



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS**

Luís Gláuber Rodrigues

**CONSIDERAÇÃO DAS INCERTEZAS NA
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS UTILIZANDO
AJUSTE DE HISTÓRICO E SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geoengenharia de Reservatórios.

Orientador: Dr. Denis José Schiozer - DEP/FEM/UNICAMP

Co-Orientador: Dr. Armando Zaupa Remacre - IG/UNICAMP

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por Luís Gláuber Rodrigues e aprovada pela Comissão Julgadora em 16/12/96.
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS - SÃO PAULO
Dezembro - 1996

ORIENTADOR

R618c

20260/RC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

Luís Gláuber Rodrigues

CONSIDERAÇÃO DAS INCERTEZAS NA
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS UTILIZANDO AJUSTE
DE HISTÓRICO E SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geoengenharia de Reservatórios.

Orientador: Dr. Denis José Schiozer - UNICAMP *ds*

Co-Orientador: Dr. Armando Zaupa Remacre - UNICAMP *az*

CAMPINAS - SÃO PAULO

Dezembro - 1996

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA I.G. - UNICAMP

R618r Rodrigues, Luís Gláuber
Consideração das incertezas na caracterização de reservatórios utilizando
ajuste de histórico e simulação estocástica / Luís Gláuber Rodrigues.-
Campinas, SP.: [s.n.], 1996.

Orientadores: Denis José Schiozer, Armando Zaupa Remacre
Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de Campinas, Instituto de
Geociências.

1 Engenharia de Reservatório de Óleo. 2. Método de Simulação.
3. Análise Estocástica. I. Schiozer, Denis José. II. Remacre, Armando
Zaupa. III. Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.
IV. Título.



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS**

AUTOR: Luís Gláuber Rodrigues

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: CONSIDERAÇÃO DAS INCERTEZAS NA
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS UTILIZANDO AJUSTE DE
HISTÓRICO E SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA**

ORIENTADOR: Dr. Denis José Schiozer

CO-ORIENTADOR: Dr. Armando Zaupa Remacre

Aprovada em: ____/____/____

PRESIDENTE: Dr. Denis José Schiozer

EXAMINADORES:

Prof. Dr. Denis José Schiozer - Orientador

Dr. Alberto Sampaio de Almeida

Dr. Paulo Roberto Ballin

Campinas, de de 1996.

Agradecimentos

Ao Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS - pela oportunidade e apoio financeiro oferecidos.

Ao Dr. Denis José Schiozer e ao Dr. Armando Zaupa Remacre, pelas orientações concedidas.

Aos membros das bancas examinadoras de qualificação e defesa pelas valiosas sugestões.

Aos professores e funcionários do IG e do DEP - Unicamp que participaram da formação teórica e prática durante o mestrado.

Ao engenheiro Maílton pelos dados fornecidos.

Aos colegas de mestrado que souberam manter a união, colaboração e amizade.

À minha esposa Eliana Lundberg pela compreensão, carinho e incentivo.

Aos filhos Douglas, Nathália, Milena e Matheus pela alegria das suas presenças.

Aos meus pais pelo eterno amor.

À minha irmã e ao meu irmão pelo apoio educacional.

Aos amigos e familiares pelo apoio financeiro e espiritual.

À Deus pela concessão de chegarmos ao final da jornada.



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS**

**CONSIDERAÇÃO DAS INCERTEZAS NA CARACTERIZAÇÃO DE
RESERVATÓRIOS UTILIZANDO AJUSTE DE HISTÓRICO E SIMULAÇÃO
ESTOCÁSTICA**

Dissertação de Mestrado

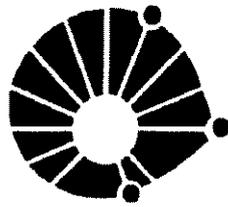
Luís Gláuber Rodrigues

RESUMO

A análise integrada de geologia e engenharia é também conseguida com a metodologia utilizada neste trabalho, que aplica a simulação estocástica juntamente com a simulação de fluxo para melhor caracterizar um reservatório. Variogramas, interpolação usando o método da krigagem e simulação estocástica são feitos para as permeabilidades horizontal e vertical.

A malha de simulação utilizada na fase geoestatística é mantida na simulação de fluxo, evitando-se o problema de mudança de escala. Isto é possível pois a análise é feita com base no ajuste de apenas um poço e sua região de influência. A análise variográfica tridimensional, modelada com a função seno-cardinal, e a simulação estocástica que utiliza o método sequencial Gaussiano (SGS) são utilizados para representar as heterogeneidades e a continuidade das permeabilidades nas direções vertical e horizontal. As imagens estocásticas geradas são selecionadas em função das respostas de produção obtidas durante a simulação de fluxo, em um simulador trifásico comercial, onde todas as imagens são utilizadas.

Através do ajuste de histórico de produção de água, são feitas comparações entre o método tradicional, com propriedades petrofísicas constantes, e o método que utiliza geração de imagens estocásticas. A minimização de uma função objetivo, que representa matematicamente a qualidade do ajuste obtido, é utilizada na seleção de imagens e na comparação de metodologias. Incertezas nas previsões de comportamento são também obtidas. O tempo de análise dos resultados de fluxo das imagens estocásticas e do ajuste de histórico é abreviado utilizando-se a paralelização de simulações de fluxo.



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS**

**CONSIDERATION OF UNCERTAINTIES IN RESERVOIR
CHARACTERIZATION USING HISTORY MATCHING AND STOCHASTICS
SIMULATION**

Master Dissertation

Luís Gláuber Rodrigues

ABSTRACT

The integration analysis between geology and engineering is also obtained with the methodology used in this work which applies stochastic and flow simulation to improve reservoir characterization. Variograms, kriging and stochastic simulation are made for horizontal and vertical permeability.

Grid simulation used in geostatistics analysis is kept in flow simulation, avoiding scaling-up problems. This is possible because the analysis is done in only one well and its drainage area. A tridimensional variographic analysis, modeled with a sin-cardinal function, and sequential Gaussian simulation are used to fit heterogeneity and continuity of horizontal and vertical permeability. All generated images are used and selected using production obtained from flow simulation.

Simulated and real water production are compared in history matching between classical methodology of fixed petrophysics properties in every layer and methodology of

stochastic images generation. A minimization of an objective function, which represents mathematically the quality of history matching obtained, is used for image selection and methodologies comparison. Production forecast uncertainties are also obtained. Parallelization of flow simulations is used to reduce the total time of the process.

Índice

Agradecimentos	v
RESUMO	vi
ABSTRACT	viii
Índice	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos e Siglas	xvi
1. Introdução	18
2. Metodologia	21
3. Apresentação do Campo TESE1	25
3.1. Modelo de Fluxo do Campo TESE1	25
3.2. Análise de Sensibilidade entre as Permeabilidades do Campo TESE1	27
3.3. Escolha do Local para Refinamento da Malha de Fluxo	28
3.4. Origem das Informações sobre a Variável Permeabilidade	30
4. Considerações sobre a Variável Permeabilidade	34
4.1. Permeabilidade	34
4.2. Considerações sobre a Regularização na Análise Variográfica da Permeabilidade na Direção Vertical	35
4.3. Mudança de Escala	38
4.4. Área em Torno do Poço TE10	39
4.5. Informações sobre os Dados de Permeabilidade	42
5. Análise Variográfica	44
5.1. Obtenção do Variograma Experimental	44
5.2. Definição do Modelo Variográfico	45
6. Estimativa	49
6.1. Considerações Iniciais	49
6.2. Krigagem	50
6.3. Características da Krigagem Utilizada no Modelo de Fluxo	52
7. Simulação Estocástica	54
7.1. Simulação Gaussiana Sequencial	57
7.2. Escolha do Tipo de Simulação Estocástica	58

7.2.1. Variogramas diretos das indicatrizes.....	59
7.2.2. Variogramas cruzados das indicatrizes	59
7.2.3. Operações entre variogramas	60
7.3. Metodologia Utilizada na Geração de Imagens.....	64
8. Simulação de Fluxo	66
8.1. Conceitos Básicos	66
8.2. Construção do Modelo de Reservatório	68
8.3. Procedimentos Clássico e Geoestatístico da Simulação de Fluxo	69
8.4. Ajuste de Histórico	70
9. Resultados	76
9.1. Casos Estudados	76
9.2. Número de Imagens Estocásticas Geradas para Cada Caso.....	77
9.3. Seleção de Imagens.....	78
9.4. Primeiro Caso - Primeira Fase	79
9.5. Primeiro Caso - Segunda Fase	87
9.6. Segundo Caso - Primeira Fase	91
9.7. Segundo Caso - Segunda Fase.....	98
9.8. Resultados Conjuntos dos Primeiro e Segundo Casos	102
9.9. Imagens da Krigagem.....	106
10. Conclusões e Recomendações.....	113
10.1. Conclusões.....	113
10.2. Recomendações.....	115
Referências Bibliográficas.....	117
Apêndice A - PVM	121
Apêndice B - Estacionariedade	123
Apêndice C - Validação Cruzada	124
Apêndice D - Características do Modelo Geológico e de Fluxo do Campo Real TESE1	128

Lista de Figuras

Figura 2-1: Fluxograma de trabalho.	24
Figura 3-1: Análise de sensibilidade entre as permeabilidades horizontal e vertical para o campo TESE1.	28
Figura 3-2: Variação da produção acumulada de água em relação ao caso base em torno do poço TE10 considerando as diversas permeabilidades.	30
Figura 3-3: Modelo de fluxo adotado neste trabalho nos planos vertical e horizontal.	26
Figura 3-4: Malha de simulação do campo TESE1, com as localizações dos poços. A área em torno do TE10 é detalhada, para a variável permeabilidade, utilizando imagens estocásticas.	26
Figura 3-5: Correlação entre a permeabilidade vertical e a horizontal no testemunho do poço representativo da área em torno do TE10.	31
Figura 3-6: Histogramas das permeabilidades horizontal e vertical de testemunho.	33
Figura 4-1: Histogramas para a variável permeabilidade vertical do poço TE12 com diferentes regularizações.	36
Figura 4-2: Variogramas para a variável permeabilidade vertical do poço TE12 com diferentes regularizações.	36
Figura 4-3: Esquema do cálculo das médias da permeabilidade para os fluxos horizontal e vertical no suporte adotado na construção do variograma vertical.	39
Figura 4-4: Histogramas de diferentes poços pertencentes ao campo TESE1.	40
Figura 4-5: Variogramas de diferentes poços pertencentes ao campo TESE1.	41
Figura 4-6: Perfil da permeabilidade vertical do poço representativo da área em torno do TE10 na Camada 4.	41
Figura 4-7: Histograma de espessura contínua de arenito no testemunho do poço TE12.	37
Figura 4-8: Histograma de espessura contínua de selantes no testemunho do poço TE12.	37
Figura 5-1: Variogramas da permeabilidade horizontal nas direções horizontal e vertical modelados com a função seno-cardinal.	47
Figura 5-2: Variogramas da permeabilidade vertical nas direções horizontal e vertical modelados pela função seno-cardinal.	48
Figura 6-1: Esquema utilizado na fase de estimativa por krigagem e de simulações estocásticas, das permeabilidades horizontal e vertical na direção horizontal, na área em torno do poço TE10 nas 10 camadas representativas da zona de transição do campo TESE1.	53
Figura 7-1: Variogramas diretos das indicatrizes da permeabilidade vertical.	61
Figura 7-2: Variogramas cruzados das indicatrizes da permeabilidade vertical.	62

Figura 7-3: Variogramas operacionais da permeabilidade vertical representado pela divisão entre o variograma cruzado e o direto de uma das indicatrizes.	63
Figura 7-4: Variogramas da permeabilidade vertical gaussiana nas direções horizontal e vertical que são usados na simulação estocástica.	65
Figura 8-1: Ajuste de pressão do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.	73
Figura 8-2: Ajuste da injeção acumulada de água do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.	73
Figura 8-3: Ajuste da produção acumulada de óleo do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo	74
Figura 8-4: Ajuste da produção acumulada de água do poço TE10 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.	75
Figura 8-5: Ajuste da vazão de água do poço TE10 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.	75
Figura 8-6: Ajuste da produção acumulada de água do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.	74
Figura 9-1: Estabilização da variância da produção acumulada de água do poço TE10 para um conjunto de 30 imagens estocásticas.	77
Figura 9-2: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do primeiro caso - primeira fase.	84
Figura 9-3: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do primeiro caso - primeira fase.	84
Figura 9-4: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do primeiro caso - segunda fase.	90
Figura 9-5: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do primeiro caso - segunda fase.	90
Figura 9-6: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do segundo caso - primeira fase.	97
Figura 9-7: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do segundo caso - primeira fase.	97
Figura 9-8: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do segundo caso - segunda fase.	101
Figura 9-9: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do segundo caso - segunda fase.	101
Figura 9-10: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do primeiro caso - segundo caso.	105
Figura 9-11: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do primeiro caso - segundo caso.	105

Figura 9-12: Comparação da produção acumulada entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - primeira fase.	110
Figura 9-13: Comparação da vazão de água entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - primeira fase.	110
Figura 9-14: Comparação da produção acumulada entre as imagens obtidas por krigagem para o segundo caso - primeira fase.	111
Figura 9-15: Comparação da vazão de água entre as imagens obtidas por krigagem para o segundo caso - primeira fase.	111
Figura 9-16: Comparação da produção acumulada entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - segundo caso, ambos na primeira fase.	112
Figura 9-17: Comparação da vazão de água entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - segundo caso, ambos na primeira fase.	112
Figura C-1: Histogramas de erros entre valores estimados e observados das permeabilidades horizontal e vertical.	129
Figura C-2: Erro padronizado entre valores estimados e observados das permeabilidades horizontal e vertical. A bola preta representa valores não-robustos.	129
Figura C-3: Valores estimados versus valores observados (reais) das permeabilidades horizontal e vertical. A bola preta representa valores não-robustos.	130
Figura C-4: Mapa base da localização de erros não robustos das permeabilidades horizontal e vertical. A bola preta representa valores não-robustos.	130

Lista de Tabelas

Tabela 3-1: Análise de sensibilidade entre as permeabilidades horizontal e vertical para o campo TESE1.	27
Tabela 3-2: Informações da variável permeabilidade a partir de testemunhos e testes de <i>rft</i> .	32
Tabela 7-1: Classificação hierárquica das heterogeneidades observadas no campo TESE1.	55
Tabela 9-1: Resultado completo do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o primeiro caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	81
Tabela 9-2: Resultado da classificação das imagens quanto ao ajuste obtido na produção de água para o primeiro caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	83
Tabela 9-3: Resultado simplificado do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o primeiro caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	89
Tabela 9-4: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para o primeiro caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	89
Tabela 9-5: Resultado completo do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o segundo caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	94
Tabela 9-6: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para o segundo caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	96
Tabela 9-7: Resultado simplificado do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o segundo caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	99
Tabela 9-8: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para o segundo caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	100
Tabela 9-9: Resultado simplificado do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o primeiro caso - segundo caso após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.	103
Tabela 9-10: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para algumas imagens nos dois casos estudados.	104
Tabela 9-11: Comparação dos resultados de fluxo das imagens obtidas por krigagem a partir de modificações nos variogramas das permeabilidades horizontal e vertical para os dois casos deste trabalho e para o tempo de 2708 dias.	108
Tabela 9-12: Classificação de imagens da krigagem quanto ao ajuste obtido da produção de água para algumas modificações realizadas nos modelos variográficos das permeabilidades horizontal e vertical.	109

Lista de Símbolos e Siglas

σ -	Desvio padrão.
2γ -	Variograma.
σ^2 -	Variância.
σ_k^2 -	Variância de krigagem.
E -	Esperança matemática.
FO -	Função objetivo.
$I_j x$ -	Indicatriz da variável j na posição x.
Imex -	Programa de Simulação de Fluxo.
Isatis -	Programa utilizado na análise geoestatística.
K -	Permeabilidade absoluta em mD.
Kh -	Permeabilidade horizontal em mD.
Kv -	Permeabilidade vertical em mD.
m -	Média aritmética.
Mm^3 -	Volume em milhares de metros cúbicos.
$N(h)$ -	Número total de pares de amostras na direção do passo h.
N_p -	Produção Acumulada de Óleo em Mm^3 .
P -	Probabilidade de ocorrência de uma variável.
PVM -	Programa de paralelização de estações.
Q_w -	Vazão de água em m^3/d .
r^2 -	Quadrado do coeficiente de correlação.
RFT -	Teste de formação a poço aberto, sem revestimento, com fluxo mínimo.
S.G.S. -	Simulação Gaussiana Sequencial.
t -	Tempo em dias.
TE -	Relativo ao campo TESE1.
T_i -	Tempo de irrupção.
T_{ic} -	Diferença entre os tempos de irrupção real e simulado em dias.
w_i -	Pesos aplicados a cada amostra.

W_p -	Produção Acumulada de Água em Mm^3 .
W_{pe} -	Diferença entre as produções acumuladas de água real e simulada.
x_i -	Valor amostral na locação i .
Z -	Variável aleatória.
Z_v -	Valor verdadeiro no domínio estimado.
Z_k^* -	Valor estimado de um bloco ou um ponto.

1. Introdução

O correto uso e interpretação dos dados obtidos no reservatório de petróleo é uma das mais importantes tarefas de engenheiros e geólogos. Em muitos casos, a qualidade das informações, mais do que a quantidade, é fator de sucesso em estudos de reservatórios e análises econômicas.

Heterogeneidades influenciam significativamente o fluxo em reservatórios, dificultando o ajuste de histórico e acarretando erros na previsão de comportamento. Uma das mais importantes variáveis é a permeabilidade pois influencia diretamente as equações de fluxo e tem grande importância no ajuste de histórico. Por este motivo, esta variável é escolhida neste trabalho.

Uma das grandes dificuldades consiste em representar a heterogeneidade do reservatório com a homogeneidade necessária aos programas de simulação de fluxo pois em cada bloco de simulação deve existir apenas um valor médio da propriedade petrofísica. Essa heterogeneidade pode ser caracterizada numericamente através da simulação condicional de funções de variáveis aleatórias.

Em alguns reservatórios, o mais importante elemento descritivo é a real distribuição dos folhelhos. Os folhelhos com extensão lateral inferior ao espaçamento entre os poços são de fundamental importância. Uma boa descrição desta distribuição aumenta a confiança no ajuste de histórico. Para isso, é preciso conhecer o comprimento, a largura e a espessura dos folhelhos. No entanto, a menos que o espaçamento de poços seja extremamente pequeno, pouco se sabe sobre as dimensões reais dos folhelhos.

Muitos investigadores têm demonstrado que a permeabilidade vertical, entre as propriedades de transporte de fluidos, é a que sofre maior influência desta distribuição

(Deutsch, 1989; Almeida *et al*, 1993; Ballin *et al*, 1992). Campozana, 1990, procura descrever, em um campo de petróleo, a distribuição de folhelhos utilizando a simulação estocástica juntamente com a simulação de fluxo. A variável V_{sh} (volume de argila) é utilizada como suficiente para revelar as heterogeneidades do reservatório.

Outros autores procuram a efetiva integração entre geologia e engenharia de reservatórios para melhor descrever o reservatório de petróleo (Barbe, 1983; Chan *et al*, 1985; Rossini *et al*, 1994) mas não analisam o comportamento das imagens representativas do reservatório na simulação de fluxo.

O ajuste de histórico é a etapa da simulação de reservatórios que mais consome tempo do engenheiro e também a que causa maiores frustrações quanto aos resultados obtidos. A razão disso é que a solução não é única e os dados de entrada, por apresentarem dependência de fatores geológicos, não são determinísticos. Para cada parâmetro há sempre uma probabilidade de ocorrência e um número insuficiente de informações para uma perfeita inferência estatística. A sensibilidade do geoengenheiro na caracterização do reservatório será sempre necessária para gerar curvas de produção confiáveis.

O objetivo desta dissertação é apresentar uma metodologia que contribua para melhorar a caracterização de reservatórios heterogêneos e, para isso, um campo real de arenitos turbidíticos, denominado deste ponto em diante TESE1, é utilizado.

Ajustar um histórico de produção com um modelo matemático consiste em variar alguns parâmetros do reservatório com o maior grau de incerteza e com grande influência na resposta obtida pelo modelo até que os resultados calculados se aproximem do comportamento observado. Em geral, os ajustes são feitos para as seguintes variáveis:

1. produções de água e gás observados,
2. pressões médias observadas,
3. pressões de fluxo nos poços,
4. irrupção de água e gás.

Esta dissertação está dividida em duas partes principais. A primeira compreende a metodologia (Capítulo 2), a análise dos dados do campo (Capítulos 3 e 4) e a construção do modelo geológico (Capítulos 5, 6 e 7). Esse modelo é construído a partir da análise variográfica das permeabilidades horizontal e vertical, utilização de propriedades fixas por

grupo de células, imagem da krigagem e simulação estocástica dessas variáveis em uma malha pré-definida. A segunda parte deste trabalho é a análise das respostas obtidas com a utilização dessas imagens no simulador de fluxo (Capítulos 8 e 9).

O campo como um todo é considerado na modelagem de fluxo e numa parte deste, em torno do poço TE10, é introduzida a malha de valores da variável permeabilidade obtidos da simulação estocástica, evitando-se as não estacionariedades do reservatório devido existirem diferentes variogramas representativos dessa variável em diferentes locais do campo. Neste trabalho não é feita a mudança de escala da malha geoestatística para a de fluxo pois as mesmas são iguais na região de influência do poço TE10.

Os resultados da simulação de fluxo obtidos com o modelo tradicional, o modelo da krigagem e as imagens estocásticas representativas são comparados, em duas fases distintas de produção, em dois casos estudados. O primeiro caso representa o ajuste de histórico com uma curva de permeabilidade relativa da fase água para todo o campo. O segundo caso consiste em se refinar o ajuste com a introdução de uma outra curva de permeabilidade relativa da fase água em torno do poço TE10.

A bibliografia está fundamentada em três grandes áreas. A primeira é a simulação de fluxo com o ajuste de histórico de produção dos fluidos do reservatório de petróleo; a segunda é a simulação estocástica de variáveis geológicas com influência no fluxo de fluidos em meios porosos; a terceira é a paralelização de estações usando o programa *PVM (Parallel Virtual Machine)*. A revisão bibliográfica é inserida ao longo deste trabalho.

O *PVM* é um pacote que permite que uma rede de computadores seja usada como um grande computador paralelo (Apêndice A), sendo utilizado para acelerar o processo de comparação entre as imagens simuladas. O tempo para um ajuste de histórico e geração dos resultados de fluxo das imagens estocásticas é reduzido com a paralelização das simulações de fluxo em uma rede de estações de trabalho.

2. Metodologia

O primeiro passo em toda análise de reservatórios e também neste trabalho é um intenso estudo geológico e estatístico. Esses estudos são importantes para explicar anomalias presentes no reservatório, tais como: falhas, continuidade das argilas e diferentes contatos óleo-água.

O passo seguinte, neste trabalho, consiste na avaliação das propriedades de rocha e fluido. Entre essas propriedades, a que propicia maior dificuldade na sua caracterização e que influencia muito no fluxo é a permeabilidade (Ballin *et al.*, 1992). Para isso, são construídos modelos variográficos nas direções horizontal e vertical, que por sua vez são mantidos constantes durante as simulações estocásticas.

O modelo geoestatístico é restrito a uma parte do campo. Com isso, temos condições de efetuar um grande número de simulações, tanto estocásticas quanto de fluxo, sem a necessidade de um pré-selecionamento de imagens e de grandes mudanças de escala. Nesta dissertação, a mudança de escala da malha estocástica para a de fluxo não é realizada, visto que adota-se a mesma para ambos os casos a fim de simplificar a análise.

Na etapa do estudo geoestatístico da variável permeabilidade, são geradas dezenas de imagens. O número total de imagens a simular é definido em função da variância da produção acumulada de água. O critério de parada adotado é aquele onde a variância obtida com o simulador de fluxo, para o somatório das imagens, permanece aproximadamente constante (Ballin *et al.*, 1992).

A modelagem de fluxo não se restringe somente à área próxima ao poço TE10, mas se estende por todo o campo, para evitar os problemas de caracterização das fronteiras dessa área.

É realizado inicialmente o ajuste de histórico do campo pelo método tradicional, ou seja, procurando-se inserir mudanças nas curvas de permeabilidade relativas, compressibilidade e de permeabilidade horizontal e vertical ao longo das camadas. É dada importância especial à modelagem do aquífero, pois a produção de água é o parâmetro com maior dificuldade de ajuste. Neste caso é utilizada apenas uma curva de permeabilidade relativa da fase água para todo o campo. Com isso, consegue-se parâmetros médios das principais propriedades petrofísicas.

A seguir, é realizado o ajuste de histórico do poço TE10 que é subdividido em duas fases distintas no tempo de produção. Durante a primeira fase (tempo menor) do ajuste de histórico, as imagens simuladas da permeabilidade são incluídas no simulador de fluxo e os resultados são analisados e comparados, em relação à sua eficácia, às metodologias de krigagem e tradicional. Durante a segunda fase do ajuste apenas algumas imagens são avaliadas para se verificar o comportamento de fluxo das imagens escolhidas na primeira fase.

A seleção das imagens que melhor caracterizam o reservatório para a variável permeabilidade se dá pela minimização de uma função objetivo composta dos termos:

1. diferença no tempo de irrupção de água,
2. diferença na produção acumulada de água, e
3. somatório do módulo da diferença entre as curvas real e simulada da vazão de água.

Esta última é a mais importante parcela da função objetivo para caracterizar a qualidade do ajuste obtido. O tempo de irrupção e a produção acumulada são pontos importantes no ajuste de histórico e, por isso, são verificados.

Com os resultados de todas as imagens estocásticas são feitos os cálculos das diferenças em módulo entre o tempo de irrupção de água simulado e real para cada imagem. Se essa diferença for menor que determinado valor, então a imagem é aceita.

A avaliação da produção acumulada de água é feita em função do erro admitido pelo gerente do campo para a curva real e este erro é de 20%. Imagens com erros menores que este, em relação à curva real, são consideradas aceitáveis.

Finalmente a imagem é avaliada na terceira etapa, que escolhe a imagem em função do menor somatório dos módulos das diferenças entre as curvas real e simulada. As imagens selecionadas em função destes três critérios são consideradas representativas do reservatório.

Nesse processo de avaliação de resultados, aumenta-se a velocidade de obtenção das informações utilizando o *software PVM* para paralelizar estações de trabalho. A paralelização de estações como acelerador de respostas de fluxo é discutido em alguns trabalhos recentes da literatura (Ouenes *et al*, 1995; Salazar, 1995). O fluxograma de todo processo está na Figura 2-1.

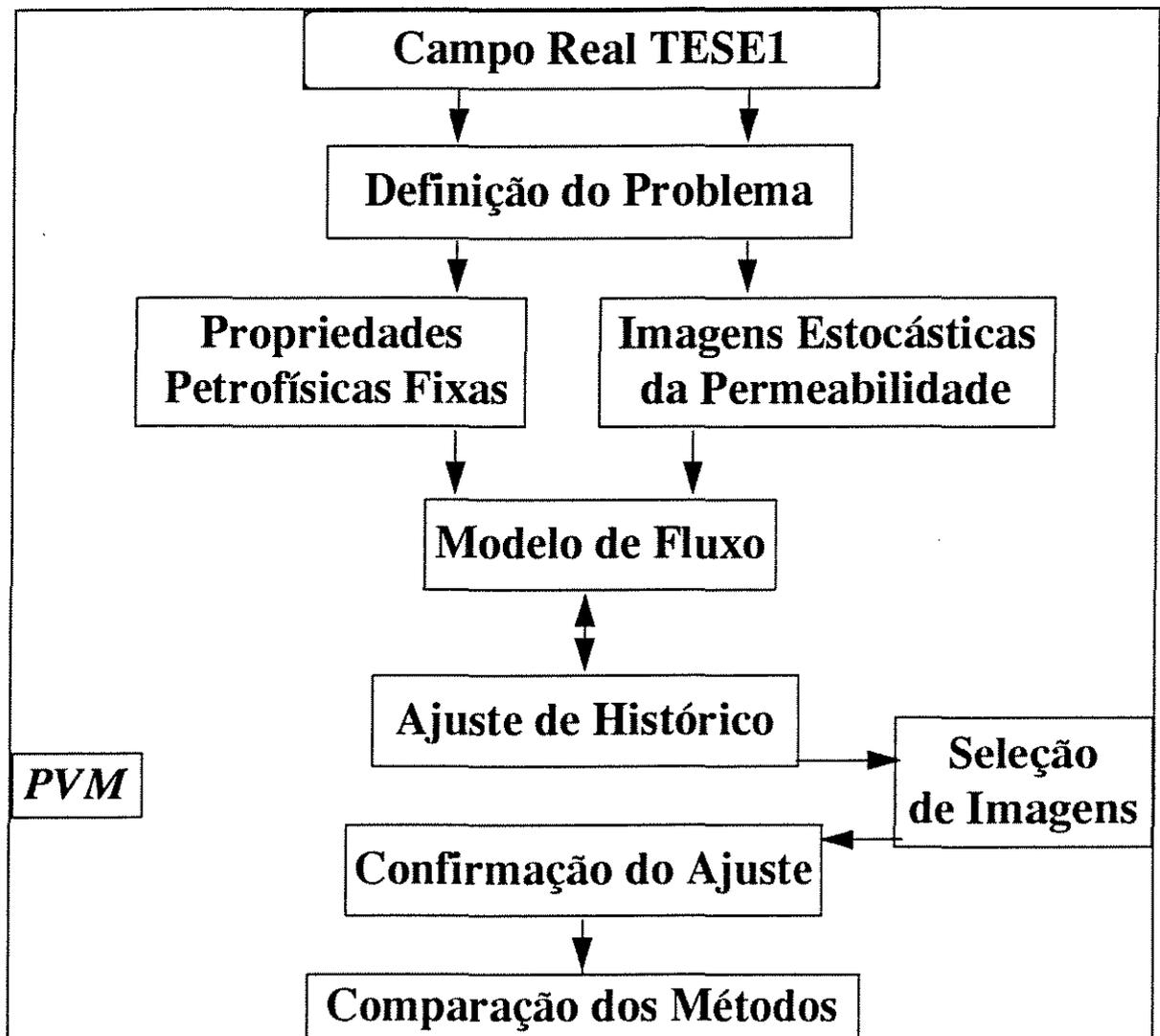


Figura 2-1: Fluxograma de trabalho.

3. Apresentação do Campo TESE1

As principais propriedades geológicas, geoestatísticas e de fluxo encontram-se no apêndice D. O mecanismo de produção deste campo é gás em solução e atualmente existem onze poços injetores de água cujo principal objetivo é a manutenção de pressão do reservatório evitando que a mesma caia abaixo da pressão de saturação e que haja produção de gás. Com a injeção de água vieram os problemas de produção deste fluido juntamente com o óleo e o gás nos poços produtores.

3.1. Modelo de Fluxo do Campo TESE1

A Figura 3-1 apresenta de forma simplificada o modelo de fluxo adotado. Observar a área, ao centro, próximo ao poço TE10 que é escolhida para detalhamento geológico e também o detalhamento feito na Camada 4 que é a zona de transição do campo. O modelo geoestatístico é usado só nesta camada para reduzir o número de blocos de simulação. A Figura 3-2 apresenta a malha de simulação e a posição relativa entre os poços produtores e injetores do campo. Observa-se na Figura 3-2 que existem, na área escolhida para modelagem geoestatística, além do poço TE10, outros dois poços produtores e um poço injetor. Para simplificar a análise, o impacto das respostas de fluxo com a introdução de imagens heterogêneas não são avaliadas nestes dois outros poços produtores e, sem afetar a comparação de metodologias, são analisadas as respostas de fluxo de imagens heterogêneas em um dos poços desta área (TE10). As razões para a discretização da Camada 4 de metro em metro será discutida no próximo capítulo.

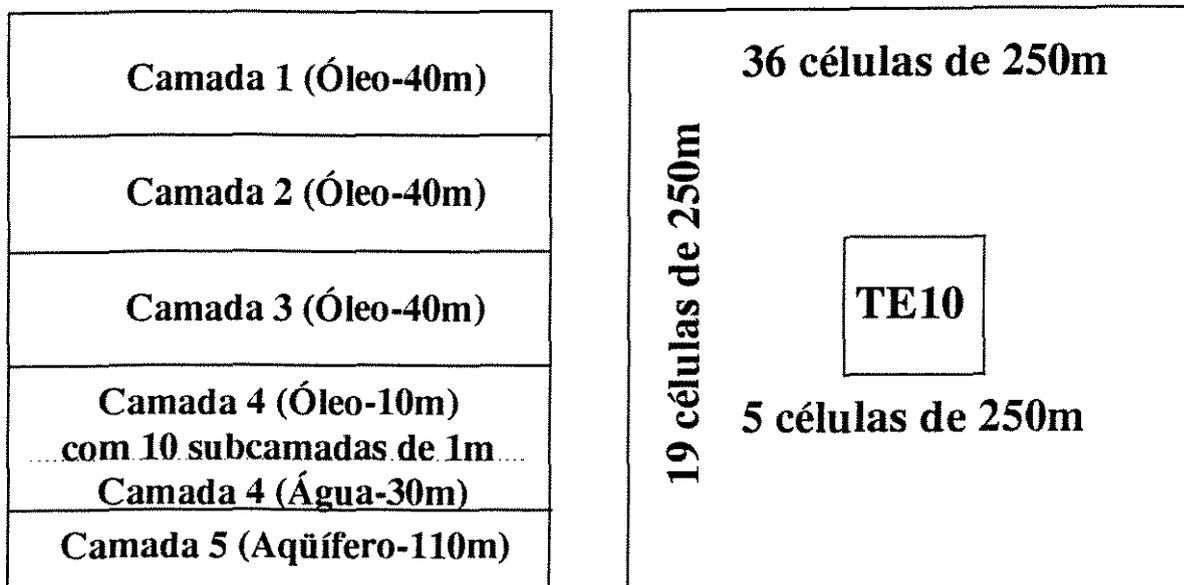


Figura 3-1: Modelo de fluxo adotado neste trabalho nos planos vertical e horizontal.

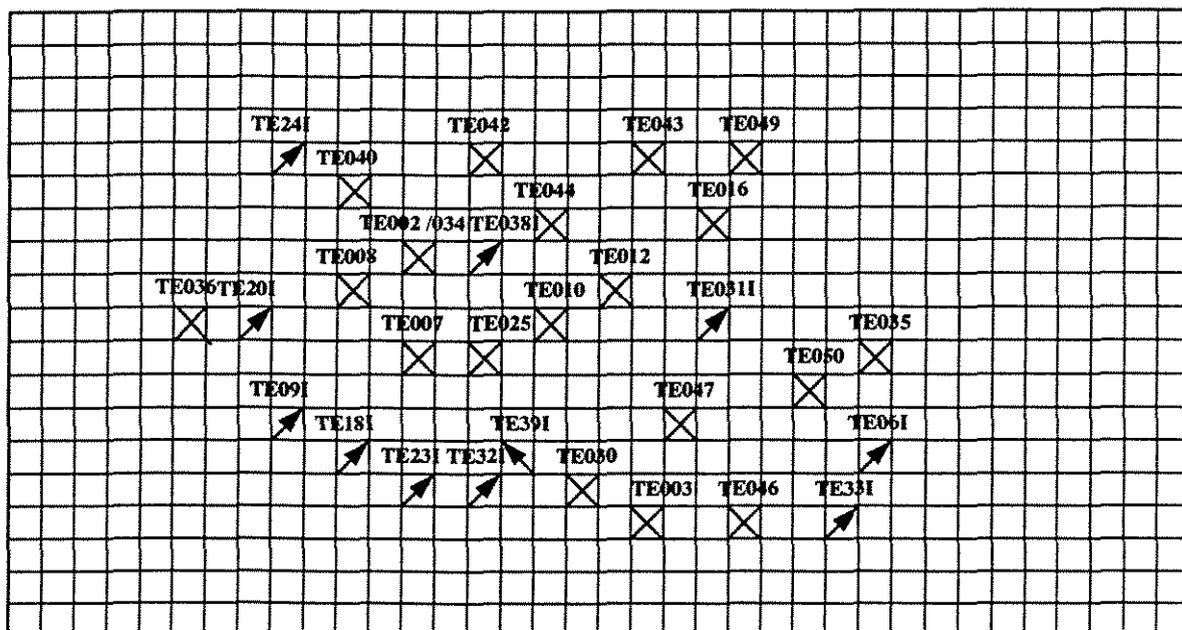


Figura 3-2: Malha de simulação do campo TESE1, com as localizações dos poços. A área em torno do TE10 é detalhada, para a variável permeabilidade, utilizando imagens estocásticas. A flecha indica que o poço é injetor e o xis indica que o poço é produtor.

3.2. *Análise de Sensibilidade entre as Permeabilidades do Campo TESE1*

Durante o intervalo de tempo de produção de fluidos no reservatório de petróleo, sem a injeção de água ter iniciado, é feita a análise de sensibilidade entre as permeabilidades horizontal e vertical quanto à produção de água. Essa análise é feita em todo o campo utilizando o programa *Simbest II* (Manual do Petroleum Workbench, 1994).

A produção de água é escolhida como função objetivo pois é o parâmetro que mais dificuldade apresenta para o ajuste de histórico. Os resultados obtidos estão na Tabela 3-1 e na Figura 3-3. Eles mostram claramente que a produção de água é mais sensível à permeabilidade vertical que à horizontal.

O caso base da tabela corresponde a se adotar um determinado valor de permeabilidade, que melhor ajuste os dados de produção de água e óleo, ou seja, é feito um ajuste preliminar das principais propriedades petrofísicas do campo. A multiplicação da variável permeabilidade por dez é feita apenas para avaliar a variação na produção de água, não sendo utilizada no ajuste de histórico. K_h e K_v são as permeabilidades horizontal e vertical. N_p e W_p são as produções acumuladas de óleo e água respectivamente. Delta base significa quantas vezes a produção acumulada de água excede o valor calculado no caso base. Por exemplo, para K_v*2 , tem-se: Delta base é a relação $23.06/2.436 = 9.47$ e para K_h*2 é a relação $2.436/0.861 = 2.83$.

