

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Representação de Reservatórios Gerados por
Simulação de Objetos na Modelagem Numérica de
Fluxo**

Autor: **Angela Pumputis**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

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

**REPRESENTAÇÃO DE RESERVATÓRIOS
GERADOS POR SIMULAÇÃO DE OBJETOS NA
MODELAGEM NUMÉRICA DE FLUXO**

Autor: **Angela Pumputis**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Dissertação de mestrado apresentada à sub comissão de Pós Graduação interdisciplinar da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia do Petróleo.

Campinas, 2002.

S.P. - Brasil.

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Representação de Reservatórios Gerados por
Simulação de Objetos na Modelagem Numérica de
Fluxo**

Autor: **Angela Pumputis**

Orientador: **Denis J. Schiozer.**

**Prof. Dr. Denis J. Schiozer, Presidente.
Faculdade de Engenharia Mecânica**

**Prof. Dr. Regis Kruehl Romeu
Petrobras**

**Prof. Dr. Hung Kiang Chang
Universidade Estadual Paulista**

Campinas, 22 de janeiro de 2002.

Dedicatória

Aos meus pais, Algirdo e Wanda, pelo eterno apoio e confiança, a minha irmã e amiga Luciana e aos meus sobrinhos Stefano e Sofia, responsáveis por grandes momentos de descontração.

Agradecimentos

Ao Professor Denis José Schiozer, pela orientação e compreensão.

À minha família pelo apoio e dedicação.

Aos geólogos Carlos H. L. Brunh, Marisa B. Santos e ao Professor Armando Z. Remacre pelas idéias e colaboração ao longo do período de tese.

Aos colegas da universidade e do UNISIM, Giselle, Paulo, Eliana, Moacir, Cristina, André, José Augusto e todos os outros, sem a ajuda dos quais teria perdido algumas horas a mais de sono.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo, Instituto de Geociências e Centro de Estudos de Petróleo que ajudaram, direta ou indiretamente, na realização deste trabalho.

Aos colegas da Petrobras, Pedro Paulo do distrito do Espírito Santo, Abelardo e Regis do Cenpes (Rio de Janeiro), vários colegas do distrito de Macaé, pela grande ajuda e apoio sem os quais a tese não seria a mesma.

A Petrobras, pelo apoio financeiro.

Ah, se o alcance de um homem não excedesse o de sua mão,

De que serviria o céu?

(R. Browning, Andrea Del Sarto)

Resumo

PUMPUTIS, Angela. *Representação de Reservatórios Gerados por Simulação de Objetos na Modelagem Numérica de Fluxo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001 165p. Dissertação (Mestrado).

A caracterização de reservatórios através da utilização da simulação estocástica de objetos tem sido de interesse freqüente na indústria de petróleo, principalmente, por ser promissora na avaliação de campos pouco conhecidos. O objetivo desse trabalho foi o de estudar a representação desses reservatórios e a sua influência na simulação numérica de fluxo e conseqüente previsão de produção de campos de petróleo. Com essa finalidade, foi estudada a associação da simulação estocástica de objetos, com métodos de cálculo de propriedades petrofísicas, métodos de transferência de escalas e com simulações numéricas de fluxo, utilizando dados de simulações estocástica de objetos de um campo de petróleo real. A escolha do método de cálculo dos dados petrofísicos e a transferência de escala mostraram-se muito importantes e deve representar o modelo real com o menor esforço computacional aceitável. Foi possível testar a importância de cada uma dessas partes e os efeitos de heterogeneidades dos dados petrofísicos e das diferentes malhas utilizadas nos resultados das simulações de fluxo. Na análise dos volumes *in situ* e dos dados de produção acumulada de óleo, o efeito dos diferentes métodos de cálculo de porosidade mostra-se mais efetivo. Na análise dos dados de produção de gás e água a transferência de escala mostra-se bastante influente.

Palavras Chave: Simulação Estocástica de Objetos, Transferência de Escalas, Simulações Numéricas de Fluxo.

Abstract

PUMPUTIS, Angela. *Representation of Reservoirs Generated by Object-Based Stochastic Methods in the Numerical Flow Simulation*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001 165p. Dissertação (Mestrado).

The interest for reservoir characterization through the use of object-based stochastic simulation has increased recently in the petroleum industry, mainly because it is a promising technique for the evaluation of new fields. The objective of this work was to study the representation of object-based stochastic reservoirs in numerical flow simulation, in particular, the influence of such a process in the of petroleum production forecast. Using data of object-based stochastic simulations of a real petroleum field, it was studied the interaction of four tools: (1) object-based stochastic simulation, (2) calculation methods of petrophysical properties, (3) upscaling and (4) numeric flow simulations. Aiming the representation of the real model with the smallest acceptable computational effort, it is shown how the choice of the calculation method for petrophysical data and upscaling affect the flow simulation results. It was possible to test the importance of each part of the process, the heterogeneity of the model and of use of different grids for flow simulations. Concerning volumes *in situ* and oil production the effect of different methods of properties calculation was more important in the final results. Gas and water production was most influenced by the upscaling process.

Keywords: Object-Based Stochastic Simulation, Upscaling, and Numeric Flow Simulations.

ÍNDICE

Lista de Figuras	xiv
Lista de Tabelas.....	xxii
Nomenclatura	xxiv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
Capítulo 2	5
Revisão Bibliográfica	5
Capítulo 3	16
Metodologia	16
Capítulo 4	22
Aplicação.....	22

4.1 Características do Campo Estudado	22
4.2 Simulações Estocásticas de Objetos.....	24
4.3 Transferência de Escalas	31
4.4 Simulações Numéricas de Fluxo	32
4.5 Estimativas de Dados de Porosidade.....	37
Capítulo 5	45
Resultados Obtidos.....	45
5.1 Análise dos Volumes <i>In Situ</i>	46
5.1.1 Introdução	46
5.1.2 Comparação com Dados Reais	47
5.1.3 Análise da Imagem Gerada pela Semente 5432 (P50).....	49
5.1.3.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	49
5.1.3.2 Efeito da Transferência de Escalas	50
5.1.4 Análise da Imagem Gerada pela Semente 1144 (P10).....	52
5.1.4.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	54

5.1.4.2	Efeito da Transferência de Escalas	56
5.1.5	Análise da Imagem Gerada pela Semente 2277 (P90).....	58
5.1.5.1	Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	60
5.1.5.2	Efeito da Transferência de Escalas	62
5.1.6	Discussões.....	64
5.2	Análise de Produção de Óleo e Gás	65
5.2.1	Introdução	65
5.2.2	Comparação com Dados Reais	66
5.2.3	Análise da Imagem Gerada pela Semente 5432 (P50).....	67
5.2.3.1	Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	68
5.2.3.2	Efeito da Transferência de Escalas	72
5.2.4	Análise da Imagem Gerada pela Semente 1144 (P10).....	79
5.2.4.1	Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	79
5.2.4.2	Efeito da Transferência de Escalas	81
5.2.5	Análise da Imagem Gerada pela Semente 2277 (P90).....	83

5.2.5.1	Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	84
5.2.5.2	Efeito da Transferência de Escalas	86
5.2.6	Discussões.....	89
5.3	Análise de Produção e Injeção de Água.....	90
5.3.1	Introdução	90
5.3.2	Comparação com Dados Reais	90
5.3.3	Análise da Imagem Gerada pela Semente 5432 (P50).....	91
5.3.3.1	Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	91
5.3.3.2	Efeito da Transferência de Escalas	97
5.3.4	Análise da Imagem Gerada pela Semente 1144 (P10).....	99
5.3.4.1	Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	99
5.3.4.2	Efeito da Transferência de Escalas	104
5.3.5	Análise da Imagem Gerada pela Semente 2277 (P90).....	109
5.3.5.1	Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade	112
5.3.5.2	Efeito da Transferência de Escalas	116

5.3.6 Discussões	118
5.4 Discussões Gerais.....	119
Capítulo 6.....	124
Conclusões	124
Bibliografia	128
Anexo I.....	131
Tabelas com Dados Obtidos nas Simulações de Fluxo.....	131

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Padrões fisiográficos básicos comumente observados em sistemas recentes e sua possível relação com diferentes tipos de geometria de reservatórios. Moraes <i>et al.</i> [2000]. ..	6
Figura 2.2 – Posicionamento do canal em relação ao poço, onde $z_{i+1} - z_1$ é o intervalo arenoso no poço, h_i é a espessura do corpo gerado, w^* é a largura do canal gerado e h^* é a espessura do canal gerado. Santos [1998]. ..	8
Figura 2.3 – Fluxograma dos vários estágios de uma simulação ajustando os histogramas, os variogramas e os dados. Chilès & Delfiner [1999]. ..	15
Figura 3.1 – Metodologia adotada.	18
Figura 4.1 – Imagem gerada pelo programa Petbool com a semente 2277. Medidas em metros.	25
Figura 4.2 – Volume Total do Reservatório e Número de Corpos Conectados em relação ao número de imagens geradas.	26
Figura 4.3 – Percentagem de Reservatórios Conectados para as sementes escolhidas.	29
Figura 4.4 – Seção Y-Z onde os pontos representam a fácies não reservatório e as cruzes	

representam a fácies reservatório.	31
Figura 4.5 – Mapa do topo da biozona N-270.	33
Figura 4.6 – Curvas de permeabilidade relativa utilizadas na simulação de fluxo.	35
Figura 4.7 – Gráfico da produção diária de óleo real para os 25 poços utilizados nas simulações numéricas de fluxo.	36
Figura 4.8 – Histograma da variável porosidade para valores acima de zero para os dados originais obtidos em perfis de poços (a) e para os dados regularizados (b).	39
Figura 4.9 – Variogramas experimentais e modelos ajustados para dados de porosidade de 25 poços condicionantes. (a) Variogramas na horizontal, onde $D1 = 90^\circ$ e $D2 = 0^\circ$ (azimute). (b) Variogramas na vertical. Distância em metros (eixo x).	40
Figura 4.10 – Histogramas para a variável Porosidade, krigada. (a) Semente 5432: média 17,9 e variância 32,6 para um total de 37.541 amostras. (b) Semente 1144: média 17,7 e variância 33,3 para um total de 35.585 amostras. (c) Semente 2277: média 17,3 e variância 34,2 para um total de 40.141 amostras.	41
Figura 4.11 – Imagens obtidas por krigagem para a semente 5432 (malha 50x100x100).	42
Figura 4.12 – Histograma para a variável porosidade, simulada, imagem 2277 (P90).	43
Figura 5.1 – Volume de óleo <i>in situ</i> em relação aos diversos métodos de cálculo de porosidade.	50
Figura 5.2 – Variação do volume de óleo <i>in situ</i> em relação ao método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i> para as diferentes malhas estudadas.	50
Figura 5.3 – Volume de óleo <i>in situ</i> para as diferentes malhas utilizadas nas simulações de fluxo.	

.....	51
Figura 5.4 – Variação dos volumes <i>in situ</i> em relação à malha de simulação para o método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	52
Figura 5.5 – Volumes <i>in situ</i> de óleo, gás e água em relação à semente, para o método de cálculo <i>phi cte</i>	53
Figura 5.6 – Variação dos volumes <i>in situ</i> de óleo, gás e água para a semente 1144 em relação à semente 5432.	54
Figura 5.7 - Volume de óleo <i>in situ</i> em relação aos diversos métodos de cálculo de porosidade.	55
Figura 5.8 – Variação do volume de óleo <i>in situ</i> para os diferentes métodos de cálculo de porosidade em relação à <i>phi cte</i> , para as várias malhas de simulação.....	56
Figura 5.9 – Volume de óleo <i>in situ</i> para as diferentes malhas utilizadas nas simulações de fluxo.	57
Figura 5.10 – Variação dos volumes <i>in situ</i> em relação à malha 50x100x46 para o método de cálculo de porosidade constante.	57
Figura 5.11 – Volumes <i>in situ</i> de óleo para as três sementes estudadas e método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	59
Figura 5.12 – Volumes <i>in situ</i> de água para as três sementes estudadas e método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	59
Figura 5.13 – Variação dos volumes de óleo <i>in situ</i> obtidos pelas sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432 para diferentes malhas de simulação.....	60

Figura 5.14 – Volume de óleo <i>in situ</i> para os diferentes métodos de cálculo de porosidade em diferentes malhas de simulação.	61
Figura 5.15 – Variação do volume de óleo <i>in situ</i> para os diferentes métodos de cálculo da porosidade em relação ao método <i>phi cte</i> , para todas as malhas simuladas.....	62
Figura 5.16 – Volume de óleo <i>in situ</i> para diferentes malhas de simulação de fluxo e diferentes métodos de cálculo de porosidade.	63
Figura 5.17 – Variação dos volumes <i>in situ</i> em relação à malha 50x100x47 para o método de cálculo de porosidade <i>phi krig12</i>	64
Figura 5.18 – Produção acumulada de óleo.....	69
Figura 5.19 – Variação da produção acumulada de gás.	70
Figura 5.20 – Variação da produção acumulada de óleo em relação ao método de cálculo de <i>phi cte</i> para as diversas malhas de simulação analisadas.	71
Figura 5.21 – Variação da produção acumulada de gás em relação ao método de cálculo de <i>phi cte</i> para as diversas malhas de simulação analisadas.	72
Figura 5.22 – Produção acumulada de óleo para a semente 5432 nas diversas malhas simuladas e para diferentes métodos de cálculo de porosidade.	73
Figura 5.23 – Produção acumulada de gás para as diferentes malhas utilizadas e os diversos métodos de cálculo de porosidade.	74
Figura 5.24 – Comportamento da pressão média do reservatório para as malhas 50x100x47, 25x50x8 e 10x20x47, <i>phi sim</i>	76

Figura 5.25 - Comportamento de RGO e Qo para as malhas 50x100x47, 25x50x8 e 10x20x47, <i>phi sim</i>	76
Figura 5.26 - Comportamento de <i>Water Cut</i> e Qwi para as malhas 50x100x47, 25x50x8 e 10x20x47, <i>phi sim</i>	77
Figura 5.27 – Variação da produção acumulada de óleo e gás em relação à malha 50x100x47 para o método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	78
Figura 5.28 – Produção acumulada de óleo.....	80
Figura 5.29 – Variação da produção acumulada de óleo em relação ao método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i> para diversas malhas estudadas.	81
Figura 5.30 – Produção acumulada de óleo para as diversas malhas analisadas e diferentes métodos de cálculo de porosidade.	82
Figura 5.31 – Produção acumulada de gás para as diversas malhas analisadas e diferentes métodos de cálculo de porosidade.	82
Figura 5.32 – Variação da produção de fluidos acumulada para diversas malhas utilizadas e método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	83
Figura 5.33 – Produção acumulada de óleo das sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432, para o método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	84
Figura 5.34 – Produção acumulada de óleo.....	85
Figura 5.35 – Produção acumulada de gás.	85
Figura 5.36 – Variação da produção acumulada de óleo em relação ao método de cálculo de	

porosidade <i>phi cte</i> para diversas malhas.....	86
Figura 5.37 – Produção acumulada de óleo.....	87
Figura 5.38 – Produção acumulada de gás.	87
Figura 5.39 – Variação da produção e injeção de fluidos em relação à malha 50x100x47, para o método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	88
Figura 5.40 –Produção acumulada de água para a semente 5432.	92
Figura 5.41 – Injeção acumulada de água.	93
Figura 5.42 – Taxa de Injeção de Água do Campo e Pressão de Fundo de Poço para a semente 5432, malha 25x50x8 e métodos de cálculo de porosidade <i>phi sim</i> e <i>phi krig12</i>	94
Figura 5.43 – Mapa de pressão gerado para a semente 5432, malha 25x50x8, método de cálculo de porosidade <i>phi sim</i>	95
Figura 5.44 – Variação da produção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	96
Figura 5.45 – Variação da injeção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	96
Figura 5.46 – Produção acumulada de água.	97
Figura 5.47 – Injeção acumulada de água.	98
Figura 5.48 – Variação da produção e injeção acumuladas de água em relação a malha fina	

50x100x47 para o método <i>phi cte</i>	99
Figura 5.49 – Produção acumulada de água para os diversos métodos de cálculo de porosidade.	100
Figura 5.50 – Injeção acumulada de água para os diferentes métodos de cálculo de porosidade.	102
Figura 5.51 – Variação da produção acumulada de água para os diversos métodos de cálculo de porosidade em relação ao método <i>phi cte</i>	103
Figura 5.52 – Variação da injeção acumulada de água para os diversos métodos de cálculo de porosidade em relação ao método <i>phi cte</i>	104
Figura 5.53 – Produção acumulada de água para as diversas malhas de simulação com todos os métodos de cálculo de porosidade utilizados.	105
Figura 5.54 – Injeção acumulada de água para as diversas malhas de simulação com todos os métodos de cálculo de porosidade utilizados.	106
Figura 5.55 – Variação da produção e injeção de água acumulada em relação à malha 50x100x46 para o método de cálculo de <i>phi cte</i>	108
Figura 5.56 – Variação da produção e injeção de fluidos em relação à malha 50x100x46 para o método <i>phi krig12</i>	109
Figura 5.57 – Variação da produção de água acumulada obtida pelas sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432 para o método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	110
Figura 5.58 – Variação da produção de água acumulada obtida pelas sementes 1144 e 2277 em	

relação à semente 5432 para o método de cálculo de porosidade <i>phi krig</i>	110
Figura 5.59 – Variação da injeção acumulada de água obtida pelas sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432 para o método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i>	111
Figura 5.60 – Produção acumulada de água para a semente 2277.	112
Figura 5.61 – Injeção acumulada de água para a semente 2277.....	113
Figura 5.62 – Variação da produção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i> para as diversas malhas de simulação.	115
Figura 5.63 – Variação da injeção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade <i>phi cte</i> para diversas malhas de simulação.....	115
Figura 5.64 – Produção acumulada de água.	116
Figura 5.65 – Injeção acumulada de água.	117
Figura 5.66 – Variação da produção e injeção acumuladas de água em relação à malha 50x100x47 (método <i>phi cte</i>).	118

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Quadro demonstrativo dos dados reais do campo estudado.	24
Tabela 4.2 – Estatística básica obtida com a análise das 47 imagens geradas.	27
Tabela 4.3 – Estatística básica obtida com a análise de nove imagens escolhidas.....	28
Tabela 4.4 – Percentagem de blocos com fácies reservatório para as sementes estudadas para o sub-domínio do reservatório principal.....	30
Tabela 4.5 – Dados de PVT.....	35
Tabela 4.6 – Estatística básica para as três imagens e diversos métodos de cálculo de porosidade.	44
Tabela 5.1 – Variáveis analisadas.....	46
Tabela 5.2 – Volumes de Óleo <i>In Situ</i> obtidos em simulações de fluxo e para o caso real (malha 50x100x47/46).....	47
Tabela 5.3 – Produções acumuladas de óleo e gás obtidas no campo real e nas simulações de	

fluxo em Mm^3 e MMm^3 , respectivamente (malha 50x100x46/47).	66
Tabela 5.4 – Fator de recuperação para os diversos métodos de cálculo de porosidade (malha 50x100x47).....	68
Tabela 5.5 – Produção e injeção acumuladas de água obtidas no campo real e nas simulações de fluxo. Valores em Mm^3 (malha 50x100x46/47).....	91

Nomenclatura

Letras Latinas

Bo	fator volume de formação do óleo	m^3/m^3
Bg	fator volume de formação do gás	m^3/m^3
Gp	produção acumulada de gás	m^3
Kabs	permeabilidade absoluta	mD
Keq	permeabilidade absoluta equivalente	mD
Krel	permeabilidade relativa	mD
Np	produção acumulada de óleo	m^3
Pc	pressão capilar	kg/cm^2
Qg	vazão de gás	m^3/dia

Qo	vazão de óleo	m ³ /dia
Qw	vazão de água	m ³ /dia
Qwi	vazão de injeção de água	m ³ /dia
Rso	razão de solubilidade	m ³ /m ³
Viso	viscosidade do óleo saturado	cp
Visg	viscosidade do gás	cp
Wi	injeção acumulada de água	m ³
Wp	produção acumulada de água	m ³

Siglas

BHP	pressão de fundo de poço	kg/cm ²
FR	fator de recuperação	%
Phi	porosidade	%
RGO	razão gás/óleo	m ³ /m ³
VAIS	volume de água <i>in situ</i>	m ³

VGIS volume de gás *in situ* m³

VOIS volume de óleo *in situ* m³

Capítulo 1

Introdução

A proposta desta dissertação é apresentar um método que integre dados representativos de reservatórios gerados a partir da simulação estocástica de objetos com técnicas de transferência de escalas e seus resultados práticos na simulação de fluxo. Também se pretende mostrar o impacto da transferência de escala nos resultados da simulação de fluxo e como a variação da malha final pode alterar os dados de produção e injeção em reservatórios de baixa conectividade.

Os principais atributos tratados no processo são: limites do reservatório, porosidade e permeabilidade. A porosidade e a permeabilidade absoluta são propriedades fundamentais no comportamento do fluxo no reservatório. Diferentes formas de cálculo da porosidade, quer seja através da krigagem, ou de simulações estocásticas, podem afetar os resultados finais. Assim, pretende-se também avaliar as diferenças nos resultados obtidos nas simulações de fluxo através das variações de propriedades petrofísicas.

Os reservatórios avaliados já foram objeto de estudo de modelagem estocástica no trabalho de Santos [1998] e foram utilizados como base para esta tese na caracterização geológica de modelos que foram submetidos à simulação de escoamento através de um

simulador comercial.

O mapeamento das unidades geológicas que caracterizam os reservatórios é uma etapa importante no planejamento do desenvolvimento e nas análises de desempenho e de viabilidade econômica de um campo de petróleo. Normalmente a caracterização dos reservatórios é feita tradicionalmente através do mapeamento das unidades abordadas e da associação com propriedades petrofísicas obtidas por diversos meios. Na caracterização de reservatórios a distinção entre geometria interna e externa é muito importante, sendo esta última mais utilizada na geologia de petróleo. Os limites internos do reservatório controlam a distribuição de fluidos e a produção de petróleo. Estudos de caracterização de reservatórios dependem do reconhecimento de unidades genéticas deposicionais e do entendimento das heterogeneidades presentes. Existem várias classificações das escalas e tipos de heterogeneidades encontradas na natureza. A abordagem do reservatório é feita desde a escala que reflete grandes feições regionais (km) até variações granulométricas (cm).

A obtenção dos dados que constituem e caracterizam um reservatório é feita por vários meios como através de geologia de campo, métodos geofísicos, perfilagem de poços, análise de testemunhos e amostras dos poços, análise bioestratigráfica, entre outros. Estes dados são obtidos em várias escalas diferentes e, para evitar-se a perda de informações, as escalas das heterogeneidades encontradas devem ser respeitadas.

A quantificação da geologia tem possibilitado um maior grau de certeza na modelagem dos reservatórios e esta abordagem tem evoluído rapidamente. A simulação estocástica baseada em objetos vem auxiliar na caracterização de reservatórios como ferramenta na determinação da geometria e da distribuição espacial dos corpos genéticos analisados. Assim, podem-se quantificar as variáveis geológicas através da simulação estocástica baseada em objetos e efetuar-se uma abordagem probabilística das dimensões e da distribuição espacial dos corpos arenosos que constituem um reservatório de petróleo.

A obtenção de várias imagens equiprováveis e representativas do reservatório possibilita

o cálculo de diferentes volumes, resultando em um planejamento mais adequado da exploração, assim como uma avaliação das incertezas envolvidas e de seus reflexos na avaliação econômica do processo de desenvolvimento e produção de um campo de petróleo. Neste estudo associa-se a geração de imagens estocásticas de objetos aos demais dados que caracterizam o reservatório numa escala adequada às heterogeneidades encontradas, que é chamada de malha de discretização fina.

A transferência de escalas possibilita a obtenção de dados em escala de simulação de escoamento, a partir de dados de reservatório obtidos em escalas distintas, de amplo espectro. Nesta dissertação estuda-se, em particular, a transferência da escala geoestatística, tida como malha fina, para a escala da simulação de escoamento, chamada de malha grossa, e a influência desta nos resultados finais da simulação de fluxo. Neste ponto, a simulação de fluxo pode ser utilizada para quantificar as incertezas do modelo gerado e de suas variações, sendo uma importante ferramenta não só no ajuste de histórico e previsão de comportamento do reservatório, mas também, como será visto, para analisar se o modelo gerado pelo simulador estocástico de objetos está coerente com o modelo real.

Aqui são apresentadas as dificuldades encontradas na transferência de escalas. Começa-se pela montagem dos arquivos, e mais importante, a escolha da malha grossa adequada e os métodos de cálculo a serem utilizados na transferência dos dados de permeabilidade absolutas. A malha grossa adequada é aquela que consegue traduzir bem o modelo real representado na malha fina. Apesar de parecer simples, a escolha é complicada, pois uma malha muito grossa deixa de representar heterogeneidades importantes na análise de fluxo e uma malha muito fina pode levar horas para ser simulada, gastando-se um tempo precioso. O pesquisador deve ponderar bem estes parâmetros na escolha da malha grossa. Quanto ao método de cálculo utilizado na transferência de escalas de permeabilidade absoluta, a escolha também deve levar em conta o tempo computacional. Muitas vezes métodos mais precisos, como os métodos numéricos, demandam elevado tempo de computador e, a depender do tempo disponível do pesquisador, é recomendável a utilização de métodos analíticos, às vezes menos precisos, porém muito mais rápidos. É importante ressaltar que, em muitos casos, os métodos analíticos

se aplicam muito bem aos dados existentes.

A simulação numérica de fluxo é aqui utilizada como a principal ferramenta para análise da integração dos dados gerados na simulação estocástica de objetos, cálculo das heterogeneidades do reservatório e transferência de escalas. As funções objetivo analisadas foram os volumes *in situ* de fluidos, a produção acumulada de óleo, gás e água e a injeção acumulada de água. A escolha destas funções objetivo visa uma análise abrangente da influência das heterogeneidades do reservatório e de diferentes malhas grossas aplicadas à imagens de diferentes volumes porosos no processo de fluxo de fluidos.

Atualmente há um número cada vez maior de estudiosos realizando pesquisas que relacionam diferentes métodos de caracterização de reservatórios e técnicas de análise de sua representatividade. Assim, a união dos diferentes tópicos abordados é uma das principais motivações deste trabalho, uma vez que não foi encontrado um grande número de trabalhos que discorresse sobre a integração de dados gerados por simulações estocásticas de objetos, cálculo de heterogeneidades, transferência de escalas e simulações numéricas de fluxo. Busca-se propor um método de trabalho que associe todos esses tópicos dada a sua importância na caracterização de reservatórios pouco conhecidos.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Recentemente, estudos na área de simulação de objetos têm se revelado muito importantes na caracterização de reservatórios. A posterior análise desses estudos com base na simulação numérica de fluxo em reservatórios visa obter dados que fundamentem a simulação estocástica de objetos e mostre sua viabilidade, assim como proporcione a elaboração de um método de análise de reservatórios pouco conhecidos.

Santos [1998] desenvolveu um estudo baseado em dados reais de um campo de petróleo localizado na Bacia do Espírito Santo, cujo principal objetivo foi a modelagem geológica, parametrização, modelagem geométrica e simulação estocástica baseada em objetos de canais turbidíticos.

Segundo Moraes *et al.* [2000], estudos recentes permitem distinguir três tipos fisiográficos básicos em sistemas de águas profundas e associá-los aos três tipos mais comuns de arranjos arquiteturais (Figura 2.1):

- Sistemas de canais e *levees* (complexos de canais discretos);

- Planícies de canais entrelaçados (complexo de canais amalgamados);
- Lobos deposicionais (complexos de canais distributários e lobos).

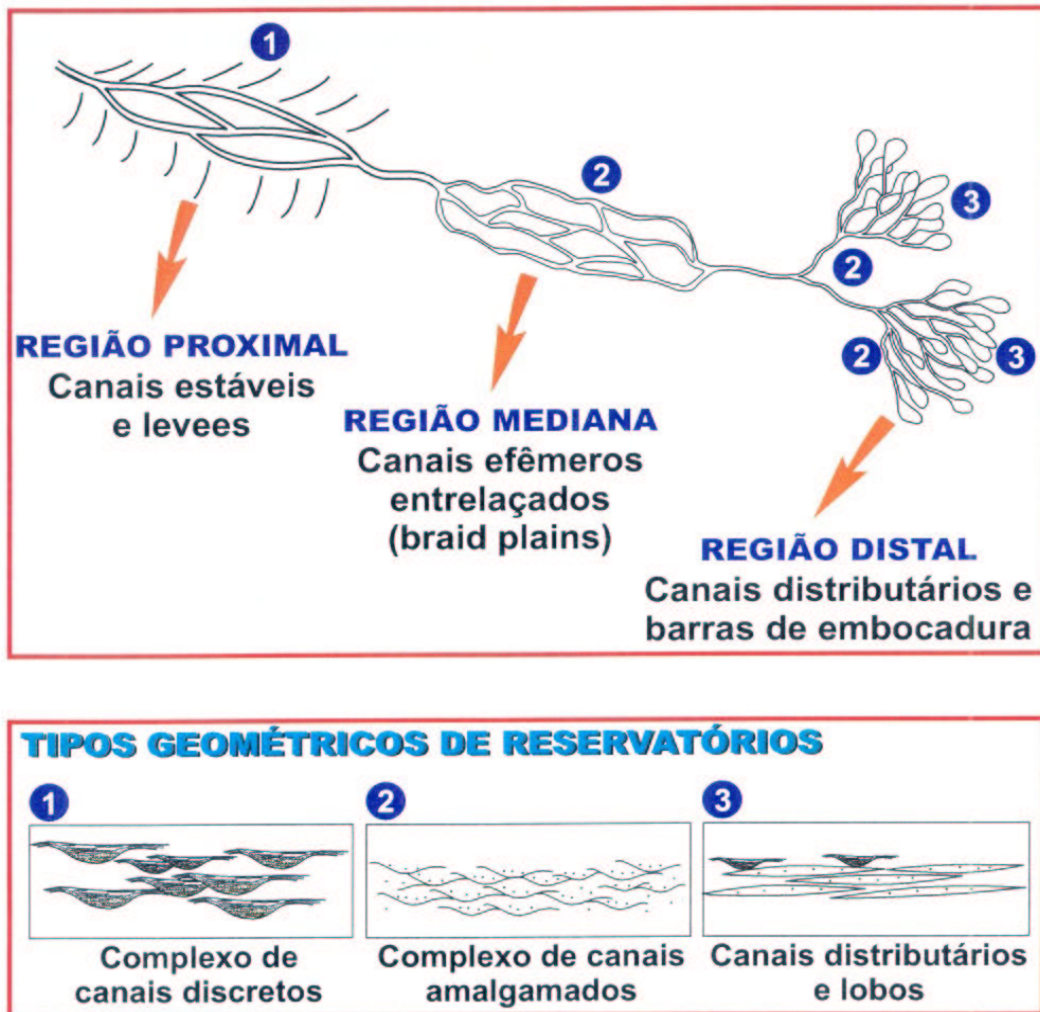


Figura 2.1 – Padrões fisiográficos básicos comumente observados em sistemas recentes e sua possível relação com diferentes tipos de geometria de reservatórios. Moraes *et al.* [2000].

O simulador utilizado para este estudo foi o “Petbool – Simulador estocástico/booleano da geometria e arquitetura de reservatórios”, [Lanzarini *et al.*, 1995 *apud* Santos, 1998].

Inicialmente, Santos [1998] partiu para a caracterização e modelagem do reservatório. A identificação da arquitetura do sistema deposicional turbidítico também foi de suma importância para a modelagem estocástica. Bruhn [1993], após estudo detalhado nos campos de Carapeba e Pargo (Bacia de Campos) e Lagoa Parda (Bacia do Espírito Santo), propôs um modelo de distribuição espacial e temporal para a sedimentação turbidítica da megassequência transgressiva da margem leste brasileira, típica de bacias de margem passiva imaturas. Na modelagem desses canais foram considerados os seguintes problemas: tipo de bacia e área fonte, estágio de desenvolvimento e escala de observação. A geometria dos reservatórios baseia-se nas dimensões dos corpos e no tipo de empilhamento dos canais, o qual determina a continuidade lateral e conectividade vertical dos corpos arenosos. A primeira é dada pela razão largura/espessura e a segunda é uma estimativa da fração do perímetro de um elemento que está em contato com elemento semelhante. A correlação entre espessura e largura aproxima-se de uma distribuição lognormal e os canais de sedimentos antigos tendem a apresentar dimensões menores que os atuais, mas com razão arenito/folhelho semelhantes. Canais com alta razão arenito/folhelho apresentam alto grau de migração lateral e com baixa razão, alto grau de agração vertical. Canais pouco confinados apresentam grande interconectividade.

A simulação estocástica baseia-se em modelos e a escolha do modelo para representar um determinado reservatório depende dos objetivos e dados disponíveis. Poletto [1996] descreveu em detalhes o processo de geração do objeto canal, cálculo da interioridade e ajuste do objeto canal ao poço condicionante. O posicionamento do canal em relação ao poço é obtido através de sorteios aleatórios. O poço pode localizar-se aleatoriamente em qualquer ponto pertencente à região central do canal, dada por 80% da largura do canal gerado e 50% da espessura deste.

Os corpos são encaixados nos poços sempre a partir da base para o topo do intervalo estratigráfico simulado, de acordo com dados da estratigrafia [Tavares & Lanzarini, 1996 *apud* Santos, 1998]. Na simulação de canais turbidíticos, o processo de pontos é definido no espaço 3D dado pelo intervalo estratigráfico selecionado, sendo aleatoriamente gerado no início da simulação e varia conforme a semente informada. O objeto tem marca constante, com seções

transversal e longitudinal correspondente a uma semi-elipse, cujo maior eixo é a largura ou o comprimento e o menor é a espessura do canal, como mostra a Figura 2.2. A semente é um número aleatório fornecido pelo pesquisador que possibilita a geração de uma sequência de números aleatórios utilizados nos cálculos das simulações estocásticas.

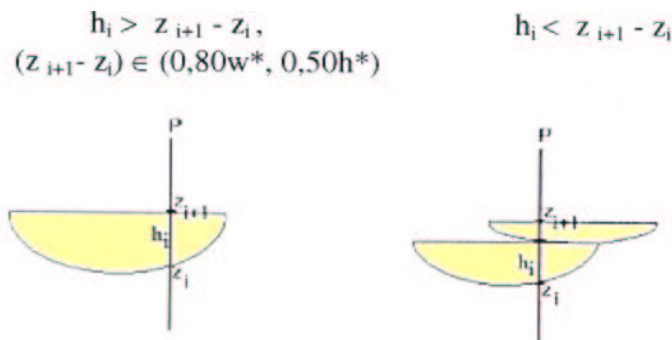


Figura 2.2 – Posicionamento do canal em relação ao poço, onde $z_{i+1} - z_i$ é o intervalo arenoso no poço, h_i é a espessura do corpo gerado, w^* é a largura do canal gerado e h^* é a espessura do canal gerado. Santos [1998].

Como o campo estudado não possuía um detalhamento geológico que pudesse preencher todos os dados necessários para a simulação estocástica, foram escolhidas outras duas áreas com geologia análoga de onde se obteve os dados necessários à simulação estocástica de objetos, sendo estas os afloramentos de Almada (BA) e o Campo de Lagoa Parda (ES).

Nos sedimentos aflorantes da Bacia de Almada (BA) procurou-se medir apenas as feições maiores associadas a depósitos de canais, onde foram identificados 23 canais principais. Os canais foram individualizados considerando-se suas características geométricas, ou seja, largura, extensão, sinuosidade e direção, definidas através de seus valores médios ou que seguissem tendências gerais.

No campo de Lagoa Parda foram mapeados 38 canais que podem ser agrupados em três complexos de canais contendo medidas de largura, espessura e direção, sendo que estes

últimos não foram utilizados neste trabalho, pois se considera que o campo estudado mostre direção semelhante à direção dos canais presentes nos afloramentos de Almada.

As correlações usadas baseiam-se nas medidas de largura, extensão, direção e sinuosidade dos afloramentos de Almada e nas medidas de largura e espessura do Campo de Lagoa Parda. A espessura dos intervalos arenosos provém dos dados de poços e podem corresponder a um único canal ou a um empilhamento de canais menos espessos. Santos [1998] optou por utilizar a largura como variável independente, medida em ambos os conjuntos de dados.

As equações de correlação utilizadas nas simulações finais foram:

$$h = -0,288 + 0,055*w \quad (2.1)$$

$$c = -67,44 + 3,9744*w \quad (2.2)$$

onde w é a largura obtida aleatoriamente a partir da curva de frequência acumulada dos canais de Almada, h é a espessura obtida através dos dados de poços, e c é a extensão dos canais. A direção e sinuosidade são dadas pelas curvas de frequência acumulada dos dados iniciais de Almada.

As simulações finais realizadas por Santos [1998] tiveram por objetivo avaliar a utilidade da simulação estocástica de objetos na exploração de um campo petrolífero, obtendo-se diferentes cenários para orientar a malha de desenvolvimento do campo. A análise visual da geometria dos corpos gerados mostrou-se compatível com os dados geológicos disponíveis do campo estudado.

A análise de diferentes cenários obtidos pela variação da semente pode ser facilitada

através da aplicação da simulação numérica de fluxo para as várias imagens geradas. Para a passagem dos dados em escala geoestatística para a escala de simulação de fluxo é necessária a utilização de uma ferramenta que permita a transferência de escalas. O programa utilizado foi o programa UPA [Romeu *et al.*, 1997].

O processo de transferência de escala ideal é aquele em que a simulação de fluxo em uma malha grossa reproduz os mesmos resultados que seriam obtidos na simulação em uma malha fina, o que raramente é possível.

As propriedades petrofísicas mais importantes para transferência de escala são: porosidade média, permeabilidade absoluta equivalente, pseudofunções de permeabilidade relativa e de pressão capilar. São muitos os métodos de cálculo de propriedades equivalentes para transferência de escala, diferindo em aspectos conceituais e operacionais.

Genericamente, por permeabilidade equivalente entende-se um tensor de permeabilidade constante representante de um meio heterogêneo. Uma completa equivalência entre o meio heterogêneo real e o meio homogêneo equivalente é impossível, sendo definida de acordo com certos critérios que devem ser iguais em ambos os meios. O primeiro critério usado é o da igualdade de fluxo. O fluxo nos limites do domínio deve ser idêntico tanto para o meio heterogêneo quanto para o meio homogêneo equivalente, submetidos ao mesmo gradiente de carga. O segundo critério é a igualdade de energia dissipada pelas forças viscosas nos meios heterogêneo e homogêneo equivalente [Renard & Marsily, 1997].

O termo permeabilidade efetiva é usado para um meio que é estatisticamente homogêneo em grande escala e tem uma magnitude física intrínseca, independente das condições de contorno macroscópicas. A permeabilidade resultante da transferência de escala ou permeabilidade do bloco é a permeabilidade equivalente de um bloco de tamanho finito. Neste caso, o conceito de homogeneidade estatística desaparece porque o bloco observado é muito pequeno. Se o bloco grosseiro for suficientemente grande essa permeabilidade (K_b)

tende a se igualar à permeabilidade efetiva (K_{ef}), como mostra a Equação 2.3.

$$\lim_{block \rightarrow \infty} Kb = K_{ef} \quad (2.3)$$

Segundo Renard & Marsily [1997], é importante lembrar que a permeabilidade do bloco ou permeabilidade equivalente não é única e depende das condições de contorno, isto é, a permeabilidade do bloco não é uma característica intrínseca do meio como é a permeabilidade efetiva.

Renard & Marsily [1997] dividem os métodos de cálculo de permeabilidade efetiva ou do bloco em três grupos: os métodos determinísticos, que assumem que o modelo geológico é perfeitamente conhecido, os métodos estocásticos, que assumem um conhecimento aproximado do modelo e têm uma visão probabilística e os métodos heurísticos que propõe regras para um cálculo plausível das permeabilidades equivalentes. Para cada grupo, diferentes técnicas de cálculo podem ser utilizadas: analíticas ou numéricas, exatas ou aproximadas. Um critério final de classificação é aquele que distingue entre métodos locais e não locais. Nos métodos não locais a permeabilidade de um bloco depende dos valores de permeabilidades internos e externos. Nos métodos locais, ela depende somente dos valores de permeabilidade elementar dentro do bloco.

Os métodos heurísticos englobam as seguintes técnicas: amostragem, média das médias, média de potência e malha flexível. Já os métodos determinísticos incluem as seguintes técnicas: solução analítica da equação da difusão, teorias da percolação, da média efetiva, da linha de corrente (*streamline*) e da renormalização, solução numérica da equação da difusão, métodos de equações homogêneas (substituem a solução direta por problemas equivalentes que requerem solução numérica e incluem a teoria da homogeneização, a *Theory of Averaging with Closure* e o método de momentos). Os métodos estocásticos são divididos em regra da média geométrica, resultados analíticos aproximados e conjecturas e permeabilidade do bloco.

O funcionamento geral do programa UPA, basicamente, tem como dados de entrada a malha fina preenchida, através da importação de arquivos nos formatos de programas de modelagem geoestatística, por exemplo, e a malha grossa vazia. Uma vez escolhidos os métodos de cálculo, tem-se a malha grossa preenchida, o que possibilita a exportação dos dados de saída para outros programas.

Há duas opções de cálculo para permeabilidade absoluta equivalente: os métodos analíticos, que englobam a média aritmética, a média geométrica, a média harmônica, a média de potência, média aritmética das médias harmônicas ($K_{eq}=K_1=A_y[H_x]$), média harmônica das médias aritméticas ($K_{eq}=K_2=H_x[A_y]$) e média combinada ($K_{eq}=\sqrt{K_1 \cdot K_2}$), e os métodos numéricos (diferenças finitas).

O processo de transferência de escala apresenta algumas limitações. A primeira é a redução da quantidade de informação. Depois, a relação de equivalência não é absoluta, pois dependem de certos critérios e situações que, se modificados, podem gerar resultados de equivalência diferentes. Também, segundo Durlofsky [1991] *apud* Romeu *et al.* [1997], para K_{abs} , quando $\Delta \gg \lambda$, onde Δ é o domínio da escala simulada e λ é o domínio da escala a ser transferida, a transferência produz propriedades efetivas enquanto que se $\Delta > \lambda$ os resultados são equivalentes e mais sensíveis à geometria do escoamento.

Outras limitações do programa UPA são: só funciona em sistemas óleo/água e o meio heterogêneo é descrito por uma malha Cartesiana regular ou irregular. Também não foram incluídos programas para fluxo radial.

Uma vez obtidos os dados de entrada na malha grossa, parte-se para a simulação numérica de fluxo, propriamente dita.

Os simuladores de fluxo têm como principais utilidades o ajuste de histórico de produção de campos de petróleo e a previsão de produção desses campos. Neste último caso, podem-se realizar estudos de sensibilidade, avaliação e gerenciamento de campos, fator de

recuperação, análise de métodos de recuperação, entre outras aplicações.

Os simuladores de fluxo também podem auxiliar na caracterização de reservatórios, como por exemplo, na identificação de barreiras de permeabilidade, ou ainda na identificação de propriedades próximas aos poços. Também propicia a análise de experimentos, auxilia no entendimento de mecanismos de fluxo e no desenvolvimento de modelos simples e nas correlações com campos próximos e/ou similares.

Existem, principalmente, duas modelagens utilizadas no tratamento de transferência de massa entre as fases presentes: a modelagem composicional, que considera a existência de mais de dois componentes hidrocarbonetos e é indicada para a simulação de gás condensado, óleo volátil e injeção de fluidos miscíveis, e a modelagem *Black-Oil*, que considera a existência de apenas dois componentes hidrocarbonetos, o óleo e o gás. Esses modelos são bem mais simples e utilizam três componentes (óleo, gás e água), sendo que o óleo e a água encontram-se sempre na fase líquida, não trocando massa, enquanto o gás pode estar livre na fase gás ou dissolvido no óleo [Pizarro, 1992]. Por esse motivo, as equações utilizadas nesta dissertação serão relativas ao modelo *Black-Oil*, aplicadas por meio de um simulador comercial.

