



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

**IMPACTOS DAS INCERTEZAS GEOLÓGICAS
NOS RESULTADOS DE UMA SIMULAÇÃO DE FLUXO.
APLICAÇÃO EM UM CASO REAL.**

Mauro Koji Mihaguti

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Este exemplar corresponde ^{TE} a
redação final da tese defendida
por MAURO K. MIHAGUTI
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 07/02/94.


ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

Fevereiro - 1994

M588i



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

**IMPACTOS DAS INCERTEZAS GEOLÓGICAS
NOS RESULTADOS DE UMA SIMULAÇÃO DE FLUXO.
APLICAÇÃO EM UM CASO REAL.**

Mauro Koji Mihaguti 588

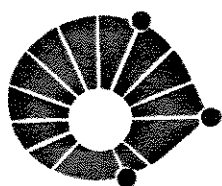
Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como requisito parcial à obtenção do título de
Mestre em Geoengenharia de Reservatório

Orientador: Armando Zaupa Remacre - UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

Fevereiro - 1994





UNICAMP

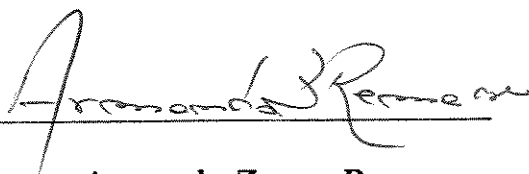
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO**

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Impactos das incertezas geológicas
nos resultados de uma simulação de
fluxo. Aplicação em um caso real.**

AUTOR: Mauro Koji Mihaguti

ORIENTADOR: Armando Zaupa Remacre

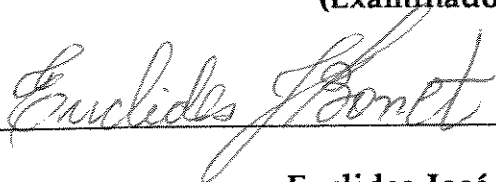
COMISSÃO EXAMINADORA:



**Armando Zaupa Remacre
(Presidente)**



**Osvaldo Pedrosa
(Examinador)**



**Euclides José Bonet
(Examinador)**

CAMPINAS, 7 DE FEVEREIRO DE 1994.

À minha esposa Hitomi,
às minhas filhas Harumi e Yukari,
aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS - pela oportunidade oferecida.

A Armando Zaupa Remacre, por sua orientação.

Aos professores e funcionários do IG e do DEP-UNICAMP, que participaram diretamente deste curso de mestrado.

Ao geólogo Paulo Roberto Baldissera pela cessão dos trabalhos desenvolvidos em sua dissertação de mestrado.

Ao engenheiro José Adilson Tenório Gomes pelos comentários e sugestões sobre o desenvolvimento da tese, e pela revisão do capítulo referente à simulação de fluxo.

A todos os colegas de trabalho, que colaboraram na elaboração desta dissertação, especialmente Mauro Ida, pela coleta e envio dos dados utilizados.

Aos colegas de turma do curso e ao analista Moacir Américo Corneti pelo apoio na área computacional.

E finalmente, à minha esposa Eliza Hitomi pela compreensão, carinho e incentivo.



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

RESUMO

**IMPACTOS DAS INCERTEZAS GEOLÓGICAS
NOS RESULTADOS DE UMA SIMULAÇÃO DE FLUXO.
APLICAÇÃO EM UM CASO REAL.**

Mauro Koji Mihaguti

Investiga-se os impactos nos resultados da simulação de fluxo, decorrentes de quatro pontos de incertezas geológicas: a variabilidade entre as realizações da simulação estocástica de fácies, e entre as realizações da modelagem das propriedades petrofísicas, a aplicação dos métodos de transferência de escala e os tipos de modelos utilizados para a estruturação das camadas de simulação de fluxo.

A abordagem é eminentemente prática. A caracterização geológica por modelagem numérica é realizada em dois estágios, utilizando a simulação estocástica de fácies e a simulação gaussiana sequencial da porosidade. A modelagem das propriedades petrofísicas, utilizando a teoria da esperança condicional, reproduz a nuvem de correlação inicial. A transferência de escala, utilizando estimadores analíticos, apresenta uma abordagem no meio geológico. As simulações de fluxo demonstram que os maiores impactos correspondem, em ordem decrescente de relevância: ao tipo de modelo utilizado para a estruturação das camadas, à reprodução das barreiras verticais na transferência de escala, à variabilidade entre as realizações da simulação de fácies (geometria interna) e à modelagem das propriedades petrofísicas.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ABSTRACT

IMPACTS OF GEOLOGICAL UNCERTAINTIES
IN THE RESULTS OF A FLOW SIMULATION.
AN APLICATION IN A REAL CASE.

Mauro Koji Mihaguti

This dissertation investigates the impacts in the results of flow simulation due to four points of uncertainty: the variability between realizations of stochastic simulation of facies, the variability between realizations of petrophysical properties modelling, the application of up-scaling methods and the types of models for the structuring of flow simulation layers.

The approach is practical. The geological characterization by numerical modelling is realized in two stages, using the stochastic simulation of facies and the sequential gaussian simulation of porosity. The petrophysical properties modelling using the conditional expectation theory reproduces the initial correlation cloud. The up-scaling using analytical estimators presents an approach in the geological media. Flow simulations demonstrates that the greater impacts correspond, in decreasing order of relevance: to the type of model for the structuring of flow simulation layers, the reproduction of vertical barriers in the up-scaling step, the variability between realizations of stochastic simulations of facies and the variability between petrophysical properties modelling.

Sumário

Dedicatória	i
Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
Sumário	v
Lista de figuras	viii
Lista de tabelas	xv
1. Introdução	1
2. Revisão bibliográfica	4
3. Metodologia	8
3.1 Descrição das etapas	8
4. Realizações estocásticas	12
4.1 Caracterização geológica	12
4.2 Simulação estocástica de fácies	14
4.3 Obtenção das realizações estocásticas	15
5. Modelagem numérica das propriedades petrofísicas	18
5.1 Propriedades médias	18

5.2 Propriedades probabilizadas	23
5.2.1 O modelo homogêneo por fácies	24
5.2.2 O modelo heterogêneo	26
5.2.2.1 Simulação da porosidade	27
5.2.2.2 Estimativa da permeabilidade absoluta	28
5.2.2.3 Estimativa da espessura porosa	36
6. Transferência de escala	40
6.1 Estimadores utilizados	41
6.2 Transferência de escala no meio geológico	44
6.2.1 Manutenção das barreiras verticais	47
6.3 Suavização da permeabilidade absoluta	51
7. Simulação de fluxo	59
7.1 Os modelos para a estruturação das camadas	60
7.2 A malha de simulação e os poços produtores	62
7.3 Os problemas iniciais	63
7.4 As simulações	66
7.4.1 <u>Etapa 1</u> : Os Impactos decorrentes da variabilidade das realizações estocásticas de fácies. Impactos decorrentes do modelo de estruturação das camadas	68

7.4.3 <u>Etapa 2</u> : Os impactos decorrentes da variabilidade da modelagem das propriedades petrofísicas. Sem variar a semente da simulação da porosidade.	83
7.4.3 <u>Etapa 3</u> : Os Impactos decorrentes do efeito de suavização das barreiras verticais.	87
7.4.4 <u>Etapa 4</u> : Os Impactos decorrentes da probabilização das propriedades petrofísicas. Variação da semente da simulação da porosidade.	92
7.4.5 <u>Etapa 5</u> : Impactos decorrentes das dimensões da malha de simulação.	96
7.4.6 <u>Etapa 6</u> : O modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição. Tentativa de ajuste do histórico pelo ajuste do modelo para discretização das camadas	99
7.4.7 <u>Etapa 7</u> : Ajuste de histórico e extrapolação. Impactos das incertezas nos resultados da extrapolação.	103
8. Conclusões	115
Referências bibliográficas	119
ANEXO 1	124

Lista de figuras

Fig.3.1 - Fluxograma demonstrativo das etapas do trabalho	9
Fig. 4.1 - Diagrama de proporções globais dos dados e simulados	16
Fig. 4.2 - Curva de proporção vertical dos dados de perfis	16
Fig. 4.4 - Curva de proporção vertical Realização 2	17
Fig. 4.3 - Curva de proporção vertical Realização 1	17
Fig. 4.5 - Curva de proporção vertical Realização 3	17
Fig. 4.6 - Curva de proporção vertical Realização 4	17
Fig. 5.1 - Fator Volume de Formação do Óleo	19
Fig. 5.2 - Razão de Solubilidade do Óleo	19
Fig. 5.3 - Viscosidade do Óleo	19
Fig.5.4 - Curva de Permeabilidade Relativa Óleo/Água - Fácies 2	22
Fig.5.5 - Curva de Permeabilidade Relativa Gás/Óleo - Fácies 2	22
Fig. 5.6 - Porosidade Média - Fácies 1	25
Fig. 5.7 - Espessura Porosa Média - Fácies 1	25
Fig. 5.8 - Porosidade Média - Fácies 2	25
Fig. 5.9 - Espessura Porosa Média - Fácies 2	25
Fig. 5.10 - Porosidade Média - Fácies 3	25

Fig. 5.11 - Espessura Porosa Média - Fácies 3	25
Fig. 5.12 - Permeabilidades de Testemunhos	30
Fig. 5.13 - Permeabilidades de Testes	30
Fig. 5.14 - Permeabilidades Absolutas Corrigidas	30
Fig. 5.15 - Diagrama de dispersão das permeabilidades corrigidas	32
Fig. 5.16 - Diag. de dispersão das médias intervalares-intervalo de porosidade=2%2	
Fig. 5.17 - Diagrama de dispersão das permeabilidades horizontais - Realização 134	
Fig. 5.18 - Diagrama de dispersão das permeabilidades horizontais - Realização 234	
Fig. 5.19 - Histograma das permeabilidades horizontais estimadas - Realização 1 34	
Fig. 5.20 - Histograma das permeabilidades horizontais estimadas - Realização 2 34	
Fig. 5.21 - Diag. de dispersão das permeabilidades verticais estimadas-Realização35	
Fig. 5.22 - Diag. de dispersão das permeabilidades verticais estimadas-Realização35	
Fig. 5.23 - Histograma das permeabilidades verticias estimadas - Realização 1 . 35	
Fig. 5.24 - Histograma das permeabilidades verticais estimadas - Realização 2 . 35	
Fig. 5.25 - Diag. de dispersão das médias intervalares da esp. porosa - F-1 38	
Fig. 5.26 - Diag. de dispersão das médias intervalares da esp. porosa - F-2 38	
Fig. 5.27 - Diag. de dispersão das médias intervalares da esp. porosa - F-3 38	
Fig. 5.28 - Diag. de dispersão das espessuras porosas estimadas - Fácies 1 - Realização2	39
Fig. 5.29 - Diag. de dispersão das esp. porosas estimadas - Fácies 2 - Realização2 39	
Fig. 5.30 - Diag. de dispersão das espessuras porosas estimadas - Fácies 3 - Realização2	39
Fig. 5.31 - Histograma das espessuras porosas estimadas - Fácies 1-Realização2 39	
Fig. 5.32 - Histograma das espessuras porosas estimadas - Fácies 2-Realização2 39	

Fig. 5.33 - Histograma das espessuras porosas estimadas - Fácies 3-Realização2	39
Fig. 6.1 - Plano 7 - malha geoestatística - realização 1	46
Fig. 6.2 - Plano 8 - malha geoestatística - realização 1	46
Fig. 6.3 - Camada 4 - malha de simulação - realização 1	46
Fig. 6.4 - Camada 4 - malha de simulação - realização 1 - Efeito do MBV	46
Fig. 6.5 - Fluxograma do algoritmo para manutenção de barreiras verticais (MBV)	48
Fig. 6.6 - Reprodução das Barreiras Verticais - Total do reservatório Realização 1 - Homogêneo por fácies	50
Fig. 6.7 - Reprodução das barreiras verticais - por camada Realização 1 - Homogêneo por fácies	50
Fig. 6.8 - Reprodução das barreiras verticais - Total do reservatório Utilizando o MBV	52
Fig. 6.9 - Reprodução das barreiras verticais - por camada Utilizando o MBV	52
Fig. 6.10 - Proporções de corte finais de cada camada	52
Fig. 6.11 - K_x - Malha de simulação com dimensões das células (400x400x10)m - Realização 1 - Heterogêneo	54
Fig. 6.12 - K_x - Malha de simulação com dimensões das células (400x400x10)m - Realização 1 - Heterogêneo	54
Fig. 6.13 - Suavização da permeabilidade na direção x Realização 1 - modelo homogêneo por fácies	56
Fig. 6.14 - Suavização da permeabilidade - direção y Realização 1 - modelo homogêneo por fácies	56
Fig. 6.15 - Suavização da permeabilidade - direção z Realização 1 - modelo homogêneo por fácies	58
Fig. 6.16 - Suavização da permeabilidade - direção z, com a aplicação do algoritmo para manutenção das barreiras verticais, MBV	58
Fig. 7.1 - Modelo Misto Estratigráfico/Estrutural (M M E E)	61

Fig. 7.2 - Modelo Estrutural (M E)	61
Fig. 7.3 - M M E E C/ Restrição de 15 m (M M E E R 15)	61
Fig. 7.4 - M M E E C/ Restrição de 20 m (M M E E R 20)	61
Fig. 7.5 - Malha de Simulação de Fluxo (400x400x10)m e a Posição dos Poços . .	64
Fig. 7.6 - Macrofluxograma da Etapa 1	68
Fig. 7.7 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies	74
Fig. 7.8 - Bsw x Tempo - Modelo estrutural Homogêneo por fácies	74
Fig. 7.9 - Bsw x Tempo-Poço A2D-Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies	75
Fig. 7.10 - Bsw x Tempo - Poço A2D -Modelo estrutural Homogêneo por fácies	75
Fig. 7.11 - Bsw x Tempo - Poço C4 - Modelo misto estratigráfico/estrutural . . .	76
Fig. 7.12 - Bsw x Tempo - Poço C4 - Modelo estrutural Homogêneo por fácies .	76
Fig. 7.13 - Bsw x Tempo - Poço C7 - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies	77
Fig. 7.14 - Bsw x Tempo - Poço C7 - Modelo estrutural Homogêneo por fácies .	77
Fig. 7.15 - Bsw x Tempo - Poço C10D - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies	78
Fig. 7.16 - Bsw x Tempo - Poço C10D - Modelo estrutural Homogêneo por fácies	78
Fig. 7.17 - Saturação de Água no final do histórico A2D - Realização 4 - MHF/MMEE	79
Fig. 7.18 - Saturação de Água no final do histórico A2D - Realização 3 - MHF-MMEE	79
Fig. 7.19 - Saturação de Água no final do histórico C4 - Realização-4 - MHF - MMEE	80
Fig. 7.20 - Saturação de Água no final do histórico C7 - Realização-4 - MHF - MMEE	80

Fig. 7.21 - Saturação de Água no final do histórico C10D - Realização-4 - MHF - MMEE	81
Fig. 7.22 - Saturação de Água no final do histórico A2D - Realização-1 - MHF - ME	81
Fig. 7.23 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies	82
Fig. 7.24 - P x NP - Modelo estrutural Homogêneo por fácies	82
Fig. 7.25 - Macrofluxograma da Etapa 2	83
Fig. 7.26 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo	85
Fig. 7.27 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Heterogêneo	85
Fig. 7.28 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo	86
Fig. 7.29 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Heterogêneo	86
Fig. 7.30 - Macrofluxograma da Etapa 3	87
Fig. 7.31 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies - Manutenção de barreiras verticais	89
Fig. 7.32 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Homogêneo por fácies - Manutenção de barreiras verticais	89
Fig. 7.34 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Heterogêneo - Manutenção de barreiras verticais	90
Fig. 7.33 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo - Manutenção de barreiras verticais	90
Fig. 7.35 - P x NP-Modelo estrutural Homogêneo por fácies - Manutenção de barreiras verticais	91
Fig. 7.36 - P x NP - Modelo estrutural Heterogêneo - Manutenção de barreiras verticais	91

Fig. 7.37 - Macrofluxograma da Etapa 4	92
Fig.7.38 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo - Variação da semente da simulação da porosidade	94
Fig. 7.39 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Heterogêneo - Variação da semente da simulação da porosidade	94
Fig. 7.40 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo - Variação da semente da porosidade	95
Fig. 7.41 - P x NP - Modelo estrutural Heterogêneo - Variação da semente da porosidade	95
Fig.7.42 - Macrofluxograma da Etapa 5	96
Fig. 7.43 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies - realização de fácies 1 - Variação da malha de simulação	98
Fig. 7.44 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Homogêneo por fácies - realização de fácies 1 - Variação da malha de simulação	98
Fig. 7.45 - Macrofluxograma da Etapa 6	99
Fig. 7.46 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural c/ restrição de 15 m Homogêneo por fácies	101
Fig. 7.47 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural c/ restrição de 20 m Homogêneo por fácies	101
Fig. 7.48 - BSW x Tempo - Poço C4 - MMEE c/ restrição de 15 m Homogêneo por fácies	102
Fig. 7.49 - BSW x Tempo - Poço C4 - MMEE c/ restrição de 20 m Homogêneo por fácies	102
Fig. 7.50 - Macrofluxograma da Etapa 7	103
Fig.7.51 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies - Extrapolação	107

Fig.7.52 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	107
Fig.7.53 - Qo/Qomax x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	108
Fig.7.54 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural	
Heterogêneo - Extrapolação	108
Fig.7.56 - Qo/Qomax x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural	
Heterogêneo - Extrapolação	109
Fig.7.55 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural	
Heterogêneo - Extrapolação	109
Fig.7.57 - Bsw x Tempo - Modelo estrutural	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	110
Fig.7.58 - P x NP - Modelo estrutural	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	110
Fig.7.59 - Qo/Qomax x Tempo - Modelo estrutural	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	111
Fig.7.60 - Bsw x Tempo - Modelo estrutural	
Heterogêneo - Extrapolação	111
Fig.7.61 - P x NP - Modelo estrutural	
Heterogêneo - Extrapolação	112
Fig.7.62 - Qo/Qomax x Tempo - Modelo estrutural	
Heterogêneo - Extrapolação	112
Fig.7.63 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural c/ restrição	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	113
Fig.7.64 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	113
Fig.7.65 - Qo/Qomax x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição	
Homogêneo por fácies - Extrapolação	114

Lista de tabelas

Tabela 5.1 - Valores médios de saturação inicial de água	20
Tabela 5.2. - Valores médios utilizados no modelo homogêneo por fácies.....	26

1 Introdução

Projetos de produção de petróleo são investimentos vultosos. Dependem de estudos de reservatórios, que por sua vez dependem da caracterização geológica. A caracterização geológica por modelagem numérica é um tema atual, ainda em desenvolvimento. A maioria das referências bibliográficas citam exemplos de reservatórios sintéticos e em 2D. Este trabalho é uma aplicação em um caso real e em 3D.

A caracterização geológica utilizando métodos de modelagem numérica proporciona realizações equiprováveis do reservatório em estudo. Nesta dissertação, investiga-se quais os impactos das incertezas geológicas nos resultados de uma simulação de fluxo. As incertezas geológicas são representadas, neste caso, pelas variações existentes entre as diversas realizações equiprováveis da modelagem numérica nas regiões interpoços do reservatório em estudo.

A abordagem é simples, eminentemente prática, uma aplicação em um reservatório real, onde nem todos os testes desejáveis em um estudo de sensibilidade são possíveis. Dentre as principais restrições impõe-se o limite computacional, que inviabiliza a realização de testes em malhas refinadas.

Ao partir deste tema, três outros pontos de incerteza aparecem: os impactos decorrentes da aplicação dos métodos de transferência de escala, os impactos decorrentes da modelagem petrofísica e os impactos decorrentes do modelo para a

estruturação das camadas adotado.

O reservatório que será estudado tem sua caracterização geológica por modelagem numérica descrita na dissertação de mestrado de Baldissera, P.R.(1992). A modelagem numérica é do tipo híbrido, com a simulação de variáveis categóricas (as fácies) e de variáveis contínuas (a porosidade). A modelagem estocástica de fácies, utiliza o algoritmo proposto por Suro-Pérez, V. & Journel, A. G. (1990), versão modificada por Baldissera (*op. cit.*) para incorporar a curva de proporção vertical e está sistematizada no programa IPCSIMM, simulação estocástica sequencial indicatriz das componentes principais, do GSLIB, biblioteca de programas geoestatísticos desenvolvidos por Deutsch, C. V. & Journel, A. G. (1992). A obtenção das realizações estocásticas encontra-se descrito no capítulo 4.

A modelagem das propriedades petrofísicas, capítulo 5, é realizada sob duas metodologias: propriedades médias para as fácies e propriedades variáveis condicionadas às fácies. Os dois enfoques são denominados neste trabalho como Modelo Homogêneo por Fácies e Modelo Heterogêneo. No Modelo Homogêneo por Fácies somente a geometria interna, representada pela configuração espacial das fácies é probabilizada. Às fácies, são associados valores médios das propriedades petrofísicas. No Modelo Heterogêneo, as propriedades petrofísicas são tratadas de forma probabilística, com base na simulação gaussiana sequencial da porosidade.

A transferência de escala, capítulo 6, é realizada através de métodos analíticos (médias). Médias aritméticas ponderadas são utilizadas na transferência de escala da porosidade e da espessura porosa e o método de Lemouzy é utilizado para

a transferência de escala da permeabilidade absoluta. Uma análise sob o ponto de vista geológico demonstra a importância da reprodução das barreiras constituídas pelas fácies não reservatório no processo da transferência de escala da permeabilidade vertical.

Três modelos de simulação de fluxo, ou modelos para a estruturação das camadas são utilizados: o modelo misto estratigráfico/estrutural, o modelo estrutural e o modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição. As simulações foram divididas em sete etapas, cujos resultados são discutidos no capítulo 7. A simulação de fluxo é a ferramenta de avaliação das principais incertezas identificadas.

A aplicação em um caso real permite a utilização do histórico de produção como balizador dos resultados obtidos. Não é objetivo buscar o ajuste de histórico a todo custo. O objetivo é identificar problemas que auxiliem na abertura de novos temas a serem investigados, bem como apontar para os elementos participantes de um estudo de reservatórios, a partir de uma modelagem numérica, que se constituam nos pontos de maior interferência, ou que ocasionem os maiores impactos nos resultados de uma simulação de fluxo.

As conclusões podem ser específicas para o reservatório em estudo. Espera-se, no entanto que a maioria das conclusões possam ser generalizadas ou servir de referência ou gerar novos questionamentos e, de maneira geral, contribuam para o desenvolvimento de uma metodologia para estudos de reservatório utilizando caracterização geológica por modelagem numérica e simulação de fluxo pelo método das diferenças finitas.

2 Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica inicia-se com a tese de mestrado de Baldissera, P. R. (1992) que realiza a caracterização geológica por Modelagem Numérica de Fácies de um reservatório turbidítico da Bacia de Campos. É esta caracterização geológica que utilizaremos nesta dissertação. No capítulo 4, faremos um breve resumo deste trabalho.

O método da simulação estocástica de fácies utilizado por Baldissera foi descrito por Suro-Pérez, V. & Journel, A. G. (1990). O objetivo do método é a obtenção da geometria de fácies honrando tanto a proporção de fácies quanto as suas variabilidades espaciais. O método transforma as variáveis indicadoras originais em seus componentes principais lineares, obtendo uma matriz diagonal para qualquer distância h , possibilitando a utilização da krigagem simples ao invés da cokrigagem simples. Baldissera, P. R. (1992), aperfeiçou o método, pela implementação tanto da matriz de controle como a curva de proporção vertical. Os objetivos destas implementações são descritas no capítulo 4.

A variabilidade interna às fácies é proporcionado pela modelagem das propriedades petrofísicas. A modelagem da porosidade é realizada pela simulação gaussiana sequencial. A descrição deste processo pode ser obtida, por exemplo, no manual de utilização do GSLIB, biblioteca de programas geoestatísticos desenvolvido por Deutsch, C. V. & Journel, A. G. (1992). As simulações de fácies e da porosidade

foram realizadas com os programas desta biblioteca.

Para a modelagem da permeabilidade absoluta, inicialmente pensou-se em utilizar dados de testes de formação na condicionalização das realizações estocásticas, segundo os trabalhos de Alabert, F. G. (1989) e Toledo, J. P. (1990). Esta idéia foi abandonada pela diversidade dos volumes investigados pelos testes. Decidiu-se então pela modelagem tradicional, através de correlações de permeabilidade com a porosidade, mas inovando pela associação das dispersões dos dados através da variância condicional.

Cruz, P. S. (1991), a partir de uma revisão bibliográfica dos métodos de transferência de escala da permeabilidade absoluta, da permeabilidade relativa e pressão capilar (transferência de escala em fluxo multifásico), selecionou alguns métodos e avaliou-os utilizando um reservatório sintético em 2D. Comparando os métodos de Le Loc'h, G. (1989) e de Desbarats, A. J. (1987), métodos para a transferência de escala da permeabilidade absoluta, analítico e numérico respectivamente, concluiu pelo método de Le Loc'h, por sua simplicidade e convergência dos resultados do método numérico com o aumento da subdiscretização da malha de reservatório. Cruz (*op. cit.*) analisa também os métodos de Kasap, E. (1990) e Gómez-Hernández (1990) que obtém, na transferência de escala, o tensor completo da permeabilidade absoluta, os métodos de Kyte & Berry (1975) e o método de Stone (1991) para a transferência de escala em fluxo bifásico óleo/água. Apesar dos bons resultados obtidos pelo método de Le Loc'h, ele é aplicável a geometrias 2D, o que não corresponde a este estudo.

Romeu, R. K. (1991) comparando os métodos analíticos com os

numéricos para geometrias 3D, concluiu que o método numérico é mais geral e que o método de Lemouzy nem sempre calcula boas estimativas. Apesar desta ressalva, decidiu-se pela utilização do método de Lemouzy pela sua simplicidade.

O programa utilizado para o cálculo das permeabilidades absolutas equivalentes foi desenvolvido por Bonet, L. (1992) e adaptado por Baldissera (*op. cit.*) para trabalhar diretamente com a matriz de saída da simulação estocástica.

Citaremos a seguir as principais referências nas quais nos apoiamos para o planejamento, montagem e interpretação dos resultados dos modelos de simulação de fluxo que foram construídos.

Mattax, C. C. & Dalton, R. L. (1990), abrangem praticamente todos os aspectos práticos da simulação numérica de reservatórios, desde os conceitos básicos até aplicações em métodos especiais de recuperação. Todas as etapas de uma simulação de fluxo são detalhadas, fornecendo em cada capítulo uma metodologia, ou regras práticas. Apresenta bons exemplos e representa uma compilação a partir de uma extensa bibliografia sobre o assunto.

A apostila *Notas sobre Modelagem Numérica de Reservatórios*, UNICAMP, 1992, constitui uma referência básica para a compreensão e interpretação das curvas de produção. Estas notas foram compiladas por Pinto, A. C. C. e Lopes, I. F. e explicam de forma simples as principais abordagens práticas sobre simulação numérica de reservatórios.

Guerrillot, D. R., Lemouzy, P. & Ravene, C. (1990), adotando um reservatório sintético 3D, realizam a caracterização geológica através da simulação estocástica de fácies. Às fácies são associados valores petrofísicos médios. Não

concluem sobre a origem das variações nos resultados das simulações de fluxo, se devido à utilização de propriedades médias ou às variações na geometria interna. Em relação aos modelos variográficos, concluem que quanto maior a amplitude maiores serão as variações no fluxo, devido às maiores variabilidades nas regiões interpoços.

3 Metodologia

As etapas do trabalho estão dispostas na forma de um fluxograma na Fig.3.1. Como pode ser visto, partir de uma caracterização geológica por modelagem estocástica de fácies e atingir a simulação de fluxo requer que etapas intermediárias sejam realizadas. Estas etapas apresentam incertezas de grande impacto, assim como as incertezas da modelagem de fácies. Ao final, os resultados da simulação de fluxo serão a combinação destas incertezas acumuladas, e é necessário então identificar de fato qual a mais significativa. É o motivo pelo qual serão apresentados muitos ensaios. Eles objetivam discriminar estas incertezas e apontar as maiores.

3.1 Descrição das etapas

A primeira etapa foi a geração de múltiplas realizações da modelagem de fácies. A consistência destas realizações não foi severa, a considerar-se que estas modelagens já foram validadas por Baldissera, P. R. (1992).

Obtido o conjunto de realizações das modelagens de fácies, seguimos com a modelagem das propriedades petrofísicas. Dois modelos foram utilizados para a modelagem das propriedades petrofísicas : o modelo

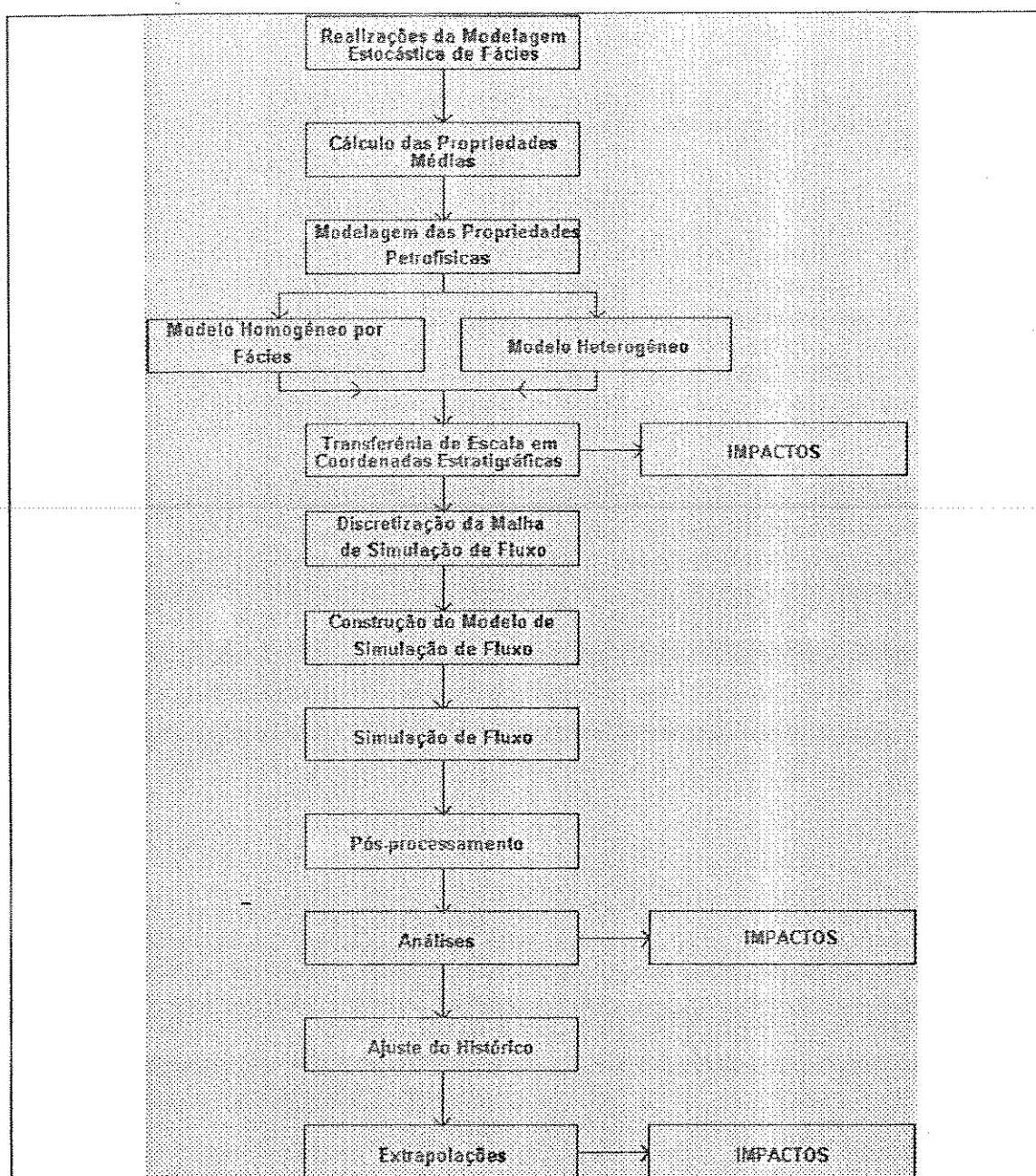


Fig.3.1 - Fluxograma demonstrativo das etapas do trabalho

homogêneo por fácies e o modelo heterogêneo.

No modelo homogêneo por fácies somente as fácies são probabilizadas. Os valores de porosidade, permeabilidade absoluta e espessura porosa são médias características de cada fácies. Este modelo vai permitir a avaliação dos impactos das incertezas associadas à modelagem de fácies sem a interferência da probabilização das propriedades petrofísicas.