Tabela 3-1: Análise de sensibilidade entre as permeabilidades horizontal e vertical para o campo TESE1.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO ESTUDO DO CAMPO TESE1				
RELATIVO ÀS PERMEABILIDADES HORIZONTAL E VERTICAL				
	$N_p(Mm^3)$	$W_p(Mm^3)$	$W_p/N_p(\%)$	DELTA BASE
K base	5580	2.436	0.04	1.00
K_h*2	5580	0.861	0.02	2.83
K_v*2	5575	23.06	0.41	9.47
K_h*10	5580	0.285	0.01	8.55
K_v*10	5436	205.6	3.78	86.64

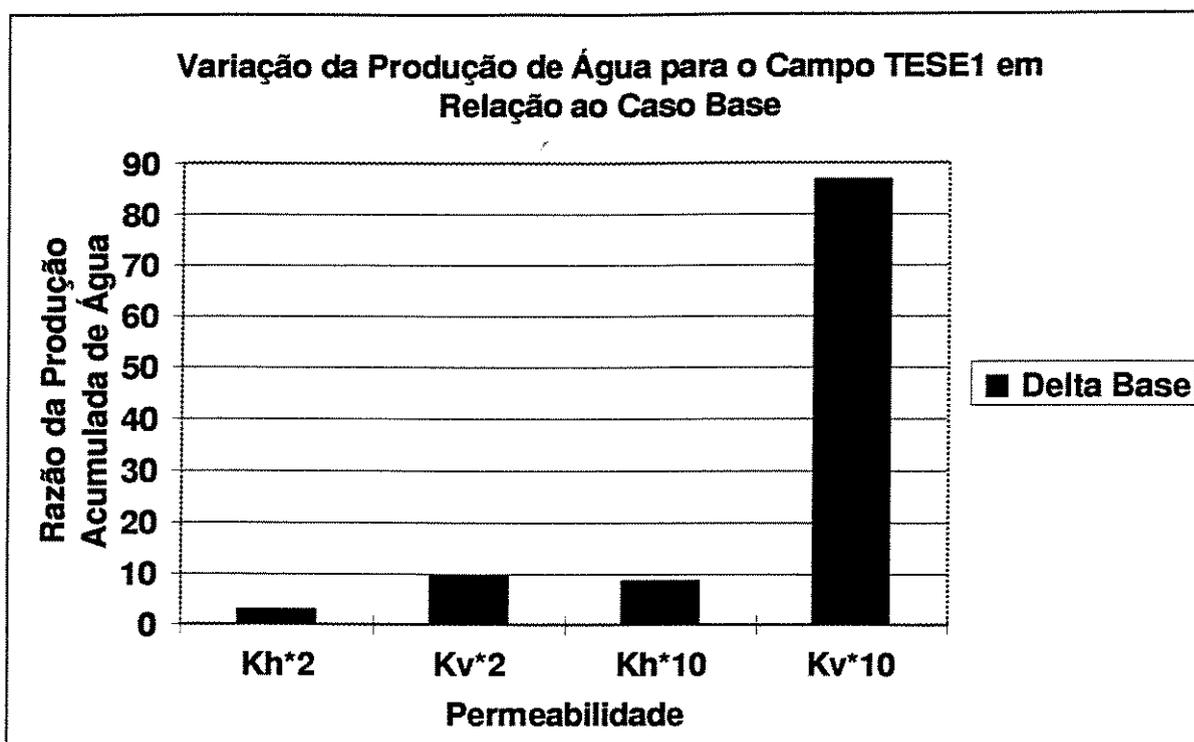


Figura 3-3: Análise de sensibilidade entre as permeabilidades horizontal e vertical para o campo TESE1.

3.3. Escolha do Local para Refinamento da Malha de Fluxo

A utilização de uma pequena área do campo, para refinamento da malha, se justifica pelo tempo de análise disponível, tanto para a caracterização geológica quanto para a obtenção de dezenas de respostas no simulador de fluxo. Portanto, uma área restrita do campo TESE1 é selecionada para se avaliar as respostas do simulador de fluxo, quando se utilizam diversas imagens estocásticas, para o ajuste da produção de água de um poço. O ajuste da produção de água é o parâmetro mais importante neste campo, pois o mecanismo de produção é de gás em solução e devido ao rápido decréscimo da pressão, há a necessidade de injeção de água como mecanismo de recuperação secundária e a conseqüente produção de água durante o histórico de produção.

Como pré-requisito para a escolha do local, essa área deve possuir produção de água. Outro importante aspecto é que a área seja estruturalmente uniforme, sem falhas ou

dobramentos para facilitar a análise. O tempo de produção deve ser longo, para que se tenha confiança no ajuste de histórico que vier a ser obtido.

É interessante, neste trabalho, para efeito de ajuste de histórico e extrapolação escolher poços com histórico de produção superior a cinco anos pois somente após este período é que todo sistema de injeção de água está operando normalmente. Os poços TE30, TE34 (gêmeo do TE002) e TE36 são, por isso, desconsiderados da análise final.

Basicamente restam três poços, com produção significativa de água, a serem considerados na análise do local para refinamento da malha de fluxo: TE07, TE08 e TE10. Os dois primeiros estão próximos à borda do reservatório e sofrem influência direta de poços injetores de água. Na prática, requer-se que no mínimo dois poços sejam considerados, um injetor e o outro produtor. O TE10, no centro do campo, é estruturalmente alto e sofre influência de poços injetores situados a certa distância. Ver Figura 3-2 com a localização dos poços.

Esse poço não possui aquífero de fundo e a água aparece no poço lateralmente devido à injeção de água. Possui histórico de produção superior a cinco anos e *BSW* atual de 60%. Durante este período de produção selecionado não há recompletação do poço. A produção de óleo e água é feita através de uma única camada (Camada 3 na Figura 3-1). Portanto, o local escolhido para refinamento da malha de simulação de fluxo, é uma área de 1250m x 1250m (5 x 5 blocos Figura 3-1) em torno do poço TE10. Essa área abrange outros dois poços produtores de óleo e um poço injetor que não serão analisados no decorrer desta dissertação para efeito de simplificação.

Para confirmar a análise de sensibilidade, quanto à permeabilidade feita para todo o campo, são comparadas as permeabilidades horizontal e vertical na área em torno do poço TE10. A permeabilidade vertical continua mais sensível à produção de água, embora ocorra significativa variação na produção de água com a permeabilidade horizontal. Geologicamente este fato é justificado pela pequena (menor que o espaçamento médio entre os poços) continuidade dos arenitos e folhelhos na zona de transição desta área. Portanto, na análise geoestatística serão considerados os variogramas nas direções vertical e horizontal através de simulação tridimensional. A Figura 3-4 apresenta o resumo dos casos estudados na análise de sensibilidade em torno do poço TE10.

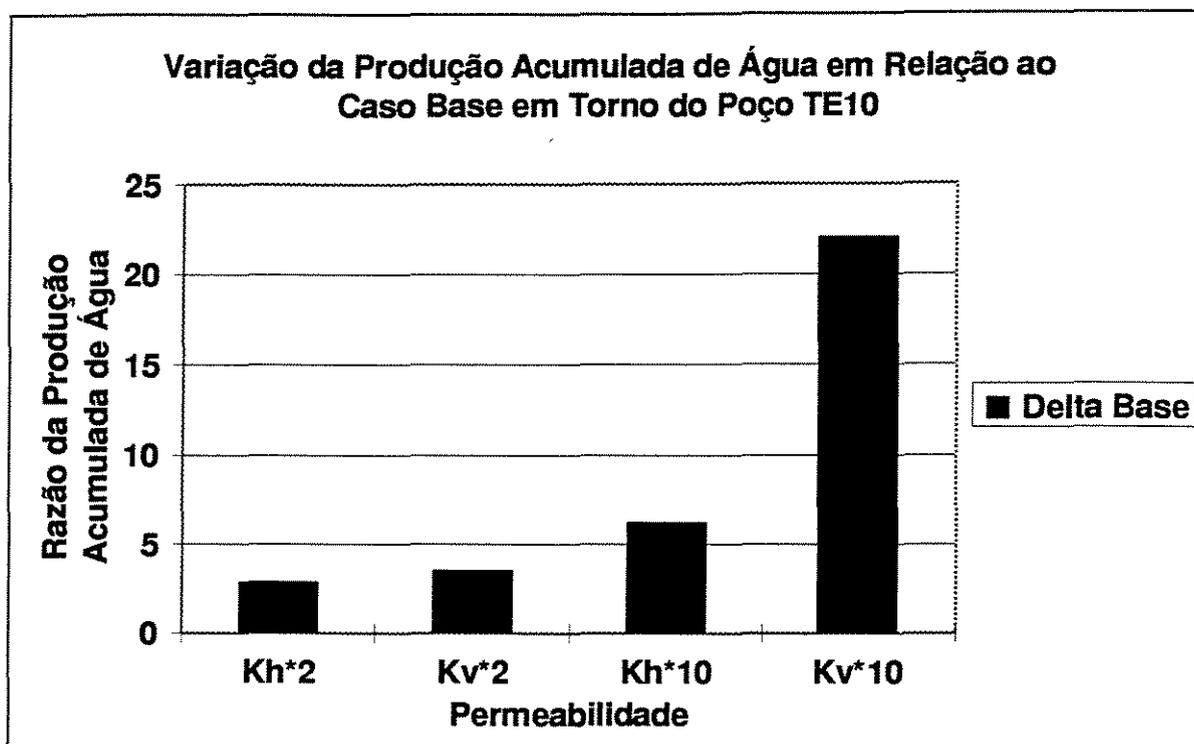


Figura 3-4: Variação da produção acumulada de água em relação ao caso base em torno do poço TE10.

3.4. *Origem das Informações sobre a Variável Permeabilidade*

Existe uma correlação espacial entre a permeabilidade vertical e a horizontal e por isso é necessário que, na simulação de fluxo, se utilize ambas para caracterizar melhor o reservatório. A Figura 3-5 mostra essa correlação no testemunho do poço TE12, que representa a região selecionada para o detalhamento geoestatístico. No entanto, esta correlação não é utilizada diretamente nos cálculos, pois são utilizados os próprios valores das permeabilidades horizontal e vertical de testemunhos na construção dos variogramas experimentais. Além do mais, esta regressão só é válida para permeabilidades horizontais com valores maiores que 100 mD. Existem três valores com alta permeabilidade horizontal e muito baixa permeabilidade vertical e, pela geologia, este fato é explicado devido a presença de cimento calcáreo em alguns *plugs* de testemunho e que pode reduzir drasticamente a permeabilidade vertical.

Correlação LnKh x LnKv [(LnKv=0.944LnKh - 0.275) para LnKh > 5]

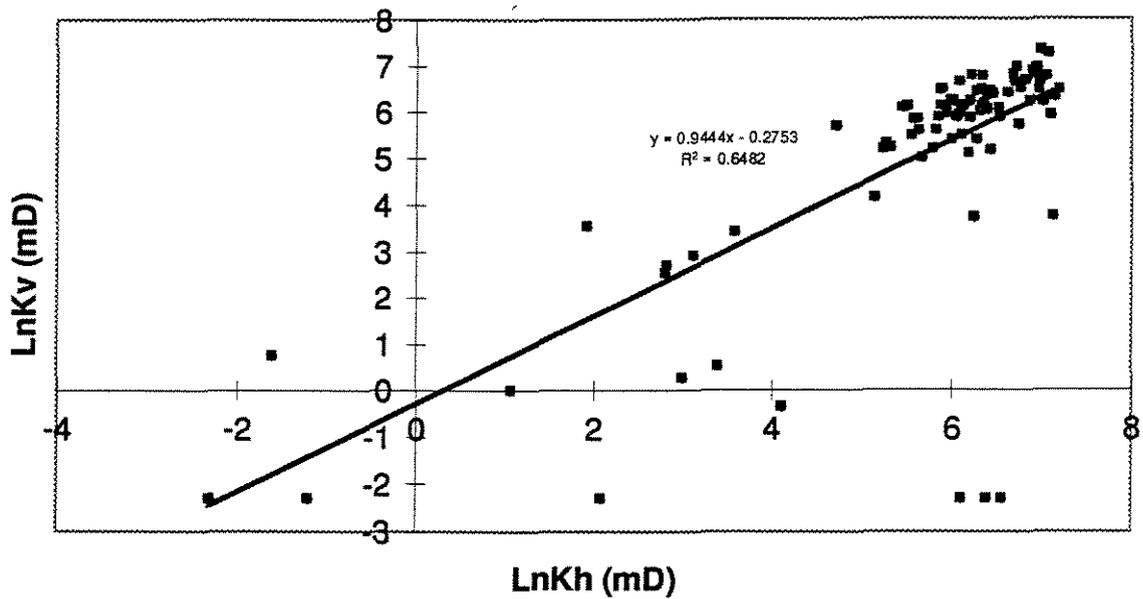


Figura 3-5: Correlação entre a permeabilidade vertical e a horizontal no testemunho do poço representativo da área em torno do TE10.

As informações para representar as permeabilidades na direção horizontal vem de diversas fontes, tais como: testes de formação, dados de testemunho e dados de *RFT* (Repeat Formation Test). Utilizar fontes de diversos suportes não é uma tarefa fácil, sendo objeto de estudo da simulação annealing (Câmara, 1992).

A justificativa para que não se tenha uma boa amostragem de informações das permeabilidades horizontal e vertical na direção horizontal é que o espaçamento médio entre os poços é de 600m. Com essa distância não é possível obter um variograma que represente bem as características do reservatório na direção horizontal. Estes valores nesta direção são melhor quantificados durante o ajuste de histórico.

Na direção vertical há informações de testemunho, com espaçamento médio inferior a um metro, em três poços, no intervalo correspondente à Camada 4 (Zona de Transição) o que é suficiente para uma boa caracterização nesta direção.

As informações de teste de formação com raios de drenagem superiores a 250m, dimensão da malha de simulação, resumem-se a dois poços na área de interesse (Camada

4). Isto se deve ao fato de não existirem completações de poços com produção de óleo nessa camada de transição.

Os dados de *RFT*, obtidos durante a perfuração dos poços, despontam com mais abundância, com trinta dados. A permeabilidade obtida por *RFT* é calculada de forma indireta a partir da pressão medida em um aparelho, onde ocorre fluxo mínimo de fluido. Esse valor possui apenas um aspecto qualitativo, não tendo significado quantitativo.

A Tabela 3-2 e a Figura 3-6 apresentam um resumo das informações obtidas da variável permeabilidade na zona de transição do campo (Camada 4). A Tabela 3-2 mostra que a média harmônica, em testemunho, é fortemente influenciada pelos valores muito baixos de permeabilidade presentes, principalmente, nas margas do campo. O valor desta média obtido nas informações de *RFT* é bem superior pois estes testes são realizados preferencialmente em arenitos para a identificação da pressão.

Esta média é utilizada para representar um conjunto médio de blocos volumétricos, quando ocorre fluxo em série. (Ver Capítulo 4).

Tabela 3-2: Informações da variável permeabilidade a partir de testemunhos e testes de *rft*.

Estatística Básica	Perm. Hor. de Test.	Perm. Vert. de Test.	Perm. RFT
Média Aritmética	537.4	316.2	110.7
Média Geométrica	317.6	40.2	64.9
Média Harmônica	3.6	0.8	37.1
Desvio Padrão	410.1	436.4	118.6
Número. de Dados	38	33	38

Perm. - Permeabilidade em miliDarcy (mD).

Hor. - Horizontal.

Test. - Testemunho.

Vert. - Vertical.

A média aritmética é utilizada para representar um conjunto, quando ocorre fluxo em paralelo (Capítulo 4). Pode-se notar, pela Tabela 3-2, que os dados de *RFT* possuem

médias menores, provavelmente devido a danos de formação presentes próximo à parede do poço.

A média geométrica é utilizada em cálculos analíticos de mudança de escala (Deutsch, 1989) e também é sensível às margas e folhelhos presentes no reservatório.

A Figura 3-6 mostra que a distribuição não é normal e se verá mais adiante que também não é log-normal. Algumas classes estão faltando, provavelmente por não terem sido amostradas. Pode-se notar que o coeficiente de variação, para a variável permeabilidade, é muito grande e por isso há muita dispersão nos dados.

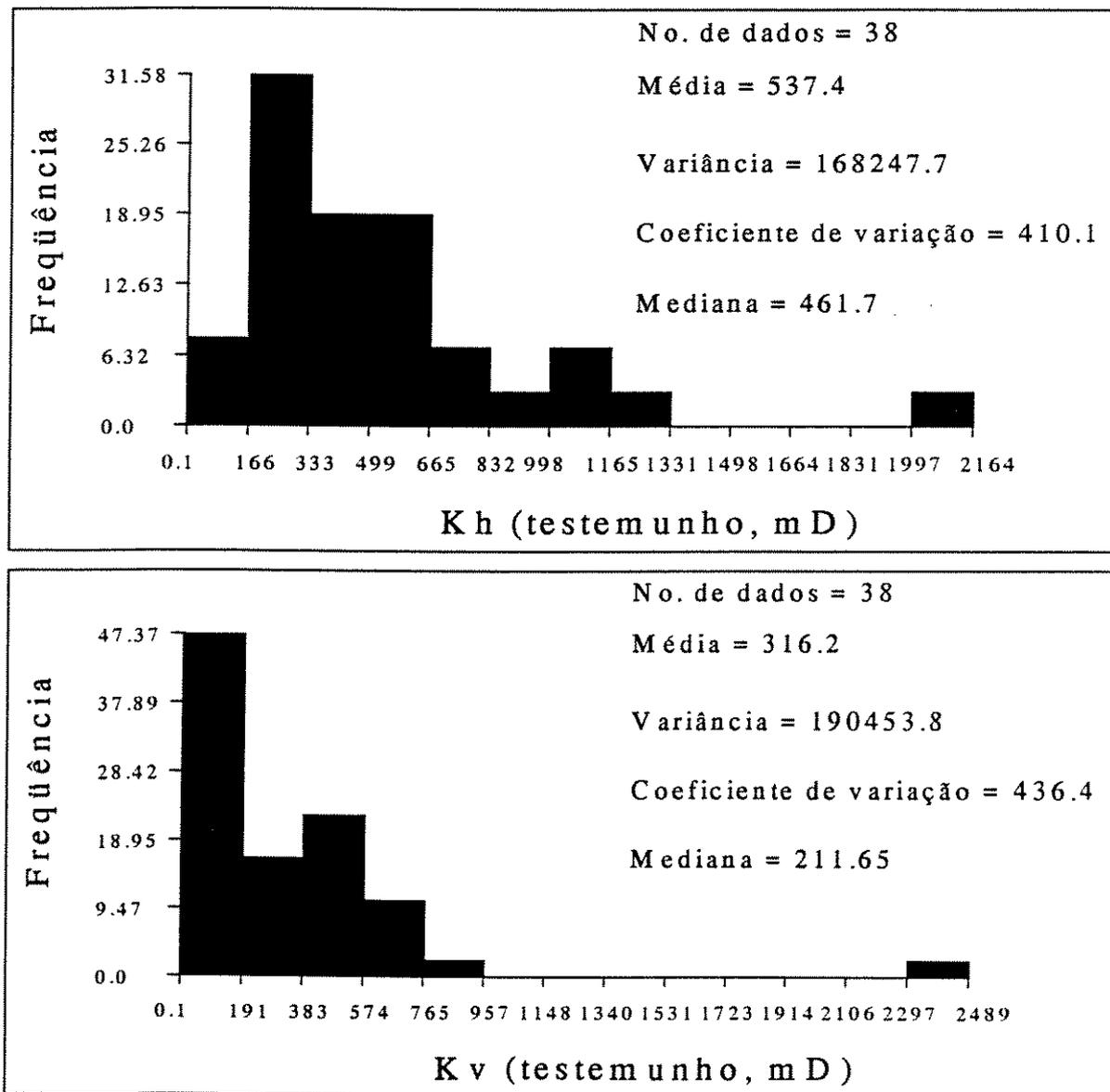


Figura 3-6: Histogramas das permeabilidades horizontal e vertical de testemunho.

4. Considerações sobre a Variável Permeabilidade

4.1. Permeabilidade

É aceito que os valores de laboratório expressam quantitativamente as condições originais do reservatório. No caso da permeabilidade é importante entender o sistema deposicional (direções preferenciais de fluxo) e compreender que devido ao evento geológico não ser aleatório, a amostragem por *plugs* pode não gerar uma distribuição normal. Os valores de permeabilidade frequentemente se alteram quando estão próximos da borda do reservatório. O esforço descritivo em termos de permeabilidade é prever sua variabilidade horizontal e vertical, na escala dos blocos da malha de simulação.

As principais médias utilizadas variam de acordo com o arranjo das permeabilidades. A média geométrica é adotada para uma distribuição de permeabilidade completamente aleatória. A média harmônica é utilizada para distribuição em série de permeabilidades. A média aritmética é usada para a distribuição de permeabilidades em paralelo. No entanto, essas médias não levam em conta como os dados estão distribuídos. (Jensen *et al*, 1987).

A permeabilidade equivalente de um reservatório é definida como a permeabilidade de um bloco homogêneo que permite a passagem do mesmo fluxo sob a mesma queda de pressão. A permeabilidade equivalente fica entre a média aritmética e a média harmônica dos dados reais (Cardwell e Parson, 1945).

As distribuições do tipo log-normal resultam de medidas nas quais um ponto dentro do reservatório depende do resultado de um ponto adjacente não completamente

dissociado deste. A distribuição de permeabilidades não necessariamente é do tipo log-normal (Law, 1944).

A extensão e os efeitos das restrições ao fluxo vertical no reservatório são difíceis de prever a partir de estudos geológicos. No entanto, a permeabilidade vertical pode ser efetivamente quantificada pelo uso do ajuste de histórico (Toronyi e Saleri, 1989). Deve-se atentar para a amostragem, pois se ela for feita de modo arbitrário, os elementos de baixa permeabilidade não são amostrados de forma representativa. (Weber e van Geuns, 1990).

4.2. Considerações sobre a Regularização na Análise Variográfica da Permeabilidade na Direção Vertical

Quanto à definição da regularização adotada na análise variográfica na direção vertical, tanto aspectos quantitativos como qualitativos são considerados. Inicialmente, os cinco poços testemunhados do campo TESE1 são analisados através de seus histogramas e variogramas da variável permeabilidade vertical usando-se regularizações diferentes. A Figura 4-1 e a Figura 4-2 representam exemplos de histogramas e variogramas com diferentes regularizações para o poço TE12, que representa a região do poço TE10.

A Figura 4-1 mostra que o histograma com a regularização de 1m reproduz com maior nitidez a frequência das classes de permeabilidades mais baixas. A Figura 4-2 mostra que há redução na variância quando se aumenta a regularização. A regularização de 1m representa melhor as heterogeneidades e, por isso, este valor é adotado na direção vertical. A regularização de 3 m não capta o que se passa de 0 a 3 m. Apresentando-se como se o fenômeno fosse aleatório.

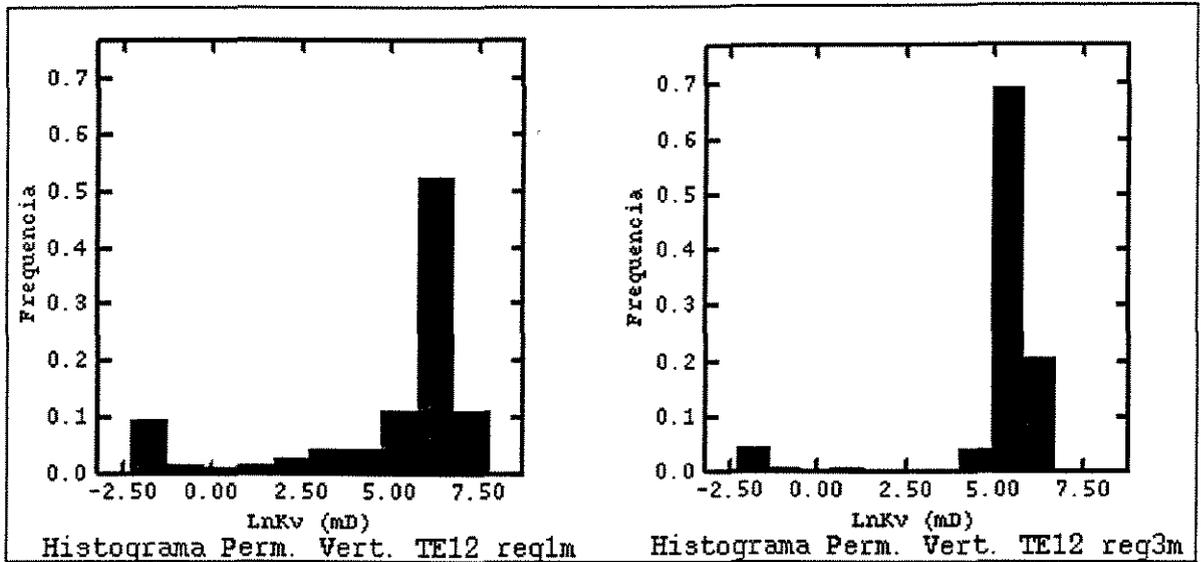


Figura 4-1: Histogramas para a variável permeabilidade vertical do poço TE12 com diferentes regularizações.

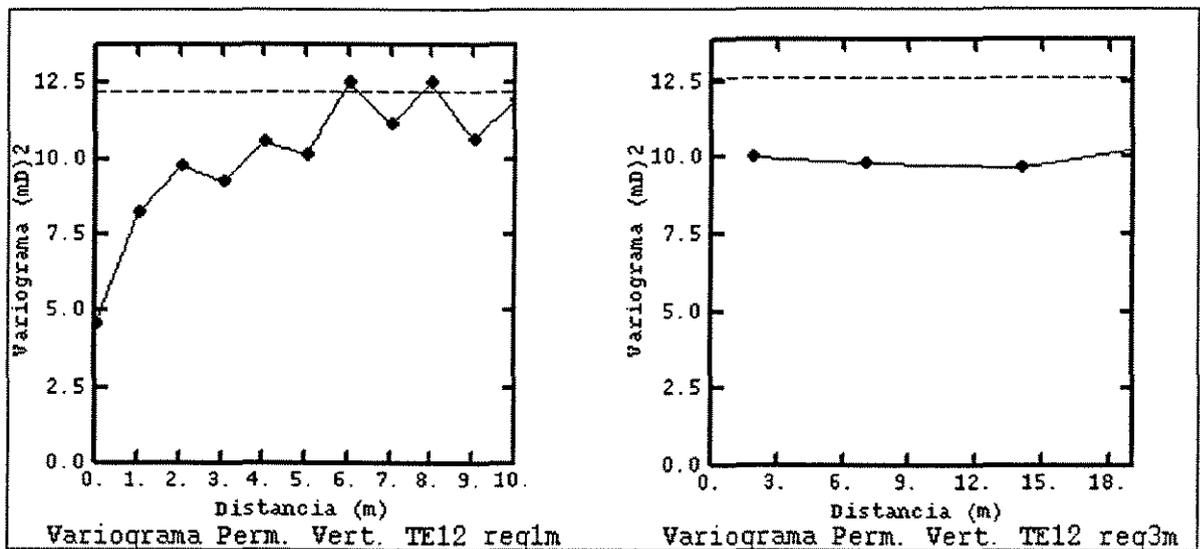


Figura 4-2: Variogramas para a variável permeabilidade vertical do poço TE12 com diferentes regularizações.

Cada caixa de testemunho possui aproximadamente 1m e contém na sua maioria ou arenito ou selante. Vide Figuras 4-3 e 4-4. Os histogramas mostram que o valor em torno de 1m representa a classe modal de espessuras de arenitos ou de selantes e, por isso, também se utiliza a regularização de 1m nos variogramas na direção vertical.

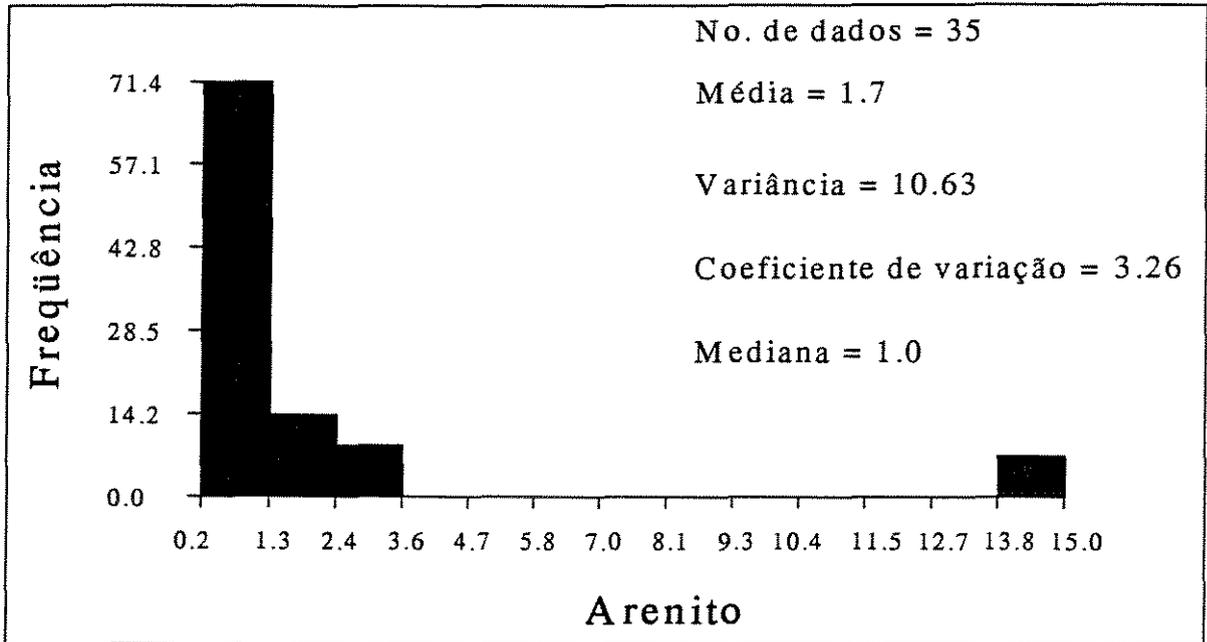


Figura 4-3: Histograma de espessura contínua de arenito no testemunho do poço TE12.

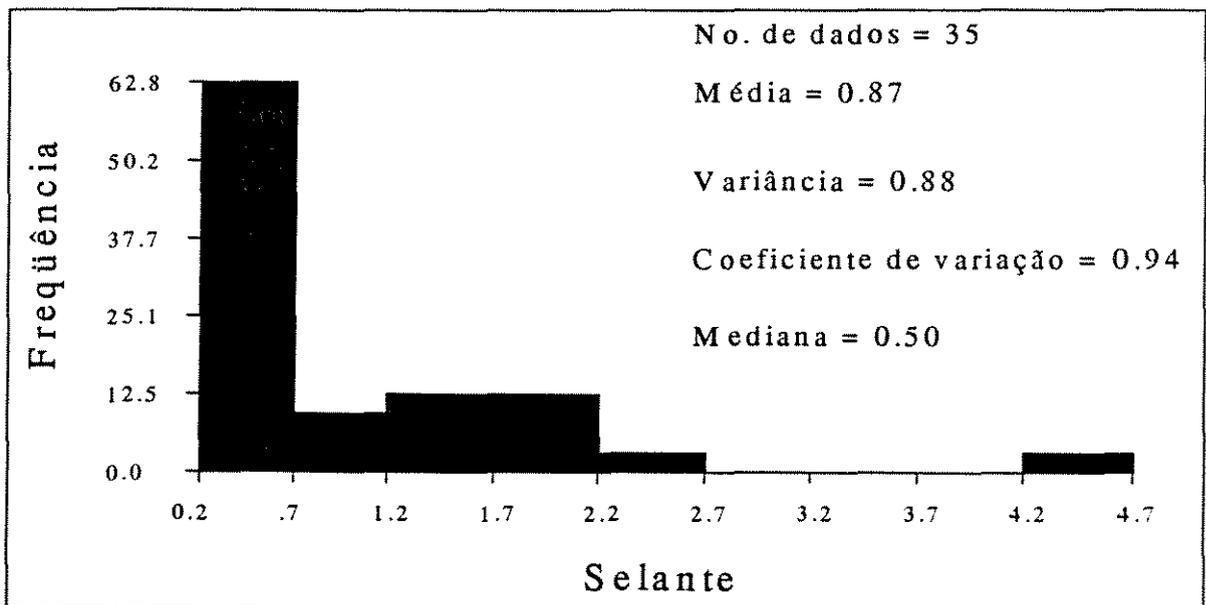


Figura 4-4: Histograma de espessura contínua de selantes no testemunho do poço TE12.

4.3. Mudança de Escala

Nesse estudo, a mudança de escala da malha geoestatística para a malha de simulação não é feita em virtude de se adotar um refinamento local na malha de simulação, somente na direção vertical da Camada 4, igualando as duas malhas. No entanto, em estudos de reservatórios de maior porte que o desta dissertação, esta mudança deverá ser realizada. Vários trabalhos sobre mudança de escala existem mas sem uma solução exata para o problema (Dubrule e Haldorsen, 1986; Guerillot *et al*, 1994; Morelon *et al*, 1991).

No cálculo do valor representativo da média da permeabilidade no bloco de 250m x 250m x 1m (Figura 3-1), é utilizada a média harmônica dos dados do logaritmo natural da permeabilidade vertical. Por exemplo, quando existem dois ou mais valores de permeabilidade dentro de um mesmo bloco, então é feito o cálculo da média como descrito acima. Está sendo considerado, neste cálculo, que cada amostra representa a média geométrica de seu volume de influência.

Quando o fluxo ocorre na horizontal, a média utilizada, no bloco, é a aritmética. A justificativa para o uso do logaritmo natural da permeabilidade deve-se a menor variância conseguida nos dados. Já o uso da média harmônica e da média aritmética são consagradas em vários artigos (Craig, 1980; Mattax e Dalton, 1990), quando se considera que o modelo de fluxo na vertical e na horizontal seja unidimensional (Figura 4-5). Nestes cálculos são utilizados tanto dados de testemunho quanto de *RFT*.

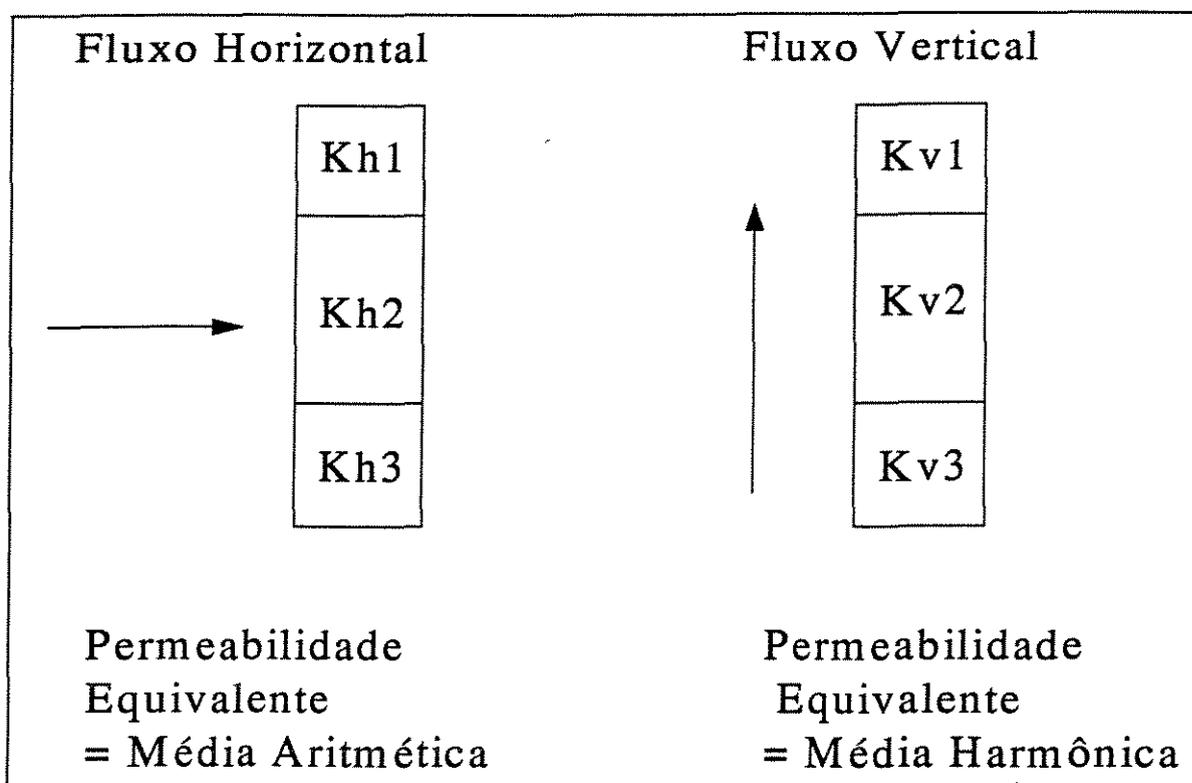


Figura 4-5: Esquema do cálculo das médias da permeabilidade para os fluxos horizontal e vertical no suporte adotado na construção do variograma vertical.

4.4. Área em Torno do Poço TE10

A área do campo, contendo o poço TE10, alvo de geração de valores de permeabilidade na quarta camada, é subdividida em 10 novas camadas de um metro de espessura. Essa área é representada pelo testemunho do poço TE12. Esse poço possui característica de perfil próxima ao TE10 e localiza-se a uns 600m do poço alvo. Nessa distância não são esperadas anomalias quer estratigráficas quer estruturais da formação geológica. Na verdade, com esse tipo de enfoque, evitam-se as não estacionariedades do campo. Esses diferentes padrões de variabilidade ao longo do campo podem ser vistos em histogramas e variogramas de poços localizados em diferentes regiões como mostrado na Figura 4-6 e na Figura 4-7. Na Figura 4-6, observa-se que estão faltando em alguns histogramas certas classes de permeabilidade e isso é devido a deficiência de amostragem existente nesses poços.

O perfil da permeabilidade com a profundidade, na Camada 4 (zona de transição), está na Figura 4-8. Nessa camada há grande intercalação entre arenito permeável e material selante, como margas e folhelhos. Não se observa, nesse perfil, o modelo caixote de longos trechos de baixa permeabilidade com mudança abrupta para valores de alta permeabilidade. Parece existir um modelo de transição entre a permeabilidade baixa e a alta. Esse fato será comprovado, mais adiante, quando se utilizar o conceito de probabilidade condicional nos estudos de Rivoirard, 1993.