Os trabalhos atuais que visam estabelecer dados petrofísicos para o reservatório estudado geralmente o fazem com o auxílio de ferramentas geoestatísticas diversas, sendo as mais utilizadas a krigagem e as simulações estocásticas.

A krigagem é um método de estimativa geoestatístico linear, não viciado (a média das estimativas é a mesma da média dos dados), de mínima variância e depende somente da covariância e da configuração dos dados, não dos valores dos dados, baseando-se no conhecimento do variograma [Remacre, 2000].

A modelagem dos variogramas experimentais consiste em encontrar uma função matemática única que representará o comportamento espacial das variáveis em todas as

direções. Esse ajuste é representativo da variabilidade do conjunto de amostras estudado e será utilizado em uma subseqüente krigagem ou simulação estocástica. O modelo é obtido como uma combinação linear de estruturas básicas caracterizadas pelo seu tipo e alcance.

A idéia de simulação estocástica condicional é construir uma representação do fenômeno que seja consistente com os dados observados na escala disponível, como faz a krigagem, e ainda assim reproduzir as flutuações locais que seriam observadas se a amostragem fosse mais densa. A simulação condicional não é a realidade, mas sim uma versão possível entre inúmeras outras. A escolha do método de simulação deve ser justificada e dirigida pelos problemas e pelos dados embora um certo número de arbitrariedades na escolha seja inevitável [Chilès & Delfiner, 1999].

Quando se utilizam métodos estocásticos deve-se ter em mente que o objetivo não é reproduzir os mecanismos genéticos que geraram o fenômeno observado, mas sim tentar reproduzir suas variações espaciais tão realisticamente quanto possível. A média de um grande número de simulações condicionais independentes tende à krigagem e sua variância tende à variância da krigagem. Uma simulação condicional é tida para se comportar como um campo real, mas não para estimá-lo. A Figura 2.3 mostra o processo usual para a simulação estocástica condicional.

Dubrule [1993] propôs as três etapas a seguir em uma típica simulação de reservatórios de petróleo, adotadas por outros autores como Chilès e Delfiner [1999]. Morelon *et al.* [1991] mostram exemplos completos do processo.

- Simulação das unidades genéticas (canais turbidíticos, por exemplo);
- Simulação dos tipos de fácies dentro destas unidades (arenitos, folhelhos, etc.);
- Simulação das variáveis petrofísicas dentro de cada fácies (porosidade, permeabilidade, etc.).

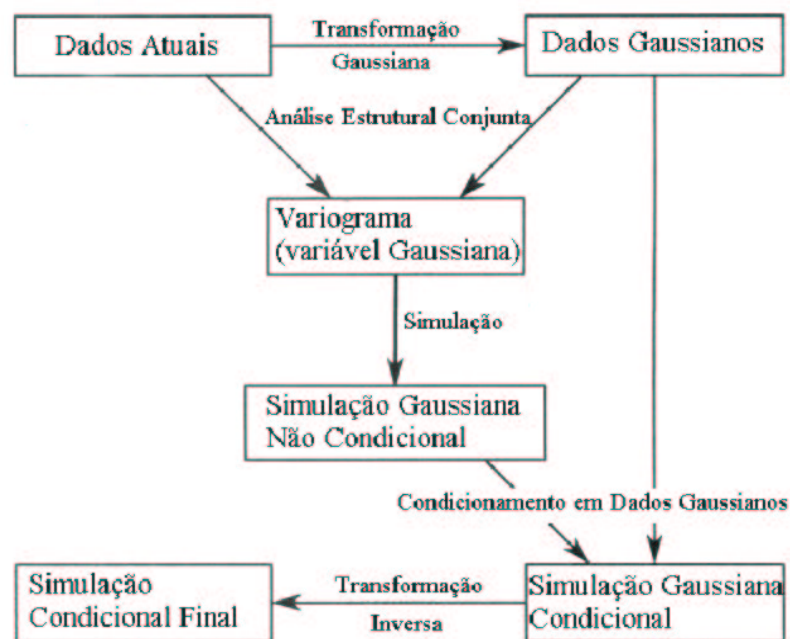


Figura 2.3 – Fluxograma dos vários estágios de uma simulação ajustando os histogramas, os variogramas e os dados. Chilès & Delfiner [1999].

Recentemente, foi apresentado o trabalho de Carrasco [2001], ainda não publicado, que estudou a relação da modelagem geológica estabelecida, transferência de escalas e seus resultados nas simulações de fluxo. Cita a importância de manter-se na malha grossa, as principais características do reservatório estabelecidas na malha fina, de forma a possibilitar que as respostas nas simulações de fluxo respeitem o modelo geológico.

Capítulo 3

Metodologia

Este capítulo descreve a metodologia adotada. A forma como esta metodologia foi aplicada será descrita em detalhes no Capítulo 4.

Com esta metodologia pretende-se divulgar uma forma de caracterização de reservatórios que envolve a simulação estocástica de objetos, métodos de transferência de escalas e simulações numéricas de fluxo. Os resultados obtidos visam balizar a metodologia proposta e sugerir modificações nesta que propiciem facilidades durante todo o processo de avaliação de reservatórios.

Genericamente, propõe-se inicialmente o mapeamento das unidades geológicas que caracterizam os reservatórios e com o auxílio da simulação estocástica de objetos realizar uma abordagem probabilística da geometria espacial dos corpos arenosos que constituem o reservatório. Chegando-se a resultados compatíveis com a realidade, faz-se uma análise estatística para a escolha das imagens a serem tratadas. Recuperam-se dados reais do campo em estudo, como dados de rocha e fluidos, e faz-se a estimativa dos dados petrofísicos, como porosidade e permeabilidade para a malha fina de simulação geoestatística. Escolhem-se algumas malhas grossas julgadas adequadas e parte-se para a transferência de escalas. De posse da(s) malha(s) grossa(s) realizam-se as simulações de fluxo para analisar o

comportamento do reservatório e fazer previsões futuras sobre o campo.

Especificamente em relação ao trabalho apresentado nesta dissertação, foram utilizados dados de um campo de petróleo real, onde Santos [1998] obteve uma caracterização geológica da geometria dos reservatórios estudados que considerou como sendo a melhor obtida através de seus estudos. Baseando-se nestes dados finais, foram geradas 47 imagens através de um simulador estocástico de objetos. Dessas 47 imagens foram escolhidas três (P10, P50 e P90) que representam variações pessimista, média e otimista do volume do reservatório estudado. A descrição dos estudos realizados com base nas 47 imagens geradas assim como as determinações das três imagens a serem objetos de estudos detalhados estão descritas no Capítulo 4. A Figura 3.1 mostra um fluxograma de toda a metodologia adotada.

Nesta etapa já surgem dificuldades na análise do volume poroso obtido, supostamente maior que o real. Santos [1998] atentou para este fato e encontrou um volume poroso dez vezes maior que o encontrado para o campo em estudo. Entretanto, como o valor fornecido para o campo não incluía todos os reservatórios do intervalo estratigráfico analisado, o resultado gerado pelo simulador foi considerado compatível com o esperado. Já nesta fase, através do simulador de fluxo, obtiveram-se dados de volume de óleo *in situ* para o intervalo analisado e assim pôde-se verificar com clareza que o volume de objetos gerados foi maior que o real. Mesmo sabendo que o volume poroso gerado pelas simulações foi maior que o real, optou-se por trabalhar com estes mesmos dados devido à falta de tempo para realizar-se análises apuradas e definir novos parâmetros na geração de objetos. Assim, não se espera uma comparação com os dados reais e sim avaliar os resultados obtidos com a análise proposta através da transferência de escalas e simulações numéricas de fluxo.

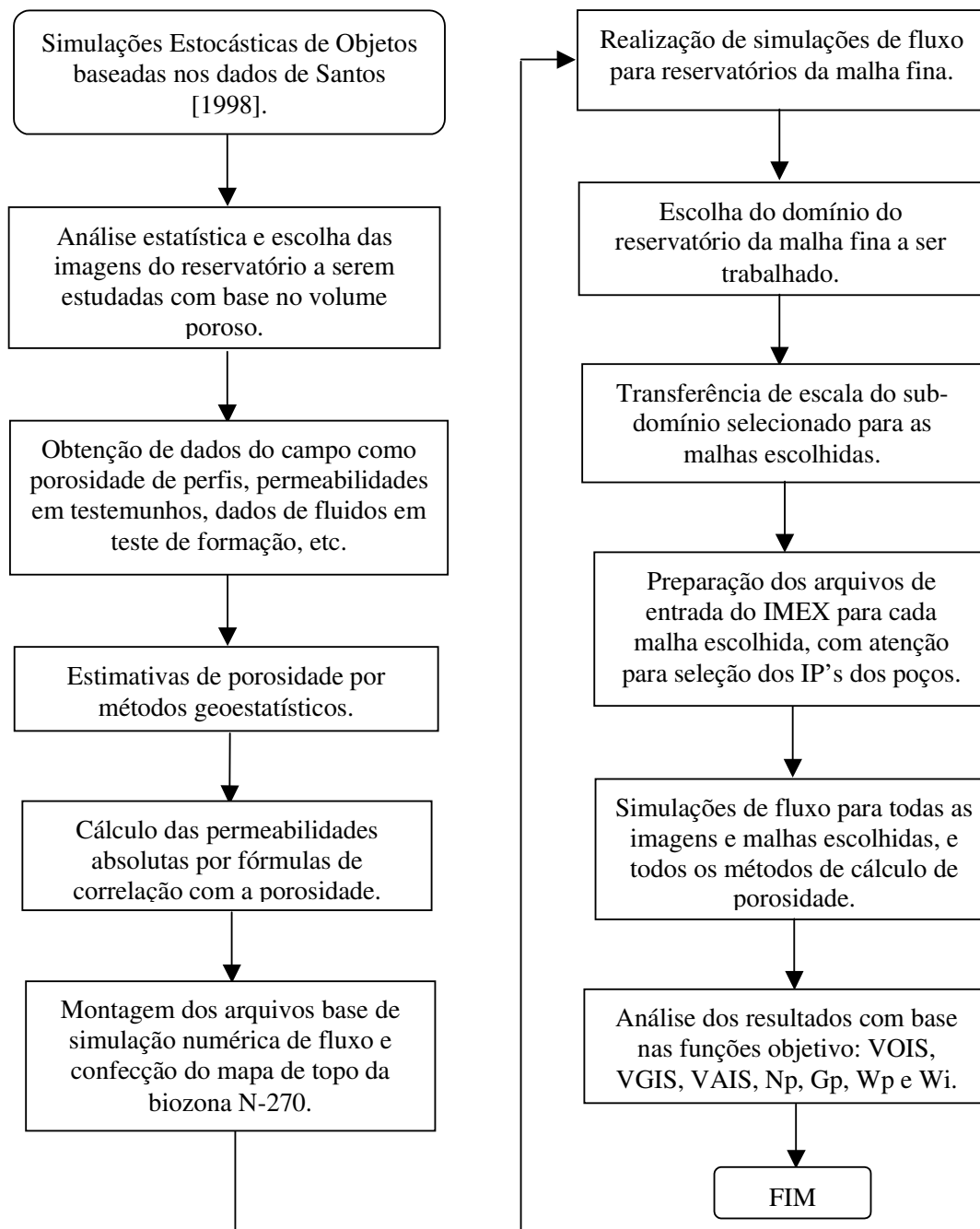


Figura 3.1 – Metodologia adotada.

Uma vez escolhidas as imagens a serem trabalhadas, partiu-se para a fase de cálculo dos dados petrofísicos. A porosidade foi obtida através de dados de poços reais e tratada com o auxílio de ferramentas geoestatísticas, sendo calculada por meio do método da krigagem e por

simulações estocásticas Gaussianas. Em ambos os métodos foram utilizados dados de poços reais para o condicionamento dos cálculos.

A obtenção de todos os dados que constam no arquivo do simulador de fluxo foi fruto de uma pesquisa extensa, pois o campo, pequeno, não dispõe de muitas análises de fluidos e rocha. Para superar este impasse, foram utilizados alguns dados de um campo correlato com características geológicas equivalentes, como fórmulas que relacionam a porosidade e permeabilidades absolutas (K_x , K_y e K_z) e dados de permeabilidade relativa.

Assim, partiu-se para a montagem dos arquivos de simulação numérica de fluxo, confecção do mapa de topo da biozona N-270 (*datum* escolhido por Santos [1998] para a realização das simulações estocásticas de objetos) e simulações de fluxo para os reservatórios da malha fina.

A partir das imagens geradas pelo simulador estocástico de objetos e com base nos resultados obtidos nas simulações de fluxo para os arquivos da malha fina, constataram-se vários reservatórios menores, desconectados entre si, associados a um reservatório maior, considerado o principal reservatório do campo. Esta situação pode ser considerada representativa do campo real.

Para os resultados gerados nesse trabalho, optou-se por se simular apenas o principal reservatório, totalmente conectado, pois isso não influenciaria os resultados da simulação de fluxo e diminuiria significativamente o número de blocos. A partir do isolamento deste subdomínio, foram elaborados os arquivos de entrada para o programa de transferência de escalas.

Houve alguma dificuldade em concatenar a saída do programa de simulação estocástica de objetos com a entrada do programa de transferência de escalas, problema inerente à programas não comerciais, mas que foi resolvido a contento.

Assim, iniciou-se uma nova etapa com a transferência dos dados da escala geoestatística

para a escala de simulação numérica de fluxo. A escala de simulação numérica de fluxo foi uma das variáveis utilizadas neste trabalho e foram geradas seis malhas grossas regulares e uma irregular. A transferência de escalas foi realizada tanto para dados petrofísicos constantes como para dados petrofísicos variáveis, com a intenção de se analisar a influência das heterogeneidades dos dados petrofísicos nas simulações numéricas de fluxo.

Somente foi realizada transferência de escalas para os parâmetros porosidade e permeabilidades absolutas. Decidiu-se manter constante para todo o campo os dados de permeabilidade relativa, utilizando-se as mesmas curvas para todas as malhas, por não se dispor de elevado número de amostras deste parâmetro.

A simulação numérica de fluxo foi adotada na avaliação dos dados gerados no simulador estocástico de objetos (malha fina) assim como aqueles gerados pela transferência de escalas (malha grossa). Desta forma, analisa-se a variação dos resultados para as funções objetivo estabelecidas, tanto para a malha fina como para as diversas malhas grossas escolhidas.

A adequação dos dados de produção e injeção dos poços utilizados nas simulações de fluxo também foi uma etapa importante na reprodução do comportamento dos poços, apesar dos resultados obtidos não serem comparáveis aos dados reais. Uma vez estabelecidos os parâmetros de produção e injeção para a malha fina, estes dados foram revistos e recalculados para cada mudança de malha gerada na transferência de escalas.

As funções objetivo analisadas após as simulações numéricas de fluxo foram os volumes de fluidos *in situ*, as produções acumuladas de óleo, gás e água e a injeção acumulada de água.

Assim, foram realizadas simulações numéricas de fluxo para as três imagens do reservatório escolhidas, levando-se em conta todos os métodos de cálculo de porosidade citados e as diversas malhas geradas no simulador de objetos e com a transferência de escalas. A análise destes dados propiciou a avaliação das malhas mais adequadas às simulações numéricas de fluxo assim como ajudou na compreensão da influência dos métodos de cálculo

de porosidade nas produções finais de fluidos, levando-se em conta a relação entre a qualidade obtida nos resultados analisados e o tempo gasto com as simulações numéricas de fluxo e transferência de escalas.

Isso nos leva a propor sugestões tanto na modelagem inicial dos reservatórios assim como definir os passos intermediários até a simulação numérica de fluxo final de forma a obterem-se dados mais próximos possíveis dos dados reais.

Capítulo 4

Aplicação

Este capítulo mostra em detalhes a aplicação da metodologia proposta no exemplo estudado por Santos [1998].

4.1 Características do Campo Estudado

O campo estudado localiza-se na porção emersa da Bacia do Espírito Santo. É constituído por reservatórios compostos por arenitos turbidíticos canalizados, depositados em ambiente marinho profundo, segundo um canal principal de direção NW/SE, coincidente com o eixo do *paleocanyon* no qual foi depositado, que se bifurca em duas direções preferenciais, NW/SE e W/E. Paralelamente à direção deste canal encontram-se as melhores condições permo-porosas e as maiores espessuras [Rossi *et al.*, 1993 e Santos, 1998]. Somente um intervalo do campo acima citado foi estudado, sendo de idade Campaniano Superior / Maastrichtiano Inferior (entre 70 e 80 milhões de anos) pertencentes à biozona N-270 (*Aspidolithus parvus*), cujo topo foi o *datum* escolhido por Santos [1998] para a realização das simulações estocásticas de objetos.

Moraes *et al.* [2000] classificam os reservatórios estudados como sistemas de canais e

leaves em Complexos de Canais Discretos.

Foram perfurados cerca de 90 poços, em malha aproximadamente regular, com espaçamento médio entre os poços de 300m. Entretanto, na simulação estocástica de objetos, foram utilizados somente os 54 poços que interceptam o intervalo simulado.

Santos [1998] relata que os corpos arenosos têm largura máxima entre 250 e 600m, espessura entre 2 e 44m e extensão variando de 800 a 2.800m, resultando em depósitos pequenos e descontínuos. Possui volume de óleo original em torno de 2,4 milhões de m³ com recuperação primária inicialmente estimada em 24,5%. Os reservatórios são separados hidráulicamente e na maioria deles a recuperação é por expansão de fluidos e gás em solução. A atuação de aquíferos é muito limitada. Isto resultou em um declínio acentuado da pressão original do reservatório e hoje se injeta água somente nos principais reservatórios objetivando atingir-se um fator de recuperação secundária do campo em torno de 44%. Cabe ressaltar que a recuperação primária é aquela onde o reservatório produz sem interferência externa, ao contrário da recuperação secundária que conta com métodos externos como injeção de água, vapor, etc, na produção de hidrocarbonetos.

O principal reservatório do campo está a uma profundidade média de 1450m. Não há presença de capa de gás. Segundo Bampi [1989], o óleo produzido tem densidade de 26°API @ 60°F e boas características permo-porosas (porosidade média de 25% e permeabilidade média de 120mD). Posteriormente esses dados foram re-analisados e estima-se uma porosidade média em torno de 22%.

Os principais reservatórios do campo somam um volume de óleo *in situ* de 1,6 milhões de m³. Alguns poços utilizados na simulação estocástica de objetos pertencem a um campo vizinho, cujo reservatório principal comunica-se com o campo em estudo. Por isso alguns poços deste campo foram incluídos na simulação estocástica e de escoamento, aumentando o volume total em 0,25 milhões de m³. A Tabela 4.1 mostra os dados reais referentes ao

principal reservatório estudado separado do arquivo original.

Tabela 4.1 – Quadro demonstrativo dos dados reais do reservatório estudado até Março/2001.

	Dados Reais
Volume de Óleo <i>In Situ</i> (Mm ³)	1.474
Produção Acumulada de Óleo (Mm ³)	560
Produção Acumulada de Gás (MMm ³)	61
Produção Acumulada de Água (Mm ³)	72
Injeção Acumulada de Água (Mm ³)	208

4.2 Simulações Estocásticas de Objetos

A escolha da malha de simulação estocástica foi feita levando-se em conta algumas limitações [Galli *et al.*, 1996]:

- A escolha deve ser consistente com problemas de transferência de escala encontrados em situações observadas em campos reais. Isto nos leva ao uso de células diminutas.
- A malha também deve ser tal que possibilite testar uma grande variedade de parâmetros para cada método de simulação. Assim, a malha deve ser suficientemente grande para permitir tanto o uso de correlações de longo alcance como as de pequeno alcance.
- As características dos simuladores de fluxo impõem limites à discretização da malha no que tange a computação das permeabilidades obtidas com a transferência de escalas. Um desses limites é o tempo de execução de um

simulador de fluxo. Outro é a máxima memória disponível em um computador.

Assim, a malha escolhida para a realização das simulações de objetos foi de 50 por 100 células na horizontal e 100 níveis verticais, totalizando 500.000 blocos. Cada célula na horizontal tem dimensão em torno de 35m e na vertical de 2,5m. A malha escolhida é representativa da escala geoestatística e possibilita uma boa representação dos reservatórios reais, dentro das limitações geométricas impostas na geração das imagens.

Inicialmente foram geradas 47 imagens utilizando os dados finais de Santos [1998] no programa Petbool, somente através da variação das sementes, escolhidas aleatoriamente. As simulações realizadas foram condicionadas somente aos dados de poço e não à razão global nem à proporção vertical global, mais recomendada quando o número de poços é pequeno ou quando o espaçamento entre os poços é muito maior que a largura da forma simulada. Neste caso, foram utilizados 54 poços, o que é uma boa amostragem. Além disso, Santos também relata que "não se observou nenhuma variação significativa nas imagens obtidas simulando-se condicional à curva, ou condicional apenas aos dados de poços". A Figura 4.1 mostra uma das imagens obtidas com a simulação estocástica de objetos.

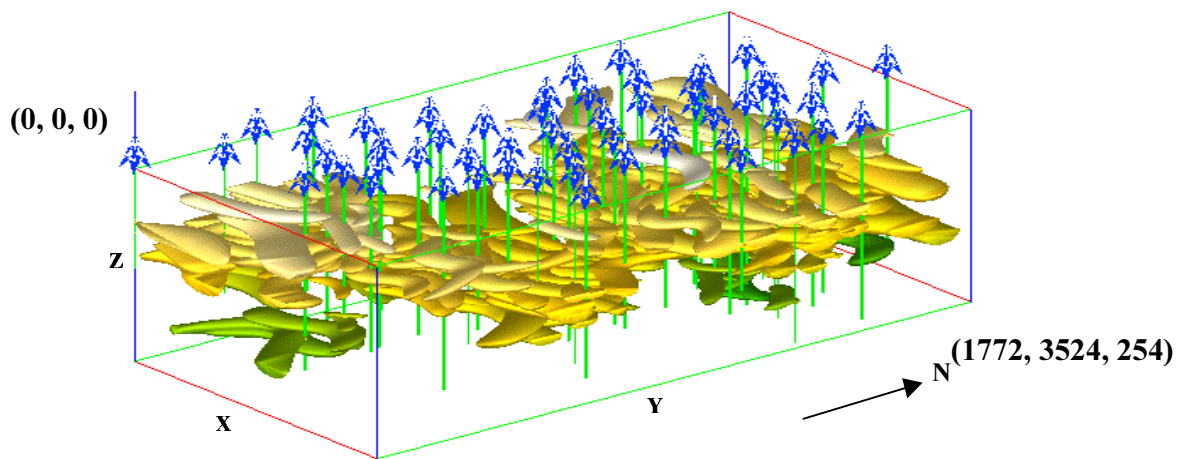


Figura 4.1 – Imagem gerada pelo programa Petbool com a semente 2277. Medidas em metros.

A diferença de cores entre os canais turbidíticos vistos na figura anterior serve somente para dar uma sensação de profundidade e posicionamento geométrico entre os diversos canais.

O programa Petbool fornece como dados de saída o volume total do reservatório, assim como o número de corpos turbidíticos gerados conectados entre si, formando um reservatório composto por vários corpos turbidíticos, e o volume associado a cada um desses reservatórios. A Figura 4.2 mostra duas curvas que representam o comportamento estatístico do volume total de reservatório e número de corpos conectados em relação ao número de imagens geradas no Petbool. Ambas as curvas apresentam oscilações mínimas após a décima quinta simulação mostrando que o número de simulações realizadas é suficiente para uma abordagem representativa do modelo real e para a realização de cálculos estatísticos básicos, que podem ser vistos nas Tabelas 4.2 e 4.3.

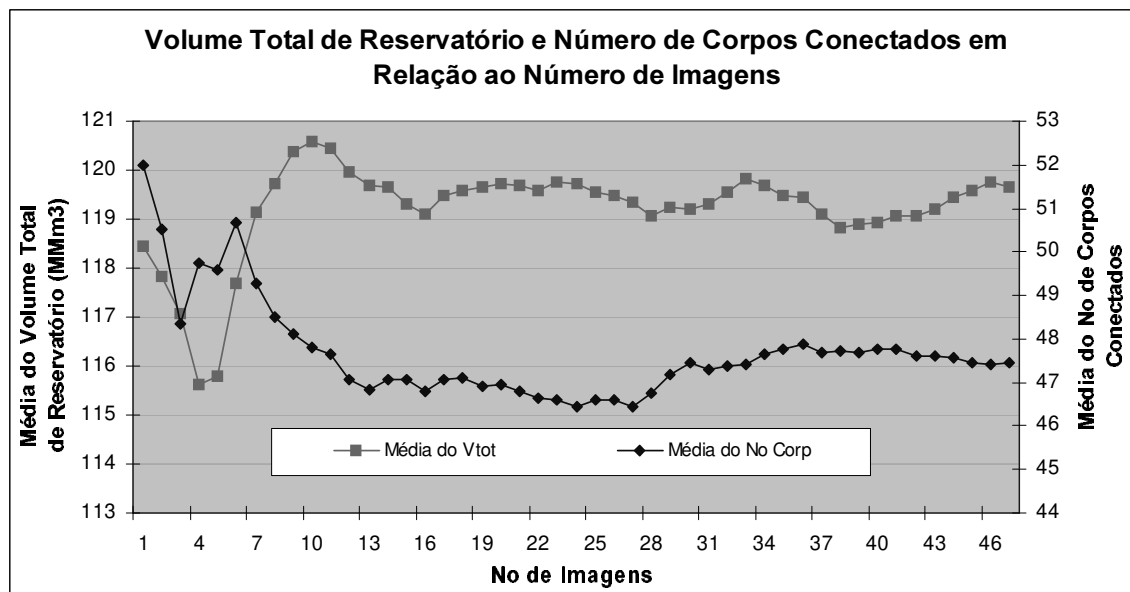


Figura 4.2 – Volume Total do Reservatório e Número de Corpos Conectados em relação ao número de imagens geradas.

Tabela 4.2 – Estatística básica obtida com a análise das 47 imagens geradas.

	Vol Tot (MMm ³)	No. Células	Vres/Vtot (%)	No. Corp. Conec.
Média	119,66	37721	7,54	47
Variância	29,28	2895806	0,12	20
Desvio Padrão	5,41	1702	0,34	5

Devido à dificuldade de trabalhar-se com as 47 imagens geradas, optou-se por estudar a imagem que melhor representa a média do volume total dos reservatórios (P50), assim como com a imagem que melhor representa um volume total pessimista (P10) e com a imagem que melhor representa um volume total otimista (P90), totalizando três imagens. O volume total pessimista (P10) é dado pelas imagens que se aproximam da ordem percentual igual a 0,10 e representa 10% do volume total obtido entre os limites mínimo (106 MMm³) e máximo (130 MMm³). Já o volume total otimista (P90) é dado pelas imagens cuja ordem percentual se aproxima de 0,90, representando 90% do volume total obtido entre os limites mínimo e máximo dados acima.

A Tabela 4.3 mostra que houve uma pequena variação no número de corpos conectados em relação ao volume total de reservatórios gerados. Era de se esperar que, se o volume de reservatórios fosse grande, o número de corpos conectados tenderia a diminuir na medida em que a conectividade entre os corpos fosse aumentando. Essa variação não se mostrou perceptível, e isso pode ser devido à baixa percentagem de reservatórios em todo o domínio simulado cuja faixa de variação não afeta significativamente o número de corpos conectados.

Analisando-se a Tabela 4.3 optou-se por se trabalhar com a semente 1144 para P10, pois neste caso esta é única semente na qual encontra-se um único reservatório conectado com mais de 70% do volume total de reservatórios presentes (Figura 4.3). No caso das sementes com P50, optou-se por trabalhar com a semente 5432 que possui ordem percentual exatamente igual a 0,5. Por último, a semente 2277 foi a escolhida para P90, pois neste caso possui-se um grande número de imagens geradas pelo programa Petbool, o que possibilita um melhor

acompanhamento visual do processo.

Tabela 4.3 – Estatística básica obtida com a análise de nove imagens escolhidas.

Semente	Volume Total (MMm ³)	Ordem Percentual		Número de Corpos Conectados
1144	112,88	0,086	P10	52
2211	114,40	0,108		47
6789	114,65	0,130		41
1122	119,08	0,478	P50	50
5432	119,09	0,500		46
5544	119,28	0,521		44
3322	125,55	0,869	P90	51
1234	127,06	0,891		56
2277	127,73	0,913		45
Média	119,97			48,00
Variância	31,66			21,50
Desvio Padrão	5,63			4,64

A Figura 4.3 mostra a percentagem de reservatórios conectados com ênfase nos corpos de maior volume total, onde o número máximo de corpos conectados gerados para estas nove imagens é 56, como mostra a Tabela 4.3. A figura mostra que um ou dois corpos conectados representam mais de 70% do volume total de objetos gerados pelo Petbool. Estes corpos estão localizados em posições bastante próximas em todas as imagens e mostram-se bastante coerentes com o modelo real cujo reservatório principal contém 38,5% das reservas de óleo do campo. Esta diferença ocorre porque os reservatórios simulados não compreendem o campo todo, mas só uma parte dele, incluindo o principal reservatório do campo estudado.

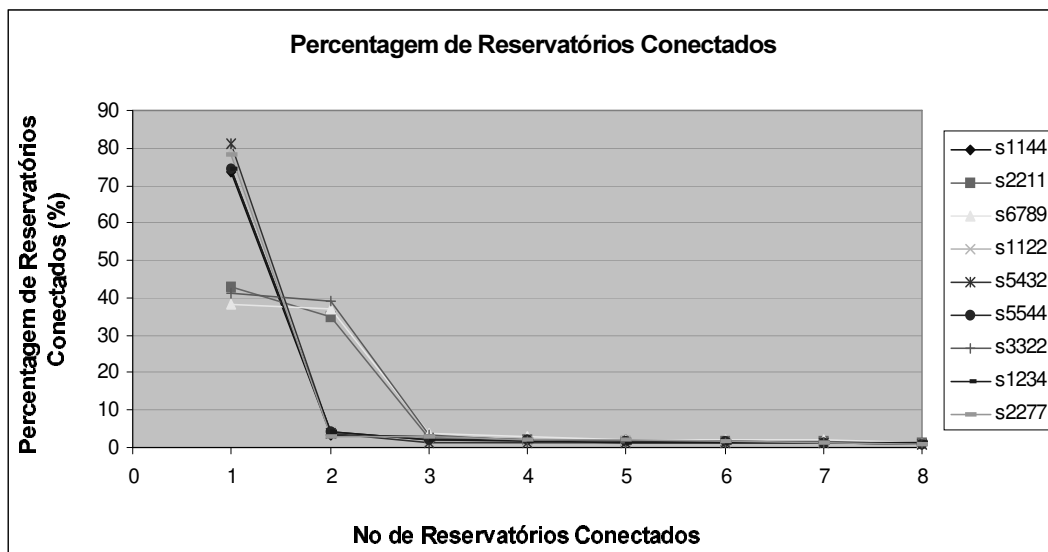


Figura 4.3 – Percentagem de Reservatórios Conectados para as sementes escolhidas.

Das três sementes que mostraram ter dois reservatórios principais não conectados, duas pertencem à ordem P10, provavelmente por conter um menor volume de reservatórios no domínio simulado o que acarretaria, por consequência, uma menor conectividade entre os reservatórios. Entretanto, este fato também ocorre para uma semente P90, o que mostra que a faixa de variação do volume de reservatórios gerados não é muito extensa. Neste ponto, pode-se deduzir que o grau de incerteza em relação aos dados gerados não é grande.

A existência destes reservatórios que compõem mais de 70% do volume total gerado está coerente com o modelo real do campo estudado. A proporção de blocos reservatório/volume total para este sub-domínio é bastante próxima da razão global para todo intervalo simulado, que é de 12% [Santos, 1998]. As dimensões de cada bloco são as mesmas do arquivo original. A Tabela 4.4 mostra a percentagem de blocos com fácies reservatório para cada uma das sementes estudadas no sub-domínio isolado.

Tabela 4.4 – Percentagem de blocos com fácies reservatório para as sementes estudadas para o sub-domínio do reservatório principal.

Semente	% de Fácies Reservatório	Observações
1144	11,37	
2211	12,36	Reservatório principal composto por dois reservatórios não conectados.
6789	12,56	Reservatório principal composto por dois reservatórios não conectados.
1122	12,56	
5432	12,95	
5544	12,19	
3322	14,60	Reservatório principal composto por dois reservatórios não conectados.
1234	12,67	
2277	13,36	

Deve-se atentar para o fato de que corpos com volumes totais muito pequenos não são representativos da realidade, mas simplesmente representam dados em poços condicionantes onde não foi gerado nenhum corpo. Isso não deveria acontecer e a imagem onde este problema ocorreu deveria ser rejeitada. Entretanto, as imagens onde estes problemas surgiram não foram excluídas, pois a causa do problema não foi identificada até o momento de geração das imagens. Assim, optou-se por trabalhar com estas imagens até que a causa do problema fosse identificada. Portanto, os blocos relativos aos intervalos de poços cujos corpos não foram gerados tornam-se, para efeito estatístico, corpos muito pequenos, de poucas células, que não representam um corpo turbidítico real. Pode também acontecer de um poço não ter um intervalo condicionante completamente preenchido por canais turbidíticos, como mostra a Figura 4.4. As flechas indicam a localização de um poço condicionante onde os corpos

turbidíticos não foram gerados completamente.

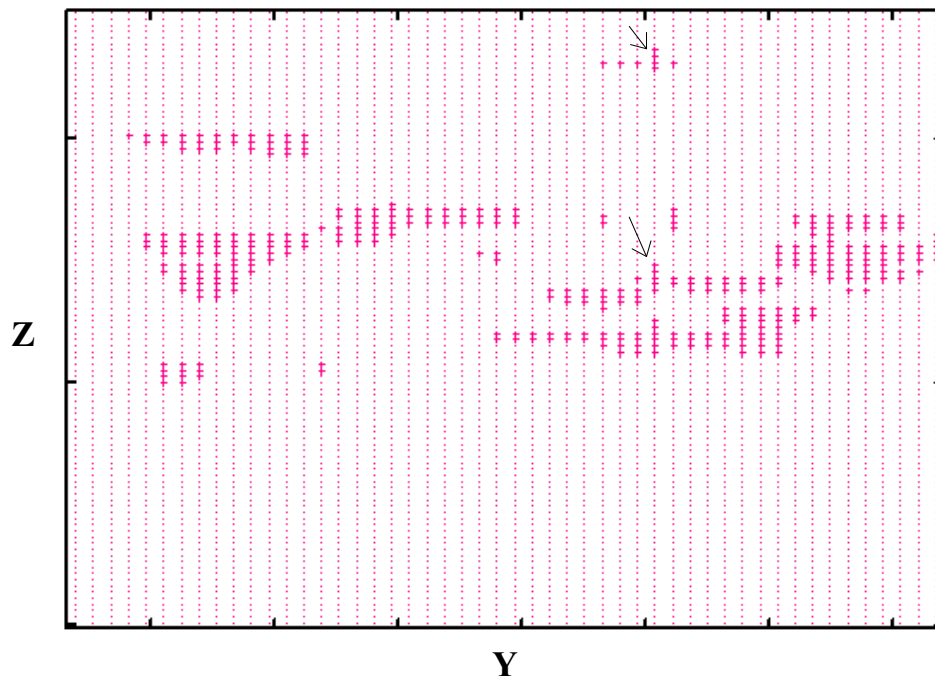


Figura 4.4 – Seção Y-Z onde os pontos representam a fácies não reservatório e as cruzes representam a fácies reservatório.

A partir das sementes escolhidas parte-se para a fase de avaliação dos dados através da simulação de fluxo. As simulações iniciais foram realizadas para o arquivo completo, de 500.000 blocos. A partir daí, propôs-se diversas variações no tamanho da malha de simulação, quer através da redução da malha inicial, simulando-se somente o reservatório principal, quer através da utilização de técnicas de transferência de escalas.

4.3 Transferência de Escalas

O programa utilizado para a transferência de escalas foi o UPA [Romeu *et al.*, 1997]. A transferência de escalas limitou-se às propriedades petrofísicas absolutas, isto é, porosidade e permeabilidade. O cálculo das pseudofunções de Krel e Pc (permeabilidade relativa e pressão capilar) não foi feito, assumindo-se um único conjunto de curvas de permeabilidade relativa

como constantes para todo o campo, sendo introduzidas diretamente nos arquivos de simulação de fluxo.

A porosidade, por ser uma variável aditiva, possibilita que o cálculo da porosidade equivalente seja feito pela média aritmética, única opção disponível no programa UPA. Já o cálculo da permeabilidade equivalente não pode ser feito simplesmente através da média aritmética, por ser esta uma variável não aditiva [Renard & Marsily, 1997].

A primeira dificuldade está na escolha do método a ser empregado para o cálculo da permeabilidade equivalente. Os métodos analíticos são médias algébricas simples, em oposição aos métodos numéricos, que requerem uma solução numérica de equações diferenciais parciais. As técnicas analíticas têm aplicações limitadas em relação às técnicas numéricas e fornecem resultados exatos quando o meio é estratificado ou isotrópico com distribuição de permeabilidade lognormal e fluxo uniforme. As técnicas numéricas são mais genéricas e podem ser usadas para qualquer campo de permeabilidades. Entretanto, elas demandam um elevado espaço de memória e tempo computacional. Quando os métodos numéricos se tornam inviáveis, uma opção é utilizar os métodos heurísticos ou aproximados. Entre os mais recentes, o mais genérico é a renormalização [Renard & Marsily, 1997]. Entretanto, este método não está disponível no programa UPA. Portanto, as transferências de escalas realizadas foram feitas através dos métodos numéricos, apesar do longo tempo de processamento, pois no caso em questão, o tempo de processamento não é um fator limitante.

O método numérico neste caso é baseado num critério de equivalência, a identidade de vazão. Definem-se as condições de contorno, simula-se o fluxo no meio heterogêneo, calculando-se pressões e vazões em todos os blocos. Calcula-se a vazão total que atravessa uma seção transversal. Assim, a permeabilidade equivalente é obtida dividindo-se essa vazão total pela diferença de pressão [Romeu *et al.*, 1997].

4.4 Simulações Numéricas de Fluxo

A montagem do arquivo base de simulação de fluxo exigiu alguns cuidados. O arquivo base é o arquivo que foi utilizado em todas as simulações mudando-se somente dados referentes às malhas de simulação e dados de porosidade e permeabilidade. Os demais dados permaneceram constantes.

As simulações estocásticas de objetos foram realizadas com base em dados estratigráficos. Assim, para as simulações de fluxo, foi necessária a elaboração do mapa de topo da biozona N-270, escolhida por Santos [1998] como *datum* do intervalo estudado. O mapa de topo foi elaborado através dos dados dos 54 poços condicionantes utilizados na simulação de objetos, com o auxílio do programa Surfer [1995], utilizando o método da krigagem, como mostra a Figura 4.5.

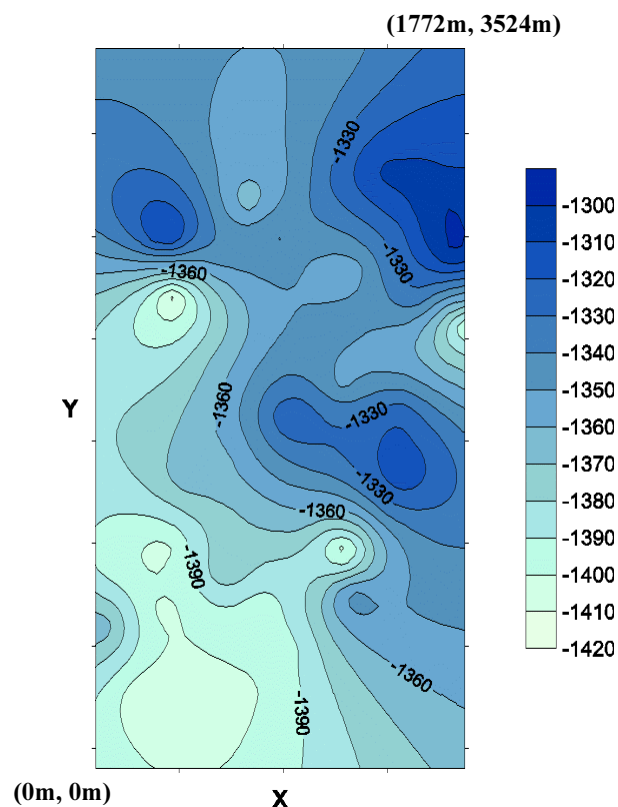


Figura 4.5 – Mapa do topo da biozona N-270.

As permeabilidades absolutas, horizontal e vertical, foram calculadas a partir de curvas

de regressão de um campo correlato uma vez que, para o campo estudado estes dados são escassos e não foram desenvolvidos estudos neste sentido. As fórmulas adotadas para o cálculo das permeabilidades foram:

$$K_x = K_y = 20,685 \cdot \exp(0,13333 \cdot \phi) \quad (4.1)$$

$$K_z = 16,534 \cdot \exp(0,13333 \cdot \phi) \quad (4.2)$$

onde K_x é a permeabilidade na direção x, K_y é a permeabilidade na direção y, K_z é a permeabilidade na direção z e ϕ é a porosidade em percentagem. (Monteiro *et al.*, 1999).

Nota-se que K_z é alto se comparado a K_x e K_y . Os dados de permeabilidade são normalmente obtidos por ensaios de laboratório que medem o valor da permeabilidade pontualmente, sem levar em conta as intercalações com rochas menos permeáveis. Este fato torna-se menos importante uma vez que a intercalação de fácies reservatório e não reservatório, gerada pelo próprio programa de simulação de objetos, automaticamente imprime uma maior dificuldade ao fluxo.

A tabela com dados de PVT (pressão, volume e temperatura) foi obtida através de dados do campo estudado, assim como os demais dados dos fluidos (Tabela 4.5). Já os dados de permeabilidade relativa foram obtidos a partir de ensaios realizados em rochas de um campo correlato, uma vez que o campo em estudo não possui uma suíte completa desses dados. O campo correlato em questão foi o mesmo a partir do qual obtiveram-se as curvas de correlação para os dados de permeabilidade absoluta acima citada. Estas curvas podem ser vistas na Figura 4.6.

A temperatura do reservatório é de 73,9°C, a densidade do óleo igual a 0,822 g/cm³, a densidade do gás igual a 0,000855 g/cm³ e a densidade da água igual a 1,025 g/cm³. A pressão no ponto de bolha é igual a 125,82 kg/cm².

Tabela 4.5 – Dados de PVT.

Pressão	Rso (m ³ /m ³)	Bo (m ³ /m ³)	Bg (m ³ /m ³)	Viso (cp)	Visg (cp)
1,03	0	1,035	0,06471	9,48	0,01015
31,03	16,47	1,086	0,03814	5,15	0,01238
61,03	27,15	1,109	0,01871	4,24	0,01319
91,03	37,52	1,129	0,01209	3,53	0,01381
125,82	50,05	1,154	0,00859	2,94	0,01432
141,03	55,50	1,164	0,00761	2,64	0,01462
181,03	69,85	1,192	0,00583	1,83	0,01542
221,03	84,19	1,220	0,00471	1,01	0,01622
261,03	98,54	1,248	0,00394	0,20	0,01702
301,03	112,88	1,276	0,00339	0,01	0,01782

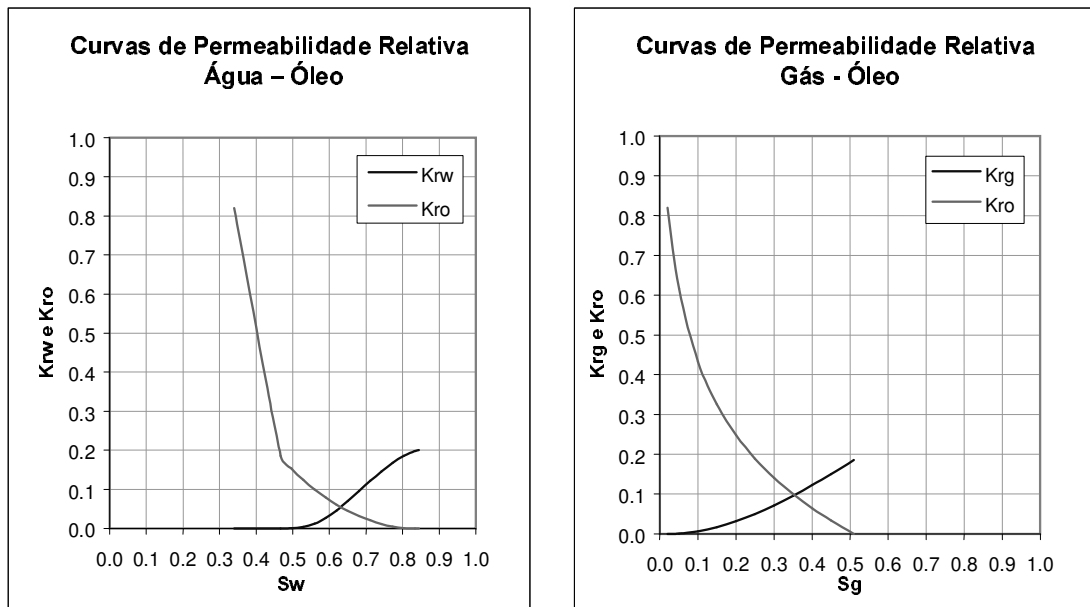


Figura 4.6 – Curvas de permeabilidade relativa utilizadas na simulação de fluxo.