No modelo heterogêneo, a porosidade, a espessura porosa (*Net-Pay*) e a permeabilidade absoluta são variáveis. Os impactos agora ocorrerão devido à probabilização tanto das fácies como das propriedades petrofísicas. A modelagem da porosidade é realizada através da simulação gaussiana sequencial. A permeabilidade absoluta e a espessura porosa são obtidas através de correlações com a porosidade simulada. A metodologia utilizada associa a variabilidade dos dados de perfis aos dados modelados por correlação, da variância condicional. O desenvolvimento desta etapa é descrito no capítulo 5, que também engloba os procedimentos para a obtenção das propriedades petrofísicas médias: compressibilidade da rocha-reservatório, saturação de água inicial média, curvas de permeabilidade relativa médias, e os procedimentos para o tratamento dos dados de fluidos.

A próxima etapa refere-se a transferência de escala das propriedades petrofísicas. Utilizou-se uma malha de simulação de fluxo fixa, com células de dimensões (400x400x10)m, ou (30x20x27) células, correspondendo a uma proporção de (8x8x2) para a malha geoestatística. Esta malha de simulação de fluxo foi a que melhor resultados ofereceu em termos de tempo de cpu e tempo real. O ideal seria realizar estudos de sensibilidade para determinar qual a malha que resultaria na

melhor relação resolução/tempo de processamento, porém, malhas refinadas mostraram-se impossíveis de simular dentro da configuração disponível no computador IBM-3090 do Centro de Computação da UNICAMP.

Para a transferência de escala da porosidade e da espessura porosa, utilizou-se de médias aritméticas ponderadas. Para a transferência de escala da permeabilidade absoluta utilizou-se o estimador de Lemouzy.

Apesar da impossibilidade de realizar simulações de fluxo em malhas refinadas, na etapa de transferência de escala, malhas refinadas de simulação de fluxo foram obtidas, com o intuito de verificar e quantificar os efeitos de suavização e distorção da permeabilidade absoluta. Simulações de fluxo em diferentes malhas demonstram os impactos decorrentes da variação nas dimensões da malha de simulação.

De posse das células de simulação de fluxo, o próximo passo é o arranjo destas células. A forma de estruturação das camadas vai causar os maiores impactos como veremos.

Construído o modelo de simulação de fluxo, passamos a simulação propriamente dita. Trata-se da etapa mais trabalhosa e delicada pelos quantidade de variáveis que devem ser considerados. Após as simulações, realizamos o pós-processamento, que vai permitir ver os impactos nos resultados. Também nesta etapa, realizamos o "ajuste do histórico" e as extrapolações.

4 Realizações Estocásticas

4.1 Caracterização Geológica

Faremos a seguir um resumo da caracterização geológica a partir da qual, construímos as realizações testadas neste trabalho. Neste item, apenas ressaltaremos alguns pontos mais significativos. Maiores detalhes, poderão ser obtidos na dissertação de Baldissera, P. R. (1992).

Realiza-se a caracterização geológica de um reservatório turbidítico da Bacia de Campos, através de técnicas geoestatísticas para a caracterização geológica de reservatórios, particularmente a técnica híbrida que simula tanto variáveis categóricas, as fácies, que definem a geometria interna do reservatório, como variáveis contínuas como a porosidade, que determinam a variabilidade interna às fácies.

Foram reconhecidas 4 fácies características do modelo de leques submarinos formados por correntes de turbidez: *lobos canalizados* (fácies 1), *lobos* (fácies 2), *franja de lobos* (fácies 3) e *hemipelágicas* (fácies 4).

A fácies *lobos canalizados*, fácies 1, é constituída por arenito de aspecto maciço, composto predominantemente por grãos de quartzo (43%), praticamente sem matriz (5%) e sem cimentação. No perfil de raios gama apresenta a feição típica de um caixote. Praticamente não ocorrem estratificações. É a melhor rocha-reservatório.

A fácies *lobos* caracteriza-se por constituir-se de camadas amalgamadas de arenitos que, como hipótese provocam uma redução na permeabilidade, tanto horizontal como vertical, apesar da semelhança de sua composição mineralógica com a fácies *lobos* canalizados. Esta fácies é a fácies predominante no reservatório.

A fácies *franja de lobos* apresenta estratificações que praticamente anulam a permeabilidade vertical. Camadas de bons reservatórios, semelhantes às fácies *lobos* apresentam-se como camadas delgadas intercaladas entre folhelhos e siltitos.

As heterogeneidades do reservatório foram analisadas dentro da escala proposta por Weber (1986). Na microescala, as fácies-reservatório, 1,2 e 3, não devem proporcionar barreiras ao fluxo, pela rara presença de argilas, cimentação, microporosidades e pela boa conectividade entre os poros. Na mesoescala, as heterogeneidades estão relacionadas a sequência de Bouma. A presença da sequência de Bouma vai afetar as fácies *lobos* e *franja de lobos*. Para a fácies *lobos* ocorre uma redução na permeabilidade vertical, sem contudo interferir na permeabilidade horizontal. Para a fácies *franja de lobos* estas restrições verticais são mais severas, praticamente anulando a permeabilidade vertical para esta fácies. Na macroescala, as heterogeneidades podem ser reconhecidas em perfis elétricos, sônicos e radioativos. A fácies *lobos* canalizados também nesta escala apresenta-se homogênea. Os perfis típicos da fácies de *lobos* mostram uma série de heterogeneidades como cimentações localizadas, níveis argilosos com maior continuidade lateral, variações granulométricas entre os ciclos amalgamados, já se constituindo em algumas regiões em barreiras efetivas ao fluxo. Por ser uma fácies "intermediária" entre a fácies *lobos* e *hemipelágica*,

a fácies franja de lobos apresenta uma predominância de camadas Tc e Td da sequência de Bouma, que se constituem em barreiras severas ao fluxo vertical. Na megaescala, as heterogeneidades estão relacionadas à estruturação do reservatório. Uma comparação entre modelos para a estruturação das camadas de simulação de fluxo realizada no capítulo 7 está relacionada a esta escala de heterogeneidade.

4.2 Simulação estocástica de fácies

A modelagem estocástica de fácies foi realizada através do programa IPCSIMM, empregado para a simulação indicatriz das componentes principais, da biblioteca do GSLIB, biblioteca de programas geoestatísticos desenvolvido por Deutsch, C. V. & Journel, A. G., (1992). Baldissera (*op. cit*) implementou neste programa tanto a curva de proporção vertical como a matriz de controle. Na ausência de dados condicionantes ou na presença de poucos dados, a estimativa baseava-se na proporção global de fácies. Como não existe estacionaridade na curva de proporção de fácies vertical, a estimativa pela proporção global é equivocada, o que não ocorre quando se utiliza a curva de proporção vertical, já que a estimativa agora é realizada de acordo com a proporção de fácies correspondente ao nível que está sendo estimado.

A matriz de controle não permite que nós fora do volume de interesse sejam simulados. A curva de proporção é obtida de um conjunto de dados representativos do reservatório e que ocupa um volume geométrico irregular. As

proporções definidas totalizam 100% neste volume. Extrapolar para fora do volume do reservatório, além de não apresentar interesse prático, provavelmente será um equívoco.

Baldissera (*op. cit*) realizou a simulação estocástica de fácies utilizando 3 modelos variográficos: esférico, exponencial e cúbico. A análise comparativa estatística e analógica (comparação gráfica de seções e mapas) levou-o a escolha do modelo esférico pela sua maior aproximação do modelo geológico.

4.3 Obtenção das realizações estocásticas

Seis realizações estocásticas de fácies foram obtidas. Pelo exaustivo trabalho de validação e análise executado por Baldissera (*op. cit*), consideramos desnecessário a apresentação de uma validação severa. Via de regra, observa-se uma boa reprodução das proporções globais (Fig.4.1) e uma boa reprodução das principais feições das curvas de proporção verticais individuais (figuras 4.3 a 4.6), quando comparado à curva de proporção vertical dos dados de perfis (Fig.4.2).

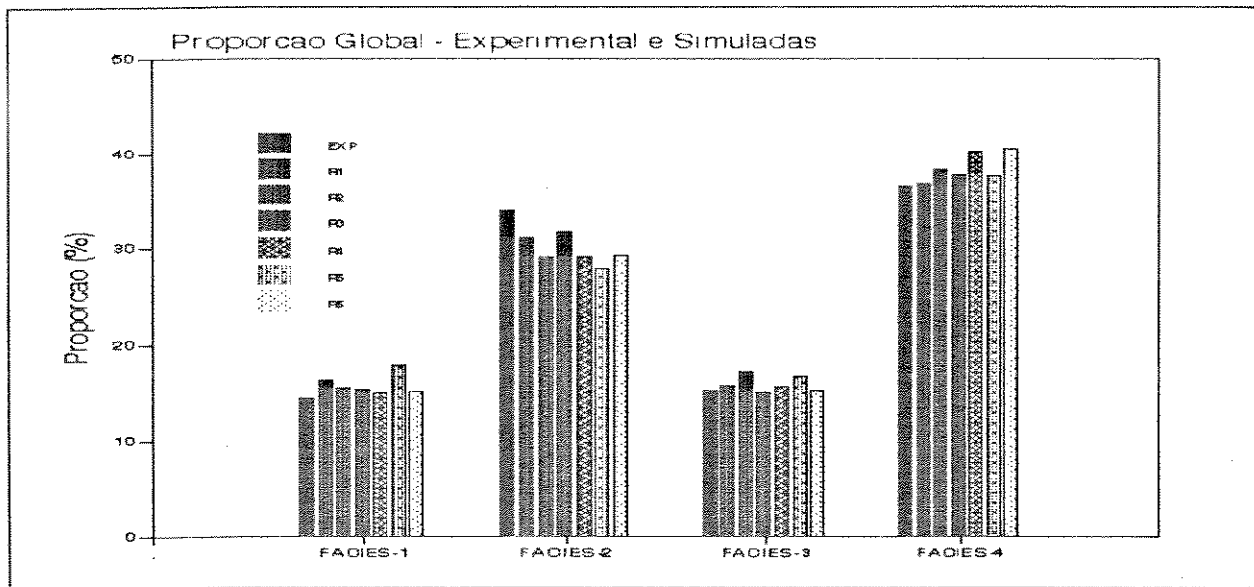


Fig. 4.1 - Diagrama de proporções globais dos dados e simulados

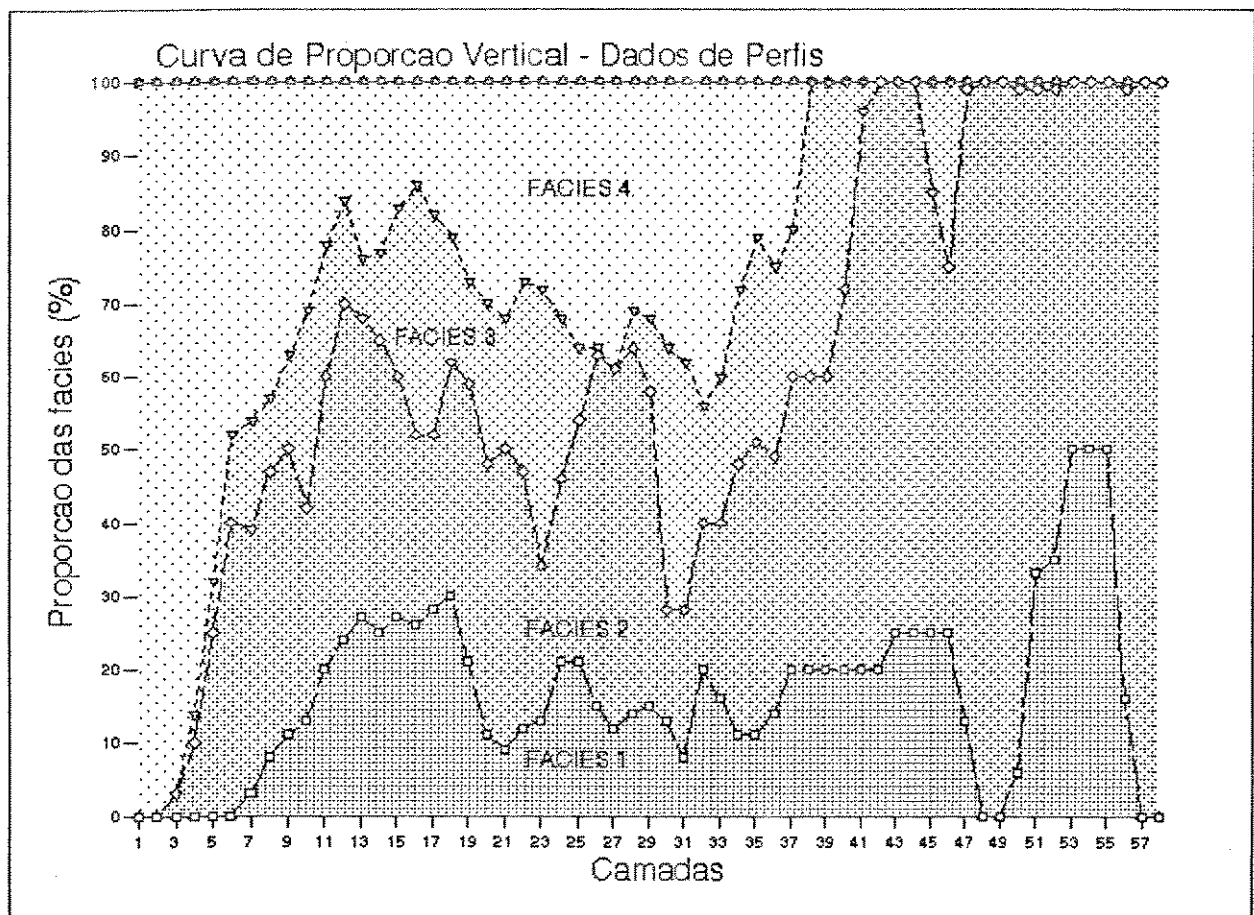


Fig. 4.2 - Curva de proporção vertical dos dados de perfis

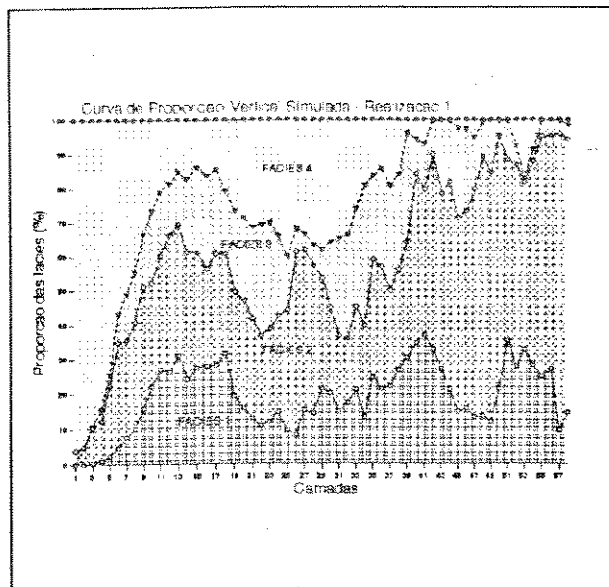


Fig. 4.3 - Curva de proporção vertical
Realização 1

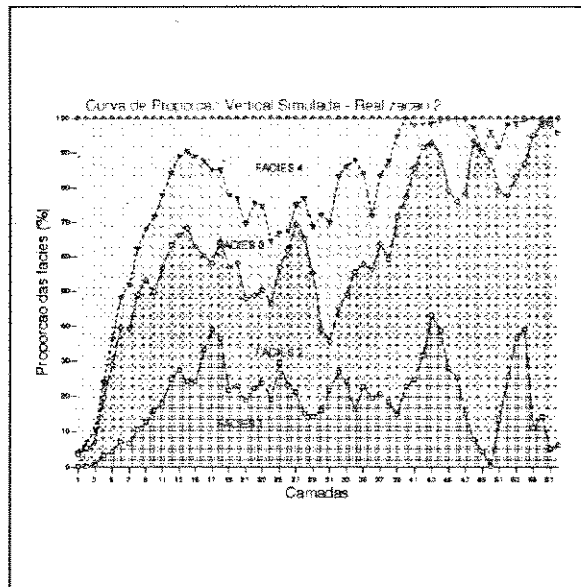


Fig. 4.4 - Curva de proporção vertical
Realização 2

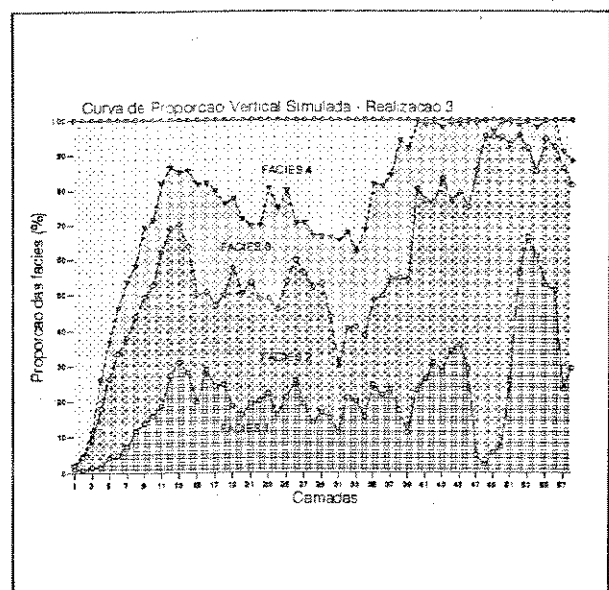


Fig. 4.5 - Curva de proporção vertical
Realização 3

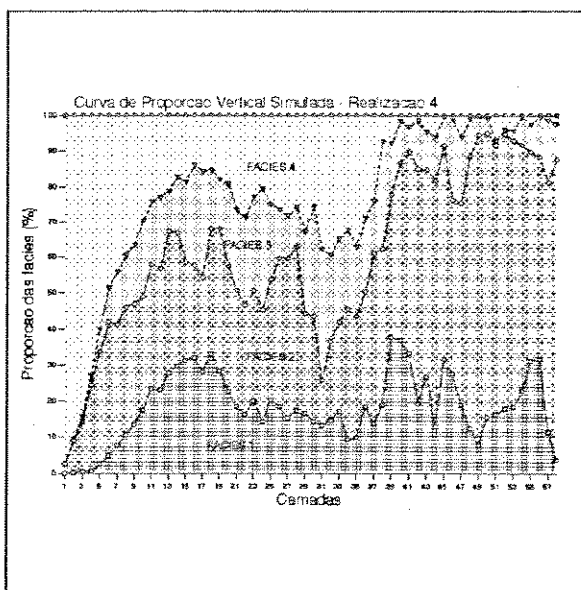


Fig. 4.6 - Curva de proporção vertical
Realização 4

5 Modelagem Numérica das Propriedades Petrofísicas

5.1 Propriedades Médias

As propriedades compressibilidade da rocha-reservatório, saturação de água inicial e curvas de permeabilidade relativa foram consideradas em seus valores médios.

A determinação do valor médio da compressibilidade da rocha-reservatório segue uma metodologia convencional em estudos de reservatório utilizando simuladores de fluxo por diferenças finitas.

As propriedades dos fluidos também foram tratadas de forma convencional. O tratamento dado às propriedades do óleo segue a metodologia proposta por Moses, P. L. (1986) e os resultados são mostrados nas figuras 5.1 a 5.3, curvas do fator volume de formação do óleo, razão de solubilidade e viscosidade do óleo saturado, informados ao simulador de fluxo. As propriedades da água de formação também foram obtidas segundo a metodologia convencional, através de ábacos (Amyx, J. W., Bass, D. M. & Whiting, R. L., 1960).

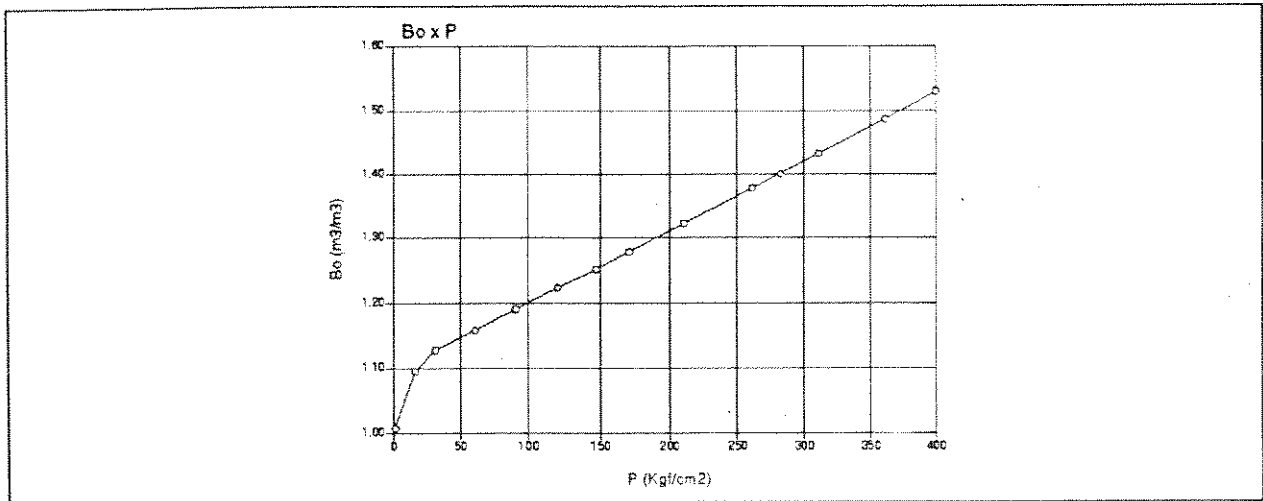


Fig. 5.1 - Fator Volume de Formação do Óleo

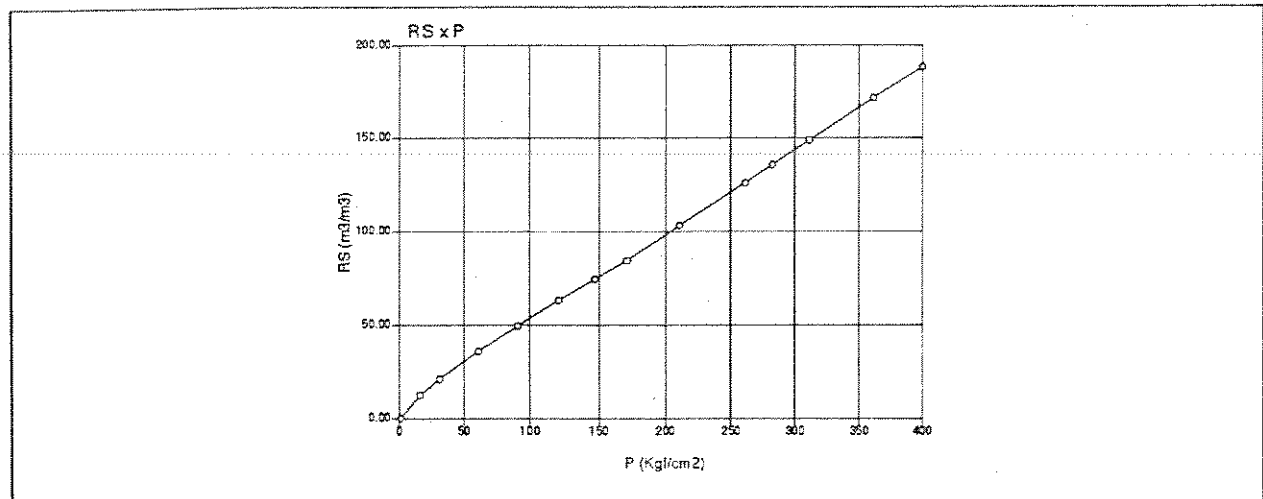


Fig. 5.2 - Razão de Solubilidade do Óleo

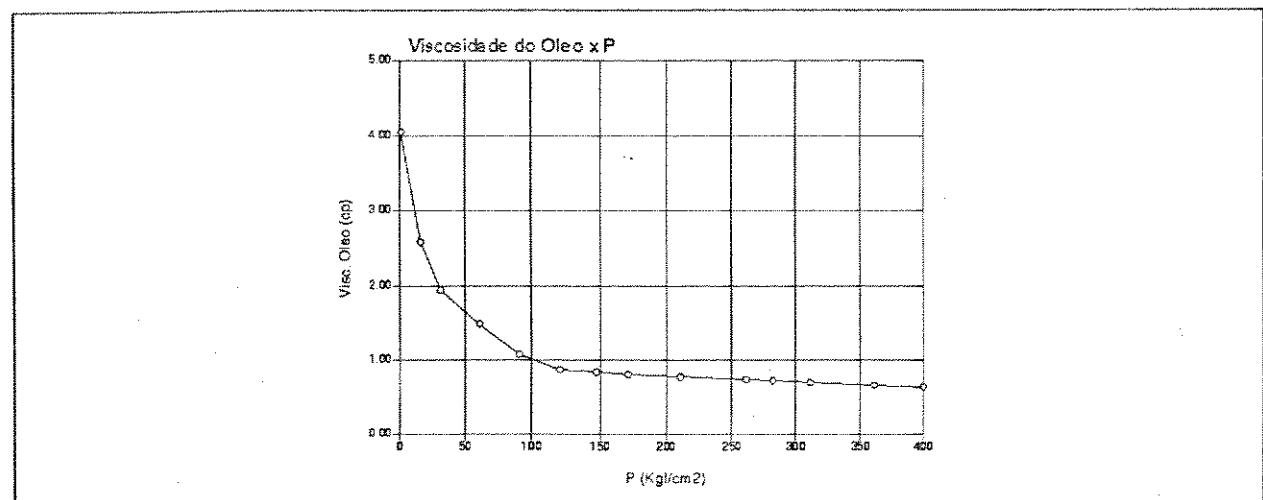


Fig. 5.3 - Viscosidade do Óleo

A determinação da saturação de água inicial e das curvas médias de permeabilidade relativa foi realizada simultaneamente, dada a sua interligação natural. Através dos dados de saturação de água de perfis interpretados foram calculados a média aritmética a mediana e média ponderada pela espessura.

A tabela abaixo resume os valores calculados:

FÁCIES	Média Aritmética (%)	Mediana (%)	Média Ponderada (%)
1	14.27	14.41	14.38
2	21.90	18.77	20.89
3	37.76	35.47	35.40
1,2,3	26.45	21.04	22.57

Tabela 5.1 - Valores médios de saturação inicial de água

Percebe-se uma clara distinção entre as três fácies-reservatório, demonstrando que, precisaríamos utilizar três diferentes valores de saturação inicial de água e em consequência três curvas de permeabilidade relativa para respeitar as diferenças entre as fácies e para o cálculo preciso dos volumes de fluidos.

No entanto, colocando como argumento a indisponibilidade no momento de programas para a transferência de escala em fluxo multifásico consideramos que não seria possível a utilização de três curvas médias de

permeabilidade relativa. Foi adotada uma única curva média.

A escolha recaiu na fácies mais representativa, ou a fácies 2, que apresenta maior proporção global e distribuição por todo o reservatório.

Para a seleção das curvas de permeabilidade relativa no sistema óleo/água, dentro do conjunto de curvas obtidas em laboratório, considerou-se a saturação de água inicial (em torno de 21%), o nível de permeabilidade absoluta e a porosidade média como referências para a escolha. A curva escolhida está representada na Fig. 5.4.

O valor da saturação residual de óleo foi obtido desta curva escolhida, igual a 19,3 %.

Para a obtenção das curvas de permeabilidade relativa no sistema gás/óleo, foi utilizada a correlação de Burdine, N. T. (1953) , adotando-se um valor de *lambda* que fornecesse uma curva no sistema óleo/água mais próxima a curva selecionada. O valor de *lambda* utilizado foi igual a 4. A curva gerada pode ser vista na Fig.5.5.

e) Curvas de Pressão Capilar:

Sendo a zona de transição óleo/água muito pequena (observado em perfis elétricos), e não tendo dados de laboratório que pudessem referenciar uma estimativa, decidiu-se pela não utilização de curvas de pressão capilar nos modelos.

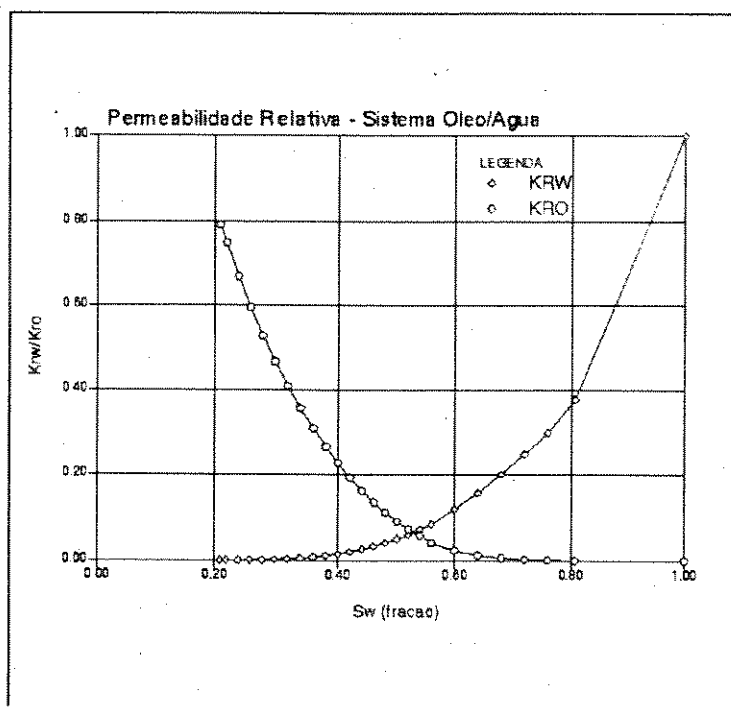


Fig.5.4 - Curva de Permeabilidade Relativa Óleo/Água - Fácies 2

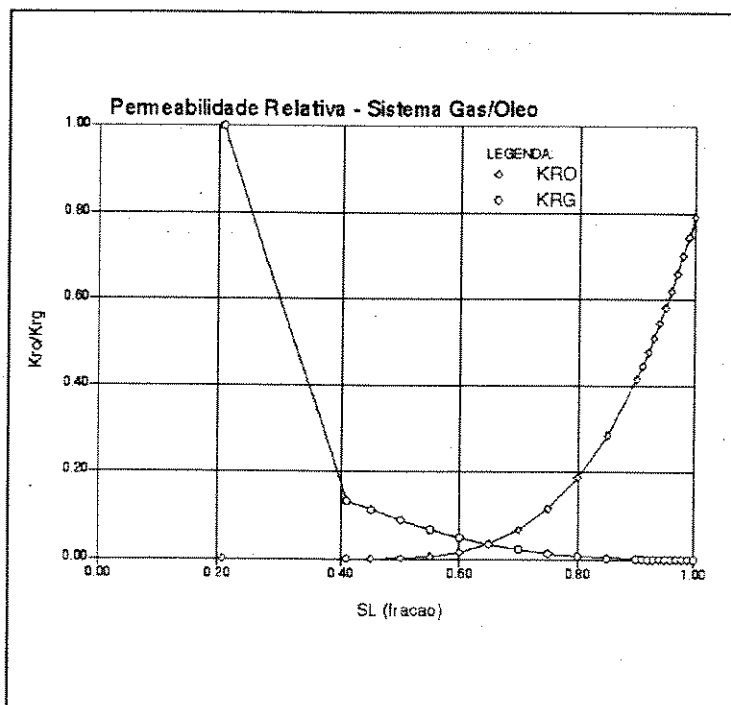


Fig.5.5 - Curva de Permeabilidade Relativa Gás/Óleo - Fácies 2

5.2 As propriedades probabilizadas

A modelagem das propriedades petrofísicas representam as heterogeneidades no interior das fácies, caracterizadas principalmente pela modelagem da permeabilidade absoluta.

Neste item, trataremos das propriedades que foram probabilizadas: a porosidade, a permeabilidade absoluta e a espessura porosa. Estão associadas às fácies e foram consideradas em dois tipos de modelagens: o modelo homogêneo por fácies e o modelo heterogêneo.

A consideração da espessura porosa como propriedade petrofísica é equivocada sob o ponto de vista conceitual. É na verdade uma propriedade geométrica. O que fez com que a considerássemos como uma "propriedade petrofísica" foi a observação de desvios no cálculo dos volumes originais devido a utilização da altura de 5 m adotada para os volumes de suporte da malha geoestatística. Após a decisão de considerá-la como "propriedade petrofísica", também foram associados a esta variável a função de corte da permeabilidade absoluta vertical como veremos adiante. Em relação aos desvios nos volumes, em um cálculo inicial, os volumes originais ultrapassaram em aproximadamente 15% os volumes calculados utilizando um valor de espessura média das células geoestatísticas.

A construção de dois tipos de modelos para a associação das propriedades petrofísicas às fácies tem como objetivo, avaliar separadamente os impactos decorrentes da variabilidade da modelagem de fácies e os impactos decorrentes da variabilidade da modelagem das propriedades petrofísicas.