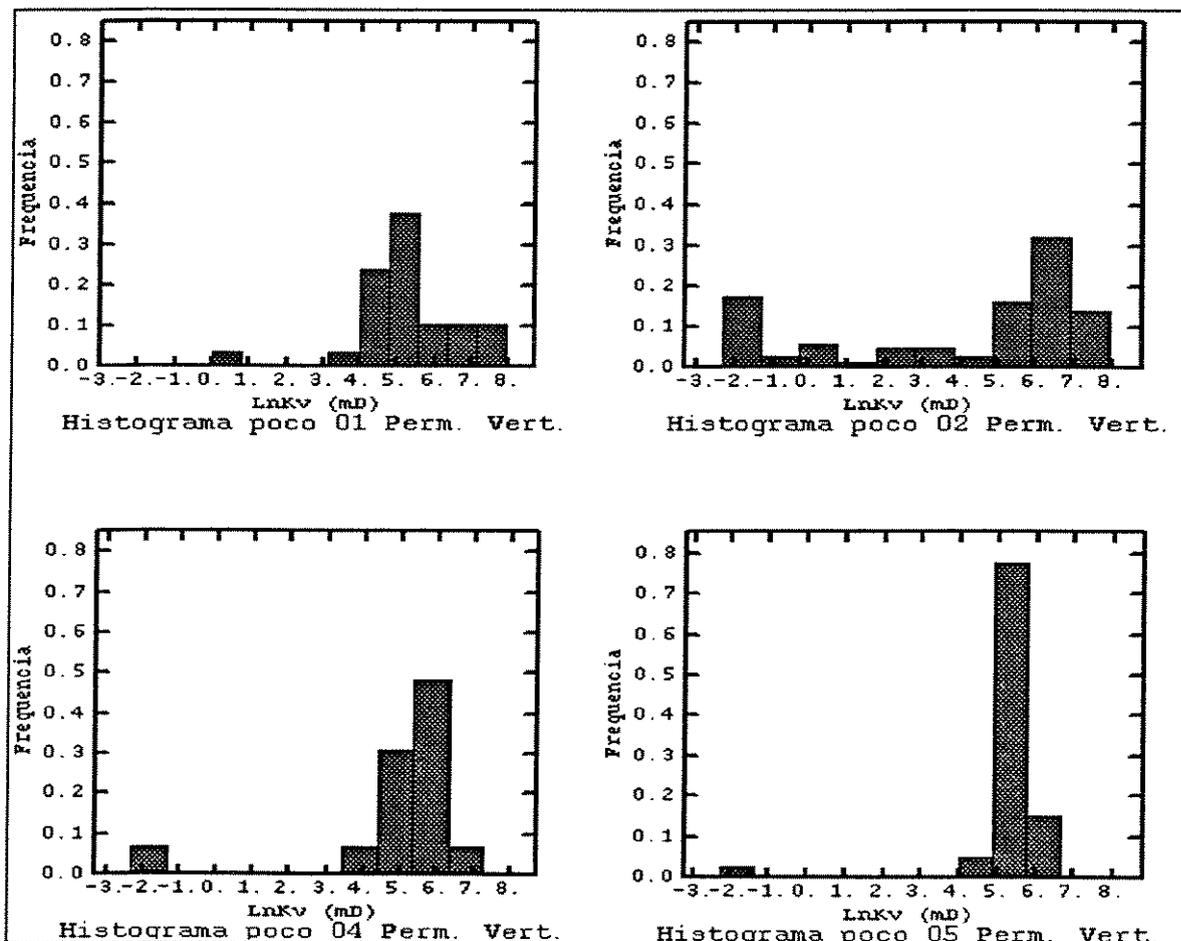


Figura 4-6: Histogramas de diferentes poços pertencentes ao campo TESE1.

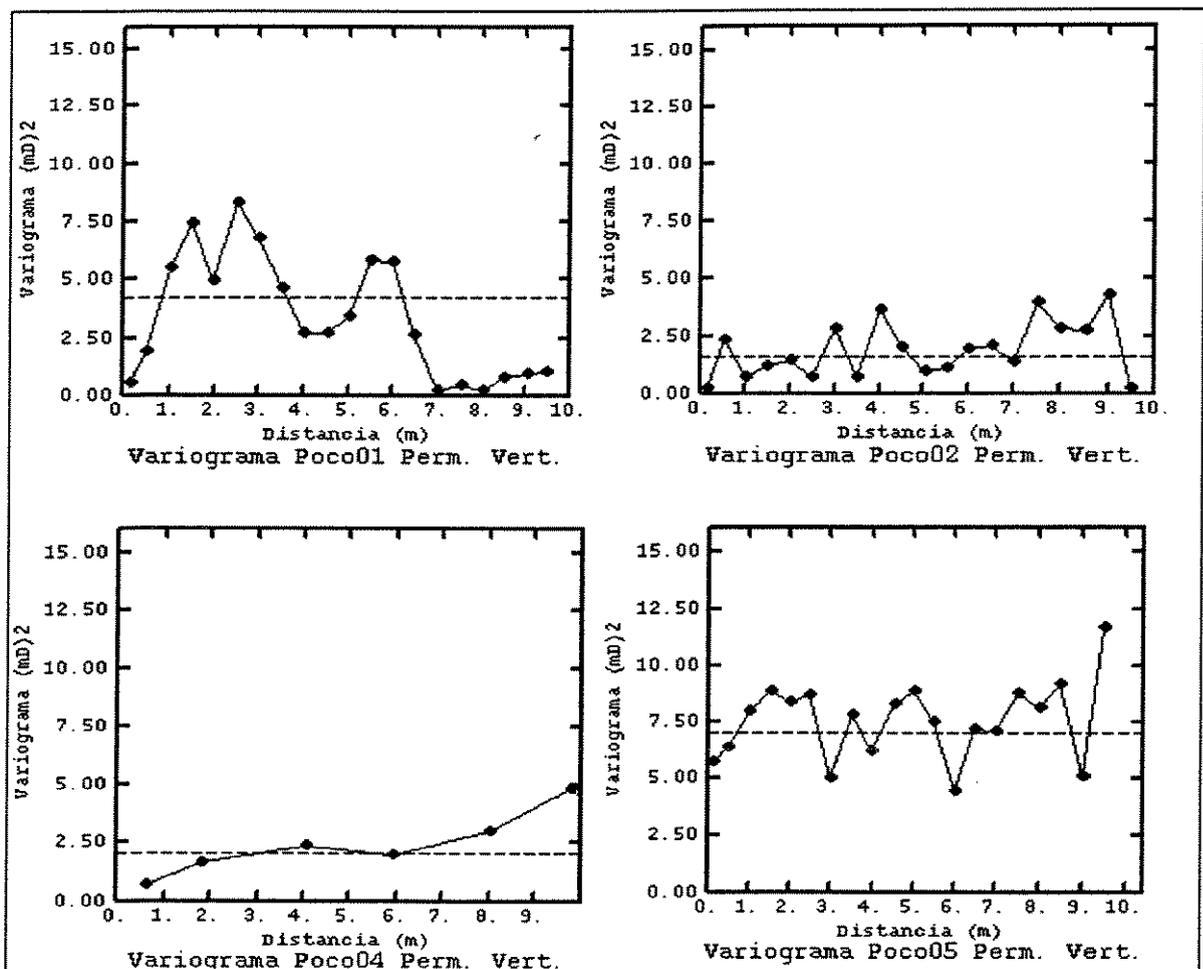


Figura 4-7: Variogramas de diferentes poços pertencentes ao campo TESEI.

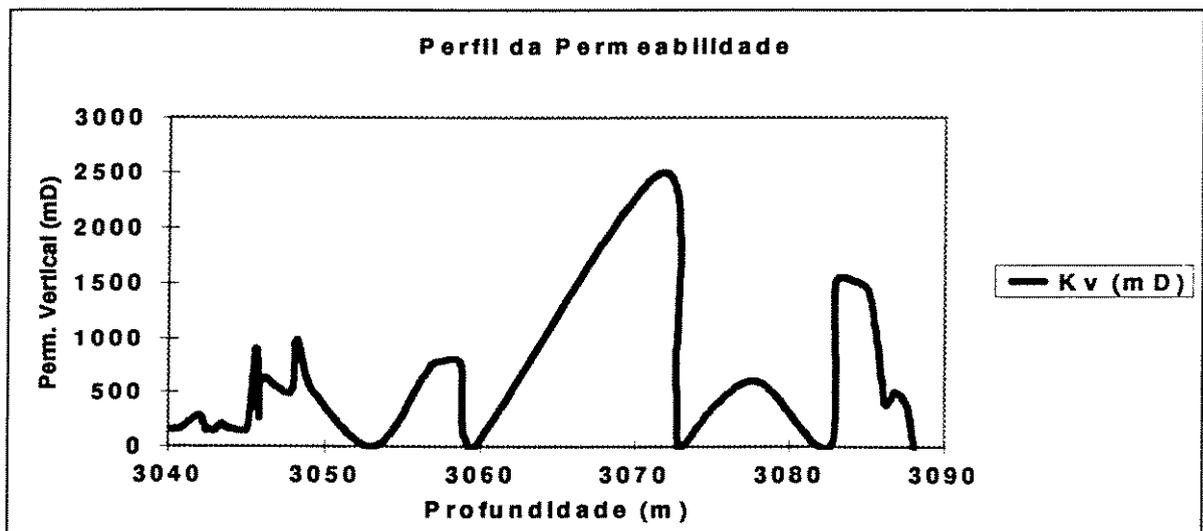


Figura 4-8: Perfil da permeabilidade vertical do poço representativo da área em torno do TE10 na Camada 4.

4.5. *Informações sobre os Dados de Permeabilidade*

Unir informações não é simples, visto que, os suportes que elas representam são diferentes. O suporte do testemunho, é definido como o volume de um *plug*. Os dados de *RFT*, por representarem dimensões pequenas, como as de testemunho, são também, neste trabalho, considerados como tendo o suporte de um *plug*. Já os dados de teste de formação, representam uma média de toda a camada vertical.

As dificuldades de obtenção de informações na direção horizontal são atenuadas pela análise de sensibilidade realizada no campo, onde a permeabilidade vertical deve ser melhor caracterizada a fim de se obter um bom ajuste de histórico da produção de água. Este fato restringe o problema à caracterização da permeabilidade vertical na direção horizontal.

Os testes de formação com raios de drenagem superiores a 250m que é o maior comprimento do bloco da malha geoestatística e de fluxo são considerados como valiosas informações qualitativas, na direção horizontal, na Camada 4. Porém existem apenas dois testes de formação nesta camada com raio de investigação maior que 250m.

Os dados de testemunho, devido ao seu pequeno suporte, devem ser vistos com reserva nessa direção. Já os dados de *RFT* apresentam duplo problema, pois representam um suporte pequeno e a direção não é nem horizontal nem vertical. No entanto, observa-se, neste trabalho, que a média geométrica dos dados de *RFT* multiplicados por seis é igual à média aritmética dos dados de teste de formação. Essa correlação é utilizada para corrigir o valor numérico dos dados de *RFT* para a direção horizontal e, com isso, confeccionar um variograma na direção horizontal tanto para a permeabilidade horizontal quanto para a permeabilidade vertical.

Mais tarde (Capítulo 9), verifica-se que alterando tanto o patamar quanto o alcance do modelo variográfico representativo da permeabilidade horizontal (K_h) na direção horizontal não há significativa variação na produção de água, mostrando que essa variável (K_h) possui importância secundária para o fluxo neste trabalho.

No caso da permeabilidade vertical há também a necessidade de se saber a extensão lateral dos selantes, o que não é conhecido com precisão. Não há, para esse reservatório, afloramentos onde esses valores possam ser obtidos, visto que, por perfil, os

selantes parecem não ter continuidade superior a 400m na extensão lateral dos poços. Na literatura existem alguns trabalhos (Deutsch, 1989; Haldorsen e Chang, 1986) onde são construídos um simulador particular, para posicionar esses selantes de forma aleatória. Neste trabalho, opta-se por não caracterizar a posição dos selantes e utilizar o ajuste de histórico do poço TE10 como ferramenta, para saber o valor numérico dos dados de permeabilidade.

5. Análise Variográfica

5.1. Obtenção do Variograma Experimental

A variabilidade espacial de uma variável é medida pelo variograma. A variabilidade começa pequena e aumenta com a distância entre os pares de pontos. A variabilidade é importante pois grandes flutuações na permeabilidade em um reservatório de petróleo pode tornar o esquema de recuperação secundária ineficiente.

O variograma normalmente trabalha com pares de pontos separados por uma distância \mathbf{h} (vetorial). No entanto, na prática, os pontos amostrais estão distribuídos de forma irregular e não há um valor exato de \mathbf{h} entre as amostras. Normalmente são especificadas tolerâncias para essa separação tanto na distância como para a direção.

Na prática, o variograma tradicional é estimado através de uma média quadrática para cada distância \mathbf{h} , utilizando-se os dados originais pela fórmula abaixo:

$$2\gamma(\mathbf{h})^* = \frac{1}{N(\mathbf{h})} \sum_{i=1}^{N(\mathbf{h})} [Z(\mathbf{x}_i) - Z(\mathbf{x}_i + \mathbf{h})]^2 \quad (5.1)$$

onde $N(\mathbf{h})$ é o número de pares de pontos distantes de \mathbf{h} (vetor), $Z(\mathbf{x}_i)$ é o valor da variável no ponto \mathbf{x}_i (vetor) e $Z(\mathbf{x}_i + \mathbf{h})$ é o valor da variável no ponto $\mathbf{x}_i + \mathbf{h}$.

O variograma que contém a maior quantidade de dados é o omnidirecional pois é feito para todas as direções. Isto não implica em acreditar que a continuidade espacial seja a mesma para todas as direções. Para explorar o padrão de anisotropia deve-se ter variogramas representativos em várias direções. Neste trabalho tem-se variogramas nas direções horizontal (omnidirecional) e vertical.

É preciso escolher o passo do variograma e normalmente se adota a distância média entre as amostras. A tolerância na distância pode ser a metade desse passo. A

tolerância na direção tem de ser alta o suficiente para não mascarar as anisotropias. O passo adotado na horizontal, neste trabalho, é de 600m, que é a distância média entre os poços do campo TESE1.

Quando se trabalha com variogramas deve-se atentar para a natureza das anisotropias. Existem dois tipos básicos. A anisotropia zonal e a geométrica. A anisotropia zonal ocorre quando em direções distintas, o patamar é diferente mas o alcance é o mesmo. A anisotropia geométrica ocorre quando, para direções distintas, os alcances são diferentes e o patamar é o mesmo. Neste trabalho, o variograma na direção vertical apresenta tanto alcance quanto patamar diferentes do variograma na direção horizontal.

5.2. Definição do Modelo Variográfico

Os variogramas experimentais das permeabilidades horizontal e vertical são construídos com os suportes de 1m na vertical. Também são construídas as nuvens de pares de pontos que se utiliza na construção dos variogramas. Com esses gráficos é possível modelar os dados experimentais tanto com o modelo esférico quanto com o seno-cardinal. Os primeiros pontos do variograma são sempre considerados os mais importantes e isso para considerar a correlação existente. O modelo adotado procura se adequar à nuvem variográfica obtida, onde grupos de valores extremos, que elevam o valor médio para um determinado passo do variograma são menos considerados.

A decisão da escolha do modelo a adotar baseia-se em um critério qualitativo. Este critério, o mais importante, busca representar a natureza dos dados da melhor forma possível. Neste campo e, em especial, na Camada 4 há a presença de ciclos deposicionais de turbiditos e, por isso, o modelo seno-cardinal é utilizado.

A próxima etapa consiste em fazer o ajuste dos variogramas aos dados experimentais do campo nas direções horizontal e vertical. O plano horizontal é considerado isotrópico nas direções X e Y. Ou seja, é construído um variograma omnidirecional e que depende apenas do módulo da distância h . Isso não invalida a área escolhida para estudo detalhado, pois a mesma é pequena quando comparada ao campo como um todo. De qualquer forma, só é adotada essa prática devido à ausência de dados ao longo desse plano.

O modelo final adotado é uma soma de três modelos imbricados. O primeiro modelo é o pepítico, cuja presença é detectado na modelagem do variograma vertical. Os outros modelos são dois seno-cardinal com amplitude e patamares diferentes e com anisotropia nas direções horizontal e vertical (Figura 5-1 e Figura 5-2). Não existe anisotropia horizontal pois a região de influência do poço TE10 pode ser considerada isotrópica em termos práticos devido à sua pequena dimensão.

Observar que o modelo variográfico está levando em conta os gráficos das nuvens variográficas. Por exemplo, o primeiro ponto é obtido apenas por um par de amostras e por isso o modelo não honra este ponto do variograma experimental. O terceiro ponto ($h=750m$) na Figura 5-1 apresenta um par com variância muito elevada o que acaba elevando o valor da média do variograma e por isso o modelo passa um pouco abaixo dessa média. Apenas os primeiros pontos (distância na horizontal inferior a 2000m e na vertical inferior a 5m) possuem alguma correlação. A escala da variância da nuvem variográfica é aumentada para se poder observar a representatividade da média em cada passo do variograma experimental. A equação do modelo resultante é :

$$2\gamma(\mathbf{h}) = C_0 + C_1 * 2\gamma_1(|\mathbf{h}|) + C_2 * 2\gamma_1(\mathbf{h}_z) \quad (5.2)$$

onde:

$$2\gamma_1(\mathbf{h}) = \frac{\text{Seno}(\mathbf{h})}{\mathbf{h}} \text{ Variograma Seno - Cardinal.}$$

$\mathbf{h} = (h_x, h_y, h_z)$ Vetor com coordenadas cartesianas nas direções X, Y, Z.

C_0 = Patamar pepítico.

C_1, C_2 = Patamares dos modelos variográficos.

$2\gamma_1(|\mathbf{h}|)$ = Variograma isotrópico no plano horizontal.

$$\mathbf{h} = \frac{|\text{distância}|}{a}$$

a = Fator de escala.

$2\gamma_1(\mathbf{h}_z)$ = Variograma com anisotropia zonal na direção vertical Z.

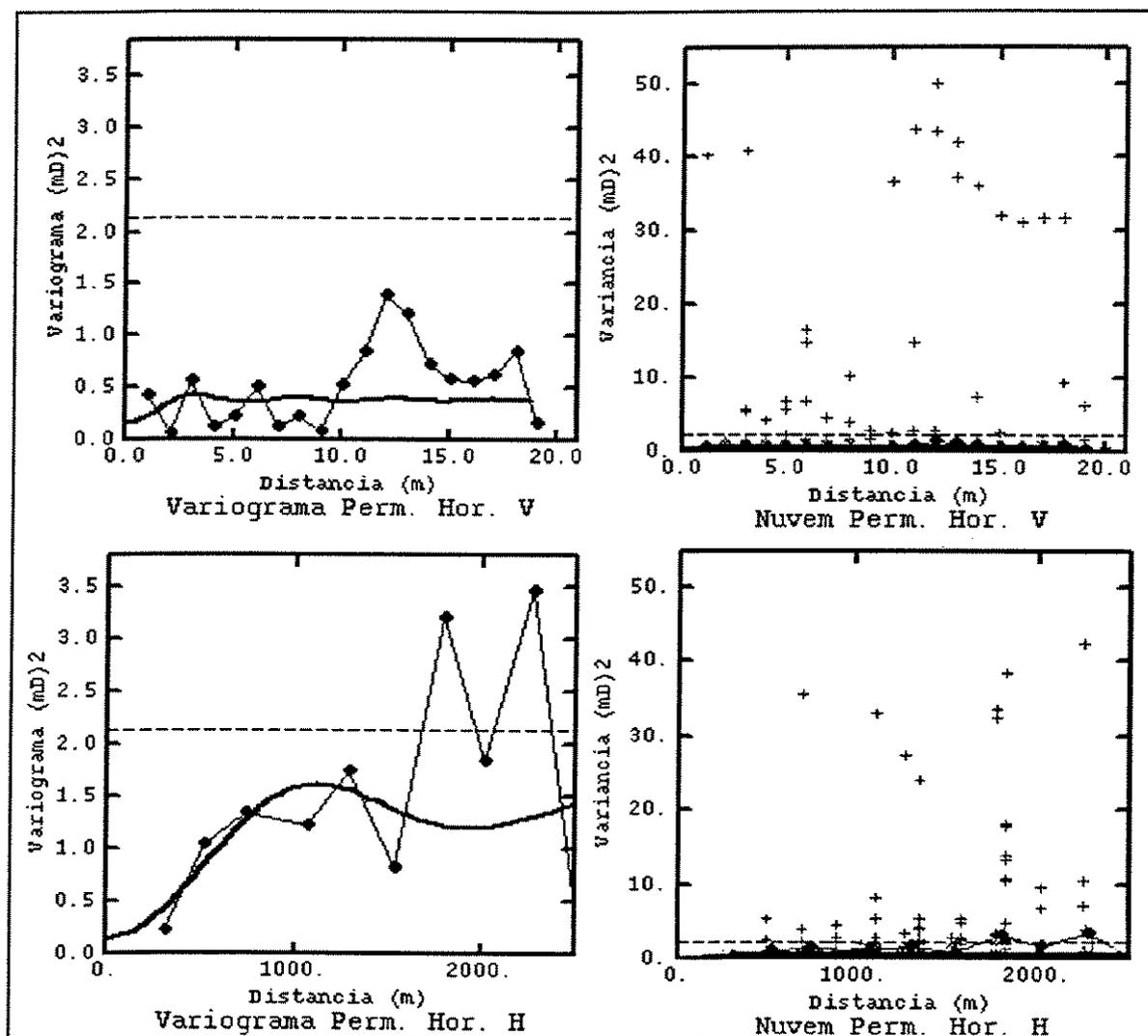


Figura 5-1: Variogramas da permeabilidade horizontal nas direções horizontal e vertical modelados com a função seno-cardinal.

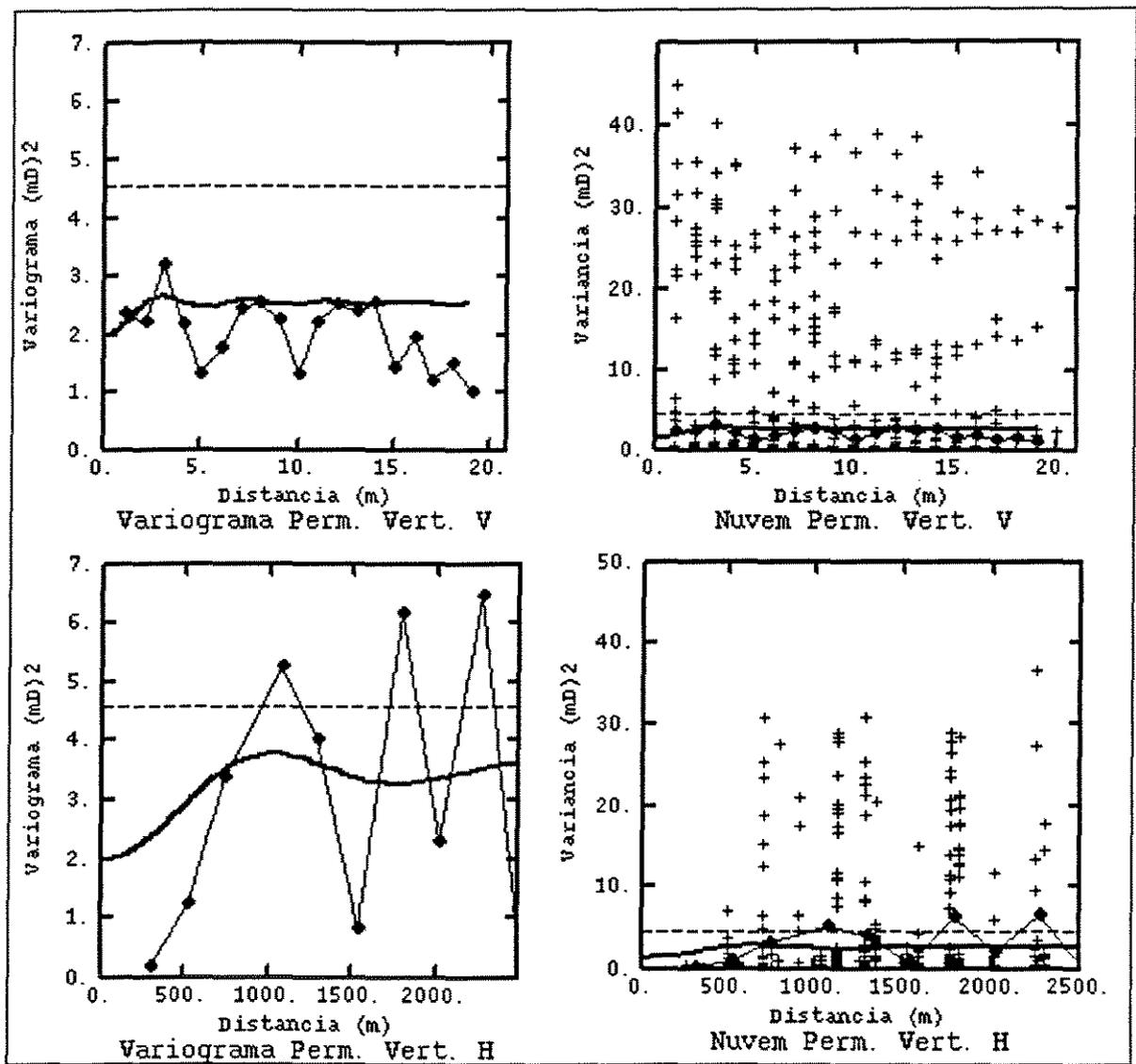


Figura 5-2: Variogramas da permeabilidade vertical nas direções horizontal e vertical modelados pela função seno-cardinal.

6. Estimativa

6.1. Considerações Iniciais

Um reservatório de petróleo é extremamente complexo, por isso ele se apresenta, aparentemente, como tendo um comportamento aleatório. Na verdade, desconhece-se o reservatório para descrevê-lo adequadamente devido às poucas amostras existentes.

Existem três importantes considerações a serem feitas sobre o processo de estimativa:

1. Deseja-se fazer uma estimativa sobre grandes áreas ou sobre locais específicos?
2. Está-se interessado em valores médios ou em uma completa distribuição espacial dos valores ?
3. Deseja-se estimar em volumes compatíveis com o tamanho de nossas amostras ou referir-se a volumes de suportes diferentes?

Em estudos de fluxo em meios porosos, a estimativa global da permeabilidade não tem muito significado pois o fluxo é controlado pelas zonas de permeabilidade extremamente altas (fraturas) e pelas extremamente baixas (folhelhos). Amostras agrupadas devem ter seus pesos reduzidos para levar em conta o fato, que elas não representam uma área maior que as amostras não agrupadas. Por isso, os métodos de estimativas locais devem levar em conta não só a distância entre as amostras como também a possibilidade de redundância entre elas (e.g. krigagem).

Há uma relação entre o tamanho ou suporte de nossos dados e a distribuição de seus valores. Quanto maior o suporte menor a variabilidade. Embora o suporte tenha uma

influência na variância, ele não altera a média global (Isaaks e Srivastava, 1989). Na maioria das aplicações práticas e também neste trabalho, o suporte das amostras não é o mesmo que o suporte onde se pretende fazer estimativas. Por exemplo, estimativas de porosidade e permeabilidade são necessárias para grandes blocos ou malhas de simulação. Este problema, conhecido como mudança de escala, é um dos mais difíceis de ser resolvido.

6.2. Krigagem

O método de estimativa conhecido como krigagem tem como objetivo a minimização da variância dos erros. Apesar das estimativas poderem frequentemente ser melhoradas com a incorporação de novas amostras, elas também podem ser adversamente afetadas, se as novas amostras estiverem fortemente agrupadas. Normalmente na indústria do petróleo e neste campo as regiões de melhor permeabilidade são mais densamente amostradas.

A krigagem ordinária, a mais usada na prática, calcula pesos (w_i) para as amostras de tal forma que seja assegurado que a variância do erro seja mínima, impondo $\sum_i w_i = 1$.

Os pesos, de forma alguma são fixos, e podem variar de acordo com as estimativas em diferentes regiões. A média do erro de krigagem é nula e pode ser escrita como:

$$E\{Z_v - Z_v^*\} = 0 \quad (6.4)$$

onde; Z_v é o valor verdadeiro do domínio estimado.

Z_v^* é o valor estimado de um bloco ou um ponto.

E é a esperança matemática.

A expressão da variância de estimativa, que é mínima, pode ser escrita como:

$$\sigma_E^2 = E\{[Z_v - Z_v^*]^2\} \quad (6.5)$$

O valor real não é conhecido e o que se faz na prática, para saber se a estimativa é adequada ou não, é comparar o valor estimado com o valor amostrado nas respectivas locações (Apêndice C - Validação Cruzada).

Para se calcular os pesos do sistema de krigagem ordinária, deve-se primeiro decidir qual o padrão de continuidade espacial que se deseja utilizar como modelo. Existem duas razões para que o variograma experimental dos dados não seja usado diretamente no sistema de krigagem ordinária. A primeira é que as covariâncias entre o valor amostral e o ponto a ser estimado podem necessitar valores no variograma para distâncias, onde os dados amostrais não são avaliados. A segunda razão é que o variograma amostral não garante a existência e unicidade da solução do sistema de krigagem ordinária.

Para garantir que haja solução e que essa seja única é necessário assegurar que a função de covariância $C(h)$ tenha a propriedade de ser positiva definida (Isaaks e Srivastava, 1989). Na prática, garante-se a existência e unicidade da solução fitando um variograma amostral com funções que se sabe ter a propriedade positiva definida.

O sucesso da krigagem ordinária está no uso da distância estrutural no lugar da geométrica e na possibilidade de desagrupar os dados amostrais. O uso de um modelo de continuidade espacial que descreve a distância estrutural entre os pontos dá uma grande flexibilidade e uma importante habilidade do procedimento de estimativa anexar informações qualitativas de natureza geológica.

A escolha de uma estratégia de pesquisa que utiliza os dados amostrais no procedimento de estimativa é uma importante consideração a ser discutida. Duas questões são levantadas:

1. Há amostras que são redundantes?
2. Há amostras relevantes?

A mais importante das questões é a última pois levanta o problema se as amostras pertencem ao mesmo grupo populacional da região que vai ser estimada. Neste trabalho, as amostras de permeabilidade são relevantes pois todas pertencem a zona de transição do campo, estando inseridas num mesmo contexto geológico.

6.3. Características da Krigagem Utilizada no Modelo de Fluxo

A krigagem ordinária é utilizada, neste trabalho somente como meio de se analisar a sensibilidade do modelo de fluxo às mudanças ocorridas nos parâmetros que definem o modelo variográfico das permeabilidades horizontal e vertical. Essas mudanças são fáceis de serem analisadas na krigagem devido à imagem resultante ser única e, por isso, precisar fazer a simulação de fluxo uma única vez por mudança no variograma.

Ela, em si, não é representativa das heterogeneidades existentes pois sua tendência em suavizar os valores extremos é incompatível com a natureza da variável permeabilidade em estudo. Mas toda simulação estocástica a utiliza em um de seus passos e ela representa uma tendência média do efeito da mudança da variável sobre as respostas de várias imagens. Nos resultados (Capítulo 9) são apresentados gráficos de respostas de fluxo para diferentes imagens da krigagem.

Para se fazer a krigagem, que é um interpolador linear exato, é utilizada a mesma malha da simulação de fluxo. A malha onde os dados são estimados é composta de 5 blocos de 250m na direção X, 5 blocos de 250m na direção Y e 10 blocos de 1m na direção Cartesiana Z, para o intervalo com água da Camada 4. A malha é refinada na direção vertical e grosseira no plano horizontal somente para reduzir o número de blocos a serem simulados e reduzir o tempo total de processamento e análise.

A vizinhança adotada para a estimativa de krigagem, em cada bloco, é a de um elipsóide, com alcance nas direções horizontal e vertical iguais aos obtidos nos respectivos variogramas (alcance na horizontal = 1000m e alcance na vertical igual a 3m). A estimativa é considerada aceitável com valor mínimo de 1 amostra presente nos limites da vizinhança. Essa prática é adotada devido a escassez de dados (Figura 6-1).

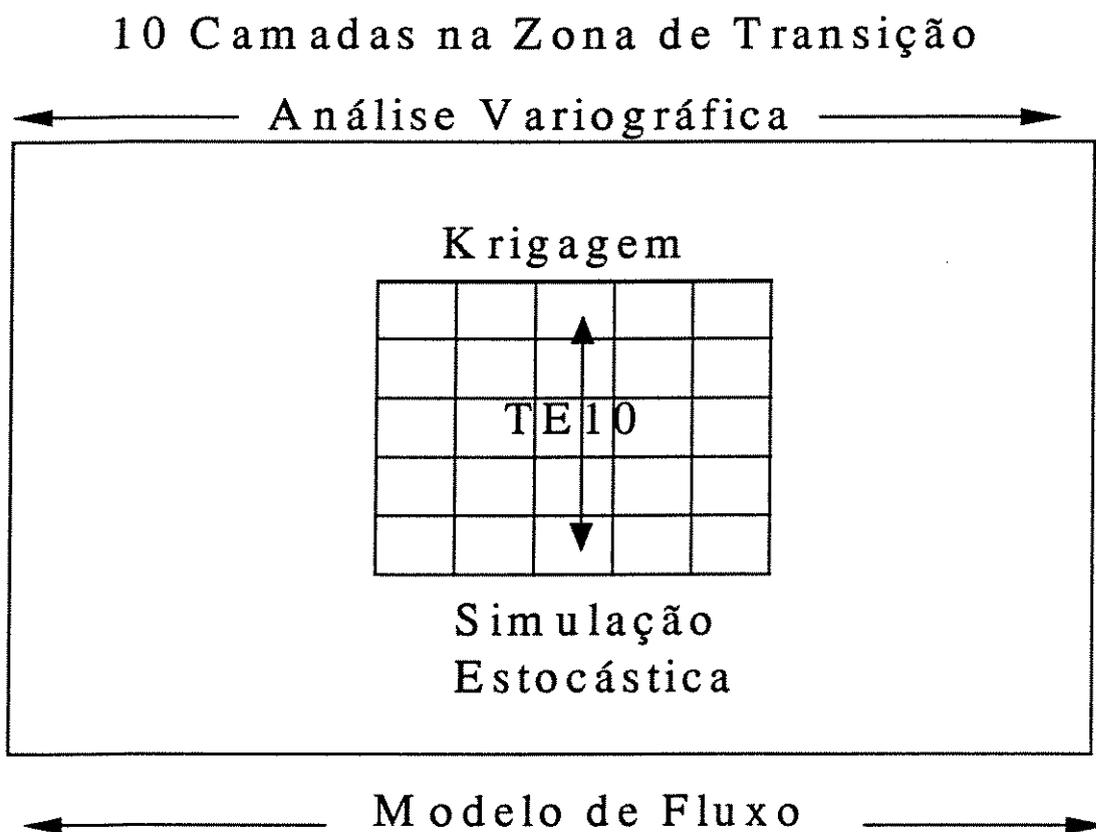


Figura 6-1: Esquema utilizado na fase de estimativa por krigagem e de simulações estocásticas, das permeabilidades horizontal e vertical na direção horizontal, na área em torno do poço TE10 nas 10 camadas representativas da zona de transição do campo TESE1.

7. Simulação Estocástica

A simulação estocástica tem por objetivo reproduzir as heterogeneidades principais, tais como, propriedades petrofísicas em diferentes fácies. É útil para a caracterização de reservatórios, onde seja importante detectar os padrões de ocorrência de valores extremos de certas variáveis, como porosidade e permeabilidade.

Uma vez que é possível gerar infinitas realizações para um mesmo conjunto de dados, o problema deixa de ser determinístico e passa a ser estocástico. A modelagem probabilística é conveniente para a caracterização do reservatório devido aos seguintes aspectos:

1. necessidade de descrições detalhadas que considerem realisticamente as heterogeneidades,
2. falta de informações sobre a geometria interna dos reservatórios,
3. complexidade das estruturas geológicas,
4. necessidade de se quantificar o risco econômico dos projetos.

Anisotropia descreve uma propriedade que possui duas ou mais distribuições diferentes (Lake, 1988). A anisotropia da permeabilidade causa mudança na direção do fluxo de fluido diferente do diferencial de pressão imposto. Duas feições geológicas, em particular, causam a anisotropia: os folhelhos e as camadas cruzadas. A Tabela 7-1 apresenta as principais heterogeneidades existentes no campo TESE1 na área em estudo.

Tabela 7-1: Classificação hierárquica das heterogeneidades observadas no campo TESE1.

Escalas de heterogeneidades	Heterogeneidades observadas	Efeitos na recuperação
Arcabouço maior da acumulação	- geometria externa do turbidito (<i>trend</i> deposicional alongado em NW/SE). - principais falhas do campo.	- efeito na continuidade e no volume do reservatório.
Elementos de arquitetura maior	- conjunto de lobos amalgamados. - lobos turbidíticos individualizados. - zonas estratigráficas.	- efeito na continuidade e varredura do reservatório.
Estrutura interna de uma arquitetura	- variações de granulometria dentro de uma mesma camada.	- efeito na eficiência de varredura, sobretudo vertical.
Barreiras de permeabilidade	- folhelhos/margas contínuas (separadores de zonas/sub-zonas). - folhelhos estocásticos. - níveis cimentados por calcita.	- efeito no deslocamento vertical de fluidos.
Escala de estruturas sedimentares	- fluidizações. - intraclastos. - bioclastos. - seqüência de Bouma. - arenitos maciços. - cimentação em camadas delgadas.	- efeito na eficiência de deslocamento.
Heterogeneidades microscópicas	- não puderam ser observadas, embora certamente ocorram. Exemplo: variação no tamanho de gargantas de poro, tipo de argila).	- efeito na interação rocha - fluido (permeabilidades relativas, pressão capilar).
Fraturas	- não foram diretamente observadas, embora haja a sugestão de existência de fraturas em áreas próximas às falhas.	- efeito na varredura horizontal e vertical e no volume de óleo drenado

A fim de que o modelo de simulação se aproxime das condições reais o máximo possível, é necessário que ele tenha uma variabilidade semelhante à real, pois a heterogeneidade é um dos fatores que mais influenciam o fluxo.