As simulações de fluxo iniciais foram realizadas diretamente com o arquivo original,

sem transferência de escalas. Para que esta simulação fosse representativa da realidade seria necessária a divisão dos reservatórios em regiões distintas, uma vez que os vários reservatórios são separados hidráulicamente. Como a análise dos dados gerados pela simulação de objetos mostrou que o reservatório principal encontra-se bem representado optou-se por estudar-se somente este reservatório, sem a necessidade da divisão em diferentes regiões. Da mesma forma, foram selecionados somente os poços que atuam neste reservatório, totalizando 21 poços produtores e 6 injetores, sendo que dois destes injetores eram produtores que se tornaram injetores após algum tempo de produção.

Para os 25 poços selecionados para as simulações de fluxo foi feito um gráfico de produção dos dados reais, como pode ser visto na Figura 4.7. A partir deste gráfico os poços foram classificados em poços de alta, média e baixa produtividade. Essa divisão foi necessária para estabelecer-se o índice de produtividade calculado pelo programa IMEX de forma a tentar reproduzir uma produção de fluidos para cada poço, comparável com dados reais.

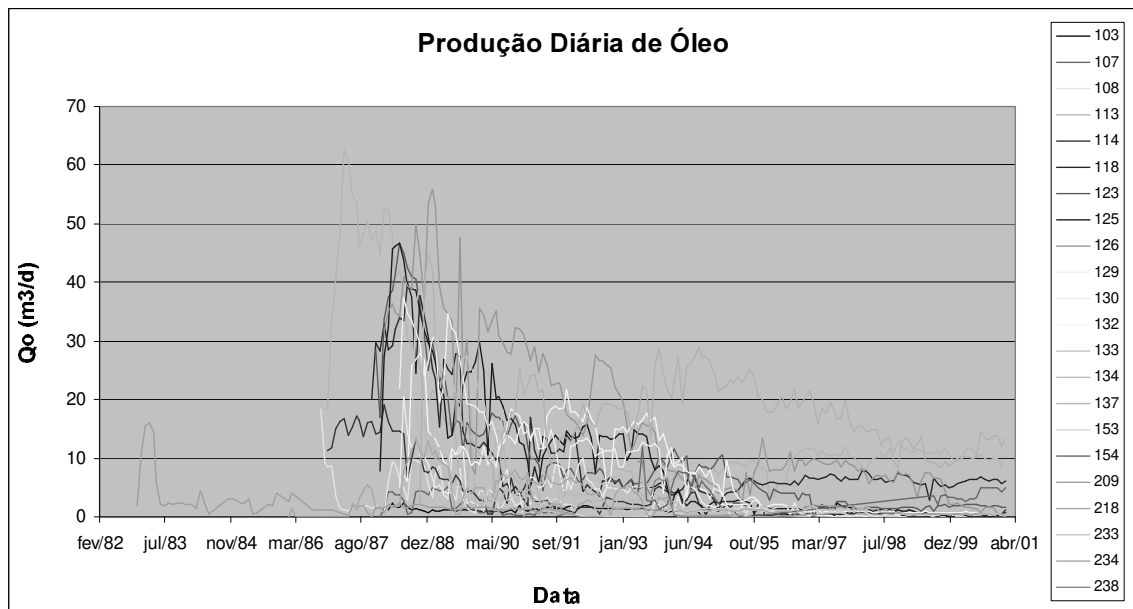


Figura 4.7 – Gráfico da produção diária de óleo real para os 25 poços utilizados nas simulações numéricas de fluxo.

O fator através do qual o programa calcula o índice de produtividade varia de acordo com a classificação dada a cada poço e não muda para uma determinada malha. Quando se realiza a transferência de escalas na vertical este fator deve ser alterado através de uma simples regra de três para que o índice de produtividade seja recalculado.

Os poços produtores operaram com taxa máxima de produção de óleo variando entre 60 e 70 m³/dia e pressão de fundo de poço (BHP) mínima de 20 kgf/cm². Já os poços injetores operaram com uma taxa de injeção de água máxima variando de 30 a 40 m³/dia e pressão de fundo de poço máxima de 160 kgf/cm².

4.5 Estimativas de Dados de Porosidade

Nas simulações numéricas de fluxo foi utilizado inicialmente um valor de porosidade constante e igual a 22%, valor este obtido na literatura do campo estudado. Esta variável foi chamada de *phi cte*.

Para a estimativa da porosidade foram utilizados dados de perfis dos 25 poços que interceptam o principal reservatório do campo. Para isso, foram utilizados os métodos da krigagem e simulações estocásticas Gaussianas. Com isso, pretende-se avaliar a resposta da simulação de fluxo com a variação dos métodos de cálculo da porosidade. Nesta etapa, foi utilizado o programa Isatis [2000].

Santos [1998] identificou duas fácies distintas nos canais mapeados em suas seções geológicas: a primeira abrange intervalos predominantemente arenosos e a segunda, intervalos permo-porosos provavelmente associados a arenitos com abundância de intraclastos argilosos, intercalações de arenitos e sedimentos finos e/ou siltitos.

A primeira opção para a realização da krigagem foi utilizar os dados de porosidade dos perfis sem a separação em fácies distintas, tratando-os como uma única fácies. Também se podem separar os canais nas duas fácies acima diferenciadas. Para isso seria necessário

classificar os canais mapeados e realizar as simulações das fácies para, posteriormente, simular a porosidade em cada uma das fácies, como recomendado na literatura [Chilès & Delfiner, 1999 e Morelon *et al.*, 1991]. Isso se torna inviável devido ao alto tempo que seria necessário para realizar a operação. Outra opção mais simplificada seria dividir o reservatório através dos dados de porosidade, em intervalos com porosidade acima de 12% (*cut off* de porosidade utilizado no campo estudado) e intervalos com porosidade abaixo de 12%. Neste caso, haveria necessidade de realizar-se a simulação estocástica dos dois intervalos e posteriormente a estimativa da porosidade em cada um dos intervalos. Uma terceira opção seria considerar os intervalos com porosidade abaixo de 12%, que sabemos não serem produtores, como fácies não reservatório. Para isso, deve-se igualar qualquer valor de porosidade abaixo de 12% a zero e assim realizar-se a estimativa da porosidade. Com isso, espera-se reduzir ainda mais o volume total do reservatório e volumes produzidos na simulação de fluxo e minimizar a influência desses canais não produtores nos resultados finais.

O segundo passo para a realização da krigagem e da simulação estocástica Gaussiana foi a regularização das amostras por comprimento igual ao da célula utilizada na simulação de fluxo. A regularização é um conhecido método de se obter amostras de mesmo tamanho a partir de uma linha de amostragem irregular.

Os dados de porosidade, excluindo-se os valores iguais a zero, tem média igual a 20,4% e variância de 83,8, num total de 1957 amostras obtidas por perfis de poços. O histograma dessas amostras exibe duas modas de intervalos entre 20,3% e 22,8% e 2,6% e 5,1%, como se pode ver na Figura 4.8 (a). A segunda classe predominante está abaixo dos 12% de *cut off*, e sua exclusão deve mostrar uma influência significativa nas simulações de fluxo. O segundo histograma foi realizado com base nos dados regularizados, num total de 159 amostras. Apresenta média igual a 18,2 e variância igual a 78,9.

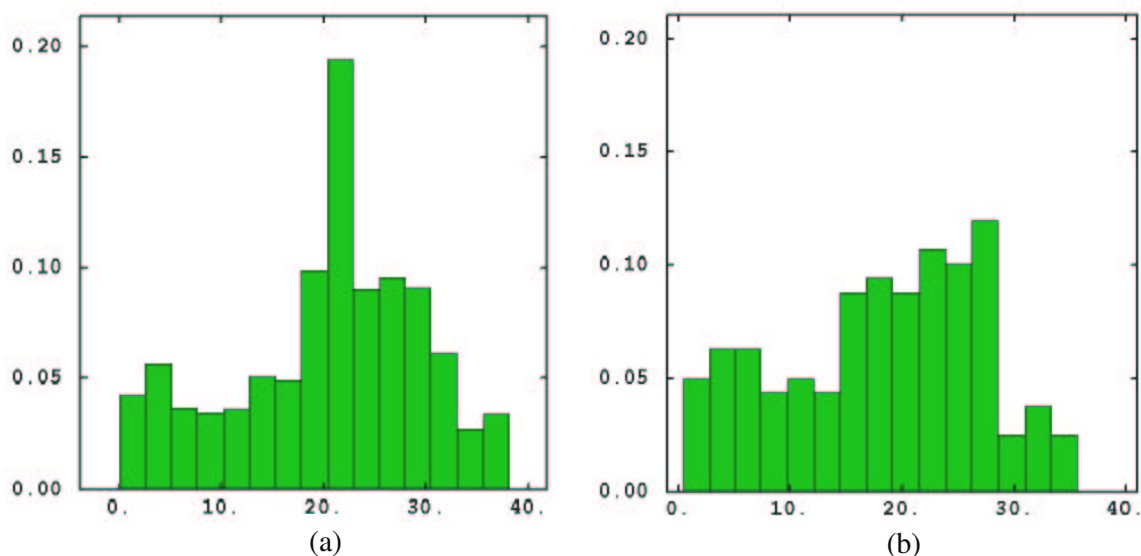


Figura 4.8 – Histograma da variável porosidade para valores acima de zero para os dados originais obtidos em perfis de poços (a) e para os dados regularizados (b).

Os dados regularizados mostram média inferior aos dados originais, pois no processo de regularização o cálculo por comprimento é feito por média ponderada das amostras. Também, no final das amostras pode haver uma diferença entre o comprimento das amostras originais e o comprimento fornecido para a regularização. Se o primeiro for 50% menor que o segundo, estas amostras são descartadas, alterando a média final dos dados regularizados.

Com base na variável regularizada, foram feitos os variogramas experimentais e foi estabelecido o modelo variográfico a ser utilizado na estimativa da porosidade. Nos variogramas horizontais, nota-se uma anisotropia geométrica. Os variogramas experimentais e os modelos variográficos ajustados podem ser vistos na Figura 4.9.

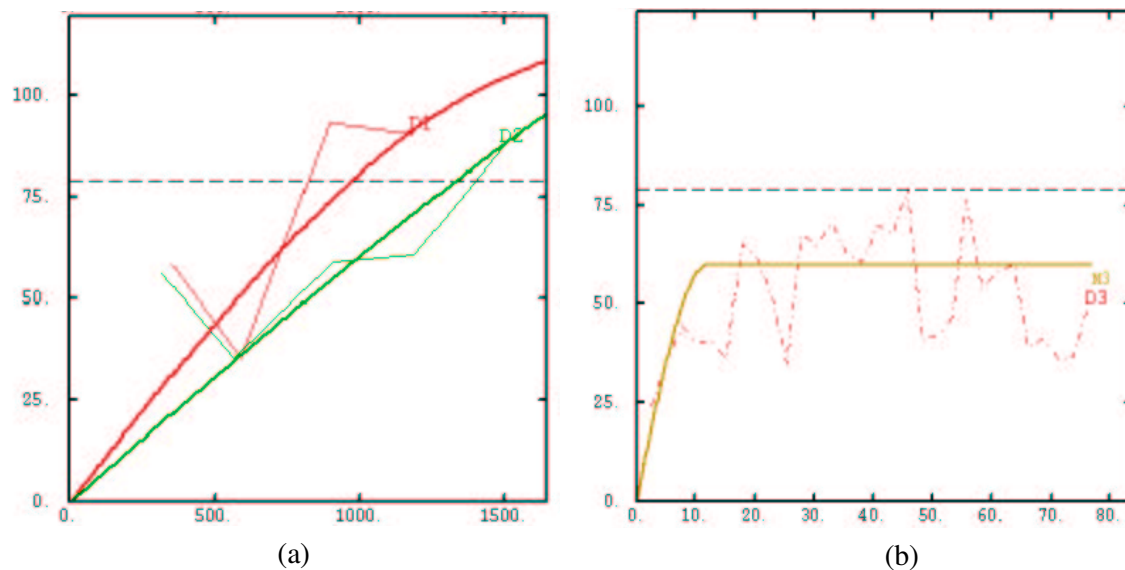


Figura 4.9 – Variogramas experimentais e modelos ajustados para dados de porosidade de 25 poços condicionantes. (a) Variogramas na horizontal, onde $D1 = 90^\circ$ e $D2 = 0^\circ$ (azimute). (b) Variogramas na vertical. Distância em metros (eixo x).

Foi realizada krigagem ordinária por blocos com base no modelo variográfico acima, utilizando-se vizinhança móvel. Foram feitos histogramas com os dados da porosidade krigada para cada uma das três sementes como mostra a Figura 4.10.

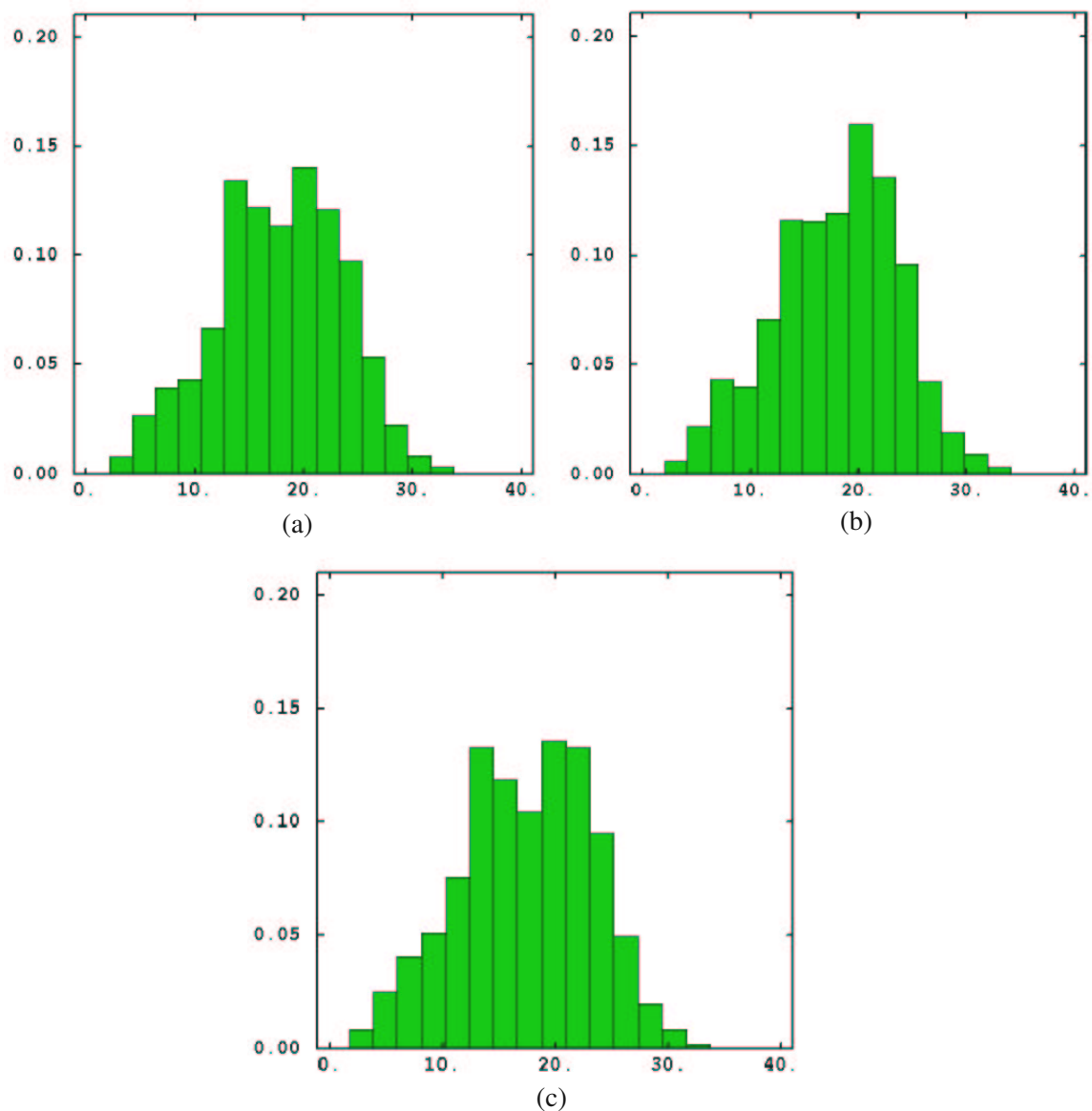


Figura 4.10 – Histogramas para a variável porosidade, krigada. (a) Semente 5432: média 17,9 e variância 32,6 para um total de 37.541 amostras. (b) Semente 1144: média 17,7 e variância 33,3 para um total de 35.585 amostras. (c) Semente 2277: média 17,3 e variância 34,2 para um total de 40.141 amostras.

Nota-se que, para os dados de porosidade krigados, a média aritmética da variável porosidade está abaixo da média dos dados originais obtidos em poços.

A Figura 4.11 mostra imagens obtidas pela krigagem que foram utilizadas em simulações de fluxo.

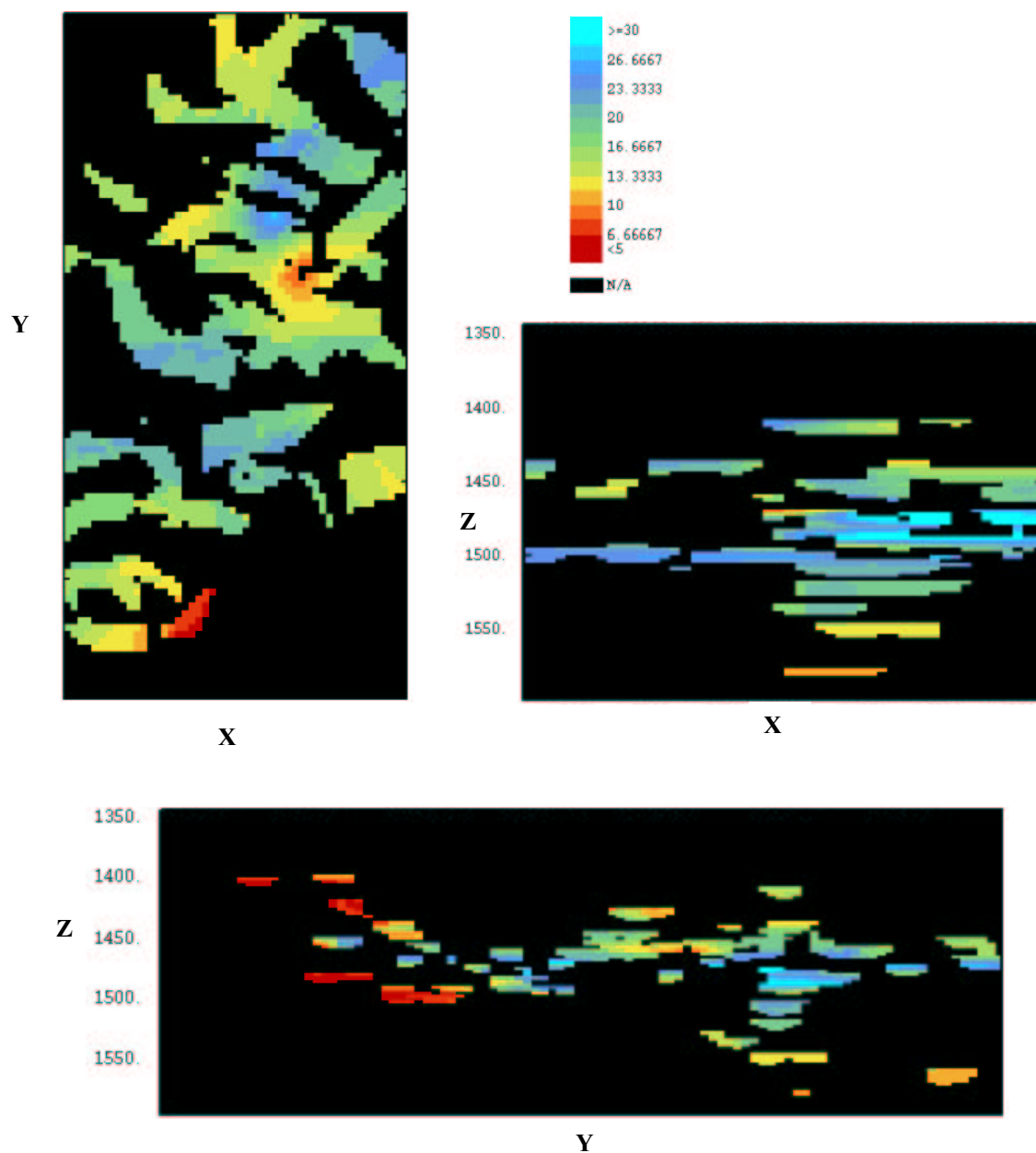


Figura 4.11 – Imagens obtidas por krigagem para a semente 5432 (malha 50x100x100).

Além das imagens acima obtidas, foram realizadas modelagens de porosidade através de

simulações estocásticas Gaussianas utilizando-se os mesmos variogramas obtidos pelos dados de poços. Este método de simulação foi escolhido por ser um método de simples aplicação e adequado aos dados disponíveis. Foi realizada uma única simulação, cuja semente foi escolhida aleatoriamente, com a intenção de testar-se o modelo de simulação estocástica, sem o intuito de tratar-se várias imagens geradas estocasticamente. A Figura 4.12 mostra o histograma para uma das imagens (2277, P90). Para as demais imagens o comportamento dos histogramas é semelhante.

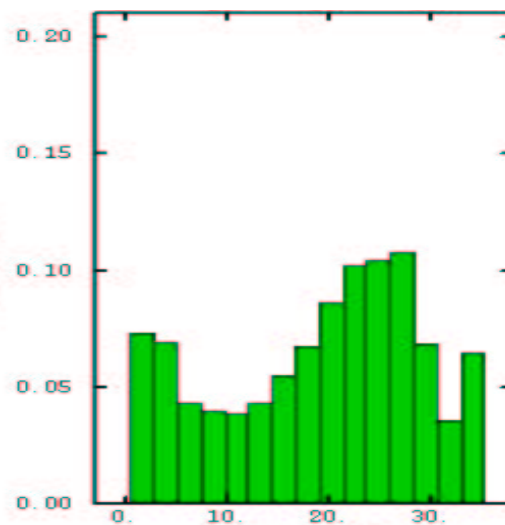


Figura 4.12 – Histograma para a variável porosidade, simulada, imagem 2277 (P90).

Também foram montados arquivos para cada imagem proveniente das três sementes escolhidas a partir dos arquivos gerados pela krigagem, onde foram eliminados os valores abaixo de 12%, ou seja, para valores de porosidade menores que 12% foram alocados valores iguais a 0,1% e permeabilidade horizontal absoluta igual a 20,96 mD (valor calculado pela fórmula 4.1) e vertical absoluta igual a 16,53 mD (valor calculado pela fórmula 4.2). A Tabela 4.6 mostra um resumo da estatística básica obtida para as três imagens e os diferentes métodos de cálculo de porosidade.

Tabela 4.6 – Estatística básica para as três imagens e diversos métodos de cálculo de porosidade.

	Média	Variância	Número de amostras
1144 – <i>Phi Krig</i>	17,7	33,3	35585
1144 – <i>Phi Sim</i>	18,9	100,5	35585
1144 – <i>Phi Krig12</i>	19,5	19,3	29743
5432 - <i>Phi Krig</i>	17,9	32,6	37541
5432 - <i>Phi Sim</i>	18,3	110,0	37541
5432 - <i>Phi Krig12</i>	19,7	18,3	31524
2277 - <i>Phi Krig</i>	17,3	34,2	40141
2277 - <i>Phi Sim</i>	18,9	97,1	40141
2277 - <i>Phi Krig12</i>	19,4	18,9	32580

Nota-se que para o método de cálculo de porosidade por krigagem, excluindo-se os valores abaixo de 12% (*Phi Krig12*) a média sobe e a variância diminui, pois além da eliminação dos valores abaixo de 12%, também diminuem o número de amostras válidas.

Observa-se que para *phi sim*, a variância em todas as imagens é maior que a variância dos dados regularizados. No histograma da Figura 4.12 é possível notar que, apesar da semelhança com o histograma dos dados regularizados, existem altas frequências para valores extremos de porosidade, o que causa a maior variância.

Capítulo 5

Resultados Obtidos

Os resultados apresentados neste capítulo foram construídos pelas simulações de fluxo das imagens geradas pelo programa Petbool. Foram adotadas três imagens do reservatório, segundo critérios já explanados no Capítulo 3, sendo designadas pelas suas sementes, ou seja, 1144 (P10), 5432 (P50) e 2277 (P90).

De acordo com explicação do Item 4.5, foram analisados quatro diferentes métodos de cálculo de porosidade: valor constante igual a 22% (obtido pela literatura), krigagem com todos os valores de porosidade que constam nos poços condicionantes, krigagem cortando-se valores de porosidade abaixo de 12% e simulação estocástica Gaussiana com todos os valores de porosidade disponíveis nos poços condicionantes.

Da mesma forma, foram realizadas transferências de escala em várias malhas, sendo utilizadas para análise a malha original (50x100x100 células), um sub-domínio desta malha, composto por um reservatório único, totalmente conectado, com as dimensões de células também originais (50x100x47 células para as sementes 5432 e 2277 e 50x100x46 células para a semente 1144), duas malhas com a diminuição do número de blocos na horizontal (25x50x47/46 células e 10x20x47/46 células), duas malhas com a diminuição do número de blocos na vertical (50x100x23 células e 50x100x8 células), uma malha com a diminuição do

número de blocos na vertical e na horizontal (25x50x8 células) e uma malha irregular, tipo escocesa, com 25x50x10 células, totalizando sete opções de malhas regulares e uma de malha irregular a serem analisadas.

As análises foram feitas através da comparação de volumes *in situ* de óleo, gás e água, das produções acumuladas de óleo, gás e água e da injeção acumulada de água e foram separadas em itens: Análise de Volumes *In Situ*, Análise de Produção de Óleo e Gás e Análise de Produção e Injeção de Água. Cada item foi subdividido em Introdução, Comparação com Dados Reais, Análise das Imagens Geradas por cada Semente, Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo e Efeito da Transferência de Escalas. A Tabela 5.1 expõe de forma sucinta as variáveis empregadas nas análises efetuadas.

Tabela 5.1 – Variáveis analisadas.

Imagens	1144 (P10), 5432 (P50), 2277 (P90).
Transferência de Escalas (malhas utilizadas)	50x100x100 (malha fina), 50x100x47/46 (malha fina), 25x50x47/46, 10x20x47/46, 50x100x23, 50x100x8, 25x50x8, 25x50x10i (malha irregular).
Funções Objetivo	VOIS, VGIS, VAIS, Np, Gp, Wp, Wi.

5.1 Análise dos Volumes *In Situ*

5.1.1 Introdução

A variação observada nos volume *in situ* para as diferentes sementes estudadas reflete a variação do volume poroso total do reservatório, ou seja, para imagens otimistas do reservatório (P90) os volumes *in situ* são maiores e vice-versa. Analisando-se separadamente cada método de cálculo de porosidade e as diferentes malhas de simulação, nota-se que as

variações observadas nos volumes *in situ* são mínimas, como se verá a seguir.

5.1.2 Comparação com Dados Reais

Comparando-se os dados obtidos em todas as simulações com os dados reais nota-se que o volume de óleo *in situ* real é muito menor do que os volumes obtidos em todas as simulações, inclusive naquelas realizadas para P10 (semente 1144) com métodos de cálculo de porosidade mais pessimistas como *phi krig12*.

A Tabela 5.2 mostra uma comparação do volume de óleo *in situ* do campo real com os dados obtidos através de simulações de fluxo para o sub-domínio obtido a partir da malha original de simulação (50x100x46/47 células) e várias sementes.

Tabela 5.2 – Volumes de Óleo *In Situ* obtidos em simulações de fluxo e para o caso real (malha 50x100x47/46).

	VOIS (Mm ³)		
Campo Real	1474		
VOIS (Mm ³)	P10 (1144)	P50 (5432)	P90 (2277)
Sub-domínio (phi krig12)	7256	8093	7903
Sub-domínio (phi sim)	7411	8677	8882
Sub-domínio (phi krig)	7522	8482	8265
Sub-domínio (phi cte)	8777	10146	9999

Pode-se ver que o reservatório simulado tem um volume pelo menos cerca de cinco vezes menor do que o volume obtido na simulação de fluxo.

Esta diferença pode ser atribuída a alguns fatores. Em primeiro lugar, deve-se considerar

que quando uma locação de um poço é dada, espera-se encontrar óleo ou gás e, portanto, esta locação está posicionada em um local otimista na área exploratória. Assim, quando se faz uma simulação de objetos condicionada a dados de poços, deve-se levar em consideração que a proporção de reservatórios num determinado intervalo pode ser otimista em relação à proporção global de reservatórios em todo o intervalo simulado.

Em segundo lugar, Santos [1998] mapeou todos os corpos turbidíticos presentes na área em estudo, inclusive aqueles com condições permo-porosas pouco favoráveis à produção de hidrocarbonetos. Isto significa que alguns corpos turbidíticos interpretados por Santos e que compõem os intervalos condicionantes dos 54 poços utilizados representam intervalos produtores de baixa qualidade. Quando se considerou a porosidade constante igual a 22% e respectivas permeabilidades também constantes, negligenciou-se o fato de vários corpos turbidíticos não terem as condições de reservatório favoráveis à produção de hidrocarbonetos. Tentou-se minimizar este fato através de estimativas de porosidade realizadas com base em dados de porosidade reais obtidos em perfis de campo. Para isso foram utilizados 25 poços e a porosidade foi calculada segundo os métodos acima citados. Houve uma diminuição significativa do volume de óleo *in situ*, mas não o suficiente para atingirem-se os patamares reais.

Essa diferença tão grande entre os dados reais e os simulados impossibilita a comparação entre a produção dos modelos construídos e simulados com o real. Nesse ponto seria recomendável rever o processo de geração de imagens pelo Petbool, o que não faz parte dos objetivos deste trabalho. Entretanto, como o objetivo aqui era o de fazer a simulação de fluxo das imagens geradas, o trabalho prosseguiu simulando-se vários casos com diferentes imagens, escalas e métodos de cálculo. A partir daí, passou-se a comparar as diversas imagens geradas através da modificação das malhas de simulação de fluxo, analisando-se o efeito da transferência de escalas nos resultados finais, assim como a influência dos diferentes métodos de cálculo de porosidade.

5.1.3 Análise da Imagem Gerada pela Semente 5432 (P50)

Os volumes *in situ* obtidos para a semente 5432 (P50) variam de acordo com o método de cálculo de porosidade e com as diferentes malhas de simulação. As tabelas com todos os resultados obtidos podem ser vistas no Anexo I.

5.1.3.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

O método de cálculo de porosidade mostrou substancial influência nos volumes *in situ* de óleo, gás e água, como se pode ver na Figura 5.1 para VOIS.

Nota-se que o volume de óleo *in situ* quando obtido pelo método de *phi cte* é sempre maior, para todas as malhas utilizadas. Da mesma forma, o método de *krig12* é o mais pessimista em todas as malhas. O mesmo ocorre com o volume de gás *in situ* e o volume de água *in situ*.

A Figura 5.2 mostra que, entre o caso mais otimista (*phi cte*) e o mais pessimista (*phi krig12*), a variação percentual do volume de óleo *in situ* chega a pouco mais de 20%. Os gráficos que expõem as variações percentuais para os volumes de gás e água *in situ* seguem a mesma tendência. O volume de água *in situ* atinge diferenças de até 30% para a malha 50x100x100 e 25% nas demais malhas.

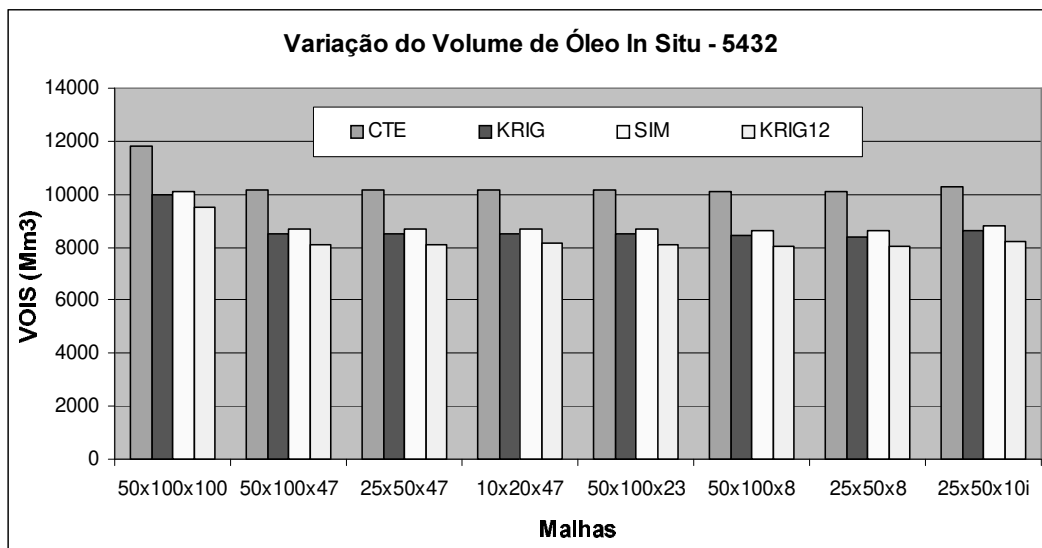


Figura 5.1 – Volume de óleo *in situ* em relação aos diversos métodos de cálculo de porosidade.

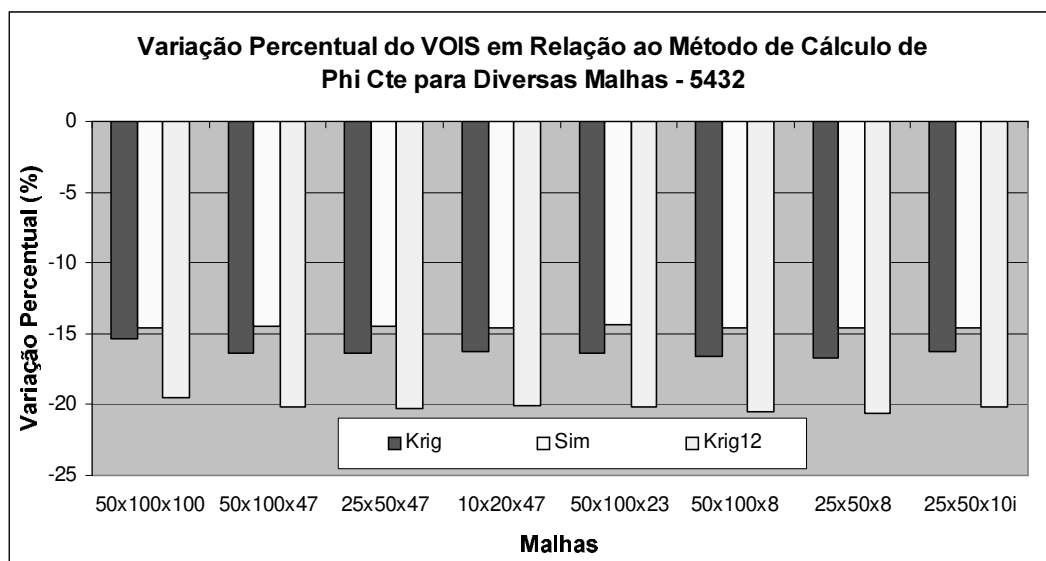


Figura 5.2 – Variação do volume de óleo *in situ* em relação ao método de cálculo de porosidade *phi cte* para as diferentes malhas estudadas.

5.1.3.2 Efeito da Transferência de Escalas

O efeito da transferência de escalas nos volumes *in situ* de óleo, gás e água já se mostra

bem pouco influente como se pode ver na Figura 5.3.

Nota-se neste caso que, com exceção da malha 50x100x100 que compreende todos os reservatórios simulados, para todas as outras malhas a variação do volume de óleo *in situ* é mínima. O mesmo ocorre para os volumes de gás e água *in situ*. Pode-se observar nas Figuras 5.3 e 5.4 que para a malha 25x50x10i os volumes de fluidos *in situ* apresentam as maiores alterações. Isso se deve ao fato de que, devido à distribuição das camadas de espessura irregular, houve uma ligeira alteração no cálculo dos volumes *in situ* devido ao posicionamento irregular do contato óleo/água, ocasionando um aumento do VOIS e uma diminuição do VAIS, na mesma proporção (Figura 5.4).

A variação percentual dos volumes *in situ* em relação à malha original (50x100x47) mostra-se muito pequena, abaixo de 1,5%, com o mesmo comportamento para os quatro métodos de cálculo (*phi cte*, *krig*, *sim* e *krig12*), como se pode ver na Figura 5.4.

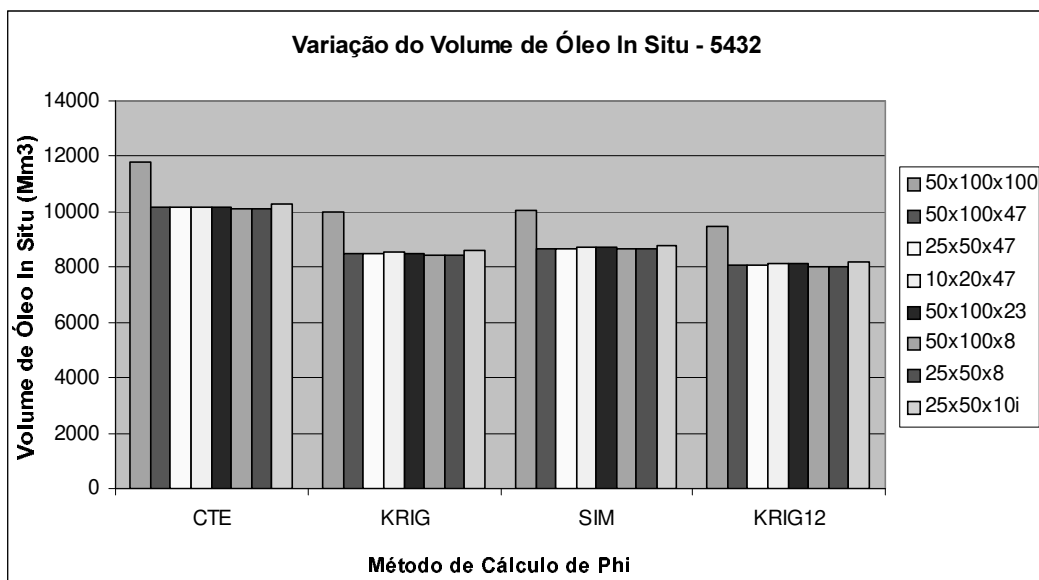


Figura 5.3 – Volume de óleo *in situ* para as diferentes malhas utilizadas nas simulações de fluxo.

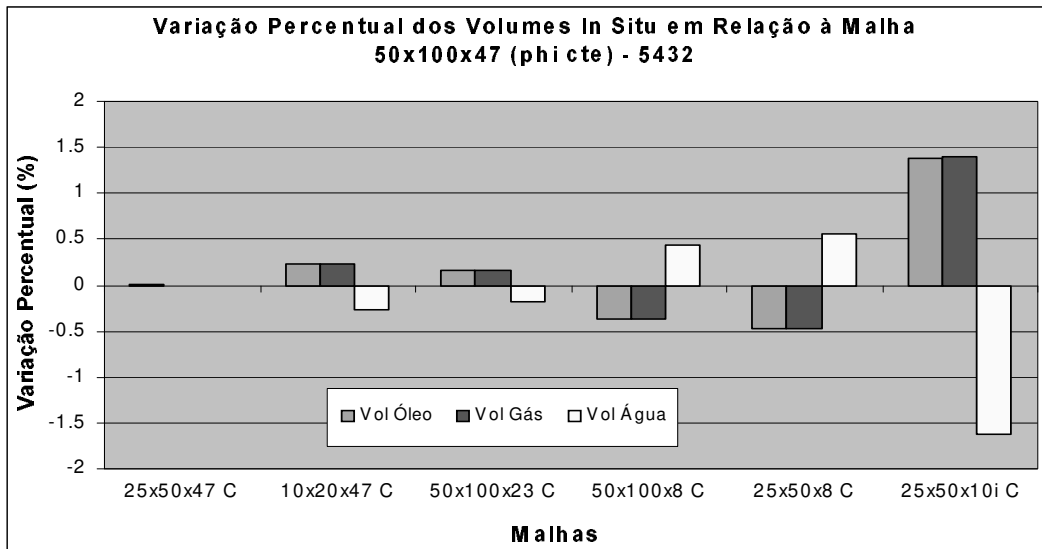


Figura 5.4 – Variação dos volumes *in situ* em relação à malha de simulação para o método de cálculo de porosidade *phi cte*.

Para os demais métodos de cálculo de porosidade, o comportamento do gráfico mostra-se bastante semelhante à Figura 5.4. Apesar da variação ser muito pequena, é possível notar que o volume de água *in situ* é o que apresenta maiores variações relativas.

5.1.4 Análise da Imagem Gerada pela Semente 1144 (P10)

Os volumes *in situ* obtidos para a semente 1144 (P10) também variam de acordo com o método de cálculo de porosidade e com as diferentes malhas de simulação como para a semente 5432 (P50). As tabelas com todos os resultados obtidos podem ser vistas no Anexo I. A seguir, vê-se a Figura 5.5 que compara os volumes *in situ* obtidos para as sementes 5432 (P50) e 1144 (P10) para o método de cálculo de porosidade de *phi cte*.

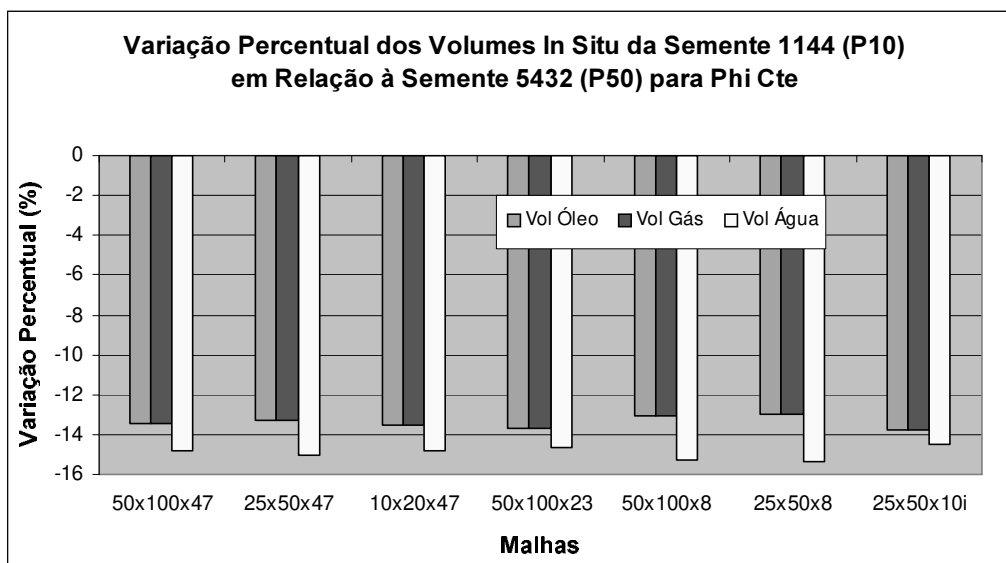


Figura 5.5 – Volumes *in situ* de óleo, gás e água em relação à semente, para o método de cálculo *phi cte*.