Desta forma, o modelo homogêneo vai associar valores médios de porosidade, espessura porosa e permeabilidade absoluta às fácies, independente de sua posição espacial. Este modelo vai permitir a avaliação dos impactos decorrentes das variações entre as realizações da simulação estocástica de fácies.

No modelo heterogêneo, adiciona-se a variabilidade proporcionada pela probabilização das propriedades petrofísicas. Este modelo vai permitir a avaliação dos impactos decorrentes das variações entre as realizações das propriedades petrofísicas.

5.2.1 O Modelo Homogêneo por Fácies

As porosidades e espessuras porosas médias foram definidas em histogramas dos dados de perfis, regularizados em 5 m, e separados por fácies. As figuras 5.6 a 5.11 ilustram os valores médios adotados.

Os valores médios de permeabilidade absoluta horizontal foram obtidos do diagrama de dispersão de valores médios de permeabilidade absoluta contra valores médios de porosidade construído nas estimativas do modelo heterogêneo, que será descrito no item 5.2.2. Nestes diagramas, obtemos o valor médio de permeabilidade absoluta a partir do valor médio de porosidade adotado.

Para a permeabilidade absoluta vertical, a permeabilidade vertical foi definida como uma fração do valor de permeabilidade horizontal, já que não se dispunha de dados de laboratório que possibilitassem uma melhor estimativa.

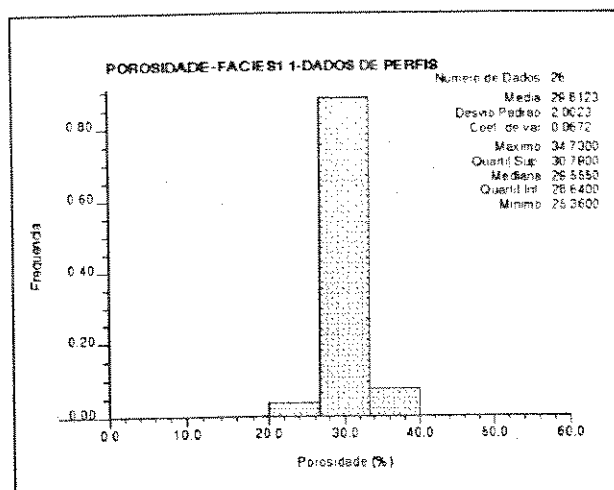


Fig. 5.6 - Porosidade Média - Fácies 1

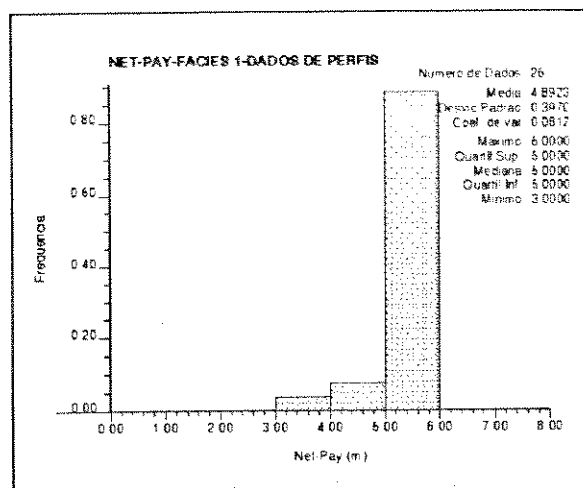


Fig. 5.7 - Espessura Porosa Média - Fácies 1

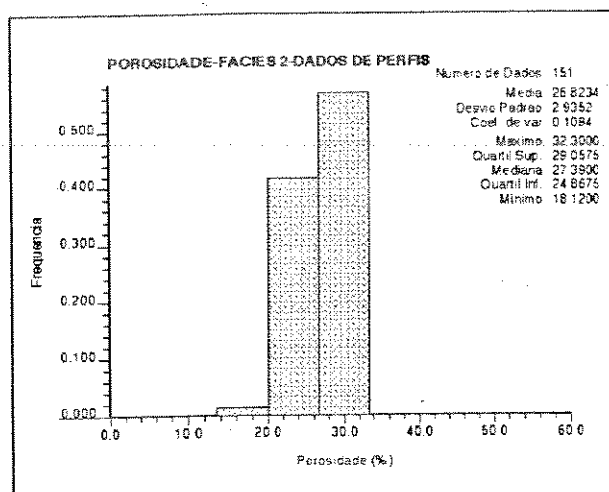


Fig. 5.8 - Porosidade Média - Fácies 2

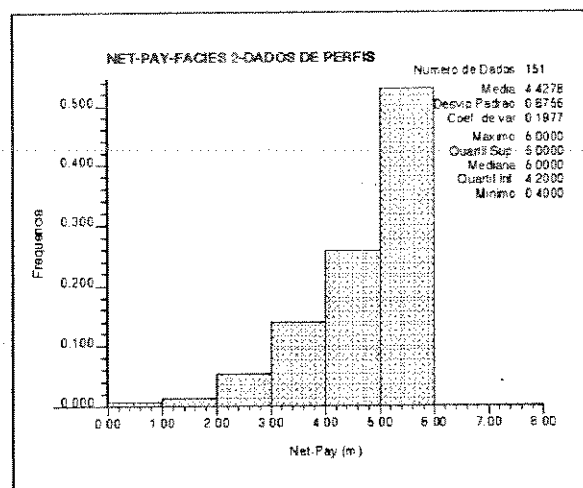


Fig. 5.9 - Espessura Porosa Média - Fácies 2

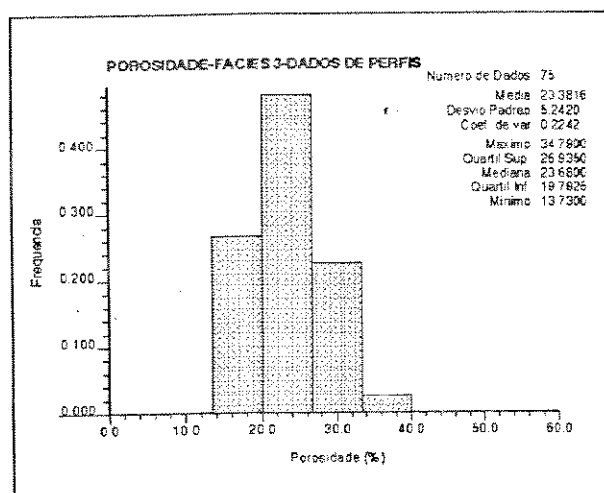


Fig. 5.10 - Porosidade Média - Fácies 3

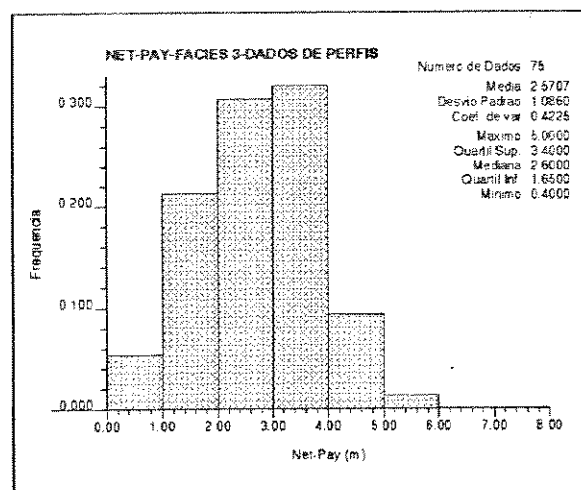


Fig. 5.11 - Espessura Porosa Média - Fácies 3

Para a fácies *lobos canalizados*, adotou-se a relação de k_v/k_h igual a 0,90 baseado nas características da rocha, maciça e sem estratificações. Para a fácies *lobos*, adotou-se a relação k_v/k_h igual a 0,70, uma vez que esta fácies pode às vezes apresentar estratificações. E, para a fácies *franja de lobos*, adotou-se permeabilidade vertical nula, dado o valor médio de espessura porosa igual a 2,4 m, demonstrando a presença constante de rochas não reservatório selantes na direção vertical.

A tabela 5.2 contém o quadro resumo dos valores médios associados às fácies utilizados no modelo homogêneo.

Fácies	$\Phi_{\text{média}}$ (%)	$EP_{\text{média}}$ (m)	$Kh_{\text{média}}$ (mD)	$Kv_{\text{média}}$ (mD)
1	29.8	4.9	1589	1430
2	26.8	4.4	816	571
3	23.3	2.5	520	zero

Tabela 5.2. - Valores médios utilizados no modelo homogêneo por fácies.

5.2.2. O Modelo Heterogêneo

Neste modelo, a porosidade é obtida através da simulação gaussiana sequencial. A permeabilidade absoluta e a espessura porosa são obtidas através de

correlações empíricas com a porosidade simulada.

5.2.2.1 Simulação da Porosidade

A modelagem da porosidade foi realizada através do algoritmo da simulação gaussiana sequencial, com a utilização de matrizes de controle constituídas pelas matrizes de cada uma das fácies (1, 2 e 3), resultantes da simulação de fácies.

A construção de uma realização da porosidade condicionada às fácies necessita de três simulações gaussianas sequenciais executadas independentemente, e que correspondem à simulação da porosidade nas malhas de controle correspondentes às três fácies reservatório consideradas (fácies 1, 2 e 3). As três simulações utilizam a mesma semente. Estas três realizações são então somadas, obtendo-se a simulação da porosidade de todo o reservatório.

Duas possibilidades para a geração dos modelos heterogêneos foram realizadas. Na primeira, mantivemos a mesma semente para a simulação da porosidade para as seis realizações de fácies. Neste caso, a variabilidade entre os seis modelos heterogêneos decorre apenas da condicionalização pela simulação de fácies. Em uma segunda possibilidade para a geração dos modelos heterogêneos, variamos a semente da simulação da porosidade, mantendo fixa a simulação de fácies. Nesta segunda possibilidade, a variabilidade entre os modelos heterogêneos decorre apenas da variabilidade imposta pela simulação da porosidade. Tanto a primeira como a segunda possibilidade foram testadas na etapa de simulação de fluxo e os resultados são comentados no capítulo 7.

5.2.2.2 Estimativa da permeabilidade absoluta

A estimativa da permeabilidade absoluta foi obtida através de correlações com a porosidade simulada. O baixo coeficiente de correlação entre os dados de permeabilidade absoluta obtidos de análises de testemunhos versus a porosidade de perfis, inviabilizou a utilização destes dados diretamente. Dados de testes de formação foram então analisados.

Os valores de permeabilidades obtidos de testes de formação foram corrigidos em relação aos valores de viscosidade, porosidade e espessura média calculados dos perfis interpretados. Observou-se que os valores de permeabilidade e dos raios de drenagem variavam consideravelmente, mesmo em testes realizados no mesmo poço e no mesmo intervalo canhoneado, demonstrando dependência com os volumes investigados pelos testes.

Como poderíamos utilizar estes dados, se na realidade não correspondem ao volume de suporte geoestatístico adotado. Os valores de porosidade e espessura médios que são utilizados na interpretação dos testes de formação deveriam ser aqueles que correspondessem aos valores médios dos volumes realmente afetados pelo teste, que são desconhecidos. A adoção de porosidades e espessuras médias obtidas em perfis é uma aproximação utilizada na ausência dos valores reais. Por estas considerações, não é possível, neste caso, utilizar correlações da permeabilidade de teste com a porosidade devido aos volumes de suporte diferentes.

Os histogramas dos dados de testes de formação (Fig.5.13) e dos

dados de análises de testemunhos (Fig.5.12) mostram que os valores de testes de formação são maiores que os obtidos de análises de testemunhos.

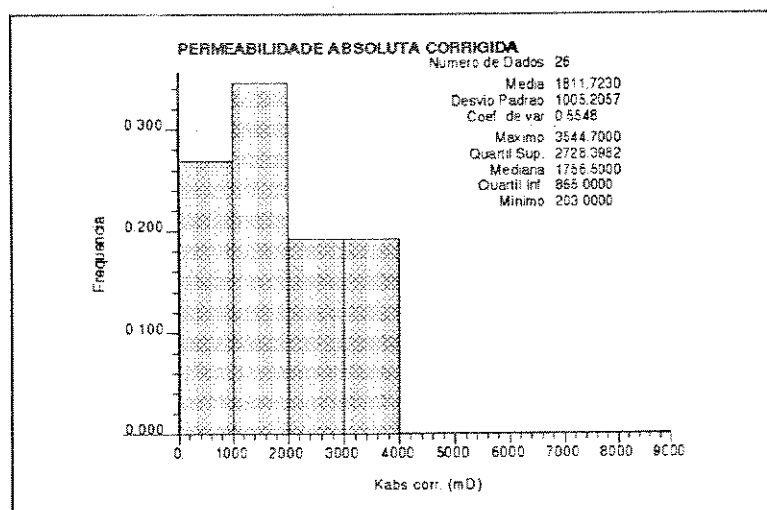
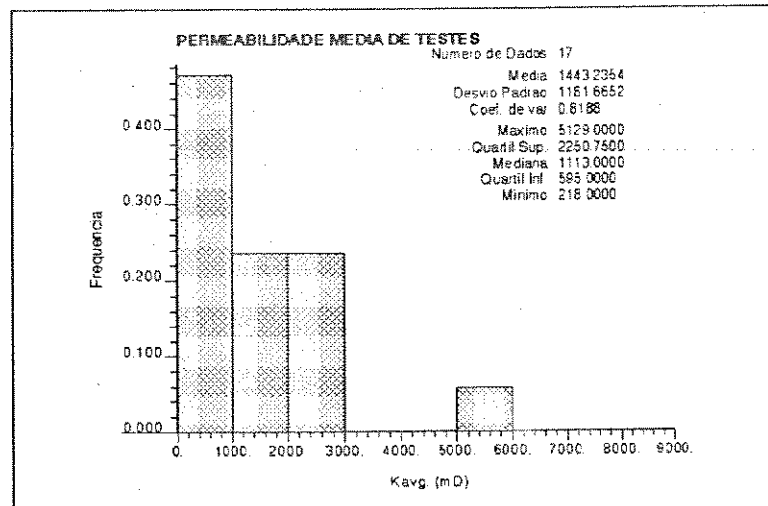
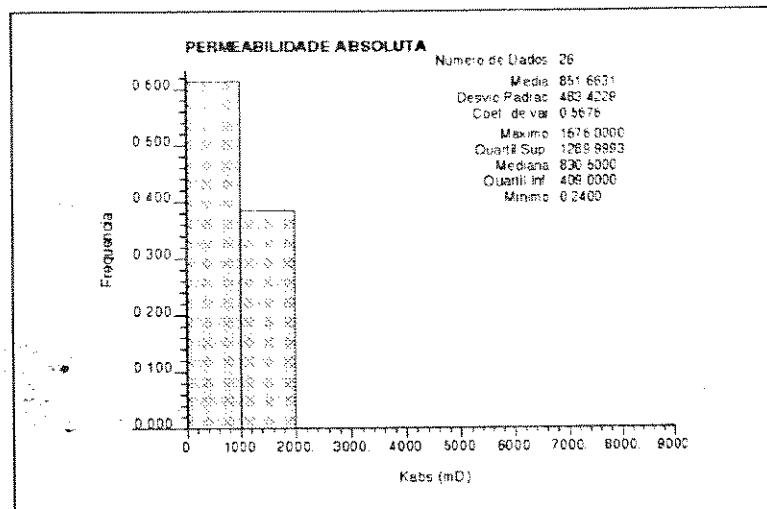
As porosidades obtidas de análises de testemunhos apresentaram-se defasadas em -4% das porosidades calculadas em perfis (Baldissera, *op. cit*). O motivo provável para esta defasagem é a necessidade de encapsulamento dos plugues para as análises, em função da friabilidade da rochas dos testemunhos recuperados. Como hipótese, os valores de permeabilidade absoluta obtidos de análises de testemunhos também estariam defasados, menores que os reais.

Partindo desta premissa, decidiu-se pela aplicação de um fator de correção baseado na diferença entre as médias dos valores das permeabilidades de testes e das permeabilidades obtidas em laboratório, de modo a torná-los mais próximos dos valores observados em testes, considerados mais representativos, ou seja:

$$K_{abs\text{cor.}} = k_{abs} * \frac{\text{média teste}}{\text{média petrofísica}} * \frac{1}{K_{ro_{swi}}}$$

Esta correção elevou os valores de permeabilidade absoluta a níveis mais altos, de acordo com a nossa expectativa (Fig.5.14).

Após a correção nos níveis da permeabilidade absoluta, o próximo passo foi obter uma correlação entre a permeabilidade absoluta e a porosidade. Uma melhor correlação foi obtida adotando-se um valor de "mínimo", obtido dos valores calculados em testes de formação. A adoção deste valor de teste foi considerada possível já que o teste investigou um volume relativamente pequeno, com raio de drenagem calculado em 100 m, próximo do volume de suporte geoestatístico.



O diagrama de dispersão do logaritmo da permeabilidade absoluta corrigida x porosidade apresenta coeficiente de correlação, de 0.725 (Fig.5.15), suficiente para realizar a estimativa segundo uma regressão linear.

No entanto, a inferência de uma regressão linear não poderia ser aplicada a um conjunto de dados que, além de pertencerem a fácies diferentes, tiveram sua amostragem concentrada em valores altos de porosidade. Pontos de baixa porosidade não foram amostrados, acarretando uma representatividade diferenciada conforme o valor da porosidade.

A regressão por classes de porosidade, baseada na teoria da esperança condicional, adequa-se melhor a este conjunto de dados. O ANEXO 1 traz um resumo da teoria da esperança condicional no caso gaussiano.

O conjunto de dados foi separado por classes de porosidade, calculando para cada classe os valores médios de porosidade e logaritmo da permeabilidade. Foram construídas curvas com classes de porosidade variando de intervalos de 1% a 4%, adotando-se ao final a curva de 2% (Fig. 5.16), que foi a escolhida porque apresentou uma distribuição da quantidade de dados, por classe, mais equilibrada. No entanto, a presença de dados somente na faixa de altas porosidades, fez com que algumas classes ficassem sem valores. Por este motivo, nos intervalos sem valores, realiza-se interpolações ou extrapolações para calcular o valor médio, ou valor esperado.

Esta curva de médias intervalares representa uma curva de esperança condicional experimental. Dentro de cada classe de porosidade a média do logaritmo da permeabilidade é uma estimativa do valor esperado. A partir da simulação

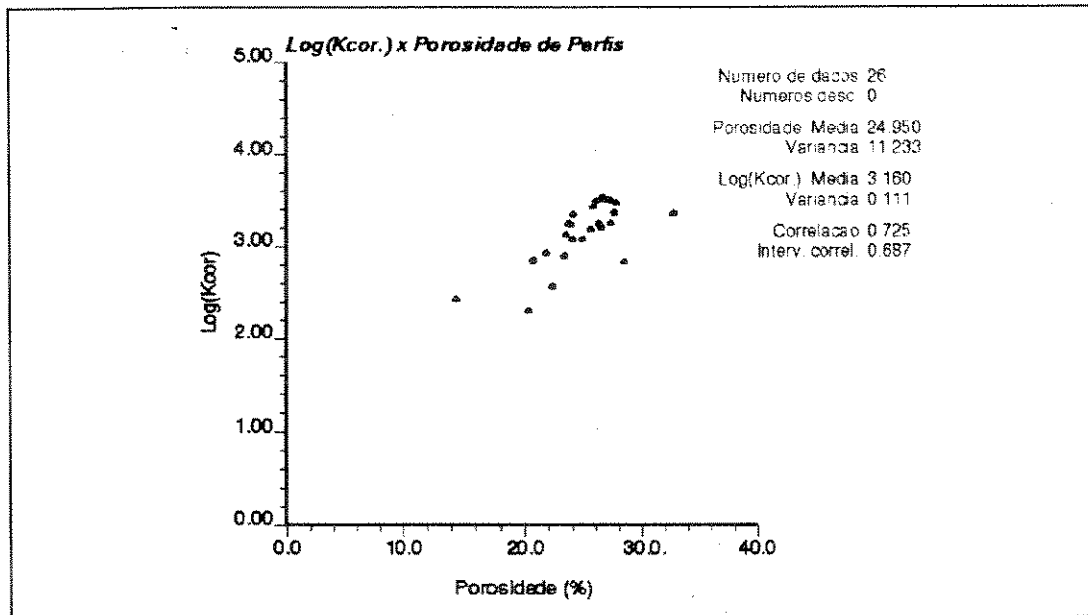


Fig. 5.15 - Diagrama de dispersão das permeabilidades corrigidas

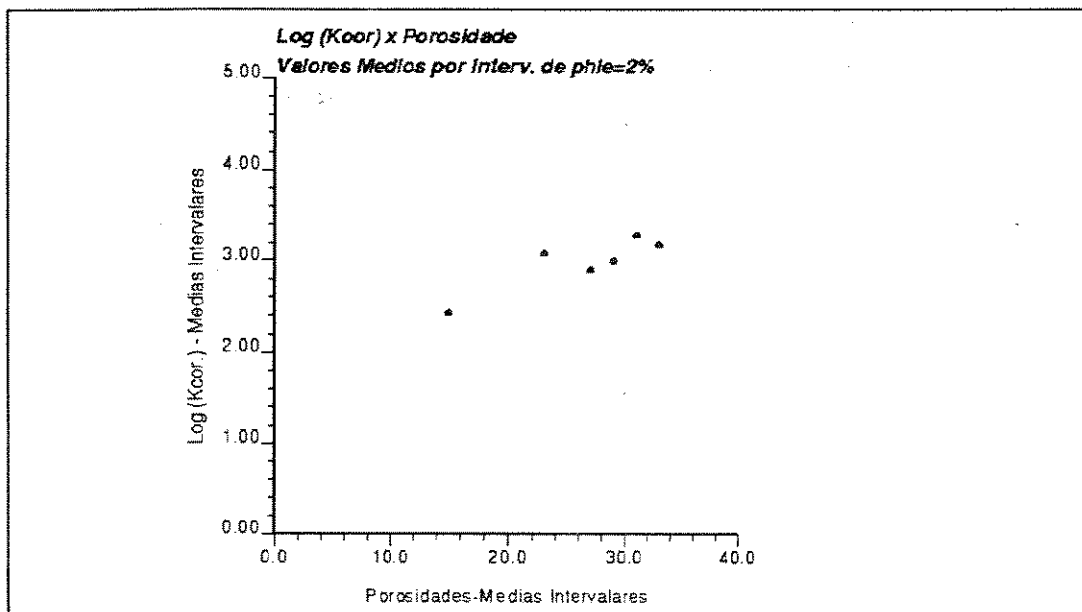


Fig.5.16-Diagrama de dispersão das médias intervalares-intervalo de porosidade=2%

estocástica da porosidade, ter-se-á os valores de porosidade. Cada valor de porosidade simulada será identificada com sua respectiva classe e que corresponderá a um valor médio do logaritmo da permeabilidade, o valor mais provável.

A este valor mais provável é adicionado um valor aleatório, de modo a respeitar a variância condicional. Com isto, espera-se reproduzir a nuvem de correlação inicial (figuras 5.15 e 5.16).

O ideal seria a utilização de desvios calculados para cada classe de porosidade em que fosse realizada a estimativa. No entanto, isto não é possível, como já foi descrito, porque não ocorrem valores amostrais em todas as classes. A alternativa foi a adoção da variância condicional global (ANEXO 1).

O valor aleatório é um número aleatório gaussiano. Como hipótese, assume-se uma distribuição gaussiana para o valor esperado.

O resultado é visualizado como uma nuvem de pontos com a mesma tendência da curva de médias intervalares (Fig. 5.16), como ilustram os diagramas de dispersão das permeabilidades horizontais estimadas (figuras 5.17 e 5.18) para as realizações 1 e 2. As figuras 5.19 e 5.20. correspondem aos histogramas destas estimativas. As médias, em torno de 950 mD, apresentam-se abaixo dos valores de permeabilidades corrigidas (Fig. 5.14), pela presença, nas estimativas, de valores em todas as classes de porosidade, enquanto que os dados experimentais apresentam dados somente em classes de altas porosidades. Note que as médias registradas nos diagramas de dispersão são médias geométricas dos valores não nulos e que as médias nos histogramas são médias aritméticas de todos os valores..

A estimativa da permeabilidade absoluta vertical, a exemplo do

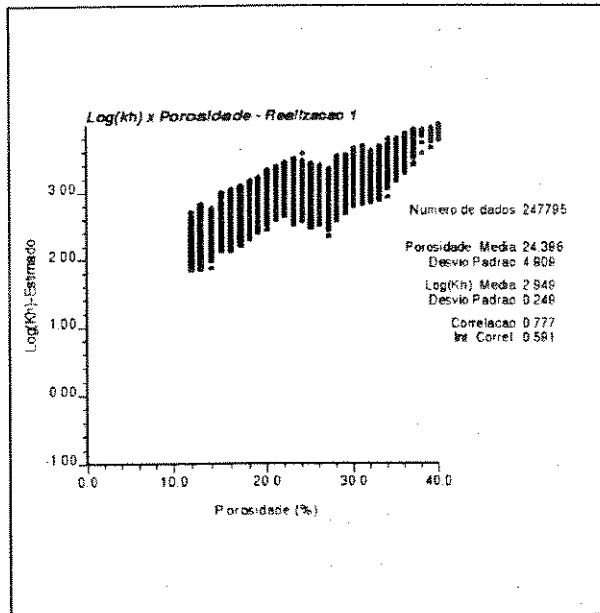


Fig. 5.17 - Diagrama de dispersão das permeabilidades horizontais - Realização 1

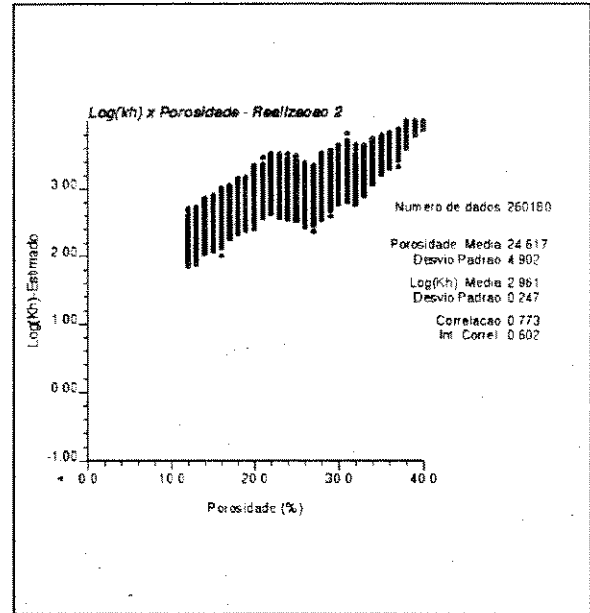


Fig. 5.18 - Diagrama de dispersão das permeabilidades horizontais - Realização 2

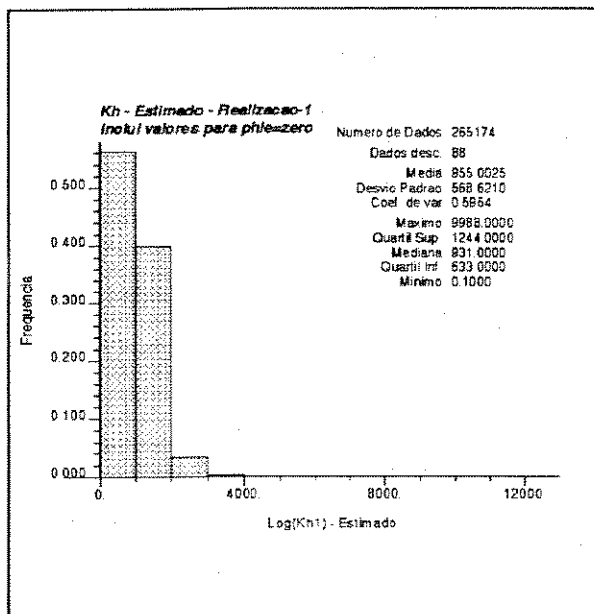


Fig. 5.19 - Histograma das permeabilidades horizontais estimadas - Realização 1

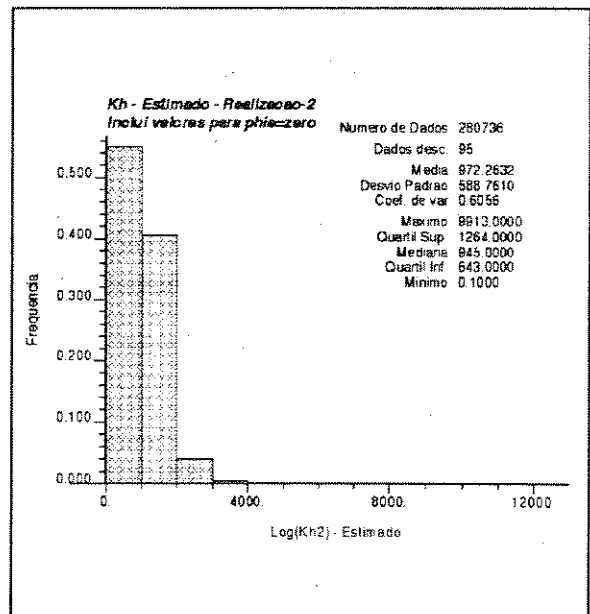


Fig. 5.20 - Histograma das permeabilidades horizontais estimadas - Realização 2

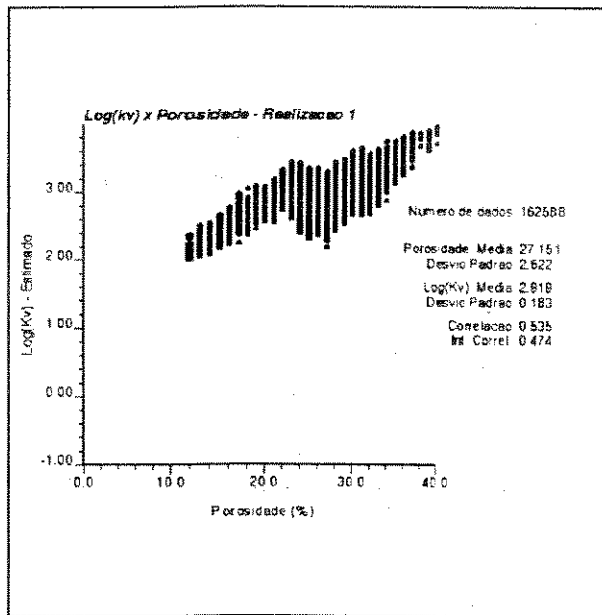


Fig. 5.21 - Diagrama de dispersão das permeabilidades verticais estimadas - Realização 1

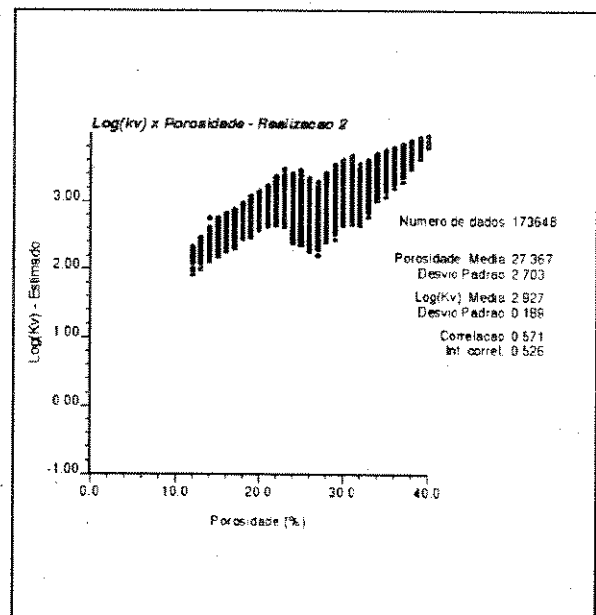


Fig. 5.22 - Diagrama de dispersão das permeabilidades verticais estimadas - Realização 2

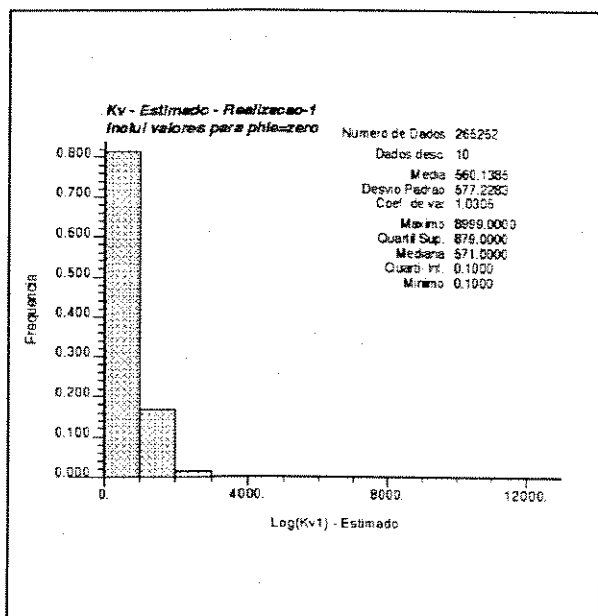


Fig. 5.23 - Histograma das permeabilidades verticais estimadas - Realização 1

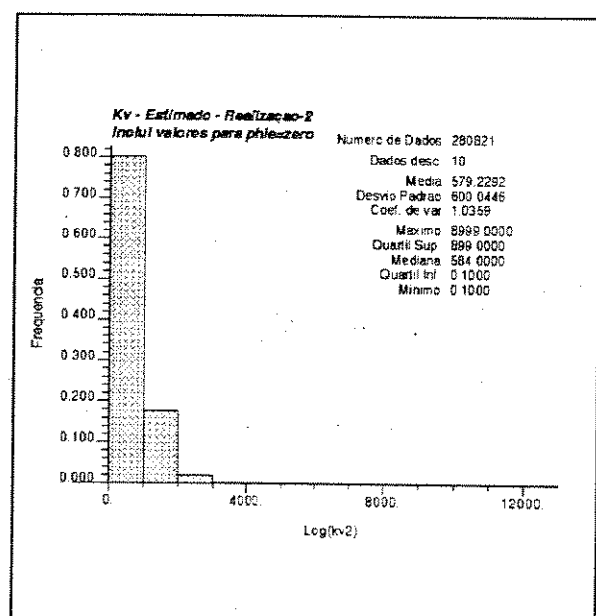


Fig. 5.24 - Histograma das permeabilidades verticais estimadas - Realização 2

processo adotado para o modelo homogêneo, é calculada adotando-se relações entre as permeabilidades vertical e horizontal. A partir dos valores de permeabilidade horizontal estimadas, obtém-se as permeabilidades verticais. Para a fácies 1, adotou-se a relação $k_v/k_h = 0.90$. Para as fácies 2 e 3, considera-se a espessura porosa como um parâmetro de corte. Significa que abaixo de um certo valor de espessura porosa, considerado 4 m, a permeabilidade vertical será nula. Acima de 4 m, as relações K_v/K_h utilizadas são: 0,70 para a fácies 2 e 0,30 para a fácies 3. As figuras 5.21 e 5.22 correspondem aos diagramas de dispersão das estimativas para as realizações 1 e 2, respectivamente. As figuras 5.23 e 5.24 correspondem aos histogramas das permeabilidades verticais estimadas.