Que heterogeneidade honrar e como descrevê-la adequadamente? O primeiro aspecto é a arquitetura das unidades de fluxo e o segundo aspecto é a distribuição das propriedades de rocha e fluidos dentro de cada unidade de fluxo. Se variações de permeabilidade são primariamente devidas a eventos estruturais e diagenéticos, que ocorrem após

a deposição original, então não se justifica que um modelo baseado na deposição original seja apropriado ao modelo de unidade de fluxo.

O uso dos modelos estocásticos para avaliar as incertezas só poderá ser adequadamente confiável quando são produzidas muitas realizações e que todas elas sejam testadas no simulador de fluxo. Deve-se estar atento se o espaço das incertezas é bem amostrado, ou seja, que o número de realizações seja suficiente. As realizações são equiprováveis pois cada realização é unicamente indexada por uma semente e é resultado de uma distribuição uniforme.

Quando se utiliza a técnica da modelagem estocástica para otimizar uma decisão, pela minimização de uma função objetivo, espera-se que não haja nenhuma tendência sistemática, que apresente cenários otimistas ou pessimistas, pois interessa utilizar todas as respostas como representações equiprováveis da realidade. Na análise de risco, usando técnicas de Monte Carlo, depende-se da noção de uma distribuição completa de probabilidades das possíveis respostas e espera-se que nossa aproximação estocástica, produza respostas que representem a totalidade da distribuição.

É recomendável, nos casos com histórico de produção, simular o fluxo através da imagem obtida por krigagem e comparar os resultados com o histórico, antes de gerar imagens a partir dela, pois se a estimativa de krigagem estiver distante dos valores observados, então será muito difícil obter bons resultados na simulação numérica. Se não houver uma boa aproximação, deve-se verificar o modelo variográfico ou a vizinhança de krigagem, a fim de detectar o problema. Esta conclusão do trabalho de Campozana, 1990, também se aplica a esta dissertação como ver-se-á no Capítulo Resultados.

A importância de termos dados em qualidade e quantidade suficiente para uma boa caracterização do reservatório é fundamental; e há o pensamento “Se você pensa que o conhecimento sai caro, imagine quão caro pode ser a ignorância.” (Dandona *et al*, 1992).

Métodos estocásticos geram distribuições de permeabilidade ou valores de litofácies que satisfazem a um certo variograma ou a distribuição de probabilidade condicional. Dados de poços e informações geológicas quantitativas não são suficientes para prever a arquitetura do reservatório entre os poços exatamente. Isto justifica o uso de uma apro-

ximação probabilística, que gera modelos de reservatórios possíveis, todos honrando as limitadas informações disponíveis.

A solução consiste, então, em gerar possíveis modelos de distribuição de permeabilidade, com todos os modelos satisfazendo o conhecimento geológico e honrando os dados dos poços nas suas locações. Esta distribuição age como a principal ferramenta do comportamento do fluxo quando o campo é produzido.

7.1. Simulação Gaussiana Seqüencial

Como regra geral, procedimentos seqüenciais são vagarosos pois a estimativa da distribuição de probabilidade local é feita a partir de um número sempre crescente de valores simulados. O modelo seqüencial Gaussiano assume implicitamente que os valores extremos tem pouca conectividade e este fato é confirmado pela geologia do campo que considera os folhelhos pouco contínuos (menor que 300m) na zona de transição na região do poço TE10.

A variável modelada é transformada numa variável aleatória Gaussiana e essa transformação não afeta a correlação espacial da variável examinada.

A simulação seqüencial Gaussiana é relevante quando o fenômeno que está sendo estudado é aproximadamente multi-Gaussiano. Esse tipo de simulação é conhecido por ter entropia máxima, ou seja, a correlação espacial entre valores extremos é minimizada. Não favorece, por exemplo, localizar fraturas nem selantes contínuos (Journell, 1993). O método não pode incorporar informações indiretas como testes de formação. A propriedade é simulada em cada ponto selecionado de acordo com a sua distribuição de probabilidade condicional local normal, que é completamente caracterizada pela média e variância obtida da krigagem ordinária.

No entanto, segundo Gotway e Rutherford (1994), a simulação seqüencial Gaussiana é um método flexível e acurado de simulação estocástica e que pode ser usada juntamente com a simulação de fluxo.

Na simulação seqüencial Gaussiana (SGS), o modelo de distribuição é assumido como conhecido, e necessita-se de dados suficientes, quando da escolha de parâmetros, para usar no modelo de distribuição. Quando se modela a permeabilidade em um reservatório, a modelagem indicatriz (SIS) que quebra a permeabilidade em várias classes

discretas é, às vezes, mais aceito, porque assegura resolução suficiente para os propósitos da simulação de fluxo. No entanto, necessita de grande quantidade de dados. As principais vantagens da SGS em relação ao SIS é a rapidez e simplicidade pois apenas um variograma experimental precisa ser modelado.

Deve-se ter sempre em mente que as principais incertezas podem não residir na variabilidade das realizações ou no fato de se adotar parâmetros fixos, mas sobretudo na validade do modelo ou dos parâmetros do modelo (Dubrule, 1994).

7.2. Escolha do Tipo de Simulação Estocástica

Para a variável permeabilidade é estabelecido o seguinte critério. Em geral, existem dois caminhos a seguir, para justificar a escolha de simulação de variável contínua. Ou se adota a simulação sequencial ou a não-sequencial. Baseado no trabalho de Rivoirard, 1993, é que são feitas as seguintes considerações. Este autor propõe uma forma de abordagem que tem por base o cálculo de probabilidades condicionais a partir dos variogramas direto e cruzado das indicatrizes.

Neste tópico será utilizado o conceito de variograma cruzado, o qual é usado para descrever a continuidade cruzada entre duas variáveis. Exemplificando com as variáveis porosidade e cimentação. A medida que o teor de cimentação aumenta, a porosidade diminui, ou seja, neste exemplo o variograma cruzado resulta em valores negativos. O variograma cruzado é estimado com a Equação 7-1, sendo $Y(x_i)$ o valor de outro atributo de interesse.

$$2\gamma_{ZY}(\mathbf{h})^* = \frac{1}{N(\mathbf{h})} \sum_{i=1}^{N(\mathbf{h})} [Z(x_i) - Z(x_i + \mathbf{h})][Y(x_i) - Y(x_i + \mathbf{h})] \quad (7.1)$$

O conceito de variáveis indicadoras também é necessário. Exemplificando a partir do histograma da permeabilidade vertical para a regularização de um metro (Figura 4-1). Divide-se este histograma em três classes distintas. Para $\text{LnKv} > 6.5$ tem-se a primeira classe que corresponde às mais elevadas permeabilidades (20% dos dados). Para $6.5 > \text{LnKv} > 5.0$ tem-se a segunda classe que corresponde às permeabilidades médias (40% dos dados). Para $\text{LnKv} < 5.0$ tem-se a terceira classe que corresponde às baixas permeabilidades (40% dos dados).

Estas classes distintas serão chamadas de Fácies 1, 2 e 3. A Fácies 1 corresponde às mais altas permeabilidades. A Fácies 2 e a Fácies 3 correspondem, respectivamente, às permeabilidades média e baixa conforme descrito acima.

As variáveis aleatórias indicadoras, referentes às três fácies estabelecidas acima, são obtidas utilizando-se funções aleatórias indicadoras definidas a partir da ocorrência ou ausência de determinado tipo de fácies. Assim temos:

$$I_1(x) = 1, \text{ se a Fácies 1 ocorre no ponto } x; 0, \text{ caso contrário.} \quad (7.2)$$

$$I_2(x) = 1, \text{ se a Fácies 2 ocorre no ponto } x; 0, \text{ caso contrário.} \quad (7.3)$$

$$I_3(x) = 1, \text{ se a Fácies 3 ocorre no ponto } x; 0, \text{ caso contrário.} \quad (7.4)$$

7.2.1. Variogramas diretos das indicatrizes

O variograma direto das indicatrizes pode ser escrito como:

$$2\gamma_J(h) = P[I_J(x) = J, I_J(x+h) \neq J] + P[I_J(x) \neq J, I_J(x+h) = J] \quad (7.5)$$

onde J é a fácies no ponto e P é a frequência relativa de ocorrência da fácies J no conjunto total de dados. Portanto, o variograma direto da indicatriz representa, em síntese, a probabilidade de sair de uma das fácies. Os variogramas diretos das indicatrizes para a permeabilidade vertical estão na Figura 7-1. Estes variogramas não serão analisados em sua essência mas servem como passo obrigatório para a confecção dos variogramas operacionais que são analisados a seguir.

7.2.2. Variogramas cruzados das indicatrizes

O variograma cruzado entre duas indicatrizes pode ser escrito como:

$$2\gamma_{JK}(h) = P[I_J(x) = J, I_K(x+h) = K] + P[I_K(x) = K, I_J(x+h) = J] \quad (7.6)$$

sendo J e K as fácies em análise.

A relação acima mostra que o variograma cruzado entre duas indicatrizes representa a probabilidade de um dos pontos pertencer a uma das fácies e o outro ponto, situado a uma distância h , pertencer à outra fácies em análise. A Figura 7-2 apresenta estes variogramas para a permeabilidade vertical. Pode-se notar que existem valores negativos calculados indicando que o aumento na probabilidade de ocorrência de uma determinada indicatriz implica no decréscimo de ocorrência da indicatriz cruzada analisada.

7.2.3. Operações entre variogramas

Ao se efetuar a divisão do variograma cruzado das indicatrizes pelo variograma direto de uma das indicatrizes obtém-se como resultado as probabilidades condicionais, ou seja:

$$\frac{2\gamma_{JK}(\mathbf{h})}{2\gamma_J(\mathbf{h})} = P(K|J) \quad (7.7)$$

Este cálculo indica qual a probabilidade de uma mudança para a fácies K, considerando que se esteja na fácies J. Neste trabalho, os cálculos das probabilidades condicionais estão na Figura 7-3 para a permeabilidade vertical na direção vertical. A interpretação destes gráficos é a seguinte:

a) Transição da Fácies 1 para as Fácies 2 e 3 (indicatriz 1 no denominador)

No caso da permeabilidade vertical, para valores pequenos de \mathbf{h} , são maiores as probabilidades de transição da Fácies 1 para as Fácies 2 e 3 do que para valores grandes de \mathbf{h} .

b) Transição da Fácies 2 para as Fácies 1 e 3 (indicatriz 2 no denominador)

Apresenta o mesmo comportamento do parágrafo anterior.

c) Transição da Fácies 3 para as Fácies 1 e 2 (indicatriz 3 no denominador)

A análise é semelhante ao item b.

Conclui-se que a probabilidade não é constante, a pequenas distâncias, de se passar de uma indicatriz para outra, sendo de uma maneira geral sempre decrescente com a distância, e que o modelo de difusão, entre os modelos propostos por Rivoirard, 1993, é o que melhor representa tal fenômeno. Esse modelo indica que há transição entre as fácies de permeabilidades definidas anteriormente e, por isso, se justifica a utilização da simulação sequencial Gaussiana na geração de imagens de permeabilidade na área em torno do poço TE10.

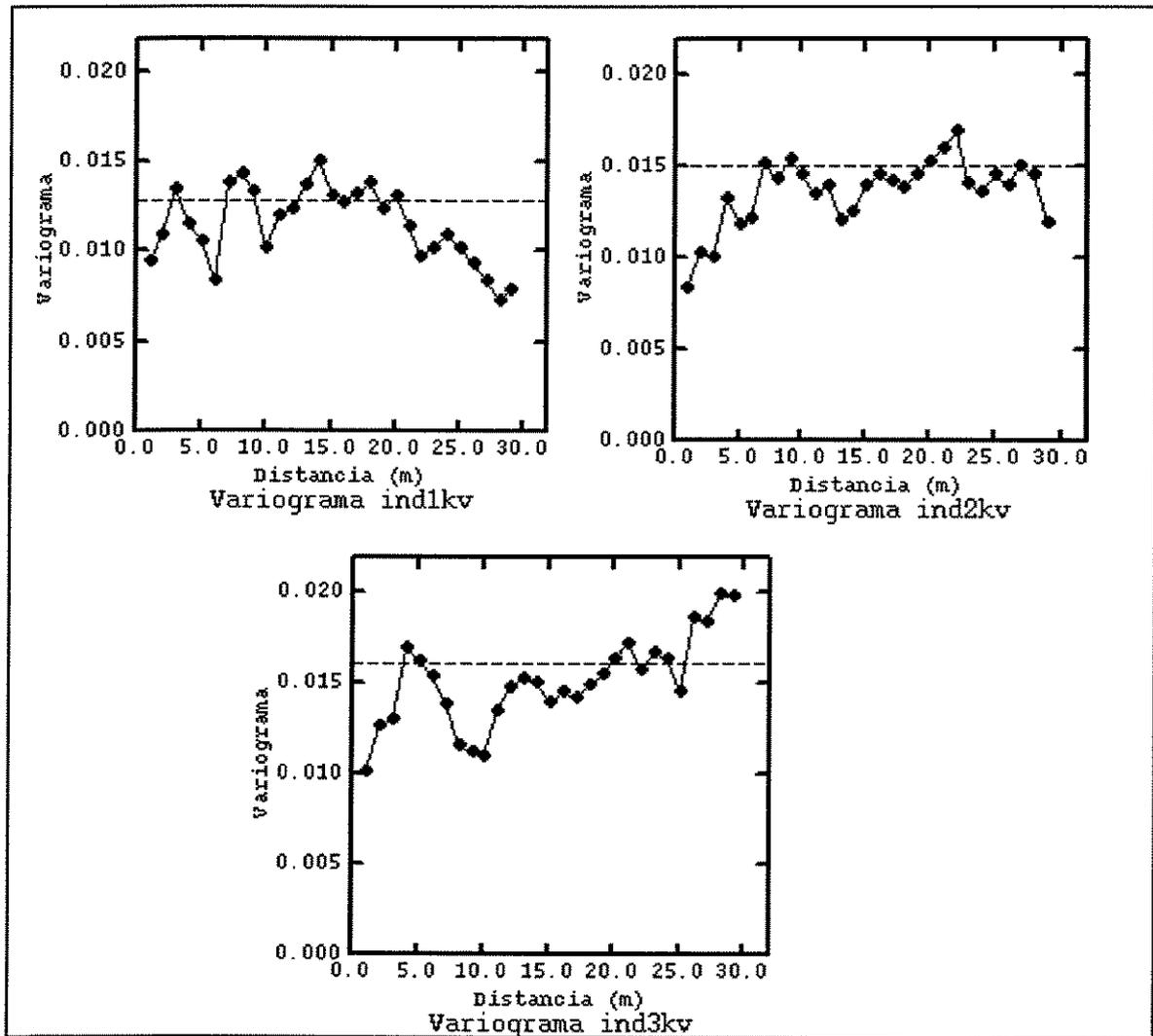


Figura 7-1: Variogramas diretos das indicatrizes da permeabilidade vertical.

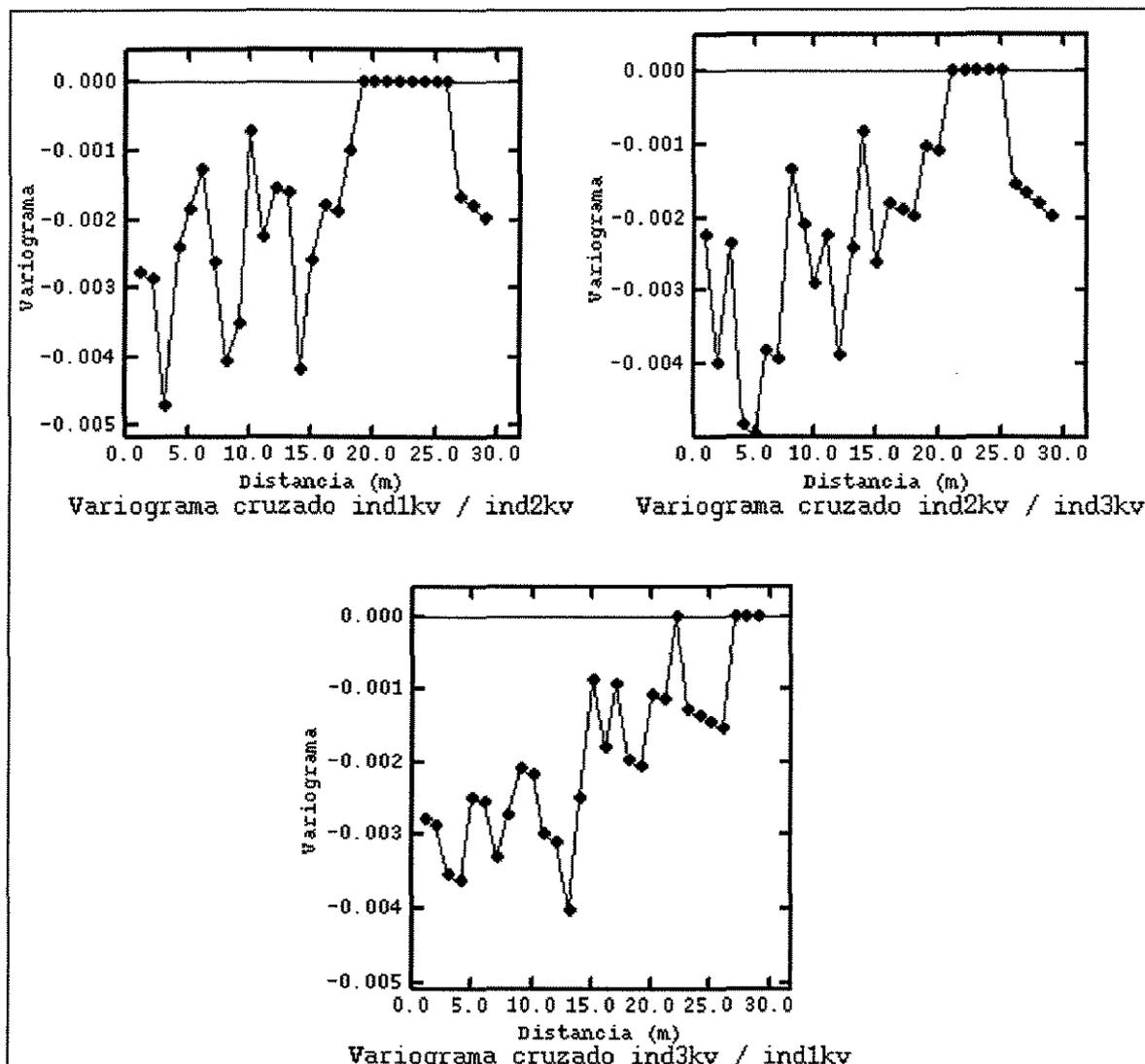


Figura 7-2: Variogramas cruzados das indicatrizes da permeabilidade vertical.

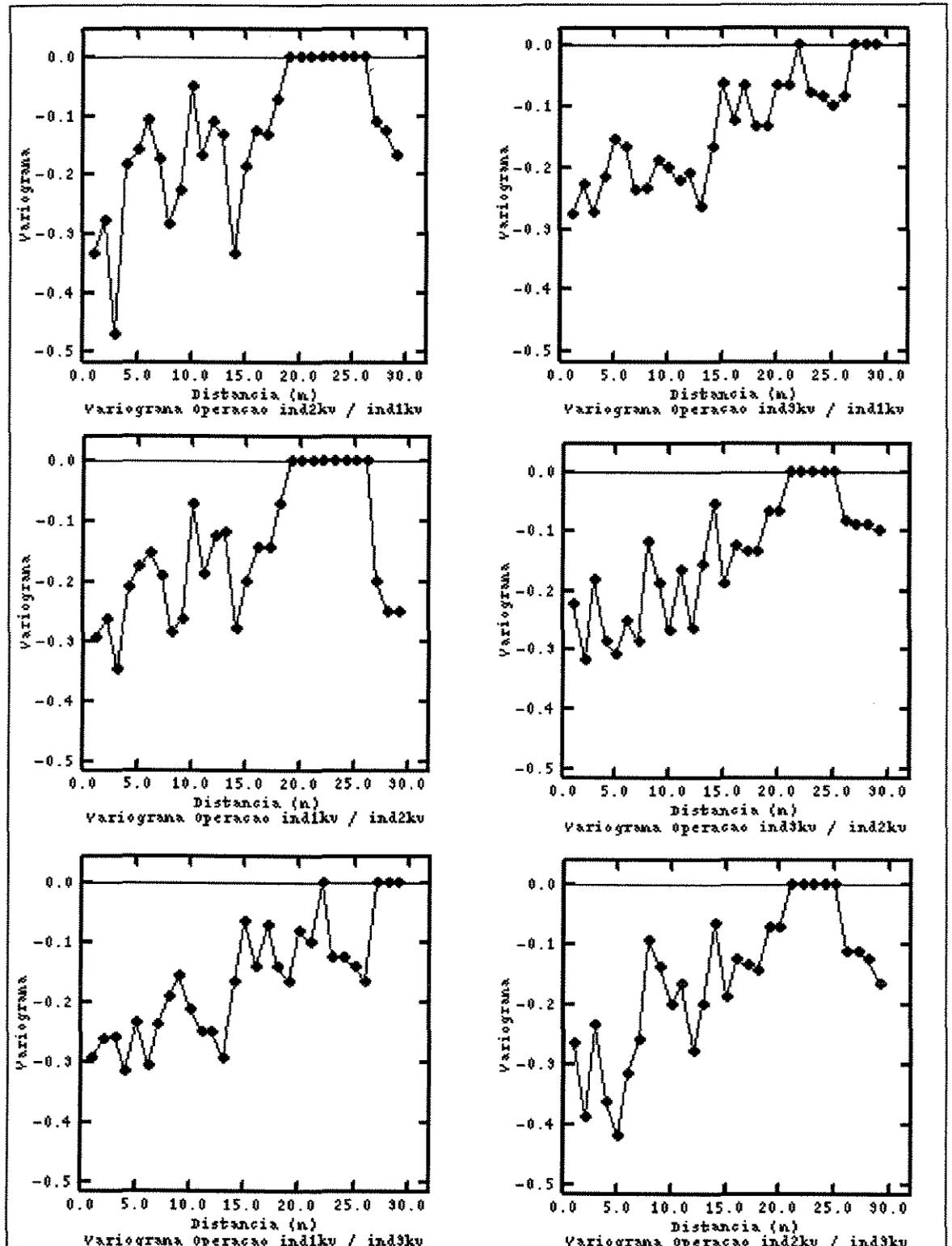


Figura 7-3: Variogramas operacionais da permeabilidade vertical representado pela divisão entre o variograma cruzado e o direto de uma das indicatrizes.

7.3. Metodologia Utilizada na Geração de Imagens

A geração de imagens é feita de acordo com os seguintes passos utilizando o *software* ISATIS:

1. após a construção do modelo variográfico, é definida uma vizinhança na malha de simulação, de tal modo ampla (igual aos respectivos alcances dos variogramas das permeabilidades) que valores distantes também contribuam para a estimativa da propriedade em uma determinada célula;

2. é feita anamorfose da variável permeabilidade, usando-se como transformada o modelo polinomial de Hermite, que se utiliza para modelar a distribuição original dos dados, para transformar a variável em uma Gaussiana;

3. realiza-se a simulação estocástica no espaço Gaussiano;

4. o resultado obtido com a simulação é retornado à variável primária através de outra anamorfose; e

5. as diversas imagens equiprováveis das permeabilidades são obtidas através da alteração dos valores das sementes utilizadas na geração de números aleatórios em uma distribuição uniforme.

Essas diferenças nas imagens fazem com que as respostas no simulador de fluxo sejam diferenciadas conforme ver-se-á no Capítulo 9. Os variogramas das permeabilidades horizontal e vertical no espaço gaussiano utilizados na simulação estocástica estão na Figura 7-4.

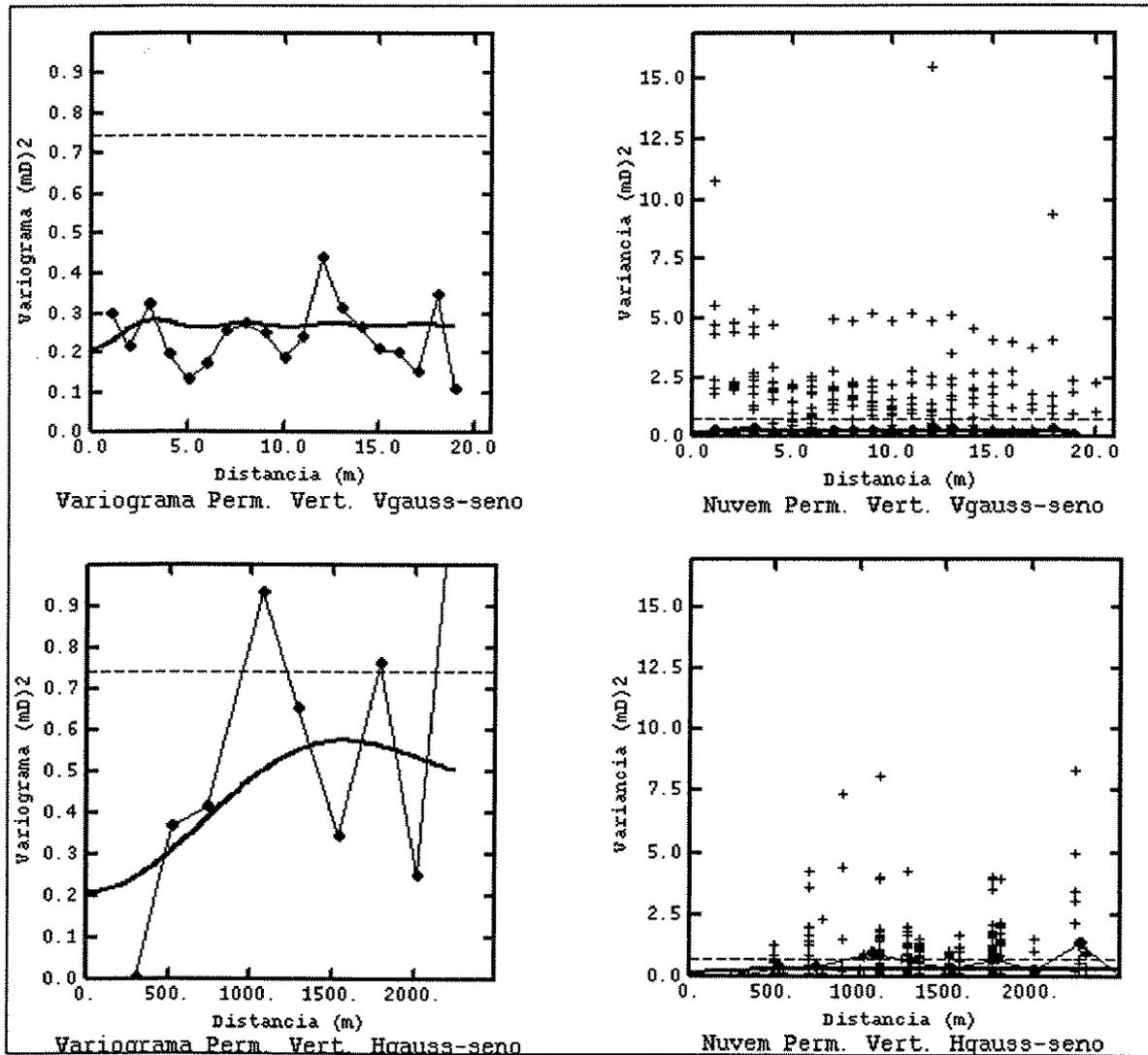


Figura 7-4: Variogramas da permeabilidade vertical Gaussiana nas direções horizontal e vertical que são usados na simulação estocástica.

8. Simulação de Fluxo

8.1. Conceitos Básicos

A simulação é, na maioria das vezes, a melhor forma de descrever quantitativamente o fluxo de múltiplas fases em um reservatório heterogêneo (Mattax e Dalton, 1990). Muito frequentemente, deve-se combinar diversos tipos de modelos, tais como: refinamento local, modelo de poço e modelo para o campo todo. O engenheiro deve determinar, de acordo com seus objetivos, o nível de sofisticação realmente necessário para solucionar o problema.

Em essência, o problema matemático é reduzido ao cálculo de fluxo entre os blocos da malha. A mudança abrupta de uma propriedade entre blocos vizinhos é uma função do tamanho do bloco. Na prática, o número de blocos é limitado principalmente pelo custo dos cálculos, pelo tempo para introduzir os dados de entrada e pela interpretação dos resultados.

Um estudo de simulação combina dados de diferentes fontes e os processa através de um complexo sistema de equações não-lineares para gerar previsão de produção requerida nas análises econômicas (Ballin *et al*, 1992). O grande problema é quantificar as incertezas; e uma forma é fazer um estudo de sensibilidade do impacto na resposta da simulação de fluxo, para diferentes hipóteses adotadas. Nem todas as incertezas podem ser consideradas simultaneamente.

Normalmente as propriedades de fluidos não variam a não ser que se esteja próximo ao ponto crítico. Propriedades de rocha são governadas por processos geológicos e por isso apresentam inicialmente alto grau de incerteza. Mudanças na saturação podem ser abruptas como um choque. Essas alterações não são bem representadas pela discretização

em malha e por isso os termos que dependem da saturação são incertezas ao longo do tempo de produção.

Algumas variáveis afetam a produção de fluidos mais do que outras. A permeabilidade relativa é sempre importante. Os dados do aquífero são sempre inferidos das observações do reservatório. A geometria do reservatório e a permeabilidade absoluta são importantes na definição dos caminhos de fluxo.

Existem três grandes problemas no ajuste de histórico na simulação de fluxo: falta de padronização, resultado não único e incertezas no modelo. A descrição do reservatório nunca pode ser tida como conhecida e por isso a simulação de reservatórios não pode ser usada como ferramenta determinística. Justificar o modelo somente baseado em um bom ajuste de histórico é uma falácia. É no ajuste que ocorrem os mais sérios abusos de mudanças de parâmetros.

A habilidade para representar propriedades do reservatório em arenitos e correlacioná-las entre poços depende do reconhecimento dos modelos deposicionais. O objetivo de uma análise integrada é adequar o modelo de fluxo ao conhecimento geológico, de tal modo que o fluxo de fluidos e o processo de recuperação sejam apropriadamente representados.

A validade do zoneamento pode ser investigado pelos histogramas de porosidade que devem apresentar uma distribuição normal. Outra maneira é verificar se a permeabilidade líquida corrigida pelo efeito Klinkenberg apresenta distribuição normal quando plotada com a frequência do logaritmo da permeabilidade. A variação no gradiente de pressão é um indicativo de zonas separadas. Pode ser esperado que diferentes fácies tenham diferentes geometrias internas de poros e, por isso, diferentes pressões capilares e saturações de água irreduzível.

O sucesso de um modelo numérico depende de duas condições particulares:

1. as equações representarem a física do fluxo e equilíbrio no sistema reservatório poço, e
2. as propriedades da célula ou nó representarem a descrição tridimensional do reservatório.

8.2. Construção do Modelo de Reservatório

Para construir um modelo de reservatório (Archer, 1985), necessitam-se dos seguintes dados:

1. Volume grosseiro de rocha
 - Fluidos e contatos.
 - Zonas não-reservatório.
 - Porosidade.
2. Volume líquido de hidrocarbonetos
 - Pressão capilar.
 - Propriedades do fluido.
 - Compressibilidade da rocha.
 - Distribuição de saturação.
3. Características de fluxo
 - Características de permeabilidade relativa.
 - Distribuição de permeabilidade.
 - Tamanho do aquífero.
 - Distribuição de pressão.
4. Energia do reservatório
 - Locações de poços
 - Injeção/produção.
5. Comportamento do reservatório.

Alguns dados informados ao modelo estão no apêndice D e incluem espessura total de arenitos por camada, contato óleo-água, porosidade média por camada, permeabilidades horizontal e vertical média por camada, etc.

Todos estes dados são informados ao modelo de fluxo montado no programa *IMEX* da CMG e, em especial, os dados da distribuição de permeabilidades na área em torno do poço TE10 (Imagens) são obtidos do programa *ISATIS* de geoestatística. (Manual do Imex, 1993; Manual do Isatis, 1994).

8.3. Procedimentos Clássico e Geoestatístico da Simulação de Fluxo

O procedimento clássico de simulação de fluxo consiste em:

1. modelo simplificado do que realmente existe é compilado considerando o reservatório composto de diferentes camadas e com dados petrofísicos associados;
2. o comportamento dinâmico do reservatório é simulado numericamente;
3. o comportamento de cada poço é comparado com o dado real, principalmente pressões e produções multifásicas;
4. os dados petrofísicos são então modificados para se obter um bom ajuste de pressão, da razão gás-óleo e da razão água-óleo; e
5. então o modelo é usado para prever o comportamento do reservatório e comparar os diferentes cenários de produção.

Este procedimento dá bons resultados quando:

1. a estrutura do reservatório não está muito distante da representada, isto é, com grande homogeneidade lateral; e
2. a previsão de produção se dá com o mesmo processo de recuperação.

O modelo aqui proposto é o geoestatístico e consiste em:

1. respeitar a heterogeneidade do reservatório; as ferramentas utilizadas são o histograma e o variograma, que permite que a variabilidade espacial seja quantificada; e
2. representações do reservatório podem variar de poço para poço, mas devem representar a realidade conhecida nos poços; isto pode ser obtido pela simulação condicional.

A avaliação das incertezas espaciais é requerida em deslocamento de fluxo e a simulação estocástica é a mais conveniente. Quando uma quantidade de amostras ou imagens é representativa, então todos os resumos estatísticos do parâmetro se tornam estáveis ou independentes do número de imagens estocásticas (Ballin, 1992). A média e a variância são recomendáveis a fim de verificar a estabilização das respostas de produção do simulador e saber se o número de imagens é satisfatório.

Fazer a previsão de produção baseado em imagens do reservatório requer a solução de dois problemas básicos:

1. ir da representação geológica para a discretização do reservatório em células, utilizado pelo simulador de fluxo (mudança de escala); e
2. quantificar acuradamente as incertezas na previsão de produção, baseado nas diferentes possibilidades de representação do reservatório.

Algumas questões são levantadas quando se usam modelos geoestatísticos: (Guerillot e Morelon, 1992)

1. Entre as imagens geradas pelo modelo geoestatístico, quais as mais úteis para os estudos de reservatório?
2. É possível utilizar uma única imagem? Se não, quantas deveriam ser usadas para cobrir todas as possibilidades de comportamento?
3. Podem ser obtidas representações de comportamento extremo?
4. A escolha das imagens representativas é independente do processo de recuperação?
5. Como conciliar o cálculo probabilístico da descrição do reservatório com o determinístico da simulação de fluxo?
6. Como deveriam os modelos geoestatísticos serem usados para quantificar as incertezas na previsão de produção?

Estas questões são discutidas no Capítulo 9. No caso de deslocamento de óleo por um fluido injetado é necessário considerar não só a conectividade mas também a completação dos poços, o seu posicionamento e as condições de injeção e produção.

8.4. Ajuste de Histórico

A primeira parte do trabalho consiste em fazer o ajuste de histórico de produção de fluidos para o modelo montado sem a presença de nenhuma imagem estocástica. A idéia é conseguir um ajuste grosseiro, para que as simulações com imagens, não fiquem muito longe do verdadeiro ajuste de histórico.

É feita, então, uma comparação entre o método tradicional e o método com geração de imagens, sempre com o poço TE10 e em especial com relação a sua produção de água, tanto vazão como produção acumulada. Isto se deve ao fato de que o reservatório não possui capa de gás e o mecanismo de produção é de gás em solução. Com isso a produção de gás é igual à razão de solubilidade inicial, embora tenha ocorrido

queda de pressão abaixo da P_{sat} por um curto período de tempo, e o ajuste é feito para a produção de água.

O ajuste de histórico é desenvolvido em duas partes do histórico de produção. A primeira parte vai até o intervalo de tempo 2708 dias (primeira fase) e incorpora toda a injeção de água do campo, com a consequente manutenção de pressão. Essa etapa serve para seleção futura de imagens para a segunda etapa que vai até 3105 dias (segunda fase). A segunda etapa caracteriza-se por grande variação na produção real de água, o que dificulta enormemente o ajuste de histórico, sendo, portanto, utilizada como uma avaliação do ajuste feito na primeira etapa.

As principais preocupações com esse ajuste grosseiro é o de honrar as produções de óleo informadas, as vazões de injeção de água, ajustar a pressão média do reservatório, ajustar a produção acumulada e a vazão de água do campo, bem como ajustar a produção acumulada e a vazão de água do poço TE10.

Com isso, as propriedades médias das principais propriedades petrofísicas e de fluxo ficam razoavelmente ajustadas. O ajuste do poço TE10 é feito alterando-se os valores de permeabilidade vertical e permeabilidade horizontal para um determinado grupo de blocos localizados na sua região de influência. Com isso, introduz-se heterogeneidades no modelo para que o ajuste seja o melhor possível. No entanto, um determinado valor fixo da variável permeabilidade ainda representa um grande número de blocos.

Alterações nas curvas de permeabilidade relativas obtidas de laboratório são realizadas e algumas mudanças na permeabilidade horizontal e muitas na vertical são necessárias para o ajuste grosseiro da produção de água do campo e também dos poços. No capítulo de resultados do primeiro caso, a curva homogênea representa este ajuste conseguido para a primeira fase.

Algumas modificações são implantadas no modelo a fim de evitar problemas de convergência e de tempo de simulação. O método *IMPES* é adotado e o passo de tempo máximo é de 100 dias. Mesmo assim, cada rodada do simulador leva em média 3 horas e meia de execução.

O modelo é preparado com 10200 blocos, tendo 15 camadas. Destas, 10 camadas com espessuras de 1 m cada, estão confinadas em uma zona acima do contato óleo-água e abaixo da principal zona produtora de óleo. (Camada 4 na Figura 3.3)

O objetivo desta discretização é o de usar a mesma malha geoestatística na simulação de fluxo, evitando-se deste modo, a necessidade de uma segunda mudança de escala para entrada de dados no simulador. A primeira mudança de escala ocorre na regularização dos modelos variográficos.