Nota-se que, para o caso de *phi cte*, a maior variação se dá para o volume *in situ* de água não ultrapassando, entretanto 15,5%. Em todos os casos, a variação é negativa, uma vez que o volume poroso do reservatório da semente 1144 é menor do que o da semente 5432. Para a malha 25x50x10i pode-se ver que o volume *in situ* de água também é maior que o de óleo e gás, como para as malhas regulares, porém a diferença entre esses volumes é menor.

Para os outros métodos de cálculo de porosidade, o comportamento é semelhante com exceção do método *phi sim*, onde a variação do volume *in situ* de água cai em relação aos volumes *in situ* de óleo e gás, como se pode ver na Figura 5.6. De qualquer forma, as variações percentuais não ultrapassam 16%.

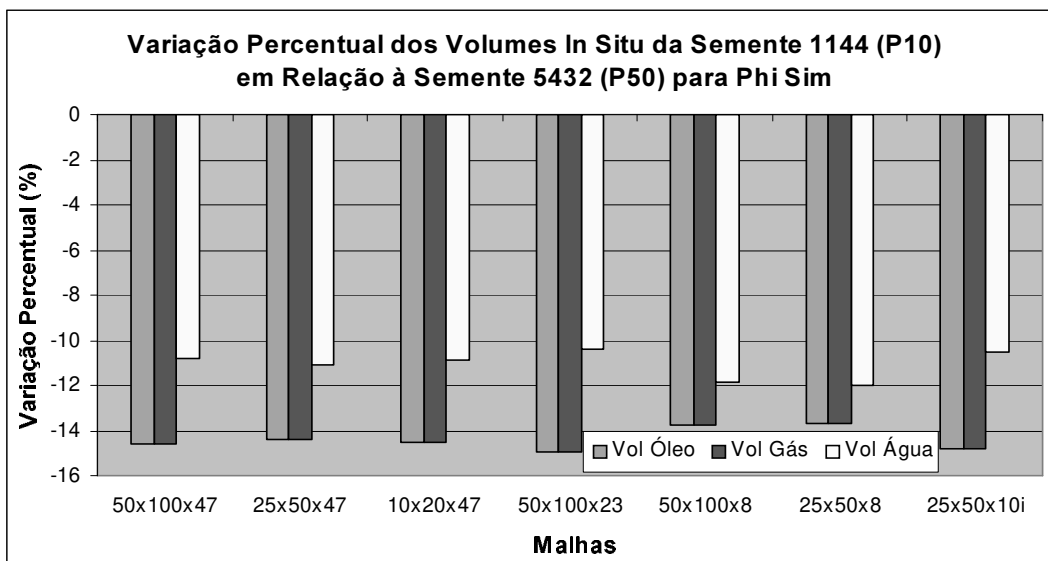


Figura 5.6 – Variação dos volumes *in situ* de óleo, gás e água para a semente 1144 em relação à semente 5432.

5.1.4.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Para esta semente, os volumes *in situ* também apresentam uma variação significativa em relação ao método de cálculo de porosidade, onde o método mais otimista mostrou-se ser o de *phi cte* e o mais pessimista o *phi krig12*, para todas as malhas. A seguir pode-se ver o gráfico que mostra a variação do volume de óleo *in situ* para os diferentes métodos de cálculo de porosidade (Figura 5.7).

O comportamento do volume de gás *in situ* é bastante semelhante ao do óleo. Para o volume *in situ* de água, o método de *phi sim* é ligeiramente mais otimista que *phi krig* para todas as malhas de simulação.

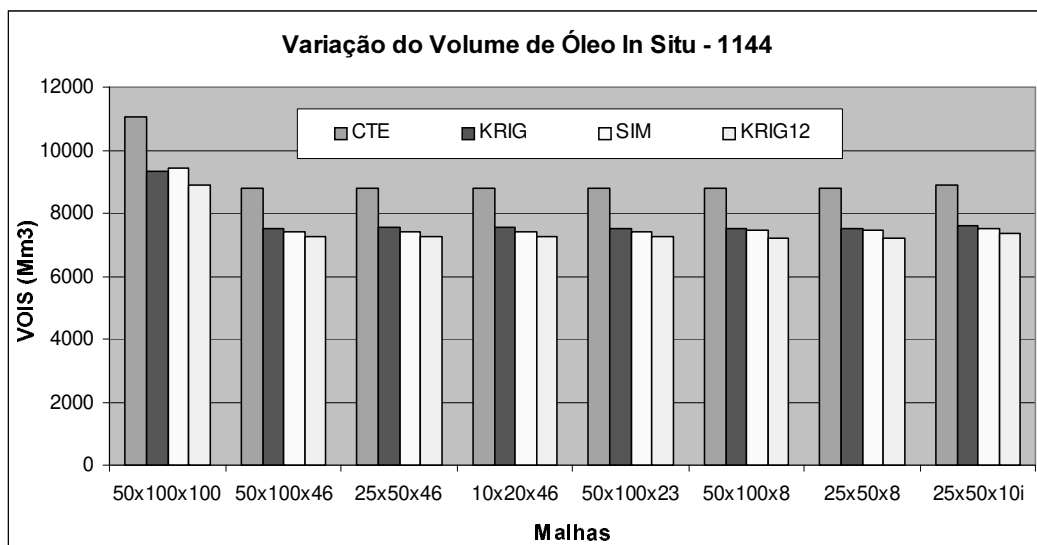


Figura 5.7 - Volume de óleo *in situ* em relação aos diversos métodos de cálculo de porosidade.

A Figura 5.8 mostra a variação percentual entre os diversos métodos de cálculo de porosidade tendo como base o método de *phi cte*. Nota-se que a diferença entre o método de *phi cte* e *phi krig12* no volume de óleo *in situ* fica próximo dos 20%. O volume de gás *in situ* segue esta mesma tendência ao passo que para o volume de água a diferença entre o método *phi cte* e o *phi krig12* ultrapassa os 25% para todas as malhas de simulação.

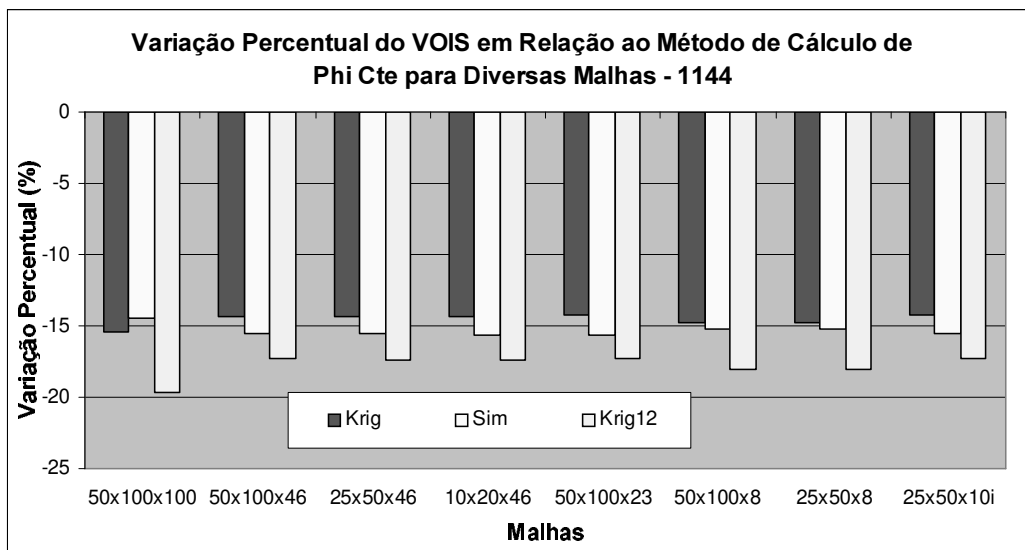


Figura 5.8 – Variação do volume de óleo *in situ* para os diferentes métodos de cálculo de porosidade em relação à *phi cte*, para as várias malhas de simulação.

5.1.4.2 Efeito da Transferência de Escalas

A transferência de escalas pouco afeta os volumes *in situ* de óleo, gás e água para a semente 1144, como mostram os gráficos das Figuras 5.9 e 5.10, que expõem a variação do volume *in situ* de óleo para as várias malhas analisadas. Isso mostra que o método de transferência utilizado (média aritmética, para porosidade) é bastante adequado no cálculo de volumes.

Nota-se que a variação percentual é mínima para todas as malhas, mas a malha que mostra menor variação é a 50x100x23 e a que mostra maior variação é a malha irregular (25x50x10i), o que mesmo assim é uma variação pequena, abaixo de 1,5%, e ocorre pelo mesmo motivo já exposto no Item 5.1.3.2. Isso ocorre para todos os métodos de cálculo de porosidade.

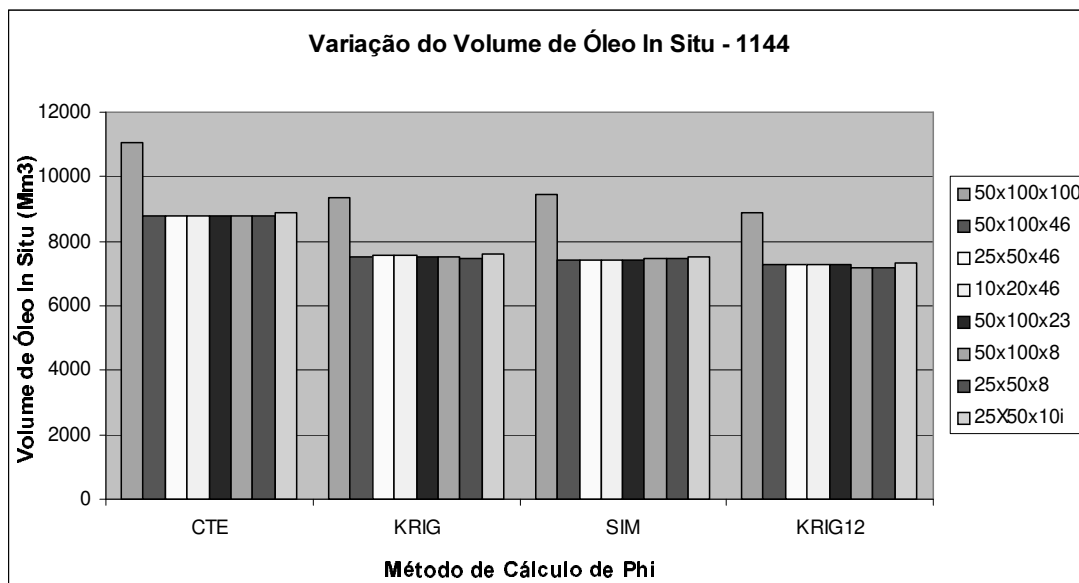


Figura 5.9 – Volume de óleo *in situ* para as diferentes malhas utilizadas nas simulações de fluxo.

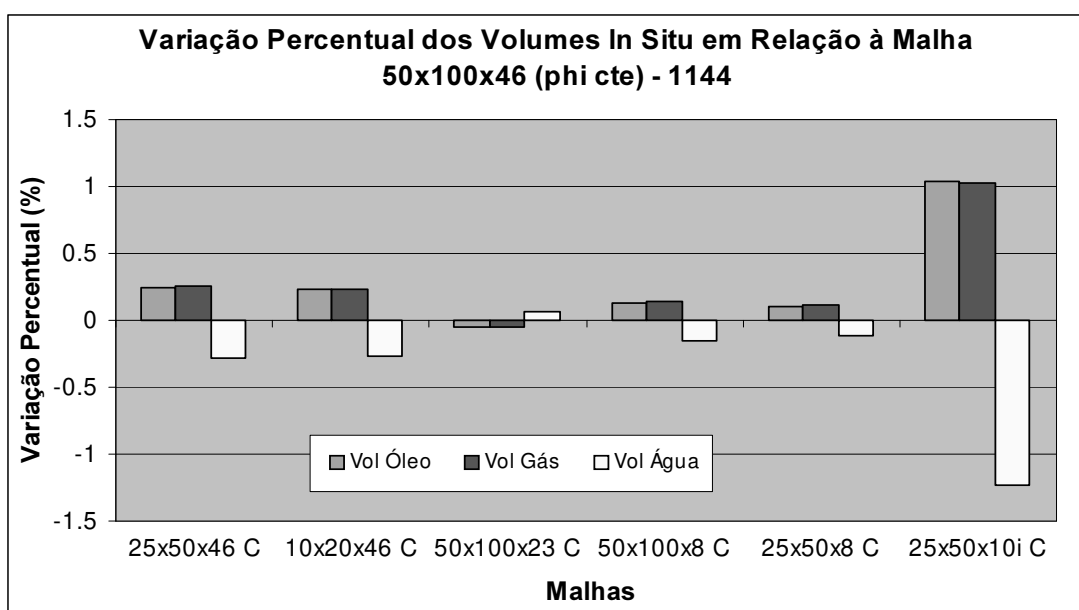


Figura 5.10 – Variação dos volumes *in situ* em relação à malha 50x100x46 para o método de cálculo de porosidade constante.

5.1.5 Análise da Imagem Gerada pela Semente 2277 (P90)

Os volumes *in situ* obtidos nas simulações de fluxo para a semente 2277 (P90) variam de acordo com o método de cálculo de porosidade e com as diferentes malhas de simulação, como ocorre para as demais sementes. As tabelas com todos os resultados obtidos podem ser vistas no Anexo I. As Figuras 5.11 e 5.12 comparam os volumes *in situ* de óleo e água entre as sementes estudadas para o método de cálculo de porosidade de *phi cte*.

O comportamento da variação do volume de gás *in situ* acompanha a variação do volume de óleo *in situ* para este método de cálculo. O mesmo não ocorre com o volume de água *in situ* que mostra uma variação positiva para a semente 2277 (P90). Na verdade esperaria-se uma variação positiva também para os volumes de óleo e gás *in situ*, mas estes gráficos demonstram que o maior volume poroso gerado para a semente 2277 (P90) foi abaixo do contato óleo/água. Observa-se também que para a semente 2277 houve uma diminuição do volume poroso com hidrocarbonetos, apesar do volume poroso total ser o maior em relação às demais sementes analisadas. Este comportamento pode variar com o método de cálculo de porosidade, como se verá mais adiante.

É importante salientar que, com base nestes dados, este comportamento pode também variar se optar-se por uma semente que represente P(89) ou P(91), por exemplo, uma vez que para uma variação na semente podem-se gerar mais reservatórios na zona de óleo em relação à zona de água.

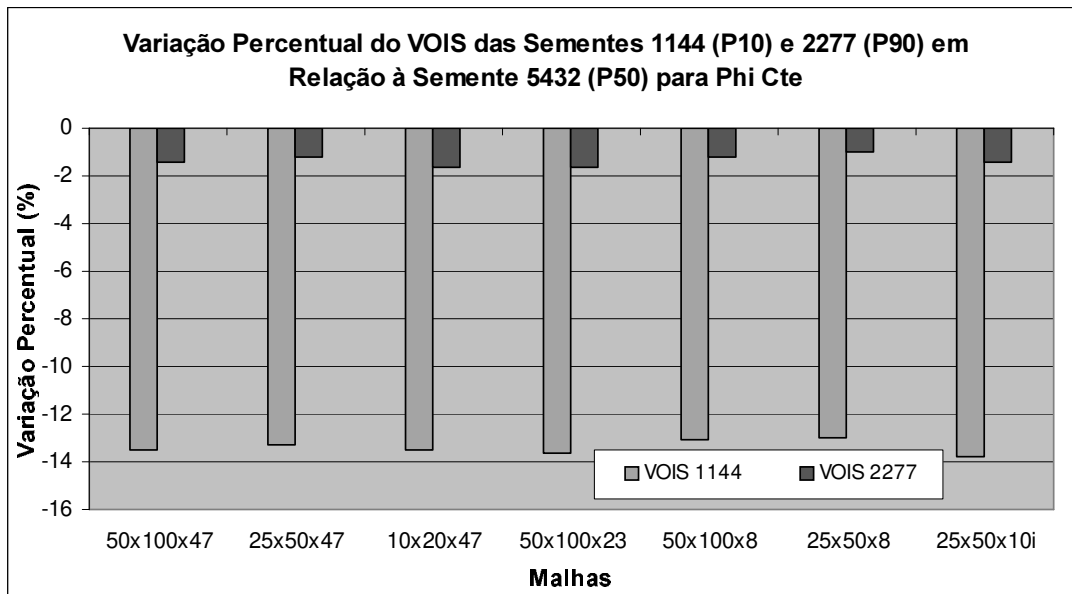


Figura 5.11 – Volumes *in situ* de óleo para as três sementes estudadas e método de cálculo de porosidade *phi cte*.

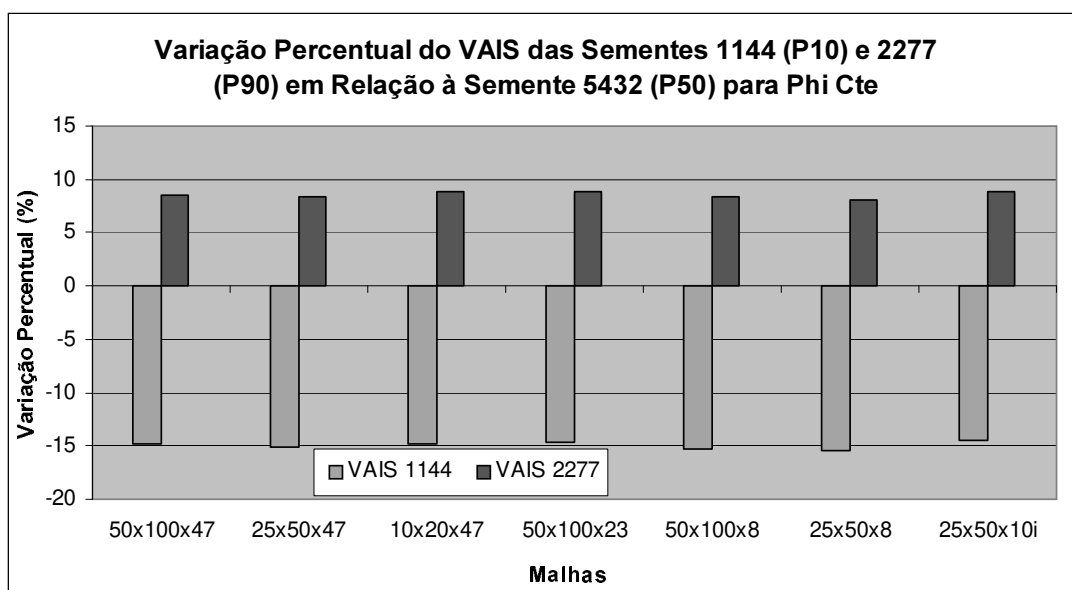


Figura 5.12 – Volumes *in situ* de água para as três sementes estudadas e método de cálculo de porosidade *phi cte*.

A mesma tendência ocorre com os métodos de cálculo de *phi krig* e *phi krig12*.

Entretanto, para o método *phi sim*, a variação dos volumes *in situ* de óleo, gás e água é positiva, mostrando que neste caso, o método de cálculo de porosidade tem uma grande importância para o cálculo da reserva de hidrocarbonetos (Figura 5.13).

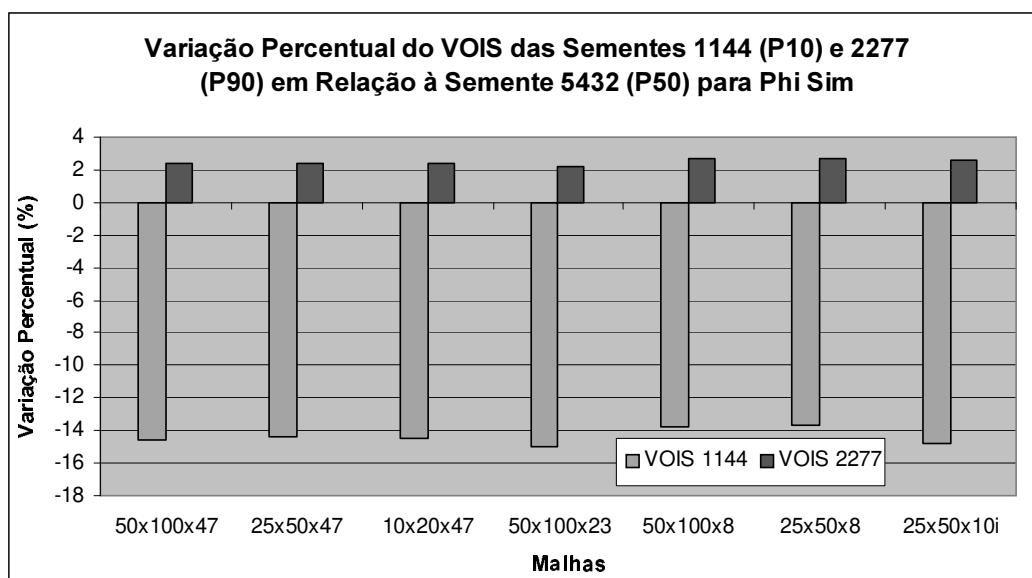


Figura 5.13 – Variação dos volumes de óleo *in situ* obtidos pelas sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432 para diferentes malhas de simulação.

5.1.5.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Para a semente 2277 (P90) os métodos de cálculo de porosidade revelam evidentes diferenças nos volumes de óleo, gás e água *in situ*, como ocorre com as demais sementes analisadas. Esta variação fica mais clara com a análise do gráfico exposto na Figura 5.14 para VOIS. Os dados relativos aos volumes de gás e água *in situ* mostram comportamento semelhante ao VOIS.

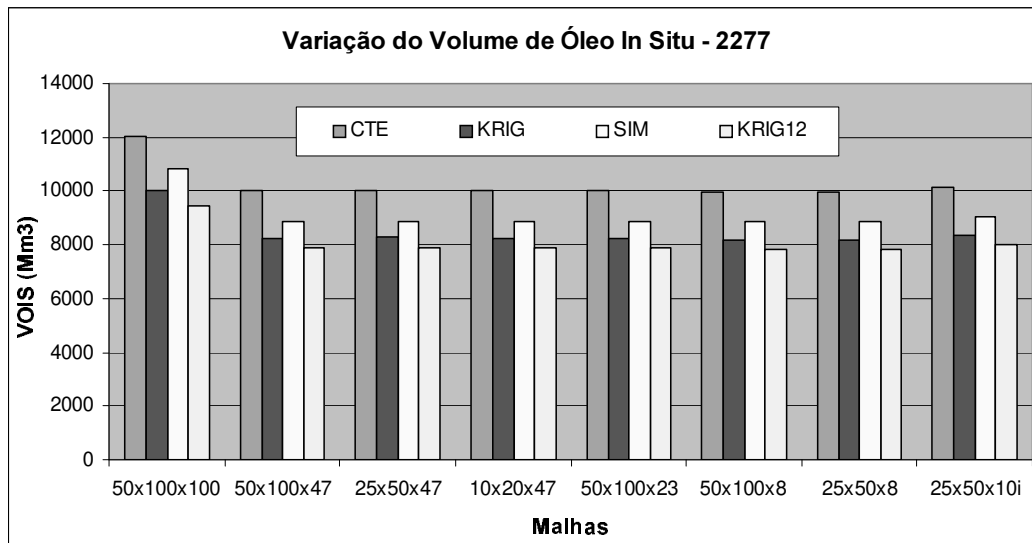


Figura 5.14 – Volume de óleo *in situ* para os diferentes métodos de cálculo de porosidade em diferentes malhas de simulação.

Nota-se que, para todas as malhas de simulação, a tendência do comportamento do volume de óleo *in situ* é a mesma, variando apenas a ordem de grandeza dos valores obtidos para a malha 50x100x100.

Da mesma forma, o gráfico da Figura 5.15 mostra a variação percentual do volume de óleo *in situ* para esta semente. Como para as outras sementes, o método mais pessimista é o *krig12* e o mais otimista é o método de *phi cte*, seguido por *phi sim*. A diferença percentual entre os dois extremos ultrapassa os 20% para todas as malhas de simulação.

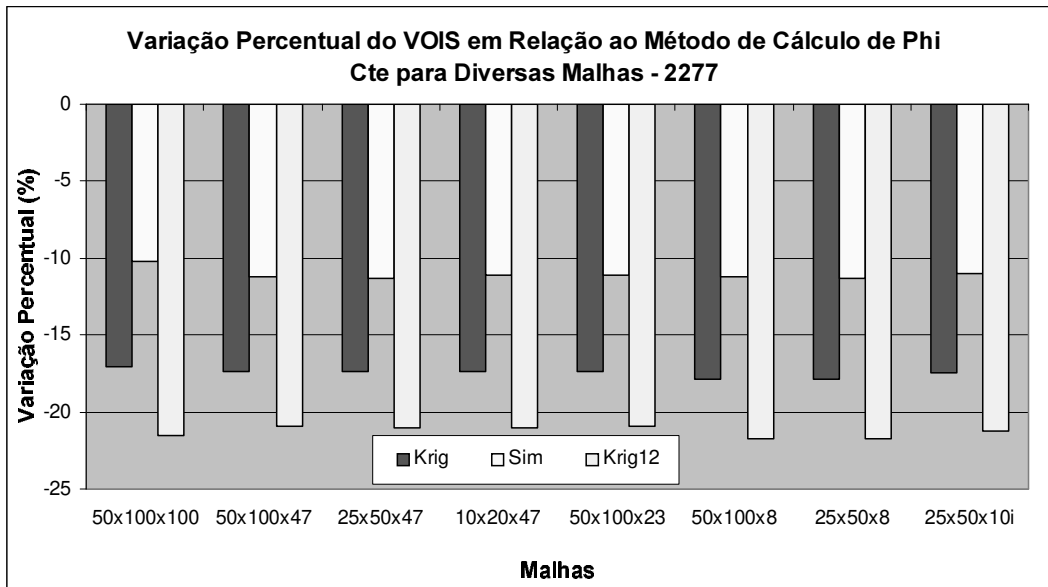


Figura 5.15 – Variação do volume de óleo *in situ* para os diferentes métodos de cálculo da porosidade em relação ao método *phi cte*, para todas as malhas simuladas.

5.1.5.2 Efeito da Transferência de Escalas

Como nos casos anteriores, para a semente 2277, a transferência de escalas pouco afeta os volumes *in situ* analisados em diversas malhas de simulação, como se pode ver na Figura 5.16.

Pelo gráfico pode-se ver que somente para a malha 50x100x100 há uma alteração significativa do volume de óleo *in situ* por motivos já citados. Para as demais malhas, as alterações de volume são mínimas. A ligeira diferença observada para a malha 25x50x10i ocorre pelo mesmo motivo exposto no Item 5.1.3.2. O mesmo ocorre com os volumes de gás e água *in situ*.

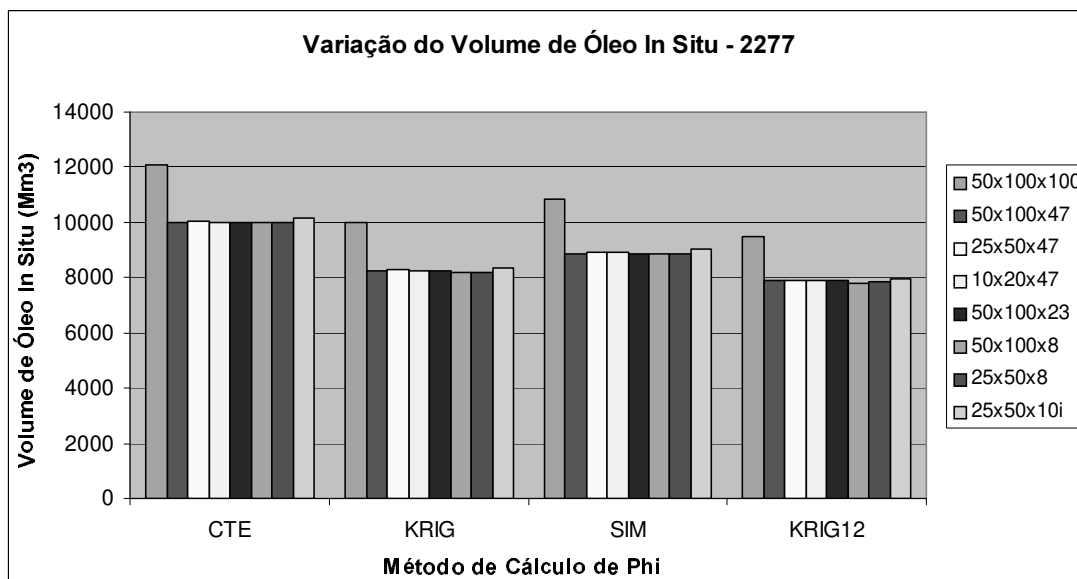


Figura 5.16 – Volume de óleo *in situ* para diferentes malhas de simulação de fluxo e diferentes métodos de cálculo de porosidade.

A Figura 5.17 a seguir ilustra a variação percentual dos volumes *in situ* em relação à malha 50x100x47 para o método de cálculo de porosidade *krig12*. Para todos os métodos de cálculo as variações estão abaixo de 1,5%. As maiores variações são encontradas para as malhas mais grossas na vertical, ou seja, 50x100x8, 25x50x8 e 25x50x10i. Nota-se que a malha 25x50x10i apresenta comportamento inverso em relação às demais.

Nota-se uma pequena diferença nos volumes *in situ* entre as malhas 50x100x8 e 25x50x8. Há uma maior variação negativa nos volumes de óleo e gás *in situ* e positiva no volume de água *in situ* para a malha 50x100x8 em relação à malha 25x50x8. Isso pode ser atribuído, possivelmente, às diferenças provocadas pela transferência de escalas já que esta possibilita o posicionamento de blocos de maior volume nas zonas de óleo ou água, dependendo do caso.

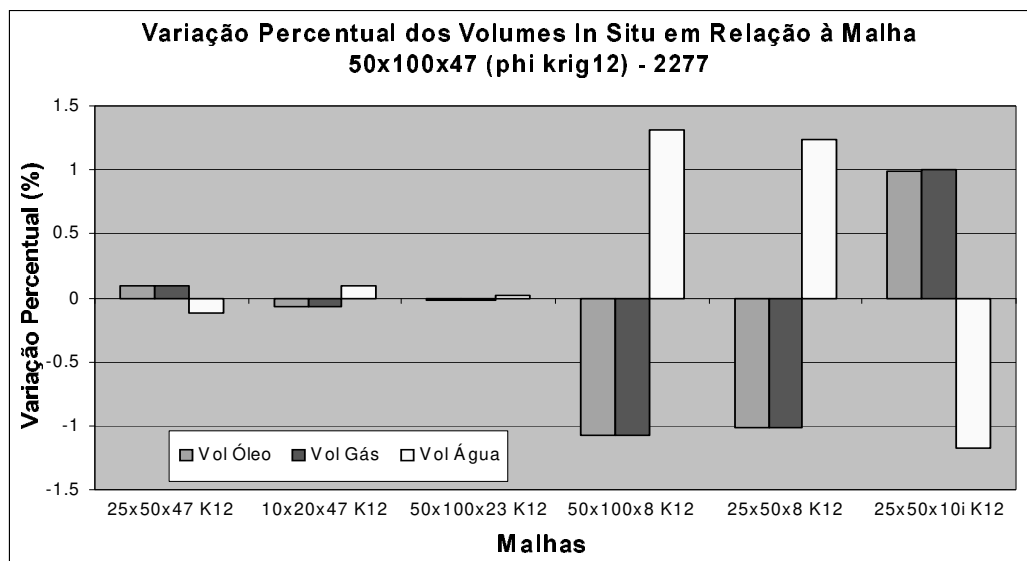


Figura 5.17 – Variação dos volumes *in situ* em relação à malha 50x100x47 para o método de cálculo de porosidade *phi krig12*.

5.1.6 Discussões

De um modo geral, pôde-se notar, como era de se esperar, que os volumes *in situ* são afetados pelas sementes e os métodos de cálculo de porosidade e pouco se alteram para as diversas malhas de simulação de fluxo.

Há um bom exemplo de como o método de cálculo de porosidade pode modificar os volumes obtidos. É o caso do reservatório gerado para a semente 2277 com porosidade calculada por simulação estocástica que mostrou uma variação de volumes de hidrocarbonetos positiva em relação ao reservatório gerado pela semente 5432, ao contrário dos outros métodos de cálculo que mostraram variação percentual do volume de hidrocarbonetos negativa.

É importante salientar que a transferência de escalas também pode alterar sutilmente o volume de fluidos *in situ*, como ocorrido para a malha 25x50x10i, onde houve uma diminuição da ordem de 1,5% no VOIS e um aumento dessa mesma ordem no VAIS, como

explicado no Item 5.1.3.2.

No cálculo dos volumes *in situ* nota-se que as maiores variações ocorreram em relação ao método de cálculo de porosidade, variando de 17% a 21%. Mantendo-se o método de cálculo constante e variando-se as imagens, observam-se menores variações nos volumes *in situ*, indo de 11% a 17%. É curioso notar que, entre o menor valor de VOIS (semente 1144, *phi krig*) e o maior (semente 5432, *phi cte*) a variação é de 28%. Se o valor de *phi cte* for excluído (já que se sabe ser este um método de cálculo de porosidade longe do ideal) esta variação cai para 14%.

Pode-se dizer que as variações no método de cálculo de porosidade e nas imagens trabalhadas refletem significativamente as incertezas do modelo, neste caso. Talvez a análise de um maior número de imagens do reservatório ou um maior número de simulações estocásticas da porosidade poderiam alterar os resultados obtidos, mas acredita-se, não de forma significativa a ponto de modificar as conclusões observadas.

5.2 Análise de Produção de Óleo e Gás

5.2.1 Introdução

O objetivo dessa seção é mostrar o comportamento das produções de óleo e gás para todos os casos analisados. A produção de água estará sendo analisada separadamente, pois tem um comportamento distinto.

Como era esperado, a variação dos resultados de produção obtidos através do simulador de fluxo é bem maior do que a observada nos volumes *in situ*, tanto com a mudança do reservatório (semente), quanto com a variação do método de cálculo de porosidade e das malhas utilizadas.

5.2.2 Comparação com Dados Reais

Os volumes de óleo e gás produzidos no simulador de fluxo até março de 2001 são superiores aos valores obtidos no campo real como se pode ver na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Produções acumuladas de óleo e gás obtidas no campo real e nas simulações de fluxo em Mm^3 e MMm^3 , respectivamente (malha 50x100x46/47).

	Np	Gp				
Campo Real	560	61				
	Np 1144	Gp 1144	Np 5432	Gp 5432	Np 2277	Gp 2277
Sub-domínio (phi cte)	1208	303	1477	360	1510	352
Sub-domínio (phi krig)	1088	260	1232	300	1230	281
Sub-domínio (phi sim)	1081	238	1437	283	1520	318
Sub-domínio (phi krig12)	1045	252	1184	290	1170	270

Os dados expostos na Tabela 5.3 pertencem ao sub-domínio da malha fina de dimensões 50x100x47/46 e foram selecionados para comparação por esperar-se que a malha fina forneça dados mais próximos dos reais. Nota-se que a semente 1144 (P10) fornece valores de produção mais baixos, em comparação com as sementes 5432 (P50) e 2277 (P90).

Comparando-se o valor mais pessimista fornecido pelo método *phi krig12* (1144) com o valor real, a produção de óleo acumulada ainda está 86,8% mais alta que a real e a produção de gás acumulada está 389% (*phi sim*, 1144) acima da real.

Apesar de serem adotadas condições operacionais dos poços condizentes com os reais na simulação de fluxo, não se esperava que os dados de produção fossem muito próximos dos reais, uma vez que o volume poroso dos reservatórios simulados era muito maior que o

volume poroso do reservatório real. Ainda assim, nota-se que, apesar do volume de óleo *in situ* obtido nas simulações ser aproximadamente cinco vezes o volume de óleo *in situ* real, a produção de óleo acumulada das simulações não chega a ser duas vezes maior que a real, para a mesma semente e método de cálculo de porosidade. Essa diferença deve-se, provavelmente, ao fato do reservatório simulado não representar bem o reservatório real.

Já em relação ao gás, este mostra uma produção acumulada de quatro a seis vezes maior que a real. Provavelmente, isto se deve ao fato de que, como os reservatórios gerados pelas imagens apresentam um volume poroso bem maior que o real e, mantidas as condições de operação dos poços próximas às reais, a pressão no reservatório cai mais rapidamente do que seria o esperado, gerando uma maior quantidade de gás.

Pode-se explicar a maior diferença observada nas variações dos volumes de óleo *in situ* em relação às menores variações obtidas nos valores de produção acumulada de óleo pelo fato de que foram mantidas as condições de operação dos poços produtores e injetores próximas das reais. Para um reservatório cujo volume de óleo *in situ* fosse semelhante ao obtido nas simulações, as condições de produção e injeção dos poços deveriam ser mais adequadas para se obter um maior fator de recuperação (maior taxa de injeção de água, por exemplo). Mais adiante, será visto que o volume acumulado de água injetada em relação ao volume do reservatório foi pequeno, diminuindo a recuperação de hidrocarbonetos.

As tabelas completas, com os dados de produção acumulada de óleo e gás para todas as sementes e todas as malhas de simulação, podem ser vistas no Anexo I.

5.2.3 Análise da Imagem Gerada pela Semente 5432 (P50)

Os valores obtidos de produção acumulada de óleo e gás (N_p e G_p) através de simulações de fluxo para o reservatório gerado pela semente 5432 (P10) apresentam uma variação significativa quando se varia o método de cálculo de porosidade e as malhas de

simulação, como se verá a seguir.

5.2.3.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Pela Figura 5.18 nota-se que ocorre uma variação significativa com a variação dos diversos métodos de cálculo de porosidade em valores absolutos para todas as malhas utilizadas, onde os métodos de cálculo de porosidade *phi cte* e *phi sim* são sempre mais otimistas, com exceção da malha 10x20x47, onde *phi sim* é o método mais pessimista. Em relação à produção acumulada de gás, o método *phi sim* se compara aos métodos *phi krig* e *phi krig12* (Figura 5.19).

Os dados obtidos para produção acumulada de óleo mostram-se compatíveis com os resultados obtidos nos volumes de óleo *in situ*, ou seja, o método de cálculo *phi cte* é o mais otimista na análise de ambos os parâmetros, seguido pelos métodos *phi sim*, *phi krig* e por último pelo método *phi krig12*, com exceção da malha 10x20x47, como já foi dito. Entretanto, na análise de Np nota-se que os valores obtidos para *phi sim* são próximos daqueles obtidos para *phi cte* ao passo que na análise de VOIS, os valores obtidos para *phi sim* são mais próximos daqueles obtidos pelos métodos de krigagem, ou seja, para o método *phi sim* a produção de óleo é maior em relação ao volume *in situ*, mostrando claramente a influência do método de cálculo no fator de recuperação do óleo, que está entre 14% e 15% para os métodos *phi cte*, *phi krig* e *phi krig12*, e igual a 17% para o método *phi sim*, como mostra a Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Fator de recuperação para os diversos métodos de cálculo de porosidade (malha 50x100x47).

	<i>Phi cte</i>	<i>Phi krig</i>	<i>Phi sim</i>	<i>Phi krig12</i>
Fator de Recuperação (%)	15	14	17	15

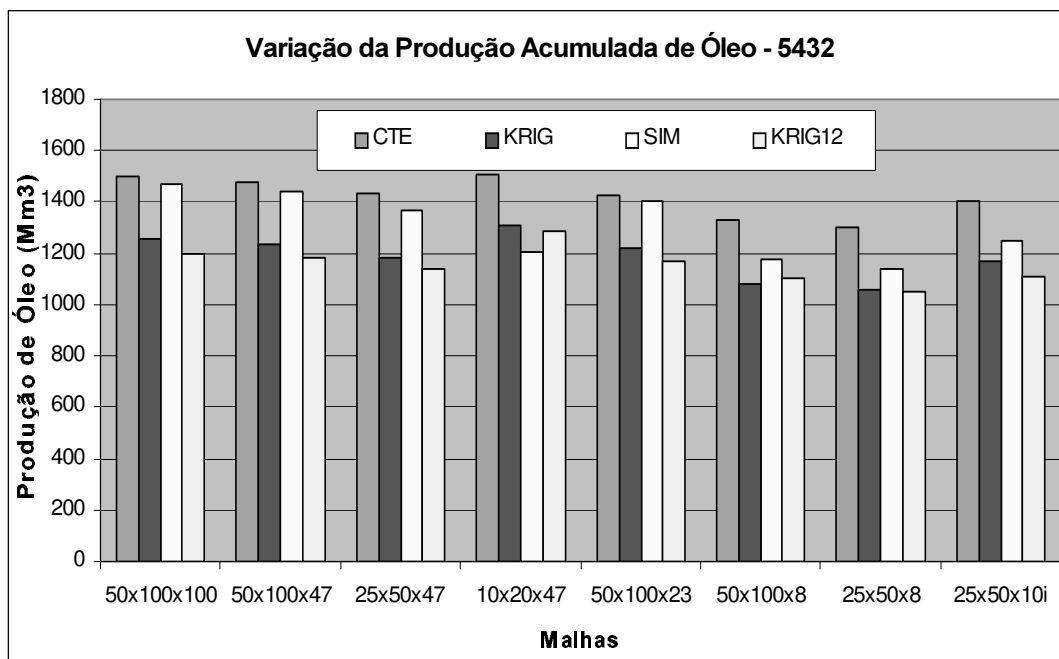


Figura 5.18 – Produção acumulada de óleo.

Observando-se a Figura 5.19, nota-se que para a malha 10x20x47 as variações de G_p em relação ao método de cálculo de porosidade não são muito grandes. As demais malhas apresentam variações até maiores. Entretanto, a malha 10x20x47 mostra menores valores absolutos de G_p em relação às demais malhas. Esta diferença será mais bem explicada no Item a seguir, sobre os efeitos da transferência de escala nas simulações de fluxo.

Em ambos os casos o método de *phi cte* mostra maior produção acumulada de óleo e gás por não representar as variações observadas na porosidade e permeabilidade do reservatório, com exceção da malha 10x20x47, onde a produção acumulada de gás obtida pelo método *phi krig12* (geralmente mais pessimista) é maior do que o G_p obtido pelo método *phi cte*.

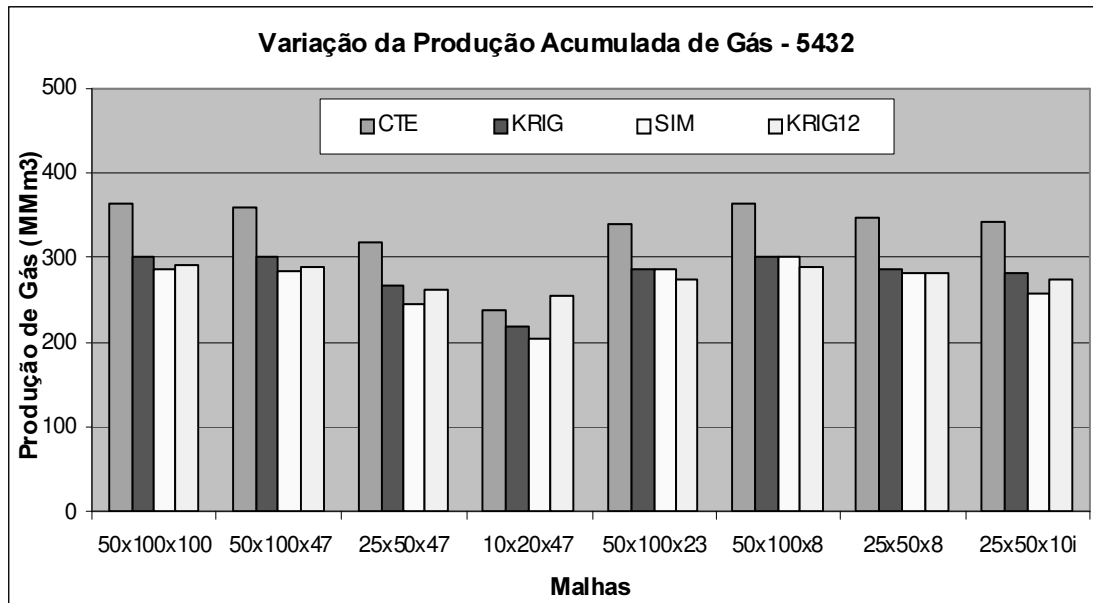


Figura 5.19 – Variação da produção acumulada de gás.