5.2.2.3 Estimativa da espessura porosa

A modelagem da espessura porosa segue o mesmo procedimento adotado para a permeabilidade absoluta.

Agrupando os dados de espessura porosa dos perfis interpretados e regularizados em 5 m por intervalos de porosidade de 2%, a exemplo da permeabilidade absoluta, obtém-se os diagramas de dispersão das médias intervalares, figuras 5.25, 5.26 e 5.27. Note que o pequeno número de pontos significa apenas uma pequena variação da porosidade. Não significa escassez de dados. As médias intervalares da espessura porosa foram calculadas a partir de dados de perfis, que ao contrário do que ocorre com os dados de permeabilidade, não são escassos.

É a partir destas curvas de médias intervalares que são realizadas as

estimativas. Os diagramas de dispersão dos valores estimados são mostrados nas figuras 5.28, 5.29 e 5.30. Observa-se que a menor variância já não provoca a nuvem de pontos observada nas estimativas da permeabilidade absoluta. Os histogramas das espessuras porosas estimadas encontram-se nas figuras 5.31, 5.32 e 5.33. Comparando os resultados dos dados experimentais e estimados já não ocorrem diferenças significativas entre as médias, reflexo da amostragem mais ampla dos dados experimentais. Somente para a fácies 3, a média dos valores estimados (Fig.5.27) é menor (logarítmo da espessura porosa negativo), influenciada pela expressiva quantidade de valores nulos proporcionados pela adoção de um parâmetro de corte da porosidade de 12%. É importante salientar que tanto para a estimativa da permeabilidade absoluta como para a estimativa da espessura impôs-se o valor do parâmetro de corte de 12% da porosidade. Abaixo deste valor, as permeabilidades e espessuras porosas são consideradas iguais a zero.

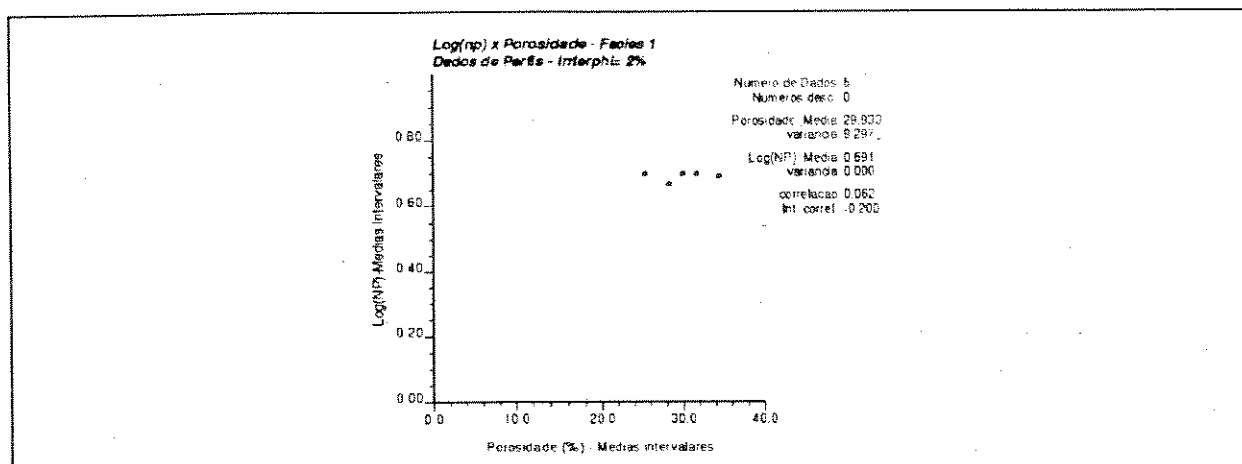


Fig. 5.25 - Diagrama de dispersão das médias intervalares da espessura porosa - Fácies 1

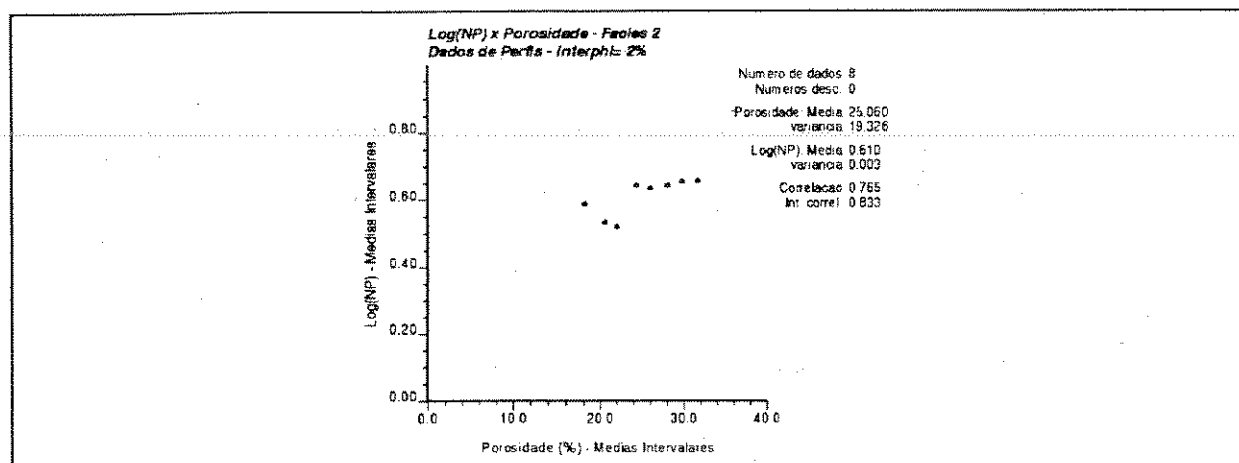


Fig. 5.26 - Diagrama de dispersão das médias intervalares da espessura porosa - Fácies 2

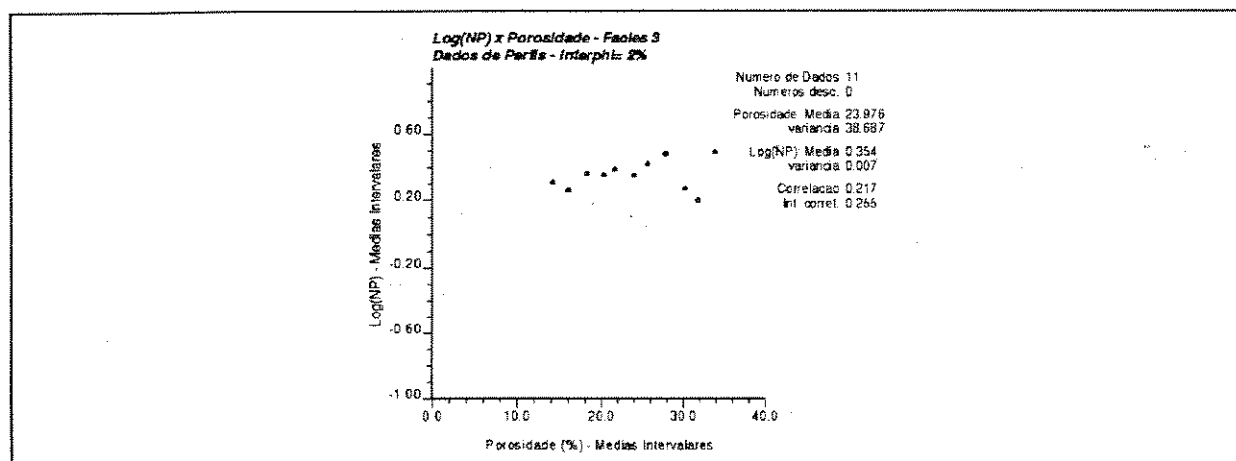


Fig. 5.27 - Diagrama de dispersão das médias intervalares da espessura porosa - Fácies 3

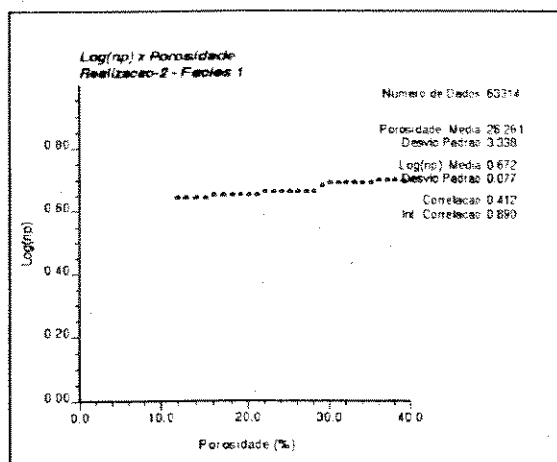


Fig. 5.28-Diag. de dispersão das espessuras porosas estimadas - Fácies 1 - Realização 2

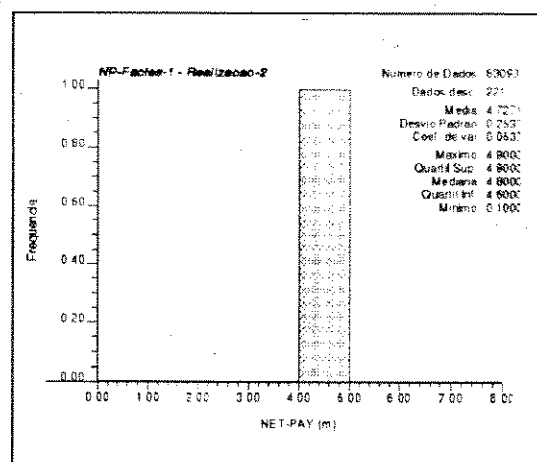


Fig. 5.31 - Histograma das espessuras porosas estimadas - Fácies 1 - Realização 2

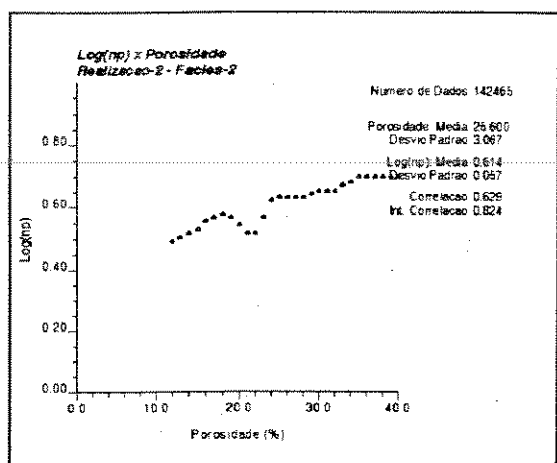


Fig. 5.29-Diag. de dispersão das espessuras porosas estimadas - Fácies 2 - Realização 2

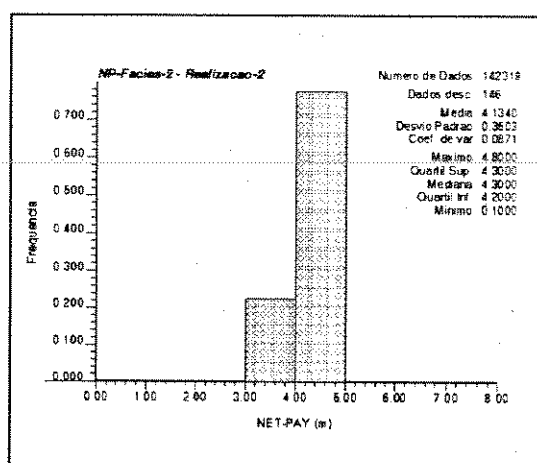


Fig. 5.32 - Histograma das espessuras porosas estimadas - Fácies 2 - Realização 2

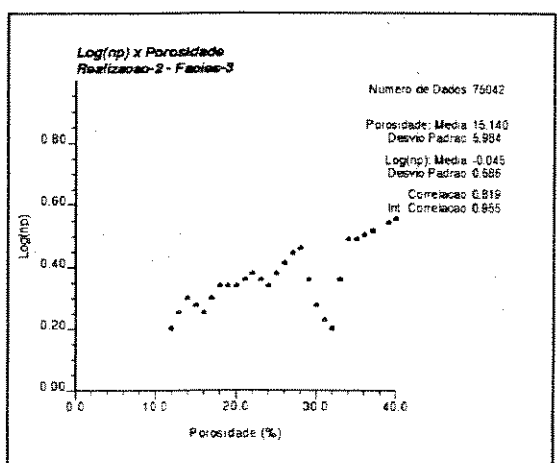


Fig. 5.30-Diag. de dispersão das espessuras porosas estimadas - Fácies 3 - Realização 2

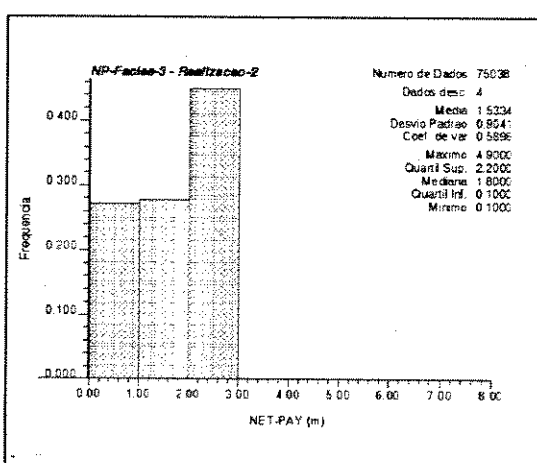


Fig. 5.33 - Histograma das espessuras porosas estimadas - Fácies 3 - Realização 2

6 Transferência de Escala

A simulação de fluxo é um dos principais objetivos de uma caracterização geológica de reservatórios por modelagem numérica. No entanto, a malha geoestatística em geral, é por demais refinada para que seja realizada a simulação de fluxo diretamente. Necessita-se então, de uma transferência de escala, ou mudança de escala que, como a própria denominação sugere, consiste na obtenção de uma malha em escala de simulação de fluxo que seja equivalente a malha em escala geoestatística.

Esta equivalência significa manter, no campo da simulação de fluxo, a equivalência tanto das capacidades de armazenamento como das transmissibilidades nas fronteiras das células. No meio geológico, significa manter as principais heterogeneidades da modelagem numérica, neste caso representado pelas barreiras proporcionadas pelas fácies não reservatório.

A transferência de escala pode partir tanto de uma malha geoestatística em coordenadas estratigráficas como de uma malha geoestatística em coordenadas estruturais. Baldissera, P. R. (1992) realizou exercícios de transferência de escala da porosidade e da permeabilidade absoluta tanto a partir de coordenadas estratigráficas como a partir de coordenadas estruturais. Demonstra, através de seções, as discrepâncias que ocorrem na transferência de escala a partir de coordenadas estruturais.

De fato, é intuitivo que a transferência de escala em coordenadas

estratigráficas seja mais coerente. Como a transferência de escala calcula médias de conjuntos de valores, se estes valores pertencerem a uma mesma fácies, a média calculada será mais representativa.

6.1 Estimadores utilizados

Os cálculos das propriedades petrofísicas equivalentes realizaram-se através de estimadores analíticos, ou algébricos.

Para as propriedades aditivas, como a porosidade e a espessura porosa, o cálculo do valor equivalente consiste em uma simples média aritmética.

De fato, calcularam-se médias aritméticas ponderadas, com o objetivo de obter o mesmo volume poroso tanto a partir da malha geoestatística como a partir da malha de simulação de fluxo.

Utilizamos para a transferência de escala das permeabilidades absolutas o estimador analítico de Lemouzy, P. (1991). Trata-se de uma derivação dos métodos de Guérrillot, D. (1988) e de Le Loc'h, G. (1989) para a consideração de uma geometria 3D. Considera que a permeabilidade equivalente está entre dois extremos: o valor superior, calculado pela média harmônica das médias aritméticas e o valor inferior, calculado pelas médias aritméticas da média harmônica.

A permeabilidade equivalente é obtida através de uma média geométrica das seis possibilidades de cálculo, ou seja, das seis possibilidades de combinação dos valores médios de cada plano ou direção.

Para a direção x, por exemplo, as seis possibilidades são:

a) cálculo da média harmônica na direção x (direção de fluxo), cálculo da média aritmética das médias harmônicas segundo a direção y (direção perpendicular ao fluxo) e cálculo das médias aritméticas segundo a direção z (direção perpendicular ao fluxo). Ou seja:

$$K_2 = A_z(A_y(H_x))$$

b) harmônica em x, aritmética em z e aritmética em y. Calcula o mesmo valor de a, denominado também de K_2 , ou o valor correspondente ao limite inferior.

$$K_2 = A_y(A_z(H_x))$$

c) aritmética em y, aritmética em z e harmônica em x:

$$K_1 = H_x(A_z(A_y))$$

d) aritmética em z, aritmética em y e harmônica em x, resulta também K_1 , que corresponde ao limite superior.

$$K_1 = H_x(A_y(A_z))$$

e) aritmética em z, harmônica em x e aritmética em y, denominada de k_3 , correspondendo a um valor intermediário.

$$K_3 = A_Y (H_X (A_Z))$$

f) aritmética em y, harmônica em x e aritmética em z, denominada de k_v , também corresponde a um valor intermediário.

$$K_4 = A_Z (H_X (A_Y))$$

Para a direção de fluxo, a média é sempre harmônica. Para as direções perpendiculares às considerada, a média calculada é sempre a aritmética.

A permeabilidade média é calculada como a média geométrica das seis possibilidades:

$$K_{Lemouzy} = (K_1 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4)^{1/6}$$

Cabe salientar que os cálculos das permeabilidades equivalentes horizontais, K_x e K_y , são efetuados com os valores das permeabilidades horizontais, K_h , atribuídas às células da malha geoestatística. Para o cálculo das permeabilidades equivalentes verticais, K_z , são utilizados os valores das permeabilidades verticais atribuídas às células da malha geoestatística.

Os cálculos são efetuados através de programas, em linguagem FORTRAN, derivados dos programas implementados por Baldissera, P. R. (1992), que, por sua vez, adaptou os programas elaborados por Bonet, L. (1992).

Foram efetuadas duas alterações neste programa motivados por problemas identificados durante o desenvolvimento dos trabalhos. A primeira

alteração permite considerar dimensões variáveis nas direções x, y e z (Δx , Δy e Δz variáveis). A segunda alteração recalcula as permeabilidades absolutas verticais tendo como objetivo "restaurar" a área modelada com permeabilidade vertical zero que, com o processo de transferência de escala apresentou uma sensível redução. Esta segunda alteração será discutida a seguir.

6.2 Transferência de escala no meio geológico

Anteriormente, ressaltamos a importância da manutenção das principais heterogeneidades no processo de transferência de escala.

A segunda alteração no programa para transferência de escala da permeabilidade absoluta é consequência da investigação que se seguiu após as primeiras rodadas dos modelos estruturais que calcularam alto BSW. A análise dos resultados destas simulações iniciais levou à conclusão de que ocorria fluxo vertical de água em alguns pontos devido a não representação de barreiras verticais identificadas na modelagem numérica de fácies. Através da análise dos mapas das camadas da simulação de fácies e das camadas de simulação de fluxo, é possível observar uma grande área de barreiras verticais (fácies 3 e 4) não representada na malha de simulação de fluxo. Tomando como exemplo a camada 4 da realização 1, modelo homogêneo por fácies, as camadas da simulação de fácies 7 (Fig.6.1) e 8 (Fig.6.2) que, juntos, compõem a camada 4 da simulação de fluxo, apresentam áreas como barreiras verticais maiores que a área apresentada na camada 4 (Fig.6.3). É a

demonstração do efeito de suavização que ocorre na transferência de escala da permeabilidade vertical.

As barreiras verticais representam uma das principais heterogeneidades do reservatório. A suavização da permeabilidade vertical, significa o desaparecimento de parte desta heterogeneidade.

O cálculo realizado para a transferência de escala da permeabilidade vertical, embora correto do ponto de vista analítico, não reproduz a modelagem geológica, com respeito às barreiras verticais.

A suavização ocorre pela própria característica do cálculo, através de médias. Um conjunto a ser transferido que contenha tanto a presença de fácies selante como a presença de fácies reservatório, vai calcular uma permeabilidade equivalente que apresenta apenas uma redução da permeabilidade nesta direção, e não uma barreira, mesmo que ocorra 90% de fácies selante.

A composição de conjuntos para a transferência de escala sem a preocupação das fácies presentes é que vai provocar a distorção, a suavização das heterogeneidades. Teríamos que controlar a família das células geoestatísticas que comporiam os conjuntos, ou seja, procurar compor conjuntos somente com fácies iguais ou correlatas (fácies 1 e 2 são fácies reservatório, 3 e 4 são selantes na direção vertical) para conseguir reproduzir as heterogeneidades geradas pela modelagem de fácies. O algoritmo proposto por Garcia, M. H., Journel, A. G. e Aziz, K. (1992) para a geração automática de uma malha de simulação de fluxo pode permitir este controle. A partir destas observações, foi elaborado um algoritmo que "corrige" esta suavização, denominado de algoritmo para manutenção das barreiras verticais

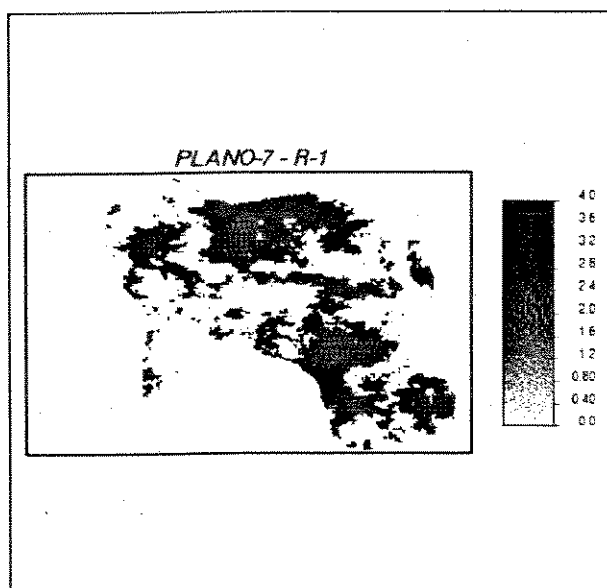


Fig. 6.1 - Plano 7 - malha geoestatística - realização 1

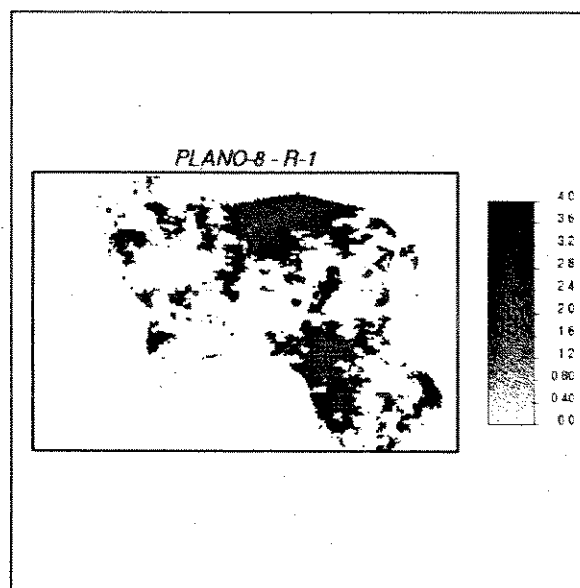


Fig. 6.2 - Plano 8 - malha geoestatística - realização 1

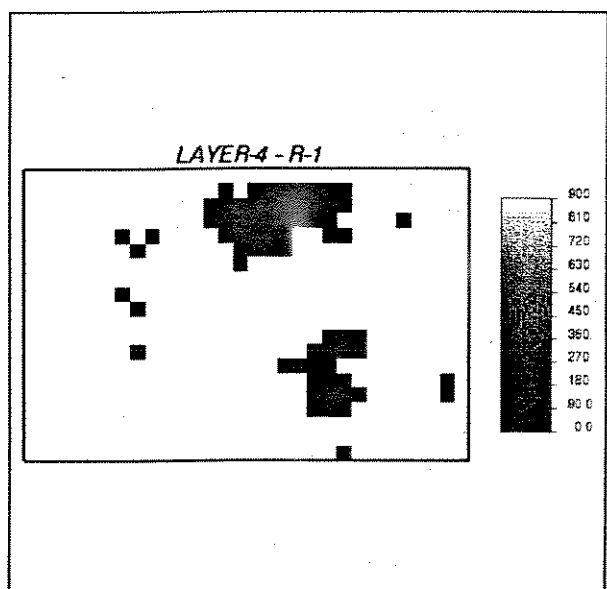


Fig. 6.3 - Camada 4 - malha de simulação - realização 1

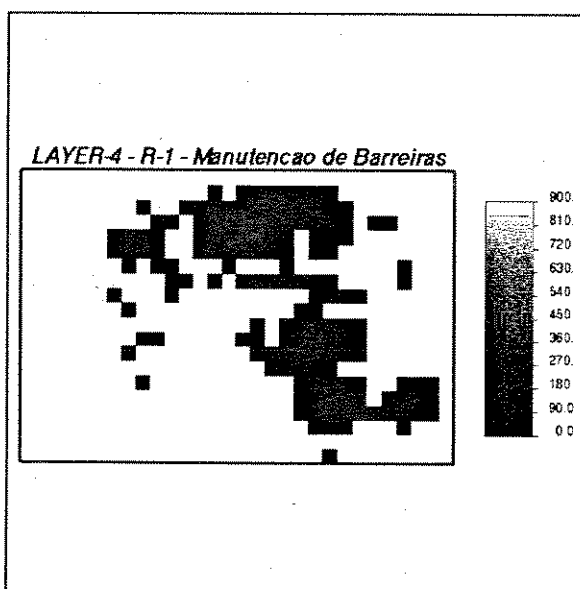


Fig. 6.4 - Camada 4 - malha de simulação - realização 1 - Efeito do MBV

(MBV) , aplicado somente ao cálculo das permeabilidades verticais equivalentes.

6.2.1 Manutenção das barreiras verticais

O algoritmo para manutenção de barreiras verticais, MBV, foi implementado no programa para a transferência de escala da permeabilidade vertical.

O efeito deste algoritmo pode ser visualizado na Fig.6.4, onde a camada 4 apresenta agora, uma reprodução das barreiras verticais bem mais próxima do que ocorre na modelagem estocástica de fácies.

O algoritmo utiliza parâmetros de corte para anular as permeabilidades verticais. Neste caso, os cortes referem-se à proporção de fácies selantes na direção vertical, ou seja, as fácies 3 e 4. O passo inicial é calcular a área ocupada pelas fácies 3 e 4 na malha geoestatística. A seguir, calcula-se a área ocupada pelas permeabilidades verticais equivalentes nulas em cada camada de simulação de fluxo. Se as áreas ocupadas pelas permeabilidades verticais equivalentes nulas for inferior à área ocupada pelas fácies 3 e 4 na camada considerada, as células de simulação que contiverem uma proporção de fácies 3 e 4 acima de uma proporção de corte são setadas para zero.

As proporções de corte são variáveis, iniciando com 1.0 e declinando a um passo de 0.01 até o limite de 0.50 (proporção de corte mínima correspondente a 50% de fácies 3 e 4 na camada).

O processo termina ou quando é atingido a proporção mínima ou quando a reprodução da área ocupada por barreiras verticais na malha de simulação

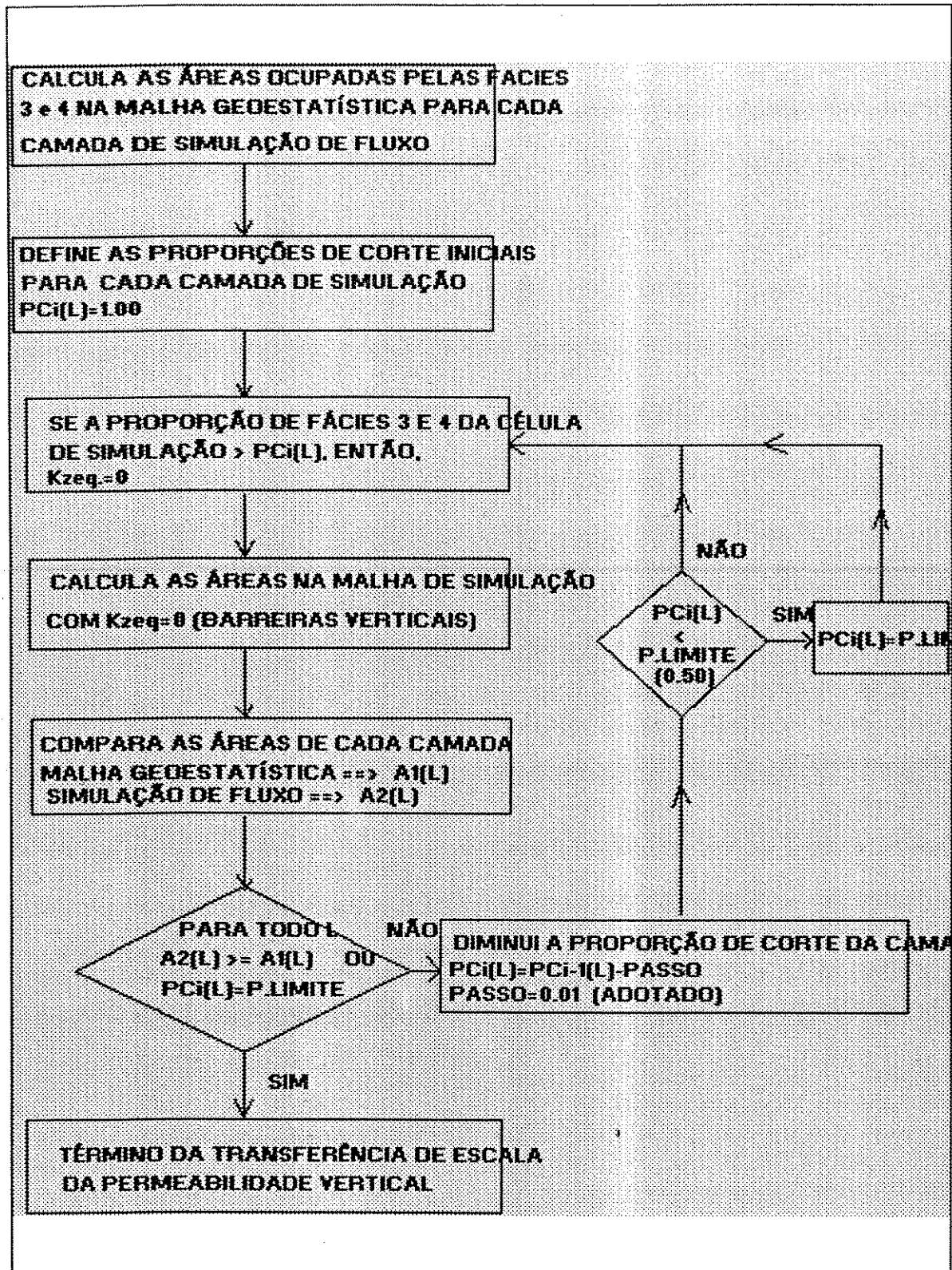


Fig. 6.5 - Fluxograma do algoritmo para manutenção de barreiras verticais (MBV)

se igualar a área ocupada pelas fácies 3 e 4 na malha geoestatística. Estas limitações impedem que sejam calculadas áreas maiores que as modeladas pela simulação de fácies e também que células com proporções menores que 50% de fácies 3 e 4 tenham permeabilidade vertical nula. Este processo está ilustrado no fluxograma da Fig.6.5.