As Figuras 8-1 até 8-6 mostram o resultado final do ajuste de histórico de produção sem a introdução de nenhuma imagem, ou seja, o modelo é ajustado utilizando as características homogêneas das propriedades petrofísicas. Nota-se que o campo é bem ajustado, considerando os resultados obtidos nos gráficos de produção de água, pressão, e verificando-se os gráficos de entrada de produção de óleo e injeção de água. Porém, o poço TE10 apresenta grande diferença no ajuste da produção de água. Este fato deve-se às limitações impostas neste trabalho. As principais são:

1. tempo destinado ao ajuste (inferior a um mês),
2. refinamento feito somente na camada de transição óleo-água, sem incluir as zonas de água e de óleo adjacentes,
3. ajuste feito considerando propriedades petrofísicas alocadas às camadas como valores fixos e uma única curva de permeabilidade relativa.

Algumas questões são levantadas nesse momento:

1. Será que algumas imagens estocásticas irão representar melhor o reservatório?
2. Qual a ordem de grandeza da possível melhora ?
3. O tempo de simulação será um problema ?

O tempo de simulação não é um problema pois há redução no tempo de simulação e análise com a utilização do programa *PVM* que permite a paralelização das simulações, enviando um processo (simulação) para cada máquina disponível. As duas primeiras questões serão discutidas no próximo capítulo.

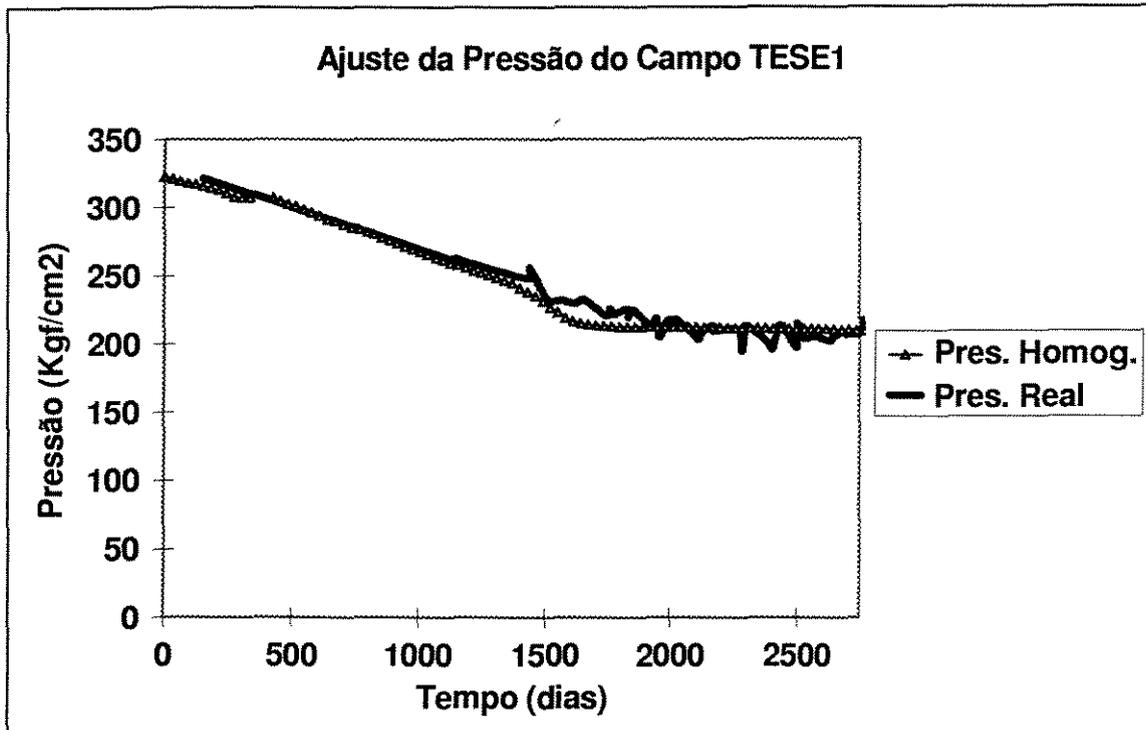


Figura 8-1: Ajuste de pressão do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.

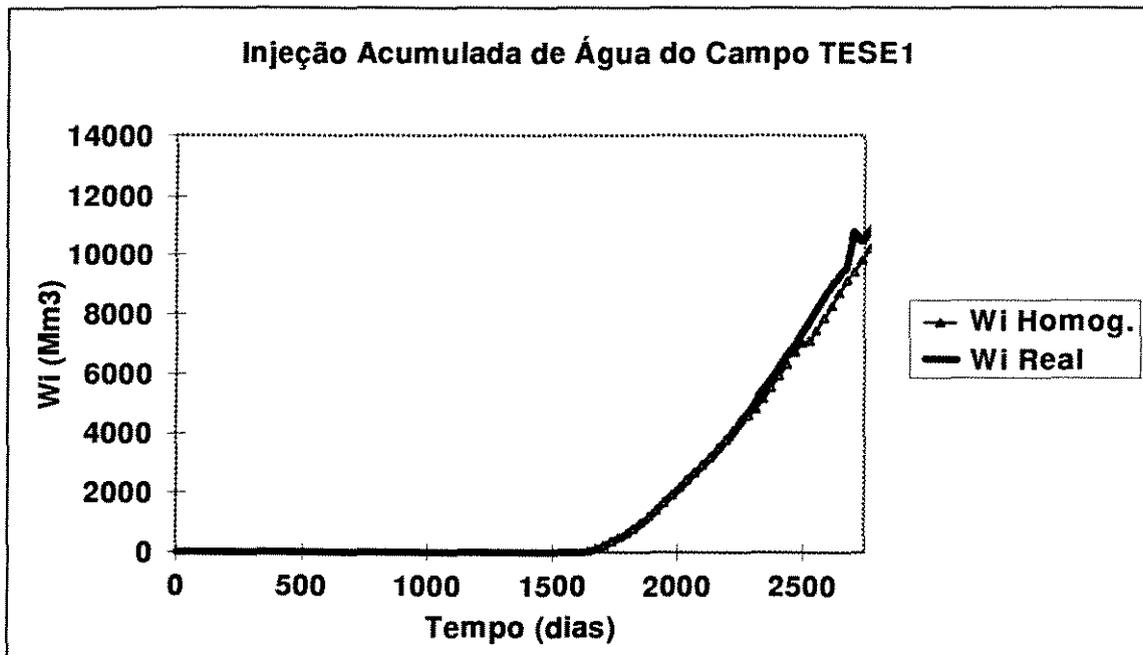


Figura 8-2: Ajuste da injeção acumulada de água do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.

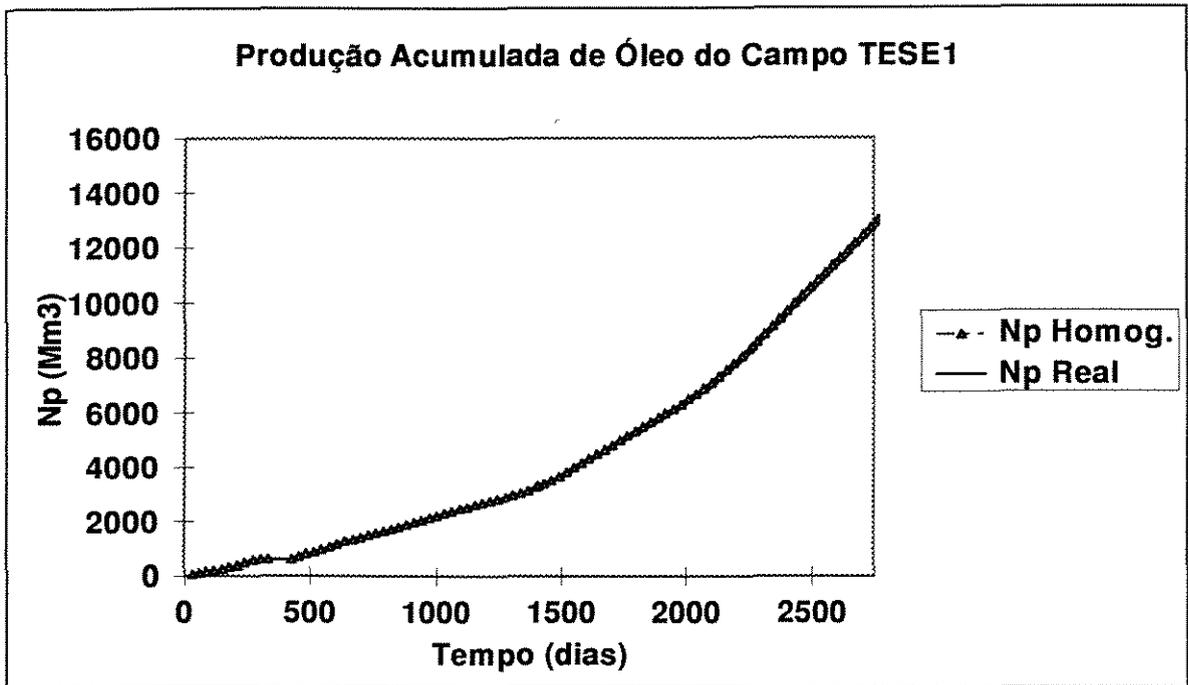


Figura 8-3: Ajuste da produção acumulada de óleo do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo

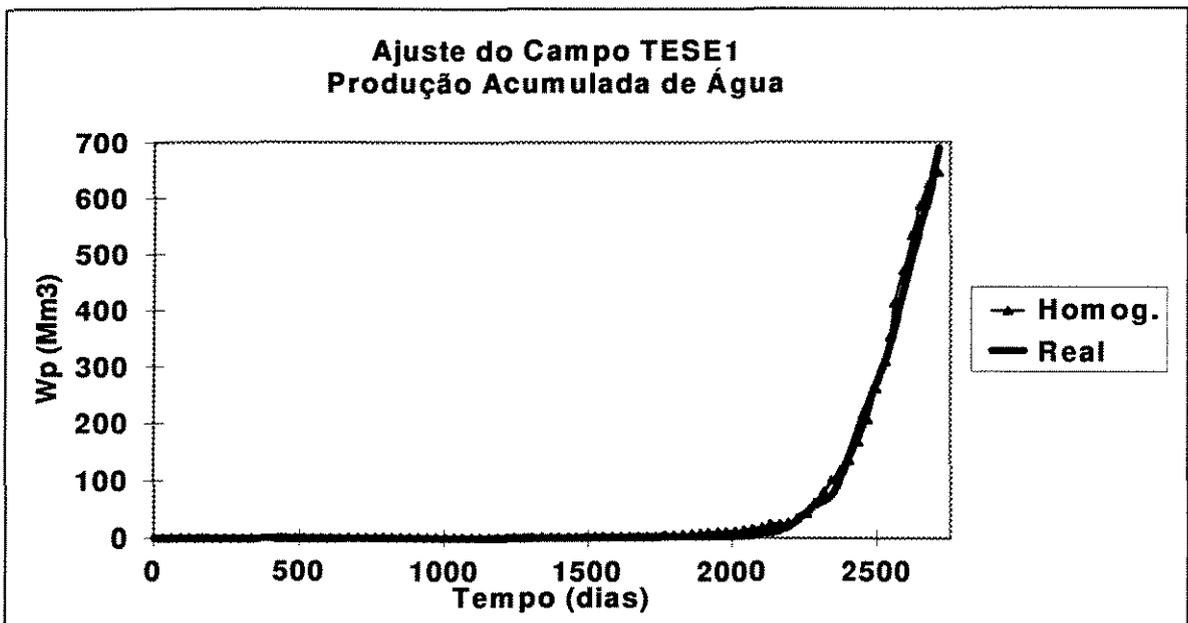


Figura 8-4: Ajuste da produção acumulada de água do campo TESE1 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.

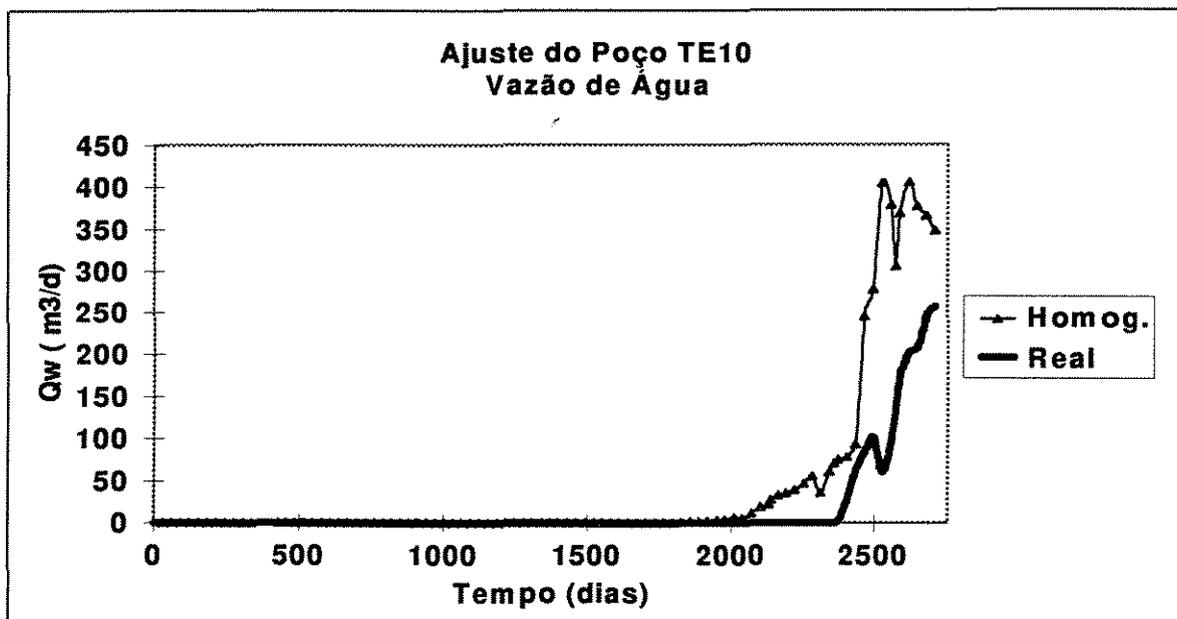


Figura 8-5: Ajuste da vazão de água do poço TE10 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.

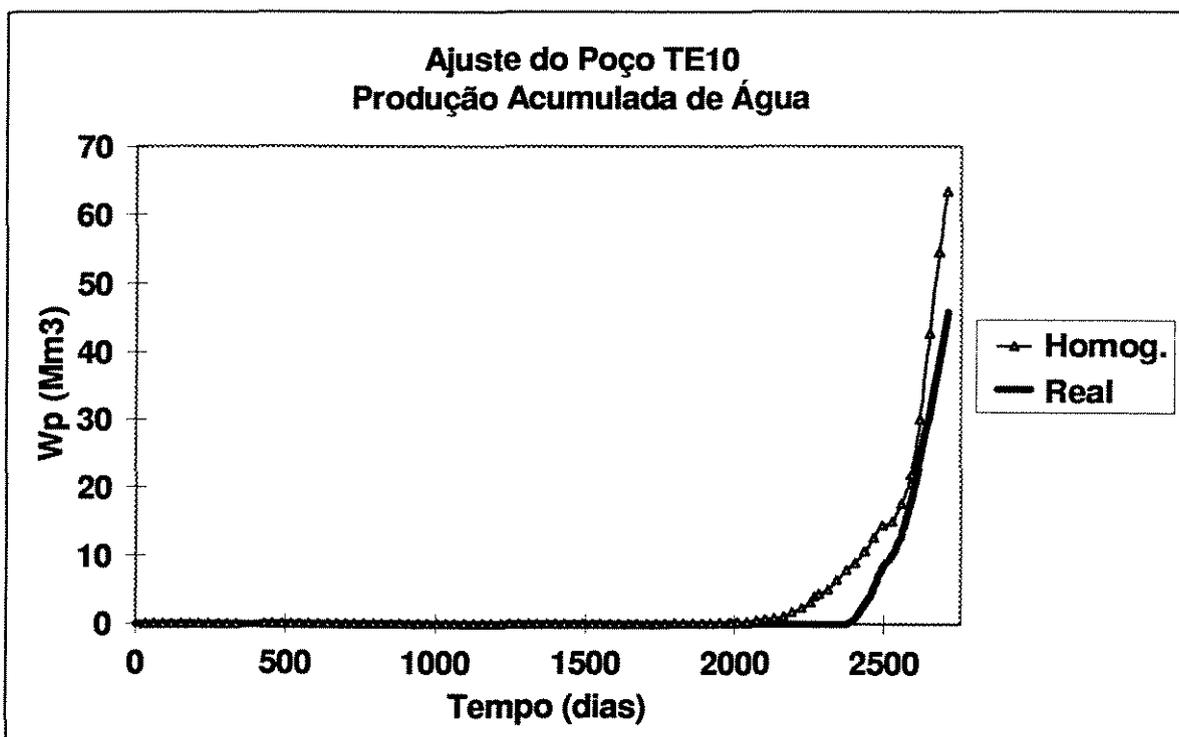


Figura 8-6: Ajuste da produção acumulada de água do poço TE10 usando propriedades petrofísicas fixas e uma curva de permeabilidade relativa para todo o campo.

9. Resultados

9.1. Casos Estudados

São considerados dois casos para comparação quanto à qualidade do ajuste realizado.

O primeiro caso, ou primeiro modelo de fluxo, consiste de uma única curva de permeabilidade relativa da fase água para todo o campo. O ajuste de histórico global do campo é feito para as condições homogêneas e as imagens heterogêneas da simulação estocástica são inseridas somente na região do poço TE10, para um ajuste refinado deste poço.

O segundo caso, ou segundo modelo de fluxo, consiste na utilização de duas curvas de permeabilidades relativas da fase água para o campo. O ajuste de histórico global do campo também é feito para as condições homogêneas e o ajuste refinado do poço TE10 é feito através de uma segunda curva específica de permeabilidade relativa da fase água na região de influência do poço. Esta segunda curva é utilizada para melhorar o ajuste da produção de água do poço TE10. As imagens estocásticas são utilizadas na região do poço TE10 para se observar não só o ajuste como também a previsão de produção. Os objetivos deste segundo caso são discutidos com maiores detalhes no item 9.5.

Outras imagens, além da homogênea, são utilizadas nestes dois casos para comparação. As imagens heterogêneas, obtidas da simulação estocástica e a imagem obtida por krigagem. A imagem obtida por krigagem da variável permeabilidade é única para o mesmo modelo variográfico.

9.2. Número de Imagens Estocásticas Geradas para Cada Caso

O número de imagens estocásticas utilizadas no modelo de fluxo precisa representar todas as possibilidades de ocorrência e, em função disso, a estabilização da variância da produção acumulada final de água no poço TE10 é utilizada como critério de parada de geração de imagens.

Conforme a Figura 9-1, observa-se que 30 imagens são suficientes para a estabilização da variância da produção acumulada de água. Portanto, será utilizado em cada caso proposto o total de 30 imagens. A expressão da variância utilizada é a seguinte:

$$\text{VarWp} = \sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - m)^2 \quad (9.1)$$

onde: x_i é o valor da produção acumulada de água (Wp) de cada imagem no tempo de 2708 dias, m é a média aritmética de Wp entre as imagens e n é o número de imagens.

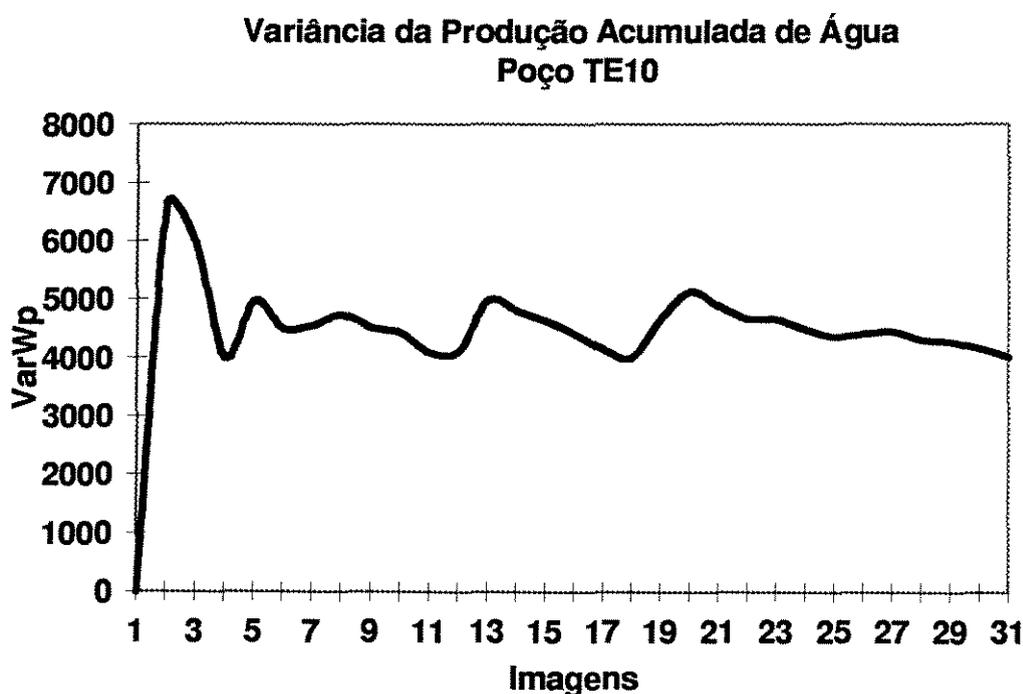


Figura 9-1: Estabilização da variância da produção acumulada de água do poço TE10 para um conjunto de 30 imagens estocásticas.

9.3. Seleção de Imagens

A seleção das imagens que melhor representam o reservatório é feita através da minimização de uma função objetivo, que representa matematicamente a qualidade do ajuste da produção de água para o poço TE10 e se compõe de três parcelas. A primeira parcela é o tempo de irrupção. A segunda parcela é a produção acumulada de água. A terceira parcela é a soma dos módulos das distâncias entre a produção simulada e a observada, considerando a vazão média mensal de água. Pode-se notar que as unidades são diferentes entre as parcelas.

Em termos matemáticos pode-se escrever:

$$F_{obj} = (FO1, FO2, FO3) \quad (9.2)$$

onde, F_{obj} é a função objetivo,

- $FO1 = |T_{io} - T_{is}|$ é o módulo da diferença do tempo de irrupção entre as curvas observada e simulada (unidade em dias), onde: T_{io} é o tempo de irrupção da curva observada e T_{is} é o tempo de irrupção da curva simulada.

- $FO2 = |W_{po} - W_{ps}|$ é o módulo da diferença de produção acumulada de água entre as curvas observada e simulada (unidade em Mm^3), onde: W_{po} é a produção acumulada de água da curva observada e W_{ps} é a produção acumulada de água da curva simulada para os respectivos tempos limites das duas fases em cada caso.

- $FO3 = \sum |(Q_{wo} - Q_{ws}) \Delta t|$ é o somatório da diferença, em módulo, entre a curva observada e a simulada da vazão de água em um intervalo de tempo (unidade em Mm^3), onde: Q_{wo} é a vazão de água da curva observada em m^3/d , Q_{ws} é a vazão de água da curva simulada em m^3/d e Δt é um intervalo finito do tempo total de produção (1 mês). Este cálculo é realizado para os respectivos tempos limites das duas fases em cada caso.

Com estes três parâmetros de controle é possível escolher entre todas as imagens, aquelas que apresentem o menor valor para cada parcela da função objetivo. Alguns critérios de seleção são impostos para a aceitação ou não das imagens. Esses critérios são obtidos a partir da realidade operacional do campo em estudo e das incertezas presentes no ajuste de histórico.

O intervalo aceito para o tempo de irrupção é estabelecido no máximo em mais ou menos 150 dias do valor obtido com os dados observados e se considera também um

limite de 20 m³/d de vazão de água como representativo da irrupção. Para esse campo e, em particular para o poço TE10, essa produção representa 2% da produção total de fluidos.

O intervalo 150 dias vem da necessidade de confirmação do efetivo valor produzido de água, considerando as dificuldades de medição, que ocorrem nas operações de campo. Além disso, também está contabilizado o maior período entre intervalos de tempo admitido durante a simulação de fluxo, que foi de 100 dias. Na verdade, outras variáveis, além da permeabilidade, interferem no ajuste de histórico e é por isso que há necessidade de se trabalhar com faixas de valores que sejam consideradas válidas.

A produção de água acumulada observada com erro de mais ou menos 20% é considerada válida para a seleção de imagens. Essa margem de erro é aceitável pelos problemas de medição que ocorrem no campo e pelo fato de se estar alterando apenas a variável permeabilidade no ajuste. Esse valor deve variar de campo a campo mas sempre considerando a realidade operacional. As imagens com produção acumulada de água com valores inferiores a esse limite são consideradas representativas do reservatório.

O mais importante critério de seleção é a proximidade entre as curvas simulada e real de vazão de produção de água no poço TE10. Essa proximidade é medida através do somatório do módulo das distâncias entre as duas curvas e as imagens que resultam nas curvas mais próximas da observada são selecionadas.

Após a imagem ter passado por todos esses critérios, uma segunda análise é feita para um tempo de simulação maior, mas dentro do período de histórico de produção (Segunda Fase). Esse tempo de simulação, devido a particularidades inerentes ao campo TESE1, é caracterizado por maiores oscilações na produção de água do poço TE10. Algumas imagens mesmo sendo reprovadas em um ou mais critérios de seleção, também são utilizadas nesta segunda fase para efeito de comparação. Na verdade, essa fase funciona como uma confirmação do ajuste de histórico.

9.4. Primeiro Caso - Primeira Fase

O primeiro caso caracteriza-se por possuir apenas uma curva de permeabilidade relativa da fase água para todo o campo e a primeira fase por possuir tempo de 2708 dias de simulação, e que representa o ajuste de histórico. Sabe-se que, neste caso, a resposta

de fluxo da imagem obtida por krigagem, utilizando as curvas de permeabilidade relativa para a condição homogênea, não é adequada. Devido à maior heterogeneidade desta imagem ocorre uma antecipação no tempo de irrupção em relação ao caso homogêneo.

No entanto, objetiva-se investigar como variam as respostas de fluxo das diversas imagens estocásticas, que são derivadas a partir da krigagem, e se, mesmo assim, será obtida alguma boa caracterização do reservatório. O importante é que o resultado de fluxo da imagem da krigagem esteja próximo do histórico real de produção.

Os resultados comparativos entre as metodologias tradicional e estocástica estão representadas através das Tabelas 9-1 e 9-2 e Figuras 9-2 e 9-3.

O resultado de determinada parcela da função objetivo é considerado como nulo somente se a parcela calculada, da imagem correspondente, estiver dentro da faixa de aceitação da imagem real cujos limites estão na última linha da Tabela 9-1.

Neste ponto, devem-se fazer alguns comentários sobre as Tabelas 9-1 e 9-2 incluindo as Figuras 9-2 e 9-3.

- Aspectos gerais

1. As imagens com asterisco (Tabelas 9-1 e 9-2) são escolhidas para a representação gráfica pois representam diversos níveis de classificação e também servem para a comparação entre as imagens homogênea, krigagem e estocásticas. A única exceção é a Figura 9-2 que procura mostrar quase todas as imagens utilizadas neste caso. O importante nesta figura é observar a grande variação de respostas de fluxo e que quase todas as possíveis respostas estão representadas.

2. Os valores da última linha da Tabela 9-1 são faixas aceitáveis da imagem real para as três parcelas da função objetivo. Por exemplo, o valor 13.9 corresponde ao somatório da diferença entre a curva de vazão real informada e uma hipotética, com erro máximo de 30%, que é admitido pelo gerente de reservatórios deste campo. Para a coluna de FO2 (produção acumulada de água) este erro admissível é reduzido para 20% devido a maior confiança depositada nesta curva. Para a parcela FO1 o erro admissível é de 150 dias em relação ao real conforme discussão anterior.

3. As observações anteriores são válidas para todas as tabelas deste capítulo.

Tabela 9-1: Resultado completo do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o primeiro caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Prim. Caso - Prim. Fase	Ti	Wp	Qw(S-R)	FO1	FO2	FO3
Tempo - 2708 dias	(dias)	(Mm3)	(Mm3)	Tic	Wpc	Qw(S-R)c
Imag. Real*	2374	45.9	0	0	0	0
Imag. 01*	2313	10.7	38.3	0	25	24.4
Imag. 02	2313	44.5	43	0	0	29.1
Imag. 03	2101	105	62.8	122	50	48.9
Imag. 04*	2223	37.2	33.6	0	0	19.7
Imag. 05	2708	2.1	42.8	181	32.9	28.9
Imag. 06	2223	65.8	44.8	0	10.8	30.9
Imag. 07	2131	99	56.6	92	44	42.7
Imag. 08	2070	130	77.8	153	75	63.9
Imag. 09	2138	98.8	75.6	85	43.8	61.7
Imag. 10	2131	109.2	84.2	92	54.2	70.3
Imag. 11*	2131	78.4	52.9	92	23.4	39
Imag. 12*	2131	141.2	90.2	92	86.2	76.3
Imag. 13	2527	6.6	41	0	28.4	27.1
Imag. 14	2192	91.5	87.5	31	36.5	73.6
Imag. 15	2131	110.6	84.1	92	55.6	70.2
Imag. 16*	2192	54.9	29.4	31	0	15.5
Imag. 17*	2223	40.9	34.3	0	0	20.4
Imag. 18	2131	102	79	92	47	65.1
Imag. 19*	N. A.	1.4	44.5	N. A.	33.6	30.6
Imag. 20	2678	4.7	41.5	151	30.3	27.6
Imag. 21	2223	54.7	42.4	0	0	28.5
Imag. 22*	2223	70.4	36.2	0	15.4	22.3
Imag. 23	2192	105	36.8	31	50	22.9
Imag. 24	2162	75.2	83.7	61	20.2	69.8
Imag. 25	2162	90.5	53.1	61	35.5	39.2
Imag. 26	2138	141.3	75.6	85	86.3	61.7
Imag. 27	2070	141.3	86.7	153	86.3	72.8
Imag. 28	2313	79.4	38.3	0	24.4	24.4
Imag. 29	2138	97.7	66.9	85	42.7	53
Imag. 30*	2162	45	28.2	61	0	14.3
Imag. da Krigagem*	2138	104.4	80	85	49.4	66.1
Imag. Homog.*	2101	63.4	45.8	122	8.4	31.9
Imag. Kri. A1	2131	92.4	79.7	92	37.5	65.8
Imag. Kri. A2	2101	140.4	78.2	122	85.4	64.3
Imag. Kri. A3	2138	105.7	81.2	85	50.7	67.3
Imag. Kri. A4	2101	115.9	77.9	122	60.9	64
Limites	2223-2527	35.0-55.0	0-13.9	0	0	0

Ti -	Tempo de irrupção.
Wp -	Produção acumulada de água.
Qw(S-R) -	Somatório do módulo da diferença entre a curva de vazão de água simulada e real.
FO1,FO2,FO3 -	Parcelas da função objetivo produção de água.
Tic -	Diferença entre os tempos de irrupção real (intervalo) e simulado em dias.
Wpc -	Diferença entre as produções acumuladas de água real (intervalo) e simulada em Mm3.
Qw(S-R)c -	Diferença entre os Qw(S-R) real (erro de 30%) e simulado em Mm3.
N. A. -	Não Atingiu.
Homog. -	Homogênea.
Kri. -	Krigagem.
A1 -	Aumento na amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
A2 -	Redução da amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
A3 -	Aumento na amplitude variográfica da permeabilidade vertical na horizontal.
A4 -	Aumento do patamar no variograma das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
Imag. -	Imagem.
Obs.1 -	O valor "0" (zero) significa que a Imag. apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
Obs. 2 -	Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados para a primeira fase.

•Aspectos geoestatísticos

1. As imagens homogênea e da krigagem do primeiro caso não conseguem anular a parcela FO1 do tempo de irrupção, apesar dos esforços dispendidos no ajuste de histórico para a imagem homogênea. O resultado da krigagem, no entanto, já era esperado pois introduziu-se heterogeneidade no modelo.

2. Aproximadamente metade das imagens apresentam valores para a parcela tempo de irrupção inferiores aos da krigagem, mostrando a aleatoriedade e não tendenciosidade na geração destas imagens. Em geral, alterações realizadas no modelo variográfico, representadas pelas diferentes imagens da krigagem com sufixos A1 a A4, não variam significativamente as respostas de fluxo quando se compara com a imagem da krigagem sem o sufixo e que representa o modelo variográfico adotado na geração das imagens estocásticas.

3. As imagens homogênea e da krigagem do primeiro caso não conseguem anular a parcela FO2. No entanto, a imagem homogênea está bem mais próxima da faixa aceitável pois o ajuste é feito nestas condições.

4. Aproximadamente 60% das imagens apresentam valor inferior ao obtido com a imagem da krigagem para a parcela FO2 e, pela Figura 9-2, observa-se este comportamento.

Tabela 9-2: Resultado da classificação das imagens quanto ao ajuste obtido na produção de água para o primeiro caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Prim. Caso - Prim. Fase	Class.	Class.	Class.
Tempo - 2708 dias	FO 1	FO 2	FO 1,FO 2,FO 3
Imag. Real*	0	0	0
Imag. 01*	1	14	8
Imag. 02	1	1	13
Imag. 03	30	27	20
Imag. 04*	1	1	3
Imag. 05	37	17	12
Imag. 06	1	8	15
Imag. 07	23	24	19
Imag. 08	35	34	24
Imag. 09	18	23	22
Imag. 10	23	31	33
Imag. 11*	23	12	17
Imag. 12*	23	36	36
Imag. 13	1	15	9
Imag. 14	12	20	35
Imag. 15	23	32	32
Imag. 16*	12	1	2
Imag. 17*	1	1	4
Imag. 18	23	25	27
Imag. 19*	38	18	14
Imag. 20	34	16	10
Imag. 21	1	1	11
Imag. 22*	1	9	5
Imag. 23	12	27	6
Imag. 24	15	11	31
Imag. 25	15	19	18
Imag. 26	18	37	23
Imag. 27	35	37	34
Imag. 28	1	13	7
Imag. 29	18	22	21
Imag. 30*	15	1	1
Imag. da Krigagem*	18	26	29
Imag. Homog.*	30	7	16
Imag. Kri. A1	23	21	28
Imag. Kri. A2	30	35	26
Imag. Kri. A3	18	30	30
Imag. Kri. A4	30	33	25

Class. - Classificação das imagens por ordem de melhor ajuste de histórico.

Homog. - Homogênea.

Kri. - Krigagem.

A1 - Aumento na amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal

A2 - Redução da amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal

A3 - Aumento na amplitude variográfica da permeabilidade vertical na horizontal.

A4 - Aumento do patamar no variograma das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal

Imag. - Imagem.

Obs. 1 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados para a primeira fase.

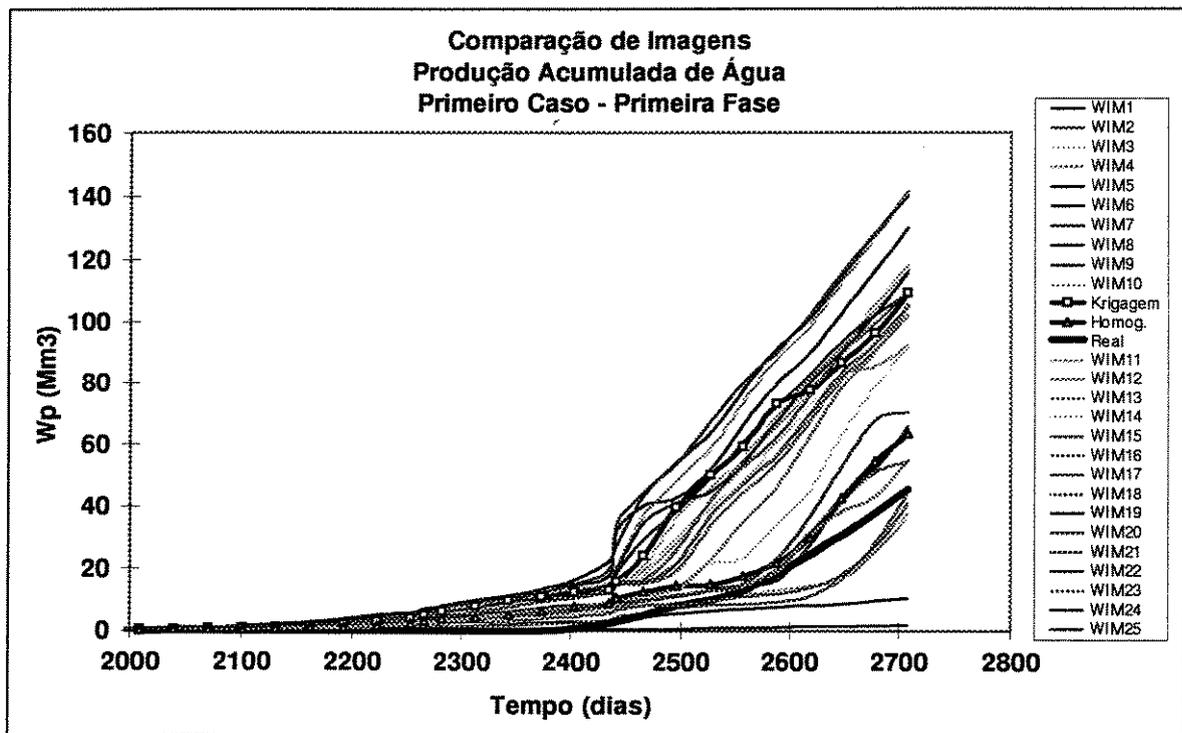


Figura 9-2: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do primeiro caso - primeira fase.