Para o método *phi sim*, nota-se que ocorre uma maior produção de óleo e uma menor produção de gás em relação aos métodos de krigagem. Isso porque, provavelmente neste método, a pressão do reservatório se mantém mais alta a partir de 1990 (quando se inicia a injeção de água), como ocorre com a malha 25x50x10i.

O esperado seria obter-se resultados mais otimistas com o método *phi cte*, o que ocorreu e resultados mais pessimistas com o método *phi krig12*, o que também foi observado. Isso porque o método *phi cte* não representa as variações de porosidade e permeabilidade do reservatório, otimizando os resultados e o método *phi krig12* foi calculado eliminando-se reservatórios onde a porosidade estivesse abaixo de 12%, diminuindo assim o volume poroso do reservatório.

Os gráficos exibidos nas Figuras 5.20 e 5.21 mostram que a variação nos valores de N_p e G_p é bem maior percentualmente do que para os valores de volume de óleo e gás *in situ*. Enquanto que para estes últimos as variações percentuais oscilam em torno de 1%, aqui as

variações percentuais atingem 20% ou mais, dependendo do caso.

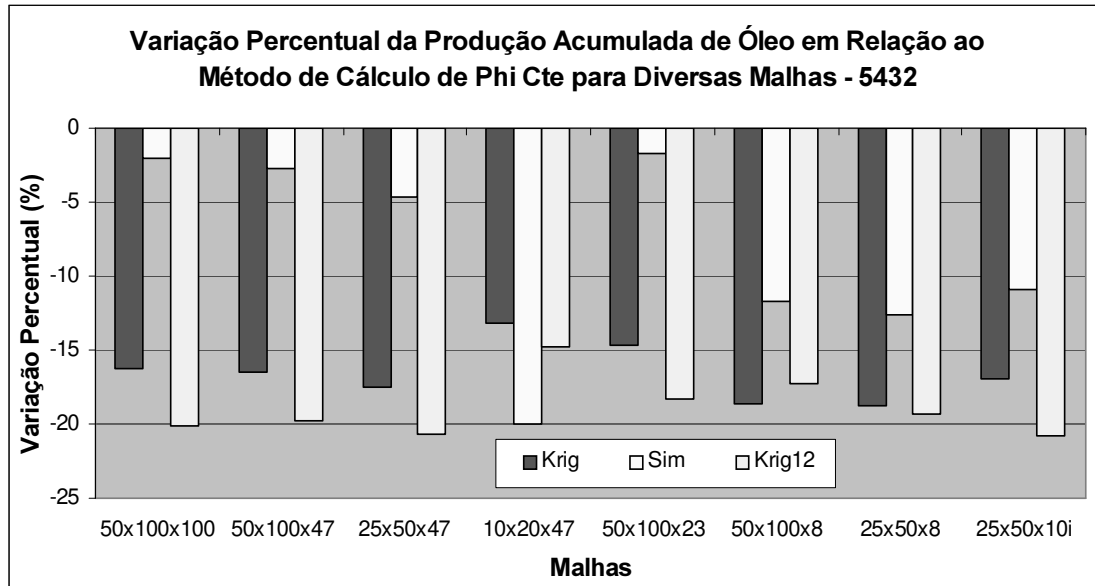


Figura 5.20 – Variação da produção acumulada de óleo em relação ao método de cálculo de ϕ_{cte} para as diversas malhas de simulação analisadas.

Comparando-se o desempenho dos métodos de ϕ_{krig} e ϕ_{krig12} observa-se que, com exceção da malha 50x100x8, o método de ϕ_{krig12} sempre mostra maior variação percentual, como era de se esperar já que o método ϕ_{krig12} tem-se mostrado na maioria das vezes o mais pessimista e o método ϕ_{cte} o mais otimista. Ambos os métodos de krigagem mostram um desempenho regular em todas as malhas de simulação. O mesmo não se pode dizer sobre o método de ϕ_{sim} que por ser um método de simulação estocástica mostra uma variação percentual grande (de 2% a 20%) e não tendenciosa para todas as malhas. Este caso revela a importância da distribuição espacial dos valores de porosidade e permeabilidades absolutas no reservatório. A maior variabilidade encontrada no método ϕ_{sim} será melhor discutida no Item 5.2.6.

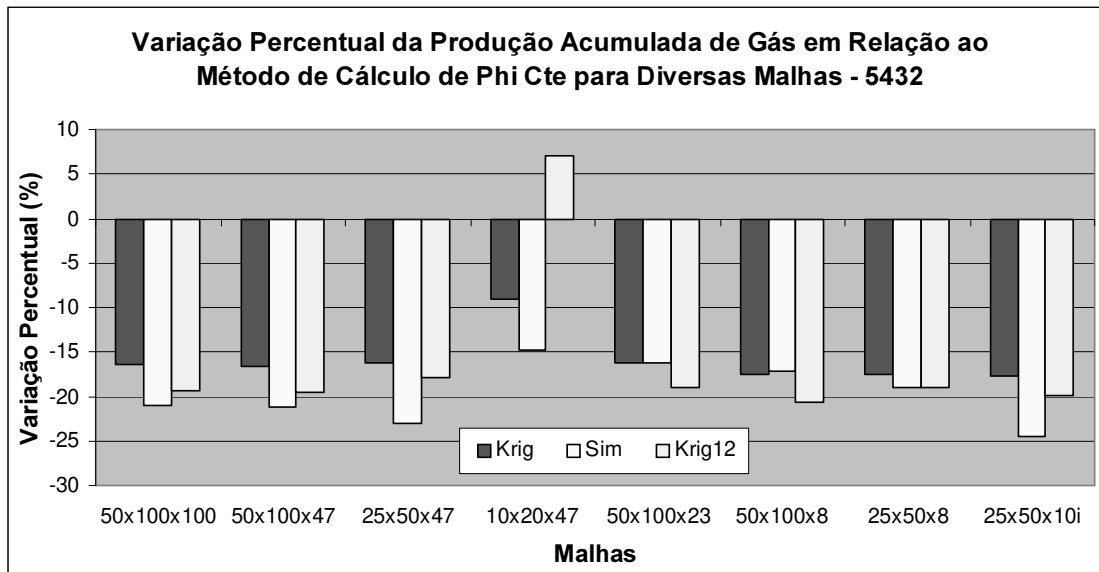


Figura 5.21 – Variação da produção acumulada de gás em relação ao método de cálculo de *phi cte* para as diversas malhas de simulação analisadas.

A produção acumulada de gás tem um comportamento um pouco diferente para a malha 10x20x47, onde para o método de *phi krig12*, a variação percentual em relação ao método *phi cte* é positiva, o que vai contra a tendência geral de que o método de *phi cte* é sempre o mais otimista em relação ao método *phi krig12*. A produção de gás é função de vários fatores e pode apresentar comportamento diferente da produção de óleo. Em alguns casos particulares esse comportamento será detalhado adiante.

Neste caso, o método *phi sim* tem uma menor variação percentual em relação à produção acumulada de óleo variando de pouco menos de 15% a quase 25%.

5.2.3.2 Efeito da Transferência de Escalas

A transferência de escalas também reflete maiores variações do que para os volumes de fluidos *in situ* como se pode ver na Figura 5.22 que mostra a variação da produção acumulada de óleo para as diversas malhas de simulação e diversos métodos de cálculo de porosidade em valores absolutos. Nota-se que as malhas finas (50x100x100 e 50x100x47) tendem a

apresentar maiores valores de produção acumulada de óleo, com algumas exceções. O método *phi krig12* é o que apresenta menor efeito da transferência de escalas ao passo que o método *phi sim* é o que apresenta maior efeito.

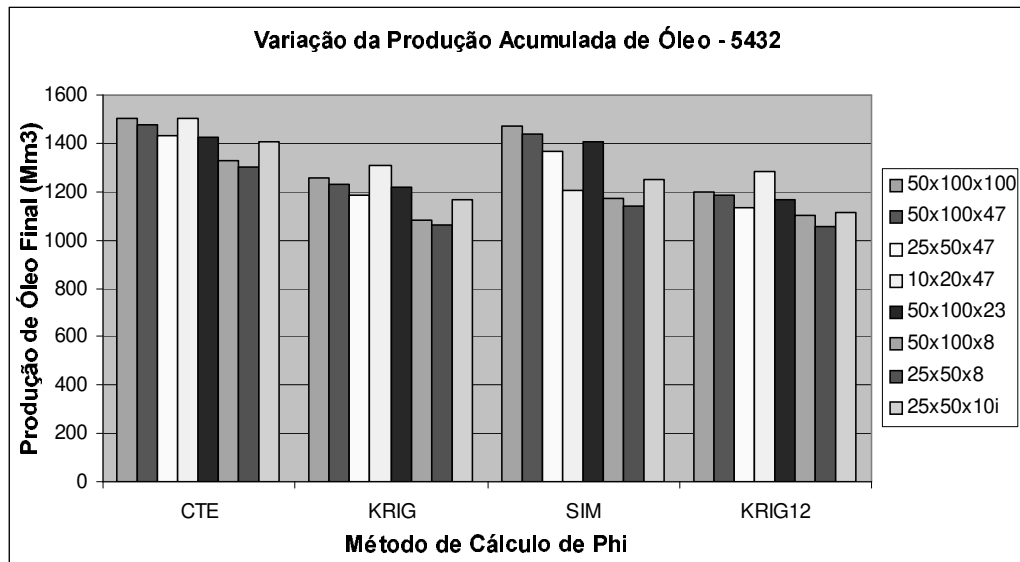


Figura 5.22 – Produção acumulada de óleo para a semente 5432 nas diversas malhas simuladas e para diferentes métodos de cálculo de porosidade.

Uma análise visual do gráfico da Figura 5.22 mostra uma tendência grosseira, para todos os métodos de cálculo de porosidade, da produção acumulada de óleo cair com a diminuição do número de blocos da malha de simulação, principalmente quando esta diminuição dá-se na vertical. Com a transferência de escalas, as porosidades e permeabilidades equivalentes são muito pequenas, dificultando o fluxo de fluidos ao passo que nas malhas mais finas os fluidos percorrem caminhos preferenciais que facilitam o fluxo e aumentam da produção.

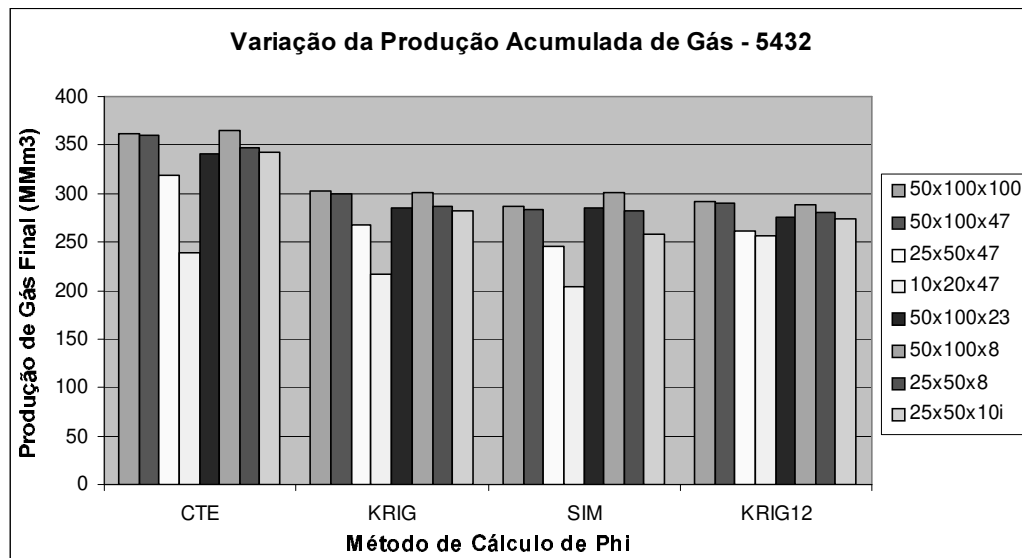


Figura 5.23 – Produção acumulada de gás para as diferentes malhas utilizadas e os diversos métodos de cálculo de porosidade.

O efeito da transferência de escalas é menor para esta semente do que o efeito causado pelo método de cálculo (com exceção do método *phi sim*). Em relação ao método de cálculo, o valor de N_p apresenta variações em torno de 20% ao passo que nas transferências de escalas esta variação está abaixo dos 20%, menos para *phi sim* que apresenta variação em torno de 22%. Já para a análise de G_p o efeito da transferência de escalas é maior que o efeito do método de cálculo de porosidade. Possivelmente devido ao fato da transferência de escalas influenciar diretamente no comportamento da pressão do reservatório.

Nota-se que a transferência de escalas na vertical piora bastante os resultados obtidos, bem mais que a transferência na horizontal. Basta comparar os resultados das malhas grossas com aqueles obtidos pela malha 50x100x47 e notar as maiores variações encontradas nestas malhas, com exceção da malha 10x20x47, que será comentada mais adiante. Já a malha irregular, apesar de ter uma malha bastante grosseira na vertical mostra-se mais efetiva, apresentando resultados sempre melhores para N_p .

Nota-se que quanto mais heterogênea é a malha (*phi sim*) maior o efeito da transferência

de escalas, ao passo que quanto mais homogênea (métodos *phi cte* e *phi krig12*) menor o efeito da transferência de escalas, pois numa malha mais heterogênea perde-se mais informações com a transferência de escala.

A Figura 5.23 mostra a variação da produção acumulada de gás para as diversas malhas em todos os métodos de cálculo utilizadas. Nota-se claramente que a produção acumulada de gás para a malha 10x20x47 é sempre menor que para as demais malhas. Para entender melhor os motivos por que isto ocorre resolveu-se comparar os resultados da simulação com outras malhas: a malha fina (50x100x47) tida como a que fornece os melhores resultados, e outra malha grossa (25x50x8) que apresenta resultados da função objetivo compatíveis com outras malhas.

Analisando-se outros parâmetros como Pressão Média do Reservatório, Razão Gás/Óleo (RGO), *Water Cut*, Taxa de Injeção de Água e Taxa de Produção de Óleo para as três malhas citadas, pôde-se verificar as diferenças existentes nessas curvas entre o reservatório da malha 10x20x47 e as duas outras malhas. As Figuras 5.24, 5.25 e 5.26 mostram o comportamento destas curvas.

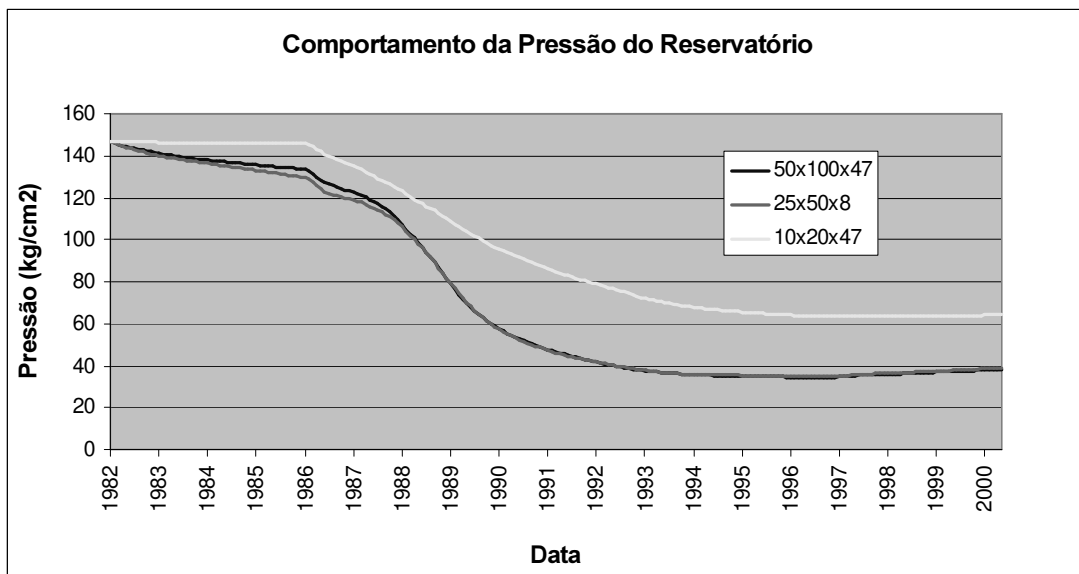


Figura 5.24 – Comportamento da pressão média do reservatório para as malhas 50x100x47, 25x50x8 e 10x20x47, *phi sim.*

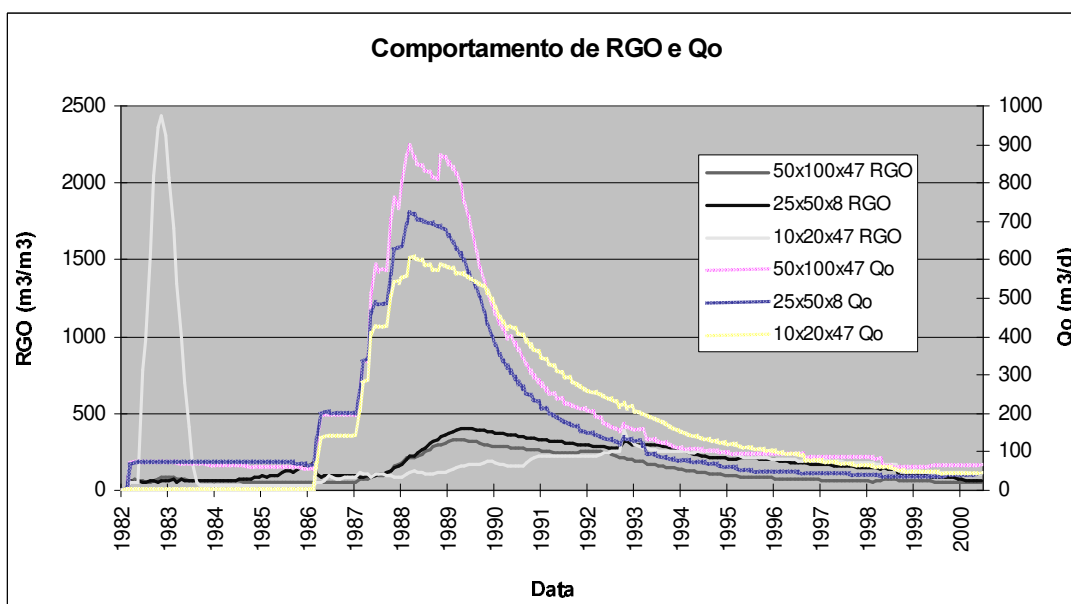


Figura 5.25 - Comportamento de RGO e Qo para as malhas 50x100x47, 25x50x8 e 10x20x47, *phi sim.*

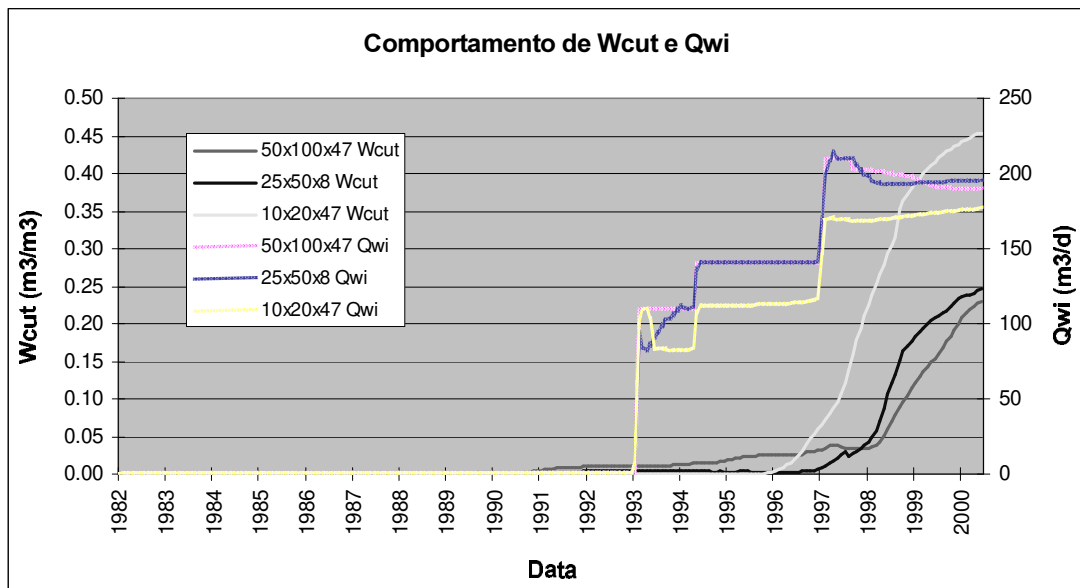


Figura 5.26 - Comportamento de *Water Cut* e *Qwi* para as malhas 50x100x47, 25x50x8 e 10x20x47, *phi sim*.

Analisando-se os três gráficos anteriores, é possível notar as semelhanças entre as curvas obtidas com a malha fina e a malha 25x50x8, com algumas diferenças nos valores de Taxa de Produção de Óleo (Figura 5.25).

Nota-se também como a tendência das curvas obtidas para a malha 10x20x47 difere das outras malhas. Observa-se que, antes mesmo de iniciar-se a injeção de água, há um comportamento diverso entre as curvas. Logo de início, percebe-se que para a malha 10x20x47 não existe produção de óleo até o final de 1986 e para as outras duas malhas o início da produção se dá logo no final de 1982.

Para a malha 10x20x47 a pressão do reservatório cai mais lentamente e, mesmo quando a taxa de produção começa a baixar, a RGO continua a subir, até o começo da injeção de água. Já para as outras duas malhas, a RGO começa a cair junto com a taxa de produção de óleo e ambos os parâmetros não são afetados claramente pelo início da injeção de água (Figuras 5.24 e 5.25).

Essas diferenças são efeito da malha escolhida e pode-se concluir que a malha 10x20x47, onde foi realizada uma grande transferência de escala na horizontal, não representa bem o modelo de reservatório obtido para a semente 5432.

Percebe-se que a água chega primeiro na malha fina (50x100x47) do que na grosseira (25x50x8) mostrando que, neste caso, a água tem mais facilidade de fluxo no primeiro caso.

A Figura 5.27 mostra a variação percentual da produção acumulada de óleo e gás para as diversas malhas de simulação em relação à malha fina do sub-domínio separado do arquivo original (malha 50x100x47) para o método de cálculo de porosidade *phi cte*. A malha de simulação 10x20x47 é a que apresenta as maiores variações para produção de gás, que como já foi dito, não é uma boa representante do reservatório. Para a produção de óleo, as malhas mais grossas na vertical mostram as maiores variações percentuais.

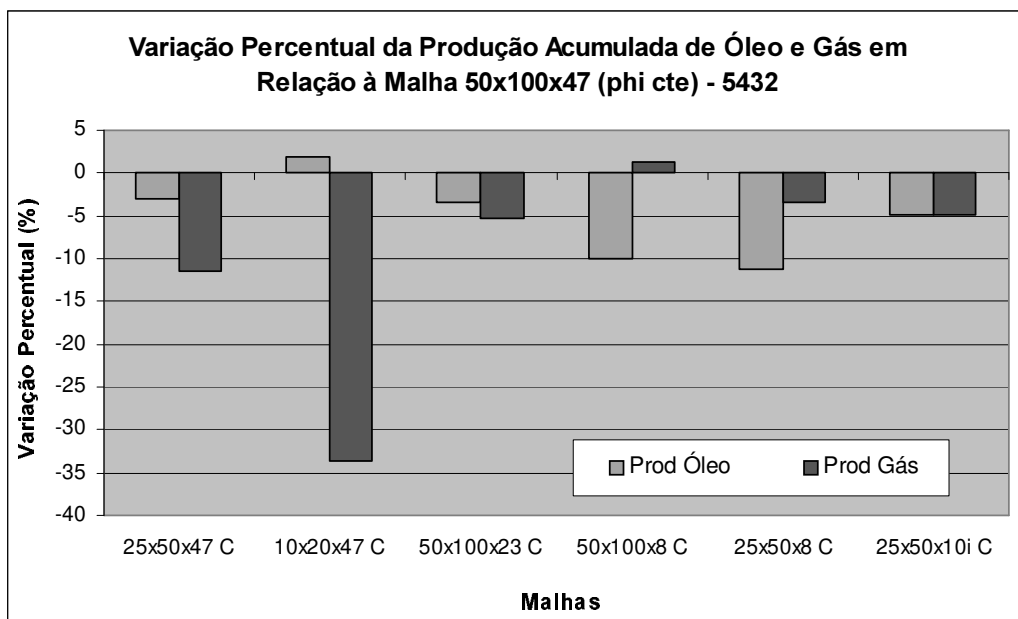


Figura 5.27 – Variação da produção acumulada de óleo e gás em relação à malha 50x100x47 para o método de cálculo de porosidade *phi cte*.

Para os outros métodos de cálculo de porosidade a tendência do gráfico é a mesma, onde

a produção de gás atinge as maiores variações, não ultrapassando 35%. Para o método *phi sim* surgem as maiores variações de produção acumulada de óleo atingindo até 20% negativos.

5.2.4 Análise da Imagem Gerada pela Semente 1144 (P10)

Assim como para os reservatórios gerados pela semente 5432, aqueles obtidos pela semente 1144 também mostram maiores variações do que as observadas para os valores de volumes de fluidos *in situ*, tanto no que tange os diferentes métodos de cálculo como para as diferentes malhas de simulação de fluxo.

5.2.4.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Para os reservatórios gerados para esta semente o método de cálculo de porosidade mais otimista mostrou ser o método *phi cte* com ligeira alternância dos outros três na produção acumulada de óleo (ver Figura 5.28). Já para a produção acumulada de gás o mesmo não ocorreu para a malha 10x20x46, onde o método *phi krig12* mostra uma produção acumulada de gás ligeiramente superior ao método *phi cte*, como ocorre com a semente 5432. Da mesma forma que ocorre com a semente 5432, para a malha 10x20x46 a produção acumulada de gás também se mostra em patamares menores que para as outras malhas, pelos mesmos motivos explicados no Item 5.2.3.2.

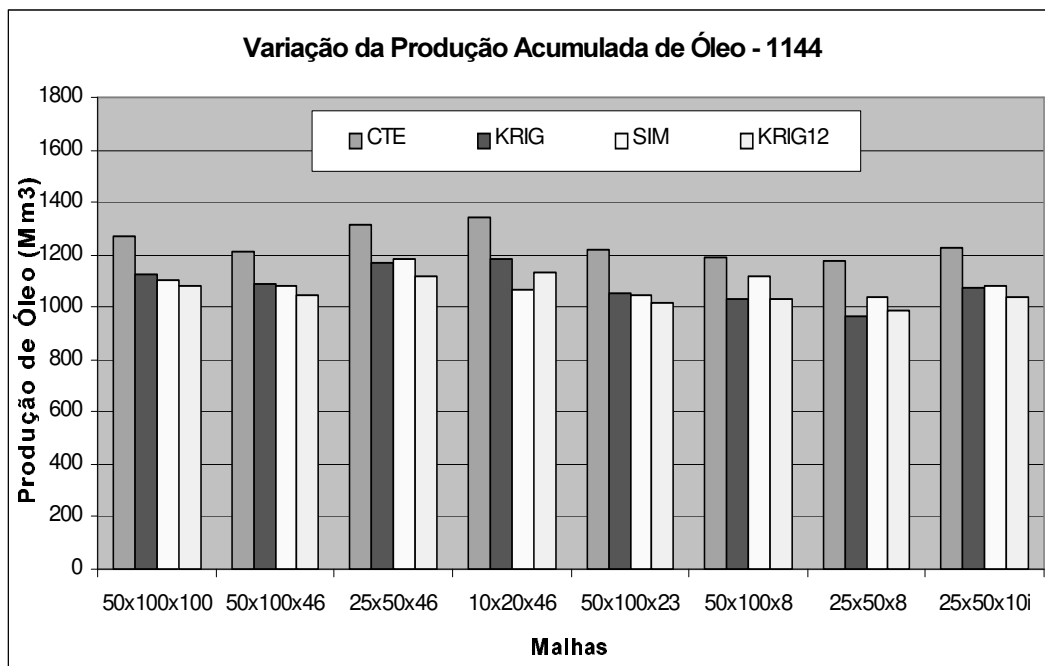


Figura 5.28 – Produção acumulada de óleo.

Os diversos métodos de cálculo de porosidade apresentaram um máximo de 20% de variação em relação ao método de *phi cte*, malha 10x20x46, *phi sim*, como mostra a Figura 5.29. Nota-se também que, tal como ocorre para a semente 5432, o método de *phi krig12* mostra variações maiores que o método de *phi krig* para a maioria das malhas, com exceção da 50x100x8 e 25x50x8, com comportamento bastante semelhante ao da semente 5432, o mesmo ocorrendo para a produção acumulada de gás.

Nota-se que o fator de recuperação (FR) para a semente 1144 é menor que para as outras duas sementes analisadas, isso porque a variação da produção acumulada de óleo quanto ao método de cálculo para a semente 1144 é igual a 13% e a variação do volume de óleo *in situ* para esta mesma semente em também relação ao método de cálculo de porosidade é de 17%. Esta diferença nas variações de N_p e VOIS se refletem num fator de recuperação menor em todos os métodos de cálculo de porosidade.

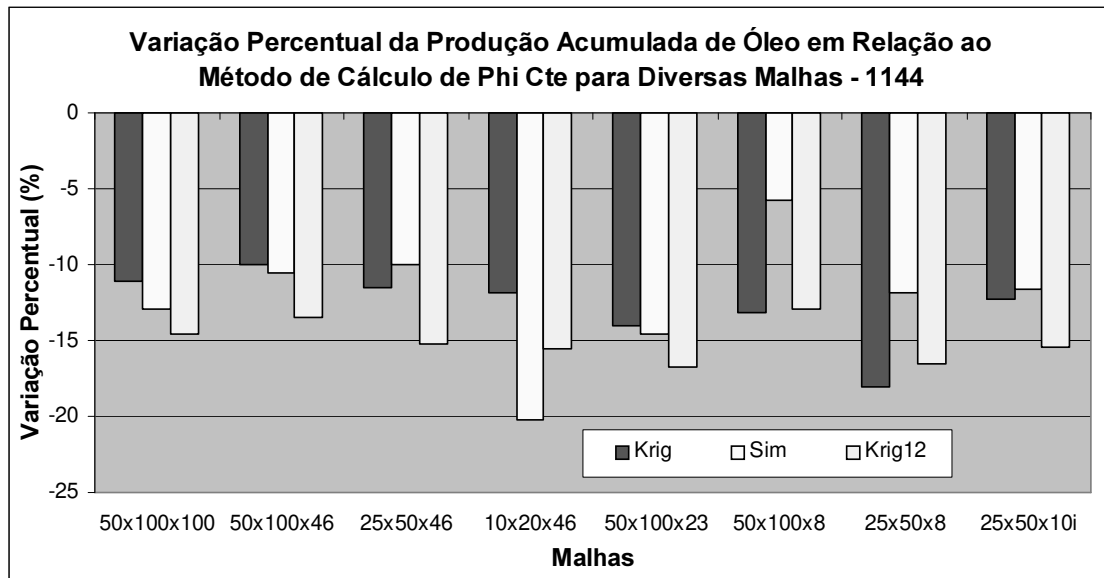


Figura 5.29 – Variação da produção acumulada de óleo em relação ao método de cálculo de porosidade *phi cte* para diversas malhas estudadas.

5.2.4.2 Efeito da Transferência de Escalas

Assim como para a semente 5432, os reservatórios gerados para a semente 1144 também mostram maiores variações na produção acumulada de óleo, sempre sob mesmas condições de produção e injeção, como se vê na Figura 5.30.

Já a Figura 5.31 mostra a variação absoluta nos valores de produção acumulada de gás, com comportamento semelhante ao da semente 5432. Nota-se que para todos os métodos de cálculo de porosidade a malha 10x20x46 é a que mostrou menor produção de gás. Os motivos são os mesmos explanados no Item 5.2.3.2.

Nota-se que na transferência de escalas maior na horizontal ocorreu um aumento da N_p ao contrário da vertical onde se vê menores valores de N_p . Esse aspecto já foi discutido no Item 5.2.3.2.

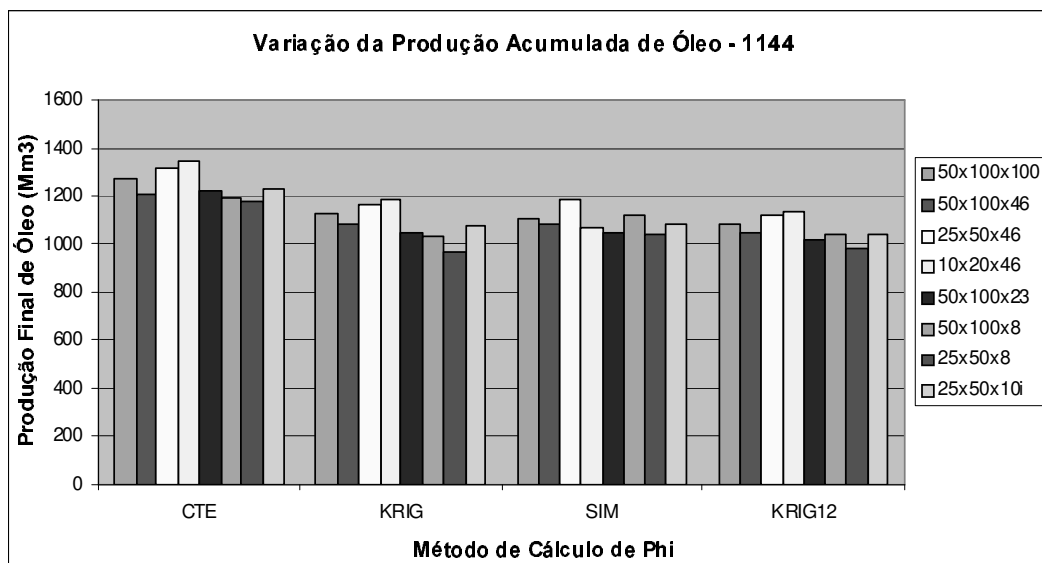


Figura 5.30 – Produção acumulada de óleo para as diversas malhas analisadas e diferentes métodos de cálculo de porosidade.

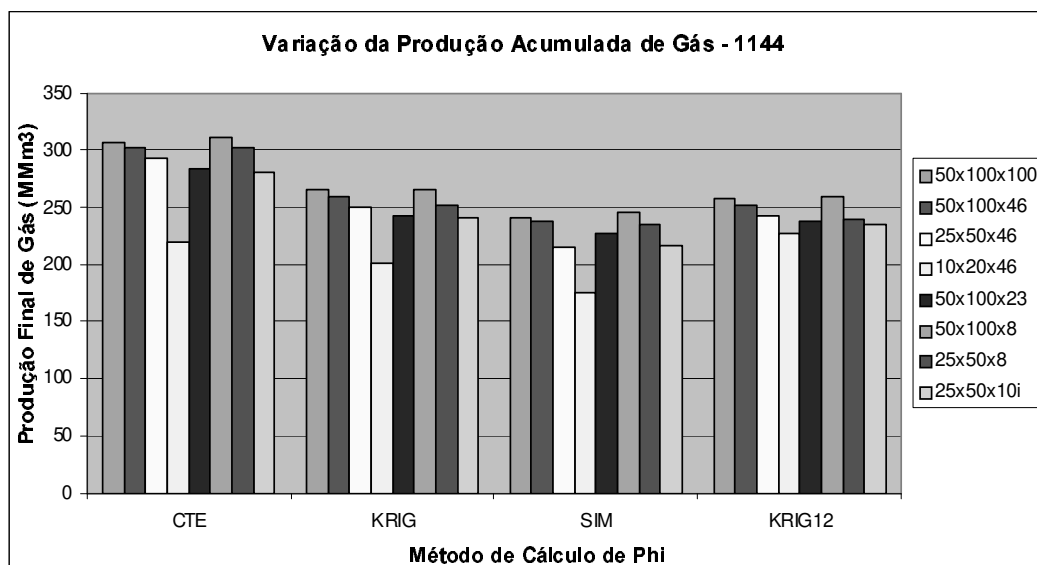


Figura 5.31 – Produção acumulada de gás para as diversas malhas analisadas e diferentes métodos de cálculo de porosidade.

A variação percentual dos valores de produção de óleo e gás em relação à malha 50x100x46 mostra que a maior variação se dá na produção acumulada de gás, para todos os

métodos de cálculo de porosidade, assim como ocorre também com a semente 5432 e como mostra a Figura 5.32.

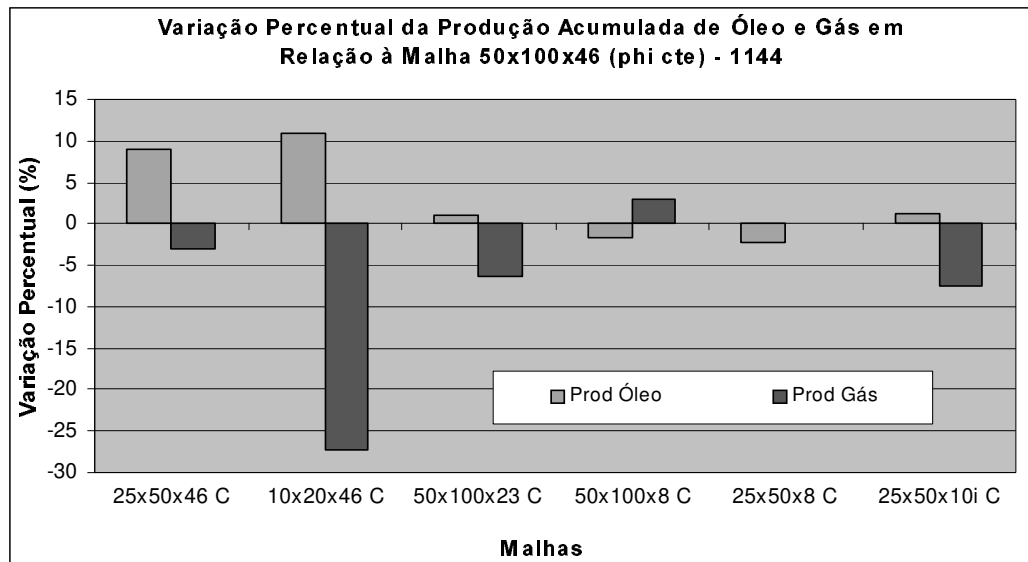


Figura 5.32 – Variação da produção de fluidos acumulada para diversas malhas utilizadas e método de cálculo de porosidade *phi cte*.

Também para esta semente, nota-se que a influência do método de cálculo de porosidade é maior que a influência da transferência de escalas para a produção acumulada de óleo, ao contrário da produção acumulada de gás onde a transferência de escalas tem um maior efeito.

5.2.5 Análise da Imagem Gerada pela Semente 2277 (P90)

Os reservatórios gerados para a semente 2277 apresentam comportamento um pouco distinto no que diz respeito à produção de óleo e gás acumulados. Como se pode ver pelo gráfico da Figura 5.33 a produção acumulada de óleo tem sempre variação negativa para a semente 1144 em relação à semente 5432 ao passo que a semente 2277 tem variação da produção acumulada de óleo ora positiva, ora negativa, a depender da malha utilizada e do método de cálculo de porosidade. O mesmo ocorre com a produção acumulada de gás.

Lembrar que apesar do volume poroso do reservatório gerado pela semente 2277 ser o mais otimista, o VOIS é algumas vezes menor do que o obtido para as outras sementes.

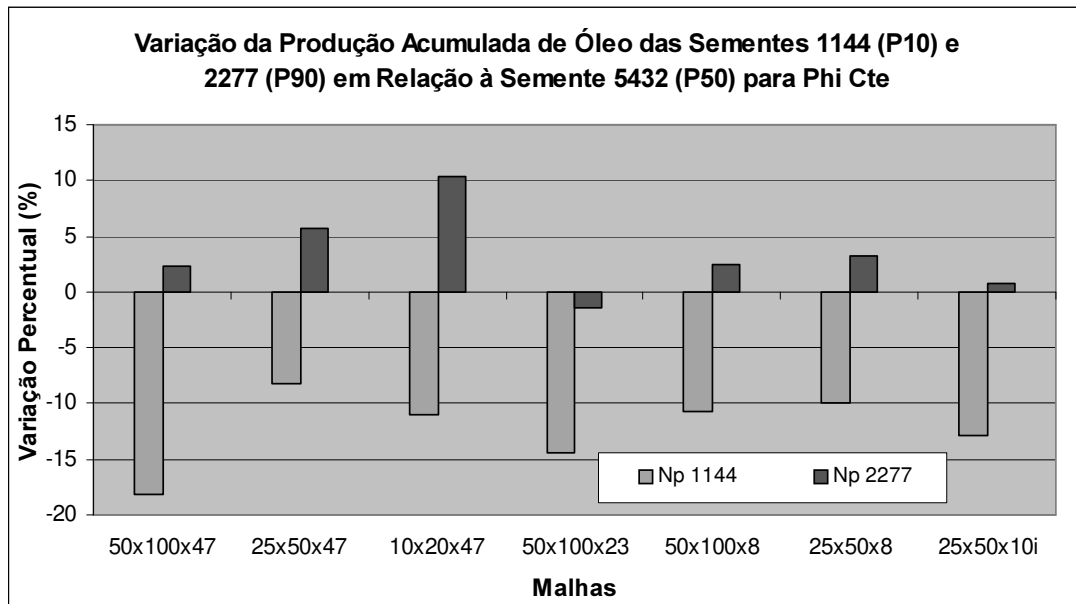


Figura 5.33 – Produção acumulada de óleo das sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432, para o método de cálculo de porosidade *phi cte*.

5.2.5.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Os diferentes métodos de cálculo de porosidade apresentam variações mais significativas para os reservatórios gerados para esta semente. Como se pode ver pela Figura 5.34, nem sempre o método *phi cte* é o mais otimista como ocorre para as sementes 5432 e 1144 na produção acumulada de óleo. Para a produção acumulada de gás o método *phi cte* é comumente o mais otimista. No gráfico da Figura 5.34 pode-se ver que os maiores valores de produção acumulada de óleo são observados para a malha 10x20x47, onde se vêem os menores valores de produção acumulada de gás (Figura 5.35). Estes desvios observados para a malha 10x20x47 ocorrem também para os reservatórios gerados pelas sementes 5432 e 1144 e já foram explicados no Item 5.2.3.2.

