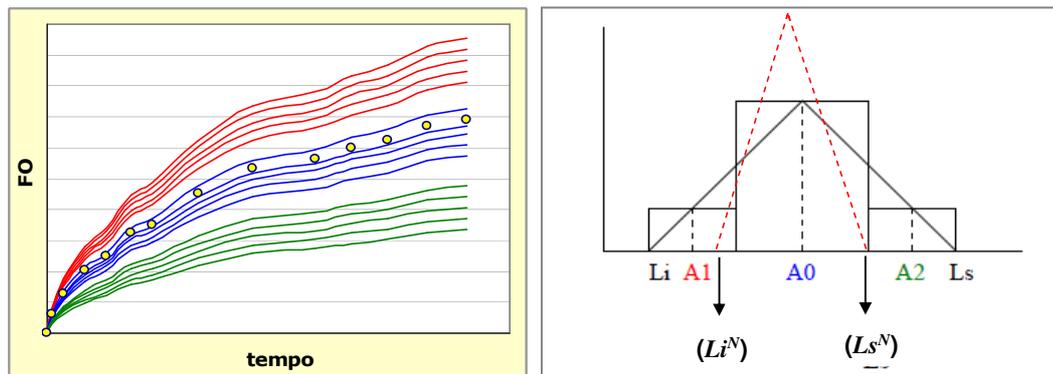


Figura A.10 – Representação esquemática condição 5B

Condição 6A: $S1 = 1$; $-1 < S0 < 0$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.31}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A0]) \quad \text{A.32}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (P_n[A0]) \quad \text{A.33}$$

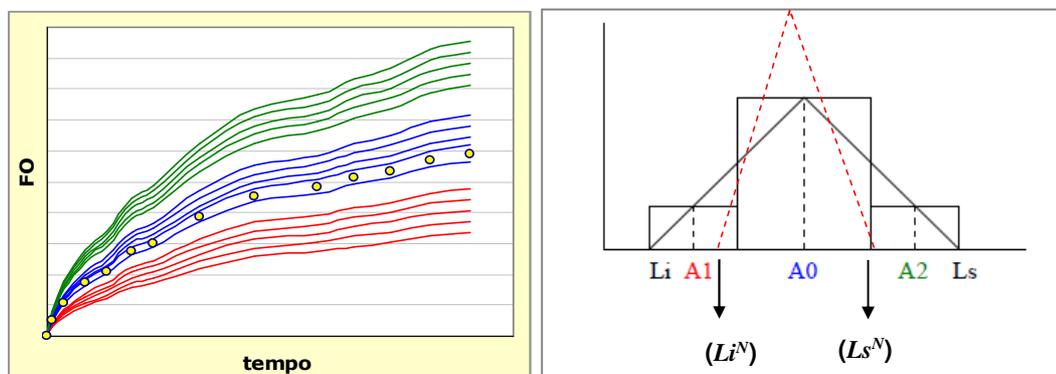


Figura A.11 – Representação esquemática condição 6A

Condição 6B: $S1 = -1$; $-1 < S0 < 0$ e $S2=1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad A.34$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (P_n[A0]) \quad A.35$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (1 - P_n[A0]) \quad A.36$$

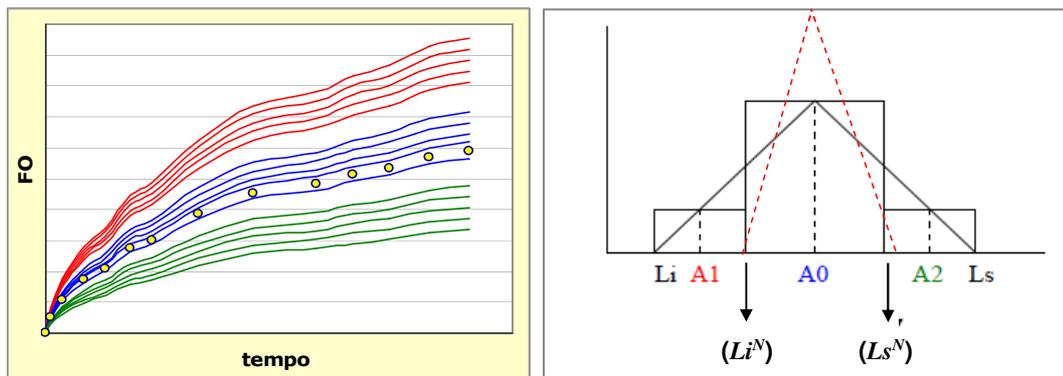


Figura A.12 – Representação esquemática condição 6B

Condição 7A: $S1 = 1$; $-1 < S0 < 1$ e $-1 < S2 < 1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad A.37$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A1]) \quad A.38$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (P_n[A2]) \quad A.39$$

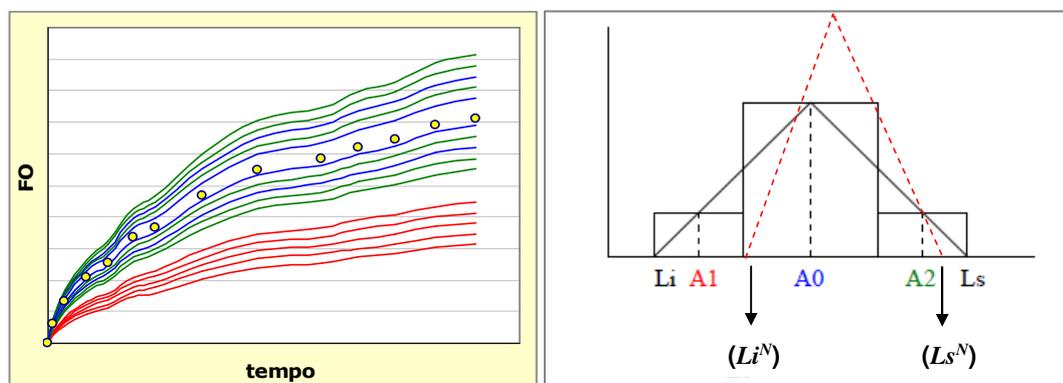


Figura A.13 – Representação esquemática condição 7A

Condição 7B: $S1 = 1$; $-1 < S0 < 1$ e $-1 < S2 < 1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.40}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (P_n[A1]) \quad \text{A.41}$$

$$Ls^N = A2 - (A2 - A0) \times (1 - P_n[A2]) \quad \text{A.42}$$

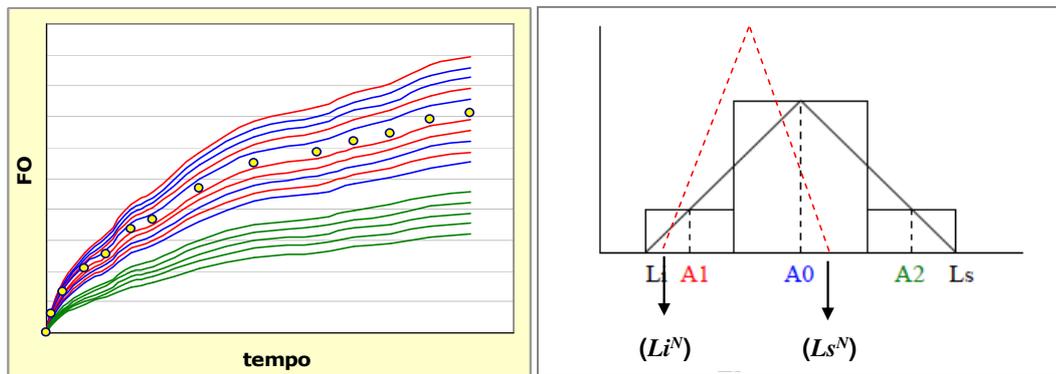


Figura A.14 – Representação esquemática condição 7B

Condição 8A: $S0 = S2 = -1$ e $S1 = 1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad \text{A.43}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (P_n[A1]) \quad \text{A.44}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (1 - P_n[A1]) \quad \text{A.45}$$

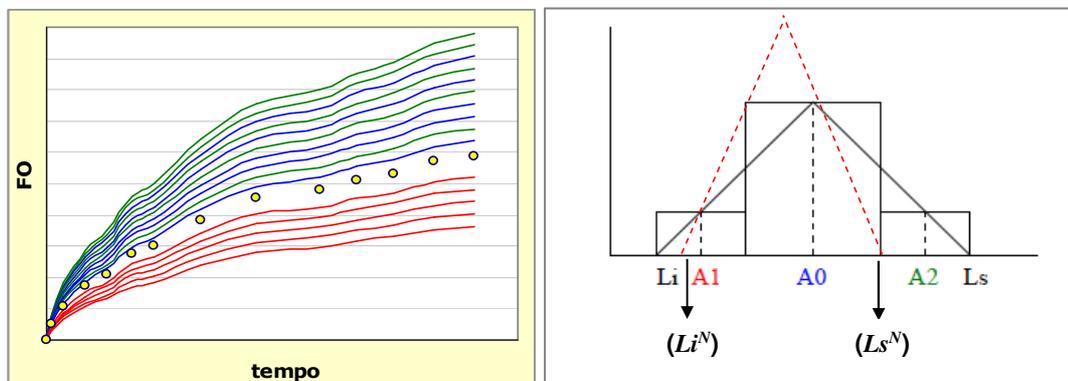


Figura A.15 – Representação esquemática condição 8A

Condição 8B: $S0 = S1 = -1$ e $S2 = 1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad \text{A.46}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A2]) \quad \text{A.47}$$

$$Ls^N = Ls + (Ls - A2) \times (P_n[A2]) \quad \text{A.48}$$

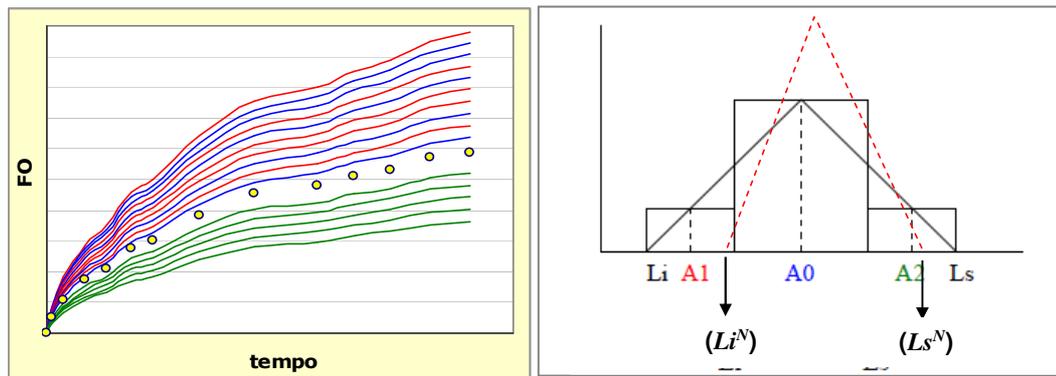


Figura A.16 – Representação esquemática condição 8B

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

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.49}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (P_n[A1]) \quad \text{A.50}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (P_n[A0]) \quad \text{A.51}$$