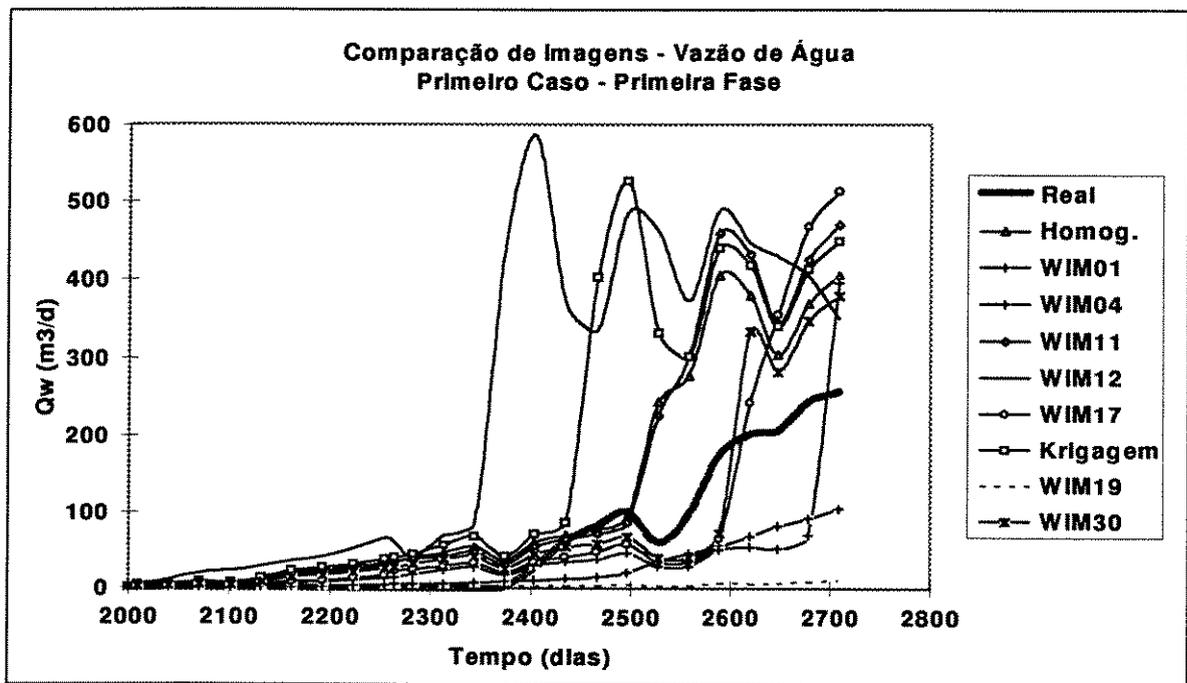


Figura 9-3: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do primeiro caso - primeira fase.

5. As imagens homogênea e da krigagem não anulam a parcela FO3. Tal observação é válida para todas as imagens e também ocorre para o segundo caso como se discutirá no item 9.5. Isto significa que esta parcela é a mais difícil de ser ajustada embora seja a mais importante. Os gráficos, a seguir, também mostram essa dificuldade. Acredita-se que o ajuste de histórico possa ser melhorado através de um modelo mais detalhado do campo e com o ajuste feito para imagens heterogêneas incluindo outras variáveis além da permeabilidade.

- Aspectos de simulação

1. Nove imagens conseguem representar o tempo de irrupção devido anularem a parcela FO1. Esse número é excelente, visto não se ter feito ajuste de histórico específico para as imagens estocásticas. Por outro lado, mostra que a análise probabilística de caracterização do reservatório é imprescindível pois não existe uma solução única para o ajuste de histórico. Essas imagens conseguem representar melhor o reservatório do que a imagem homogênea que se utiliza para comparação.

2. Seis imagens anulam a parcela FO2. Isto mostra que há uma redução de imagens que anulam esta parcela da função objetivo, quando se compara com a parcela FO1. Na verdade, esta parcela apresenta maior dificuldade no ajuste de histórico que o tempo de irrupção.

3. Quatro imagens são classificadas na primeira posição considerando-se conjuntamente as parcelas FO1 e FO2. Este resultado mostra que ocorrem mudanças na classificação de determinadas imagens devido à análise conjunta de parcelas distintas da função objetivo. A imagem 06, por exemplo, possui classificação 1 para FO1 e classificação 8 para a FO2.

4. Não há garantias que se uma imagem anular uma determinada parcela da função objetivo, isto é, obter a classificação 1, irá também anular outra parcela. Por isso a seleção de imagens deve levar em conta o conjunto das parcelas da função objetivo.

5. Os menores valores para a parcela FO3 representam as melhores imagens do reservatório pois ajustar toda a curva de vazão de água é a tarefa mais difícil.

6. Na coluna classificatória (Class.) as imagens são classificadas segundo a seguinte seqüência de importância. Primeiro, procuram-se as imagens que minimizam a FO3.

Segundo, as que anulam a FO2 e terceiro as que anulam a FO1. A imagem com o menor valor de FO3 independente de ter anulado ou não as parcelas anteriores da função objetivo é considerada de importância 1, ou seja, é a que melhor representa o reservatório devido ao ajuste de histórico conseguido. No caso de igualdade na parcela FO3 é que se utilizam as parcelas FO2 e FO1, nesta ordem, como critério de seleção. A prioridade para a parcela FO2 é que existe maior dificuldade em se ajustar a produção acumulada de água.

7. A coluna de classificação final (Tabela 9-2) serve de base para a explicação da inversão de comportamento de algumas imagens (diferentes classificações) em relação a tempos de produção distintos (primeira e segunda fases). A causa dessa inversão de comportamento provavelmente deve-se ao fato de que as imagens que representam o ajuste obtido não estão no centro da distribuição das respostas de fluxo, que ficam em torno da imagem da krigagem, conforme se vê na Figura 9-2.

8. Pode-se observar que as imagens localizadas no centro de distribuição não apresentam mudanças abruptas de comportamento das imagens (Figura 9-2).

9. A explicação da causa da inversão de comportamento das imagens devido ao fenômeno físico de diferentes saturações de água com a injeção de água existente no campo é pouco provável, pois o sistema de injeção já se encontra totalmente instalado e com as vazões de injeção mantidas constantes nos poços até esta data da primeira fase (2708 dias).

10. A Figura 9-3 serve para mostrar a real dificuldade do ajuste quando se observa a resposta da vazão de água entre as imagens utilizadas no modelo na região do poço TE10. Possivelmente o ajuste deste poço requeira a análise de outras variáveis, além da permeabilidade, devido a dificuldade encontrada principalmente para tempos de produção superiores a 2500 dias.

Em resumo, são selecionadas quatro imagens como as mais representativas do reservatório nessa primeira fase. As imagens são as de número 30, 16, 04 e 17. Outras 11 imagens são também aceitas como representativas, conforme coluna de classificação da Tabela 9-2, por estarem melhor classificadas que a imagem homogênea. Pode-se notar que apesar da imagem obtida por krigagem, usando curvas de permeabilidade relativas não apropriadas, estar distante do verdadeiro ajuste do poço TE10, algumas imagens

estocásticas ainda conseguem representar o reservatório, e melhor que a imagem homogênea. Esse fato mostra que a solução de um ajuste não é única e que há a necessidade de se trabalhar com várias imagens quando da previsão de comportamento.

9.5. Primeiro Caso - Segunda Fase

A segunda fase consiste em se averiguar o comportamento de algumas imagens selecionadas, em um segundo ajuste de histórico, até o tempo de simulação de 3105 dias. As Tabelas 9-3 e 9-4 e as Figuras 9-4 e 9-5 apresentam estas imagens.

Podem-se retirar algumas observações das tabelas e gráficos representativos desta fase.

- Aspectos gerais

1. Apenas algumas imagens são selecionadas, principalmente as melhores da primeira fase, para avaliação e comparação de resultados neste maior tempo de produção.

2. As imagens homogênea e da krigagem deste primeiro caso ficam sempre como referência.

3. A classificação é relativa às imagens utilizadas nesta fase.

- Aspectos de simulação

1. Entre as imagens escolhidas para esta fase estão as de números 30 e 16 que foram as melhores da primeira fase.

2. Outras imagens escolhidas para esta segunda fase são as de números 04, 11, 17 e 22 que apresentaram diferentes classificações na primeira fase.

3. Algumas inversões de comportamento ocorrem. As imagens 16 e 30 não anulam a FO2 como ocorre na primeira fase. As imagens 11 e 22 anulam a FO2 o que não ocorre na primeira fase. A imagem 04 não anula a FO2 e somente a imagem 17 mantém o resultado da primeira fase para as parcelas FO1 e FO2.

4. A melhor entre as imagens selecionadas para esta segunda fase é a de número 22, desprezando-se a diferença na parcela FO3 para a imagem 16. Isto demonstra que há, ao longo do tempo de produção, diferentes classificações para a mesma imagem. Por isso, não se deve trabalhar com apenas uma imagem representativa do reservatório.

5. O comportamento de vazão de água das imagens está compatível com a análise feita para a produção acumulada (Figura 9-5) e mostra a dificuldade do ajuste para tempos superiores a 2500 dias conforme discutido na primeira fase.

- Aspectos geoestatísticos

1. A classificação das imagens homogênea e da krigagem é relativa às imagens utilizadas nesta fase. O valor da parcela FO3 destas imagens comprova que elas continuam não sendo boas caracterizadoras do reservatório.

2. Quanto às imagens homogênea e da krigagem, observa-se que ambas anulam a FO2. Isto significa que, para este tempo de produção, essas imagens são mais representativas do reservatório que na primeira fase.

Recomenda-se analisar a interação deste poço com outras partes do reservatório para explicar imagens muito ruins, inversões de comportamento, etc.

Vê-se a complexidade da análise de seleção de imagens em função de algumas inversões de comportamento das respostas de fluxo das imagens. Sugere-se a cada novo tempo de ajuste de histórico (atualização do modelo) reconsiderar as imagens, que foram descartadas em um tempo anterior, e prosseguir a previsão, utilizando um modelo probabilístico com as imagens representativas para o tempo em estudo.

Considerar para possíveis previsões de comportamento, as imagens que estejam dentro da faixa de aprovação, estabelecida por critérios que envolvam a realidade econômica e prática operacional de cada reservatório.

Tabela 9-3: Resultado simplificado do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o primeiro caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Prim. Caso - Seg. Fase	Ti	Wp	Qw(S-R)	FO1	FO2	FO3
Tempo - 3105 dias	(dias)	(Mm3)	(Mm3)	Tic	Wpc	Qw(S-R)c
Imag. Real*	2374	185.4	0	0	0	0
Imag. 04	2223	118	96	0	29	39.5
Imag. 11*	2131	195	113.9	92	0	57.4
Imag. 16*	2192	126	92	31	21	35.5
Imag. 17*	2223	167	94.3	0	0	37.8
Imag. 22	2223	166.2	92.1	0	0	35.6
Imag. 30	2162	138	93.9	61	9	37.4
Imag. da Krigagem*	2138	213	143.5	85	0	87
Imag. Homog.*	2101	175.4	109.37	122	0	52.8
Limites	2223-2527	147-221	0 - 56.5	0	0	0

- Ti - Tempo de irrupção.
Wp - Produção acumulada de água.
Qw(S-R) - Somatório do módulo da diferença entre a curva de vazão de água simulada e real.
FO1,FO2,FO3 - Parcelas da função objetivo produção de água.
Tic - Diferença entre os tempos de irrupção real (intervalo) e simulado em dias.
Wpc - Diferença entre as produções acumuladas de água real (intervalo) e simulada em Mm3.
Qw(S-R)c - Diferença entre os Qw(S-R) real (erro de 30%) e simulado em Mm3.
N. A. - Não Atingiu.
Homog. - Homogênea.
Kri. - Krigagem.
Imag. - Imagem.
Obs.1 - O valor "0" (zero) significa que a Imag. apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
Obs. 2 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados para a segunda fase.

Tabela 9-4: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para o primeiro caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Prim. Caso - Seg. Fase	Class.	Class.	Class.
Tempo - 3105 dias	FO1	FO2	FO1,FO2,FO3
Imag. Real*	0	0	0
Imag. 04	1	10	5
Imag. 11*	9	1	7
Imag. 16*	6	9	1
Imag. 17*	1	1	4
Imag. 22	1	1	2
Imag. 30	7	8	3
Imag. da Krigagem*	8	1	8
Imag. Homog.*	10	1	6

- Homog. - Homogênea.
Kri. - Krigagem.
Ref. - Refinado.
Class. - Classificação das imagens por ordem de melhor ajuste de histórico.
Imag. - Imagem.
Obs.1 - O valor "0" (zero) significa que a Imag. apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
Obs. 2 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados para a segunda fase.

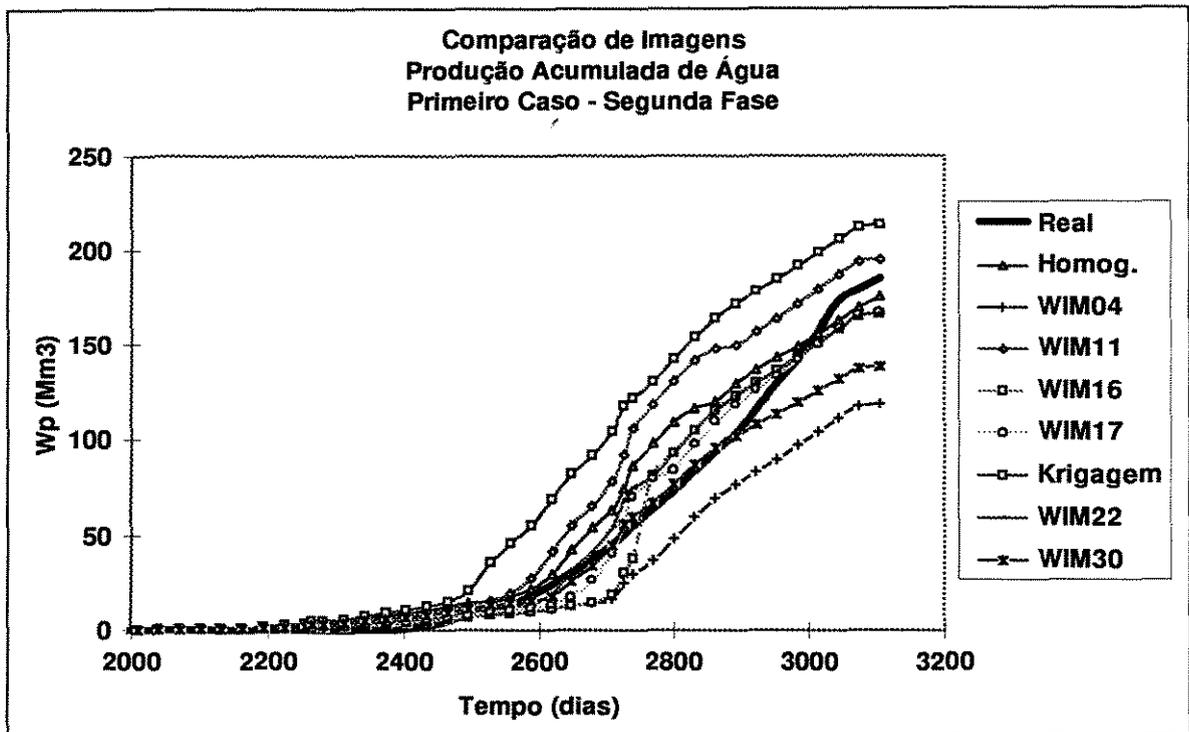


Figura 9-4: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do primeiro caso - segunda fase.

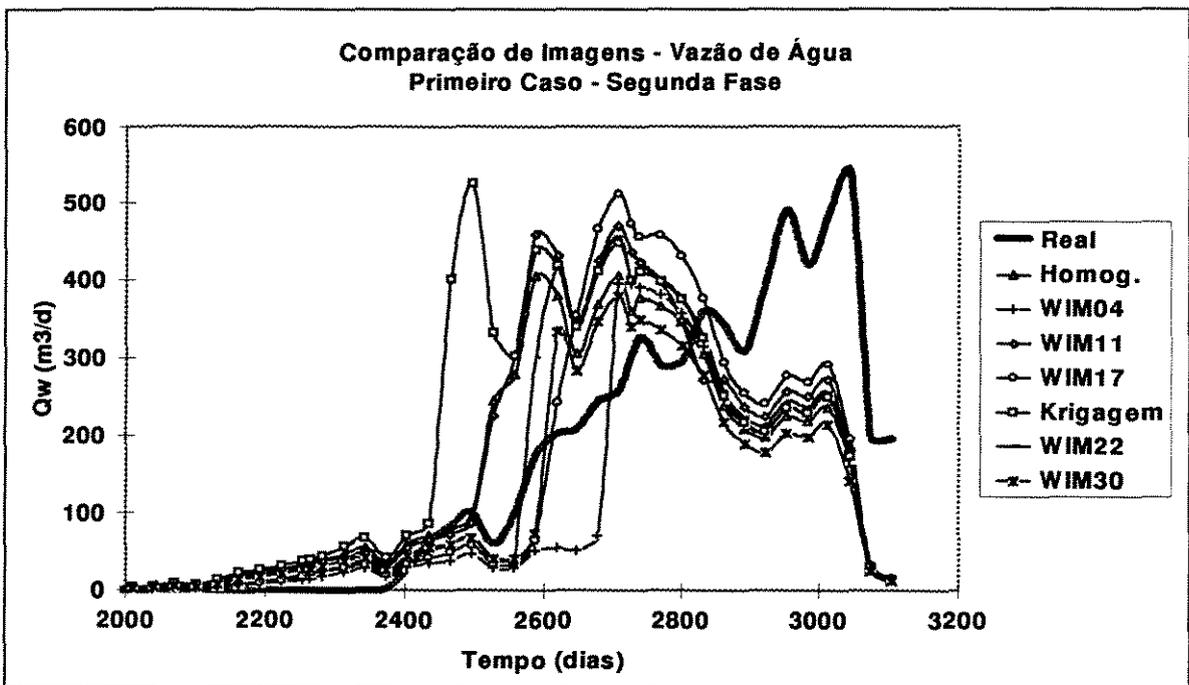


Figura 9-5: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do primeiro caso - segunda fase.

9.6. Segundo Caso - Primeira Fase

O segundo caso é criado para atender aos seguintes objetivos:

1. Melhorar o ajuste de histórico do poço TE10, em relação às três parcelas da função objetivo, mas devido ao limitado tempo destinado ao ajuste de histórico restringiu-se à melhoria da parcela FO1 (tempo de irrupção). Para isso, é utilizada uma segunda curva de permeabilidade relativa da fase água específica para a região de influência do poço, onde novamente o modelo homogêneo é utilizado para ajuste.

2. Utilizar esse ajuste mais refinado para o caso homogêneo e, neste ambiente, utilizar os resultados de fluxo das imagens estocásticas e analisar se também é obtido melhoria no ajuste do poço. Com isto, pode-se aproveitar algumas imagens do primeiro caso para análise e comparação. Outras imagens são geradas neste segundo caso para demonstrar que existem outras representações do reservatório além daquelas obtidas no primeiro caso.

3. Verificar o comportamento de fluxo das mesmas imagens utilizadas em modelos diferentes. Essas modificações no modelo ocorrem na prática da engenharia de reservatórios pois, com o passar do tempo, pode haver necessidade de atualização do modelo para incorporação de novas informações e também pelo fato da previsão de produção não ser adequada. Além disso, a variável utilizada (no caso permeabilidade) não é a única que influencia os resultados e o segundo caso possibilita a análise para condições diferentes de uma outra variável importante.

O segundo caso compara as imagens obtidas com a simulação estocástica, método da krigagem e ajuste homogêneo refinado.

Neste caso, o modelo homogêneo refinado, com uma curva específica de permeabilidade relativa da fase água, próximo ao TE10 é utilizado. Todos os demais itens permanecem inalterados com relação ao primeiro caso. Por exemplo: modelo variográfico, vizinhança de krigagem, tipo de simulação estocástica e de fluxo.

Este caso, também é subdividido em duas fases. A primeira fase e a segunda são idênticas ao primeiro caso. Isto é, a primeira fase vai até a data de 2708 dias de simulação e a segunda fase vai até a data de 3105 dias.

Para a primeira fase são geradas 20 novas imagens da variável permeabilidade obtidas da utilização da simulação sequencial Gaussiana. Outras 10 imagens são selecionadas a partir do primeiro caso e também utilizadas neste caso refinado.

Algumas observações do segundo caso - primeira fase (Tabela 9-5, Tabela 9-6, Figura 9-6 e Figura 9-7).

- Aspectos geoestatísticos

1. Quase todas as imagens anulam a parcela FO1 (tempo de irrupção), pois tanto a imagem homogênea quanto a da krigagem também anulam esta parcela, mostrando que o número de imagens estocásticas, que apresentam respostas mais próximas da real, aumenta em função da melhoria da resposta obtida pela imagem da krigagem.

2. Apenas seis imagens anulam a parcela FO2. A justificativa para que o comportamento seja semelhante ao primeiro caso, é que o ajuste da krigagem só melhorou o tempo de irrupção e quando se considera a parcela da produção acumulada e o somatório dos módulos (FO3) essa imagem é reprovada.

3. O item 1 mostra que se houver melhoria da representação do reservatório com imagens obtidas por krigagem, considerando a parcela FO1 da função objetivo, então haverá mais imagens representativas do reservatório. Um objetivo importante é conseguir imagens representativas localizadas no centro de distribuição das respostas de fluxo para reduzir as inversões de comportamento.

4. Recomenda-se ajustar o modelo, em condições heterogêneas (imagem da krigagem), para se obter maior número de imagens estocásticas representativas do reservatório, pois este aumento é constatado na parcela FO1 em relação ao primeiro caso.

5. Aproximadamente 60% das imagens estão com o valor da produção acumulada de água inferior ao obtido com a imagem da krigagem. Isto mostra que as imagens são geradas de forma aleatória e não tendenciosa.

6. Uma pequena análise de sensibilidade é feita para a imagem da krigagem. Como no primeiro caso obtém-se alguma melhora na função FO2 de produção acumulada de água aumentando a amplitude do modelo variográfico, resolveu-se testar este novo modelo. O resultado obtido é de ligeira piora na classificação em relação a parcela FO2.

Por isso, as imagens estocásticas são geradas utilizando o modelo variográfico não alterado.

- Aspectos de simulação

1. As melhores imagens na classificação geral são as de número 30, 46 e homogênea refinada.

2. Nenhuma imagem consegue anular a parcela FO3. Este fato é observado no primeiro caso e deve-se à maior dificuldade de ajuste da vazão de água, utilizando-se o modelo ajustado para as condições homogêneas.

3. A imagem 30 é a mesma utilizada no primeiro caso. A imagem 46 é uma das novas imagens introduzidas e que também caracteriza o reservatório.

4. Neste segundo caso há poucas imagens com valores não nulos da função objetivo FO1 e observa-se que os correspondentes valores calculados da FO2 também são não nulos. Este fato mostra que, no segundo caso, é importante para uma boa caracterização do reservatório, que a imagem anule a FO1 ou ajuste o tempo de irrupção.

5. A imagem homogênea do campo está melhor classificada que no primeiro caso devido ao melhor ajuste do poço TE10 conseguido com a introdução da segunda curva de permeabilidade relativa da fase água.

6. Observar que a imagem 30, escolhida como a melhor para o primeiro caso, mantém-se nessa posição para este segundo caso apesar da modificação feita no modelo com a introdução da segunda curva de permeabilidade relativa.

7. Observar que consegue-se melhor representatividade do reservatório, utilizando imagens estocásticas e não a imagem homogênea, mesmo ajustando o modelo para condições homogêneas.

8. Pelas Figuras 9-6 e 9-7, vê-se que o tempo de irrupção das melhores imagens aparentemente ocorre antes da imagem real mas, na verdade, este tempo está dentro da faixa de aceitação da parcela FO1 discutida anteriormente.

Uma observação importante é que o ajuste global do campo não é afetado pela introdução de imagens heterogêneas na região do poço TE10 tanto no primeiro caso quanto no segundo caso e, portanto, os gráficos de ajuste, relativos ao campo TESE1, apresentados no Capítulo 8 permanecem válidos.

Tabela 9-5: Resultado completo do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o segundo caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Seg. Caso - Prim.Fase	Ti	Wp	Qw(S-R)	FO1	FO2	FO3
Tempo - 2708 dias	(dias)	(Mm3)	(Mm3)	Tic	Wpc	Qw(S-R)c
Imag. Real*	2374	45.9	0	0	0	0
Imag. 02	2466	42	40.9	0	0	27
Imag. 04*	2557	9.5	37.3	30	25.5	23.4
Imag. 11	2313	75.6	44.4	0	20.6	30.5
Imag. 16	2466	14.4	36.7	0	20.6	22.8
Imag. 17*	2435	38.3	36.3	0	0	22.4
Imag. 21	N. A.	3.1	44.5	N. A.	31.9	30.6
Imag. 22	2404	53.7	34.9	0	0	21
Imag. 28	2647	6.4	43.1	120	28.6	29.2
Imag. 30*	2404	42.6	27.2	0	0	13.3
Imag. 31	2282	38.7	75.4	0	0	61.5
Imag. 32	2313	65.4	34.7	0	10.4	20.8
Imag. 33	2282	124.4	79.2	0	69.4	65.3
Imag. 34	2374	83.4	54	0	28.4	40.1
Imag. 35	N. A.	2.1	45	N. A.	32.9	31.1
Imag. 36	2254	119.5	82.1	0	64.5	68.2
Imag. 37	2374	83.4	52.2	0	28.4	38.3
Imag. 38	2254	103.5	64.5	0	48.5	50.6
Imag. 39	2313	106.4	73.4	0	51.4	59.5
Imag. 40	N. A.	2.2	44.2	N. A.	32.8	30.3
Imag. 41	N. A.	3.4	44	N. A.	32.6	30.1
Imag. 42	2282	109.1	68.6	0	54.1	54.7
Imag. 43	2254	117.1	79.9	0	62.1	66
Imag. 44	2282	125.1	88.2	0	70.1	74.3
Imag. 46*	2313	52.2	28.3	0	0	14.4
Imag. 47	2435	32.1	32.4	0	2.9	18.5
Imag. 48	2254	123.7	84.4	0	68.7	70.5
Imag. 49	2313	73.9	44	0	18.9	30.1
Imag. 50	2374	82.2	53.5	0	27.2	39.6
Imag. da Kri. Ref.*	2374	105.2	66.8	0	50.2	52.9
Imag. Homog. Ref.*	2374	72.5	30.9	0	17.5	17
Imag. Kri. A*	2374	106.7	69.6	0	51.7	55.7
Limites	2223-2527	35.0-55.0	0 - 13.9	0	0	0

Ti -	Tempo de irrupção.
Wp -	Produção acumulada de água.
Qw(S-R) -	Somatório do módulo da diferença entre a curva de vazão de água simulada e real.
FO1,FO2,FO3 -	Parcelas da função objetivo produção de água.
Tic -	Diferença entre os tempos de irrupção real (intervalo) e simulado em dias.
Wpc -	Diferença entre as produções acumuladas de água real (intervalo) e simulada em Mm3.
Qw(S-R)c -	Diferença entre os Qw(S-R) real (erro de 30%) e simulado em Mm3.
N. A. -	Não Atingiu.
Homog. Ref.-	Homogênea refinada.
Kri.-	Krigagem.
Kri. Ref. -	Krigagem refinada.
A -	Amplitude Variográfica grande das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
Imag. -	Imagem.
Obs.1 -	O valor "0" (zero) significa que a Imag. apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
Obs. 2 -	Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados para a primeira fase.
Obs. 3 -	As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.

Tabela 9-6: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para o segundo caso - primeira fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Seg. Caso - Prim.Fase	Class.	Class.	Class.
Tempo - 2708 dias	FO1	FO2	FO1,FO2,FO3
Imag. Real*	0	0	0
Imag. 02	1	1	10
Imag. 04*	26	13	9
Imag. 11	1	11	15
Imag. 16	1	11	8
Imag. 17*	1	1	7
Imag. 21	28	18	16
Imag. 22	1	1	6
Imag. 28	27	17	11
Imag. 30*	1	1	1
Imag. 31	1	1	26
Imag. 32	1	8	5
Imag. 33	1	30	27
Imag. 34	1	15	20
Imag. 35	28	21	17
Imag. 36	1	28	29
Imag. 37	1	15	18
Imag. 38	1	22	21
Imag. 39	1	24	25
Imag. 40	28	20	14
Imag. 41	28	19	13
Imag. 42	1	26	23
Imag. 43	1	27	28
Imag. 44	1	31	31
Imag. 46*	1	1	2
Imag. 47	1	7	4
Imag. 48	1	29	30
Imag. 49	1	10	12
Imag. 50	1	14	19
Imag. da Kri. Ref.*	1	23	22
Imag. Homog. Ref.*	1	9	3
Imag. Kri. A*	1	25	24

Homog. Ref. - Homogênea refinada.

Kri. - Krigagem.

Kri. Ref. - Krigagem refinada.

A - Amplitude Variográfica grande das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.

Class. - Classificação das imagens por ordem de melhor ajuste de histórico.

Imag. - Imagem.

Obs. 1 - O valor "0" (zero) significa que a Imag. apresenta valores dentro da faixa aceita como real.

Obs. 2 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados para a primeira fase.

Obs. 3 - As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.

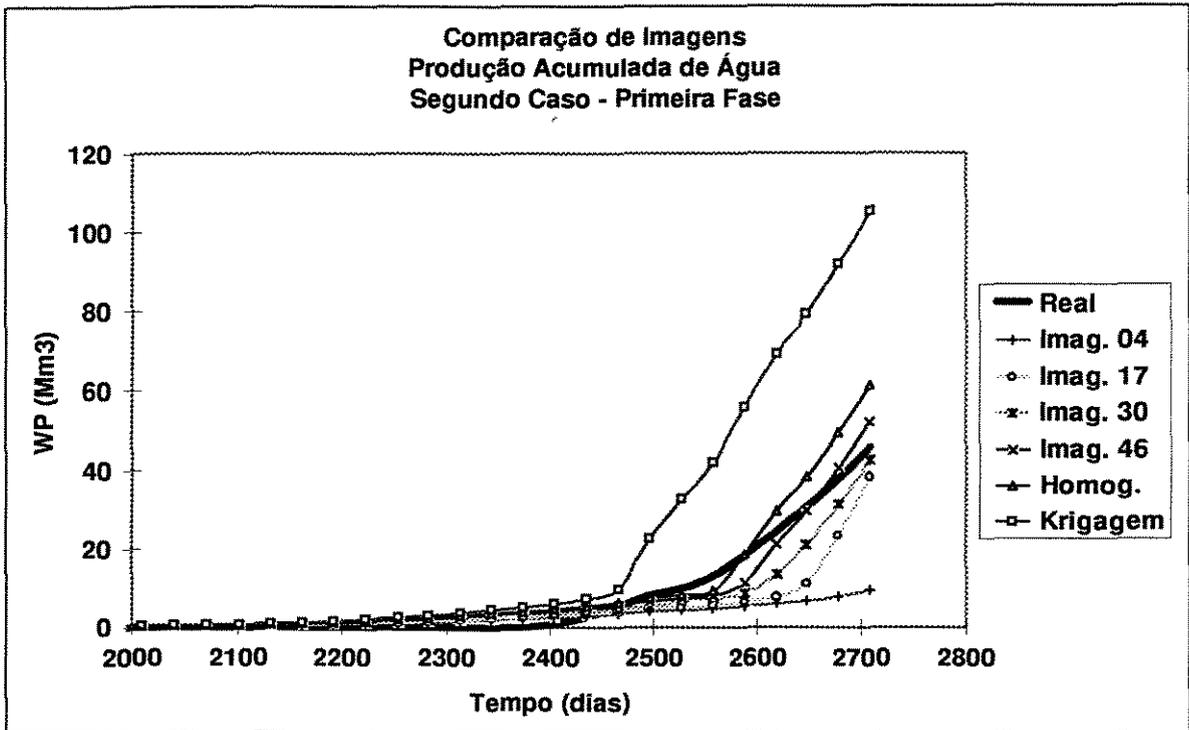


Figura 9-6: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do segundo caso - primeira fase.

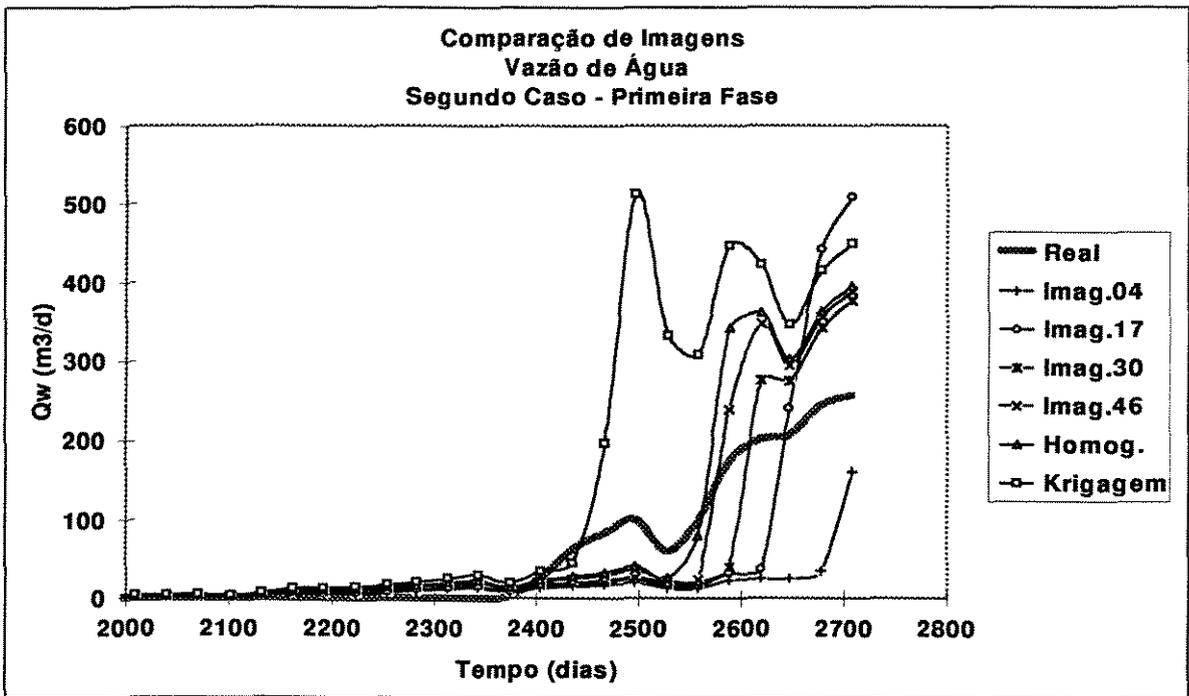


Figura 9-7: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do segundo caso - primeira fase.

9.7. Segundo Caso - Segunda Fase

Nesta seção procura-se avaliar o comportamento de fluxo das imagens para tempos de produção longos. Para esta fase, são selecionadas algumas imagens que se utiliza na primeira fase. Procura-se selecionar as melhores na classificação e algumas por sua importância na análise comparativa. Imagens representativas da primeira fase e imagens com dificuldades em anular as parcelas da função objetivo para o tempo de irrupção e produção acumulada de água são também utilizadas no fluxo.

A seleção final das melhores imagens para o reservatório se dá pela minimização da parcela FO3 da função objetivo, considerando o comportamento nas duas fases deste caso.

Observa-se (Tabela 9-7, Tabela 9-8, Figura 9-8 e Figura 9-9) que:

1. Em relação à produção acumulada de água (FO2), as imagens 30 e 46, primeiras classificadas na fase anterior e também desta fase, apresentam valores não nulos desta parcela da função objetivo.

2. A imagem 04 é a única escolhida com FO1 não nulo e não há melhora no cálculo da FO2, semelhantemente ao ocorrido na primeira fase.

3. As imagens 11, 32 e 49 apresentam valores nulos da FO2, o que não ocorre na primeira fase, indicando que imagens não selecionadas podem vir a melhorar seu desempenho, pelo menos com relação a esta parcela.

4. A melhor imagem na segunda fase é a de número 46 seguindo o critério do menor valor de FO3. Na primeira fase, esta imagem apresenta boa classificação e isto contribui para torná-la representativa do reservatório.

6. Outras boas imagens heterogêneas, para a segunda fase, são as de números 30, 47 e 17. Estas imagens também estão entre as melhores na primeira fase e por isso são também selecionadas como representativas do reservatório além da homogênea refinada.

7. As Figuras 9-8 e 9-9 mostram que as melhores imagens não conseguem representar adequadamente as altas vazões de água no final do tempo de produção. O problema é que, neste trabalho, apenas são alterados os valores de permeabilidade e permeabilidade relativa, mas existem outras variáveis que precisam ser analisadas para melhorar o ajuste (espessura de óleo, porosidade, etc.). Além disso, o modelo adotado

pode ser mais refinado nas zonas de óleo e água para poder representar melhor as heterogeneidades existentes, bem como estendido para uma área maior de influência do poço TE10.

Tabela 9-7: Resultado simplificado do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o segundo caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Seg. Caso - Seg. Fase	Ti	Wp	Qw(S-R)	FO1	FO2	FO3
Tempo - 3105 dias	(dias)	(Mm3)	(Mm3)	Tic	Wpc	Qw(S-R)c
Imag. Real*	2374	185.4	0	0	0	0
Imag. 02	2466	166	101.4	0	0	44.5
Imag. 04*	2557	100.6	97.8	30	46.4	40.9
Imag. 11	2313	195	107	0	0	50.1
Imag. 16	2466	111	98.1	0	36	41.2
Imag. 17*	2435	151	94.9	0	0	38
Imag. 22	2404	152	96.1	0	0	39.2
Imag. 30*	2404	125	93.9	0	22	37
Imag. 32	2313	155	99.5	0	0	42.6
Imag. 46*	2313	137	93.1	0	10	36.2
Imag. 47	2435	125	94.8	0	22	37.9
Imag. 49	2313	178	106.5	0	0	49.6
Imag. Kri. Ref.*	2374	202	130	0	0	73.1
Imag. Homog. Ref.*	2374	148	94.7	0	0	37.8
Limites	2223-2527	147.0-221.0	0 - 56.9	0	0	0

- Ti - Tempo de irrupção.
- Wp - Produção acumulada de água.
- Qw(S-R) - Somatório do módulo da diferença entre a curva de vazão de água simulada e real.
- FO1,FO2,FO3 - Parcelas da função objetivo produção de água.
- Tic - Diferença entre os tempos de irrupção real (intervalo) e simulado em dias.
- Wpc - Diferença entre as produções acumuladas de água real (intervalo) e simulada em Mm3.
- Qw(S-R)c - Diferença entre os Qw(S-R) real (erro de 30%) e simulado em Mm3.
- Homog. Ref.- Homogênea refinada.
- Kri. Ref. - Krigagem refinada.
- Imag. - Imagem.
- Obs. 1 - O valor "0" (zero) significa que a Imag. apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
- Obs. 2 - As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.
- Obs. 3 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados.