Com o objetivo de quantificar os efeitos do algoritmo para manutenção de barreiras, construíram-se gráficos que permitem acompanhar o desempenho ao longo das camadas de simulação.

A Fig.6.6 apresenta a percentagem global de barreiras verticais na malha de simulação de fluxo (realização 1, modelo homogêneo por fácies), sem utilizar o algoritmo para manutenção de barreiras verticais. Utilizamos malhas de simulação de fluxo com dimensões de células desde (100x100x10)m, correspondendo à proporção de (2x2x2) em relação à malha geoestatística, até uma malha de dimensões (500x500x10)m, ou uma proporção de (10x10x2). O eixo Y corresponde a fração da área ocupada pelas barreiras verticais na malha de simulação, em relação a área na malha geoestatística. O eixo X corresponde ao número de blocos geoestatísticos que compõem cada célula de simulação de fluxo para diferentes malhas.

Nota-se que a reprodução nunca é 100%, com percentagens menores quanto menos refinada a malha de simulação de fluxo.

A Fig.6.7 mostra a reprodução das barreiras verticais por camada de simulação de fluxo. A tendência de que quanto mais refinada a malha, menores as perdas, ocorre em todas as camadas.

Para uma malha refinada com células de dimensões (100x100x10)m,

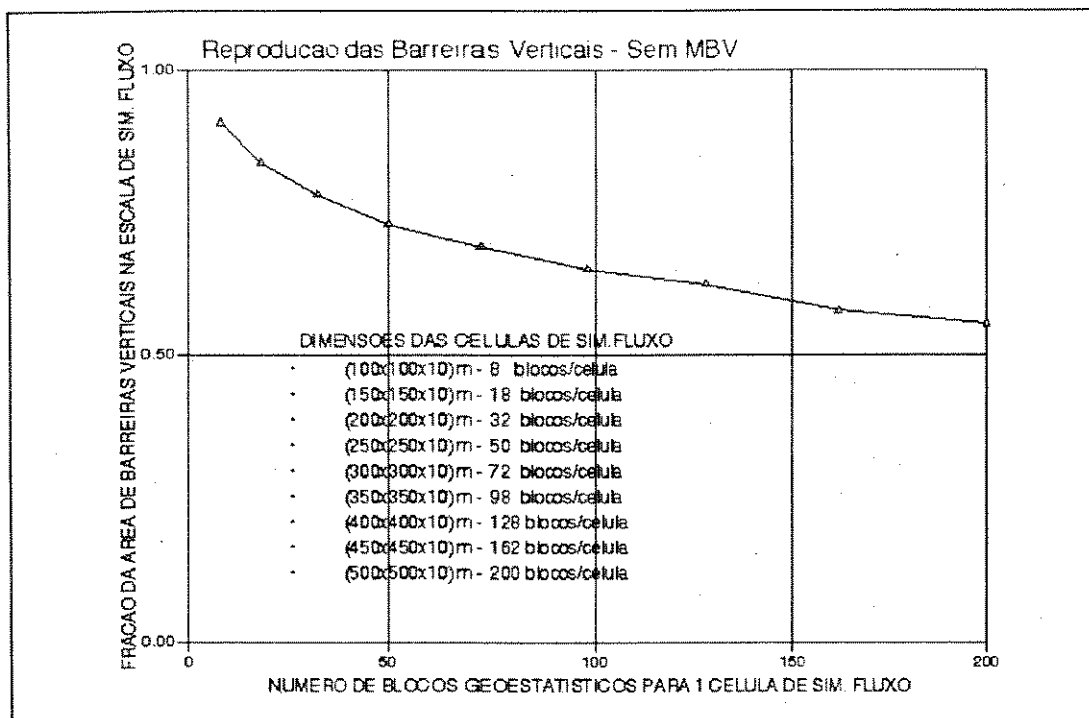


Fig. 6.6 - Reprodução das Barreiras Verticais - Total do reservatório
Realização 1 - Homogêneo por fácies

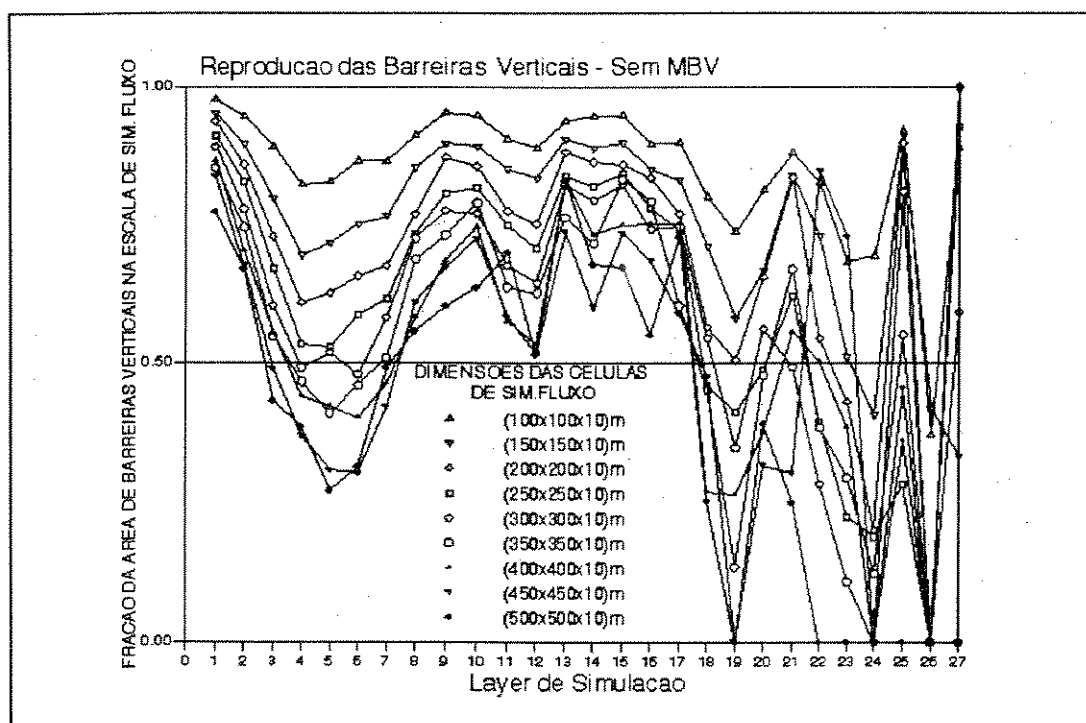


Fig. 6.7 - Reprodução das barreiras verticais - por camada
Realização 1 - Homogêneo por fácies

a reprodução em todas as camadas fica em torno de 80%. Para malhas mais grosseiras, a reprodução pode chegar a zero em algumas camadas.

Utilizando o algoritmo para manutenção de barreiras verticais, a reprodução passa a ser quase 100% para todas as malhas de simulação de fluxo, como mostram as figuras 6.8 e 6.9. A Fig.6.10 apresenta as proporções de corte finais utilizadas em cada camada. Note que estão representadas as proporções de corte finais. As proporções de corte iniciam com 1.0 e decrescem a um passo de 0.1 até que ocorra a reprodução total das barreiras ou se atinja o limite de 50%. Com uma proporção de corte final média de 65%, podemos obter a reprodução total das barreiras verticais.

O algoritmo para manutenção de barreiras, embora uma inferência do ponto de vista analítico, tem significado do ponto de vista geológico e obtém bons resultados. Para as malhas de simulação de fluxo testadas, ocorre uma reprodução total das barreiras verticais modeladas na malha geoestatística. Veremos no capítulo 7, que a reprodução das barreiras verticais resultam em impactos significativos nos resultados da simulação de fluxo.

6.3 Suavização da permeabilidade absoluta

Para quantificar o efeito de suavização da permeabilidade absoluta, construímos os histogramas das permeabilidades absolutas após a transferência de escala das realizações 1 e 2 do modelo heterogêneo. As figuras 6.11 e 6.12 mostram

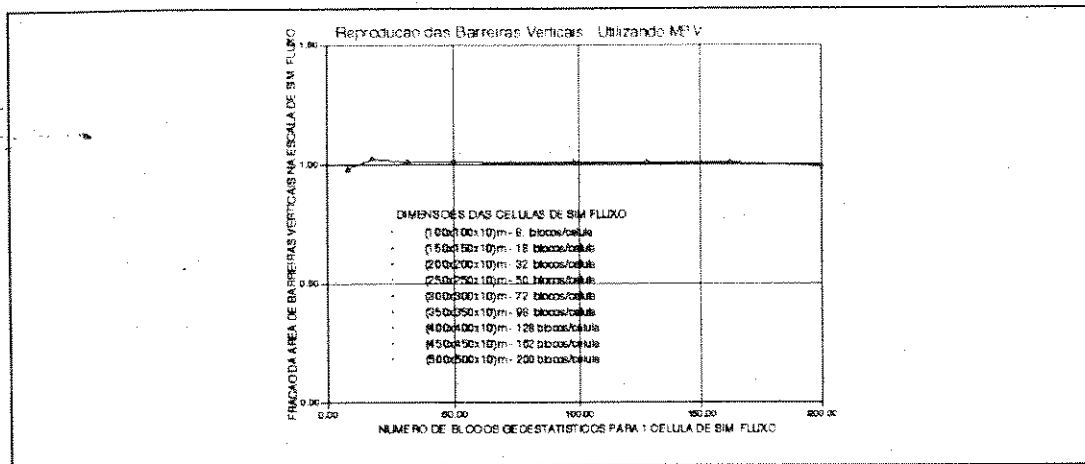


Fig. 6.8 - Reprodução das barreiras verticais - Total do reservatório Utilizando o MBV

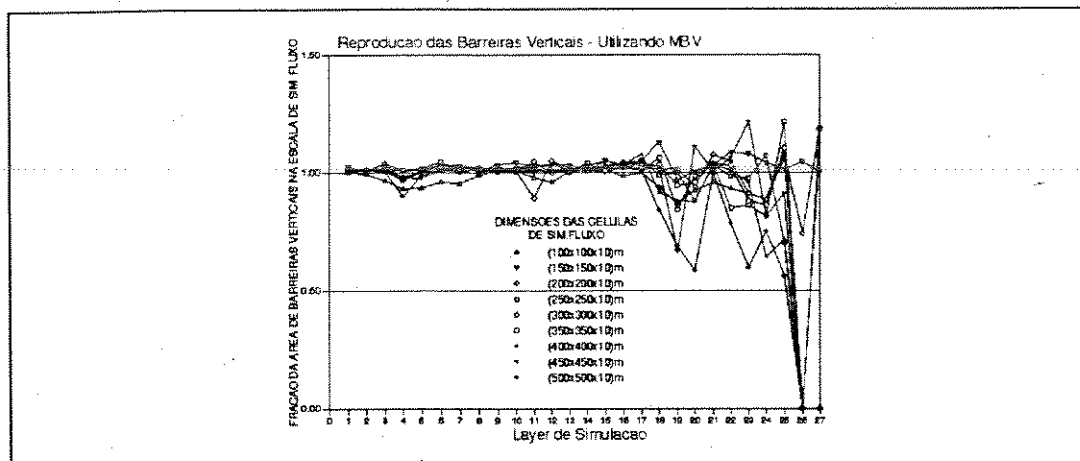


Fig. 6.9 - Reprodução das barreiras verticais - por camada Utilizando o MBV

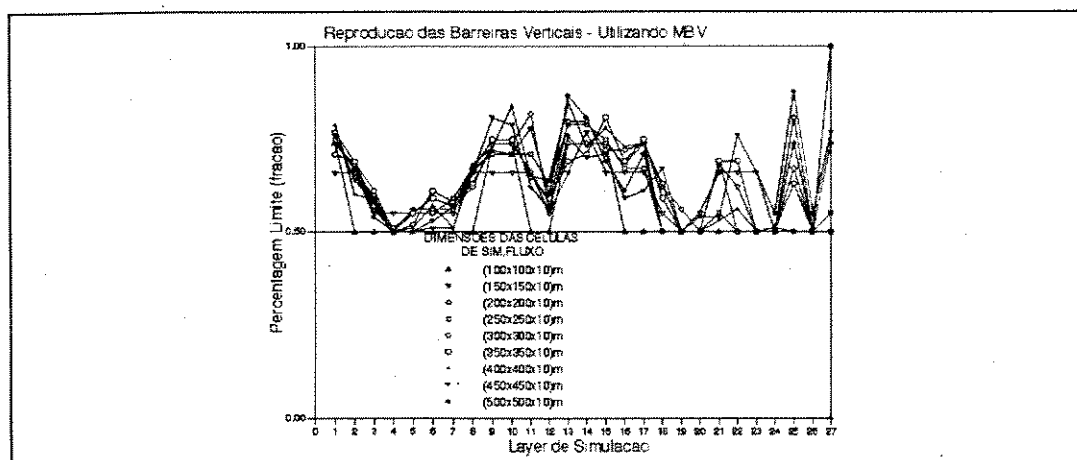


Fig. 6.10 - Proporções de corte finais de cada camada

que os valores médios das realizações 1 e 2 apresentam reduções de 955 mD (Fig.5.16.) para 572 mD e de 972 mD (Fig.5.17.) para 614 mD, respectivamente.

É a demonstração da suavização da permeabilidade absoluta no processo de transferência de escala.

Após este exemplo de suavização, o exercício foi aplicado para malhas de simulação de fluxo desde (120x78x27) células (dimensões da células igual a (100x100x10)m) até (24x16x27) células (dimensões das células igual a (500x500x10)m), utilizando a realização 1, modelo homogêneo por fácies, a exemplo dos testes com o algoritmo para manutenção de barreiras verticais.

As figuras 6.13 a 6.15 apresentam as suavizações ocorridas nas permeabilidades equivalentes K_x , K_y e K_z , após a transferência de escala para malhas de simulação de fluxo com células de dimensões desde (100x100x10)m até (500x500x10)m. A Fig.6.16 corresponde a permeabilidade K_z após a aplicação do algoritmo para manutenção de barreiras.

O eixo X destes gráficos corresponde ao número de blocos geoestatísticos que constituem uma célula de simulação de fluxo. Correspondem à dimensão da célula de simulação de fluxo em referência à dimensão do bloco geoestatístico. O eixo Y corresponde à média geométrica das permeabilidades equivalentes.

Calculamos para cada malha de simulação de fluxo, médias geométricas das permeabilidades equivalentes, sob duas abordagens: médias utilizando somente os valores de permeabilidade maiores que zero e médias utilizando valores de permeabilidade de células ativas, ou com porosidade maior que

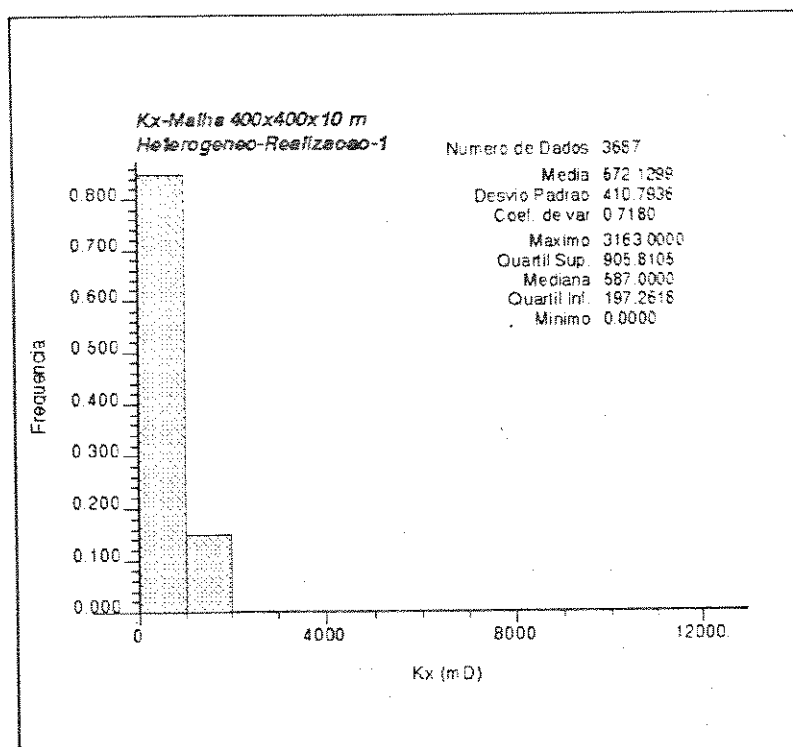


Fig. 6.11 - K_x - Malha de simulação com dimensões das células (400x400x10)m - Realização 1 - Heterogêneo

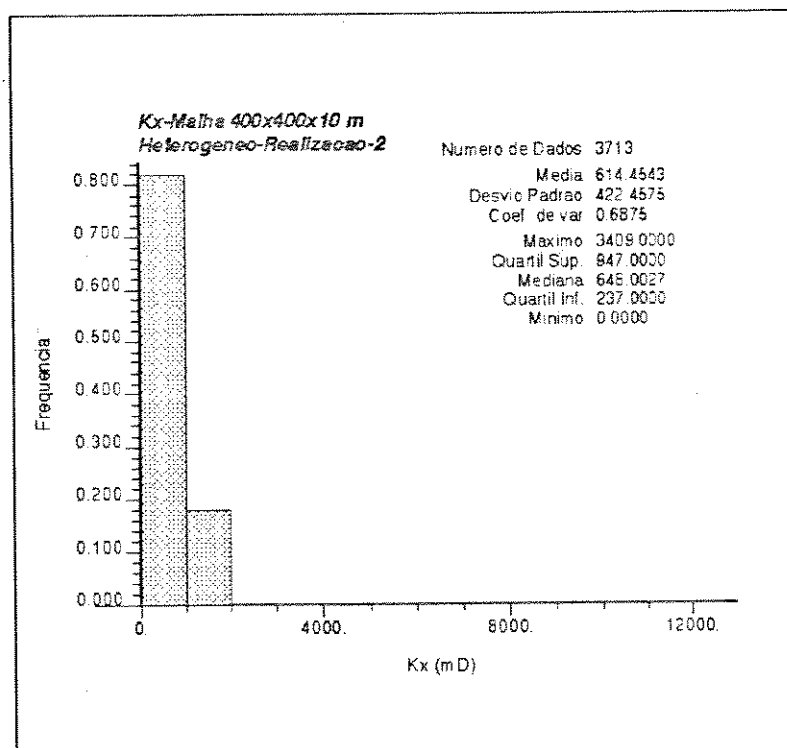


Fig. 6.12 - K_x - Malha de simulação com dimensões das células (400x400x10)m - Realização 1 - Heterogêneo

zero. A média calculada somente com valores de permeabilidade maiores que zero, objetiva mostrar a suavização em células por onde se dará o fluxo. A média calculada com valores de porosidade maior que zero, objetiva mostrar a presença de barreiras. Quanto maior o número de barreiras, menor a média. Nota-se nas figuras 6.13 e 6.14 que, em malhas bem refinadas, com células de dimensões (100x100x10)m e (150x150x10)m, ocorrem grande quantidade de barreiras horizontais. A partir das malhas com células de dimensões (200x200x10)m, a média para porosidade maior que zero aumenta consideravelmente, pelo menor número de barreiras horizontais, significando talvez uma "destruição" de barreiras horizontais, a exemplo do que ocorre na direção vertical, que deve resultar em grandes impactos nos resultados da simulação de fluxo.

Nas figuras 6.15 e 6.16 estão representados os gráficos correspondentes à permeabilidade K_v , sem e com o algoritmo para manutenção de barreiras, respectivamente.

Nota-se que a presença de barreiras verticais é intensa, mas após a aplicação do algoritmo para manutenção de barreiras, o número de permeabilidade nulas aumenta consideravelmente, reduzindo a média geométrica para porosidade maior que zero quase a zero e aumentando a média dos valores para permeabilidade maior que zero.

O efeito de suavização atenua as permeabilidades horizontais em aproximadamente 80% para uma malha com células de dimensões (100x100x10)m, uma malha refinada, e em aproximadamente 70% uma malha com células de dimensões (500x500x10)m, uma malha grosseira.

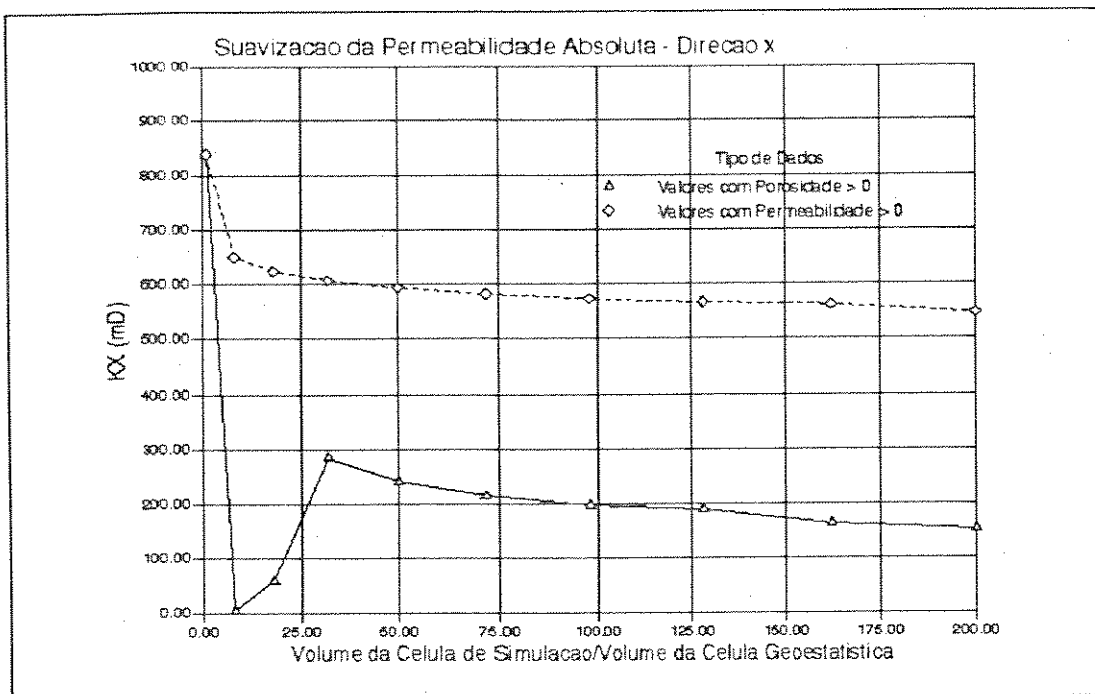


Fig. 6.13 - Suavização da permeabilidade na direção x
Realização 1 - modelo homogêneo por fácies

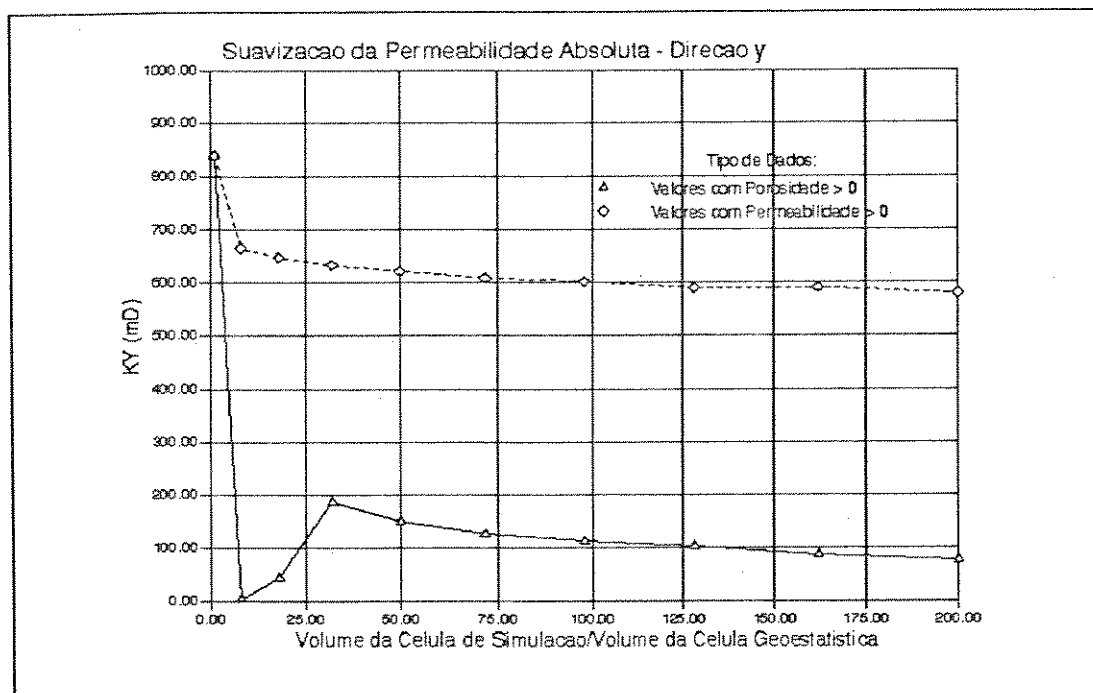


Fig. 6.14 - Suavização da permeabilidade - direção y
Realização 1 - modelo homogêneo por fácies

Não ocorre, portanto, grandes diferenças nas atenuações em uma malha refinada e em uma malha grosseira. Já em relação à reprodução de barreiras horizontais, somente as malhas mais refinadas com células de dimensões $(100 \times 100 \times 10)\text{m}$ e $(150 \times 150 \times 10)\text{m}$ apresentam grande quantidade de barreiras horizontais, representadas por permeabilidades horizontais nulas.

Para a permeabilidade vertical, sem a aplicação do algoritmo para manutenção das barreiras verticais, ocorre uma boa reprodução das barreiras até uma malha de simulação com células de dimensões $(150 \times 150 \times 10)\text{m}$, a partir desta malha, em direção a malhas menos refinadas, a reprodução sempre diminui. Os valores das médias calculadas com valores de permeabilidade de blocos com porosidade maior que zero apresentam um decréscimo acentuado para malhas com células de dimensões até $(200 \times 200 \times 10)\text{m}$. A partir desta malha os valores continuam decrescentes, porém em níveis menores. A aplicação do algoritmo para manutenção das barreiras verticais faz com as médias calculadas com valores de blocos com porosidade maior que zero, apresentem-se nulas para qualquer malha de simulação, devido a reprodução total das barreiras verticais, como já havíamos constatado na Fig.6.8. Os valores das médias para permeabilidade maior que zero aumenta e a curva modifica sua forma, tornando-se mais suave. Para malhas com dimensões de células até $(150 \times 150 \times 10)\text{m}$, as médias calculadas são muito próximas da média calculada na escala geoestatística.

No capítulo 7, realiza-se uma avaliação parcial (malhas refinadas não puderam ser avaliadas) dos impactos decorrentes das dimensões das células de simulação de fluxo.

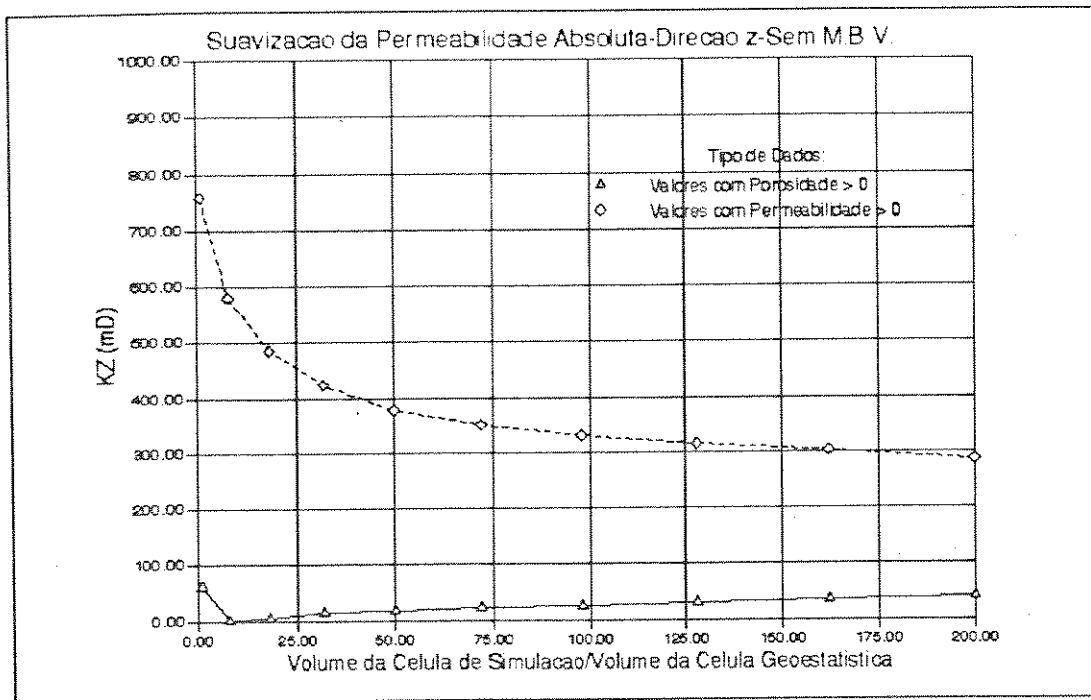


Fig. 6.15 - Suavização da permeabilidade - direção z
Realização 1 - modelo homogêneo por fácies

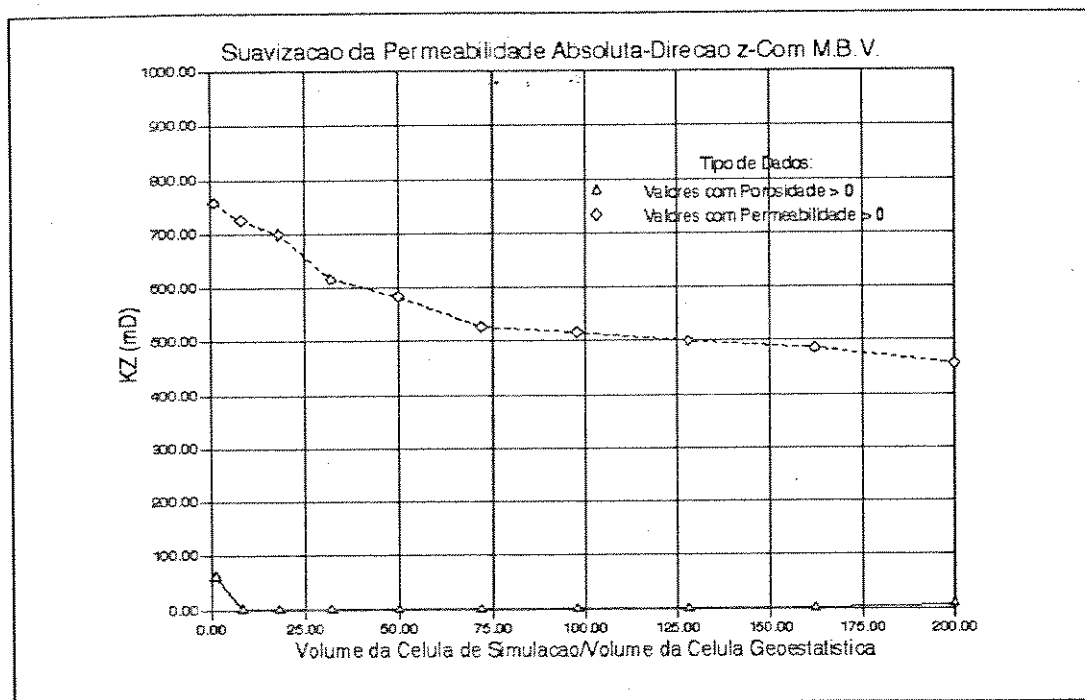


Fig. 6.16 - Suavização da permeabilidade - direção z, com a aplicação do algoritmo para manutenção das barreiras verticais, MBV

7 Simulação de Fluxo

Um modelo de simulação de fluxo é construído a partir das células construídas na etapa de transferência de escala, das propriedades petrofísicas médias, das propriedades dos fluidos, e de um modelo para a estruturação das camadas.