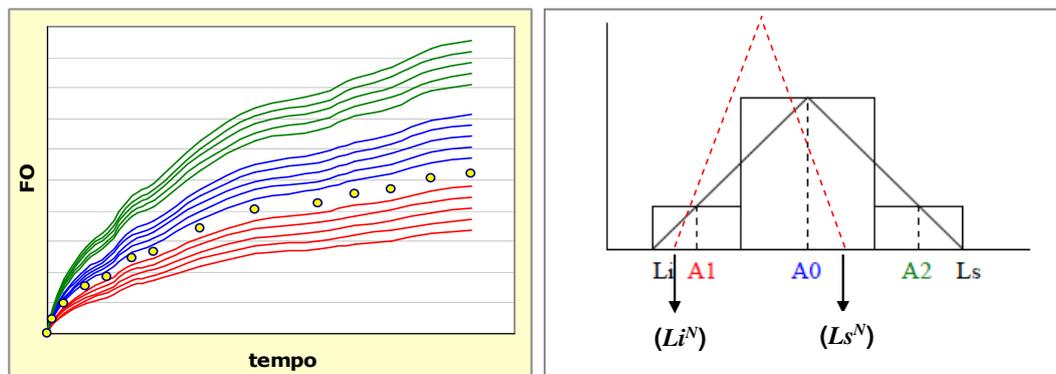


Figura A.17 – Representação esquemática condição 9A

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

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad \text{A.52}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (P_n[A0]) \quad \text{A.53}$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (P_n[A2]) \quad \text{A.54}$$

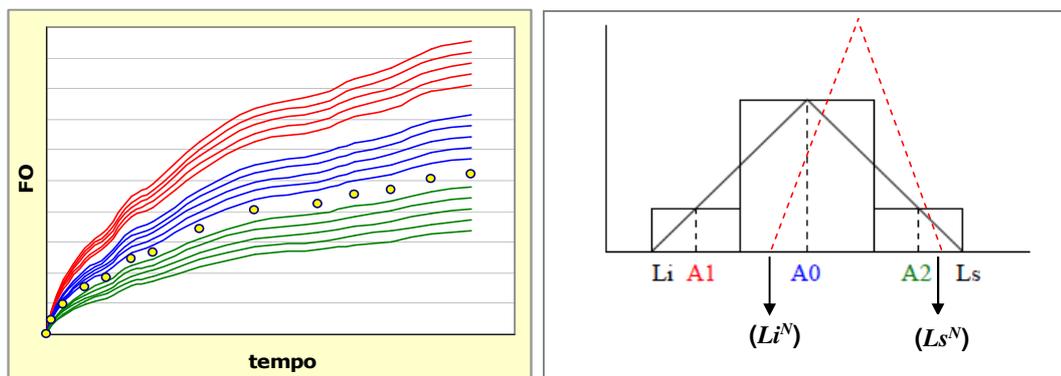


Figura A.18 – Representação esquemática condição 9B

Condição 10A: $-1 < S1 < 1$; $-1 < S0 < 1$ e $S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.55}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (P_n[A1]) \quad \text{A.56}$$

$$Ls^N = A0 + (A2 - A0) \times (1 - P_n[A2]) \quad \text{A.57}$$

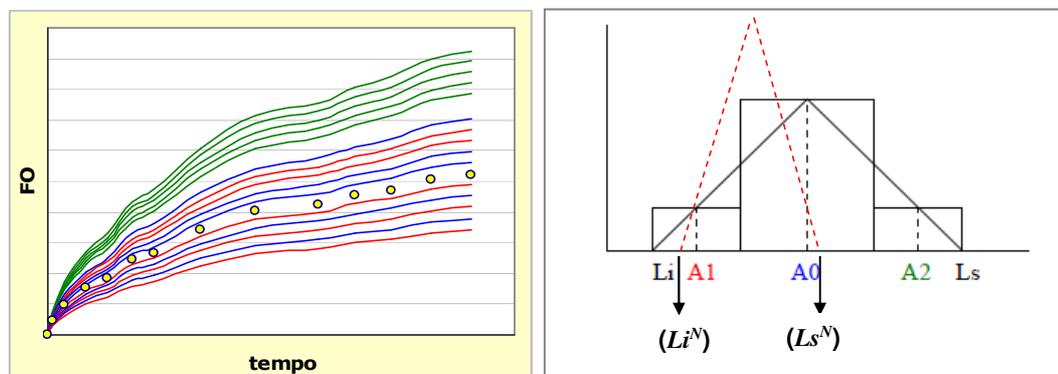


Figura A.19 – Representação esquemática condição 10A

Condição 10B: $-1 < S2 < 1$; $-1 < S0 < 1$ e $S1 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad \text{A.58}$$

$$Li^N = A1 + (A0 - A1) \times (1 - P_n[A1]) \quad \text{A.59}$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (P_n[A2]) \quad \text{A.60}$$

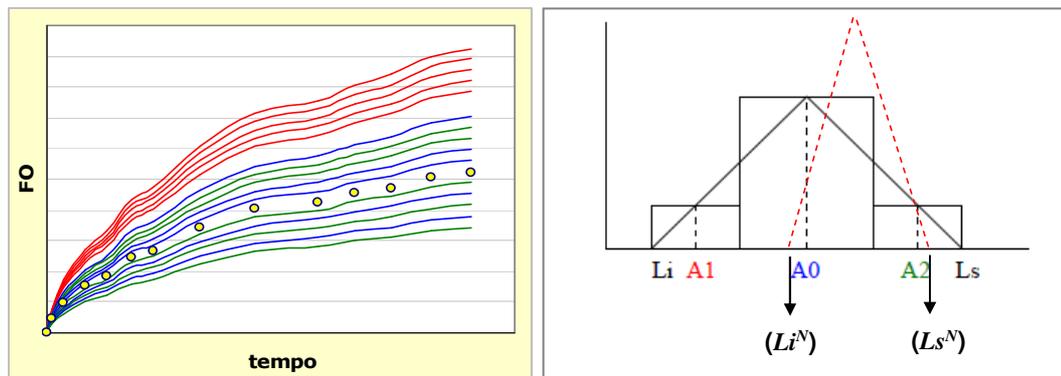


Figura A.20 – Representação esquemática condição 10B

Condição 11A: $-1 < S1 < 1$; $S0 = S2 = -1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right)} \quad \text{A.61}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (1 - P_n[A1]) \quad \text{A.62}$$

$$Ls^N = A1 + (A0 - A1) \times (P_n[A1]) \quad \text{A.63}$$

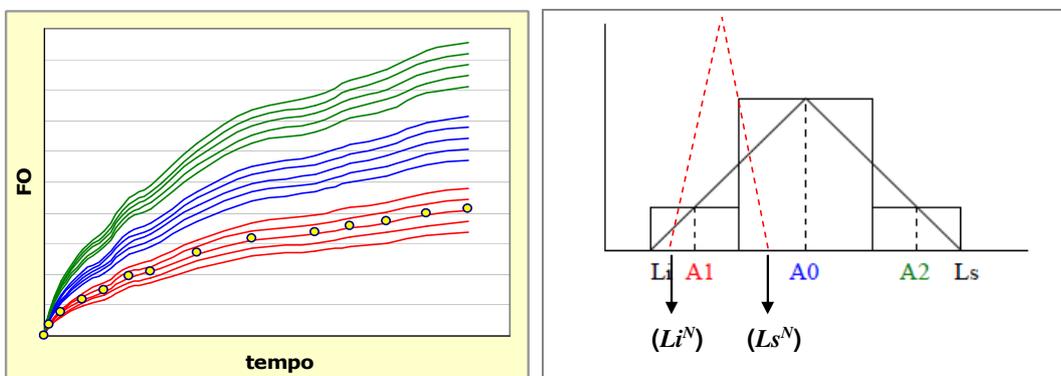


Figura A.21 – Representação esquemática condição 11A

Condição 11B: $-1 < S2 < 1; S0 = S1 = -1$

$$A0^N = \frac{A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \quad \text{A.64}$$

$$Li^N = A0 + (A2 - A0) \times (P_n[A2]) \quad \text{A.65}$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (1 - P_n[A2]) \quad \text{A.66}$$