Tabela 9-8: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para o segundo caso - segunda fase após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Seg. Caso - Seg. Fase	Class.	Class.	Class.
Tempo - 3105 dias	FO1	FO2	FO1,FO2,FO3
Imag. Real*	0	0	0
Imag. 02	1	1	10
Imag. 04*	13	13	7
Imag. 11	1	1	12
Imag. 16	1	12	8
Imag. 17*	1	1	5
Imag. 22	1	1	6
Imag. 30*	1	10	2
Imag. 32	1	1	9
Imag. 46*	1	9	1
Imag. 47	1	10	4
Imag. 49	1	1	11
Imag. Kri. Ref.*	1	1	13
Imag. Homog. Ref.*	1	1	3

Homog. Ref.- Homogênea refinada.

Kri. Ref. - Krigagem refinada.

Class. - Classificação das imagens por ordem de melhor ajuste de histórico.

Imag. - Imagem.

Obs.1 - O valor "0" (zero) significa que a Imag. apresenta valores dentro da faixa aceita com o real.

Obs. 2 - As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.

Obs. 3 - Os ítems com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados.

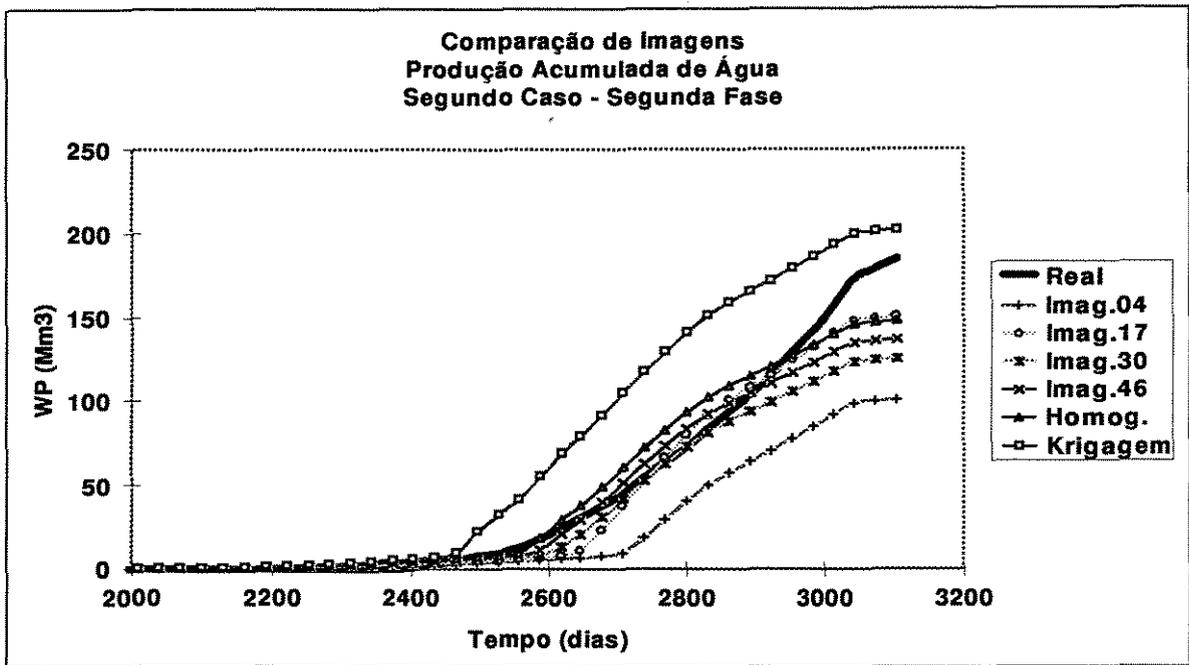


Figura 9-8: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do segundo caso - segunda fase.

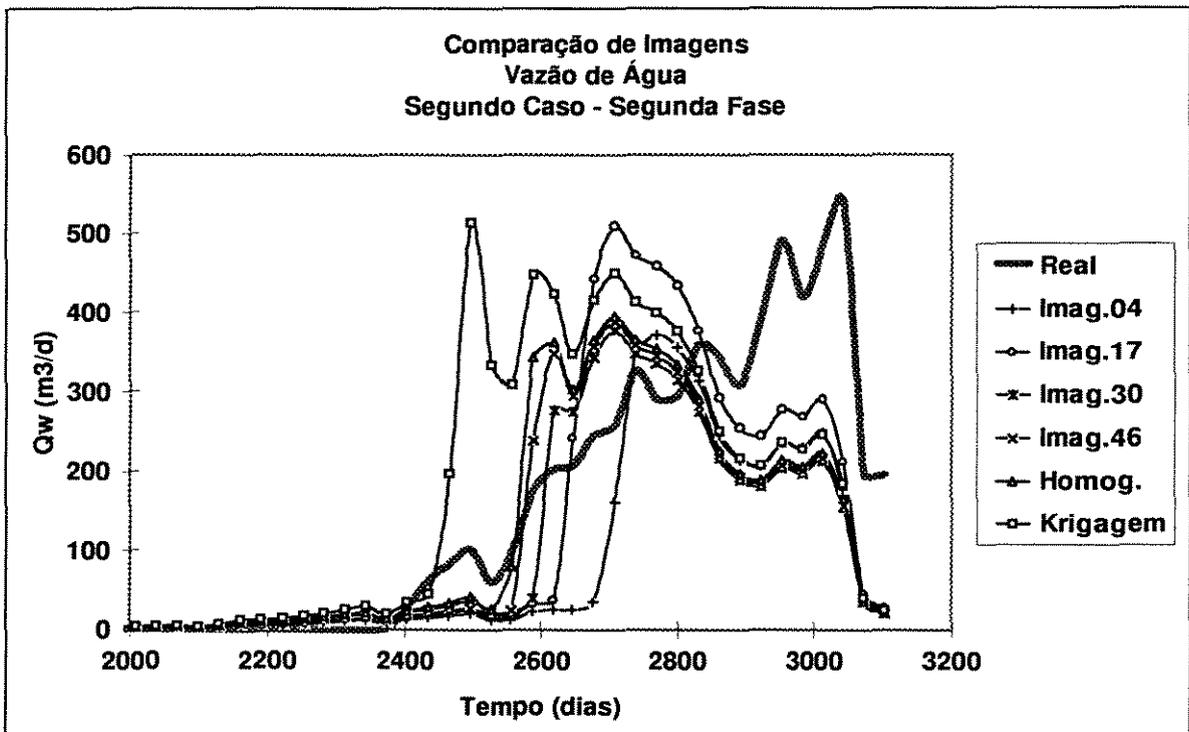


Figura 9-9: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do segundo caso - segunda fase.

9.8. Resultados Conjuntos dos Primeiro e Segundo Casos

É possível a comparação entre as imagens dos dois casos, pois ambos são alterações feitas no modelo homogêneo com o objetivo de melhor representar o reservatório pela qualidade do ajuste obtido.

Exemplificando tem-se que a imagem homogênea do primeiro caso apresenta tempo de irrupção desajustado, o que é corrigido no segundo caso.

Neste item, investigam-se algumas boas imagens para o primeiro e segundo casos e verifica-se a necessidade de uma segunda curva de permeabilidade relativa no modelo (segundo caso). A comparação entre as imagens é feita para o período mais longo de histórico de produção (3105 dias).

As Tabelas 9-9 e 9-10 e as Figuras 9-10 e 9-11 apresentam resumidamente algumas imagens para comparação. Embora sendo casos diferentes, observa-se que, em geral, obtêm-se resultados equivalentes nos dois casos estudados. Por exemplo, a imagem 16 do primeiro caso é classificada em primeiro lugar e a imagem 46 do segundo caso em segundo lugar, mas apresentando diferença muito pequena na parcela FO3 (Tabela 9-10).

Há, sem dúvida, aumento na quantidade de imagens que ajustam o tempo de irrupção no segundo caso (itens 9.5 e 9.6) devido a melhoria no ajuste da imagem da krigagem, através da adoção de uma segunda curva de permeabilidade relativa da fase água para o campo e, por isso, devem-se utilizar as imagens do segundo caso como as mais representativas do reservatório.

O importante é saber que o comportamento de fluxo para imagens iguais pode variar em função de alterações promovidas no modelo de simulação adotado e isso, se deve às incertezas na caracterização do reservatório.

Conclui-se que a simulação estocástica de imagens é importante para a melhor caracterização do reservatório por considerar as heterogeneidades existentes, incorporando-as ao modelo variográfico e, que ao selecionar uma determinada imagem, devem-se considerar suas respostas de fluxo para diferentes tempos de produção e para diferentes modelos geológico e de fluxo adotados.

Tabela 9-9: Resultado simplificado do cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água para o primeiro caso - segundo caso após a simulação de fluxo de imagens estocásticas.

Prim. Caso - Seg. Caso	Ti	Wp	Qw(S-R)	FO1	FO2	FO3
Tempo - 3105 dias	(dias)	(Mm3)	(Mm3)	Tic	Wpc	Qw(S-R)c
Imagem Real*	2374	185.4	0	0	0	0
Imag. 04P	2223	118	96	0	29	39.5
Imag. 16P*	2192	126	92	31	21	35.5
Imag. 17P*	2223	167	94.3	0	0	37.8
Imag. 30P	2162	138	93.9	61	9	37.4
Kri. P*	2138	213	143.5	85	0	87
Homog. P*	2101	175.4	109.37	122	0	52.8
Imag. 02S*	2466	166	101.4	0	0	44.5
Imag. 17S	2435	151	94.9	0	0	38
Imag. 22S	2404	152	96.1	0	0	39.2
Imag. 30S	2404	125	93.9	0	22	37
Imag. 46S*	2313	137	93.1	0	10	36.2
Imag. 47S	2435	125	94.8	0	22	37.9
Homog. S*	2374	148	94.7	0	0	37.8
Kri. S*	2374	202	130	0	0	73.1
Limites	2223-2527	147-221	0 - 56.9	0	0	0

- Ti - Tempo de irrupção.
Wp - Produção acumulada de água.
Qw(S-R) - Somatório do módulo da diferença entre a curva de vazão de água simulada e real.
FO1, FO2, FO3 - Parcelas da função objetivo produção de água.
Tic - Diferença entre os tempos de irrupção real (intervalo) e simulado em dias.
Wpc - Diferença entre as produções acumuladas de água real (intervalo) e simulada em Mm3.
Qw(S-R)c - Diferença entre os Qw(S-R) real (erro de 30%) e simulado em Mm3.
Homog. - Homogênea.
Kri. - Krigagem.
Ref. - Refinado.
Imag. - Imagem.
P - Primeiro Caso.
S - Segundo Caso.
Obs. 1 - O valor "0" (zero) significa que a imagem apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
Obs. 2 - As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.
Obs. 3 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados.

Tabela 9-10: Resultado da classificação de imagens quanto ao ajuste obtido da produção de água para algumas imagens nos dois casos estudados.

Prim. Caso - Seg. Caso	Class.	Class.	Class.
Tempo - 3105 dias	FO1	FO2	FO1,FO2,FO3
Imagem Real*	0	0	0
Imag. 04P	1	9	9
Imag. 16P*	6	9	1
Imag. 17P*	1	1	5
Imag. 30P	7	8	4
Kri. P*	8	1	13
Homog. P*	9	1	11
Imag. 02S*	1	1	10
Imag. 17S*	1	1	7
Imag. 22S	1	1	8
Imag. 30S	1	10	3
Imag. 46S*	1	9	2
Imag. 47S	1	10	4
Homog. S*	1	1	5
Kri. S*	1	1	12

Homog. - Homogênea.

Kri. - Krigagem.

Ref. - Refinado.

Imag. - Imagem.

P - Primeiro Caso.

S - Segundo Caso.

Class. - Classificação das imagens por ordem de melhor ajuste de histórico.

Obs. 1 - O valor "0" (zero) significa que a imagem apresenta valores dentro da faixa aceita como real.

Obs. 2 - As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.

Obs. 3 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados.

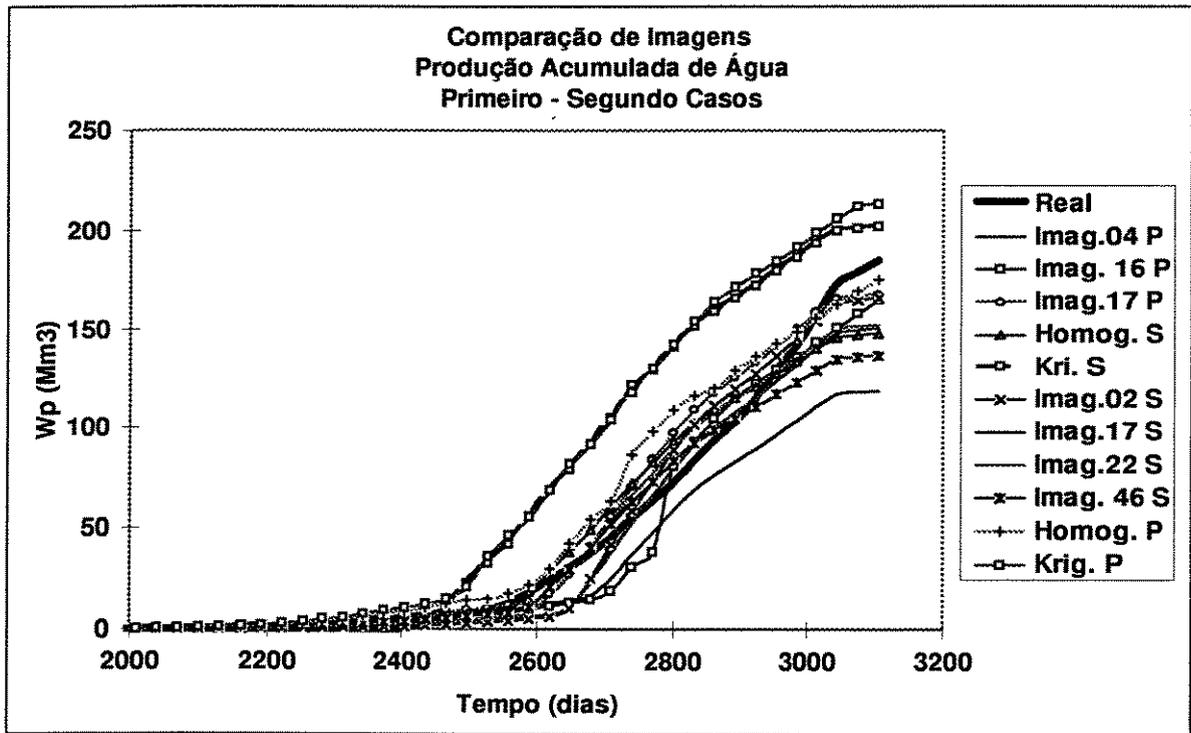


Figura 9-10: Comparação da produção acumulada entre imagens selecionadas do primeiro caso - segundo caso.

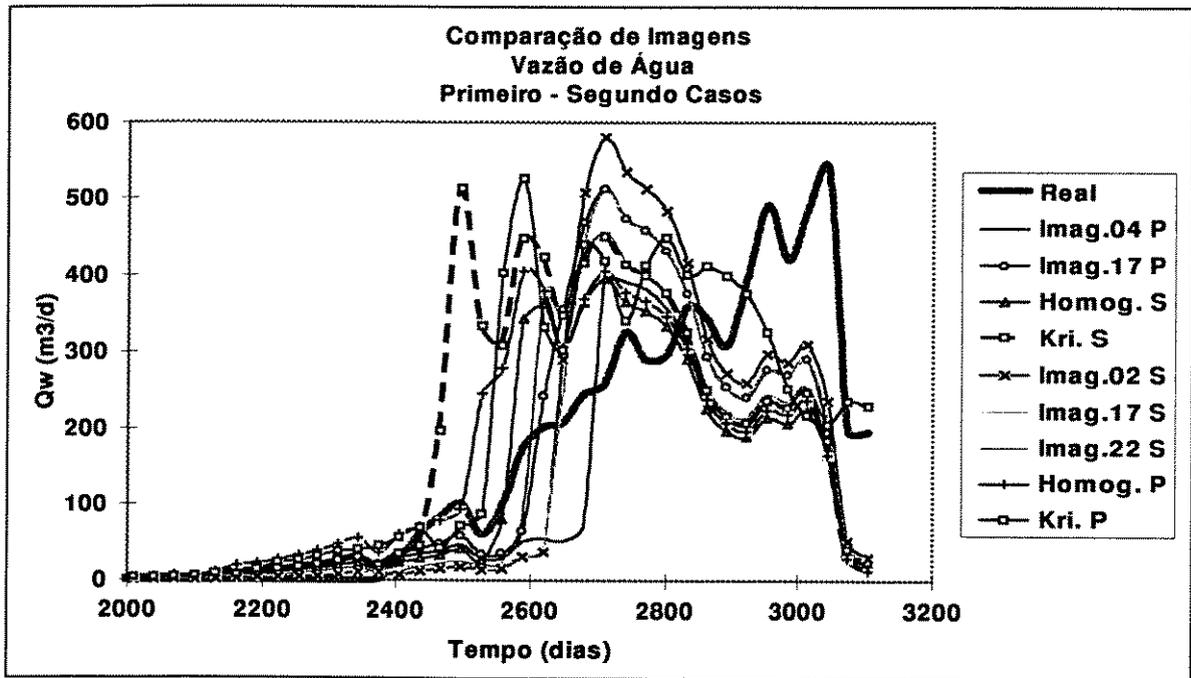


Figura 9-11: Comparação da vazão de água entre imagens selecionadas do primeiro caso - segundo caso.

9.9. Imagens da Krigagem

As diferentes imagens obtidas utilizando-se o método da krigagem (Tabela 9-11, Tabela 9-12, Figuras 9-12 a 9-17) são construídas a partir de alterações feitas no alcance e no patamar dos modelos variográficos da Figura 5-1 e da Figura 5-3. As comparações entre as diversas imagens obtidas da krigagem a partir de modelos variográficos diferentes, a imagem homogênea e a real são feitas na primeira fase que corresponde ao tempo de 2708 dias de produção.

As imagens da krigagem, no simulador de fluxo, aumenta a produção de água quando são comparadas ao caso homogêneo. Este fato deve-se a introdução pura e simples destas imagens no modelo ajustado para as condições homogêneas. Esse aumento é explicado fisicamente pela introdução de heterogeneidades no modelo.

Variações nos parâmetros dos modelos variográficos das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal são realizadas. Segundo a análise de sensibilidade realizada no campo e no poço TE10, no terceiro capítulo, alterações na permeabilidade vertical são mais importantes para o ajuste da produção de água, mas não se deve desprezar os efeitos da permeabilidade horizontal. Em relação a escolha de se alterar na direção horizontal é que, conforme se discute no quinto capítulo e no Apêndice C, os modelos variográficos são menos confiáveis nesta direção.

Essas variações consistem em se alterar o alcance e também o patamar nos modelos representativos dos variogramas experimentais, dentro dos limites de incertezas existentes. Estas incertezas são função do grande espaçamento entre as informações obtidas nos poços (600m). A análise de sensibilidade dos parâmetros do variograma que podem ser alterados é importante na fase de ajuste de histórico, que utilize imagens estocásticas, para que o modelo variográfico possa ser considerado apropriado ou não na geração de imagens da krigagem e, em consequência, das imagens estocásticas. Outra forma de se analisar a questão do modelo variográfico é discutida no Apêndice C (Validação Cruzada) mas, neste caso, não há simulação de fluxo.

A comparação entre as imagens da krigagem para os dois casos visa verificar qual o melhor modelo variográfico a ser utilizado na geração de imagens da krigagem e estocásticas.

Em relação às imagens da krigagem para o primeiro caso - primeira fase (Tabelas 9-11, 9-12 e Figuras 9-12 e 9-13) obtém-se:

1. Em geral, não há significativo aumento na faixa de variação do comportamento de fluxo das imagens em função de alterações no modelo variográfico, quando se compara com os resultados de todas as imagens simuladas para este caso. Esta pequena variação é proporcional à mudança que pode ser feita no modelo variográfico levando em conta os dados experimentais. Na prática, essa mudança é, em geral, de pequenas proporções.

2. Observa-se que, para a parcela FO1, a imagem da krigagem com aumento no alcance do modelo variográfico da permeabilidade vertical na direção horizontal (Kri. A3) apresenta, juntamente com a imagem da krigagem adotada neste trabalho, a melhor classificação entre as imagens da krigagem deste caso. Portanto, não há necessidade de seleção de outra imagem da krigagem como representativa do reservatório para esta parcela da função objetivo.

3. Em relação a parcela FO2, obtém-se que a imagem com aumento dos alcances das permeabilidades horizontal e vertical na direção horizontal (Kri.A1) apresenta a melhor classificação. No entanto, considerando o ajuste do tempo de irrupção (FO1) e a produção acumulada de água (FO2) conjuntamente, não há necessidade de se modificar o modelo variográfico da imagem da krigagem utilizada na geração das imagens estocásticas.

Para o segundo caso - primeira fase (Tabelas 9-11, 9-12 e Figuras 9-14, 9-15) é feita apenas uma alteração no modelo variográfico (A1) e corresponde a mesma imagem que melhora o ajuste de histórico para a parcela FO2 no primeiro caso. As Figuras 9-14 e 9-15 mostram que não há diferença na produção de água quando se utiliza esta imagem no segundo caso. Como discutido no primeiro caso, também não há necessidade de alteração do modelo originalmente proposto.

Em relação aos dois casos estudados (Figura 9-16 e Figura 9-17) observa-se que a imagem da krigagem adotada para o segundo caso é a que se ajusta melhor ao histórico de produção, comparando-se somente com as outras imagens da krigagem (Classificação 3 da Tabela 9-12). Portanto, as imagens estocásticas geradas neste segundo caso tendem a ajustar, em maior número, o histórico de produção. Uma observação importante é que a

melhoria definitiva na qualidade da resposta de fluxo da imagem da krigagem só será obtida se o ajuste de histórico for feito para as condições heterogêneas.

Conclui-se que, neste trabalho, para uma previsão probabilística de produção, é mais confiável utilizar as imagens representativas do segundo caso.

Tabela 9-11: Comparação dos resultados de fluxo das imagens obtidas por krigagem a partir de modificações nos variogramas das permeabilidades horizontal e vertical para os dois casos deste trabalho e para o tempo de 2708 dias.

Prim. Caso - Seg. Caso	Ti	Wp	Qw(S-R)	FO1	FO2	FO3
Tempo - 2708 dias	(dias)	(Mm3)	(Mm3)	Tic	Wpc	Qw(S-R)c
Imag. Real*	2374	45,9	0	0	0	0
Kri. P*	2138	104,4	80	85	49,4	66,1
Imag. Homog. P*	2101	63,4	45,8	122	8,4	31,9
Imag. Homog. S*	2374	72,5	30,9	0	17,5	17
Imag. Kri. A1 P	2131	92,4	79,7	92	37,5	65,8
Imag. Kri. A2 P	2101	140,4	78,2	122	85,4	64,3
Imag. Kri. A3 P*	2138	105,7	81,2	85	50,7	67,3
Imag. Kri. A4 P	2101	115,9	77,9	122	60,9	64
Imag. Kri. S*	2374	105,2	66,8	0	50,2	52,9
Imag. Kri. A1 S*	2374	106,7	69,6	0	51,7	55,7
Limites	2223-2527	35.0-55.0	0 - 13.9	0	0	0

- Ti - Tempo de irrupção.
- Wp - Produção acumulada de água.
- Qw(S-R) - Somatório do módulo da diferença entre a curva de vazão de água simulada e real.
- FO1,FO2,FO3 - Parcelas da função objetivo produção de água.
- Tic - Diferença entre os tempos de irrupção real (intervalo) e simulado em dias.
- Wpc - Diferença entre as produções acumuladas de água real (intervalo) e simulada em Mm3.
- Qw(S-R)c - Diferença entre os Qw(S-R) real (erro de 30%) e simulado em Mm3.
- N. A. - Não Atingiu.
- Homog. - Homogênea.
- Kri. - Krigagem.
- P - Primeiro Caso.
- S - Segundo Caso.
- A1 - Aumento da amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
- A2 - Redução na amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
- A3 - Aumento na amplitude variográfica da permeabilidade vertical na horizontal.
- A4 - Aumento do patamar no variograma das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
- Imag. - Imagem.
- Obs.1 - O valor "0" (zero) significa que a imagem apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
- Obs. 2 - As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.
- Obs. 3 - Os ítems com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados.

Tabela 9-12: Classificação de imagens da krigagem quanto ao ajuste obtido da produção de água para algumas modificações realizadas nos modelos variográficos das permeabilidades horizontal e vertical.

Prim. Caso - Seg. Caso	Class.	Class.	Class.
Tempo - 2708 dias	FO 1	FO 2	FO 1,FO 2,FO 3
Imag. Real*	0	0	0
Kri. P*	4	4	8
Imag. Homog. P*	7	1	2
Imag. Homog. S*	1	2	1
Imag. Kri. A1 P	6	3	7
Imag. Kri. A2 P	7	9	6
Imag. Kri. A3 P*	4	6	9
Imag. Kri. A4 P	7	8	5
Imag. Kri. S*	1	5	3
Imag. Kri. A1 S*	1	7	4

- Homog. - Homogênea.
 Kri. - Krigagem.
 P - Primeiro Caso.
 S - Segundo Caso.
 A1 - Aumento da amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
 A2 - Redução na amplitude variográfica das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
 A3 - Aumento na amplitude variográfica da permeabilidade vertical na horizontal.
 A4 - Aumento do patamar no variograma das permeabilidades horizontal e vertical na horizontal.
 Imag. - Imagem.
 Class. - Classificação das imagens por ordem de melhor ajuste de histórico.
 Obs. 1 - O valor "0" (zero) significa que a imagem apresenta valores dentro da faixa aceita como real.
 Obs. 2 - As imagens com números inferiores a 31 foram utilizadas no primeiro caso.
 Obs. 3 - Os itens com asterisco fazem parte dos gráficos apresentados.

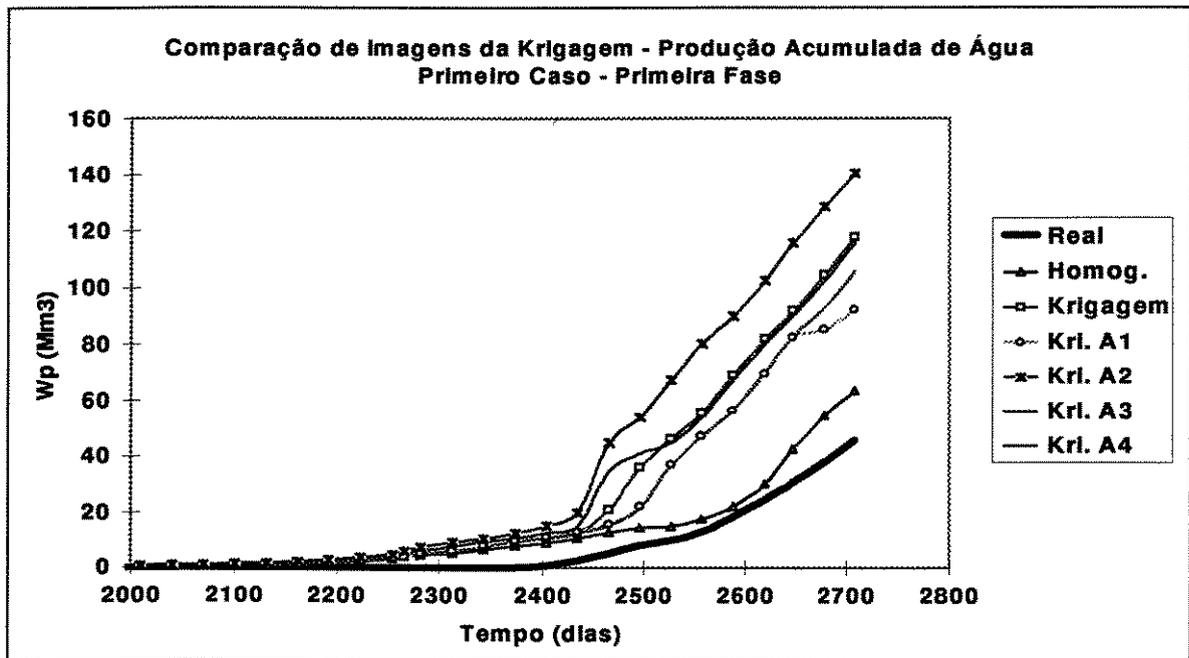


Figura 9-12: Comparação da produção acumulada entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - primeira fase.

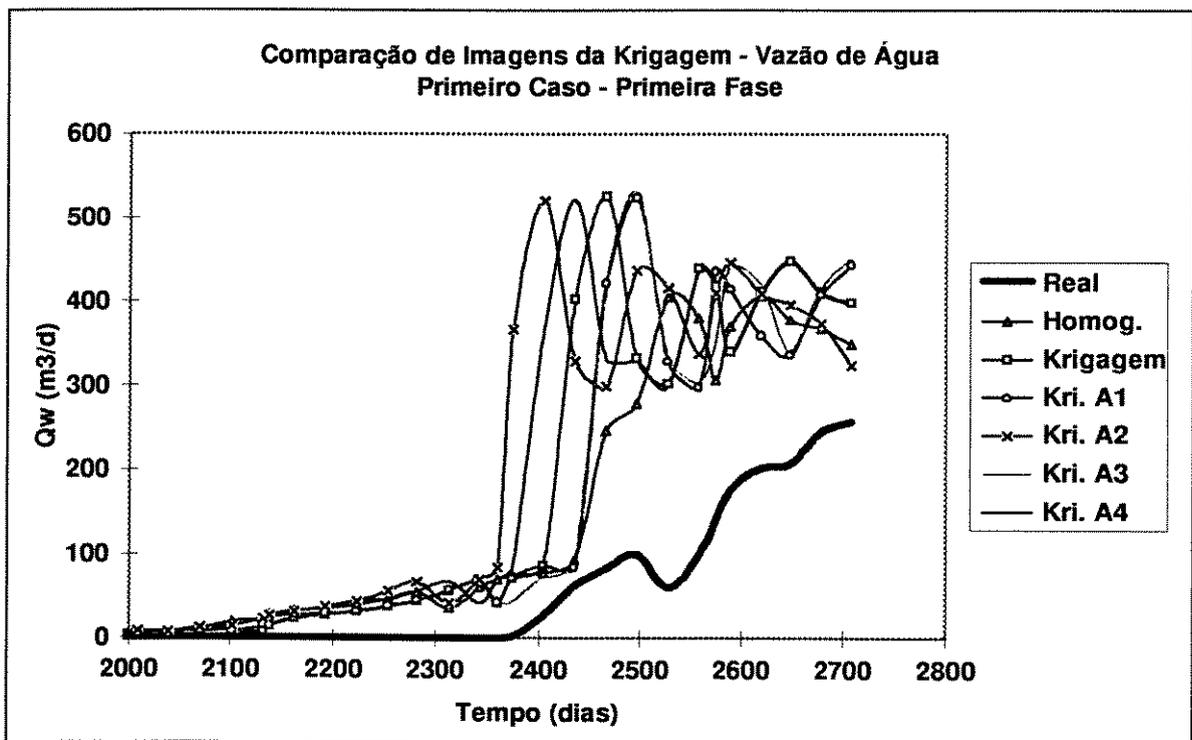


Figura 9-13: Comparação da vazão de água entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - primeira fase.

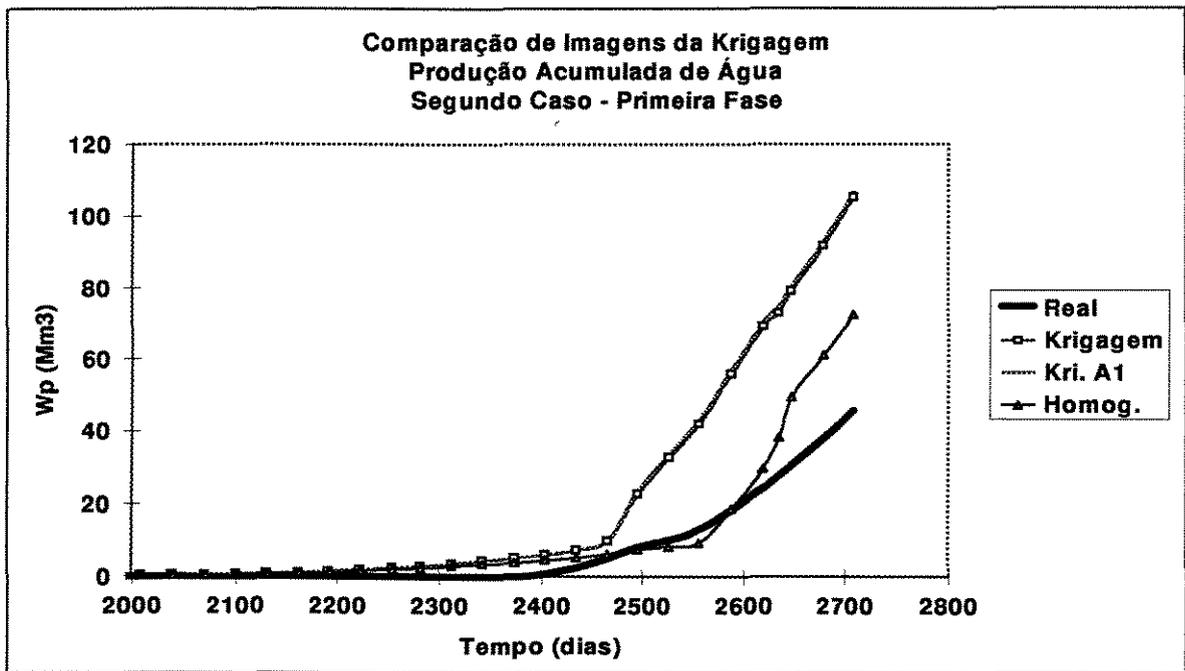


Figura 9-14: Comparação da produção acumulada entre as imagens obtidas por krigagem para o segundo caso - primeira fase.

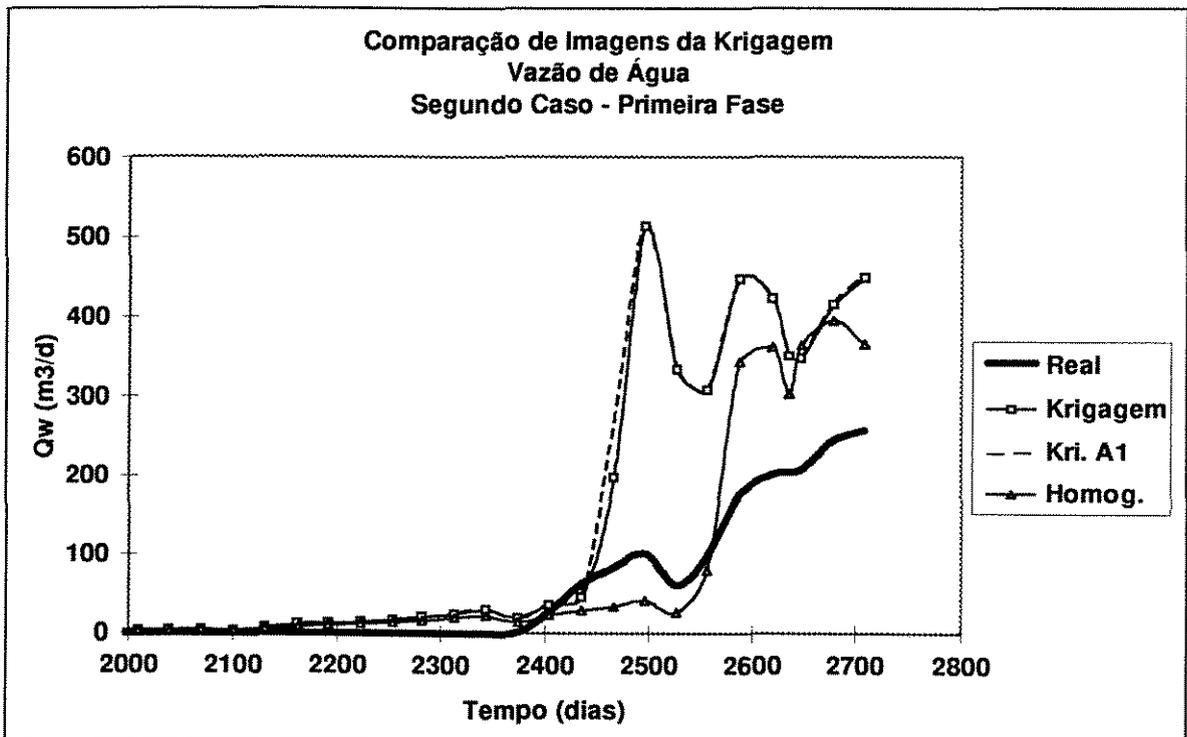


Figura 9-15: Comparação da vazão de água entre as imagens obtidas por krigagem para o segundo caso - primeira fase.

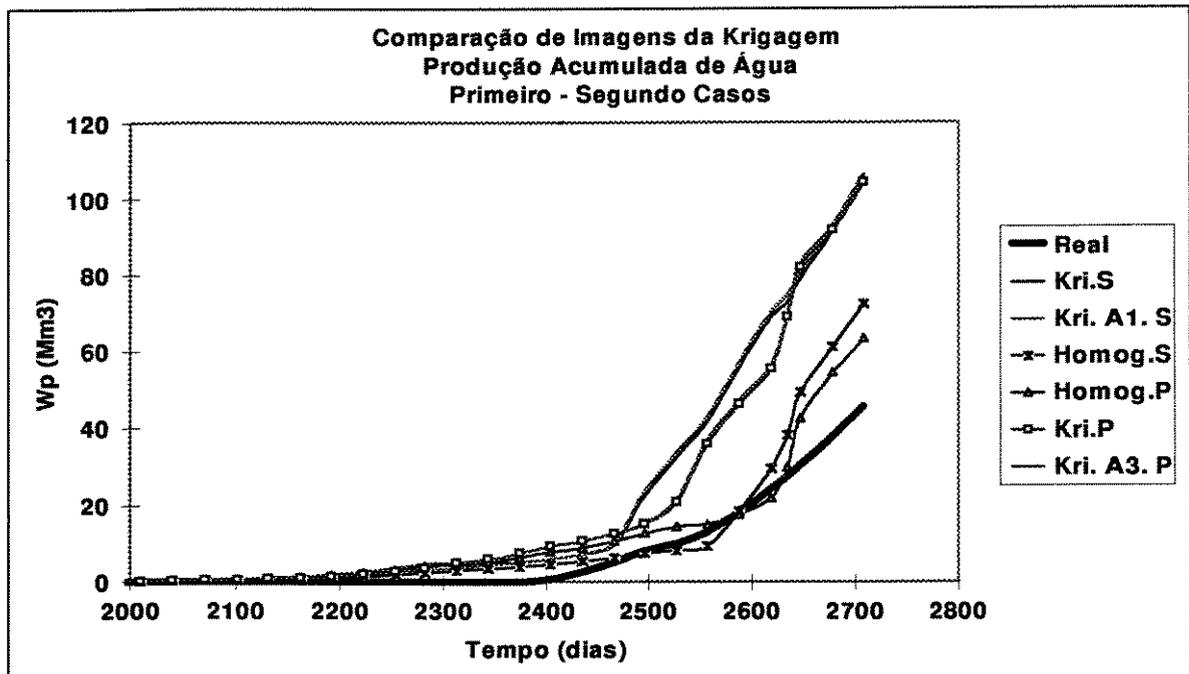


Figura 9-16: Comparação da produção acumulada entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - segundo caso, ambos na primeira fase.