Nesta etapa são definidos o método de solução, o tipo de dispersão de fluidos e a opção de equilíbrio do modelo. Em todas os modelos, utilizamos o método de solução IMPES, principalmente pelo menor tempo de execução, parâmetro crítico em relação a quantidade de rodadas executadas, os fluidos foram considerados totalmente dispersos dentro das células, as pressões iniciais foram determinadas automaticamente e foram atribuídas as saturações iniciais das células.

Enfoque importante neste capítulo são os tipos de modelos para a estruturação das camadas utilizados: modelo misto estratigráfico/estrutural, modelo estrutural e modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição. Estes modelos vão demonstrar os impactos do tipo de estruturação e interconexão das células de simulação de fluxo adotado. Cabe salientar que são modelos conceituais, que apresentam critérios fixos pré-definidos e que têm como objetivo representar modelos de fluxo, em particular o avanço do aquífero em direção aos poços produtores. Trata-se de um exercício. O melhor modelo, sem dúvida é o modelo geológico, construído a partir de seções geológicas, e com uma discretização detalhada dos falhamentos.

7.1 Os modelos para a estruturação das camadas

Nas seções estruturais apresentadas por Baldissera, P. R. (1992), nota-se que o modelo geológico que melhor representa a estruturação das camadas é o modelo estratigráfico. No modelo estratigráfico, as células que compõem cada camada são interligadas de acordo com a disposição existente quando de sua deposição, a menos da ocorrência de falhamentos em que as camadas podem sofrer deslocamentos verticais. O modelo aqui utilizado que mais se aproxima do modelo estratigráfico é o modelo misto estratigráfico/estrutural. Neste modelo, as células são ligadas segundo uma seção estratigráfica, utilizando porém uma espessura constante (daí a denominação misto), independente da espessura do pacote estratigráfico. Trata-se de uma simplificação. Uma ilustração deste modelo pode ser vista na Fig.7.1 (cabe ressaltar o exagero vertical de 16 vezes). O modelo misto estratigráfico/estrutural irá gerar malhas distorcidas. A depender do grau de distorção, um simulador convencional não poderá ser empregado, uma vez que este pressupõe malhas estruturadas ortogonais. Admite-se nesta dissertação, que as distorções não são severas ou que o simulador utilizado já estaria preparado para trabalhar nestas condições.

O modelo estrutural é constituído por camadas em que as células de cada camada apresentam as mesmas cotas, independente de sua disposição deposicional. As células de cada camada não são obrigadas a apresentar correlação estratigráfica. Uma ilustração deste modelo pode ser vista na Fig.7.2.

O modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição surgiu em

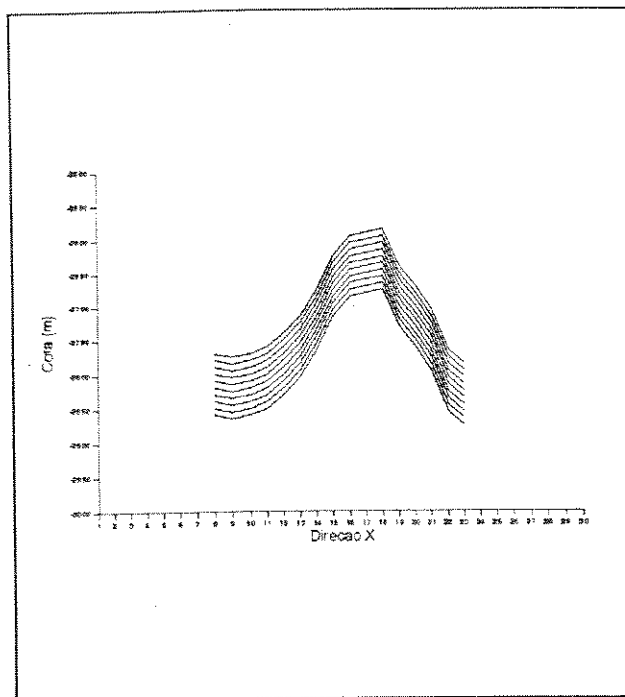


Fig. 7.1 - Modelo Misto Estratigráfico/Estrutural (M M E E)

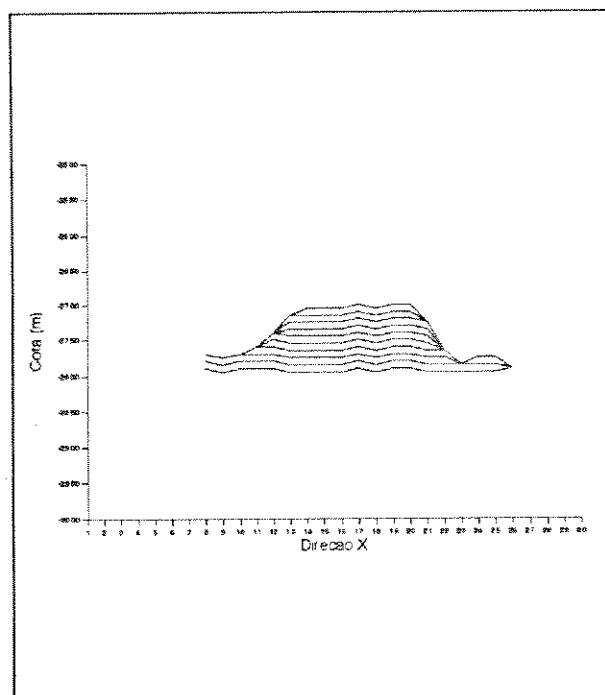


Fig. 7.2 - Modelo Estrutural (M E)

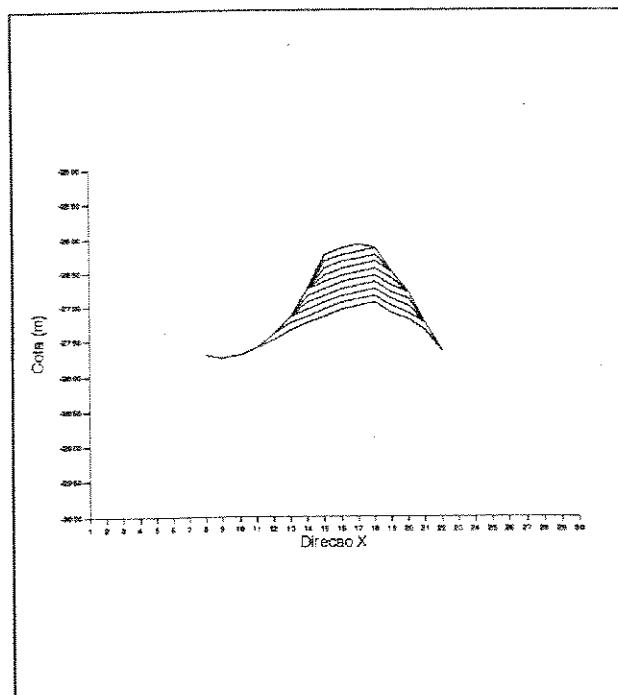


Fig. 7.3 - M M E E C/ Restrição de 15 m (M M E E R 15)

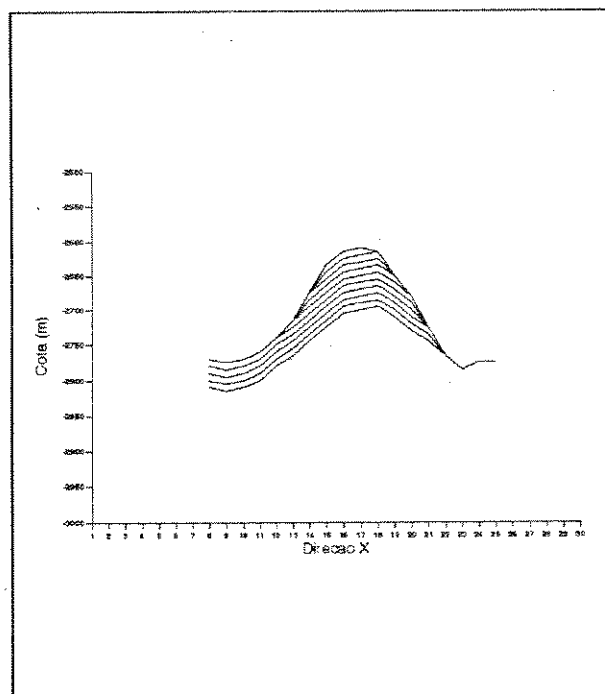


Fig. 7.4 - M M E E C/ Restrição de 20 m (M M E E R 20)

observações da etapa de ajuste de histórico. O avanço da água que provoca desajustes severos nos modelos mistos estratigráfico/estruturais ocorria lateralmente aos poços, pela intercomunicação direta das células produtoras com células megulhadas no aquífero, apesar de desníveis de até 40 m na direção x. O modelo construído baseia-se no modelo misto estratigráfico/estrutural, deslocando para camadas inferiores células com desníveis maiores que um limite pré-estabelecido, daí denominar-se "com restrição". Observando a disposição das camadas no modelo misto estratigráfico/estrutural, chega-se a conclusão de que os desníveis ocorrem, em geral na direção x e raramente na direção y. Por este motivo, a determinação dos deslocamentos das células teve como critério a investigação de desníveis somente na direção x. Este modelo é um exercício que vai demonstrar a importância do modelo para a estruturação das camadas na etapa de ajuste do histórico. Foram testados modelos com restrições de 15 m (Fig.7.3) e 20 m (Fig.7.4).

7.2 A malha de simulação e os poços produtores

Nas referências bibliográficas sugere-se a definição da malha de simulação através de um estudo de sensibilidade que defina a malha ideal compatibilizando necessidade de resolução com os parâmetros computacionais. Para este caso tínhamos como maior problema, a impossibilidade computacional de simular na escala geoestatística. Admitindo como maior heterogeneidade a presença de barreiras verticais formadas pelas fácies 3 e 4, adotamos uma maior resolução vertical em prejuízo de uma menor resolução horizontal. A malha mais refinada possível de

ser simulada apresenta células de dimensões (300x300x10)m, ou 300 m de lado e 10 m de espessura, ou uma malha de (40x27x27) células, totalizando 29160 células. O tempo de execução para esta malha foi considerado alto para a realização de várias rodadas como se pretendia. A malha adotada (Fig.7.5), apresenta células de dimensões (400x400x10)m, ou (30x20x27) células, totalizando 16200 células, foi a que apresentou um desempenho computacional compatível com o número de rodadas que seriam realizadas.

Na Fig.7.5 estão representados todos os poços considerados na modelagem geoestatística. Os poços produtores contudo, são apenas 7: A1D, A2D, C4, C6D, C7, C8D e C10D. O demais poços ainda não foram completados para produção.

7.3 Os problemas iniciais

A partir de algumas rodadas iniciais, utilizando o modelo homogêneo por fácies, observou-se que os volumes de fluidos originais calculados apresentavam-se aproximadamente 15% em média, acima do valor esperado. Através de cálculos simplificados, verificou-se que ao substituírmos a espessura dos blocos geoestatísticos, considerada constante inicialmente e igual a 5m, por valores médios das espessuras porosas de cada fácies, os volumes calculados apresentavam-se próximos aos esperados. Por esta constatação, decidiu-se pela consideração também da espessura porosa como propriedade petrofísica, como já descrito no capítulo 5.

Um outro problema identificado nas rodadas iniciais partiu da observação de que os resultados das simulações de algumas realizações diferenciava-

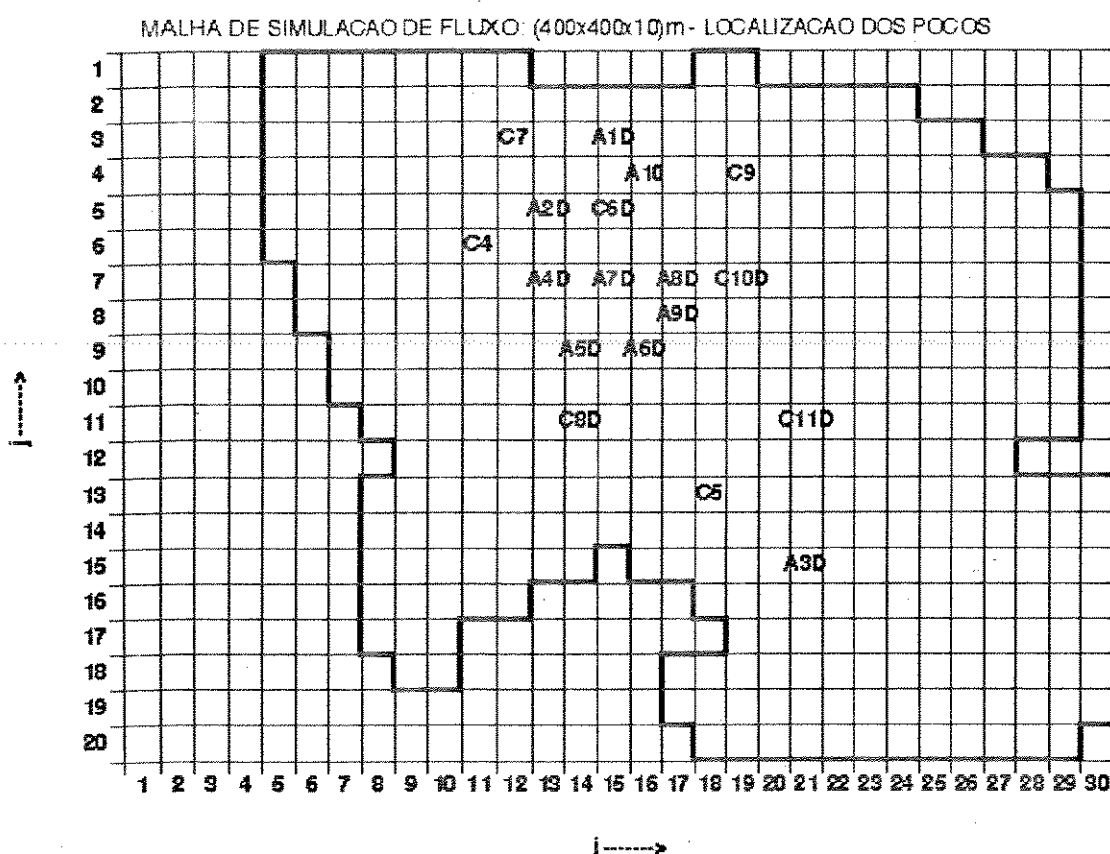


Fig. 7.5 - Malha de Simulação de Fluxo (400x400x10)m e a Posição dos Poços

se bastante dos resultados das demais realizações. Algumas chegavam a ajustar-se ao histórico, enquanto outras apresentavam-se muito distantes. A análise da disposição dos intervalos canhoneados nos poços produtores, demonstrou que esta disposição não era igual em todas as realizações simuladas. Nas realizações ajustadas, os intervalos canhoneados estavam deslocados, mais rasos, justificando a menor produção de água.

A investigação do problema concluiu pelo defasamento dos topos porosos. Nem sempre o topo poroso das células produtoras coincidia com o topo poroso dos dados condicionantes dos poços produtores nestas células.

Calcula-se o topo poroso das células da malha de simulação de fluxo por uma média aritmética dos topos porosos dos blocos geoestatísticos que a constituem. Este topo poroso era atribuído à célula porosa mais rasa, independente do dado condicionante do poço.

A porosidade equivalente de uma célula é calculada pela média aritmética das porosidades de todos os blocos geoestatísticos que constituem esta célula, independente da situação nos blocos geoestatísticos do poço. Apesar de porosidade nula no poço, é possível calcular porosidade não nula na célula. O deslocamento dos topos ocorria porque os topos calculados eram associados às primeiras (mais rasas) células porosas.

O deslocamento dos topos porosos nas células produtoras traz como consequência o deslocamento também dos intervalos canhoneados, invalidando as comparações entre as realizações, já que a configuração de produção não seria única.

A correção deste efeito foi a associação dos topos porosos das células

produtoras à respectiva camada produtora no poço. Desta forma, embora ainda ocorram diferenças entre o topo poroso da célula produtora e o topo poroso do poço produtor, a posição dos intervalos canhoneados é a mesma para todas as realizações.

A importância da identificação deste problema é que a utilização do topo poroso para a estruturação das camadas não é o método mais adequado, quando é necessário realizar a transferência de escala. A melhor opção é a estruturação a partir dos topos do marco estratigráfico escolhido para a construção das seções estratigráficas.

O deslocamento dos topos porosos também provocou, em algumas simulações, interrupções por erros de balanço de materiais, ocasionados pelo isolamento de células produtoras. Porque as permeabilidades de uma célula de simulação de fluxo são bidirecionais, se ocorrer uma barreira efetiva em uma das bordas do conjunto a ser transferido, a permeabilidade nesta direção será nula. Isto ocorreu em algumas células produtoras provocando a depleção e o erro fatal devido a erro de balanço de materiais. Estas interrupções foram retiradas com a correção dos topos porosos.

7.4 As Simulações

Para avaliar os impactos nos resultados da simulação de fluxo decorrentes das incertezas de cada etapa realizada para a construção dos modelos, realizaram-se diversos testes, cada teste composto de várias simulações de fluxo. Os impactos serão avaliados através de gráficos de BSW (fração da vazão total de

líquidos e sólidos produzidos correspondente a água mais sólidos) x Tempo e de Pressão x Tempo.

Os testes realizados foram divididos em sete etapas, descritas a seguir:

Etapa 1: Impactos decorrentes da variabilidade imposta pela simulação estocástica de fácies nos modelos misto estratigráfico/estrutural e estrutural. Impactos decorrentes do modelo de estruturação das camadas (comparação entre os modelos misto estratigráfico/estrutural e estrutural).

Etapa 2: Impactos decorrentes da variabilidade imposta pela simulação estocástica de fácies e da probabilização das propriedades petrofísicas nos modelos misto estratigráfico/estrutural e estrutural. Simulação da porosidade sem variação da semente.

Etapa 3: Impactos decorrentes da suavização da barreiras verticais. Avaliação dos efeitos pela utilização do algoritmo, MBV, para manutenção das barreiras verticias.

Etapa 4: Impactos decorrentes da probabilização das propriedades petrofísicas com variação da semente na simulação da porosidade. Utilização de uma única simulação estocástica de fácies.

Etapa 5: Impactos decorrentes da utilização de diferentes dimensões das células de simulação de fluxo.

Etapa 6: Tentativa de ajuste de histórico pelo ajuste do modelo de estruturação das camadas. Teste dos modelos mistos estratigráficos/estruturais com restrição.

Etapa 7: Ajuste de histórico e extrapolação. Impactos das incertezas nos resultados da extrapolação.

7.4.1 Etapa 1: Os impactos decorrentes da variabilidade das realizações estocásticas de fácies. Impactos decorrentes do modelo de estruturação das camadas

Para avaliar os impactos referentes a variabilidade entre as realizações da simulação estocástica de fácies, simulamos o modelo homogêneo por fácies. Para avaliar os impactos do tipo de modelo para a discretização das camadas, duas modelagens foram utilizadas: misto estratigráfico/estrutural e estrutural. O macrofluxograma (Fig.7.6) abaixo mostram as simulações realizadas.

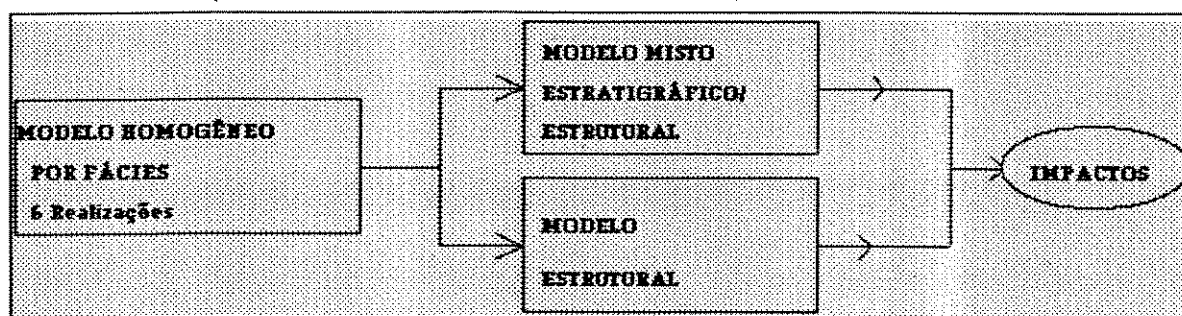


Fig. 7.6 - Macrofluxograma da Etapa 1

Na Fig.7.7 estão representadas as seis curvas do total do reservatório, correspondentes às simulações dos seis modelos mistos estratigráfico/estruturais, homogêneo por fácies. Nenhuma das realizações ajusta-se ao histórico. Nota-se que as formas das curvas são semelhantes, que os tempos de erupção são muito próximos, em torno de 800 dias, e que existe uma gradação nos patamares destas curvas. Os

patamares de BSW variam entre 18% (Realização 1) a 78% (Realização 2). Cabe ressaltar que o patamar de 18% ocorre em função do fechamento da camada produtora de água no poço C4. A variabilidade imposta pelas realizações estocásticas de fácies tem maior impacto na gradação das curvas.

Sendo curvas do total do reservatório, a semelhança entre elas decorre da semelhança entre as curvas individuais dos poços que apresentam produção de água. Dentre estes poços, destaca-se o poço C4 por sua maior contribuição. De fato, a forma das curvas do poço C4 são muito semelhantes às curvas de total do reservatório.

As curvas do poço A2D (Fig.7.9) mostram que a variabilidade imposta pela simulação estocástica de fácies provoca grandes diferenças de comportamento neste poço, desde as realizações R2 e R6 que praticamente ajustam-se ao histórico até a realização R3 que apresenta alto BSW (final igual a 84%).

No modelo misto estratigráfico/estrutural ocorrem tanto o avanço de água lateral como vertical. A predominância de um ou outro depende das distâncias até o contato óleo/água e das permeabilidades e barreiras entre a camada produtora até o contato.

No poço A2D ocorrem realizações com avanço predominantemente lateral (R4 e R6) e realizações com avanços tanto lateral como vertical (R1, R2, R3 e R5). As figuras 7.17 e 7.18, seções estruturais da saturação de água no final do histórico de produção, ilustram estes tipos de avanço.

Nas curvas do poço C4 (Fig.7.11), a variabilidade entre as curvas não é tão intensa como nas do poço A2D. As curvas seguem uma mesma tendência, a

mesma observada nas curvas de total do reservatório.

O avanço de água é tanto lateral como vertical (Fig. 7.19). Os tempos de erupção, que determinam os tempos de erupção do reservatório, em torno de 800 dias, são determinados pelo avanço lateral e as pequenas diferenças entre as realizações, patamares entre 85% e 95%, demonstra que as distâncias até o contato óleo/água bem como os níveis das permeabilidades horizontais são semelhantes. O BSW igual a zero, correspondente à Realização 1, decorre do fechamento da camada produtora de água por ter atingido o limite de 95%, imposto nas simulações realizadas.

Os patamares refletem as contribuições tanto dos avanços laterais como dos verticais. Os maiores patamares correspondem aos maiores níveis de permeabilidade equivalente horizontais e verticais, ou as menores proporções de fácies 3 e 4 nas células entre o contato óleo/água e as camadas produtoras.

Nas curvas dos poços C7 e C10D (figuras 7.13 e 7.15), as curvas apresentam as mesmas tendências de crescimento do BSW. Nas curvas do poço C7, os tempos de erupção variam entre 1000 e 1400 dias, e os níveis finais de BSW variam entre 45% e 70%. Nas curvas do poço C10D, os tempos de erupção 1500 e 2000 dias, e os níveis finais de BSW variam entre 10% e 55%. O avanço de água nestes poços é lateral (figuras 7.20 e 7.21). O avanço vertical é bloqueado pela presença de barreiras verticais. As diferenças nos tempos de erupção e nos níveis de BSW refletem a variabilidade das permeabilidades entre as camadas produtoras e o contato óleo/água, ou a variabilidade da configuração de fácies destas células, por onde ocorre o avanço lateral de água.

Da análise do comportamento dos poços realizada, conclui-se que a maior variabilidade ocorre no poço A2D e deve-se aos diferentes tipos de avanços que são definidos pela presença ou não de barreiras verticais e/ou horizontais, que se constituem, portanto, nas heterogeneidades de maior impacto no comportamento dos poços.

Nos poços onde os tipos de avanços são semelhantes para todas as realizações, o que proporciona a variabilidade são os níveis de permeabilidade presentes entre as camadas produtoras até o contato óleo/água, que representa a variabilidade das proporções de fácies das células por onde o avanço de água se realiza. A semelhança das curvas indica que não ocorrem diferenças significativas na geometria definida pela configuração de fácies, principalmente no posicionamento das barreiras (fácies 3 e 4).

Na Fig.7.8 estão representados os gráficos de Bsw x Tempo do total do reservatório para as seis realizações do modelo estrutural. Neste modelo, também as seis curvas apresentam as mesmas tendências. No entanto, podemos notar que as variações nos tempos de erupção da água já são significativos, entre 750 a 1500 dias. Neste modelo, a variabilidade da simulação estocástica de fácies se faz sentir não só na gradação dos patamares de BSW como também nos tempos de erupção da água nos poços. Os patamares de BSW variam entre 35% a 65%, ocorrendo BSW nulo para as realizações 1 e 2, devido ao fechamento das camadas produtoras de água no poço C4.

As curvas do poço A2D (Fig.7.10) mostram, a exemplo do que ocorre no modelo misto estratigráfico/estrutural grandes diferenças entre as realizações. No

modelo estrutural, o avanço vertical é predominante. A realização R1 que apresentava alto BSW no modelo misto estratigráfico/estrutural, no modelo estrutural apresenta BSW zero, pela ausência de avanço lateral não só no poço como nas células vizinhas, como mostra a seção com as saturações de água no final do histórico (Fig. 7.22).

As curvas do poço C4 (Fig.7.12), a exemplo do que ocorre no modelo misto estratigráfico/estrutural, definem o comportamento das curvas de todo o reservatório. As curvas apresentam a mesma tendência, porém com maiores diferenças que as observadas no modelo misto estratigráfico/estrutural. Os tempos de erupção variam significativamente, entre 600 a 1400 dias, refletindo as maiores variações entre as permeabilidades verticais em comparação com as variações das permeabilidades horizontais que definem os tempos de erupção no modelo misto estratigráfico/estrutural. As curvas das realizações 1 e 2 apresentam BSW zero, devido ao fechamento das camadas produtoras de água, por terem atingido o limite de 95% estabelecido para as simulações.

As curvas dos poços C7 e C10D (figuras 7.14 e 7.16) apresentam BSW zero para todas as realizações. De fato, o avanço vertical de água nestes poços não ocorre pela presença de barreiras verticais. É a demonstração dos impactos do tipo de modelo para a estruturação das camadas adotado. No modelo misto estratigráfico/estrutural estão presentes tanto o avanço lateral como vertical, com predominância do avanço lateral; no modelo estrutural, o avanço predominante é vertical, eliminando a possibilidade de avanço lateral se ocorrer forte estruturação, como no caso dos poços C7 e C10D.

Apesar dos grandes impactos decorrentes do tipo de modelo utilizado

para a estruturação das camadas, a incerteza é pequena, se considerarmos que, em geral, as interpretações geológicas convencionais permitem conhecer pelo menos a maior vocação estrutural do reservatório em estudo.

As figuras 7.23 e 7.24 mostram os gráficos de Pressão x Produção acumulada de óleo. Observa-se que as curvas que apresentam maiores depleções correspondem às realizações que apresentaram maiores produções de água, o que é explicado pela utilização de um aquífero confinado, ou seja, sem realimentação. Nota-se que no início, os valores calculados apresentam uma manutenção de pressão maior que a observada no histórico significando que a atuação do aquífero não é tão rápida quanto a modelada. Este retardamento pode significar maior dificuldade de comunicação entre o aquífero e a zona de óleo. No final, a maior depleção indica que as dimensões do aquífero são maiores que o modelado, ou o aquífero apresenta realimentação externa.

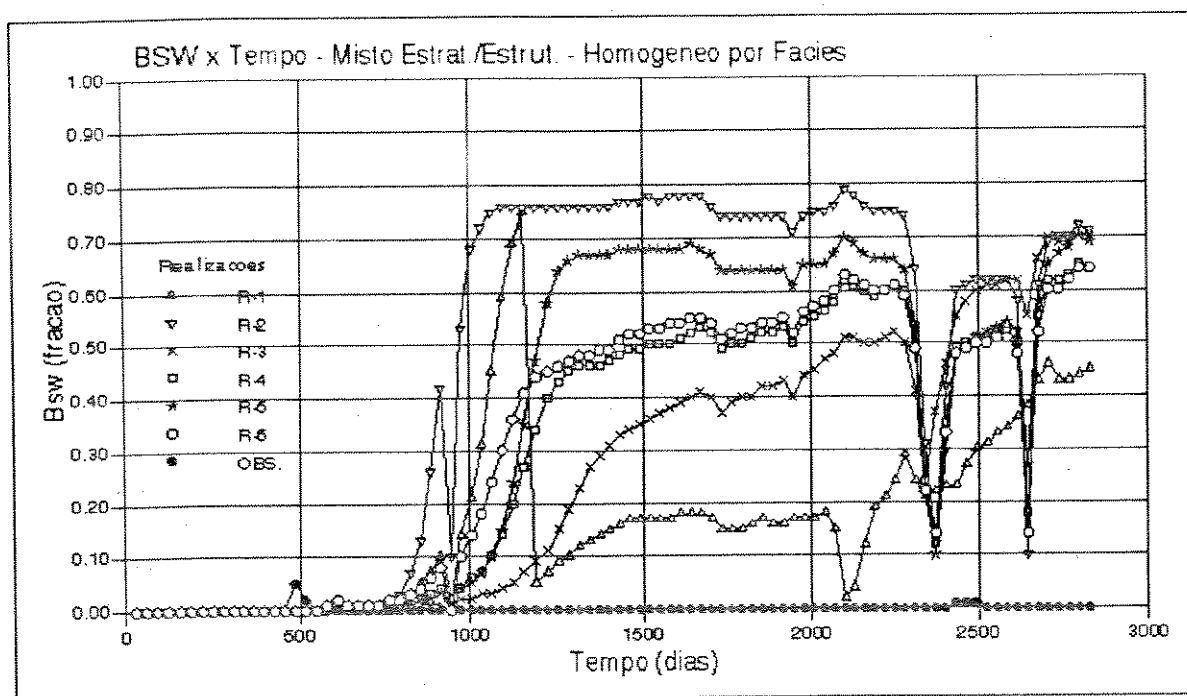


Fig. 7.7 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Homogeneo por fácies