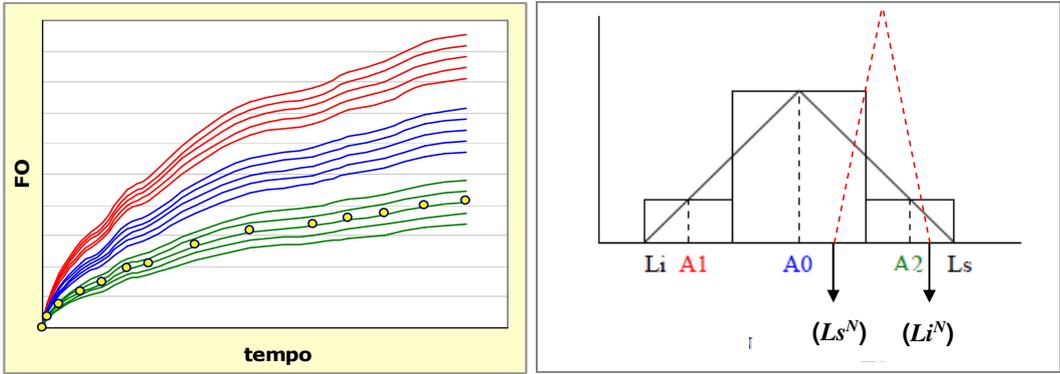


Figura A.22 – Representação esquemática condição 11B

Condição 12A: $S1 = S0 = S2 = -1$

$$A0^N = \frac{Li^N + Ls^N}{2} \quad \text{A.67}$$

$$Li^N = Li \quad \text{A.68}$$

$$Ls^N = A1 \quad \text{A.69}$$

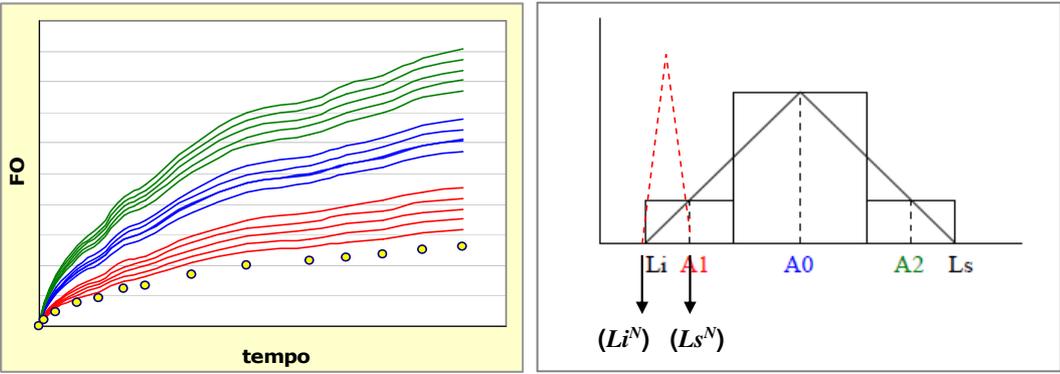


Figura A.23 – Representação esquemática condição 12A

Condição 12B: $-1 < S1 < 1$; $S0 = S2 = -1$

$$A0^N = \frac{Li^N + Ls^N}{2} \tag{A.70}$$

$$Li^N = A2 \tag{A.71}$$

$$Ls^N = Ls \tag{A.72}$$

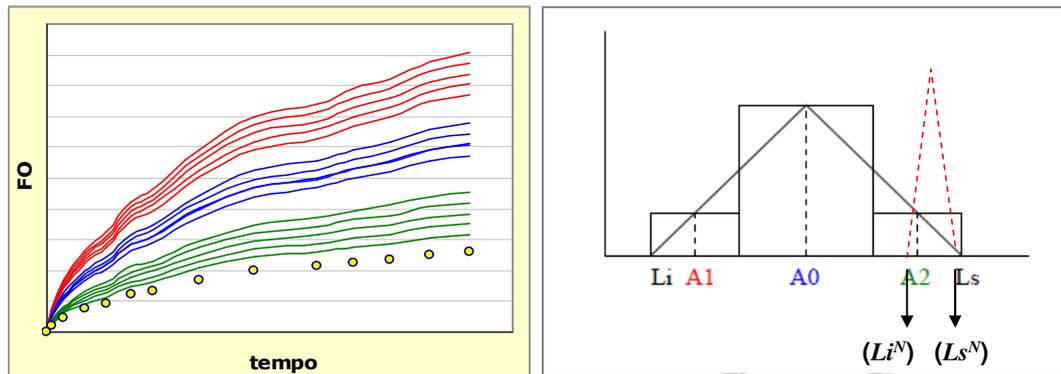


Figura A.24 – Representação esquemática condição 12B

Condição 13: $-1 < S1 < 1$; $-1 < S0 < 1$; $-1 < S2 < 1$

$$A0^N = \frac{A1 \times P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + A0 \times P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + A2 \times P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)}{P_n[A1] \times \left(\frac{1}{|S1|}\right) + P_n[A0] \times \left(\frac{1}{|S0|}\right) + P_n[A2] \times \left(\frac{1}{|S2|}\right)} \tag{A.73}$$

$$Li^N = Li + (A1 - Li) \times (1 - P_n[A1]) \tag{A.74}$$

$$Ls^N = A2 + (Ls - A2) \times (1 - P_n[A2]) \tag{A.75}$$

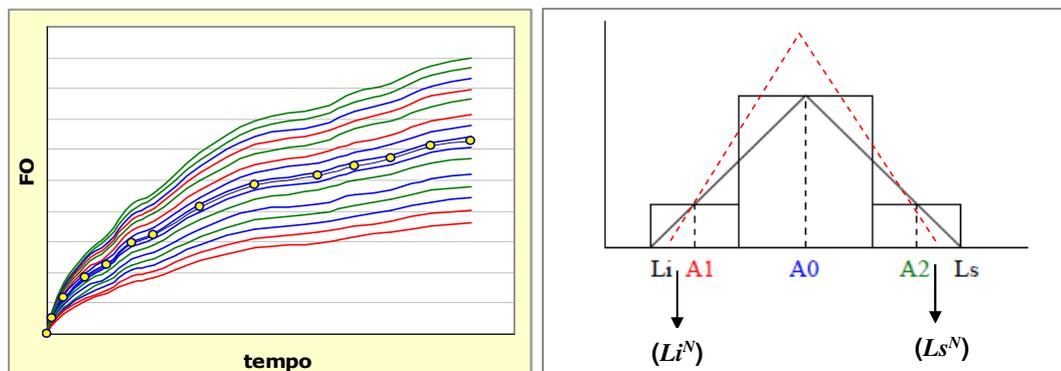


Figura A.25 – Representação esquemática condição 13

Anexo 2. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico Global - Caso A

As curvas de ajuste global de referência para o Caso A são as seguintes:

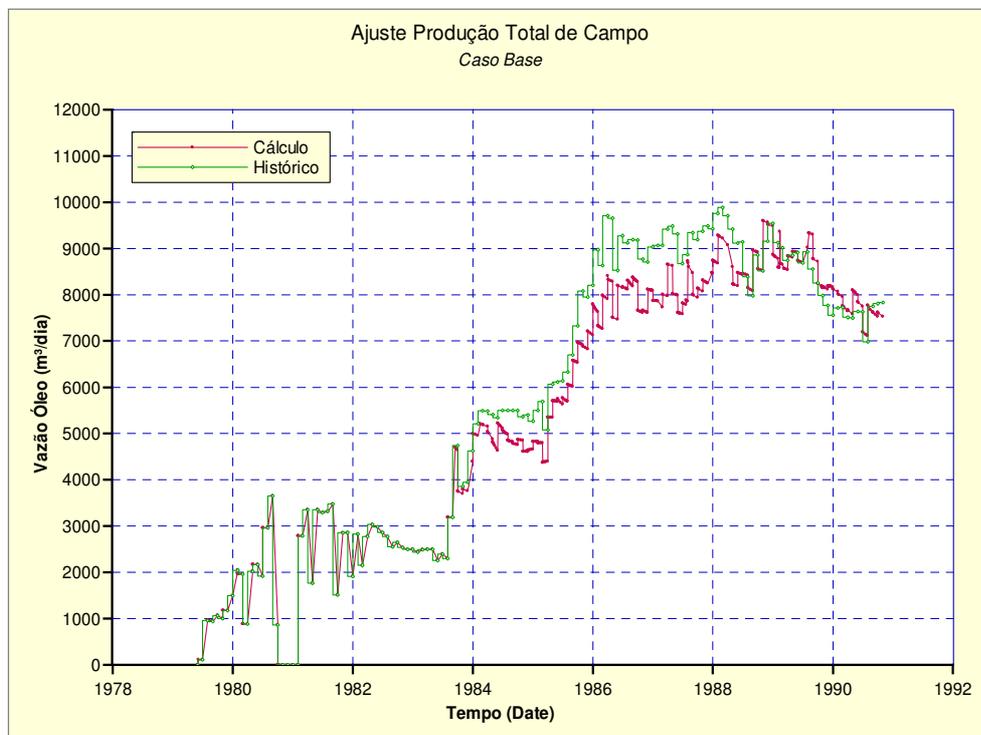


Figura A.26 – Ajuste de histórico para a vazão de óleo (m³/dia) - Caso A

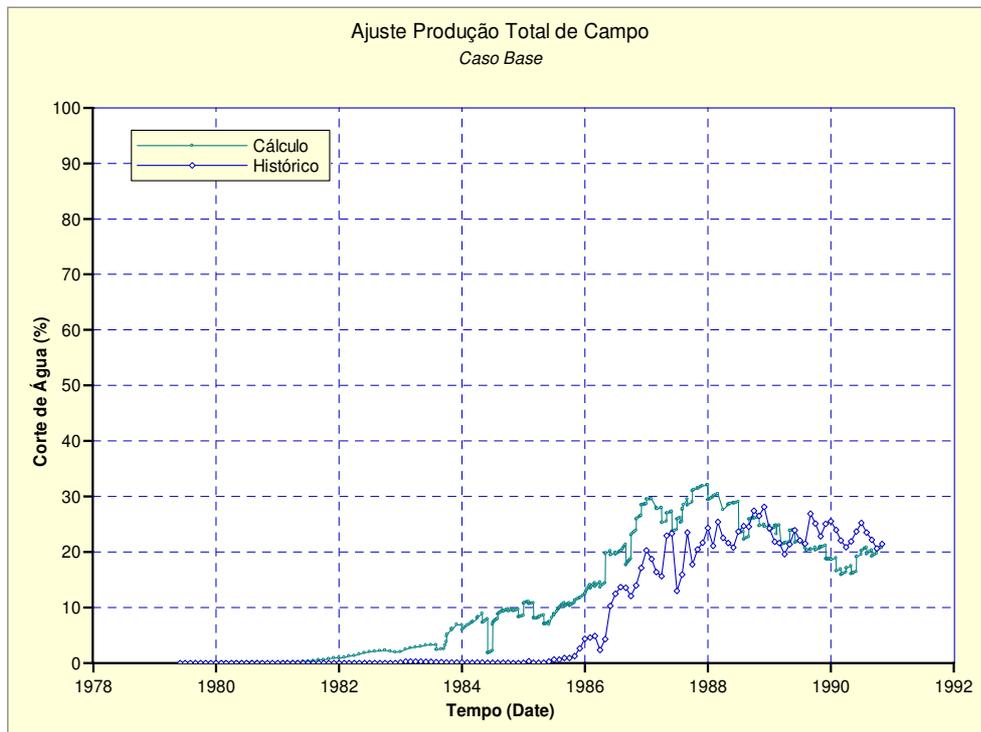


Figura A.27 – Ajuste de histórico de corte de água (porcentagem) - Caso A

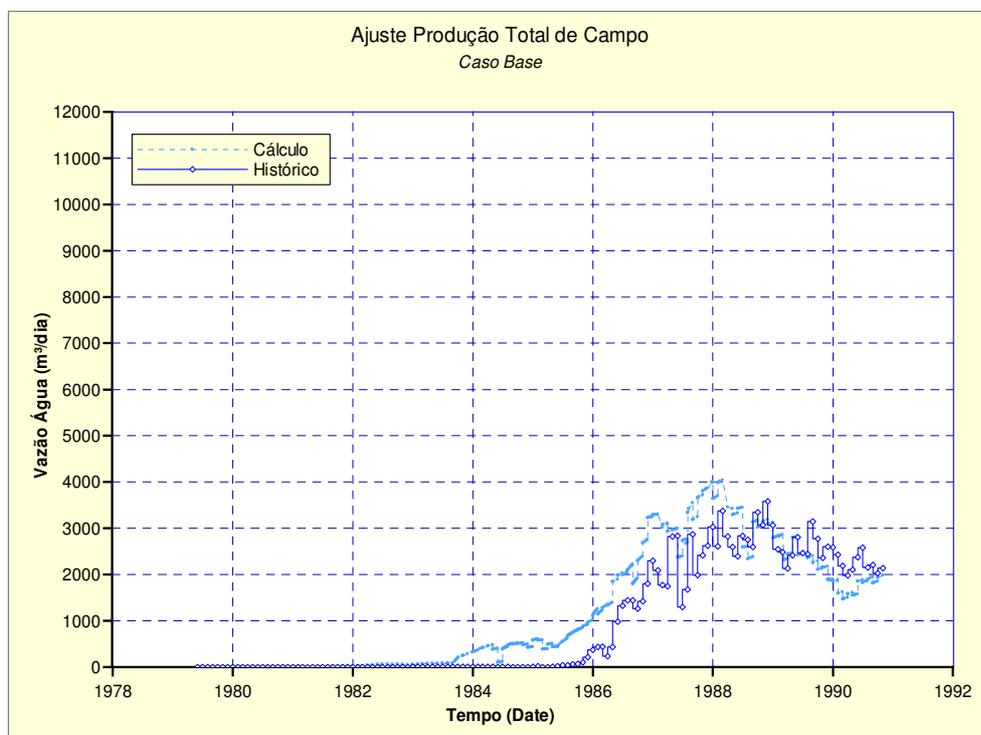


Figura A.28 – Ajuste de histórico para vazão de água (m³/dia) - Caso A

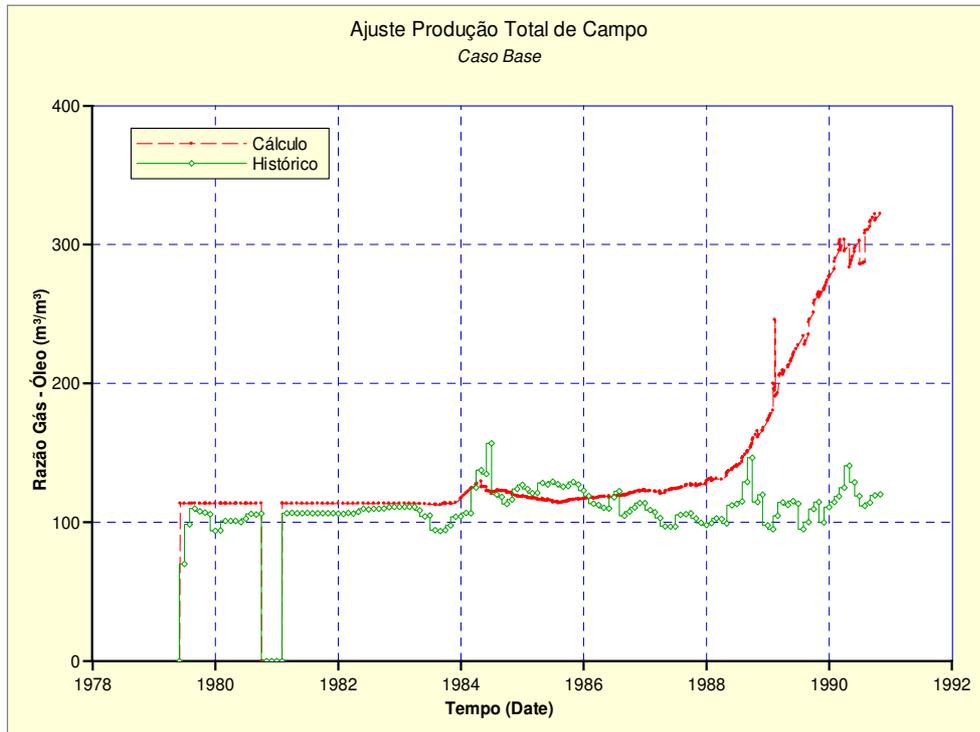


Figura A.29 – Ajuste de histórico para a razão de gás-óleo (m^3/m^3) - Caso A

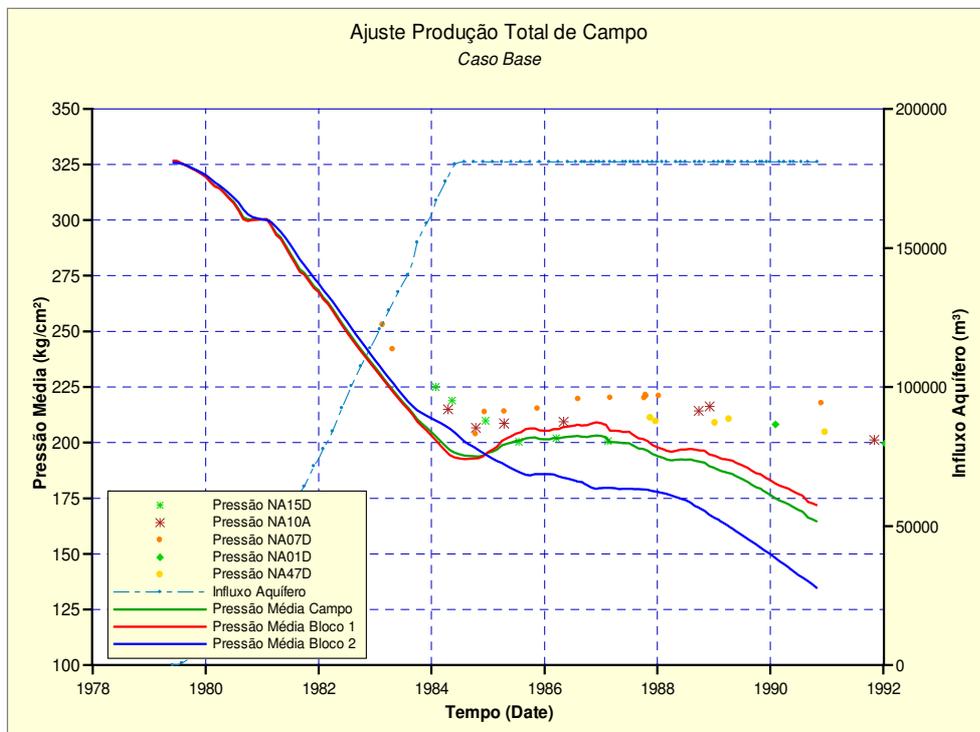


Figura A.30 – Ajuste de histórico para as pressões estáticas (kg/cm^2) - Caso A

Anexo 3. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico por Poço-Caso A

As curvas de ajuste para alguns poços do Caso A são as seguintes:

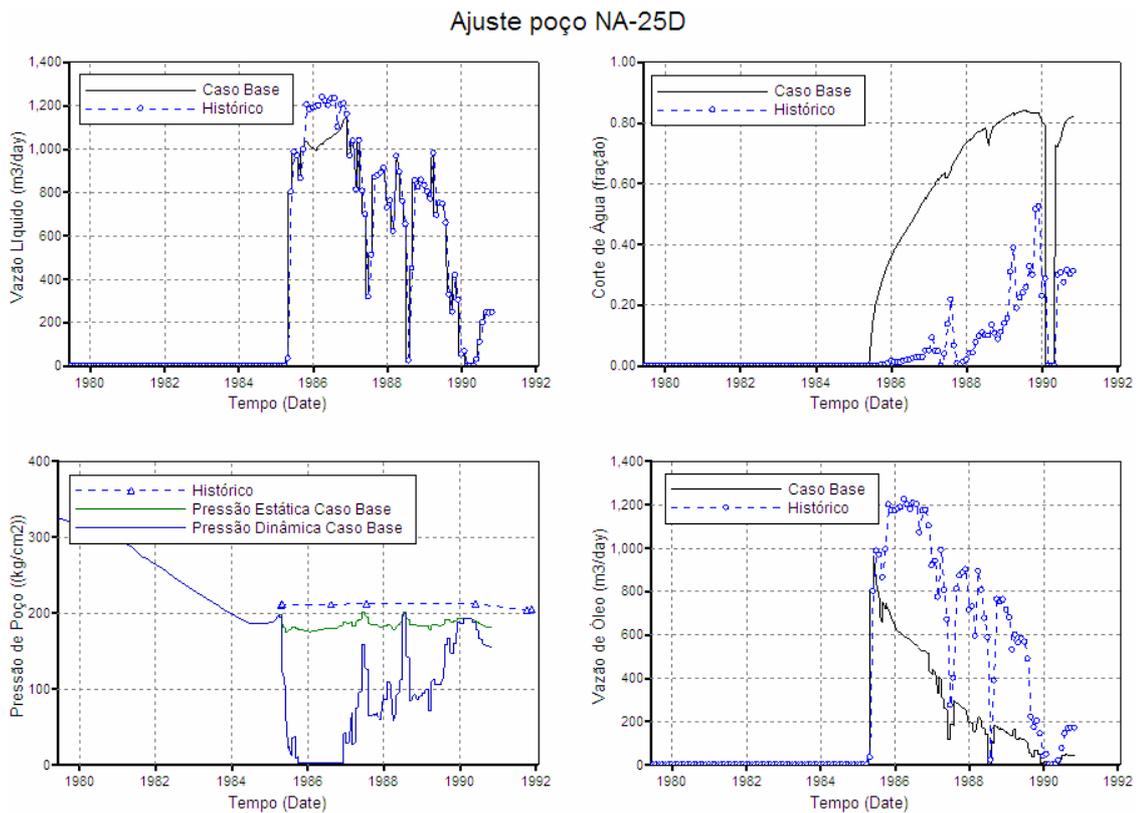


Figura A.31 – Ajuste de histórico poço NA-25D - Caso A

Ajuste poço NA-36D

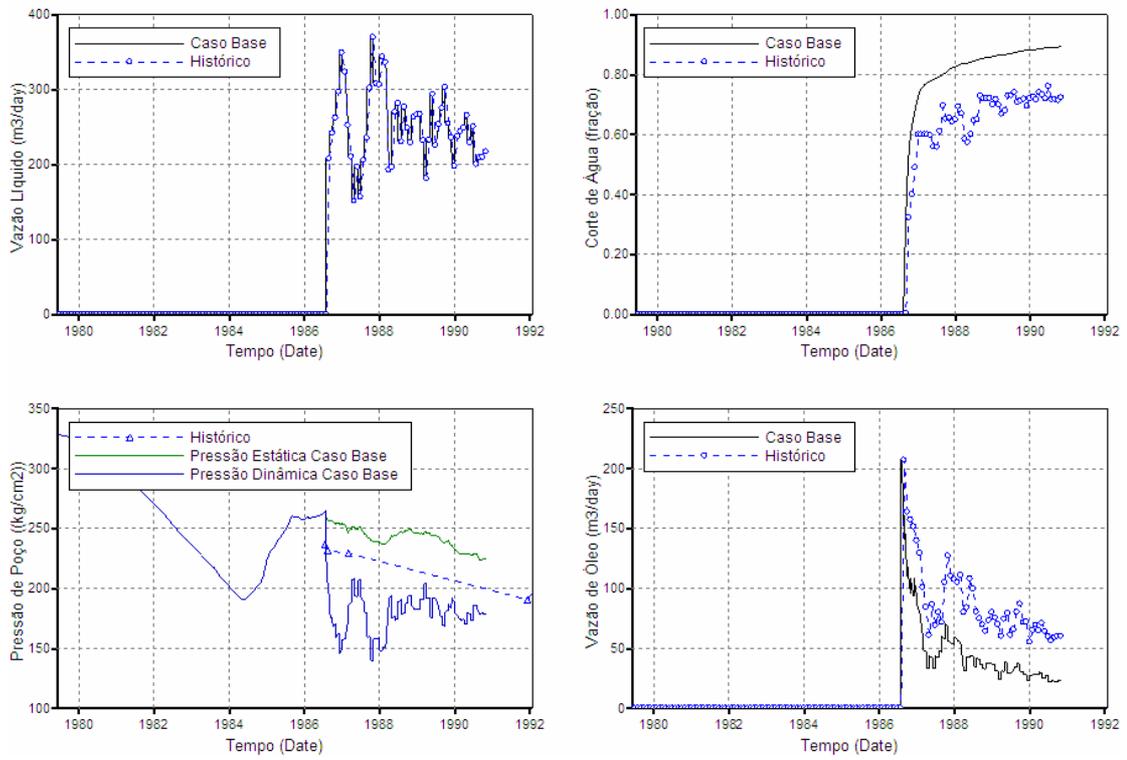


Figura A.32 – Ajuste de histórico poço NA-36D - Caso A

Ajuste poço NA-46D

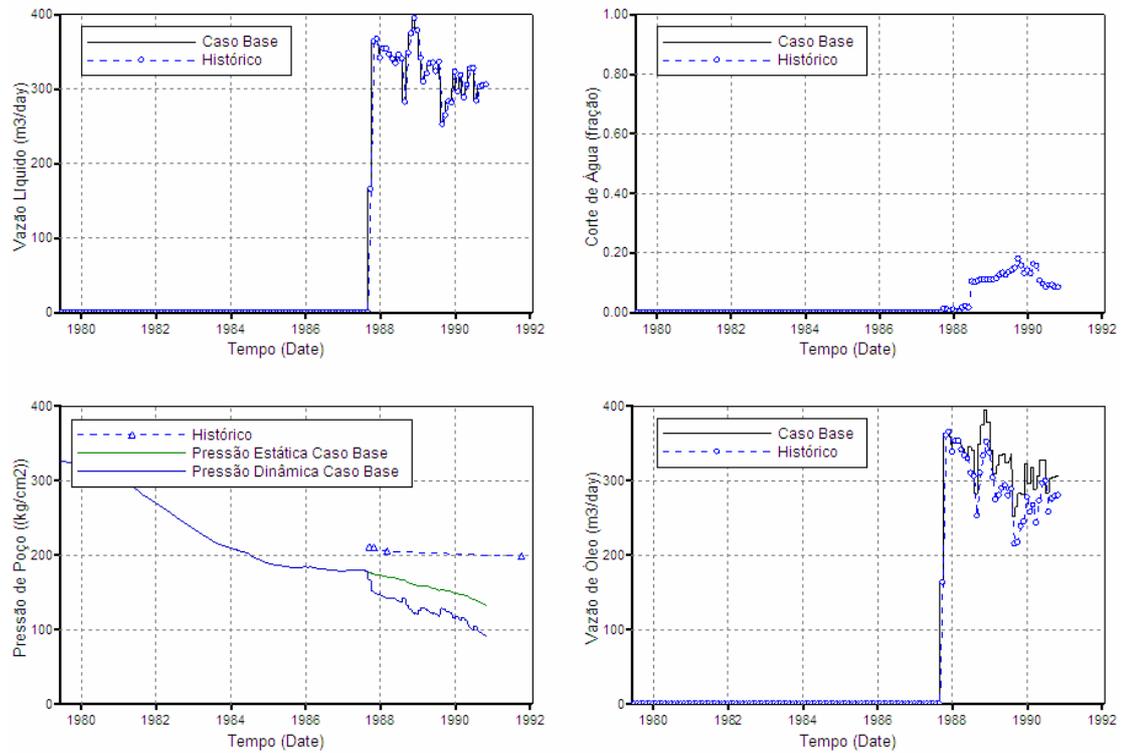


Figura A.33 – Ajuste poço de histórico NA-46D - Caso A

Ajuste poço NA-51D

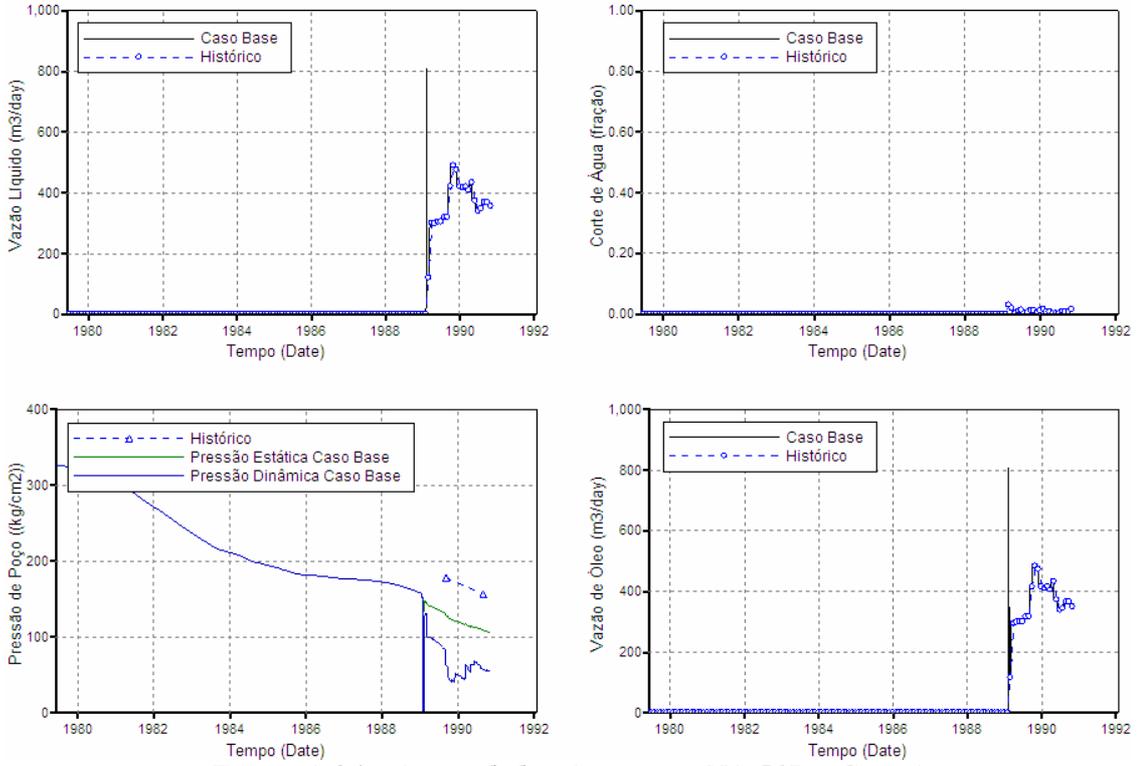


Figura A.34 – Ajuste de histórico poço NA-51D - Caso A

Anexo 4. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico Global - Caso B

As curvas de ajuste de histórico base tomado como referência são:

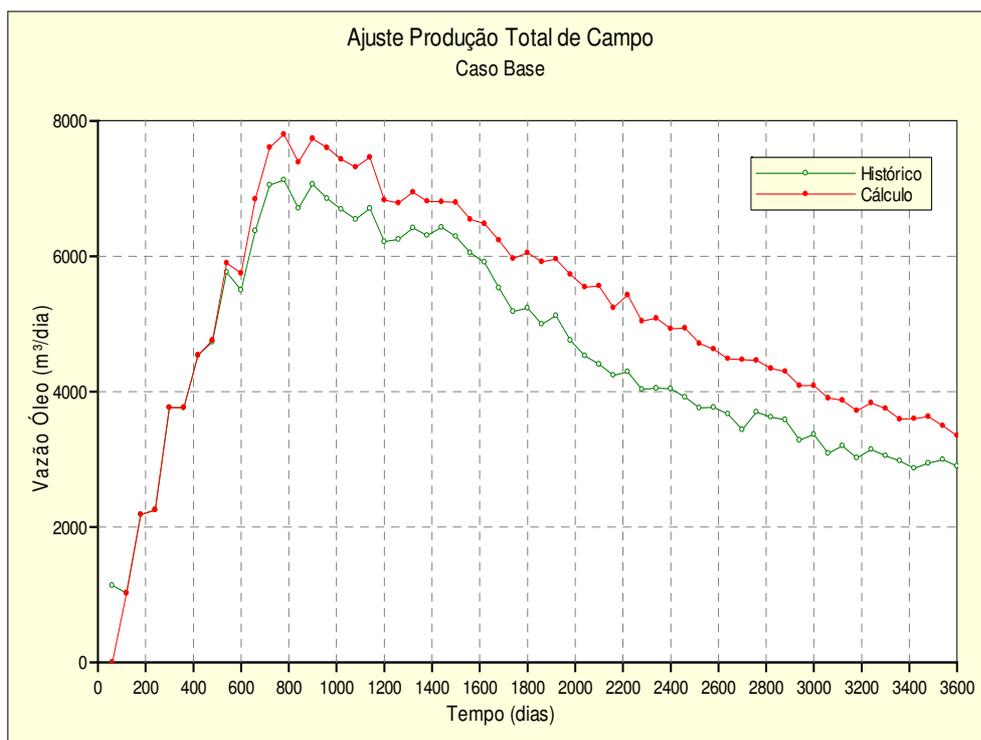


Figura A.35 – Ajuste de histórico para a vazão de óleo (m³/dia) – Caso B

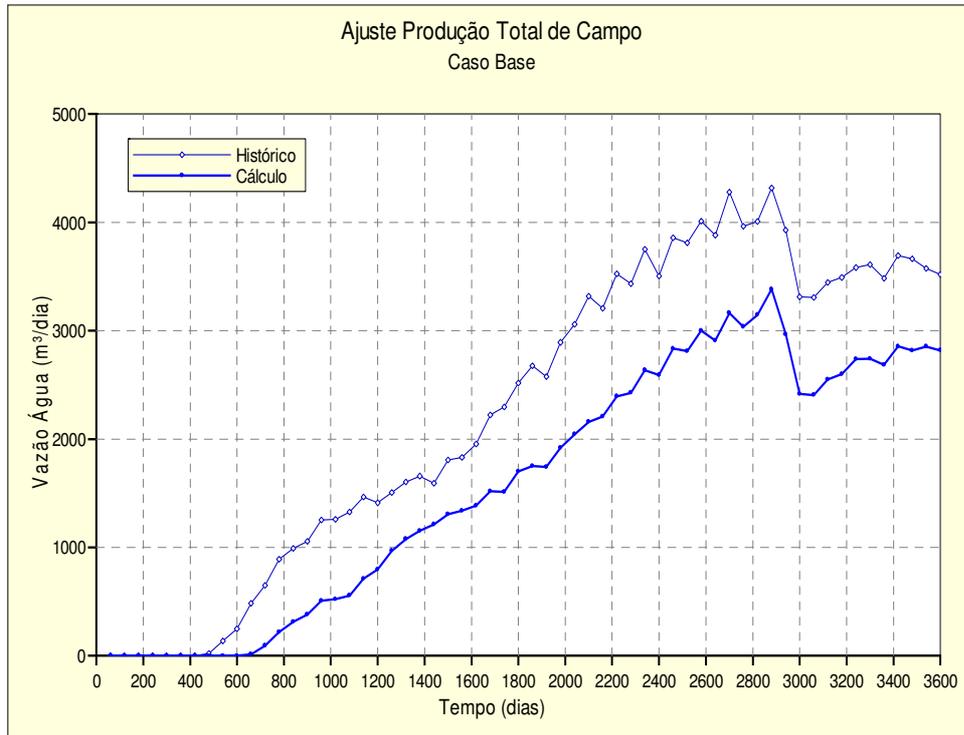


Figura A.36 – Ajuste de histórico para a vazão de água (m^3/dia) – Caso B

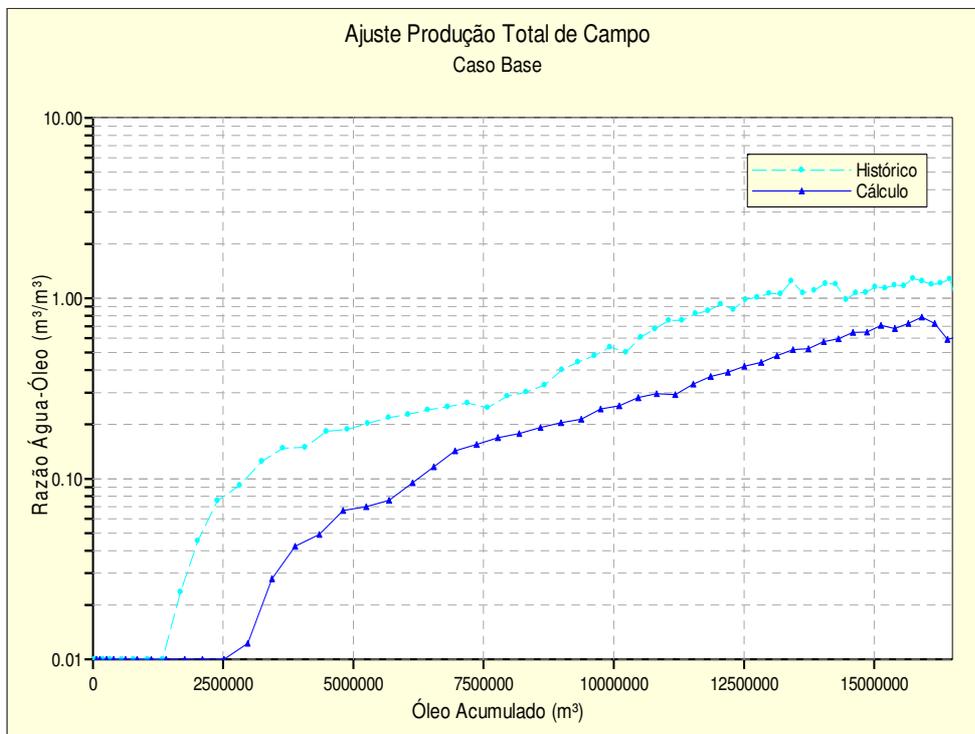


Figura A.37 – Ajuste de histórico para a razão água-óleo (m^3/m^3) vs acumulado de óleo (m^3) – Caso B

Anexo 5. Condições Iniciais de Ajuste de Histórico por Poço - Caso B

Nas figuras seguintes são mostrados os ajustes iniciais de alguns poços.

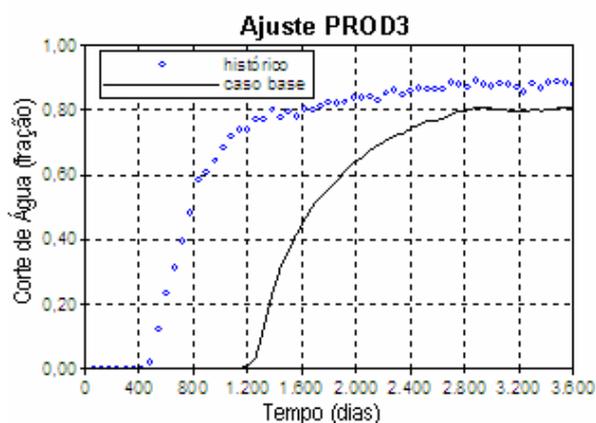


Figura A.38 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD3 – Caso B

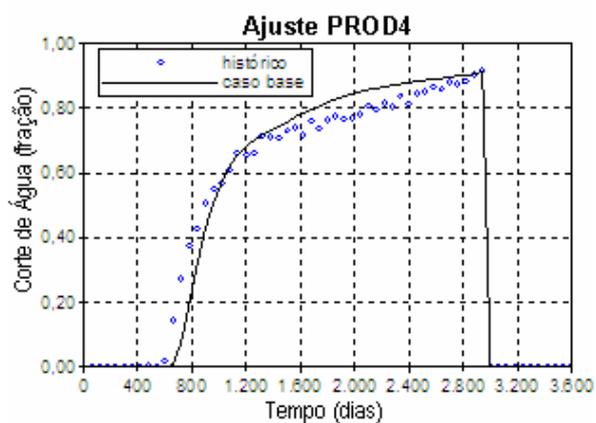


Figura A.39 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD4 – Caso B

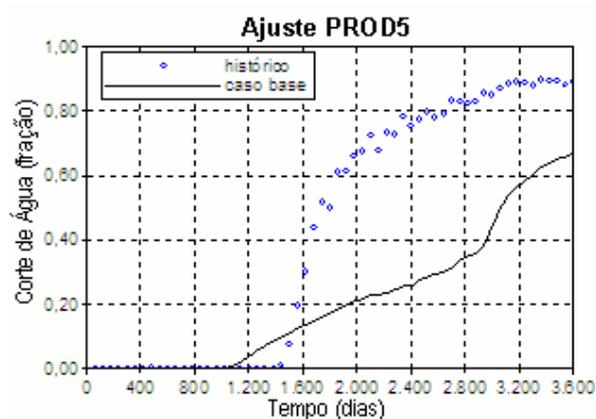


Figura A.40 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD5 – Caso B

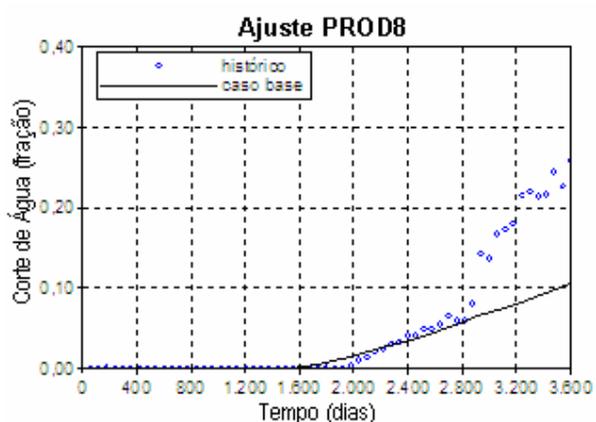


Figura A.41 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD8 – Caso B

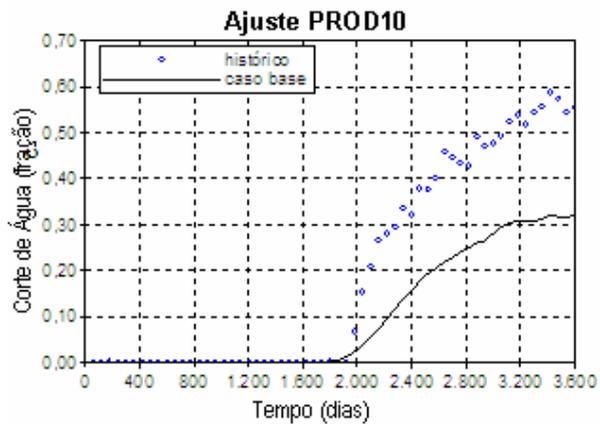


Figura A.42 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD10 – Caso B

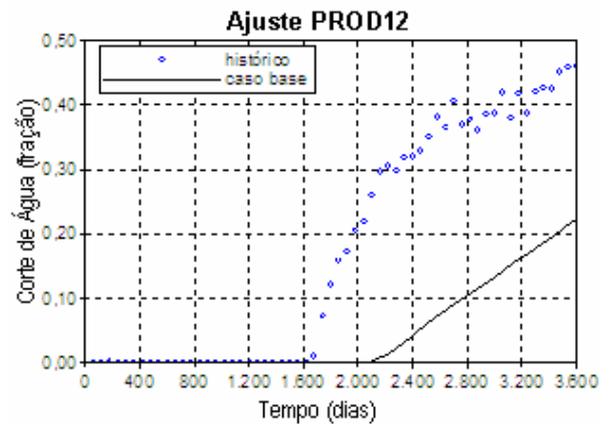


Figura A.43 – Ajuste corte de água (fração) do poço PROD12 – Caso B

Anexo 6. Previsão do Período 1992-2001 sob Condições Reais. Validação da Metodologia - Caso A