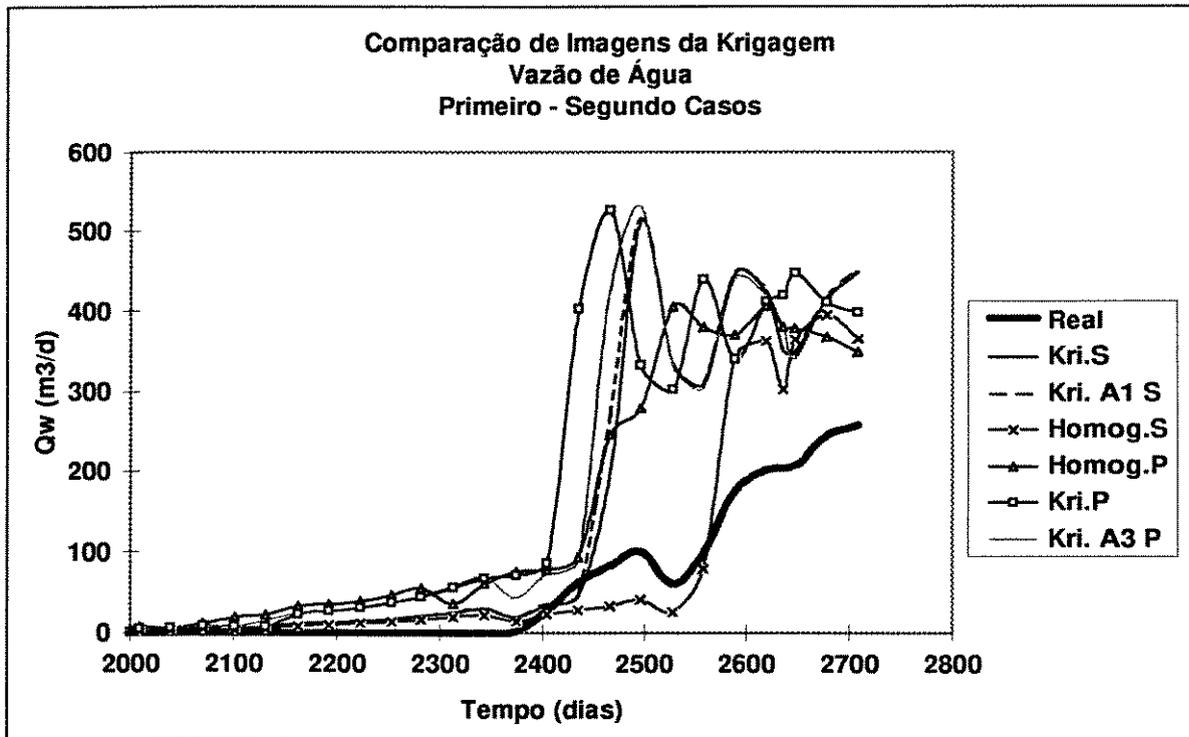


Figura 9-17: Comparação da vazão de água entre as imagens obtidas por krigagem para o primeiro caso - segundo caso, ambos na primeira fase.

10. Conclusões e Recomendações

10.1. Conclusões

As seguintes constatações e conclusões são observadas por grupo de assuntos abaixo relacionados.

- Heterogeneidades

1. O melhor ajuste de histórico do poço TE10 é obtido considerando a heterogeneidade do reservatório representada pelas imagens estocásticas da variável permeabilidade que melhor caracterizam o reservatório deste campo e não simplesmente tentando-se valores constantes ou fixos desta variável como no procedimento tradicional. O ajuste obtido com esta metodologia tem a vantagem de considerar as incertezas existentes na caracterização de reservatórios através do uso de imagens estocásticas e da seleção de um grupo de imagens representativas da região de influência do poço.

- Simulação estocástica e de fluxo

1. O uso da simulação estocástica juntamente com a simulação de fluxo, objetivando o ajuste de histórico, contribui para tornar o modelo de fluxo uma ferramenta valiosa no gerenciamento do reservatório e aumentar a confiança nas previsões.

2. Ao serem utilizadas imagens estocásticas no ajuste de histórico, deve-se evidenciar o tempo de histórico, pois ocorrem inversões de comportamento das imagens para tempos distintos e, por isso, não se deve utilizar apenas uma imagem representativa do reservatório.

3. Modificações de propriedades petrofísicas feitas em áreas localizadas de um modelo de fluxo, podem alterar a resposta de fluxo de algumas imagens e, por isso, todas as imagens devem ser reavaliadas no novo modelo.

4. O ajuste de histórico pode ser conseguido com a simulação estocástica, mesmo que a imagem obtida por krigagem seja considerada não representativa do reservatório, porém, as melhores imagens não se localizam no centro da distribuição das respostas de fluxo.

5. A diferença entre as curvas de produção simulada e real (FO3) é a parcela da função objetivo que não é anulada para o poço TE10, visto existirem fortes oscilações na produção de água que dificultam o ajuste e também pelas simplificações impostas ao modelo de fluxo.

6. Durante o cálculo das parcelas da função objetivo da produção de água, não há garantia que se uma imagem anular uma determinada parcela da função objetivo irá também anular as demais parcelas e, por isso, o ajuste é conseguido com a avaliação conjunta das três parcelas da função objetivo.

- Imagens da krigagem

1. Neste trabalho, não há significativa variação nas respostas de fluxo destas imagens em função de alterações no modelo variográfico, quando se compara com os resultados de todas as imagens simuladas para este campo, pois as alterações no modelo são limitadas (Figura 9-12).

2. Aproximadamente 60% das imagens apresentam comportamento de fluxo abaixo da obtida pela imagem da krigagem.

3. No segundo caso, com a melhoria do ajuste de histórico para o tempo de irrupção obtida pela imagem da krigagem, o número de imagens estocásticas que melhoram o ajuste para o tempo de irrupção aumenta em relação ao primeiro caso.

- Tempo de ajuste e simulação

1. Como o número de imagens, a serem simuladas, geralmente chega a dezenas é importante utilizar a paralelização de estações para reduzir o tempo de simulação.

2. Utilizar a paralelização de estações durante a fase de ajuste de histórico, para acelerar o processo, para as variáveis com valores fixos que necessitem de alterações por tentativa e erro.

- Seleção de imagens

1. Selecionar as imagens utilizando preferencialmente critérios de campo obtidos com o gerente de produção para levar em conta as incertezas de medição, através da minimização de uma função objetivo que represente a qualidade do ajuste obtido. Neste trabalho, a função objetivo escolhida para representar a produção de água é composta de três parcelas. A primeira parcela (FO1) é o tempo de irrupção, a segunda parcela (FO2) é a produção acumulada de água e a terceira parcela (FO3), a mais importante, é a diferença entre as curvas de vazão simulada e real.

2. A imagem com o menor valor da parcela FO3 da função objetivo é considerada a mais representativa do reservatório em função do ajuste de histórico obtido.

- Previsão de produção

1. Ao se utilizarem imagens estocásticas, devem-se considerar as incertezas contidas no grupo de imagens representativas do reservatório, e selecionar mais de uma imagem, para se obter um intervalo possível na previsão de produção.

10.2. Recomendações

As recomendações, a seguir, visam ampliar e reavaliar a metodologia desenvolvida nesta dissertação, procurando melhorar a caracterização do reservatório e as previsões de produção.

- Quanto ao modelo geoestatístico

1. Gerar imagens a partir de outros modelos variográficos, tais como: esférico, exponencial e compará-las entre si quanto ao ajuste de histórico obtido.

2. Utilizar outras formas de simulação estocástica, tais como: *Turning Bands*, simulação indicatriz e verificar o comportamento das imagens na simulação de fluxo.

3. Verificar a influência das dimensões do elipsóide (vizinhança) da estimativa de krigagem na simulação de fluxo.

- Quanto ao ajuste de histórico e à previsão de produção

1. Obter um intervalo possível na previsão de produção, após selecionar um grupo de imagens equiprováveis durante o ajuste de histórico, utilizando critérios de variações

máximas e mínimas de propriedades petrofísicas. Por exemplo, utilizar as curvas máxima e mínima de permeabilidade relativa.

2. Se o modelo de fluxo houver sido ajustado com parâmetros fixos (homogêneos), utilizar a metodologia deste trabalho, pelo menos, em poços onde haja dificuldade de ajuste de histórico.

3. Fazer o ajuste de histórico da imagem obtida com esta metodologia, poço a poço, e verificar se a imagem resultante representa o ajuste do campo. Provavelmente não representa pois as equações de fluxo no reservatório são não-lineares.

4. Fazer o ajuste de histórico em dois ou mais poços simultaneamente, para considerar as não estacionariedades do reservatório.

5. Fazer o ajuste de histórico incluindo imagens de outras variáveis, além da permeabilidade, para melhor caracterizar o reservatório.

6. Melhorar a qualidade do ajuste deste campo, com a inclusão de um maior número de blocos, através do maior detalhamento das zonas de óleo e água para reduzir os efeitos das bruscas mudanças de saturação.

- Quanto ao desenvolvimento tecnológico

1. Construir um caso mais geral com mudança de escala da malha geoestatística para a de fluxo, para maior aplicação prática desta metodologia.

2. Construir um algoritmo que una todos os programas realizados neste trabalho e que utilize a paralelização de estações para automatizar o processo.

Referências Bibliográficas

- (1) ALMEIDA, A. S.; TRAN, T.; BALLIN, P. R. An Integrated Approach to Reservoir Studies Using Stochastic Simulation Techniques. In: SOARES, Amílcar. **Geostatistics Tróia '92**. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1993.
- (2) ARCHER, J. S. Reservoir Definition and Characterization for Analysis and Simulation. *Reservoir Geology and Engineering*, London, p.65-78, 1985.
- (3) BALLIN, P. R.; JOURNEL, A. G.; AZIZ, K. Prediction of Uncertainty in Reservoir Performance Forecast. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Alberta, Canadá, V. 31, N. 4, p.52-62, Apr. 1992.
- (4) BALLIN, P.R. **Approximation of Flow Simulation for Uncertainty Assessment**. California, 1992. Tese de Doutorado, Stanford University.
- (5) BARBE, J. A. Reservoir Management at Dunlin. *JPT*, Houston, p.227-233, Jan. 1983.
- (6) CÂMARA, P. S. **Caracterização de Reservatórios com Técnicas de Otimização Combinatorial**. Campinas, São Paulo, Dez. 1992. Tese de Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios, Universidade Estadual de Campinas.
- (7) CAMPOZANA, F. P. **Modelagem Probabilística e Simulação de Reservatórios**. Campinas, São Paulo, Nov. 1990. Tese de Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios, Universidade Estadual de Campinas.
- (8) CARDWELL, W. T.; PARSON, R. L. Average Permeabilities of Heterogeneous Oil Sands. *Petroleum Technology*, Los Angeles, p.34-42, Mar. 1945.
- (9) CHAN, M. C. et al. Comprehensive Reservoir Study and Management Through Effective Geological and Engineering Teamwork. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 60, 1985. Anais... Las Vegas, SPE, Sep. 1985. p.22-25.
- (10) CRAIG, F. F. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. 3. ed. New York: SPE of AIME, Nov. 1980. (Series Monograph, 3).
- (11) DANDONA, A. K.; ALSTON, R. B.; BRAUN, R. W. Defining Data Requirements for a Simulation Study. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND

- EXHIBITION, 1992. Anais... Beijing, China, SPE, Mar. 1992. p.255-270. (SPE 22357).
- (12) DEUTSCH, C. Calculating Effective Absolute Permeability in Sandstone/Shale Sequences. *SPE Formation Evaluation*, Houston, Texas, p.343-348, Sep. 1989.
- (13) DUBRULE, O.; HALDORSEN, H. H. Geostatistics For Permeability Estimation. In: LAKE, L. W.; CARROLL, H. B. **Reservoir Characterization**. New York: Academic Press, 1986. p.223-248.
- (14) DUBRULE, O. Estimating or Choosing a Geostatistical Model. In: DIMITRAKOPOULUS, R. **Geostatistics for the Next Century**. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1994. p.3-14.
- (15) GOTWAY, C. A.; RUTHERFORD, B. M. Stochastic Simulation for Imaging Spatial Uncertainty Comparison and Evaluation of Available Algorithms. In: ARMSTRONG, M.; DOWD, P. A. **Geostatistical Simulations**. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1994. p.1- 21.
- (16) GUERILLOT, D. et al. 3D Fluid Flow Behavior in Porous Media Characterized by Geostatistical Method. In: SPE LATIN AMERICAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE AND EXHIBITION, 1994. Anais... Rio de Janeiro, SPE, Oct. 1994. (SPE 21081).
- (17) GUERILLOT, D. R.; MORELON, I. F. Sorting Equiprobable Geostatistical Images by Simplified Flow Calculations. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 67, 1992. Anais... Washington, DC, SPE, Oct. 1992. p.327-342. (SPE 24891).
- (18) HALDORSEN, H. H.; CHANG, D. M. Notes on Stochastic Shales from Outcrop to Simulation Model. In: LAKE, L. W.; CARROLL, H. B. **Reservoir Characterization**. San Diego, California: Academic Press, 1986. p.445-486.
- (19) ISAAKS, E. H.; SRIVASTAVA, R. M. **An Introduction to Applied Geostatistics**. New York: Oxford University Press, 1989.
- (20) JENSEN, J. L.; HINKLEY, D. V.; LAKE, L. W. A Statistical Study of Reservoir Permeability: Distributions, Correlations, and Averages. *SPE Formation Evaluation*, Texas, p. 461-468, Dec. 1987.

- (21) JOURNEL, A. G. Roadblocks and Challenges. In: SOARES, Amílcar. **Geostatistics Tróia '92**. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1993. V.1, p.213-224.
- (22) LAKE, L. W. The Origins of Anisotropy. *JPT*, Houston, Texas, p.395-396, Apr. 1988.
- (23) LAW, J. A Statistical Approach to the Interstitial Heterogeneity of Sand Reservoirs. *Petroleum Technology*, Los Angeles, p.202-222, May 1944.
- (24) MANUAL do Imex: versão 94.00. Calgary, Canadá: CMG, 1993.
- (25) MANUAL do Isatis: versão 2.2. Paris: Center of Geostatistics Ecole des Mines de Paris, 1994.
- (26) MANUAL do Petroleum Workbench, Black Oil: versão 1.5. Houston: SSI, 1994.
- (27) MATTAX, C. C.; DALTON, R. L. **Reservoir Simulation**. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers *Inc.*, 1990. (Monograph Series).
- (28) MORELON, I. F. et al. An Application of a 3D Geostatistical Imaging to Reservoir Fluid Flow Simulations., In: SPE PETROLEUM COMPUTER CONFERENCE, 6, 1991. Anais... Dallas, Texas, SPE, Jun. 1991. p.223-231. (SPE 22312).
- (29) OUNES, A. et al. Parallel Reservoir Automatic History Matching Using a Network of Workstations and *PVM*. In: SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, 13, 1995. Anais... San Antonio, TX, U.S.A., Feb. 1995. p.125-133.
- (30) REMACRE, A. Z.; UZUMAKI, E. T. **Conceitos Introdutórios de Simulação Estocástica**. Campinas, São Paulo: Universidade Estadual de Campinas, 1995. Notas de Aula.
- (31) RIVOIRARD, J. Relations Between the Indicators Related to a Regionalised Variable. In: SOARES, Amílcar. **Geostatistics Tróia '92**. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1993. V.1, p.273-284.
- (32) ROSSINI, C. et al. Combined Geostatistical and Dynamic Simulations for Developing a Reservoir Management Strategy: A Case History. *JPT*, Houston, Texas, p.979-985, Nov. 1994.

- (33) SALAZAR, V. **Paralelização de Ajuste de Histórico de Produção em Rede de Estações Usando PVM**. Campinas, São Paulo, Nov. 1995. Tese de Mestrado em Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.
- (34) TORONYI, R. M.; SALERI, N. G. Engineering Control in Reservoir Simulation: Part II. In: SPE MIDDLE EAST OIL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1989. Anais... Manama, Bahrein, SPE, Mar. 1989. p.93-121.
- (35) WEBER, K. J.; GEUNS, L. C. van. Framework for Constructing Clastic Reservoir Simulation Models. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1989. Anais... San Antonio, SPE, Oct. 1989. (SPE 19582).

Apêndice A - PVM

PVM (Parallel Virtual Machine) é um pacote que permite que uma rede de computadores com sistema operacional *Unix* seja usada como um grande computador paralelo.

O sistema *PVM* é composto de duas partes. A primeira é um *daemon* chamado *pvmd3*. Quando um usuário deseja rodar uma aplicação, ele primeiro cria uma máquina virtual inicializando o *PVM*. A aplicação em *PVM* pode ser inicializada do *prompt Unix* de qualquer um dos computadores que esteja na máquina virtual. Múltiplos usuários podem configurar máquinas virtuais, inclusive com sobreposição e cada usuário pode rodar várias aplicações *PVM* simultaneamente.

A segunda parte do sistema é uma biblioteca de rotinas de interface do *PVM* (*libpvm3.a*). Essa biblioteca contém rotinas que são chamadas na aplicação do usuário para transferência de mensagem, descarga dos processos, coordenação de tarefas e modificação da máquina virtual.

O modelo de programação é do tipo mestre / escravo. Na verdade são dois programas independentes, onde o programa mestre distribui e manipula um número determinado de escravos nas diferentes estações.

Uma forma de selecionar imagens de forma mais rápida é usar o programa *PVM*, que permite o uso de diversas estações de trabalho ao mesmo tempo, cada uma com sua imagem, para fazer o ajuste de histórico em paralelo. A desvantagem é o tempo gasto na transmissão de mensagens de uma máquina para a outra.

Salazar, 1995, mostra que é viável aplicar a paralelização externa a um simulador comercial, sendo possível tirar vantagem dos computadores paralelos sem modificar os códigos dos simuladores já existentes.

A paralelização consiste em rodar um executável em cada máquina disponível, e isto é feito com ajuda do *PVM*. Esta paralelização permite rodar diferentes arquivos de entrada do simulador ao mesmo tempo. Isto é vantajoso no ajuste de histórico de produção pois pode-se escolher uma imagem de caracterização do reservatório e mandar

rodar cada arquivo, com uma imagem diferente, observando a influência dessa imagem na resposta e com a ajuda de um método de otimização, escolher o valor que melhor ajusta a produção.

Neste trabalho há redução significativa do tempo de ajuste de histórico e simulação de imagens com o emprego do programa de paralelização de estações *PVM*. Esta redução deve-se ao fato de que o *PVM* (programa) procura sempre aproveitar as velocidades das máquinas, quando o número de processos é maior que o número de máquinas e adicionalmente automatiza o processo. Essa automação faz com que se possa trabalhar durante o período noturno e finais de semana, sem haver necessidade de um operador para fazer as diferentes rodadas no simulador quando se utilizam diferentes imagens das propriedades petrofísicas do reservatório.

Apêndice B - Estacionariedade

Estacionariedade é uma propriedade do modelo probabilístico e não atributo dos dados ou fenômenos sob estudo. É a decisão de estacionariedade que permite juntar observações tomadas em diferentes locações no espaço ou tempo (Journel, 1993).

Se ocorre um processo de maneira mais ou menos homogêneo, com oscilações aleatórias contínuas em torno de um certo valor médio, onde nem a amplitude média nem as oscilações mudam bruscamente no espaço ou no tempo, este processo aleatório pode ser classificado como estacionário (Remacre e Uzunaki, 1995). Em um processo estacionário a esperança matemática é constante.

Um processo é estritamente estacionário se suas propriedades estatísticas são invariantes à translações na origem. Isto significa que o processo $Z(x \text{ ou } t)$ e $Z(x \text{ ou } t+h)$ tem a mesma estatística para qualquer h .

Um processo possui estacionariedade de segunda ordem se :

1. a média é constante,
2. o segundo momento existe $E\{Z^2(x \text{ ou } t)\} < \infty$, e
3. a covariância é estacionária e é função somente da distância entre os pontos $C(x \text{ ou } t, x \text{ ou } t+h) = C(h)$.

Apêndice C - Validação Cruzada

Os métodos de estimativa podem ser verificados de diversas maneiras a fim de assegurar a validade dos parâmetros estruturais adotados. Neste trabalho, o modelo é verificado pela krigagem de valores conhecidos e a verificação dos erros cometidos.

Este método, conhecido como validação cruzada, é uma técnica que nos permite comparar valores estimados e verdadeiros usando somente as informações disponíveis no nosso conjunto amostral. A idéia da validação cruzada é produzir uma configuração dos dados amostrais que representem as condições sob as quais o nosso procedimento de estimação será realmente utilizado. Ela consiste na retirada de um valor amostral do conjunto e a conseqüente estimativa desse ponto e comparar esses valores. A validação cruzada pode trazer considerável frustração pois pode revelar problemas que não possuem soluções imediatas.

O ponto é temporariamente removido do conjunto de dados amostrais e uma estimativa (Z^*) é feita pelo método da krigagem, usando a informação de vizinhança discutida no Capítulo 6.

As Figuras C-1, C-2, C-3 e C-4 apresentam os resultados para as permeabilidades horizontal e vertical. O resultado da permeabilidade vertical é o da direção vertical, já o da permeabilidade horizontal é o da direção horizontal.

É importante verificar que esta validação é feita para todo o campo TESE1 e não somente para a região do poço TE10 (Figura C-4). Devido a este fato, explica-se porque na direção horizontal existem pontos não robustos (ver definição a seguir) distribuídos por todo o campo. A grande quantidade destes pontos, visto em todas as figuras, apenas reforça o fato que o modelo variográfico não é apropriado para representar todo o campo, justificando a análise geoestatística em uma área específica deste campo.

Pode-se comparar os erros experimentais utilizando as seguintes expressões:

1) Erro médio -

$$\frac{1}{N} \sum_N (Z - Z^*) \quad (\text{C.1})$$

2) Erro médio padronizado -

$$\frac{1}{N} \sum_N \left(\frac{Z - Z^*}{\sigma} \right) \quad (\text{C.2})$$

onde N é a quantidade de pontos amostrais (N = 250). O erro médio e o erro médio padronizado testam o não viés.

A quantidade de valores não robustos (erro padrão > 2.5 e erro < -2.5 sendo representados por pontos mais escuros), corresponde a 10% dos valores amostrais testados para a permeabilidade horizontal (Figura C-2).

Os resultados das Figuras C-1 a C-4, para a permeabilidade vertical na direção vertical, mostram que não existem erros sistemáticos de estimativa e por isso o modelo pode ser considerado adequado para estimativas nesta direção.

No entanto, o mesmo não ocorre na direção horizontal para a permeabilidade horizontal. Há uma maior quantidade de dados não robustos e distribuídos por todo o campo.

A Figura C-4 aparentemente apresenta mais erros que acertos, mas ocorre que se em um determinado poço existir um ponto não robusto, localizado em qualquer profundidade, então o poço em planta é salientado na figura.

A Figura C-3 mostra que há uma tendência a subestimar os valores reais como observa-se no gráfico da permeabilidade horizontal.

Alguns grandes erros são vistos nas Figuras C-1 e C-2 e correspondem a blocos que possuem muito altos ou muito baixos valores de permeabilidade horizontal. Este problema, considerando o uso do modelo apenas na região do poço TE10, é amenizado com a simulação estocástica que procura representar esses valores extremos.

Estes erros devem-se à dificuldade na obtenção de informações na direção horizontal. O espaçamento entre poços é elevado (média 600m) e os variogramas obtidos na horizontal (Figuras 5-2 e 5-3) não mostram uma boa clareza estrutural onde os parâmetros do modelo possam ser inferidos com confiança. Em virtude deste problema, são feitas algumas alterações no modelo variográfico na direção horizontal e os resultados de fluxo são analisados e comparados no Capítulo 9.

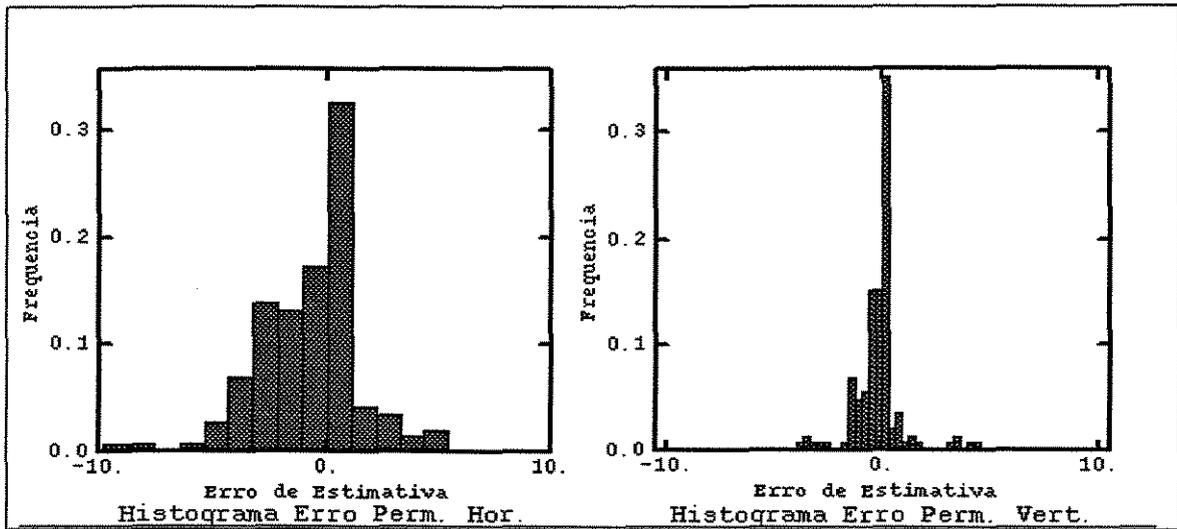


Figura C-1: Histogramas de erros entre valores estimados e observados das permeabilidades horizontal e vertical.

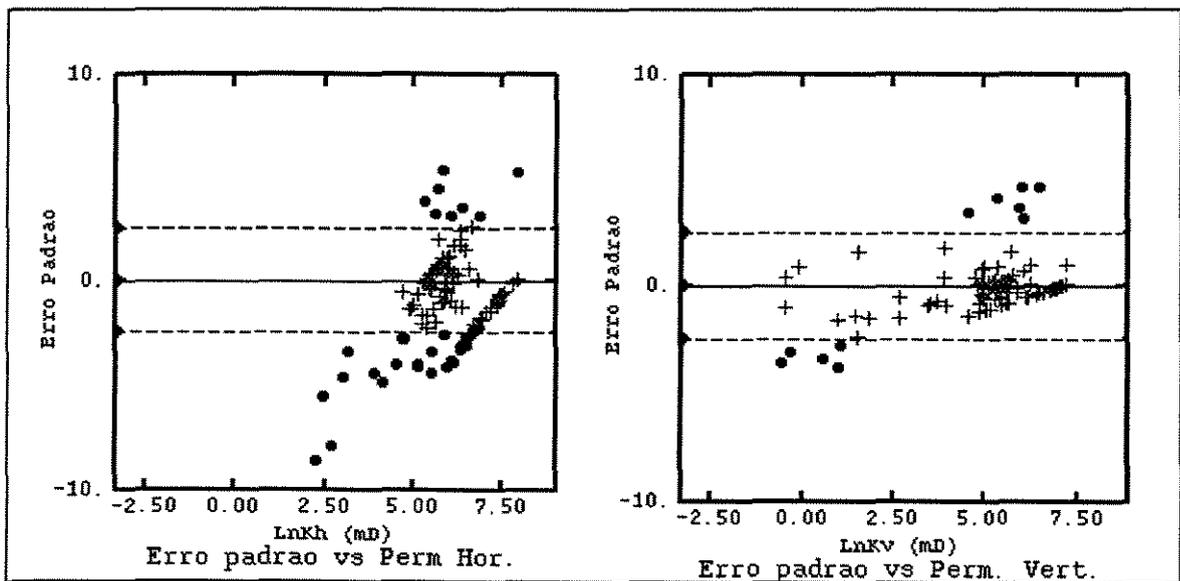


Figura C-2: Erro padronizado entre valores estimados e observados das permeabilidades horizontal e vertical. A bola preta representa valores não-robustos.

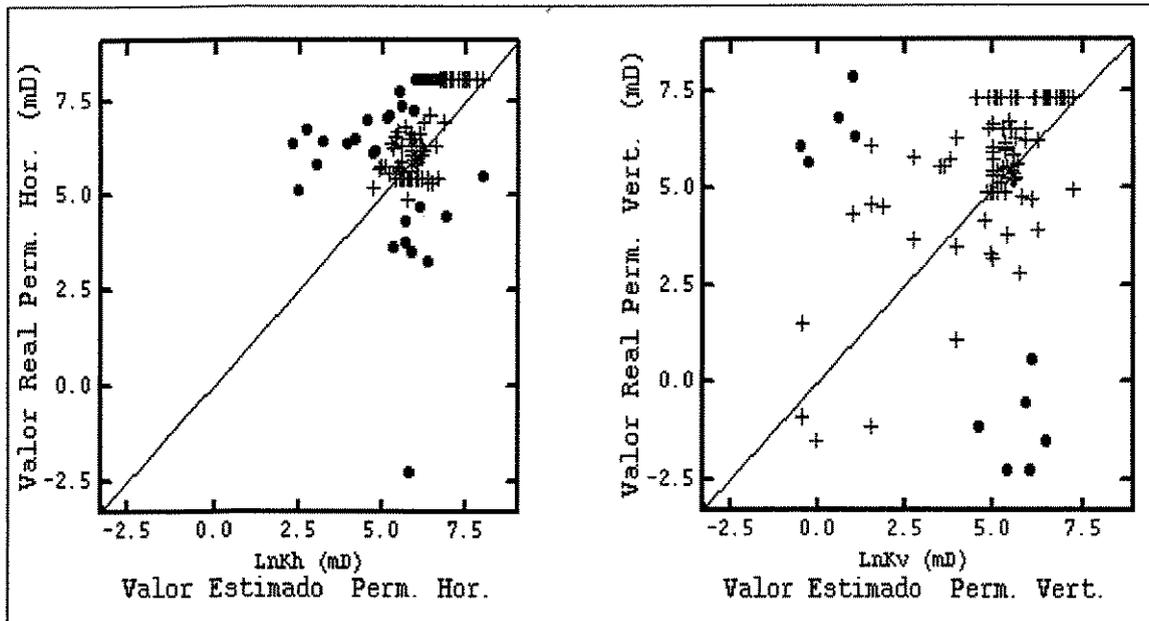


Figura C-3: Valores estimados versus valores observados (reais) das permeabilidades horizontal e vertical. A bola preta representa valores não-robustos.

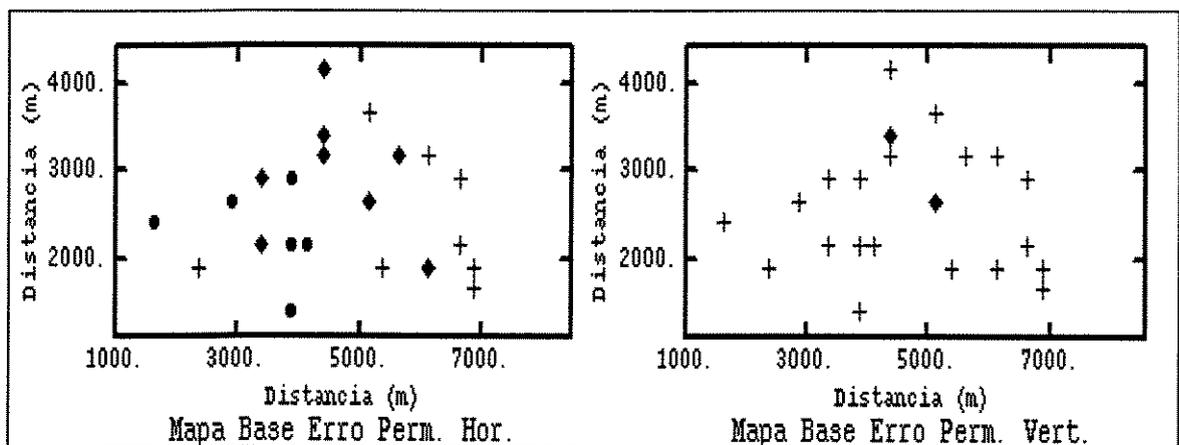


Figura C-4: Mapa base da localização de erros não robustos das permeabilidades horizontal e vertical. A bola preta representa valores não-robustos.

Apêndice D - Características do Modelo Geológico e de Fluxo do Campo Real TESE1

As características a seguir têm influência nos resultados deste trabalho, pois são utilizadas na montagem dos modelos geoestatístico e de fluxo na forma quantitativa ou qualitativa.

• Características Geológicas

1. A espessura total do arenito é obtida nos perfis densidade e neutrão.
2. O mapa de isólitras de arenito é elaborado com base nas espessuras de arenito obtidas em perfis. Sua forma dá uma idéia da geometria do reservatório.
3. Como resultado do preenchimento das calhas, os corpos arenosos apresentam dimensões mais restritas e grandes variações laterais de espessura.
4. No conjunto, a seqüência de sedimentos reflete uma elevação do nível do mar.
5. As falhas não são selantes e não estão localizadas na região de influência do poço TE10.
6. A espessura máxima de arenitos é de 130m.
7. Os arenitos são lobos turbidíticos de granulação grosseira.
8. Observa-se no conjunto, um sutil aumento de porosidade para o topo.
9. Contato óleo-água a -3100m.
10. A comunicação hidráulica entre as diversas zonas mostra que as margas não são totalmente contínuas.
11. A regressão multivariada realizada utilizando o programa estatístico SAS resulta numa correlação rocha-perfil precária ($r^2 = 0.39$), para logaritmo da permeabilidade em função da porosidade efetiva de perfil, saturação, volume de argila, raio gama, densidade, porosidade do neutrão, resistividade e tempo de trânsito. Isto provavelmente se deve às diferentes resoluções verticais dos métodos de amostragem (*plugs* e perfis).

Foram constatados diversos *plugs* em delgados intervalos cimentados, não detectados pelos perfis devido à resolução vertical.

12. O conjunto estratigráfico é composto por conglomerados, arenitos, siltitos, folhelhos, margas, calcilitos e diamictitos. Essas fácies encontram-se aleatoriamente distribuídas no intervalo de interesse. A amostragem via testemunho não é quantitativamente representativa em termos de K (permeabilidade) e ϕ (porosidade) de laboratório, devido ao elevado grau de friabilidade da rocha-reservatório.

13. As espessuras dos pacotes de rochas, tanto reservatório como não reservatório, são altamente variáveis na área do campo, tendo um grau de correlação pobre no sentido perpendicular à direção de deposição dos sedimentos.

14. O arenito possui granulação média, de origem turbidítica, com baixo teor de argila e altos valores de porosidade e permeabilidade.

15. A descontinuidade das rochas não-reservatórios dificulta sobremaneira a compartimentação estratigráfica a nível de maior detalhe do reservatório. O alto grau de variação dessas fácies não reservatório, tanto a nível de espessura quanto de tipos, faz com que o grau de incerteza da correlação torne-se bastante elevado. Assim, o tratamento aleatório, para efeito de distribuição estatística, é o mais indicado para a simulação dessas fácies no intervalo onde elas ocorrem.

16. O principal tipo faciológico que ocorre na área é desprovido de estruturação interna.

17. Seleção varia de má a regular, o que explica as rápidas variações de permeabilidade encontradas no reservatório.

18. A argilosidade não é dispersa, mas estruturada; embora observem-se folhelhos estocásticos importantes na heterogeneidade, o volume de argila intergranular é menor que 5%.

• Características de Engenharia

1. As permeabilidades verticais, após o ajuste inicial do histórico, chegam à valores próximos da média harmônica obtida em testemunho.

2. Grau API = 28.

3. Viscosidade do óleo = 1 cp.

4. A contribuição dos aquíferos para manutenção de pressão é desprezível.
5. Elevado grau de depleção do reservatório com variação de pressão de 140 kgf/cm² a -3000m (*Datum*).
6. Pressão original = 321 kgf/cm² a -3000m.
7. Pressão de saturação = 211 kgf/cm².
8. Razão de solubilidade gás-óleo = 110 m³/m³.
9. Porosidade média = 26%.
10. Saturação inicial de óleo média = 75%.
11. Permeabilidade média = 400mD.
12. Índice de produtividade > 50 m³/d/kgf/cm².
13. O campo é modelado para a simulação de fluxo com 15 camadas, sendo a última camada composta somente de água. Não há capa de gás e o mecanismo de produção é de gás em solução.
14. A malha de simulação é composta de 36 blocos de 250m na direção paralela ao eixo principal de deposição e de 19 blocos de 250m na direção perpendicular a esse eixo. As espessuras das camadas são variáveis sendo que a zona de água é modelada com 150m.
15. A zona de transição óleo-água é modelada com 11 camadas sendo 10 de 1m de espessura e 1 de 30m. Essa discretização coincide com a malha utilizada na análise geoestatística.
16. As camadas da zona de óleo são modeladas com 40m de espessura.
17. A zona de transição é considerada importante para o detalhamento geológico devido possuir grande variação, na vertical, de arenitos e folhelhos. Ela também é importante para modelar a produção de água, durante a simulação de fluxo, pois a injeção de água, existente no campo para manutenção de pressão, é realizada no aquífero.
18. A razão de mobilidade óleo-água é igual a 1.
19. As profundidades de testemunho são corrigidas em função do perfil de raios gama.