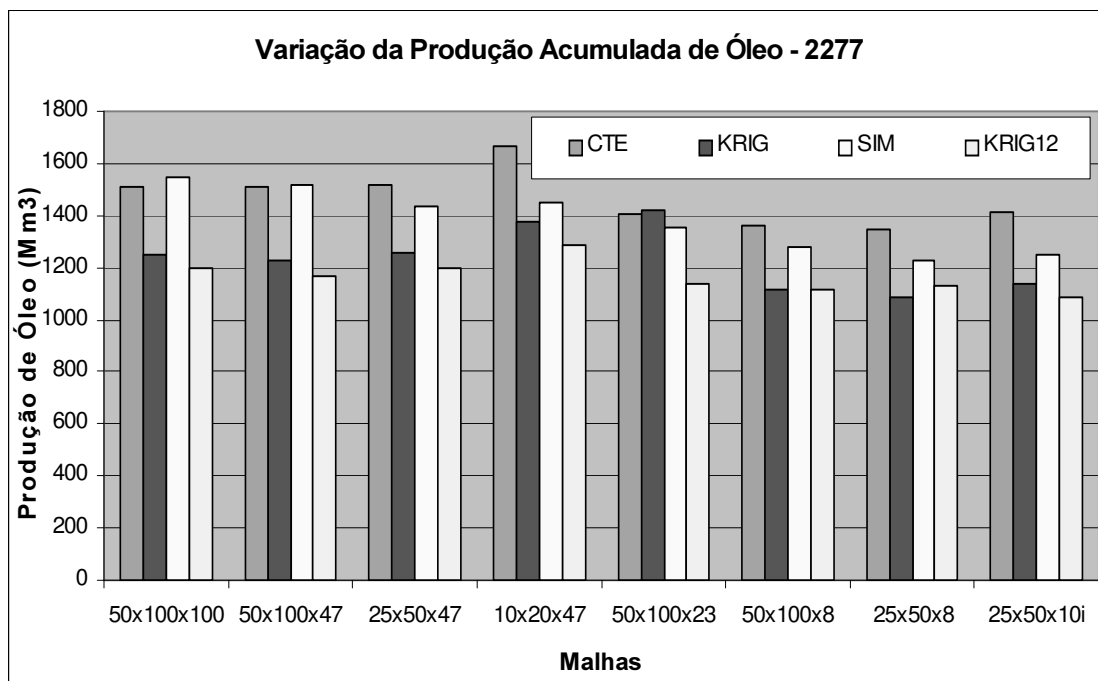


Figura 5.34 – Produção acumulada de óleo.

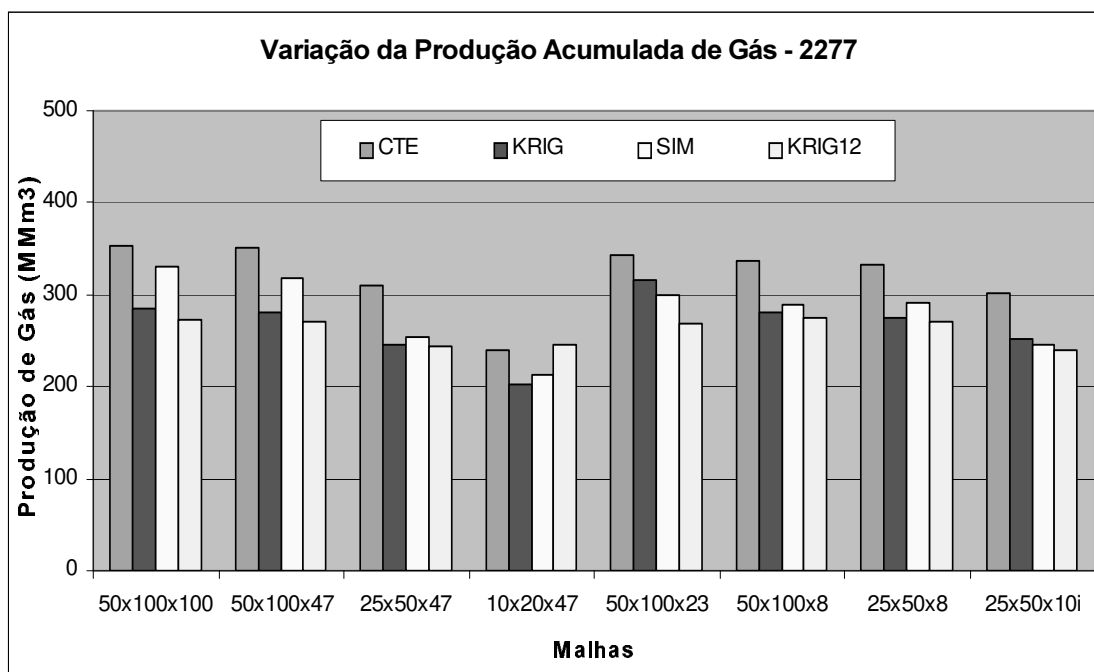


Figura 5.35 – Produção acumulada de gás.

O gráfico de variação percentual da produção acumulada de óleo enfatiza as maiores variações dos resultados obtidos para esta semente (Figura 5.36). Pode-se ver que em algumas situações também há variações positivas para diferentes métodos de cálculo, o mesmo ocorrendo com a produção acumulada de gás.

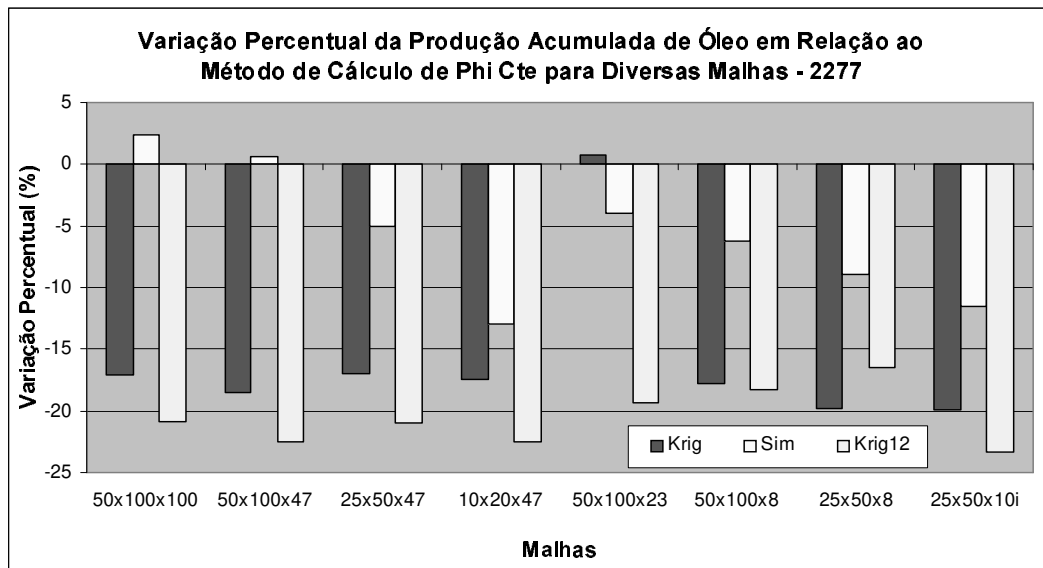


Figura 5.36 – Variação da produção acumulada de óleo em relação ao método de cálculo de porosidade *phi cte* para diversas malhas.

5.2.5.2 Efeito da Transferência de Escalas

Para a semente 2277 também ocorrem variações significativas na produção de óleo e gás como mostram as Figuras 5.37 e 5.38. Nota-se que o comportamento tanto da produção acumulada de óleo quanto da de gás é bastante distinto para as diferentes malhas de simulação em todos os métodos de cálculo de porosidade. A variação da produção acumulada de óleo quanto à semente é igual a 29% para o método *phi sim* e 12% para *phi krig* e *phi krig12*. Já a variação da produção acumulada de gás quanto à semente é igual a 25% para *phi sim* e 13% para *phi krig12*.

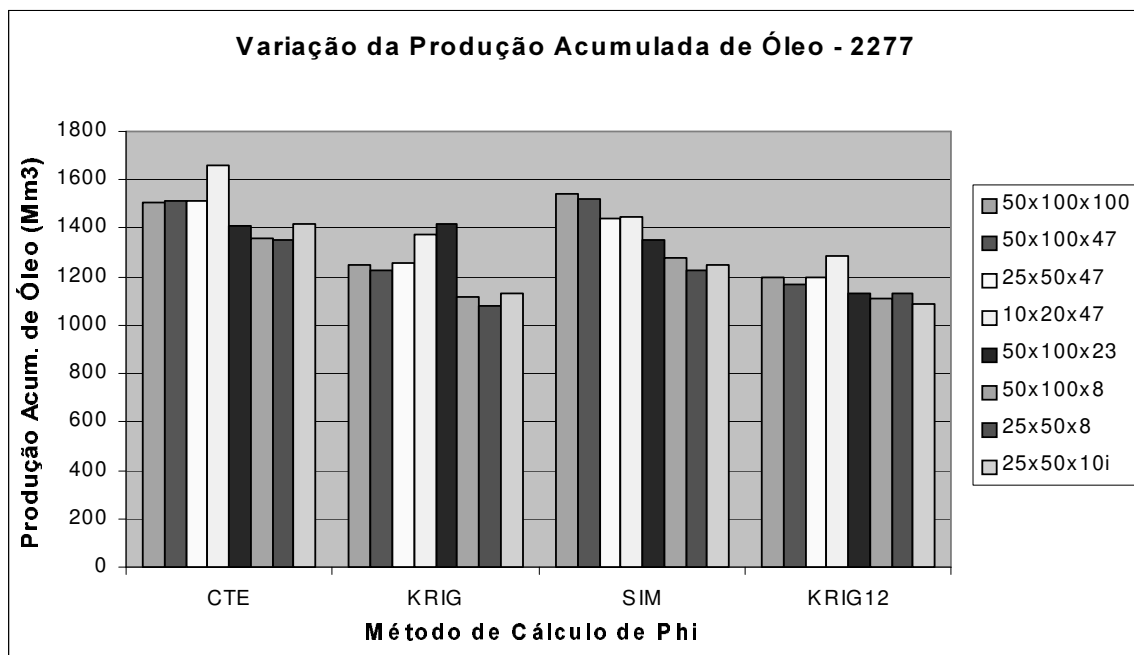


Figura 5.37 – Produção acumulada de óleo.

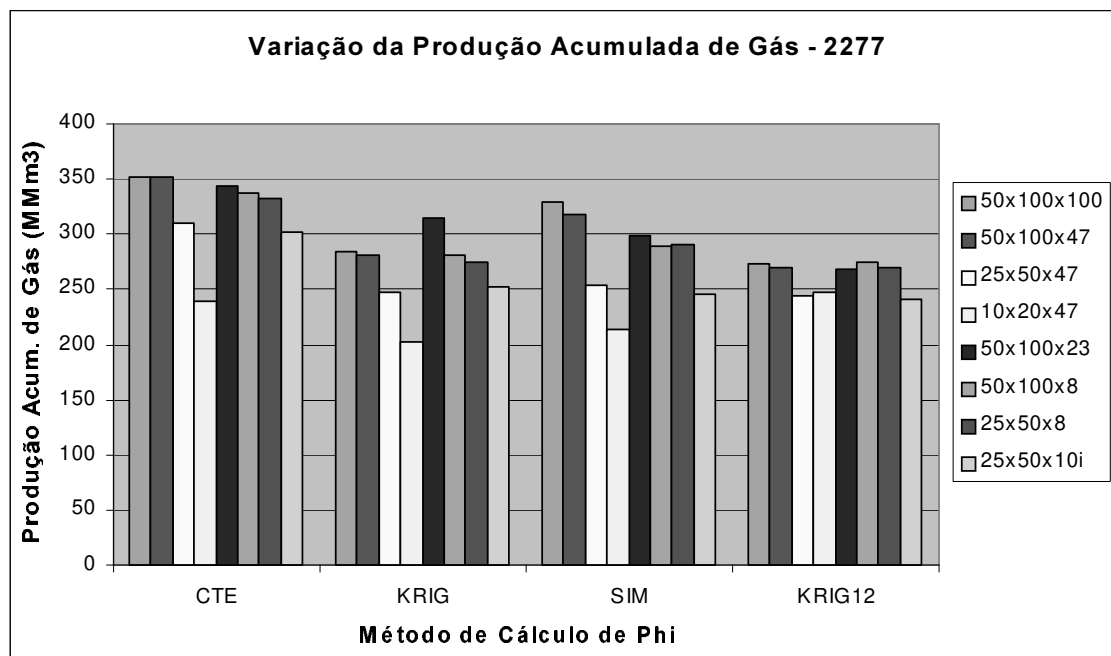


Figura 5.38 – Produção acumulada de gás.

A variação percentual da produção acumulada de óleo e gás em relação à malha fina 50x100x47 mostra um comportamento variável em relação à malha de simulação, como para as malhas 25x50x47 e 10x20x47 onde a produção de óleo tem uma variação positiva e para as demais malhas a variação é negativa, como mostra a Figura 5.39.

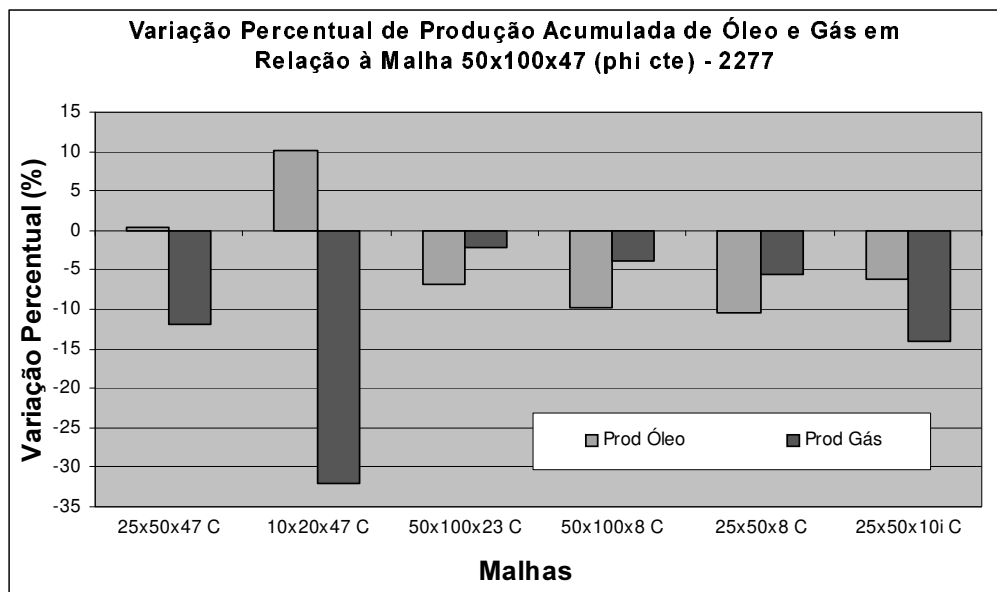


Figura 5.39 – Variação da produção e injeção de fluidos em relação à malha 50x100x47, para o método de cálculo de porosidade *phi cte*.

Os gráficos para os demais métodos de cálculo de porosidade mostram um comportamento um pouco variável em relação ao método *phi cte*. O método *phi sim*, por exemplo, apresenta variação da produção acumulada de óleo e gás negativa para todas as malhas. Já o método *phi krig* tem variações positivas para a malha 50x100x23 e o método *phi krig12* é bastante parecido com o método *phi cte*, porém com variações bem menores, atingindo um máximo de aproximadamente 11%.

Também para a semente 2277 (P90) a influência do método de cálculo da porosidade é maior que a influência da transferência de escalas para a produção acumulada de óleo,

ocorrendo o contrário para a produção acumulada de gás.

5.2.6 Discussões

As produções acumuladas de óleo e gás variam bem mais que os volumes *in situ* obtidos nas simulações de fluxo de forma irregular onde se torna difícil estabelecer um padrão de comportamento com a variação dos reservatórios gerados para diferentes sementes, dos métodos de cálculo de porosidade ou mesmo para as diferentes malhas de simulação. Mantendo-se fixo um reservatório gerado por uma determinada semente e variando-se apenas os métodos de cálculo de porosidade e, posteriormente, variando-se apenas as malhas de simulação, o comportamento dos resultados obtidos de produção acumulada de óleo e gás variam, na maioria das vezes, sem manter um padrão regular.

Pode-se citar que, através de análise visual, para os diversos métodos de cálculo de porosidade a produção de óleo tende a cair para malhas mais grossas na vertical, pois com a transferência de escalas, as permeabilidades equivalentes são muito pequenas, dificultando o fluxo de fluidos ao passo que nas malhas mais finas os fluidos percorrem canais mais permeáveis que facilitam o fluxo e conseqüentemente o aumento da produção. Também se observou que, de um modo geral, o método de cálculo *phi krig12* apresenta menores variações entre as diferentes malhas de simulação de fluxo. Em geral, quanto mais heterogêneo é o reservatório, maior a tendência de variação dos resultados com a transferência de escalas.

Também, pode-se afirmar que, quando se deseja trabalhar com simulações estocásticas de porosidade deve-se gerar mais de uma imagem e realizar-se um estudo aprofundado sobre estas imagens, escolhendo-se as mais adequadas.

Em relação à transferência de escalas, pode-se generalizar um comportamento observado em todas as sementes. Quando se observa a malha 10x20x47/46, nota-se um ligeiro aumento da produção acumulada de óleo e algumas vezes da produção acumulada de água. Ao mesmo tempo, há uma diminuição da injeção acumulada de água e da produção acumulada de gás.

Esse aspecto já foi analisado no Item 5.2.3.2, mas desta análise, concluiu-se que a malha 10x20x46/47 não é uma boa opção para transferência de escalas e simulações de fluxo, pois não reflete bem as características do reservatório da malha fina. O comportamento da produção e injeção acumulada de água será ainda detalhado no próximo item.

De um modo geral, o efeito do método de cálculo de porosidade mostrou-se mais relevante na análise da produção de óleo que o efeito da transferência de escalas. Já para a produção acumulada de gás o efeito da transferência de escalas é mais efetivo, para todas as sementes analisadas.

5.3 Análise de Produção e Injeção de Água

5.3.1 Introdução

A variação dos resultados de produção acumulada de água é a maior observada em relação a todos os itens analisados, chegando muitas vezes a variações de mais de 1000%, como será visto em alguns gráficos. As tabelas completas com todos os dados podem ser vistas no Anexo I.

5.3.2 Comparação com Dados Reais

Os volumes acumulados de água produzidos obtidos através do simulador de fluxo até março de 2001 são inferiores na maior parte das vezes aos valores obtidos no campo real. Já a injeção acumulada de água está em geral acima dos valores reais do campo como se pode ver na Tabela 5.5.

Pode-se notar que em todos os casos a produção acumulada de água encontra-se abaixo dos valores reais. Como já citado no Item 5.1.2, os reservatórios simulados não são representativos dos reservatórios reais o que explica as diferenças encontradas.

Os valores de injeção acumulada de água mostram-se bem acima do valor real devido primeiramente ao fato de manterem-se os parâmetros reais de injeção em um reservatório com volume poroso maior que o real e principalmente, com um aquífero também maior que o real. Apesar de injetar-se um volume de água superior ao real, nota-se que a recuperação da pressão do reservatório foi bem mais lenta, comparável ao esperado justamente pelo fato do reservatório simulado ter um maior volume poroso.

Tabela 5.5 – Produção e injeção acumuladas de água obtidas no campo real e nas simulações de fluxo. Valores em Mm³ (malha 50x100x46/47).

	Wp	Wi				
Campo Real	71	208				
	Wp 1144	Wi 1144	Wp 5432	Wi 5432	Wp 2277	Wi 2277
Sub-domínio (phi cte)	18	345	15	454	7	454
Sub-domínio (phi krig)	30	454	17	454	22	454
Sub-domínio (phi sim)	48	454	15	439	18	454
Sub-domínio (phi krig12)	32	454	21	454	25	454

5.3.3 Análise da Imagem Gerada pela Semente 5432 (P50)

A seguir serão expostos os resultados obtidos com as simulações de fluxo para os reservatórios gerados com a semente 5432.

5.3.3.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Como citado anteriormente, a produção acumulada de água apresenta as maiores variações entre os dados analisados. O gráfico da Figura 5.40 mostra a variação dos dados de produção acumulada de água e a Figura 5.41 mostra os resultados obtidos da injeção

acumulada de água para todas as malhas de simulação. Serão inicialmente analisadas as malhas finas, tidas como mais representativas de um modelo real e depois será analisada a influência do método de cálculo de porosidade para as malhas mais grossas.

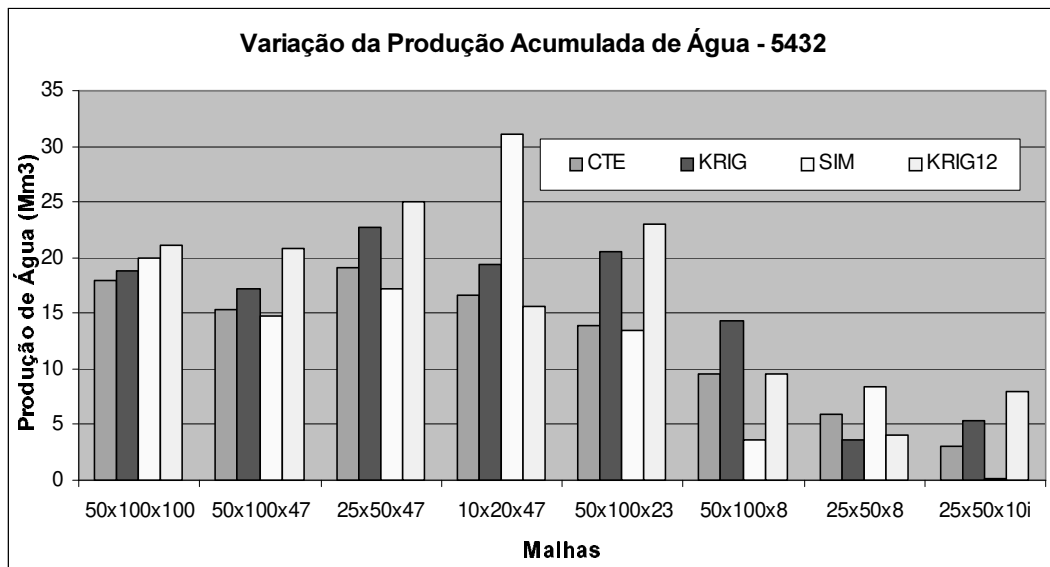


Figura 5.40 –Produção acumulada de água para a semente 5432.

Como será visto nos próximos itens, notar-se-á que a produção acumulada de água varia muito com a semente utilizada.

Nota-se que, para as malhas mais finas (50x100x100 e 50x100x47), a variação da produção de água acumulada é baixa, variando de 18 a 21,2 Mm^3 no primeiro caso e de 14,8 a 20,8 Mm^3 para a segunda malha.

Para as demais malhas de simulação, a produção acumulada de água atinge no máximo 31 Mm^3 e no mínimo 0,1 Mm^3 . Nota-se que, para todas as malhas de simulação, a variação em valores absolutos é grande, diminuindo para as malhas mais finas. Também para as malhas mais grossas, a variação não é grande, mas observa-se que a produção caiu bastante em

relação às malhas mais finas.

Na Figura 5.41 nota-se que, para o método *phi sim*, a injeção acumulada de água ficou sempre abaixo dos valores esperados atingidos com os outros métodos de cálculo, com exceção da malha 10x20x47.

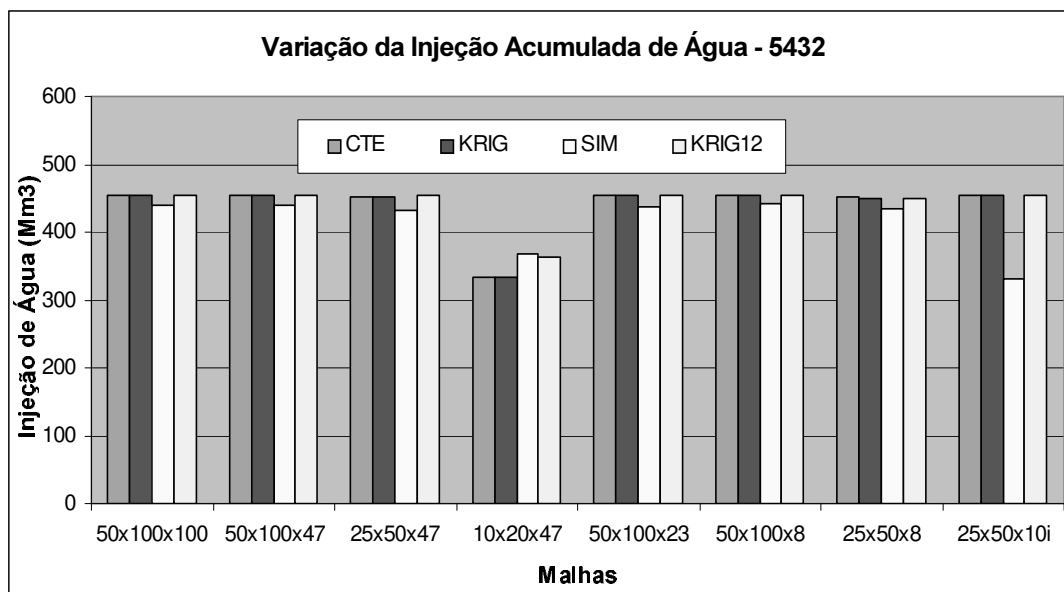


Figura 5.41 – Injeção acumulada de água.

Escolhendo-se uma malha, no caso 25x50x8, e comparando-se dois métodos de cálculo de porosidade sendo estes, *phi sim* que apresenta menores valores de injeção acumulada de água e *phi krig12*, que não apresenta diferenças nos valores de injeção acumulada de água, pode-se chegar a algumas conclusões.

O gráfico da Figura 5.42 mostra que a taxa de injeção de água do campo para o método *phi krig12* (curva azul) mantém-se constante e igual a 210 m³/dia a partir da metade de 1997. Já para o método *phi sim*, essa mesma curva cai abaixo da taxa de 200m³/dia a partir de 1998. Observando-se a pressão de fundo de poço de um dos injetores (I134) nota-se que, para o método *phi krig12*, a pressão cai em torno de 120 kg/cm² e, para o método *phi sim*, a pressão

mantém-se no patamar de 160 kg/cm^2 , que é a máxima pressão admitida. Isso ocorre, pois como mostra a Figura 5.43, a permeabilidade horizontal em torno deste poço injetor é baixa, impedindo o avanço da água injetada, elevando a pressão na região em torno do poço injetor e diminuindo a vazão da água injetada por este poço. O mesmo ocorre em outras malhas de simulação para o método de cálculo de porosidade *phi sim*.

Para o caso da malha 25x50x10i, além do problema causado na zona do injetor I134, ainda ocorre o agravante do poço I122 entrar em *backflow* e ser fechado, não injetando água no reservatório. O *backflow* ocorre, pois o poço também está em zona de baixa permeabilidade, o que impede o avanço da água de injeção e proporciona a elevação da pressão no fundo do poço. Em casos práticos, esses problemas podem ser minimizados com o ajuste de histórico de produção e injeção que possibilita a escolha das imagens adequadas.

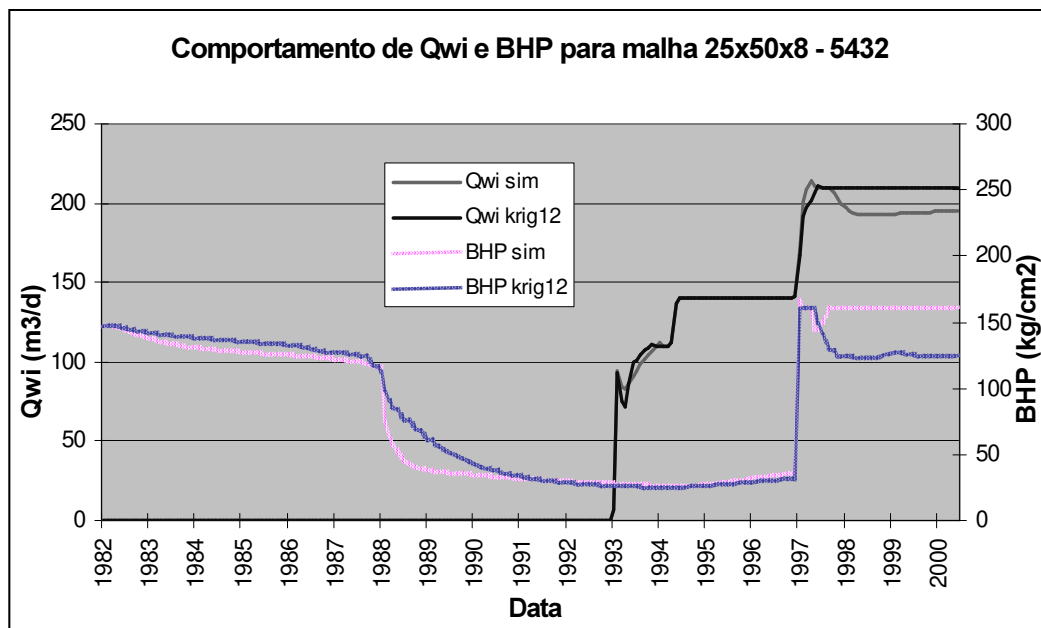


Figura 5.42 – Taxa de Injeção de Água do Campo e Pressão de Fundo de Poço para a semente 5432, malha 25x50x8 e métodos de cálculo de porosidade *phi sim* e *phi krig12*.

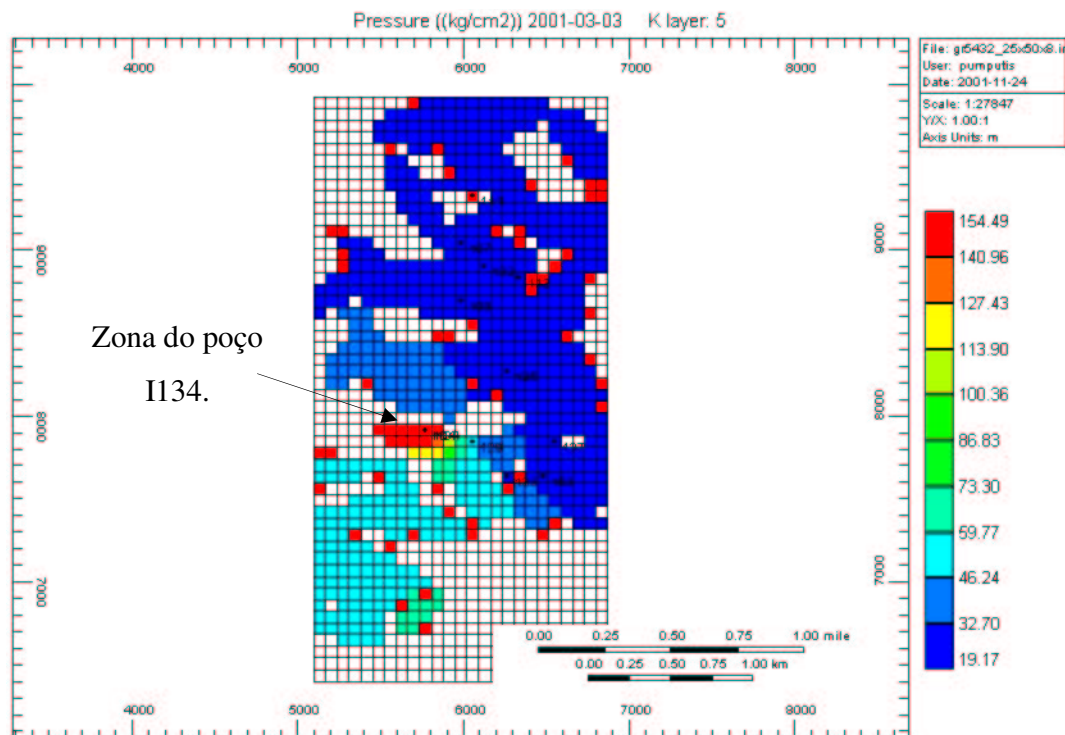


Figura 5.43 – Mapa de pressão gerado para a semente 5432, malha 25x50x8, método de cálculo de porosidade *phi sim*.

A Figura 5.44 mostra que as maiores variações percentuais de produção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade estão associadas às malhas mais grossas, principalmente à malha irregular.

Os métodos de cálculo de porosidade *phi krig* e *phi krig 12* apresentam variações percentuais positivas em relação ao método *phi cte*, com exceção da malha 25x50x8. Já o método *phi sim* não mostra nenhuma tendência aparente no comportamento da produção acumulada de água.

O gráfico da Figura 5.45 também mostra que a maior variação percentual de injeção acumulada de água está associada à malha irregular 25x50x10i, principalmente o método *phi sim*, que mostra variações em todas as malhas analisadas, como já foi explicado anteriormente.

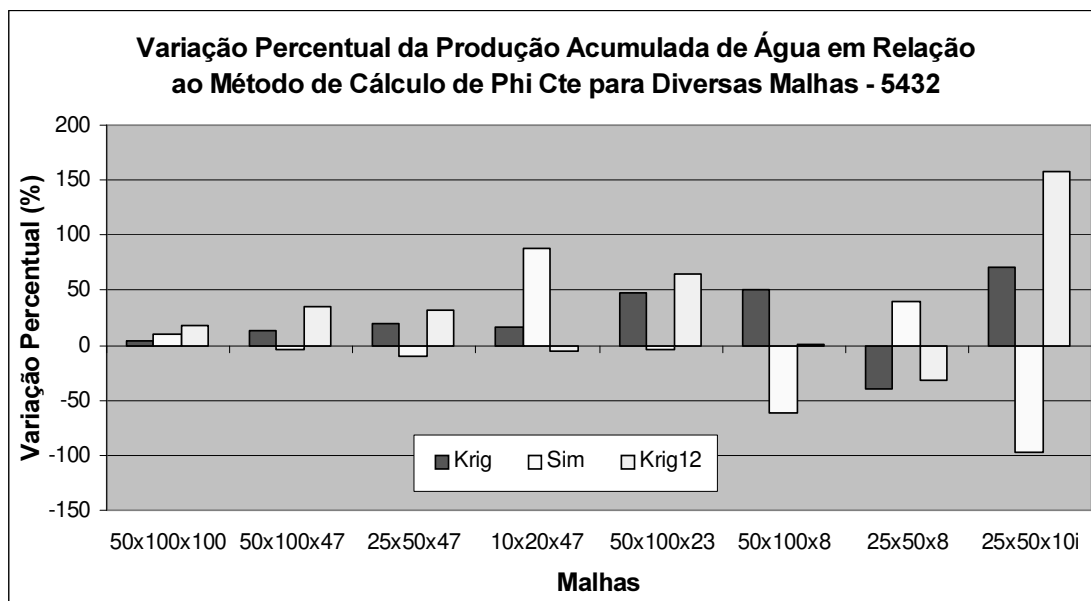


Figura 5.44 – Variação da produção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade *phi cte*.

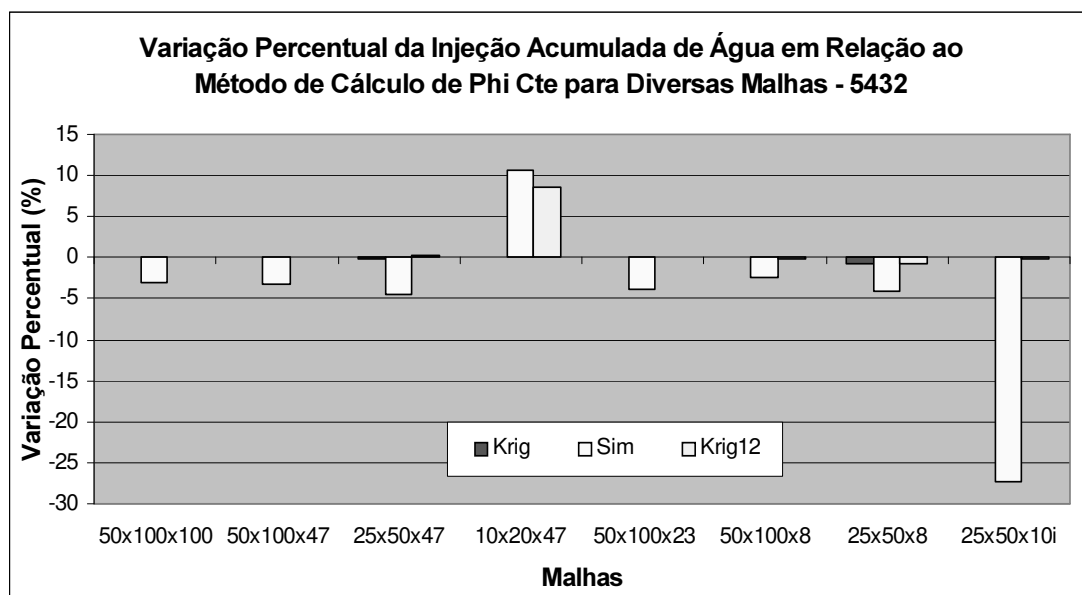


Figura 5.45 – Variação da injeção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade *phi cte*.

5.3.3.2 Efeito da Transferência de Escalas

A Figura 5.46 mostra claramente o efeito da transferência de escalas para a imagem da semente 5432 e todos os métodos de cálculo de porosidade. Nota-se que a variação dos valores de produção acumulada de água é grande em todos os casos, sendo que esta tende a cair nas malhas verticais mais grossas.

As malhas onde houve maior transferência de escalas na vertical (50x100x8, 25x50x8 e 25x50x10i) apresentaram menor produção acumulada de água para todos os métodos de cálculo. A produção acumulada de óleo para estas malhas é ligeiramente menor que para as demais também (Figura 5.18). Isso mostra que estas malhas produziram menos fluidos apesar da injeção se manter nos valores padrão. Supõe-se que com a diminuição das permeabilidades equivalentes há uma queda da produtividade e injetividade nos blocos mais grossos, ocorrendo uma diminuição no índice de produtividade e conseqüentemente na produção de óleo e água.

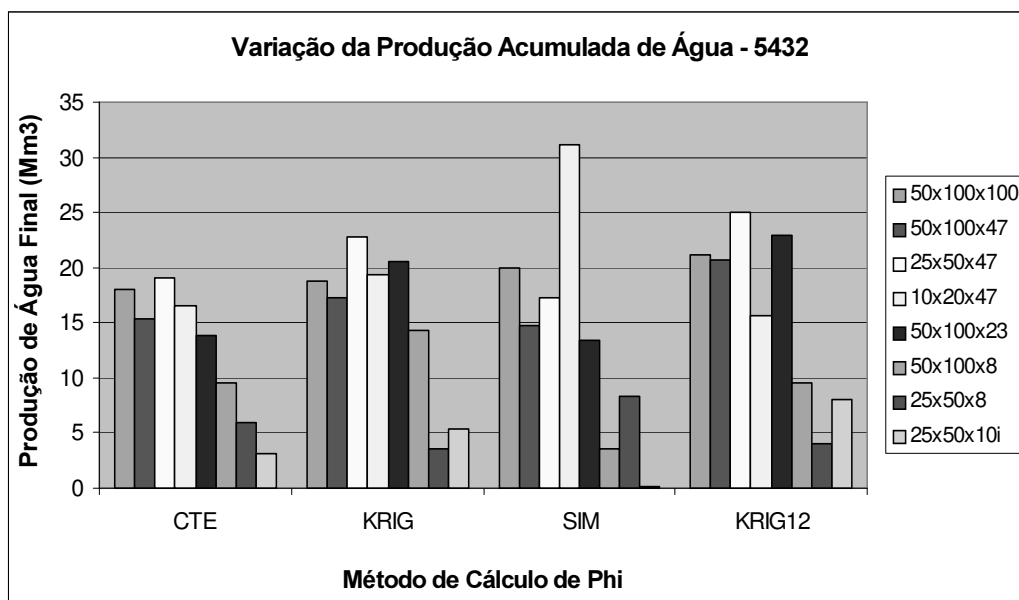


Figura 5.46 – Produção acumulada de água.

A Figura 5.47 mostra a variação da injeção acumulada de água para todas as malhas e métodos de cálculo de porosidade. Nota-se que para a malha 10x20x47 a injeção acumulada de água ficou em patamares abaixo do padrão obtido nos outros casos.

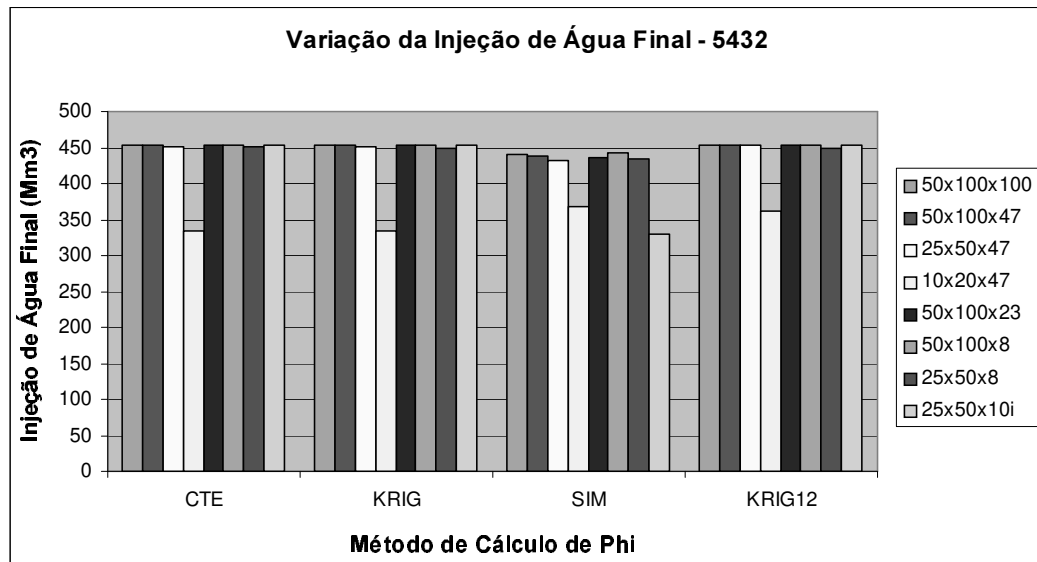


Figura 5.47 – Injeção acumulada de água.

Isto ocorre, pois para esta malha (10x20x47) dois poços (I134 e I135) têm uma taxa de injeção de água abaixo da vazão máxima preestabelecida. Em torno destes dois poços a permeabilidade horizontal é muito baixa, a pressão de fundo de poço começa a subir rapidamente até atingir a pressão máxima estabelecida. Com esta pressão, os poços não conseguem manter a vazão máxima e esta cai proporcionalmente, diminuindo ao final da simulação o valor de injeção acumulada de água. Note-se que esta malha foi a que apresentou valores anômalos de produção acumulada de óleo e gás.

Observa-se que para a malha 25x50x10i, método de cálculo *phi sim*, a injeção acumulada de água também tem valor reduzido, pois neste caso também ocorre *backflow* em um dos poços injetores (I122) pelos mesmos motivos expostos no Item 5.3.3.1.

Analisando-se a variação percentual da produção e injeção acumuladas de água em relação à malha 50x100x47 (Figura 5.48), nota-se que a produção acumulada de água tende a cair para as malhas mais grossas, principalmente na vertical. Já a injeção acumulada de água só cai para a malha 10x20x47, o mesmo ocorrendo para os demais métodos de cálculo de porosidade, com pequenas diferenças não significativas.

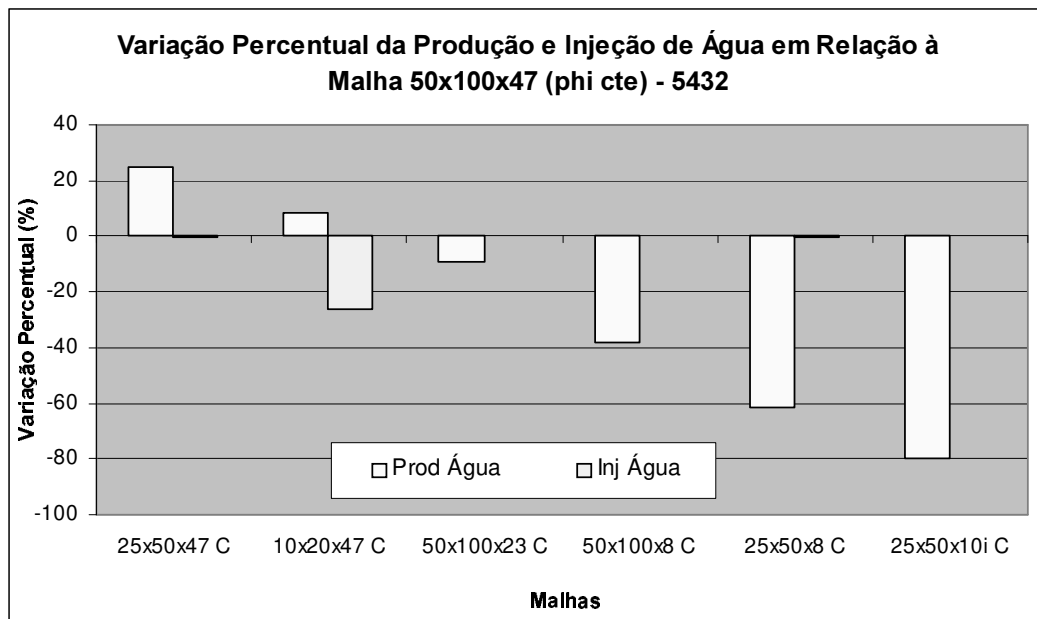


Figura 5.48 – Variação da produção e injeção acumuladas de água em relação a malha fina 50x100x47 para o método *phi cte*.