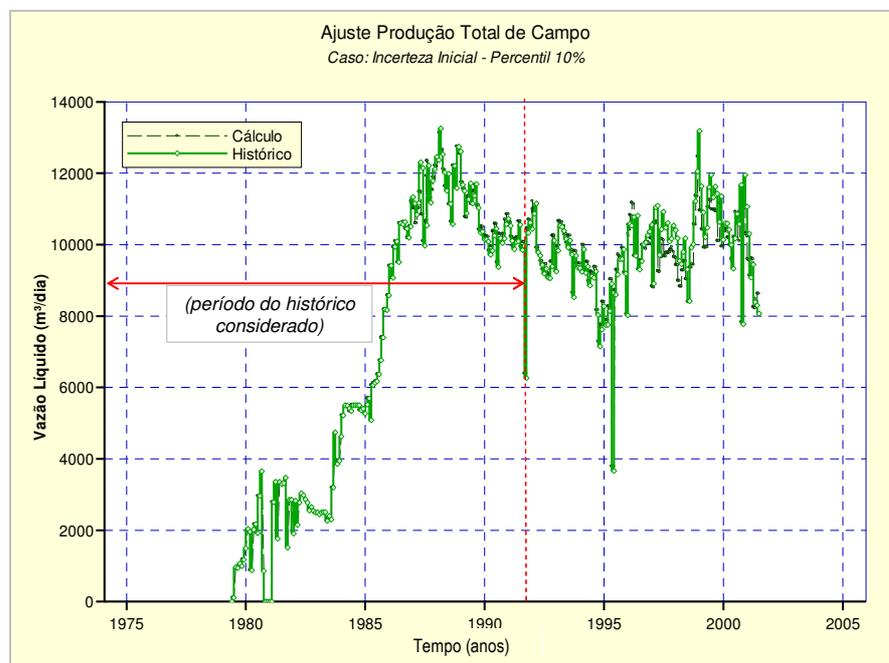


Figura A.44 – Vazão de líquido para o caso P_{10} inicial

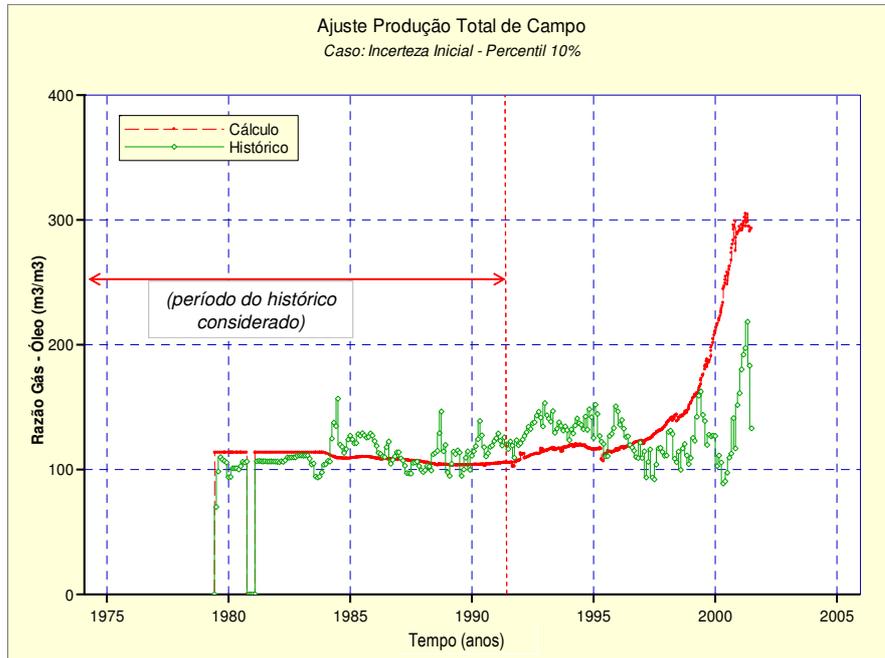


Figura A.45 – Razão de gás-óleo para o caso P_{10} inicial

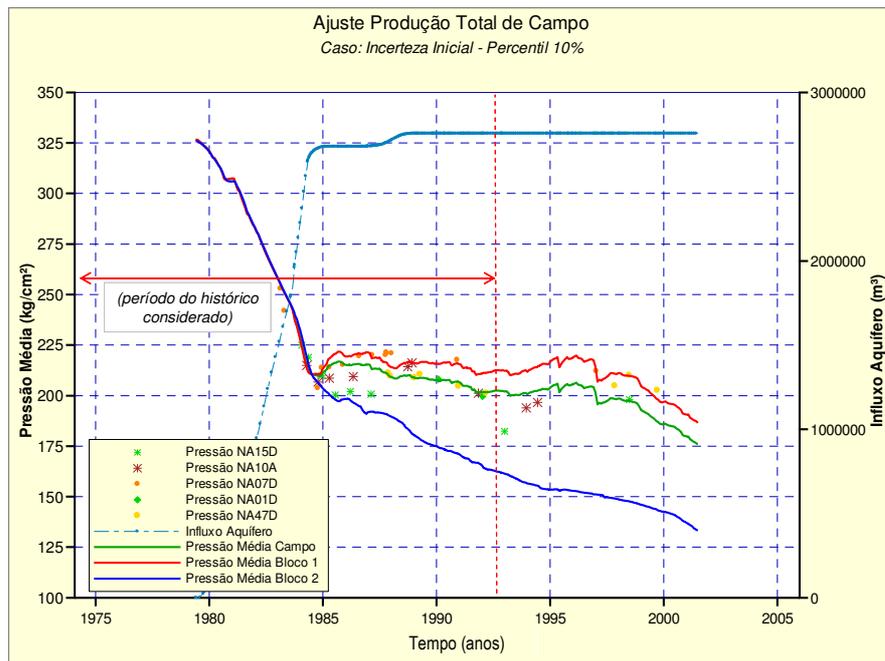


Figura A.46 – Pressão média para o caso P_{10} inicial

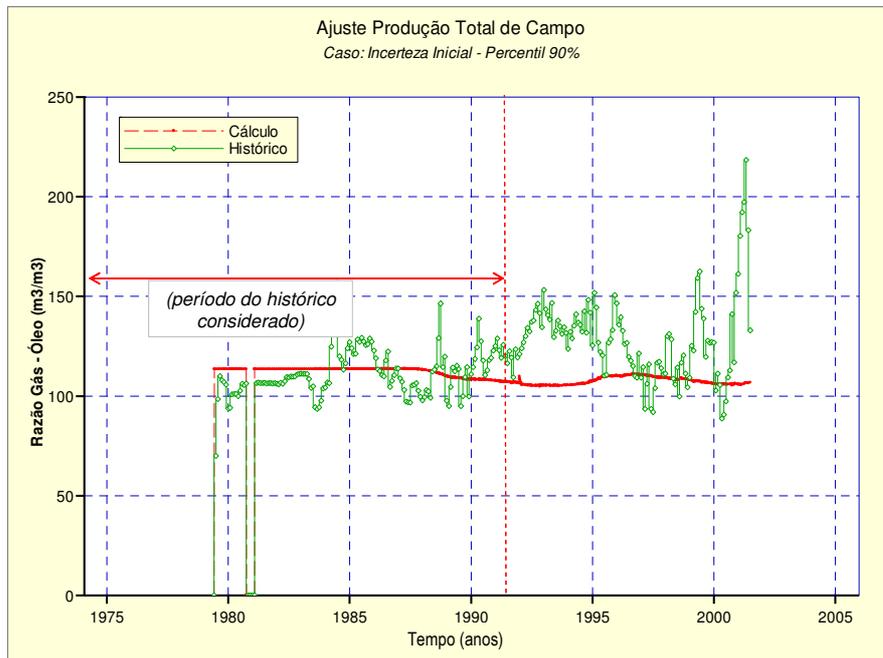


Figura A.47 – Razão de gás-óleo para o caso P_{90} inicial

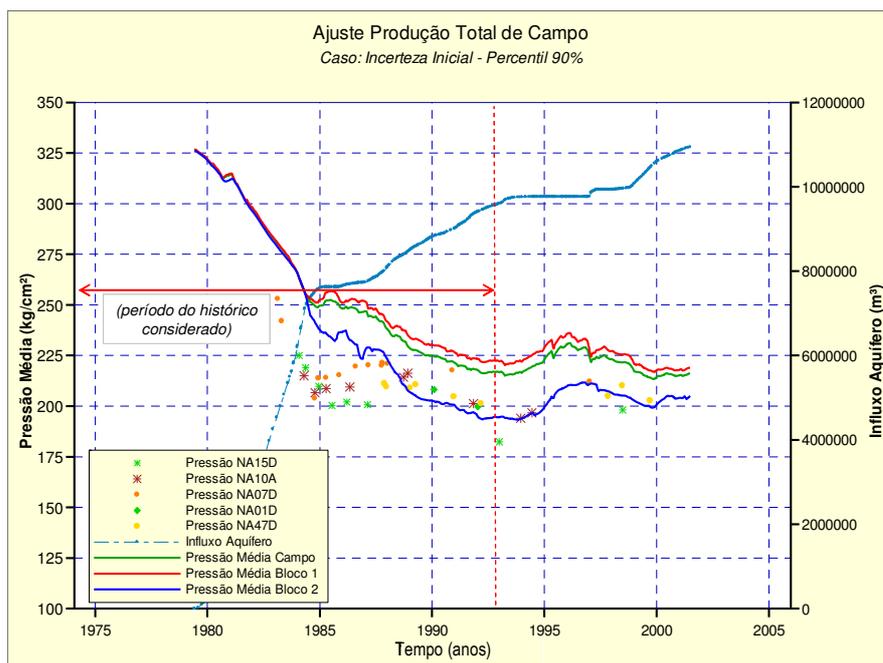


Figura A.48 – Pressão média para o caso P_{10} inicial

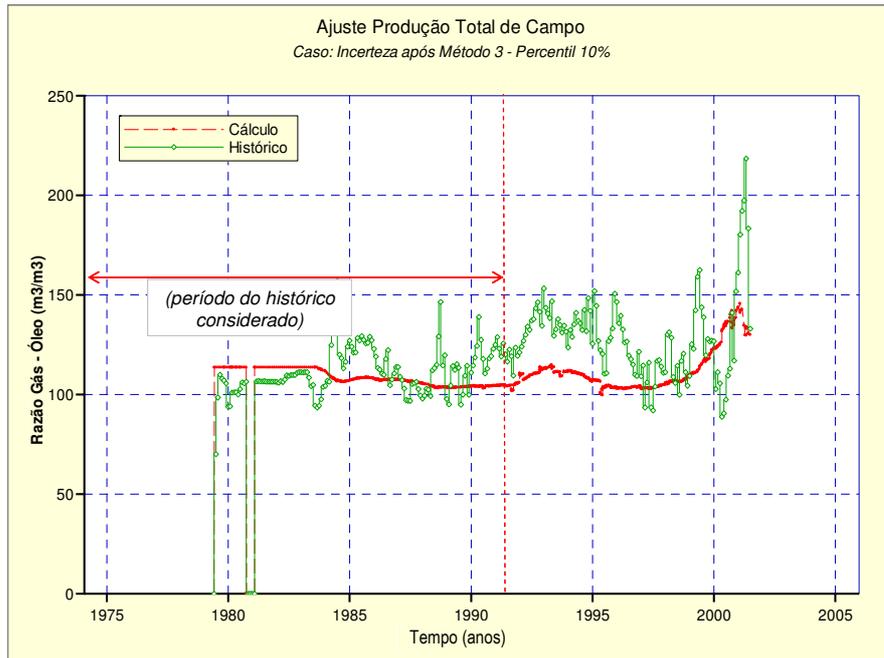