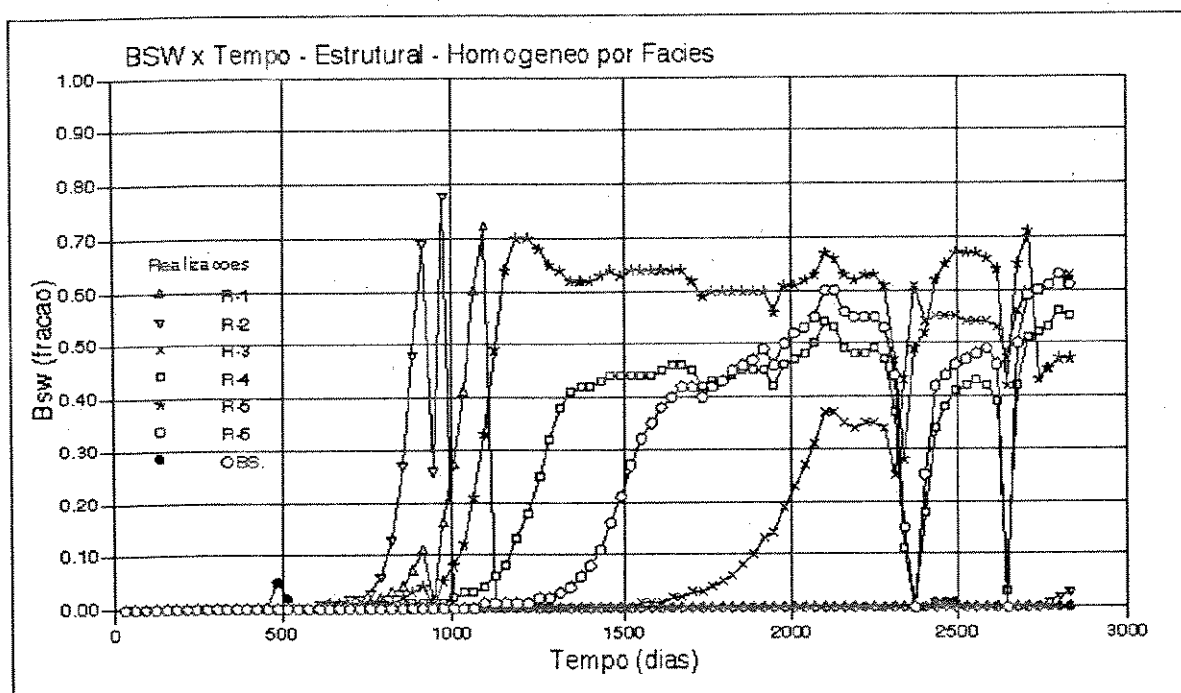


Fig. 7.8 - Bsw x Tempo - Modelo estrutural
Homogeneo por fácies

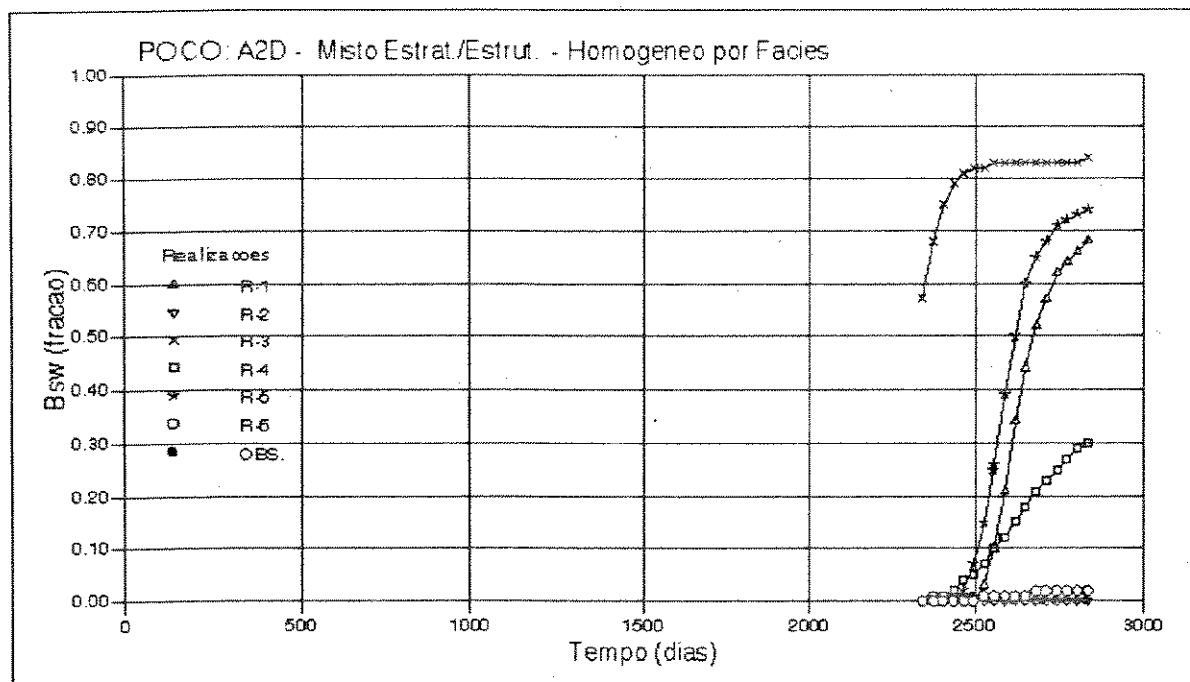


Fig. 7.9 - Bsw x Tempo - Poço A2D - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies

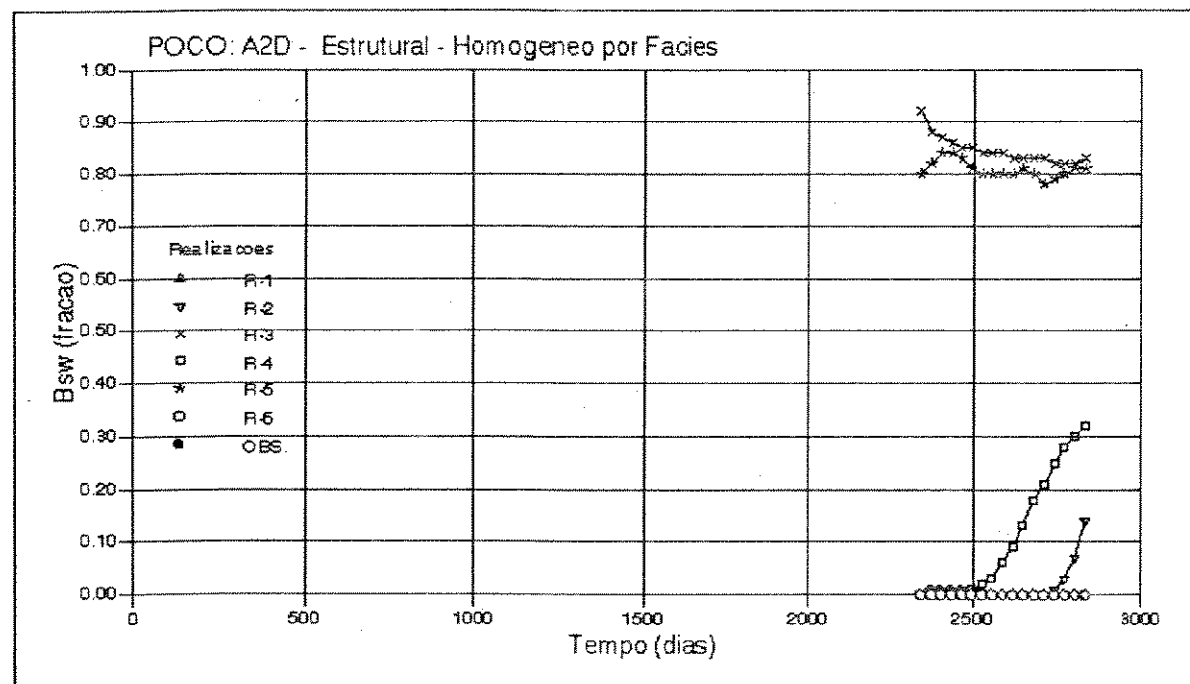


Fig. 7.10 - Bsw x Tempo - Poço A2D - Modelo estrutural Homogêneo por fácies

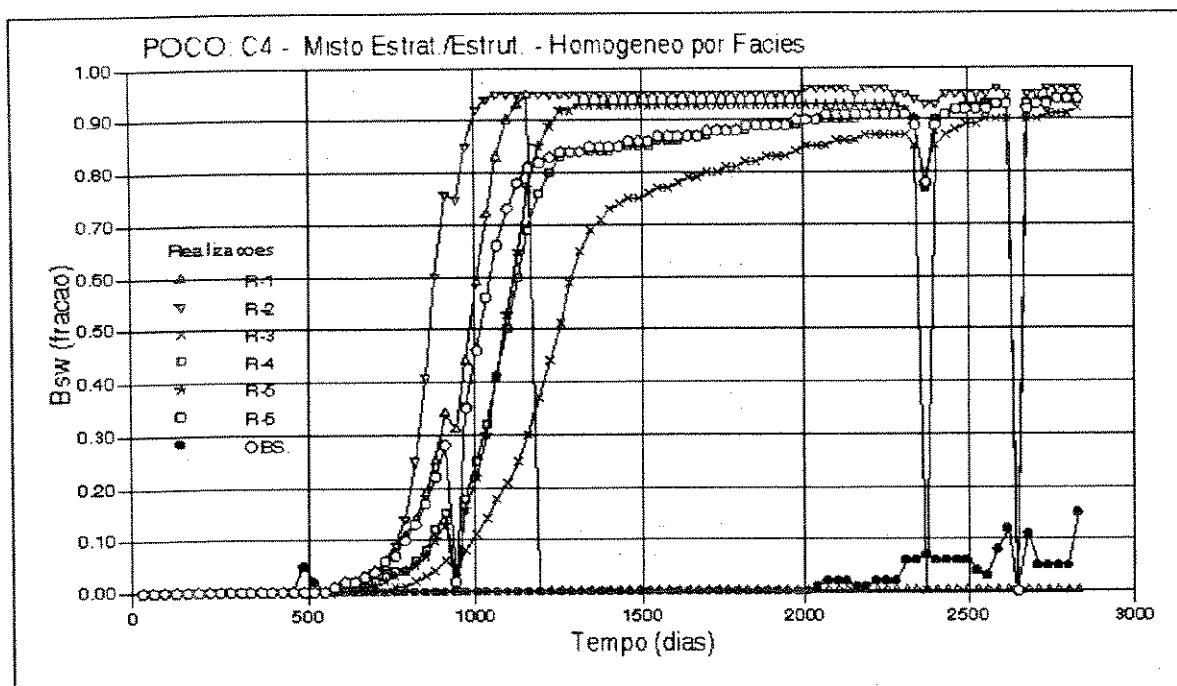


Fig. 7.11 - Bsw x Tempo - Poço C4 - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies

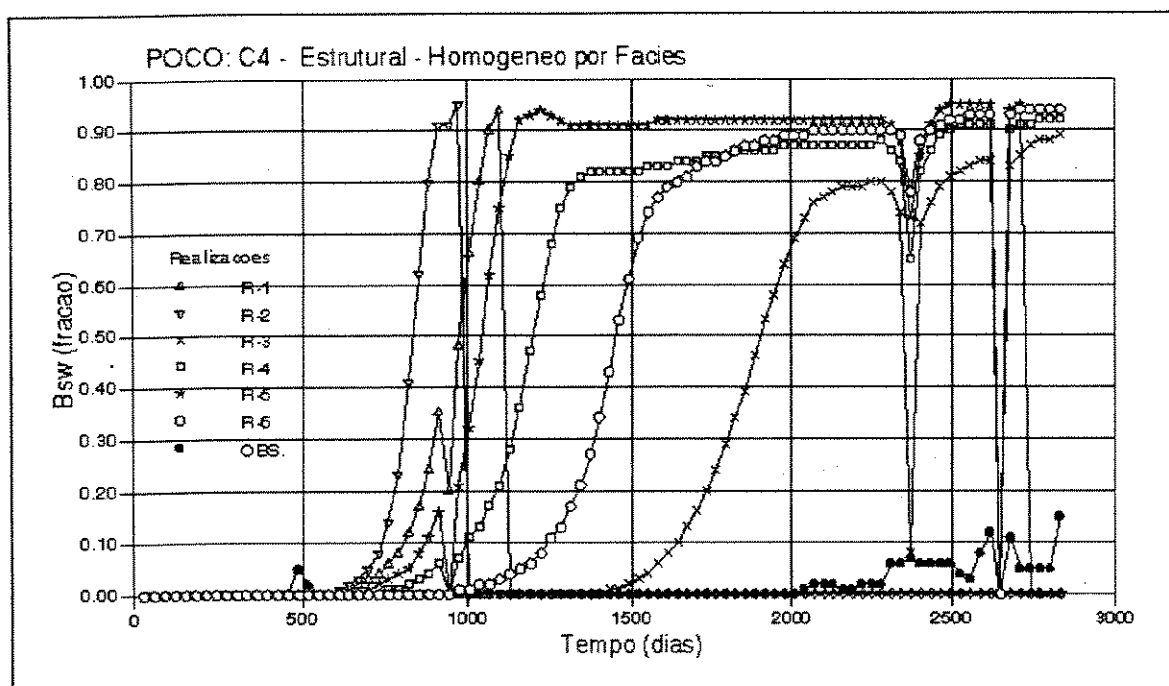


Fig. 7.12 - Bsw x Tempo - Poço C4 - Modelo estrutural Homogêneo por fácies

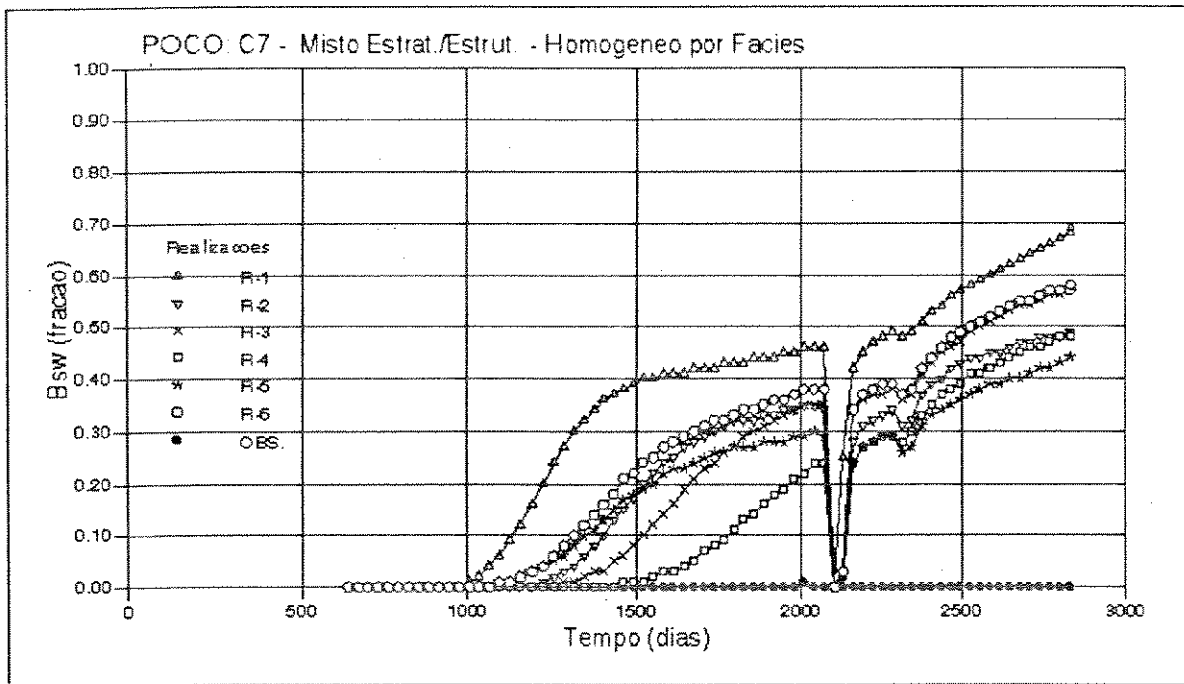


Fig. 7.13 - Bsw x Tempo - Poço C7 - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies

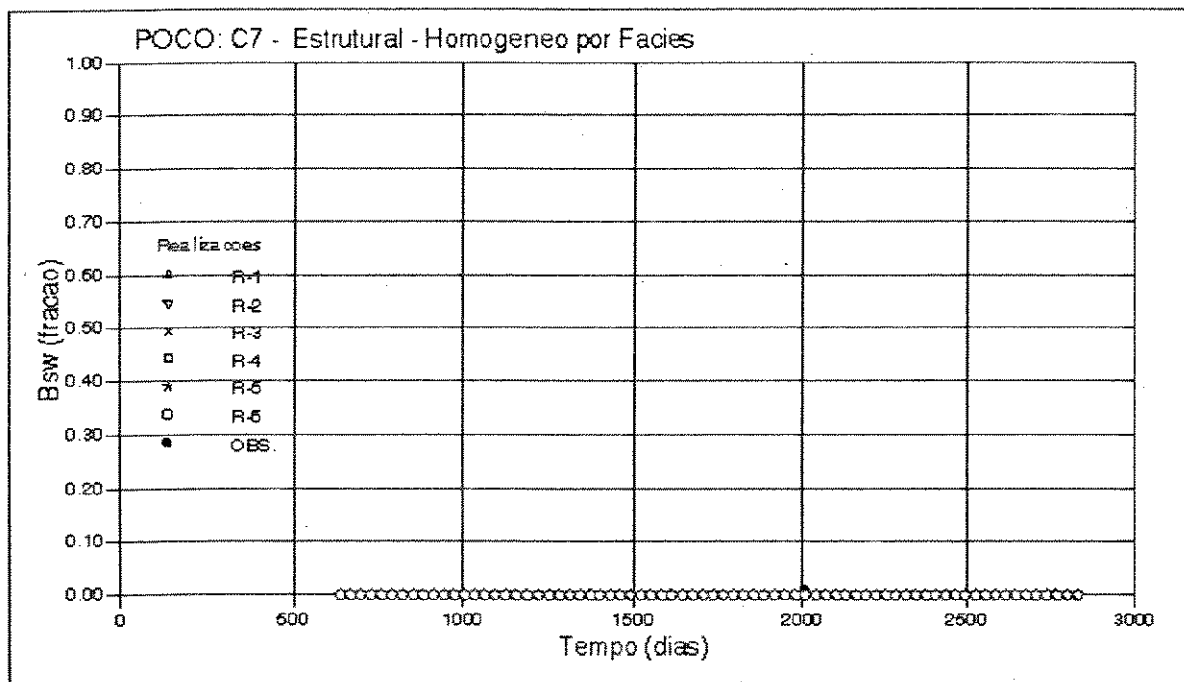


Fig. 7.14 - Bsw x Tempo - Poço C7 - Modelo estrutural Homogêneo por fácies

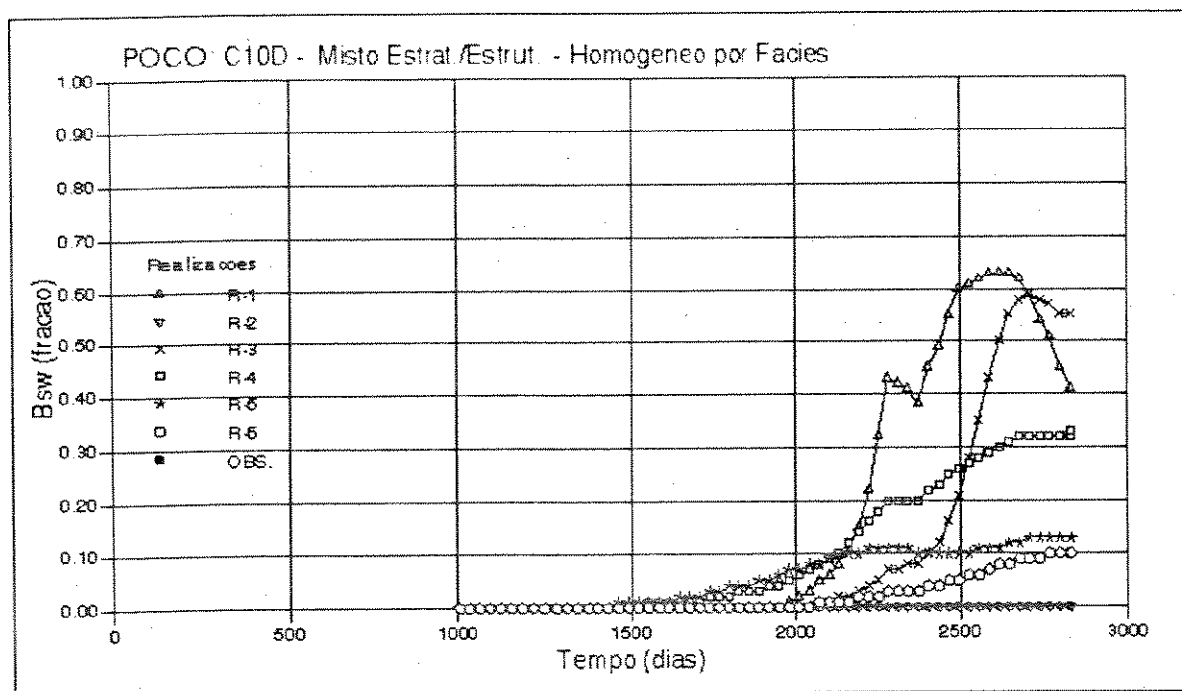


Fig. 7.15 - Bsw x Tempo - Poço C10D - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogeneo por facies

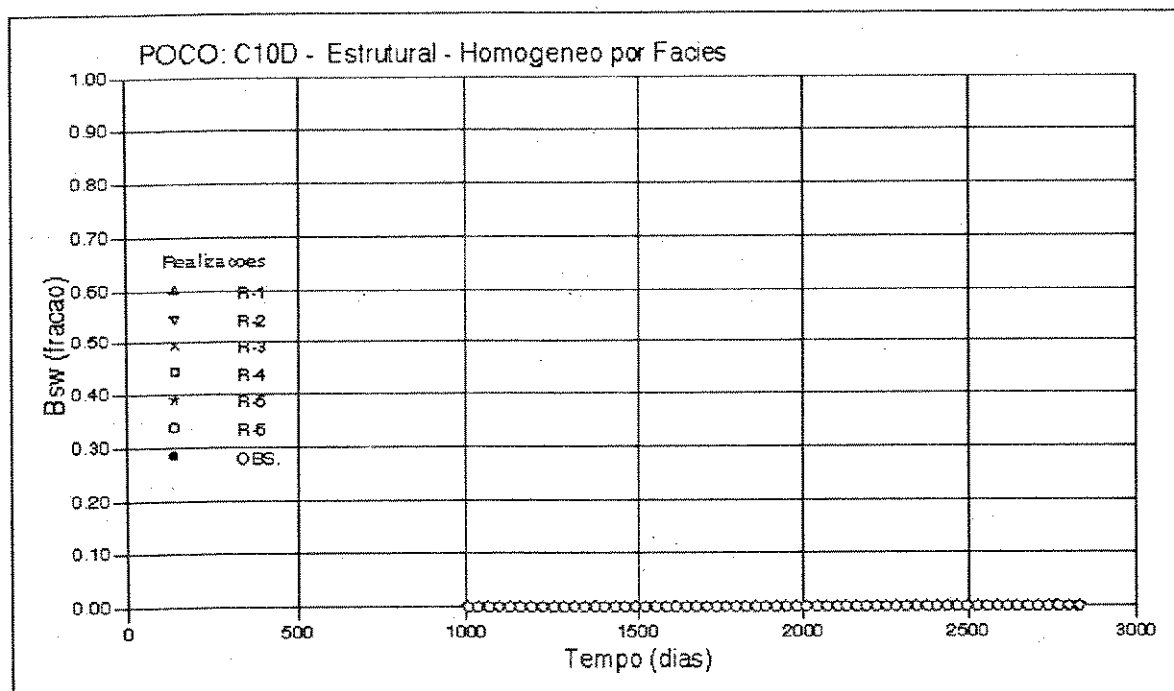


Fig. 7.16 - Bsw x Tempo - Poço C10D - Modelo estrutural Homogeneo por facies

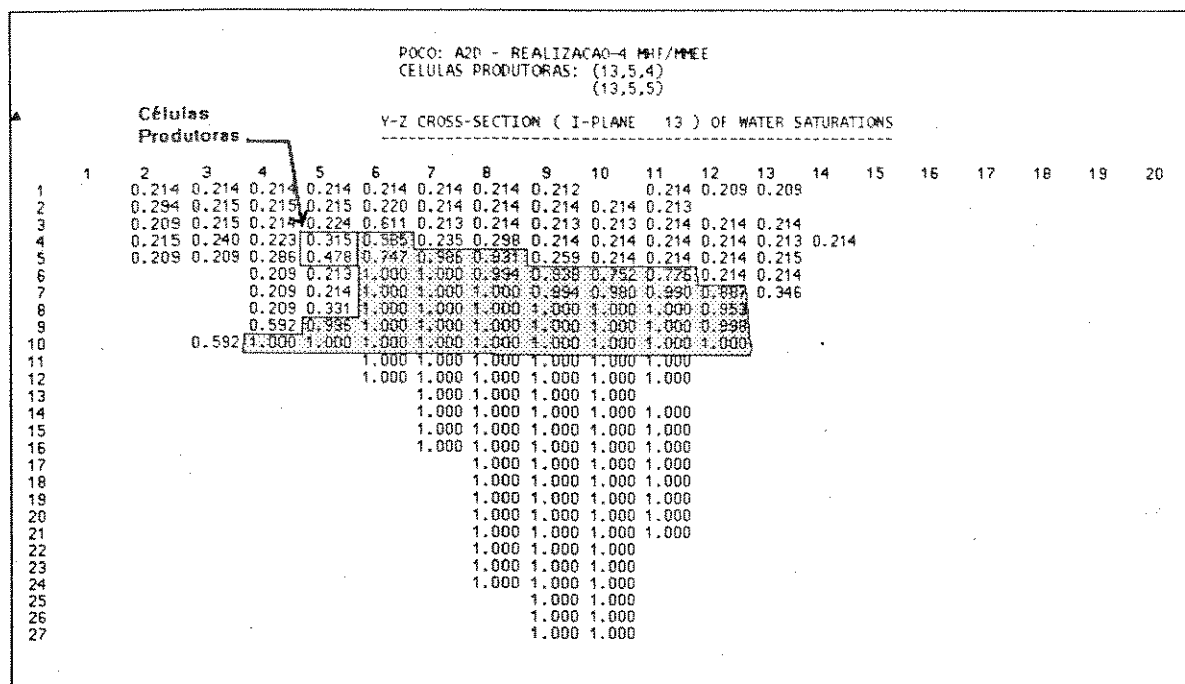


Fig. 7.17 - Saturação de Água no final do histórico
A2D - Realização 4 - MHF/MMEE

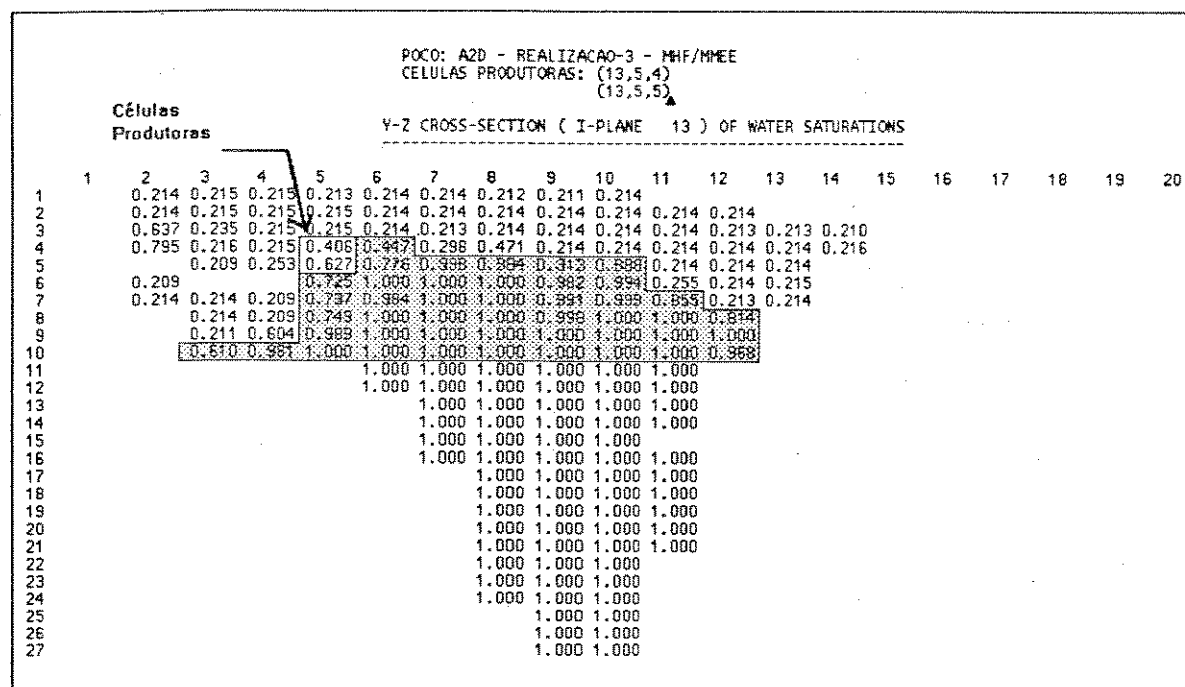


Fig. 7.18 - Saturação de Água no final do histórico
A2D - Realização 3 - MHF-MMEE

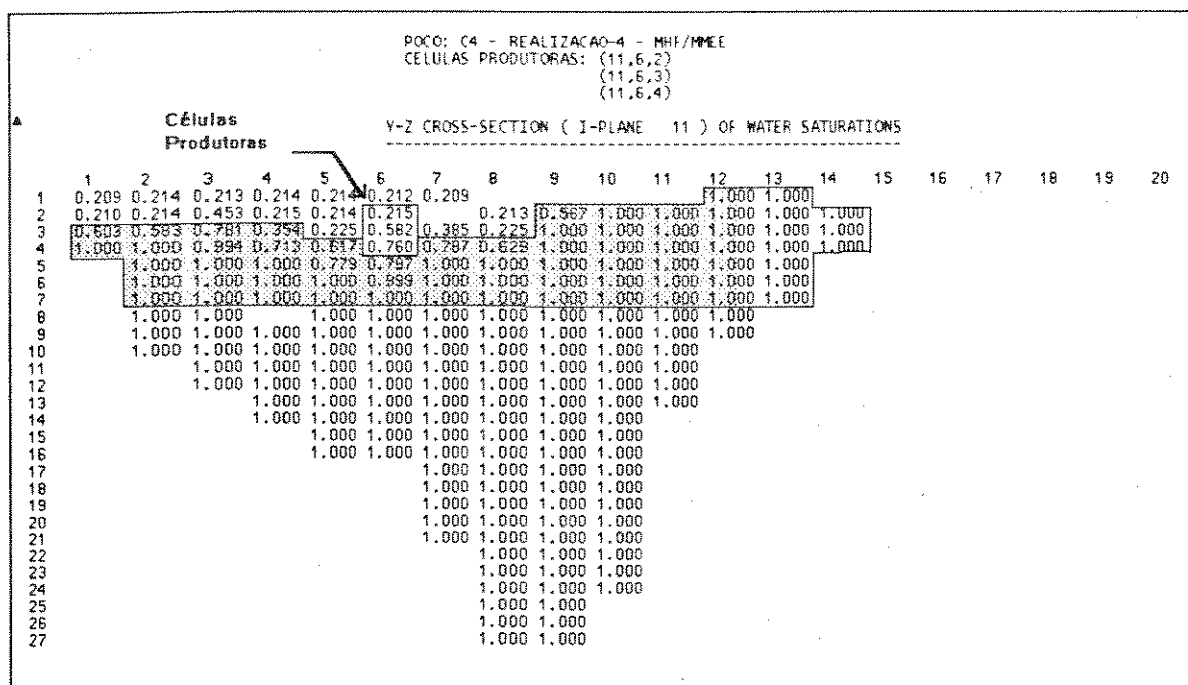


Fig. 7.19 - Saturação de Água no final do histórico
C4 - Realização-4 - MHF - MMEE

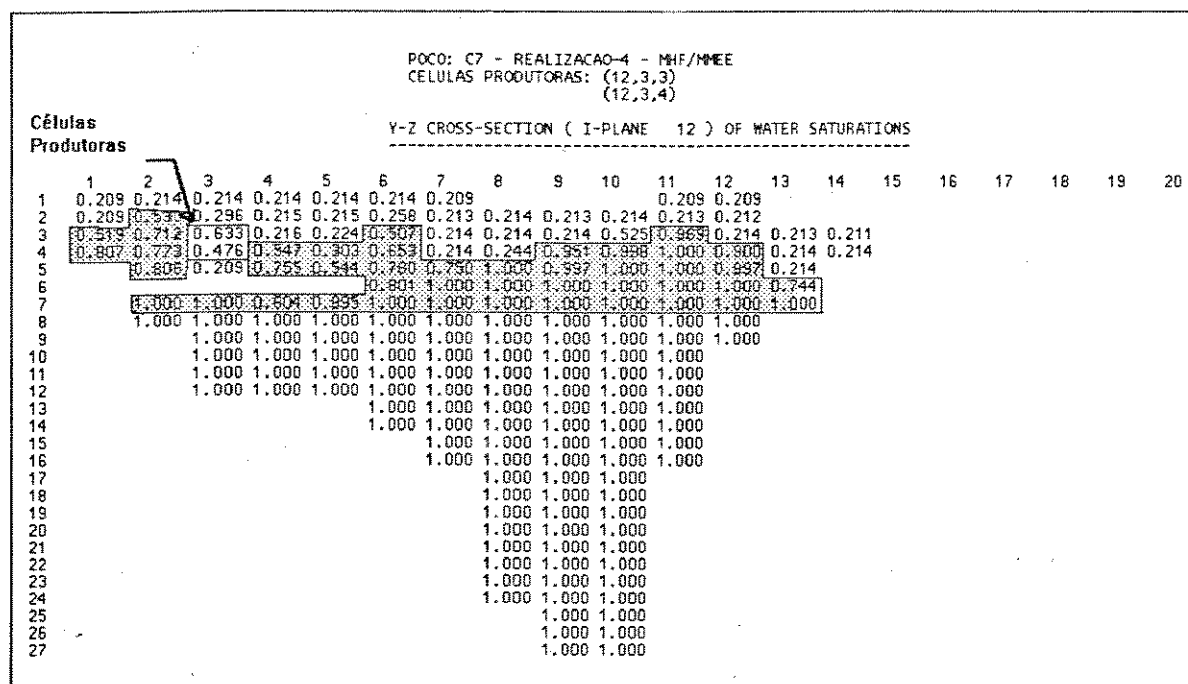


Fig. 7.20 - Saturação de Água no final do histórico
C7 - Realização-4 - MHF - MMEE