5.3.4 Análise da Imagem Gerada pela Semente 1144 (P10)

A seguir serão expostos os resultados obtidos com as simulações de fluxo para os reservatórios gerados com a semente 1144.

5.3.4.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Os efeitos dos diferentes métodos de cálculo de porosidade nos reservatórios gerados pela semente 1144 podem ser visualizados nas Figuras 5.49 e 5.50.

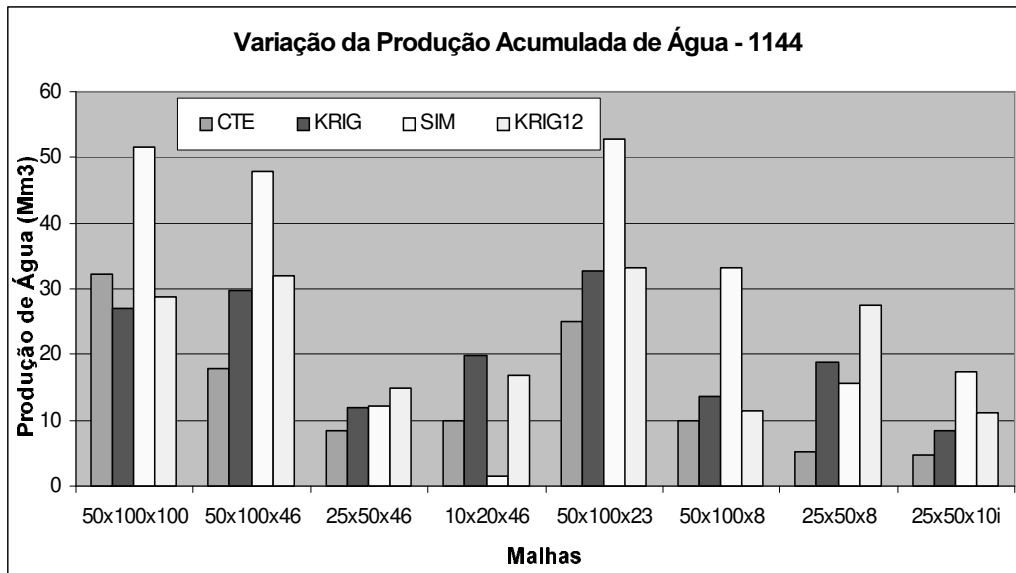


Figura 5.49 – Produção acumulada de água para os diversos métodos de cálculo de porosidade.

A produção acumulada de água mostra-se bastante variável em relação aos diversos métodos de cálculo para a maioria das malhas. Em relação às malhas finas, a produção acumulada de água foi em média maior (50x100x100, 50x100x46 e 50x100x23). Nestes casos, o método *phi sim* mostrou ser de longe o mais otimista, os métodos *phi krig* e *phi krig12* mostram resultados bastante semelhantes e o método *phi cte* varia em relação aos métodos de krigagem, sendo ora mais otimista (50x100x100) e ora mais pessimista (50x100x46 e 50x100x23). Cabe ressaltar que estas duas últimas malhas apresentam resultados bastante parecidos.

Para as malhas mais grossas, a produção acumulada de água foi menor. Pode-se dizer que em todos os casos o método *phi cte* é o mais pessimista, com exceção da malha 10x20x46 onde o método *phi sim* praticamente quase não produziu água. A malha 25x50x46 é a que apresenta menores variações em relação ao método de cálculo, variando apenas de 8,4 a 15

Mm³. É difícil generalizar um comportamento para a produção de água em relação ao método de cálculo de porosidade. Dependendo da malha de simulação um é mais otimista ou pessimista que outro, sem mostrar tendências particulares.

Nota-se, entretanto que para o método *phi cte* a produção acumulada de água é geralmente mais pessimista, ao contrário das produções acumuladas de óleo e gás, sempre mais otimistas para este método (ver Item 5.2.3). Mantendo a produção à uma pressão constante, quando a produção de óleo sobe, a de água desce e vice-versa.

Deve-se lembrar que, para a semente 1144 (P10), o número de objetos gerados e o volume total de objetos foram menores que para as outras sementes, sempre obedecendo à curva de proporção vertical de arenitos. Como na zona de água há menor quantidade de arenitos que na zona de óleo, os objetos têm maior liberdade para posicionarem-se no espaço, o que possibilita uma geometria de reservatório mais irregular que na zona de óleo. Fazendo-se a transferência de escalas os resultados retratam pior a malha fina devido à maior intercalação de fácies reservatório e não reservatório.

A variação da injeção acumulada de água para os diversos métodos de cálculo de porosidade em cada malha de simulação pode ser vista na Figura 5.50. Nota-se que, para as malhas 50x100x100 e 50x100x23, não há alterações na injeção acumulada de água.

Para a malha 50x100x46, o método *phi cte* mostra injeção reduzida em relação aos outros métodos. Para as malhas 25x50x46 e 25x50x8, é o método *phi sim* que apresenta injeção reduzida. As malhas 10x20x46 e 25x50x10i apresentam redução da injeção para todos os métodos de cálculo de porosidade. E, por fim, a malha 50x100x8 mostra redução mínima de injeção para o método *phi sim*.

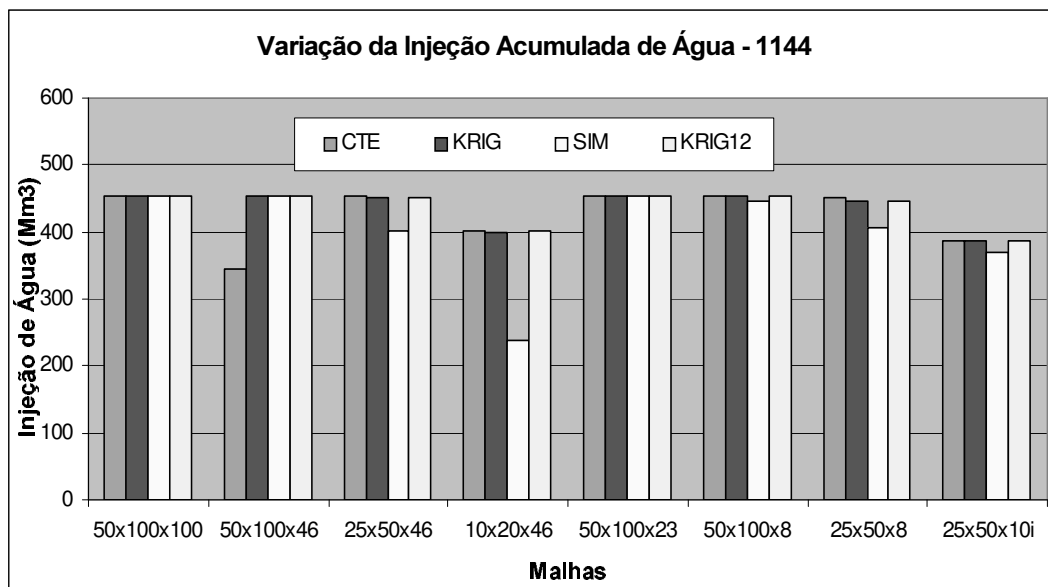


Figura 5.50 – Injeção acumulada de água para os diferentes métodos de cálculo de porosidade.

No caso da malha 50x100x46, o método *phi cte* injeta menos, pois ocorre *backflow* no poço I122. Neste caso, existem três camadas onde o poço é canhoneado, sendo as duas superiores com geometria bastante limitada. Para o método *phi cte*, as permeabilidades horizontais e verticais são muito boas, mas para os demais métodos, as permeabilidades horizontais e verticais nestas duas camadas superiores são ruins. No caso *phi cte*, a transmissão da pressão e fluxo de fluidos é bem mais rápida, aumentando a pressão rapidamente e causando o *backflow*. Para os outros métodos, as permeabilidades ruins propiciam uma transmissão de pressão e fluidos também ruim, evitando assim o *backflow*.

Para a malha 25x50x46, método *phi sim*, dois poços (I122 e I151) mostram-se parcialmente confinados entre blocos de baixa permeabilidade, elevando a pressão da área e mantendo a injeção com a pressão máxima admitida (160kg/cm^2) e conseqüentemente baixando a vazão de injeção. Para um dos poços (I122), esta situação permanece até o final da simulação.

Para a malha 25x50x8, *phi sim*, dois poços (I122 e I134) injetam água em condições de

pressão máxima (160kg/cm^2) diminuindo suas vazões e, conseqüentemente, a injeção acumulada. Isso ocorre em ambos os casos devido à baixa transmissão de pressão no reservatório ao longo do tempo. Para a malha $10 \times 20 \times 46$, o problema mostra-se mais crítico, pois todos os poços, com exceção do I237, operam com pressão de fundo de poço (BHP) máxima, diminuindo a vazão, devido às baixas permeabilidades equivalentes na região dos poços injetores.

Nota-se que, com exceção da malha $50 \times 100 \times 46$, onde o problema de injeção reduzida ocorre com o método *phi cte*, para as outras malhas onde a injeção está fora dos padrões, dá-se para o método *phi sim*, possivelmente devido a baixas porosidades e permeabilidades geradas estocasticamente próximas às regiões dos poços injetores.

As Figuras 5.51 e 5.52 mostram a variação percentual dos diversos métodos de cálculo de porosidade em relação ao método *phi cte* para a produção e injeção acumuladas de água.

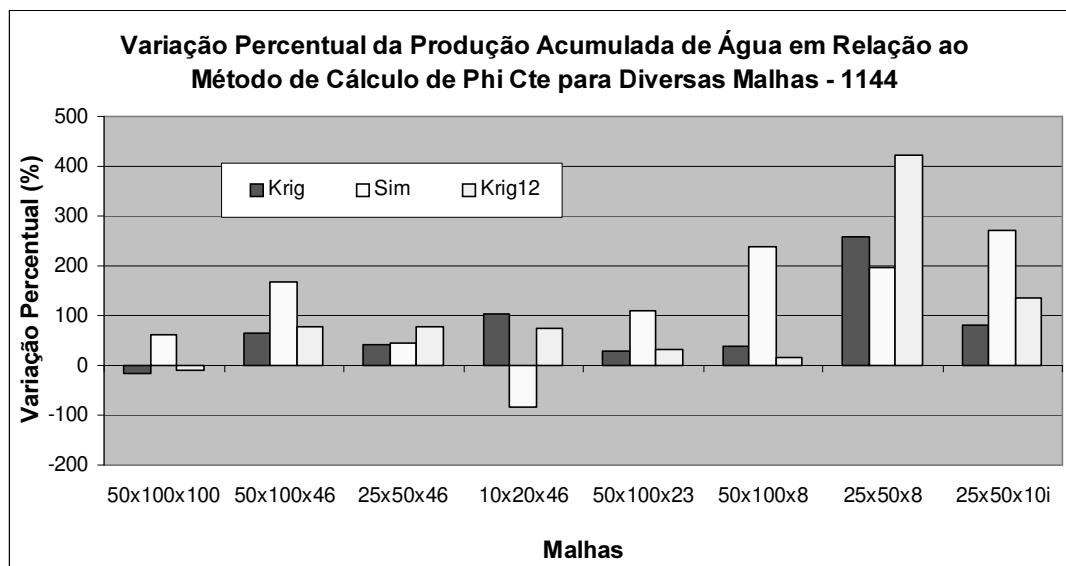


Figura 5.51 – Variação da produção acumulada de água para os diversos métodos de cálculo de porosidade em relação ao método *phi cte*.

Analisando-se a Figura 5.51 nota-se que, com raras exceções, todos os métodos de

cálculo de porosidade mostraram-se otimistas em relação a *phi cte*, atingindo-se variações acima de 200% nas malhas mais grossas na vertical. O método *phi sim* é o que apresenta maiores variações percentuais em relação ao método *phi cte*, provavelmente por ser um método de cálculo estocástico apresente variações mais bruscas na porosidade e permeabilidades do reservatório gerando situações diversas em regiões de injeção e/ou produção.

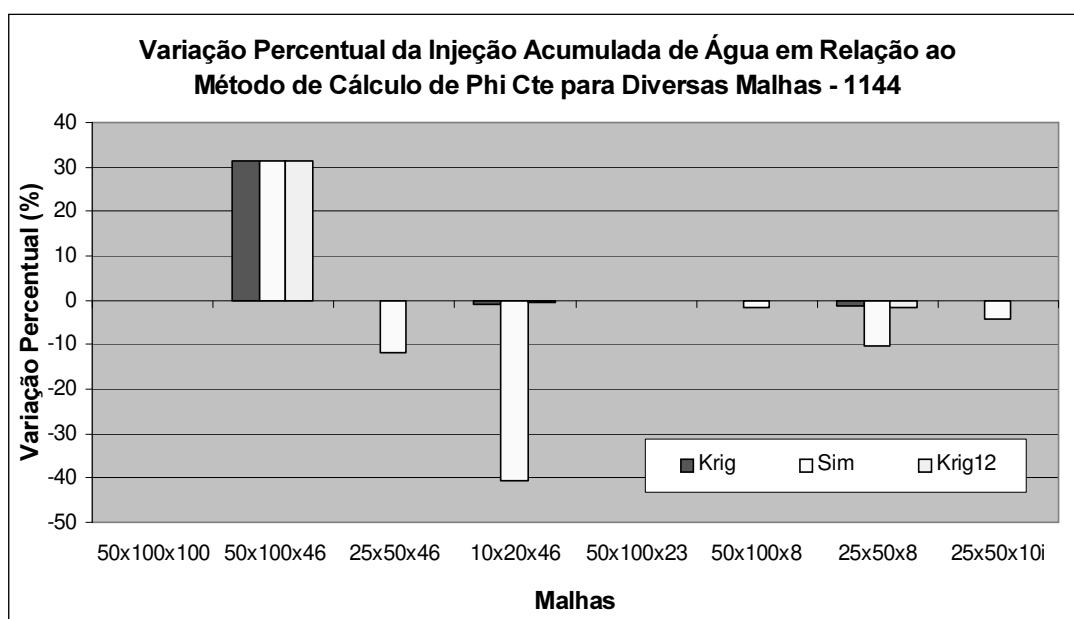


Figura 5.52 – Variação da injeção acumulada de água para os diversos métodos de cálculo de porosidade em relação ao método *phi cte*.

Já para a injeção acumulada de água (Figura 5.52), nota-se que, para as malhas finas (50x100x100 e 50x100x46) não houve variações percentuais significativas em relação ao método de cálculo de porosidade. Para as malhas mais grossas, as maiores variações percentuais estão associadas ao método de cálculo *phi sim*, tal qual ocorre para a semente 5432, provavelmente pelos mesmos motivos citados no parágrafo acima.

5.3.4.2 Efeito da Transferência de Escalas

As Figuras 5.53 e 5.54 mostram a variação da produção e injeção acumuladas de água, para as diferentes malhas de simulação utilizadas nos reservatórios gerados pela semente 1144, com os diferentes métodos de cálculo de porosidade.

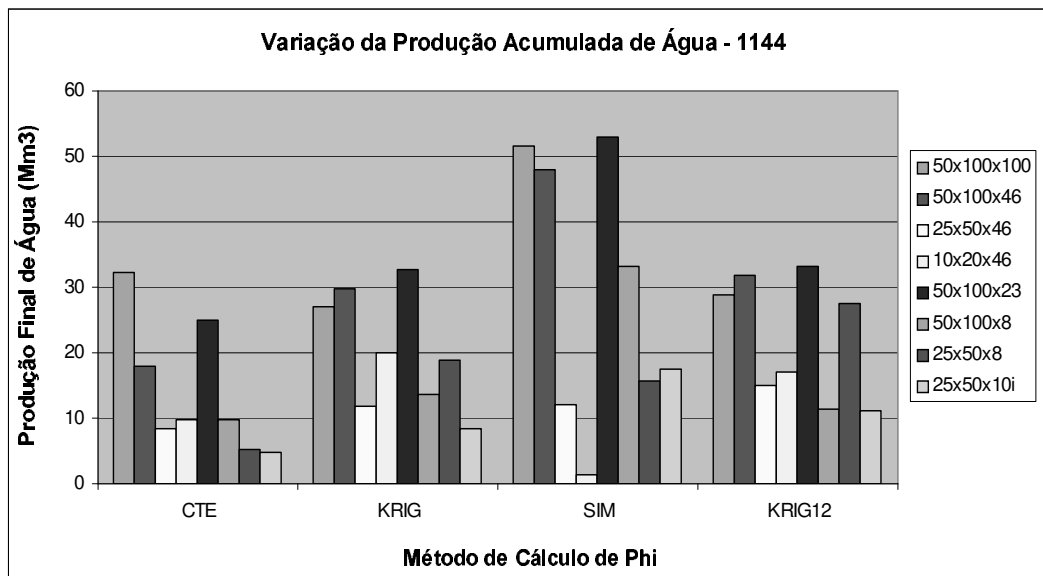


Figura 5.53 – Produção acumulada de água para as diversas malhas de simulação com todos os métodos de cálculo de porosidade utilizados.

Analisando-se a Figura 5.53 nota-se que, para o método *phi cte*, a malha 50x100x100 é a que mais produz água. Isso já era de se esperar uma vez que esta malha possui um maior número de reservatórios em zonas de água. Para os outros métodos de cálculo de porosidade, esta diferença não é tão patente uma vez que os reservatórios nesta região podem não ser tão bons como para o método *phi cte* (22% de porosidade), mas o mesmo ocorre com o método *phi sim*.

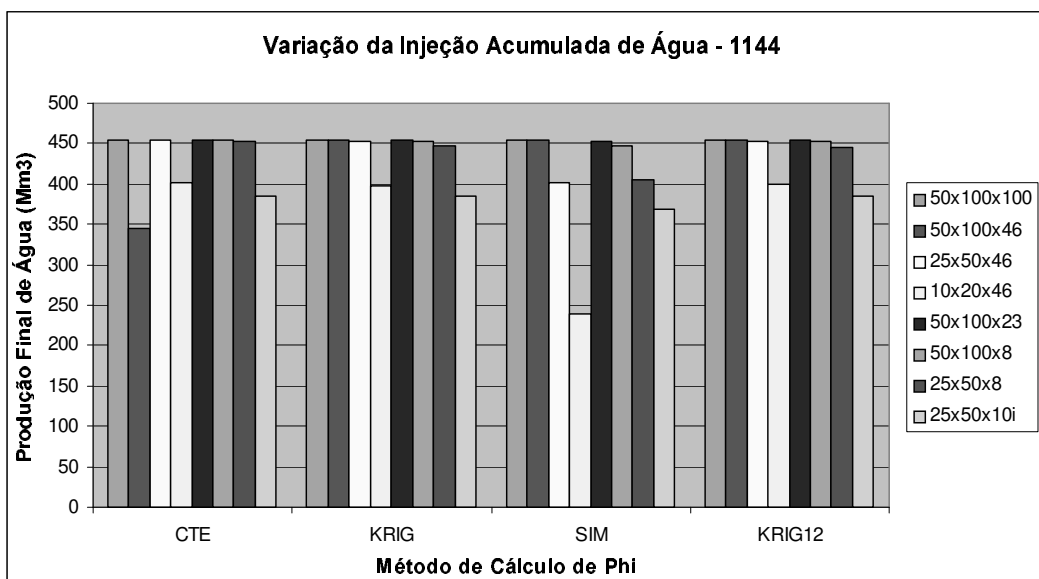


Figura 5.54 – Injeção acumulada de água para as diversas malhas de simulação com todos os métodos de cálculo de porosidade utilizados.

Observando-se o mesmo gráfico para os outros métodos de cálculo de porosidade, pode-se notar que a malha 50x100x23 é a que mais produz água, seguida pela malha 50x100x46, ambas malhas refinadas. Um dos motivos já citados anteriormente, é que a transferência de escalas em blocos grossos pode gerar valores de porosidades e permeabilidades equivalentes muito baixas, dificultando o fluxo de água. Em malhas mais finas a água pode encontrar vias de fluxo preferencial e escoar com mais facilidade, favorecendo a produção de água.

Por outro lado, a explicação pode não ser uma simples questão de valores de porosidades e permeabilidades equivalentes. Transferências de escalas maiores na horizontal propiciam maior conectividade no reservatório na horizontal e nem sempre na vertical, ao passo que transferências de escalas maiores na vertical propiciam maior conectividade do reservatório na vertical, em detrimento da horizontal. Esse fato pode gerar geometrias de reservatório bem diferentes da malha fina original contribuindo para uma maior ou menor produção de água em cada malha gerada.

Este fato pode não ser tão marcante para a produção de óleo e gás, pois os poços estão canhoneados em zonas com hidrocarbonetos, obviamente objetivando a sua produção. Já a água que vem do aquífero ou dos poços injetores tem que percorrer um caminho nem sempre fácil até chegar aos poços produtores. Esse caminho que a água percorre pode ou não ser facilitado pela geometria do reservatório que, como dito acima, varia de malha para malha, dependendo da escala escolhida.

As diversas malhas podem também ocasionar diferenças devido à dispersão numérica, podendo afetar a chegada da água na malha fina vertical. É o que provavelmente está ocorrendo com as malhas 50x100x23 e 25x50x46 (*phi krig*). Para estas duas malhas a injeção acumulada de água é igual, a produção acumulada de óleo é 11% maior para malha 25x50x46 e a produção acumulada de gás é 2,5% maior também para a malha 25x50x46. Entretanto a produção acumulada de água é bem menor para a malha 25x50x46 do que para a malha 50x100x23. A diferença está na taxa de produção de água do poço 133 que tem um W_p igual a 19,7Mm³ para a malha 50x100x23 e 2,2Mm³ para a malha 25x50x46, apesar da geometria do reservatório ser bastante parecida localmente e as porosidades e permeabilidades serem razoáveis nos dois casos, o que leva a suspeitar ser este um caso onde a dispersão numérica afeta sensivelmente a produção de água.

Observando-se o gráfico da Figura 5.54 nota-se poucas, mas significativas variações na injeção acumulada de água. Para a malha 10x20x46 a injeção reduzida de água deve-se aos mesmos motivos explicitados para a semente 5432 (Item 5.3.3.2).

Também se observa injeção acumulada de água reduzida para a malha 25x50x10i em todos os métodos de cálculo de porosidade, pois em todas as situações ocorre *backflow* no poço I237, não injetando água no reservatório, provavelmente devido à baixa permeabilidade efetiva ao redor do poço. Ainda para o método *phi sim* o poço I135 opera com BHP máxima e igual a 160kg/cm² também diminuindo a vazão de injeção ainda mais.

Para o método *phi cte* a malha 50x100x46 mostra injeção de água reduzida devido ao

backflow que ocorre no poço I122 (Item 5.3.4.1). Da mesma forma, para o método *phi sim*, as malhas 25x50x46 e 25x50x8 também tem injeção de água reduzida (explicação no Item 5.3.4.1). Desta forma, pode-se dizer que os métodos de cálculo de porosidade *phi krig* e *phi krig12* só apresentam redução na injeção de água para as malhas 10x20x47 e 25x50x10i por motivos já explicados.

A análise percentual da produção e injeção acumuladas de água vista na Figura 5.55 mostra que a produção acumulada de água varia de 40% a mais que 70%, tanto positiva quanto negativamente, sendo as maiores variações negativas para as malhas 25x50x8 e 25x50x10i (as mais grossas), o mesmo ocorrendo de forma semelhante a todos os métodos de cálculo de porosidade.

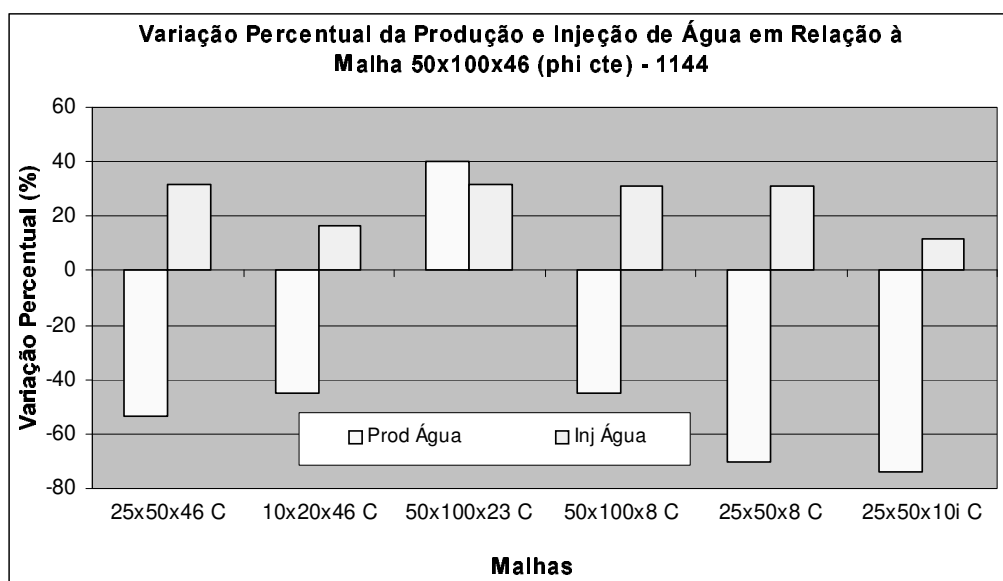


Figura 5.55 – Variação da produção e injeção de água acumulada em relação à malha 50x100x46 para o método de cálculo de *phi cte*.

Já em relação à injeção acumulada de água esta varia positivamente para todas as malhas (Figura 5.55, método *phi cte*). Para os demais métodos de cálculo de porosidade as variações percentuais são menores e na maioria das vezes, negativa como se pode observar na Figura

5.56 a seguir para o método *phi krig12*.

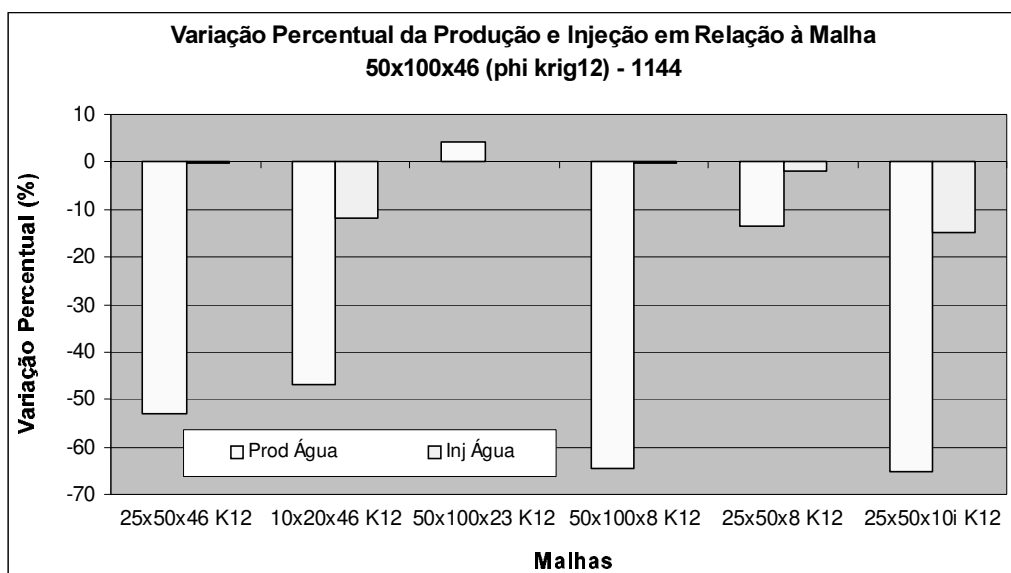


Figura 5.56 – Variação da produção e injeção de fluidos em relação à malha 50x100x46 para o método *phi krig12*.

5.3.5 Análise da Imagem Gerada pela Semente 2277 (P90)

Comparando-se os resultados obtidos de produção acumulada de água para as três sementes estudadas obtiveram-se os gráficos das Figuras 5.57 e 5.58 para os métodos de cálculo de porosidade *phi cte* e *phi krig*.

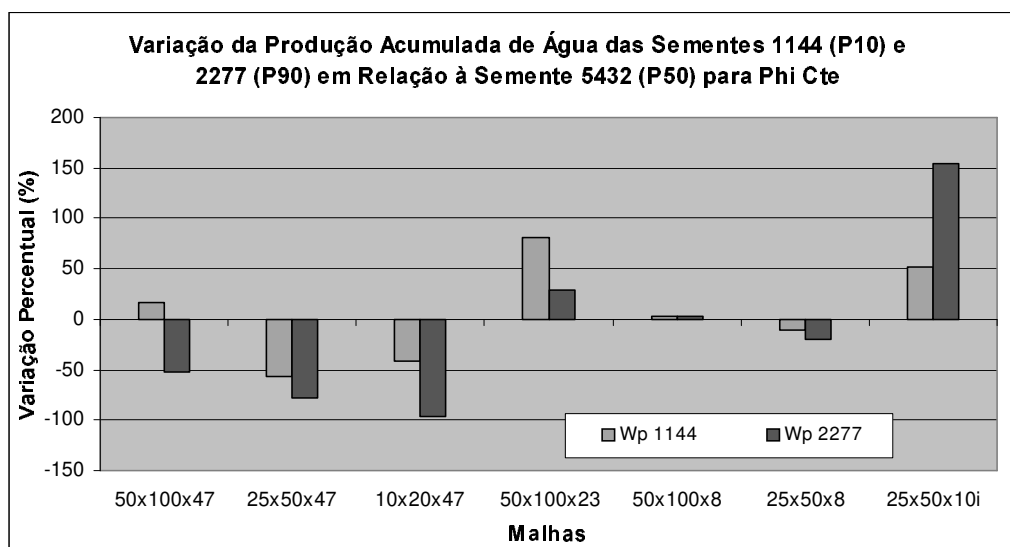


Figura 5.57 – Variação da produção de água acumulada obtida pelas sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432 para o método de cálculo de porosidade *phi cte*.

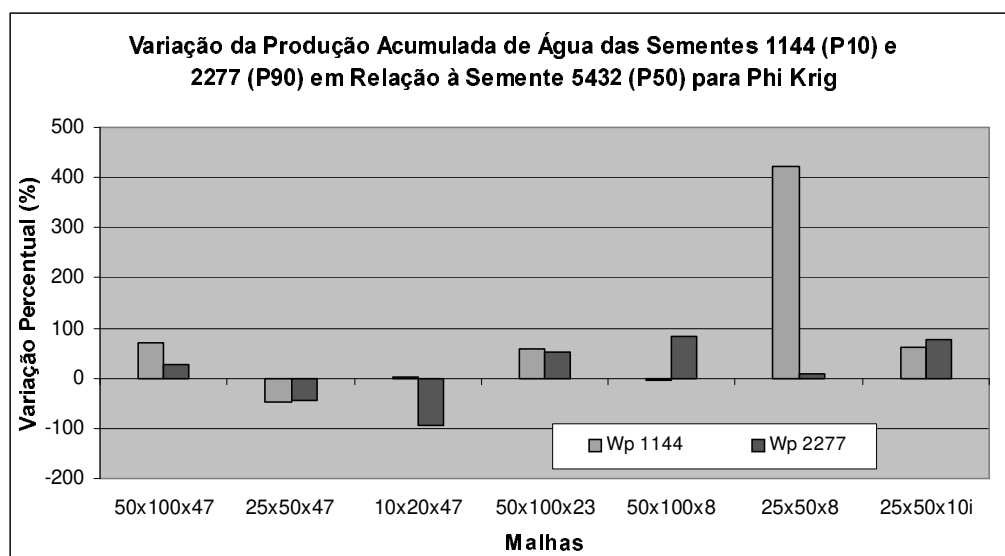


Figura 5.58 – Variação da produção de água acumulada obtida pelas sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432 para o método de cálculo de porosidade *phi krig*.

Nota-se que para o método de cálculo de porosidade *phi cte* as variações percentuais de produção acumulada de água só são baixas para as malhas 50x100x8 e 25x50x8. Para as

demais malhas atingem patamares da ordem de 50% a 150%. Para o método de cálculo *phi krig* o comportamento é um pouco diverso como se vê na Figura 5.58 onde, para a semente 1144, a variação percentual de W_p atinge 422% para a malha 25x50x8. Para as demais malhas as variações também são grandes. Para o método de cálculo *phi krig12* o comportamento de W_p e W_i são semelhantes ao método *phi krig*. Já para o método *phi sim*, a variação percentual de W_p na malha 25x50x10i atinge mais que 17000%. Esses valores para W_p podem ser entendidos devido à alta variabilidade desses dados que ocorre em razão dos vários motivos que vêm sendo discutidos ao longo do item 5.3.

A injeção acumulada de água apresenta variações percentuais menores, como se vê na Figura 5.59. Com exceção dos problemas já mencionados para a malha 10x20x47, as variações percentuais não ultrapassam os 25% para o método de cálculo *phi cte*, o mesmo ocorrendo para os demais métodos de cálculo de porosidade.

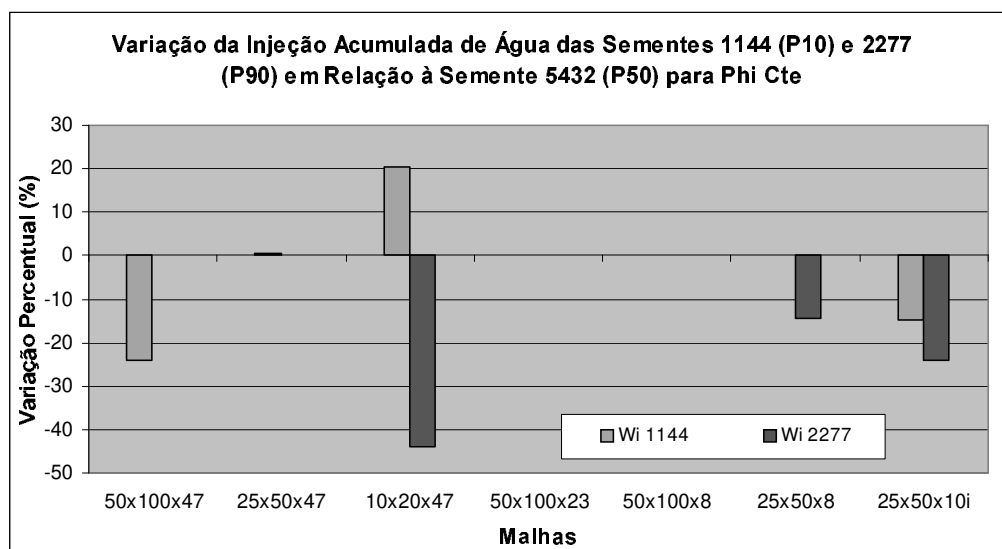


Figura 5.59 – Variação da injeção acumulada de água obtida pelas sementes 1144 e 2277 em relação à semente 5432 para o método de cálculo de porosidade *phi cte*.

A seguir, são discutidos os resultados obtidos com as simulações de fluxo para os

reservatórios gerados com a semente 2277.

5.3.5.1 Efeito dos Diferentes Métodos de Cálculo de Porosidade

Os efeitos dos diferentes métodos de cálculo de porosidade nos reservatórios gerados pela semente 2277 podem ser vistos nas Figuras 5.60 e 5.61.

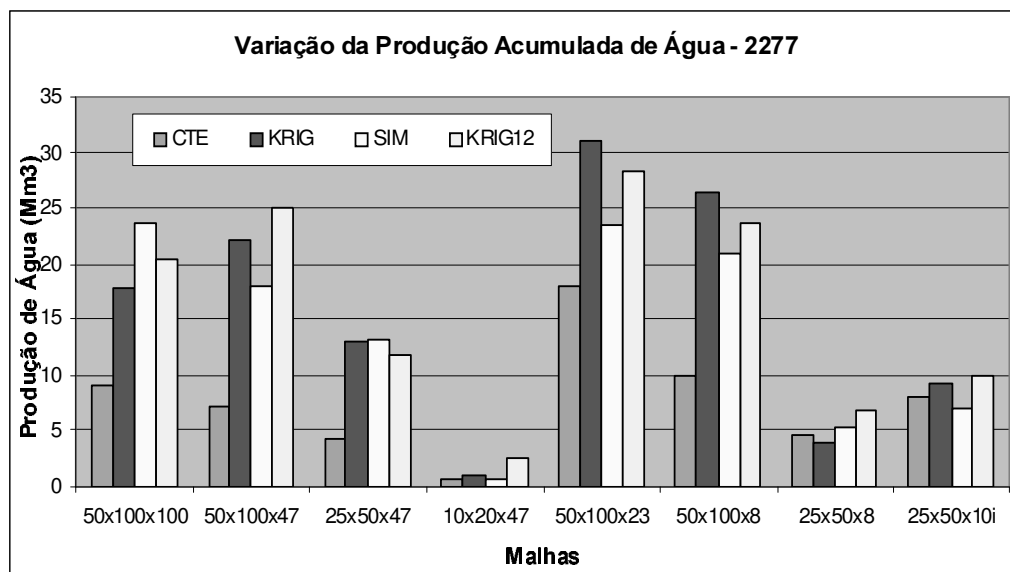


Figura 5.60 – Produção acumulada de água para a semente 2277.

Para a maioria das malhas, principalmente para as mais finas, nota-se que a produção acumulada de água obtida pelo método de cálculo *phi cte* é bastante baixa em relação aos demais métodos de cálculo de porosidade. Entretanto, para malhas mais grossas (10x20x47, 25x50x8 e 25x50x10i), a produção acumulada de água pelo método *phi cte* se equipara aos demais. Nota-se que nestas malhas mais grossas a produção acumulada de água é baixa não só para o método *phi cte* como para os outros métodos de cálculo de porosidade, indicando que para *phi cte* a variação de W_p é a menor em relação às malhas de simulação.

Excetuando-se o método *phi cte* as variações entre os outros métodos de cálculo de porosidade não são tão grandes, principalmente para as malhas mais grossas. Note-se que a

malha 10x20x47 apresenta uma baixíssima produção acumulada de água para todos os métodos de cálculo de porosidade.

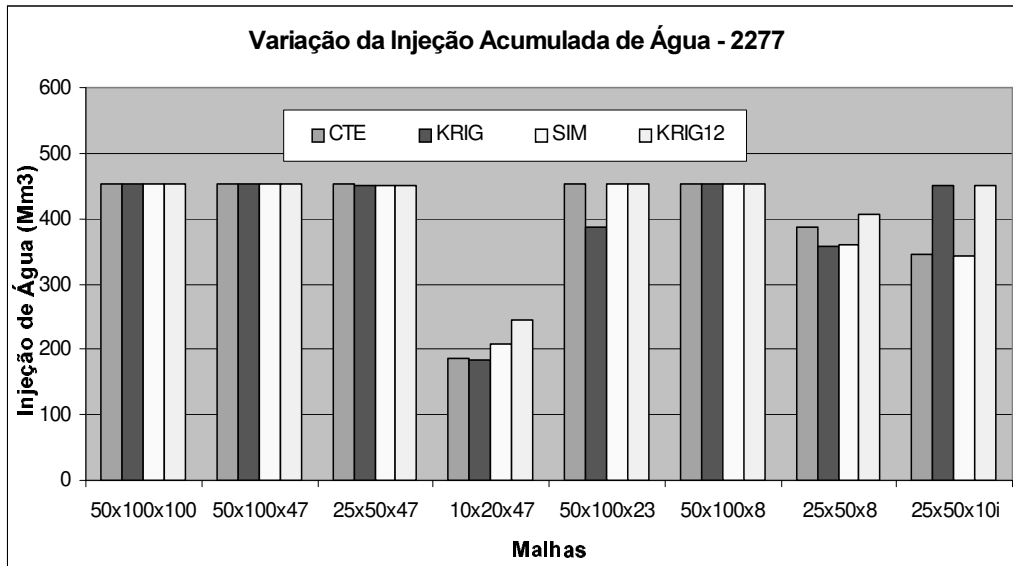


Figura 5.61 – Injeção acumulada de água para a semente 2277.

A variação da injeção acumulada de água nas diversas malhas é bem menor que a observada na produção acumulada de água como se vê na Figura 5.61. Nota-se que para as malhas mais finas essa variação praticamente inexistente. Já para malhas mais grossas ela é variável em relação ao método de cálculo de porosidade.

Observando a malha 10x20x47, nota-se que para todos os métodos de cálculo a injeção acumulada de água é reduzida. Isso ocorre pelos mesmos motivos expostos para as sementes 5432 e 1144 (Itens 5.3.3.1 e 5.3.4.1, respectivamente).

Também para a malha 25x50x8 ocorre redução da injeção acumulada de água em todos os métodos de cálculo de porosidade. Isso acontece, pois o poço I122 opera com pressão de fundo de poço máxima (160kg/cm²) diminuindo a taxa de vazão de injeção. No caso do método *phi sim* o mesmo ocorre para o poço I134, além do poço I122. A diminuição da taxa de vazão se deve ao fato das permeabilidades equivalentes ao redor do poço ou no próprio

poço serem baixas demais, pressurizando a área onde se está injetando água. Quando se atinge a pressão máxima estipulada a vazão cai.

Também para a malha 25x50x10i ocorre redução do W_i para os métodos *phi cte* e *phi sim*. Isso acontece, pois para esses dois métodos de cálculo de porosidade o poço I122 não injeta água devido à ocorrência de *backflow*. Na região do poço há boas permeabilidades horizontais, mas uma zona muito limitada de boa permeabilidade vertical, cercada por baixíssimas K_v ao redor dessa área e nas camadas acima e abaixo desta em que o poço I122 está canhoneado. Com isso, a pressão da região sobe e ocorre o *backflow*.

Para a malha 50x100x23 somente o método *phi krig* mostra valores de W_i reduzidos. Neste caso o W_i é menor, pois ocorre *backflow* no poço I237, por motivos semelhantes aos explicitados para a malha 25x50x10i (*phi cte* e *phi sim*).

A variação percentual da produção acumulada de água pode ser vista no gráfico da Figura 5.62.

Nota-se também neste caso uma alta variabilidade dos dados principalmente para o método *phi krig12* na malha 10x20x47 que, como já foi visto, não apresenta resultados confiáveis. Para esta semente, ao contrário das outras, as maiores variações percentuais são observadas nas malhas mais finas. Essas variações podem ter ocorrido pelos mesmos motivos explicados para a semente 1144, Item 5.3.4.2.