Figura A.49 – Razão gás-óleo para o caso P_{10} após Método 3

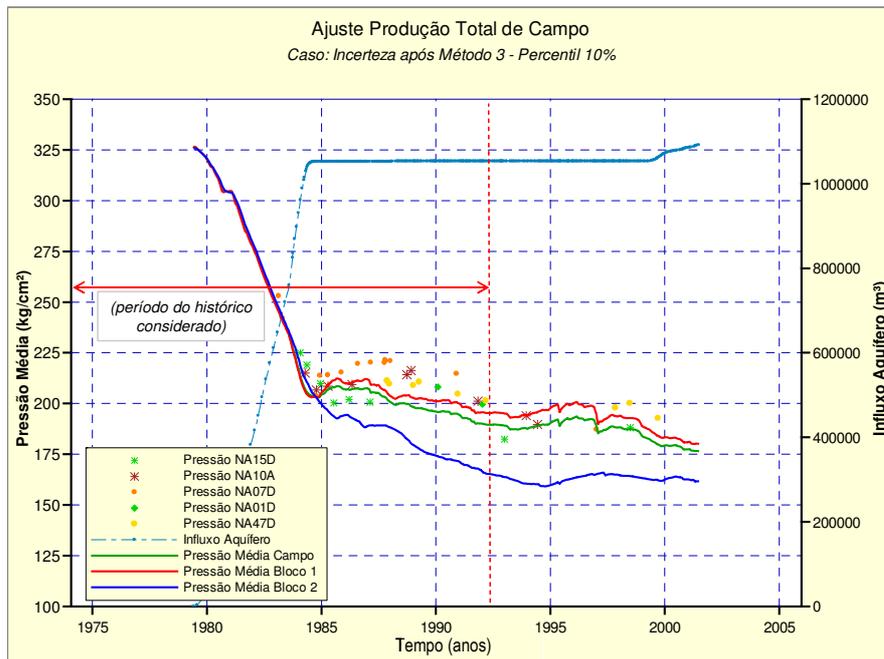


Figura A.50 – Pressão média para o caso P_{10} após Método 3

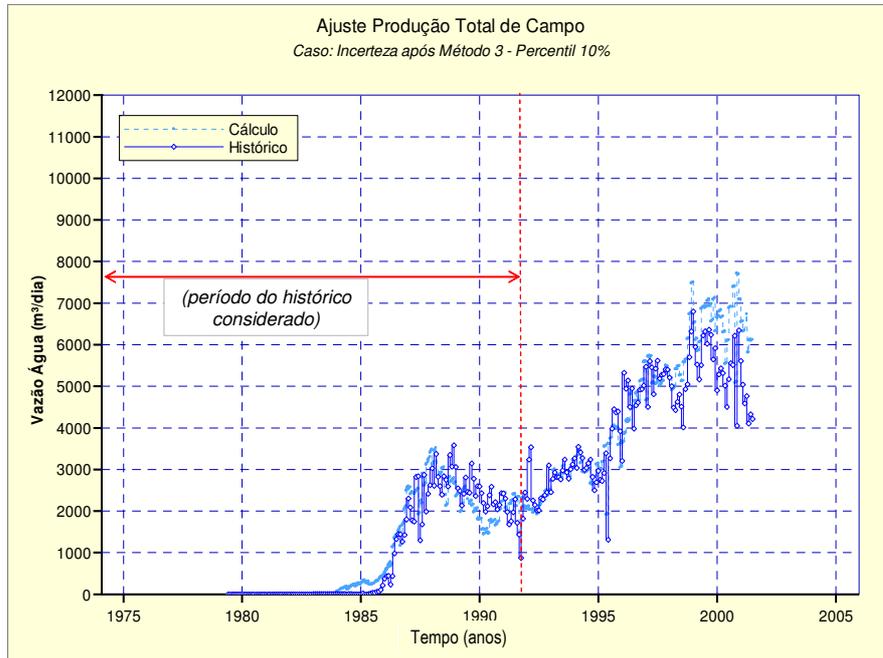


Figura A.51 – Vazão de água para o caso P_{10} após Método 3

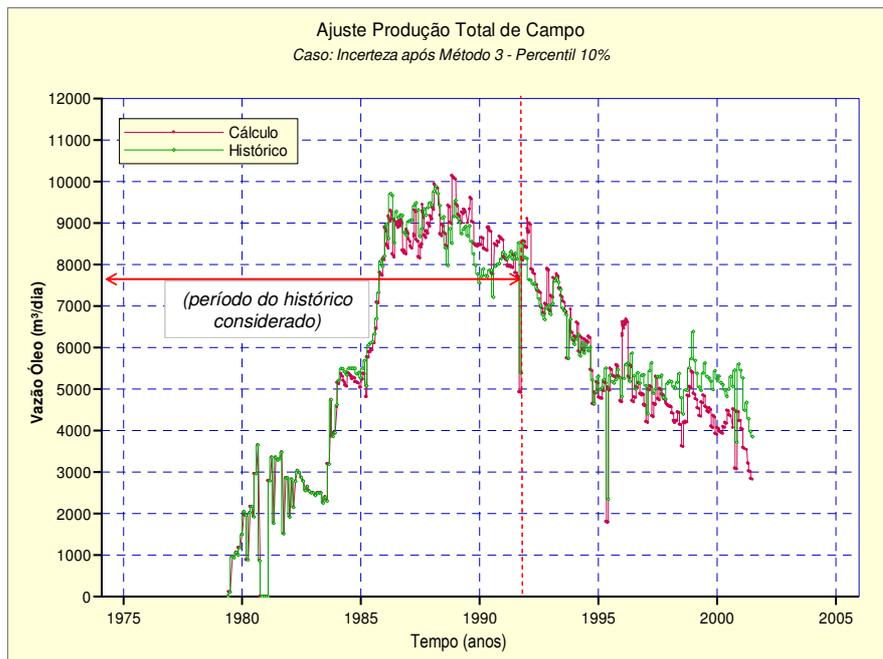


Figura A.52 – Vazão de óleo para o caso P_{90} após Método 3

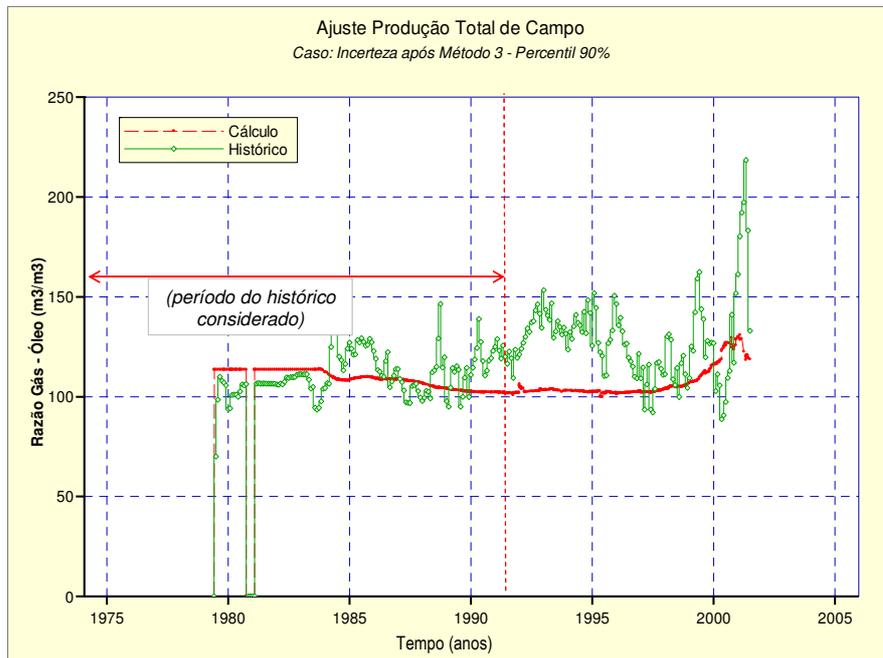


Figura A.53 – Razão de gás-óleo para o caso P_{90} após Método 3

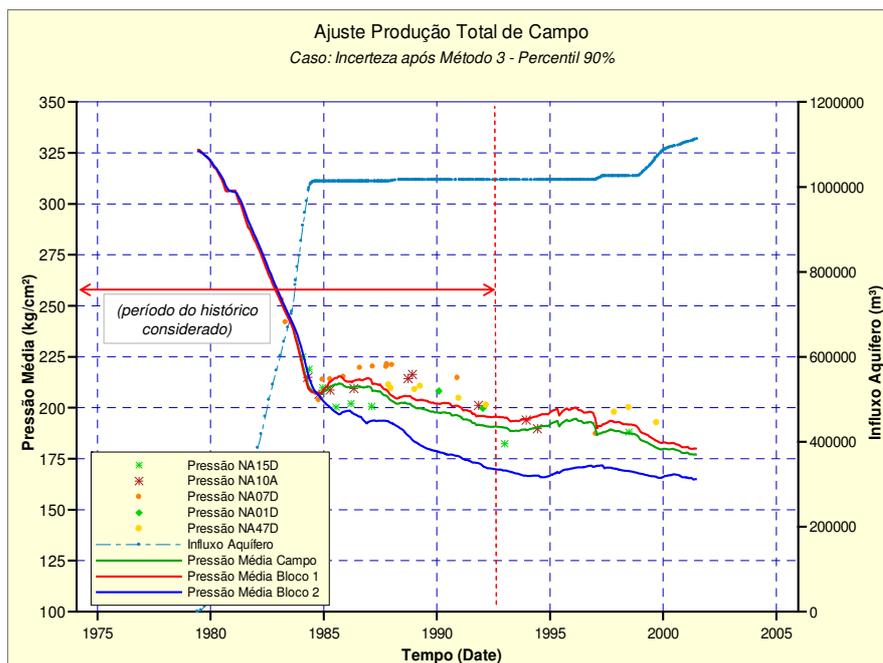


Figura A.54 – Pressão média para o caso P_{90} após Método 3