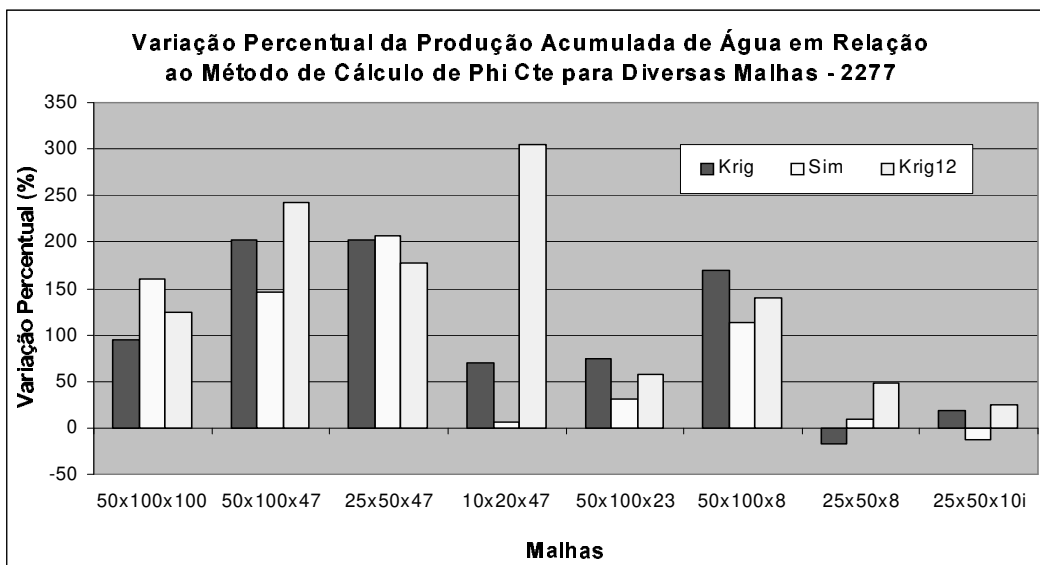


Figura 5.62 – Variação da produção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade *phi cte* para as diversas malhas de simulação.

Já as maiores variações percentuais de injeção acumulada de água são vistas nas malhas grossas, principalmente para os métodos *phi krig* e *phi krig12*, como mostra a Figura 5.63.

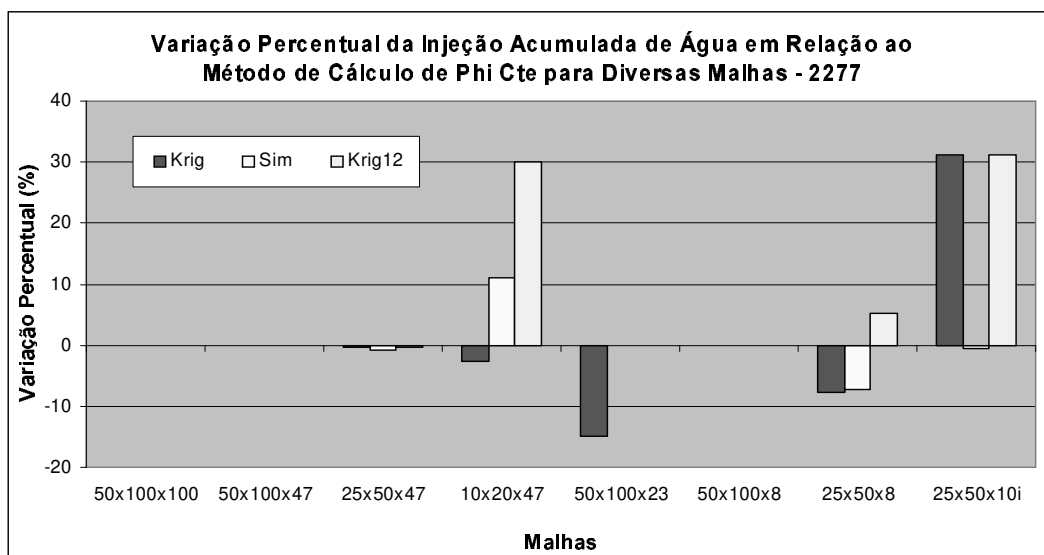


Figura 5.63 – Variação da injeção acumulada de água em relação ao método de cálculo de porosidade *phi cte* para diversas malhas de simulação.

5.3.5.2 Efeito da Transferência de Escalas

Os gráficos das Figuras 5.64 e 5.65 mostram a variação da produção e injeção acumuladas de água para as diferentes malhas de simulação analisadas.

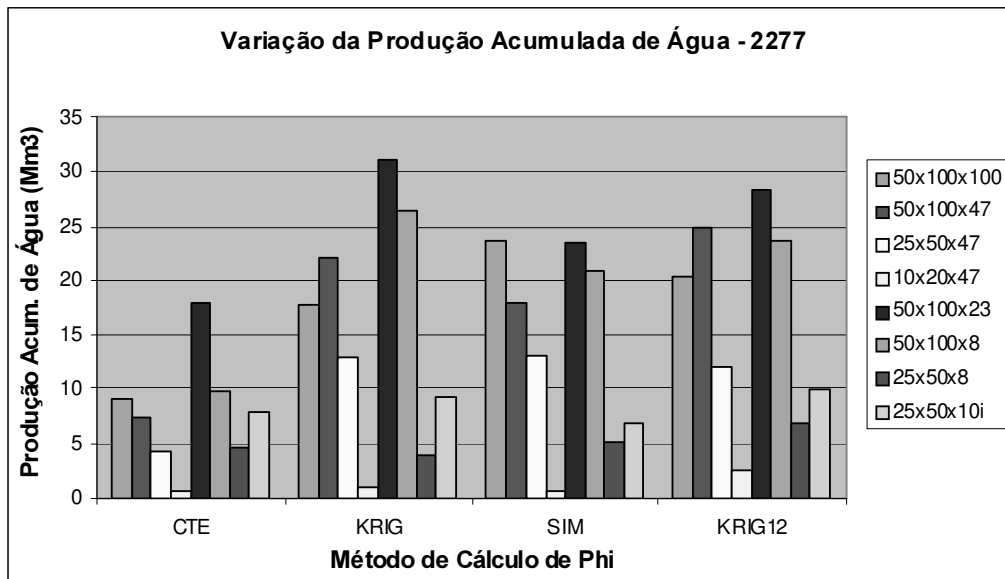


Figura 5.64 – Produção acumulada de água.

Nota-se pela Figura 5.64 que para a malha 10x20x47 a produção de água é quase inexistente por motivos já explicados. Também para a malha 25x50x8 e 25x50x10i a produção acumulada de água também é muito baixa. Já para as outras malhas de simulação a variação da produção é alta. Os motivos para esta variação podem ser vários como já dito em Item anterior (5.3.4.2), porém não se tentou aqui explicar todas as variações observadas, caso a caso.

A Figura 5.65 mostra a variação da injeção acumulada de água para as diferentes malhas de simulação de fluxo onde se vê que esta é sempre reduzida para as malhas 10x20x47 e 25x50x8. Para *phi cte* e *phi sim* a injeção também é reduzida na malha 25x50x10i. Já para *phi krig* a injeção também é reduzida para a malha 50x100x23, como já explicado no item

anterior.

No caso das reduções observadas na injeção acumulada de água para todos os métodos de cálculo e que ocorrem para as malhas 10x20x47 e 25x50x8 pode-se deduzir que estas reduções têm influência direta da transferência de escalas e que estas malhas grossas, para a semente 2277 não se aplicam a um estudo de simulações de fluxo.

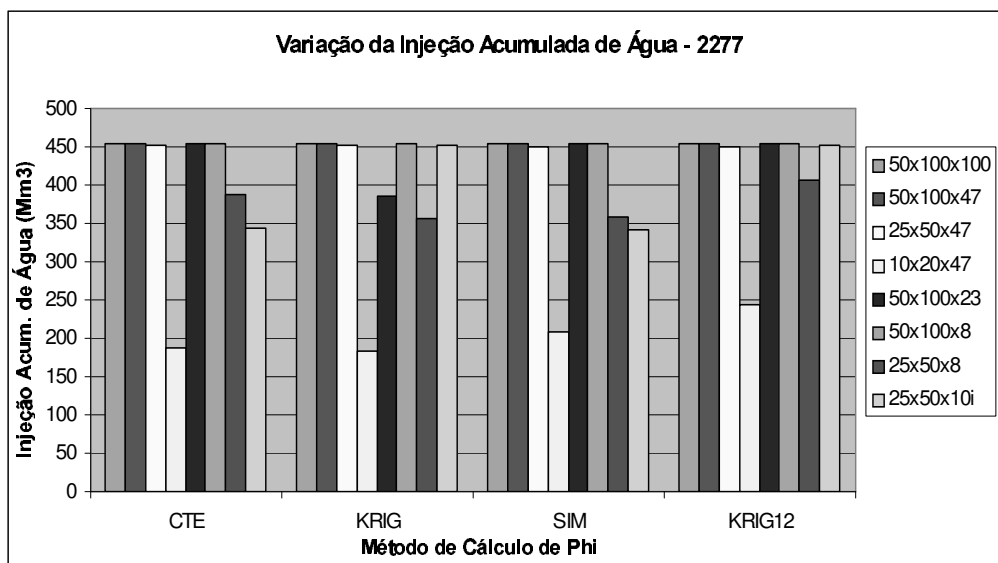


Figura 5.65 – Injeção acumulada de água.

As variações percentuais da produção e injeção acumuladas de água também são bastante variáveis como se pode ver no gráfico da Figura 5.66 para *phi cte*. Em relação aos outros métodos de cálculo de porosidade as altas variações também podem ser observadas mantendo as mesmas tendências vistas na Figura 5.66, porém com algumas variações percentuais. No caso da produção acumulada de água para a malha 50x100x23 a variação em relação ao método *phi cte* quase atinge 150%. Para os outros métodos de cálculo de porosidade esta variação chega no máximo a 40%.

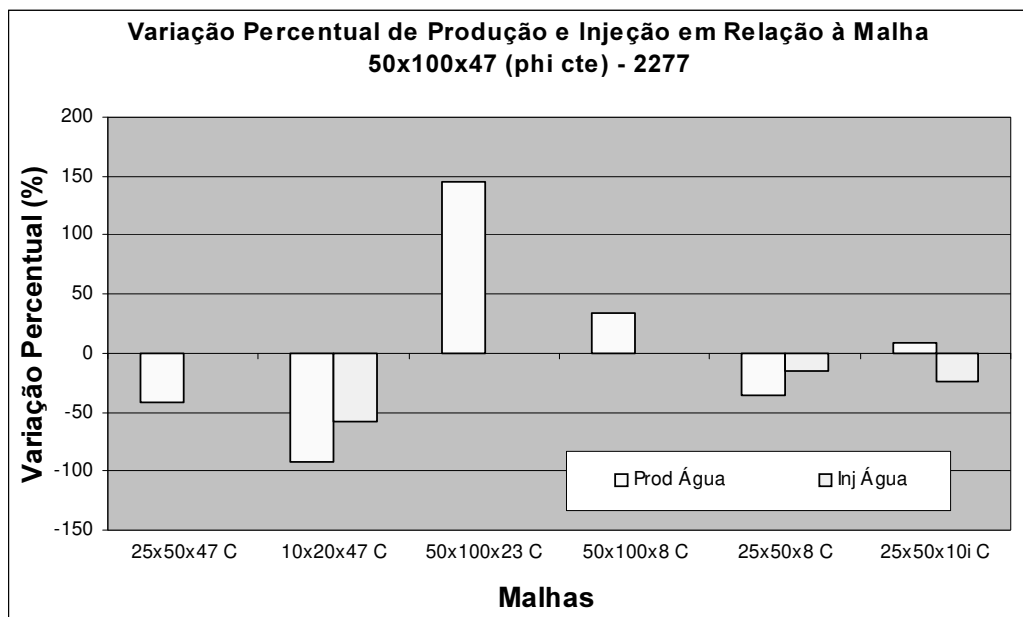


Figura 5.66 – Variação da produção e injeção acumuladas de água em relação à malha 50x100x47 (método *phi cte*).

5.3.6 Discussões

A produção e injeção acumuladas de água têm um comportamento bastante diversificado em relação à semente utilizada na geração das imagens, quanto ao método de cálculo de porosidade e principalmente em relação à malha utilizada nas simulações de fluxo.

Viu-se que em relação às sementes utilizadas a semente 5432 (P50) mostrou maiores valores de W_p para a maioria das malhas, com variações não muito grandes em relação ao método de cálculo de porosidade, só caindo para as malhas mais grossas na vertical. Já as sementes 1144 (P10) e 2277 (P90) mostram uma queda na produção acumulada de água também para malhas grossas na horizontal. O gráfico da Figura 5.26, Item 5.2.3.2, mostra que a chegada da água na malha fina (5432, 50x100x47) é mais rápida que na malha grossa (5432, 25x50x8), sendo que esta tendência parece ser geral. Nas malhas finas a água encontra caminhos preferenciais de fluxo, bloqueados nas malhas grossas devido às permeabilidades

médias mais baixas.

Para todas as sementes, principalmente para a semente 1144, o método de cálculo *phi sim* foi o que apresentou as maiores variações nos resultados de W_p e W_i , embora o método *phi cte* para a semente 2277 (P90) tem exibido as maiores discrepâncias.

O método de cálculo de porosidade também mostrou ser bastante influente nos resultados de produção e injeção de água a depender da malha e da imagem utilizadas (Itens 5.3.3.1, 5.3.4.1 e 5.3.5.1). Altas variações de W_p foram observadas em relação ao método de cálculo de porosidade (entre 34% e 61%) e em relação às imagens analisadas (entre 29% e 72%).

A transferência de escalas foi de longe a grande responsável pela expressiva variabilidade nos resultados obtidos de produção acumulada de água, entre 67% e 99,7%. De um modo geral, nota-se que malhas mais grossas tanto na horizontal quanto na vertical tendem a afastar os resultados de W_p e W_i daqueles obtidos por meio de malhas finas, tidas como as mais representativas do modelo real. Esse resultado tende a ser pior quanto mais blocos da malha fina são agrupados para formar-se a malha grossa. A longo prazo, com o aumento da produção de água isso pode se refletir na produção de óleo e gás também.

Os motivos que levam à essa perda de qualidade nos resultados da malha grossa são vários e vão desde áreas produtoras ou injetoras com baixas porosidades e permeabilidades equivalentes, causando problemas na injeção e produção da água, como modificações na geometria do reservatório que podem mudar por completo caminhos preferenciais de fluxo de fluidos e ainda problemas de dispersão numérica, que afetam diretamente as quantidades de fluidos produzidos.

5.4 Discussões Gerais

A análise dos volumes de fluidos *in situ* mostrou que o método de cálculo de porosidade

foi mais influente do que a transferência de escalas e que a própria variação das imagens. Entretanto, apesar da transferência de escalas afetar os volumes *in situ* minimamente, em alguns casos esta pode causar suaves modificações no volume de fluidos *in situ*, como ocorrido para uma das malhas grossas (25x50x10i), devido à pequenas diferenças causadas pelo contato óleo/água em relação à sua posição nas camadas, como já explicado no Item 5.1.3.2.

Analisando-se a produção acumulada de óleo, nota-se que esta sofre maior influência do método de cálculo de porosidade do que da transferência de escalas ou das imagens analisadas. Já a produção acumulada de gás tem maior influência da transferência de escalas do que do método de cálculo de porosidade. Observa-se também que as produções acumuladas de óleo e gás variam bem mais que os volumes *in situ* obtidos nas simulações de fluxo em relação à transferência de escalas. Isso ocorre, pois o cálculo dos volumes *in situ* depende principalmente da porosidade que é calculada simplesmente através da média aritmética, não gerando grandes variações numéricas. Já os cálculos realizados para a obtenção da produção acumulada de óleo e gás levam em conta dados de permeabilidade e fluxo de fluidos alterando de forma mais incisiva os resultados. Observa-se que, de um modo geral, o método de cálculo *phi krig12* mostra menores variações entre as diferentes malhas de simulação de fluxo.

A análise dos gráficos mostra que a produção de óleo tende a cair para malhas mais grossas na vertical, pois a transferência de escalas gera permeabilidades equivalentes pequenas, dificultando o fluxo de fluidos (Item 5.2.6). Em relação à transferência de escalas, concluiu-se que a malha 10x20x46/47 não se mostrou uma boa malha nas simulações de fluxo e não reflete as características do reservatório da malha fina. Por outro lado, as malhas com menor número de camadas representaram melhor os resultados da malha fina, apesar de terem uma produção de fluidos reduzida em relação a estas.

A produção e injeção acumuladas de água mostraram as maiores variações observadas entre todas as funções objetivo, tanto em relação aos reservatórios gerados estocasticamente, como também em relação ao método de cálculo de porosidade e às malhas de simulação de

fluxo. No caso dos efeitos da transferência de escalas, este se mostrou muito mais influente que o método de cálculo de porosidade e a variação das imagens. A transferência de escalas para uma malha muito grossa em relação à malha original leva a valores de permeabilidade equivalente muito baixos, além de afetar seriamente a geometria original do reservatório, causando diferenças significativas no fluxo da água. Isso causa maior influência na produção de água que na produção de óleo, pois a água tem um percurso a seguir até chegar ao poço enquanto que o óleo está junto do intervalo canhoneado, sendo que sua produção depende mais das características do reservatório ao redor do poço em questão.

De um modo geral, os métodos de cálculo que mais apresentaram variações nas funções objetivo foram o método *phi cte* e *phi sim*. O método de cálculo de porosidade *phi cte* superestima os valores de porosidade aumentando aos volumes de fluidos *in situ*. O método *phi sim*, por ser um método de simulação estocástica e no caso, ter sido utilizada uma imagem aleatoriamente escolhida, mostrou que a distribuição aleatória de valores de porosidade e permeabilidade pode modificar bastante os resultados de produção de fluidos. O método de *phi cte* também não se mostrou adequado já que na grande maioria das vezes foi otimista nas funções objetivo analisadas e não reflete as heterogeneidades da rocha reservatório, que mostrou grande influência em todas as malhas simuladas. Neste ponto, é importante salientar que, o valor adotado igual a 22% foi o valor dado pela literatura, sendo este um pouco maior do que a média dos valores de porosidade dos 25 poços utilizados nas estimativas de porosidade, o que pode ter causado uma ligeira otimização em relação aos resultados obtidos através de outros métodos de cálculo de porosidade.

A transferência de escalas gerou as maiores variações observadas nas funções W_p e W_i . Também mostrou grande influência nas produções de óleo e gás. Nota-se que malhas grossas geralmente tendem a gerar resultados bastante diferentes daqueles obtidos em malhas finas. Quando o agrupamento de blocos da malha fina é maior o resultado tende a ser pior. Uma malha muito grossa na horizontal (10x20x47/46) mostrou os piores resultados em comparação com a malha fina. As malhas grossas na vertical também foram afetadas significativamente principalmente na quantidade de fluidos produzidos, porém as curvas de pressão de

reservatório, entre outras, mostram que estas malhas são mais compatíveis com as malhas finas que as muito grossas na horizontal.

Muitos dos problemas de injeção de água e produção de fluidos descritos ao longo do texto podem, na prática, ser evitados com um ajuste de histórico inicial para o campo, pois estavam relacionados basicamente com variação de produtividade e injetividade resultantes das malhas grossas. O ajuste pode ser utilizado para descartar imagens e selecionar transferências de escala não satisfatórios.

Neste caso, pode-se recomendar que o pesquisador evite agrupar um número muito grande de blocos da malha fina na geração da malha grossa. Este cuidado pode evitar transtornos futuros na análise e previsão do reservatório. Uma malha irregular, onde se consiga detalhar melhor, áreas do reservatório mais importantes também pode minimizar os problemas encontrados nas malhas grossas. No caso em questão a malha escocesa não apresentou resultados melhores do que a malha grossa 25x50x8. Em muitos casos os resultados mostraram-se bastante variáveis, mas não necessariamente melhores, principalmente em relação à produção de água.

O método de cálculo de porosidade e permeabilidade deve ser escolhido de acordo com os dados que o pesquisador tem disponíveis. A comparação entre dois ou três métodos pode ser benéfica na hora de escolher-se entre um e outro. No caso do campo estudado, os métodos *phi krig* e *phi krig12* foram os mais adequados, mas o pesquisador pode dispensar mais tempo no tratamento geoestatístico dos dados de forma a obter-se um resultado mais consistente.

A avaliação conjunta dos métodos de cálculo de porosidade e da transferência de escalas é complicada, pois ambos influenciam substancialmente os resultados das simulações de fluxo. Neste caso, aconselha-se escolher cuidadosamente um e outro para evitar que escolhas mal feitas em ambas variáveis causem prejuízos somados nos resultados das simulações de fluxo.

Entre as imagens simuladas foram selecionadas três com volumes porosos médio, pessimista e otimista. Esperava-se que na imagem com volume poroso otimista (P90) também houvesse uma maior volume de óleo *in situ*. Mostrou-se que isso nem sempre é verdade, pois a simulação estocástica de objetos pode gerar mais objetos na zona de água e incrementar o volume de água *in situ* e não o de óleo. Em um caso o método de cálculo de porosidade inverteu a situação (*phi sim*), levando a um volume de óleo *in situ* maior do que para a imagem P50, mostrando a importância do método de cálculo adequado ao longo de todo o processo.

A discussão sobre o tempo despendido nas transferências de escala e simulações de fluxo também é de relevante importância. Transferências de escala de permeabilidade absoluta pelo método numérico a partir da malha fina para uma malha um pouco mais grossa que a original como, por exemplo, para malha 50x100x23 ou 25x50x47/46, levam um grande tempo computacional, podendo chegar a mais de 10 horas. Já a transferência de escalas da malha fina para malhas mais grossas mostram uma sensível redução de tempo, chegando a 40 minutos nos casos mais extremos. As simulações de fluxo de malhas muito finas também exigem alto tempo computacional, chegando a 4 horas para a malha fina de 500.000 blocos. Entretanto simulações de malhas grossas, em torno de 10.000 blocos, levam no máximo, 5 minutos. Portanto, a escolha da malha grossa também deve ser feita levando-se em conta o tempo disponível que o pesquisador tem para a realização do trabalho. Deve-se estabelecer uma relação ótima entre a qualidade desejada dos resultados e o tempo disponível na realização deste.

Capítulo 6

Conclusões

O trabalho desenvolvido nesta dissertação teve como objetivo estudar a representação de reservatórios gerados por simulação estocástica de objetos para a simulação numérica de escoamento em meios porosos. Foram estudadas as principais etapas envolvidas no processo e detalhadas as principais influências de cada uma numa aplicação em um caso real.

A escolha das imagens através do volume poroso mostrou-se eficiente para análises otimistas, pessimistas e médias. Também fornece uma idéia inicial se o volume do reservatório gerado é compatível com o reservatório real estudado. Caso os dados mostrem-se incompatíveis já nesta fase, recomenda-se uma nova simulação estocástica de objetos tentando adequar melhor os parâmetros geométricos do objeto a ser gerado, de forma a conseguir-se um volume poroso mais consistente com o real. Esta etapa não foi considerada nesta dissertação, pois o objetivo era o de estudar o processo de passagem de dados até a simulação de fluxo e não o de estudar as particularidades de um caso específico.

A não consistência do volume poroso dos objetos gerados com o reservatório real, assim como diferentes valores de produção de fluidos, nos levam à importância de uma caracterização geológica bem desenvolvida, já se levando em conta nesta fase dados de intervalos produtores. Isto ajuda a identificar reservatórios (no caso, corpos turbidíticos) não

produtores e, neste caso, recomenda-se que não se tente reproduzi-los na simulação de objetos.

Mesmo não se conseguindo comparar os resultados obtidos com os dados reais, considera-se que a metodologia adotada é bastante promissora na caracterização de campos pouco conhecidos. A associação de simulações estocásticas de objetos, transferência de escalas e simulações numéricas de fluxo mostra-se bastante útil na caracterização e avaliação de reservatórios e na otimização de previsões futuras. Também com a adoção deste método recomenda-se o acompanhamento periódico e constantes ajustes de histórico para a adequação dos dados obtidos com os reais, como tem aconselhado a literatura atual.

Em casos de reservatórios de baixa conectividade como os aqui estudados, a simulação de objetos mostra que diferenças substanciais podem ocorrer de uma imagem para outra, afetando diretamente os resultados nas funções objetivo, demonstrando mais uma vez a importância do acompanhamento freqüente das simulações com o surgimento de novos dados.

A análise dos volumes *in situ* revelou que a transferência de escalas pouco afeta os resultados, como esperado. Entretanto, o método de cálculo de porosidade mostra-se bastante relevante no cálculo dos volumes *in situ* e sua escolha deve ser bastante criteriosa, pois a adoção de um determinado método de cálculo mostra uma influência direta nos resultados obtidos, podendo levar a resultados otimistas ou pessimistas. Como foi visto, não se recomenda a utilização de valores petrofísicos constantes, pois mesmo adotando-se valores médios obteve-se resultados muito otimistas em relação aos demais métodos de cálculo de porosidade sem representar as heterogeneidades do reservatório. A krigagem mostrou ser um método rápido e eficiente no cálculo da porosidade. Se o pesquisador optar pelas simulações estocásticas da porosidade, deve-se realizar um cálculo mais apurado do aqui demonstrado, seguindo-se a seqüência do método recomendado na literatura.

Os dados de produção acumulada de óleo, gás e água, assim como a injeção acumulada de água, mostraram grande influência do método de cálculo de porosidade, mas principalmente, da transferência de escalas. As malhas muito grossas não são recomendadas

neste caso por não representarem bem as heterogeneidades do reservatório estudado. Neste ponto, a escolha da malha mostra-se muito importante para evitar resultados díspares. Um pequeno ajuste de histórico já seria suficiente para calibrar os resultados iniciais obtidos com a malha escolhida.

Observam-se diferenças significativas quando se compara uma malha grossa em cuja transferência de escalas foi dada ênfase na malha horizontal com outra na qual a transferência de escalas foi realizada predominantemente na vertical. No caso analisado nesta dissertação, a malha que apresentou os piores resultados foi aquela em que a maior transferência de escalas foi na horizontal (10x20x47). Mesmo não havendo transferência de escala na vertical, a conectividade dos objetos fica prejudicada devido aos baixos valores de porosidade e permeabilidade equivalentes.

As malhas grossas, de um modo geral, mostraram-se mais afetadas também na injeção de água. O maior problema ocorrido neste aspecto foi o fato de uma região onde estaria localizado um poço injetor estar isolada, tanto geometricamente, quanto em relação aos baixos valores das permeabilidades circundantes deste poço. O poço começa a injeção com o valor de vazão máxima estabelecida e logo em seguida, devido à não transmissão do fluxo de água, a pressão no fundo do poço aumenta até atingir a pressão máxima determinada. Neste ponto, a vazão de água cai, passando-se a injetar com pressão de fundo constante. Este fato também pode ter influenciado de forma direta a produção de fluidos no reservatório.

Ao analisarem-se os resultados nota-se a dificuldade na escolha da malha grossa adequada. O pesquisador deve testar algumas alternativas antes de optar por uma determinada malha, o que despense algum tempo. Da mesma forma, devido à importância do método de cálculo dos parâmetros petrofísicos, sugere-se bastante critério e atenção na coleta de dados e escolha do método.

O pesquisador também deve levar em conta o fator tempo. Deve-se ponderar a qualidade dos dados desejada com o tempo disponível para a realização do trabalho. Malhas mais

grossas são geradas mais rapidamente que malhas mais finas na transferência de escalas, também sendo rodadas mais rapidamente no simulador de fluxo. Ao contrário das malhas grossas, malhas mais finas tendem a mostrar resultados mais confiáveis sendo, entretanto, mais demorado gerá-las na transferência de escalas e na obtenção de resultados no simulador de fluxo.

Uma das maiores dificuldades encontradas deu-se na passagem dos dados entre os programas utilizados. Embora isso tenha sido causado pelo uso de programas não comerciais isso também pode acontecer entre programas comerciais o que pode levar a erros na representação do modelo.

O tema mostrou-se bastante relevante e alguns trabalhos futuros nessa linha de pesquisa seriam interessantes. Sugere-se que a geração de objetos seja representativa dos dados reais, pois uma comparação com os dados de produção e injeção reais geraria um maior entendimento do comportamento dos reservatórios gerados estocasticamente e possibilitaria a validação do processo. Nesse sentido, seria interessante um trabalho que pudesse padronizar uma análise de sensibilidade para verificar quais parâmetros utilizados na geração das imagens poderia ter causado a diferença.

A opção por uma malha irregular, mais adequada aos dados, também poderia mostrar o impacto dessa escolha nos resultados finais. Estudos mais detalhados no cálculo das propriedades petrofísicas poderiam levar a uma maior precisão dos resultados. Também seria interessante notar a influência da transferência de escala de dados de permeabilidade relativa, quando disponíveis em número suficiente.

Outro estudo interessante seria a aplicação do mesmo processo utilizado nesse trabalho para outros tipos de reservatórios, em particular, reservatórios mais heterogêneos e reservatórios com diferentes índices de conectividade.

Bibliografia

BAMPI, D., Projeto piloto: injeção de água no campo em estudo. Relatório interno, Petrobras, 1989.

BRUHN, C. H. L., *High Resolution stratigraphy, reservoir geometry and facies characterization of Cretaceous and Tertiary Turbidites from Brazilian Passive Margin Basins*. Ontario, Canadá: McMaster University, tese de doutoramento, 1993.

CARRASCO, B. N., *Estudos de Heterogeneidades Sedimentológicas e seus Impactos no Comportamento de Fluxo em Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, tese de doutoramento, 2001.

CHILÈS, J. P., DELFINER, P., *Geostatistics: modeling spatial uncertainty*, Ed. Wiley Inter-Science, Paris, 1999.

DUBRULE, O., Introducing more geology in stochastic reservoir modeling. In: SOARES, A. (Ed.). *Geostatistics Troia '92*. The Netherlands: Kluwer Academic Publisher, 1993.

GALLI, A., GOBLET, P., GRIFFIN, D., LEDOUX, E., LE LOC'H, G., MACKAY, R., RENARD, P., Quick upscaling of flow and transport related parameters. Final report (LHM/96/RD/11) of a work carried out for the CEE by the Water Resource Systems Research Unit of the University of Newcastle and by the Centre d'Informatique

Gèologique et Centre de Gèostatistique de l'Ecole de Mines de Paris, Maio de 1996.

IMEX 2000.10 USER'S GUIDE.

ISATIS 3.3.0 User's guide. 2000.

MONTEIRO, M. C., ARANHA, D., SOARES, G. F., PARAIZO, P. L. B., BERALDO, V.,
Modelagem estocástica dos reservatórios oligocênicos do campo correlato. Relatório
interno, Petrobras, 1999.

MORAES, M. A. S., BLASKOVSKI, P. R., ALMEIDA, M. S., Parametrização de sistemas
turbidíticos análogos. Relatório final do projeto 60.00.74, Petrobras, 2000.

MORELON, I. F., DOLIGEZ, B., GUERRILOT, D. R., RAHON, D., TOUFFAIT, Y., An
application of a 3D geostatistical imaging to reservoir fluid flow simulations. *SPE*
22312, junho de 1991.

PALHARES JR., A., WILBERT, A., COSMO, C. A., Geologia e métodos exploratórios do
campo estudado. Relatório interno. Petrobras, 1991.

PIZARRO, J.O., Curso Básico de Simulação, Petrobras, 1992.

POLETO, C. A. *Modelagem geológica orientada a objetos e simulação estocástica da
geometria de reservatórios fluviais*. Campinas: Instituto de Geociências, tese de
mestrado, Unicamp, 1996.

REMACRE, A. Z., [Notas de Aula] Maio de 2000, Campinas, SP. Métodos de krigagem.

RENARD, Ph., MARSILY, G., Calculating equivalent permeability: a review. *Advances in*

Water Resources, Great Britain, Vol. 20, n. 5-6, p. 253-278, 1997.

ROMEU, R. K., BONET, L., BARRETO JÚNIOR, A. B., SIQUEIRA, A. G., SOMBRA, C. L., MACHADO, A. A. V., Programa UPA: cálculo de propriedades equivalentes para transferência de escala. Relatório do projeto 03.05.08., Petrobras, 1997.

ROSSI, N. V. M., OLIVEIRA, M. L., SILVA, A. C., PIZARRO, J., CHAMBRIARD, M., Discussões sobre o campo estudado. Ata de reunião interna da Petrobras. Espírito Santo, dezembro de 1993.

SANTOS, M. B., *Modelagem estocástica baseada em objetos de reservatórios turbidíticos canalizados*. Campinas: Instituto de Geociências, tese de mestrado, Unicamp, 1998.

SURFER, Versão 6.01, User's Guide, 1995.

Anexo I

Tabelas com Dados Obtidos nas Simulações de Fluxo

Para a semente 1144 (P10):

(a) Malha 50x100x100	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	11040,0	9341,1	9449,5	8871,1
VGIS (MMm ³)	552,5	467,5	472,9	444,0
VAIS (Mm ³)	12468,0	9512,6	10799,0	8475,5
Np (Mm ³)	1266,7	1126	1102,7	1082,1
Gp (MMm ³)	306,4	264,6	241,1	256,8
Wp (Mm ³)	32,2	27,0	51,6	28,8
Wi (Mm ³)	453,6	453,6	453,5	453,6

(b) Malha 50x100x46	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	8777,3	7522,4	7411,0	7256,1
VGIS (MMm ³)	439,3	376,5	370,9	363,2
VAIS (Mm ³)	8400,7	6736,2	7316,3	6164,6
Np (Mm ³)	1208,5	1087,9	1081,5	1045,1
Gp (MMm ³)	302,8	259,8	238,2	252,1
Wp (Mm ³)	17,9	29,7	47,9	31,9
Wi (Mm ³)	345,3	453,6	453,6	453,6

(c) Malha 25x50x46	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	8798,5	7539,6	7431,5	7270,4
VGIS (MMm ³)	440,4	377,4	371,9	363,9
VAIS (Mm ³)	8376,6	6716,8	7293,3	6148,5
Np (Mm ³)	1316,1	1165,0	1184,2	1115,5
Gp (MMm ³)	293,6	249,9	215,1	243,7
Wp (Mm ³)	8,4	11,9	12,1	15,0
Wi (Mm ³)	453,5	452,1	400,7	452,1

(d) Malha 10x20x46	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	8797,0	7538,6	7423,7	7267,2
VGIS (MMm ³)	440,3	377,3	371,5	363,7
VAIS (Mm ³)	8378,5	6718,6	7302,9	6152,9
Np (Mm ³)	1339,5	1180,4	1069,4	1131,7
Gp (MMm ³)	220,4	201,7	175,5	227,8
Wp (Mm ³)	9,8	19,9	1,5	17,0
Wi (Mm ³)	401,8	398,2	238,5	400,5

(e) Malha 50x100x23	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	8772,8	7519,7	7397,5	7254,8
VGIS (MMm ³)	439,1	376,4	370,2	363,1
VAIS (Mm ³)	8405,8	6739,5	7331,9	6166,3
Np (Mm ³)	1221,3	1050,1	1043,1	1016,7
Gp (MMm ³)	283,8	243,8	226,6	238,3
Wp (Mm ³)	25,1	32,8	52,9	33,2
Wi (Mm ³)	453,6	453,6	453,4	453,6

(f) Malha 50x100x8	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	8788,8	7488,3	7452,5	7204,7
VGIS (MMm ³)	439,9	374,8	373,0	360,6
VAIS (Mm ³)	8387,8	6775,7	7269,8	6223,8
Np (Mm ³)	1187,2	1030,5	1118,9	1034,0
Gp (MMm ³)	311,8	265,7	245,8	258,5
Wp (Mm ³)	9,8	13,7	33,3	11,3
Wi (Mm ³)	453,5	453,3	446,7	453,2

(g) Malha 25x50x8	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	8786,4	7485,0	7449,7	7199,9
VGIS (MMm ³)	439,8	374,6	372,9	360,3
VAIS (Mm ³)	8390,6	6779,9	7273,5	6229,8
Np (Mm ³)	1180,8	967,6	1041,1	986,2
Gp (MMm ³)	303,2	250,9	234,1	239,0
Wp (Mm ³)	5,3	18,9	15,6	27,5
Wi (Mm ³)	451,8	447,0	405,8	445,2

(h) Malha 25x50x10i	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	8867,9	7609,8	7491,5	7335,1
VGIS (MMm ³)	443,8	380,9	374,9	367,1
VAIS (Mm ³)	8297,6	6637,6	7225,6	6075,7
Np (Mm ³)	1223	1072,2	1081,1	1034,3
Gp (MMm ³)	279,9	240,5	216,2	233,7
Wp (Mm ³)	4,7	8,5	17,4	11,1
Wi (Mm ³)	385,6	385,8	368,7	385,8

Para a semente 5432 (P50):

(a) Malha 50x100x100	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	11795,0	9977,0	10077,0	9492,1
VGIS (MMm ³)	590,3	499,3	504,3	475,1
VAIS (Mm ³)	12984,0	10172,0	10556,0	9085,9
Np (Mm ³)	1501,4	1257,4	1470,4	1199,8
Gp (MMm ³)	362,5	302,7	286,7	292,2
Wp (Mm ³)	18,0	18,8	19,9	21,2
Wi (Mm ³)	453,6	453,6	439,4	453,6

(b) Malha 50x100x47	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10146,0	8481,8	8677,3	8093,5
VGIS (MMm ³)	507,8	424,5	434,3	405,8
VAIS (Mm ³)	9862,3	7948,6	8205,4	7358,0
Np (Mm ³)	1476,6	1232,5	1436,8	1184,4
Gp (MMm ³)	359,7	299,7	283,4	289,6
Wp (Mm ³)	15,3	17,3	14,8	20,8
Wi (Mm ³)	453,6	453,6	439,0	453,6

(c) Malha 25x50x47	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10147,0	8489,0	8681,1	8090,7
VGIS (MMm ³)	507,8	424,9	434,5	404,9
VAIS (Mm ³)	9861,4	7957,5	8201,4	7361,5
Np (Mm ³)	1433,6	1183,0	1366,1	1136,5
Gp (MMm ³)	318,9	267,3	245,5	261,9
Wp (Mm ³)	19,1	22,7	17,2	25,1
Wi (Mm ³)	451,8	451,5	431,9	453,2

(d) Malha 10x20x47	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10170,0	8519,6	8685,4	8130,7
VGIS (MMm ³)	509,0	426,4	434,7	406,9
VAIS (Mm ³)	9835,5	7908,5	8197,3	7316,8
Np (Mm ³)	1505,8	1307,9	1204,1	1284,1
Gp (MMm ³)	239,0	217,4	203,8	256,0
Wp (Mm ³)	16,6	19,4	31,2	15,6
Wi (Mm ³)	333,4	333,5	369,1	361,9

(e) Malha 50x100x23	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10162,0	8499,8	8698,6	8113,9
VGIS (MMm ³)	508,6	425,4	435,4	406,1
VAIS (Mm ³)	9844,7	7928,5	8181,4	7335,1
Np (Mm ³)	1426,9	1217,5	1403,3	1166,3
Gp (MMm ³)	340,8	285,4	285,4	275,8
Wp (Mm ³)	13,9	20,6	13,4	23,0
Wi (Mm ³)	453,7	453,7	436,5	453,8

(f) Malha 50x100x8	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10108,0	8426,0	8638,8	8030,3
VGIS (MMm ³)	505,9	421,7	432,4	401,9
VAIS (Mm ³)	9905,6	8013,1	8250,0	7430,8
Np (Mm ³)	1329,5	1081,9	1173,5	1100,3
Gp (MMm ³)	364,2	300,6	301,4	289,0
Wp (Mm ³)	9,5	14,3	3,6	9,5
Wi (Mm ³)	453,7	453,7	442,6	453,5

(g) Malha 25x50x8	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10098,0	8413,0	8628,0	8015,5
VGIS (MMm ³)	505,4	421,1	431,8	401,2
VAIS (Mm ³)	9916,8	8028,4	8262,9	7448,3
Np (Mm ³)	1310,0	1064,3	1145,1	1057,4
Gp (MMm ³)	347,0	286,5	281,4	281,3
Wp (Mm ³)	5,9	3,6	8,3	4,0
Wi (Mm ³)	451,7	448,4	433,6	448,2

(h) Malha 25x50x10i	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10287,0	8614,5	8791,6	8216
VGIS (MMm ³)	514,9	431,2	440,0	411,2
VAIS (Mm ³)	9701,7	7798,9	8076,4	7219,8
Np (Mm ³)	1404,4	1166,6	1251,2	1111,8
Gp (MMm ³)	342,2	281,3	258,1	274,1
Wp (Mm ³)	3,1	5,3	0,1	8,0
Wi (Mm ³)	453,5	453,4	329,8	453,3

Para a semente 2277 (P90):

(a) Malha 50x100x100	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	12064,0	10003,0	10829,0	9470,5
VGIS (MMm ³)	603,8	500,7	542,0	474,0
VAIS (Mm ³)	14508,0	10870,0	12014,0	9439,0
Np (Mm ³)	1509,5	1251,7	1545,7	1194,5
Gp (MMm ³)	352,5	284,2	329,9	273,8
Wp (Mm ³)	9,1	17,8	23,6	20,4
Wi (Mm ³)	453,6	453,6	453,5	453,6

(b) Malha 50x100x47	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	9999,3	8265,0	8882,4	7902,7
VGIS (MMm ³)	500,5	413,7	444,6	395,5
VAIS (Mm ³)	10711,0	8288,0	9253,7	7468,7
Np (Mm ³)	1510,0	1230,2	1519,6	1169,7
Gp (MMm ³)	351,6	281,1	317,7	270,1
Wp (Mm ³)	7,3	22,1	18,0	25,0
Wi (Mm ³)	453,6	453,6	453,6	453,6

(c) Malha 25x50x47	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10022,0	8279,3	8891,3	7910,4
VGIS (MMm ³)	501,6	414,4	445,0	395,9
VAIS (Mm ³)	10685,0	8272,0	9244,0	7460,3
Np (Mm ³)	1515,6	1259,2	1438,7	1197,4
Gp (MMm ³)	310,0	246,8	253,1	243,8
Wp (Mm ³)	4,3	13,0	13,2	11,9
Wi (Mm ³)	452,9	451,6	449,8	451,0

(d) Malha 10x20x47	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10002,0	8265,4	8891,6	7897,5
VGIS (MMm ³)	500,6	413,7	445,0	395,3
VAIS (Mm ³)	10708,0	8288,7	9244,5	7475,8
Np (Mm ³)	1662,5	1372,8	1446,9	1287,2
Gp (MMm ³)	239,0	203,0	213,6	246,9
Wp (Mm ³)	0,6	1,0	0,6	2,4
Wi (Mm ³)	187,3	182,5	208,1	243,7

(e) Malha 50x100x23	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	9997,7	8263,8	8887,1	7901,6
VGIS (MMm ³)	500,4	413,6	444,8	395,5
VAIS (Mm ³)	10713,0	8289,7	9248,7	7470,3
Np (Mm ³)	1407,1	1417,2	1351,8	1134,3
Gp (MMm ³)	343,8	315,5	298,9	267,8
Wp (Mm ³)	17,9	31,1	23,5	28,2
Wi (Mm ³)	453,7	386,2	453,5	453,7

(f) Malha 50x100x8	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	9983,8	8202,4	8868,0	7817,7
VGIS (MMm ³)	499,7	410,5	443,8	391,3
VAIS (Mm ³)	10729,0	8360,2	9271,1	7566,4
Np (Mm ³)	1362,1	1119,0	1277,9	1112,6
Gp (MMm ³)	337,8	281,9	288,7	274,0
Wp (Mm ³)	9,8	26,3	20,8	23,6
Wi (Mm ³)	453,8	453,7	453,2	453,5

(g) Malha 25x50x8	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	9994,5	8209,0	8864,2	7822,8
VGIS (MMm ³)	500,2	410,9	443,6	391,5
VAIS (Mm ³)	10717,0	8353,3	9276,0	7561,2
Np (Mm ³)	1353,3	1085,6	1231,7	1129,9
Gp (MMm ³)	332,4	275,4	290,8	270,3
Wp (Mm ³)	4,7	3,9	5,2	7,0
Wi (Mm ³)	386,8	357,1	359,0	406,8

(h) Malha 25x50x10i	<i>Phi Cte</i>	<i>Phi Krig</i>	<i>Phi Sim</i>	<i>Phi Krig12</i>
VOIS (Mm ³)	10138,0	8371,4	9016,8	7981,3
VGIS (MMm ³)	507,4	419,0	451,3	399,5
VAIS (Mm ³)	10553,0	8168,1	9102,0	7380,4
Np (Mm ³)	1415,9	1134,4	1252,1	1084,6
Gp (MMm ³)	302,2	252,8	246,1	240,7
Wp (Mm ³)	7,9	9,3	6,9	9,9
Wi (Mm ³)	344,5	451,8	342,4	451,8