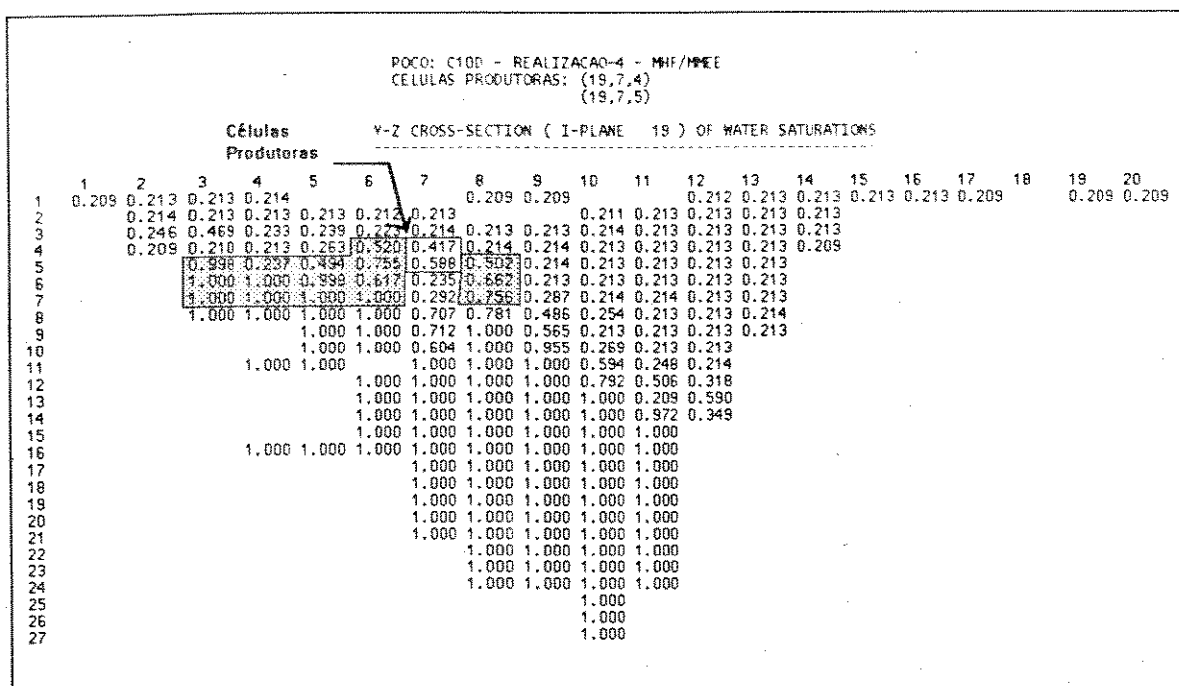


Fig. 7.21 - Saturação de Água no final do histórico
C10D - Realização-4 - MHF - MMEE

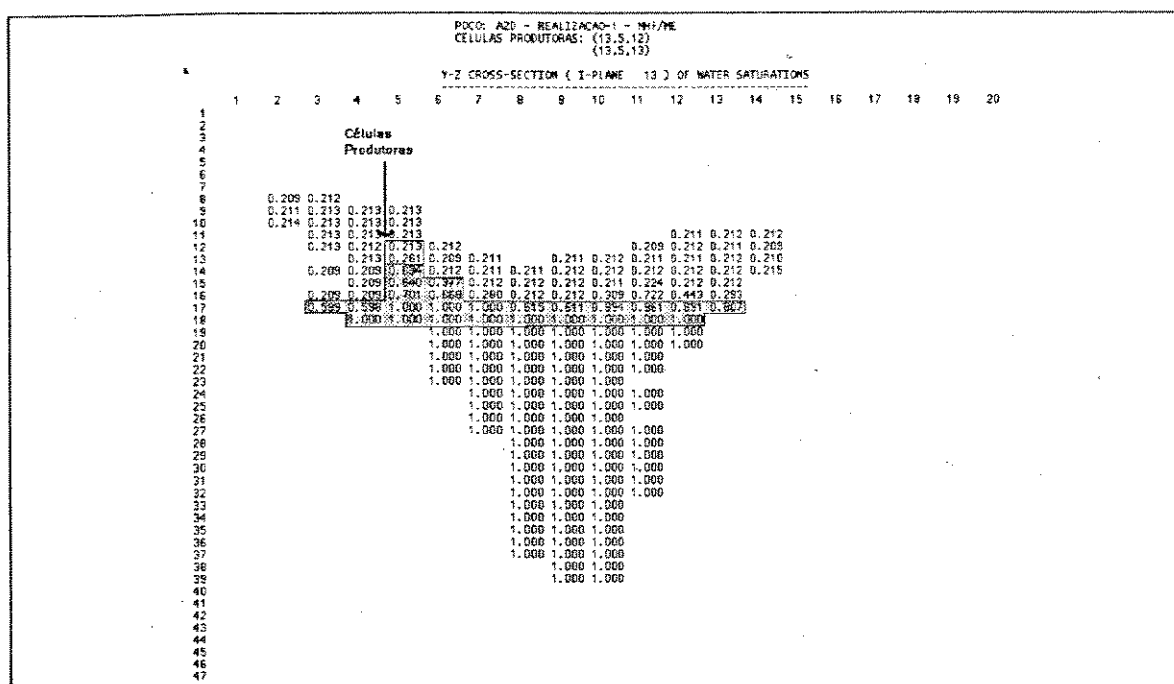


Fig. 7.22 - Saturação de Água no final do histórico
A2D - Realização-1 - MHF - ME

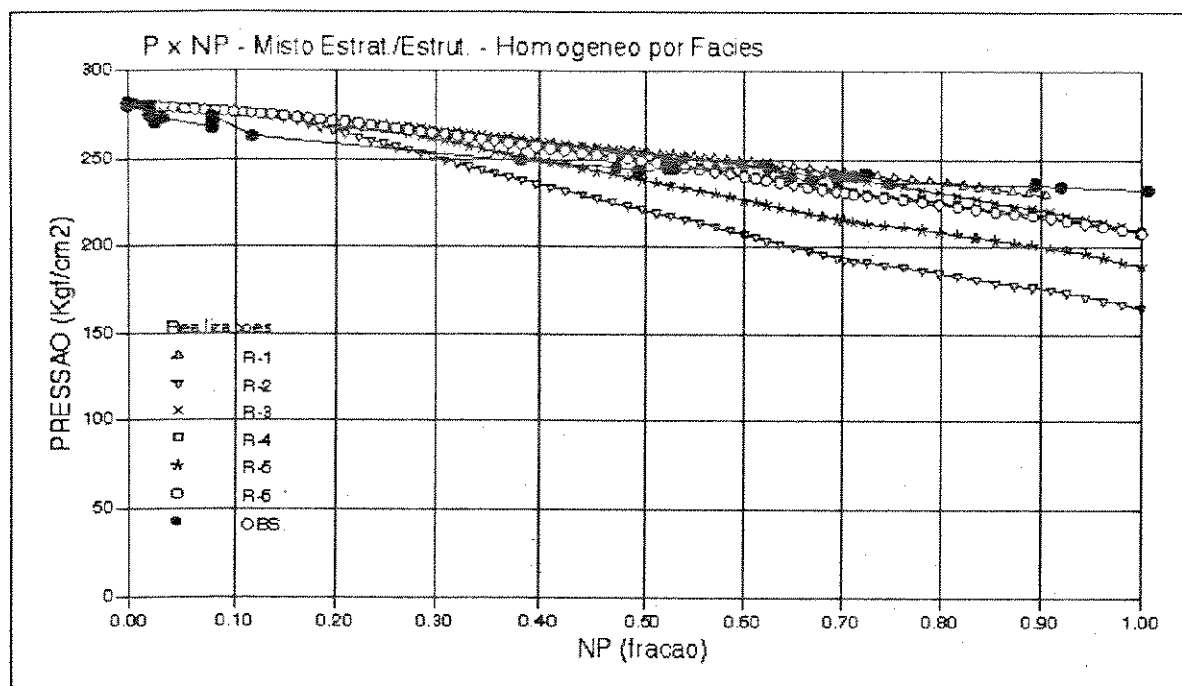


Fig. 7.23 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Homogeneo por fácies

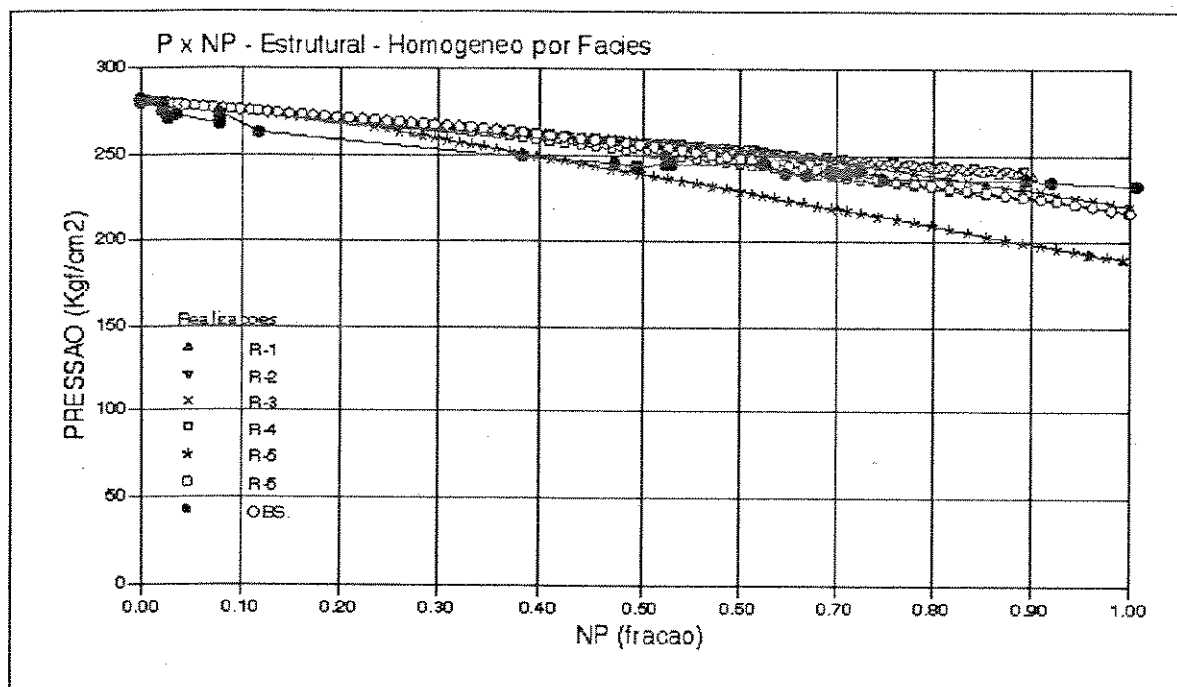


Fig. 7.24 - P x NP - Modelo estrutural
Homogeneo por fácies

7.4.2 Etapa2: Os impactos decorrentes da variabilidade da modelagem das propriedades petrofísicas. Sem variar a semente da simulação da porosidade

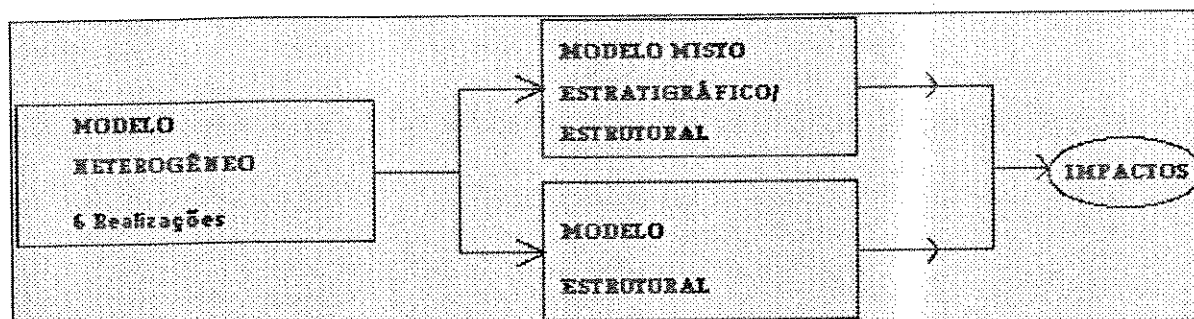


Fig. 7.25 - Macrofluxograma da Etapa 2

Neste etapa, são avaliados os impactos observados nas simulações de fluxo dos modelos heterogêneos, definidos no capítulo 5, também sob duas modelagens estruturais, modelo misto estratigráfico/estrutural e modelo estrutural. A Fig. 7.25 mostra o macrofluxograma desta etapa.

A simulação da porosidade é realizada sem a variação da semente. A variabilidade é decorrente das diferenças entre as simulações de fácies que define a malha de controle de cada fácies, na qual é realizada a simulação da porosidade. A variabilidade destes modelos heterogêneos deve-se, portanto, à variabilidade entre as malhas de controle da simulação da porosidade.

A Fig. 7.26 mostra as curvas de Bsw x Tempo das seis realizações do modelo estritigráfico/estrutural. Observa-se que as curvas apresentam tempos de erupção da água (em torno de 900 dias) e níveis finais de BSW (entre 40% e 70%) semelhantes aos observados no modelo homogêneo por fácies. A diferença para o modelo homogêneo por fácies são nos crescimentos do BSW, mais suaves e nas menores diferenças entre elas em comparação com o modelo homogêneo por fácies.

No modelo estrutural (Fig. 7.27), já não ocorrem diferenças significativas nos tempos de erupção, variando entre 1400 e 1700 dias. Também os níveis finais de BSW são menores em comparação com os modelos homogêneos por fácies, entre 20% e 50%. Semelhante ao que ocorre no modelo misto estratigráfico/estrutural, as curvas apresentam-se mais compactadas, com menores diferenças entre elas.

. Nos modelos heterogêneos, as diferenças entre as realizações são menores em comparação com o modelo homogêneo por fácies. Nos modelos homogêneos por fácies, as diferenças entre as realizações da simulação estocástica de fácies resultam em variações das propriedades petrofísicas maiores que as que ocorrem no modelo heterogêneo. Estas menores diferenças observadas no modelo heterogêneo podem ser atribuídas a dois fatores: a porosidade nos poços é um dado condicionante, iguais em todas as realizações; a simulação gaussiana sequencial da porosidade proporciona transições suaves, ao contrário das transições bruscas no modelo homogêneo por fácies.

Os menores patamares são reflexos de menores permeabilidades, devido, principalmente, pela maior atuação das barreiras verticais, que apresentam uma área maior, pela utilização do parâmetro de corte da espessura porosa como critério para anular permeabilidades verticais (capítulo 5).

As curvas de Pressão x Produção acumulada de óleo (figuras 7.28 e 7.29) não apresentaram diferenças significativas em relação às do modelo homogêneo por fácies, apesar dos menores volumes no modelo heterogêneo e da maior área com permeabilidade vertical nula.

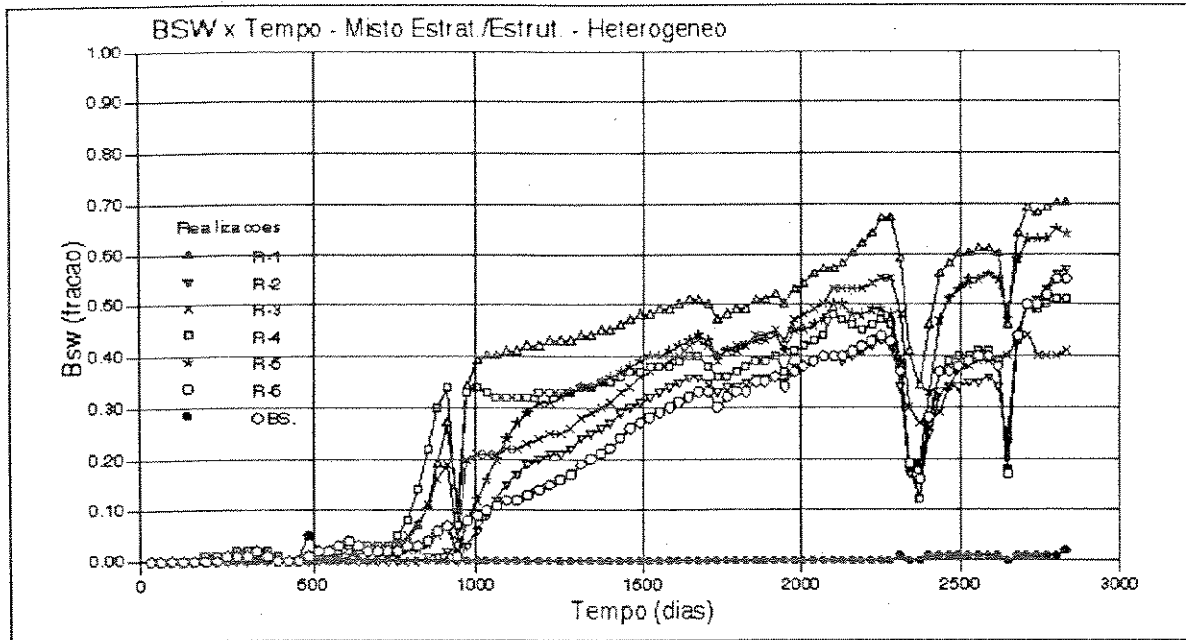


Fig. 7.26 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo

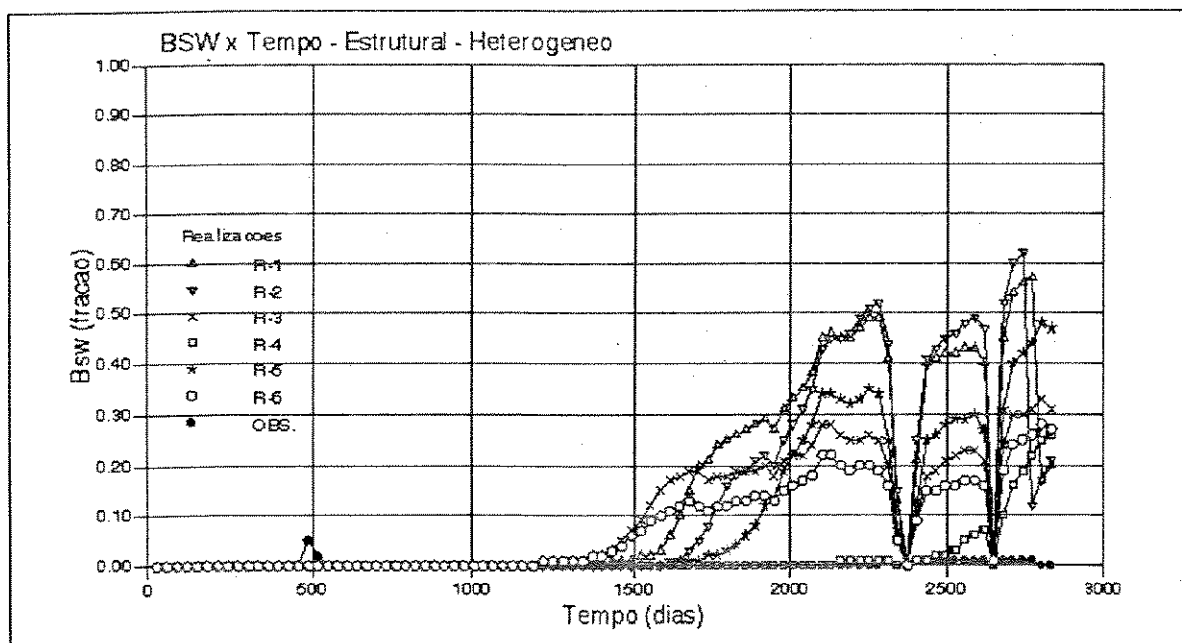


Fig. 7.27 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Heterogêneo

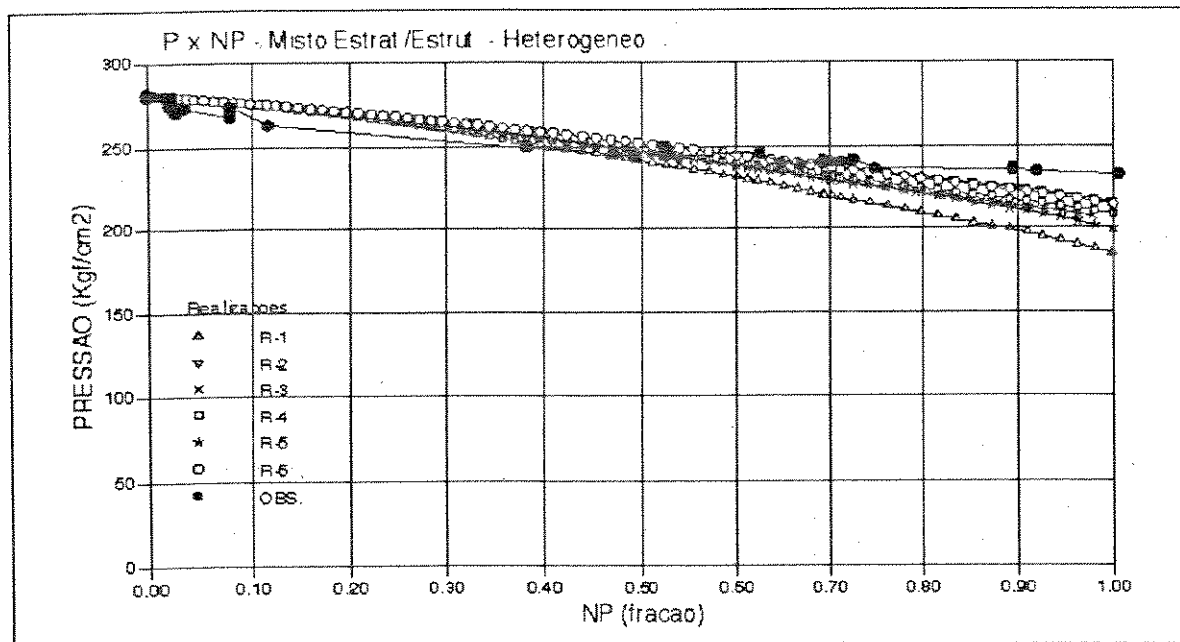


Fig. 7.28 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo

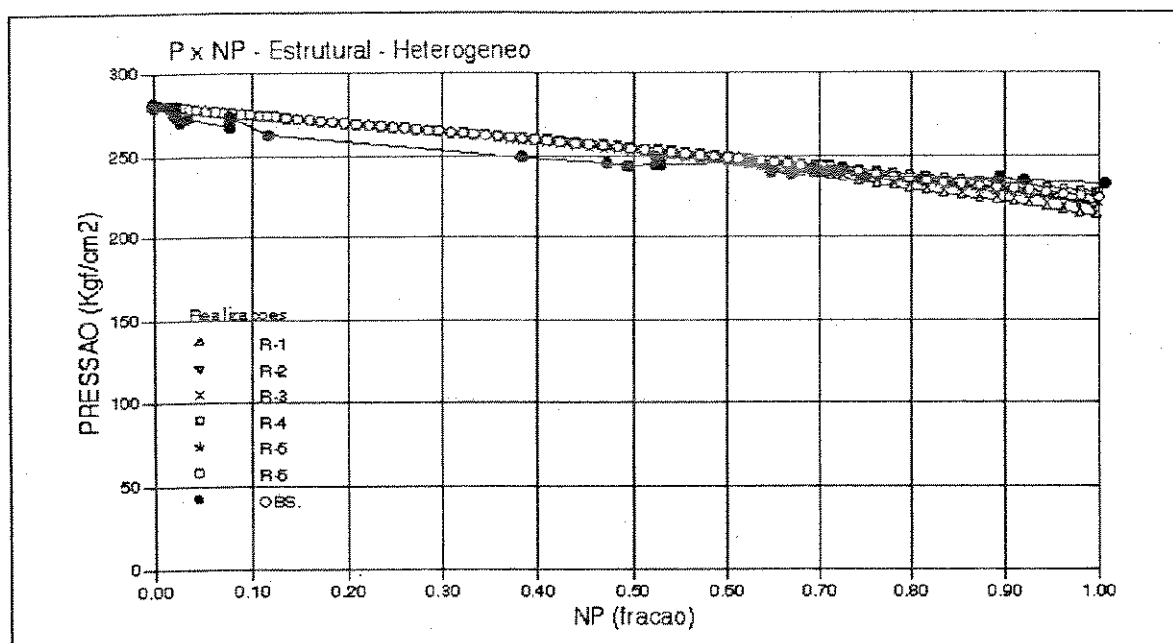


Fig. 7.29 - BSW x Tempo - Modelo estrutural Heterogêneo

7.4.3 Etapa 3: Os impactos decorrentes do efeito de suavização das barreiras verticais

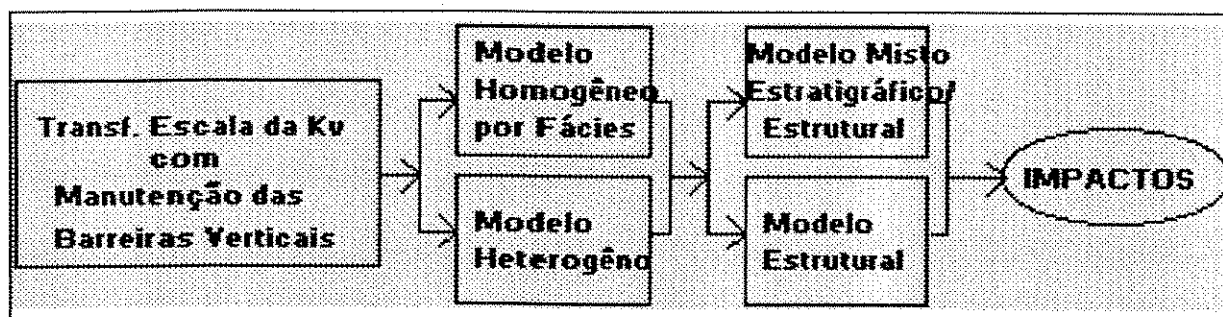


Fig. 7.30 - Macrofluxograma da Etapa 3

No capítulo 6, mostramos o efeito de suavização das barreiras verticais. Nesta etapa, mostraremos os impactos nos resultados das simulações de fluxo decorrentes da utilização do algoritmo para a manutenção das barreiras verticais. O procedimento utilizado está ilustrado na Fig.7.30.

As simulações foram realizadas utilizando os modelos homogêneo por fácies e heterogêneo também sob as duas possibilidades de estruturação das camadas misto estratigráfico/estrutural e estrutural.

A redução do BSW é significativa. Para o modelo misto estratigráfico/estrutural, homogêneo por fácies a redução foi de aproximadamente 30% (Fig. 7.31). Para o modelo estrutural, homogêneo por fácies (Fig. 7.32), a redução dos patamares foi de mais de 40%, e os tempos de erupção foram defasados em quase 1000 dias. O impacto verificado no modelo estrutural já era esperado, uma vez que neste modelo o avanço de água é predominantemente vertical.

Para os modelos heterogêneos, a redução dos patamares só é significativa no modelo estrutural (Fig.7.34), que praticamente anula os valores de BSW em todas as realizações. No modelo misto estratigráfico/estrutural (Fig.7.33), a redução dos patamares é de apenas 10%; os tempos de erupção da água, por outro lado, apresentam variações desde 100 dias até 1200 dias, demonstrando uma possível "canalização", pelo avanço predominantemente lateral no poço C4.

O comportamento das curvas de pressão (figuras 7.35 e 7.36) não apresentam alterações significativas em sua forma geral. O comportamento do final das curvas já não apresentam depleções acentuadas, reflexo das menores produções de água. As curvas do modelo estrutural (Fig.7.36) se aproximam do observado na parte inicial do histórico, devido à maior presença de barreiras entre o aquífero e a zona de óleo.

Os resultados apresentados ratificam a importância das barreiras verticais, que constituem heterogeneidades de grande impacto nos resultados de uma simulação de fluxo.

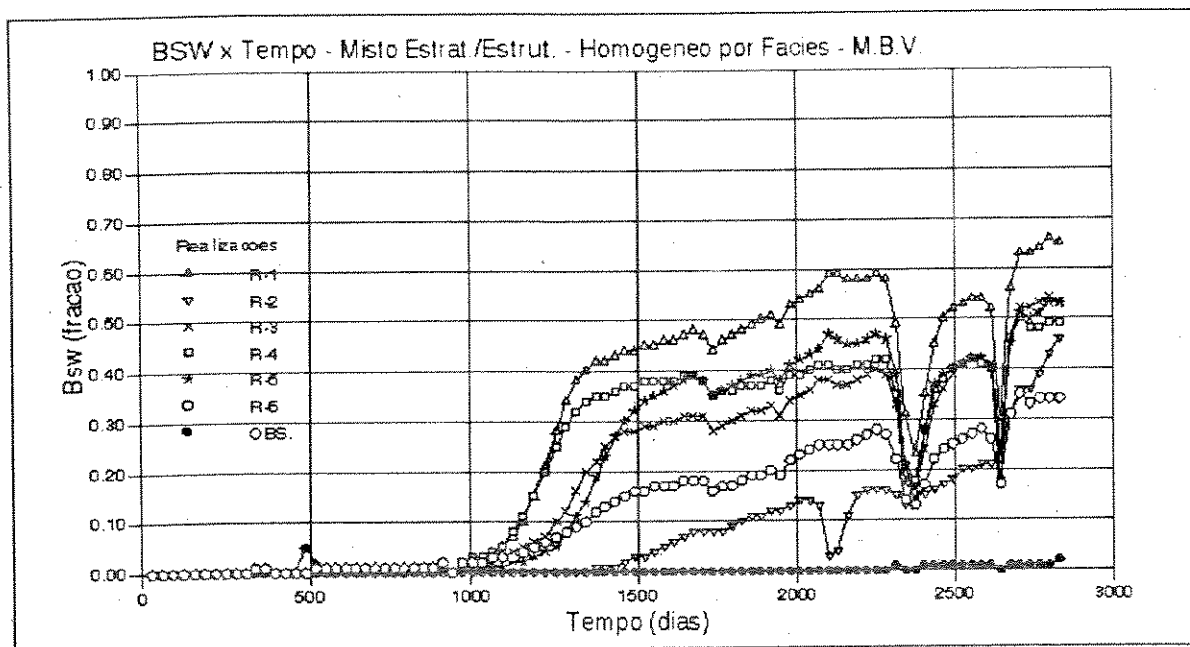


Fig. 7.31 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Homôgeneo por fácies - Manutenção de barreiras verticais

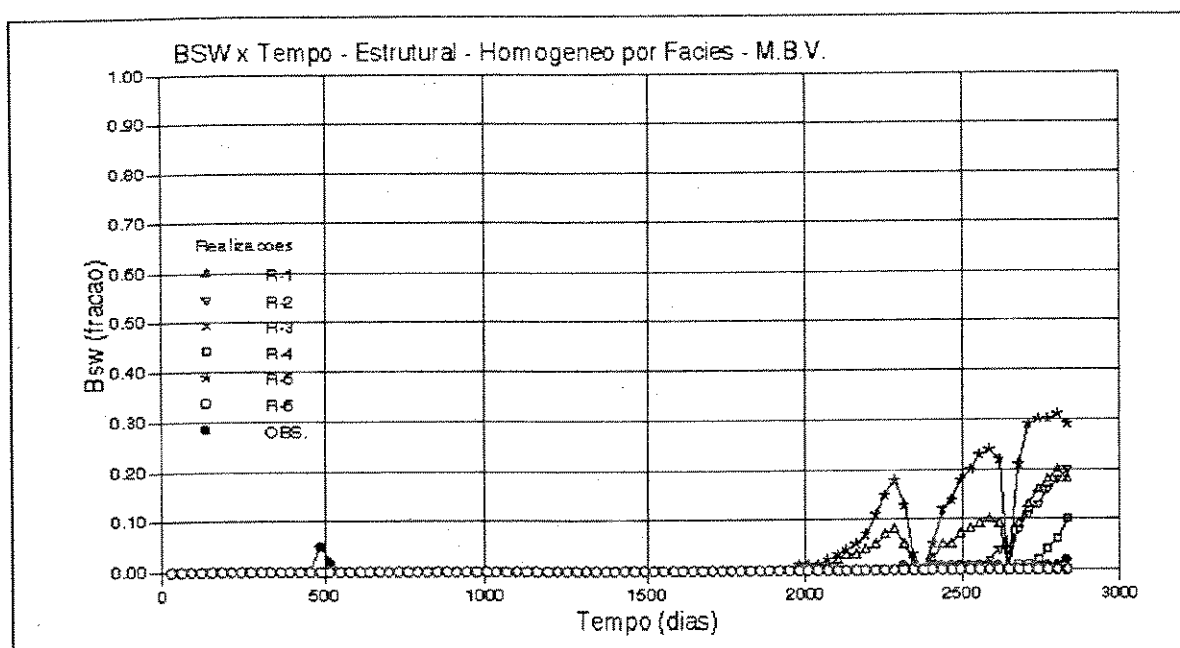


Fig. 7.32 - BSW x Tempo - Modelo estrutural
Homôgeneo por fácies - Manutenção de barreiras verticais

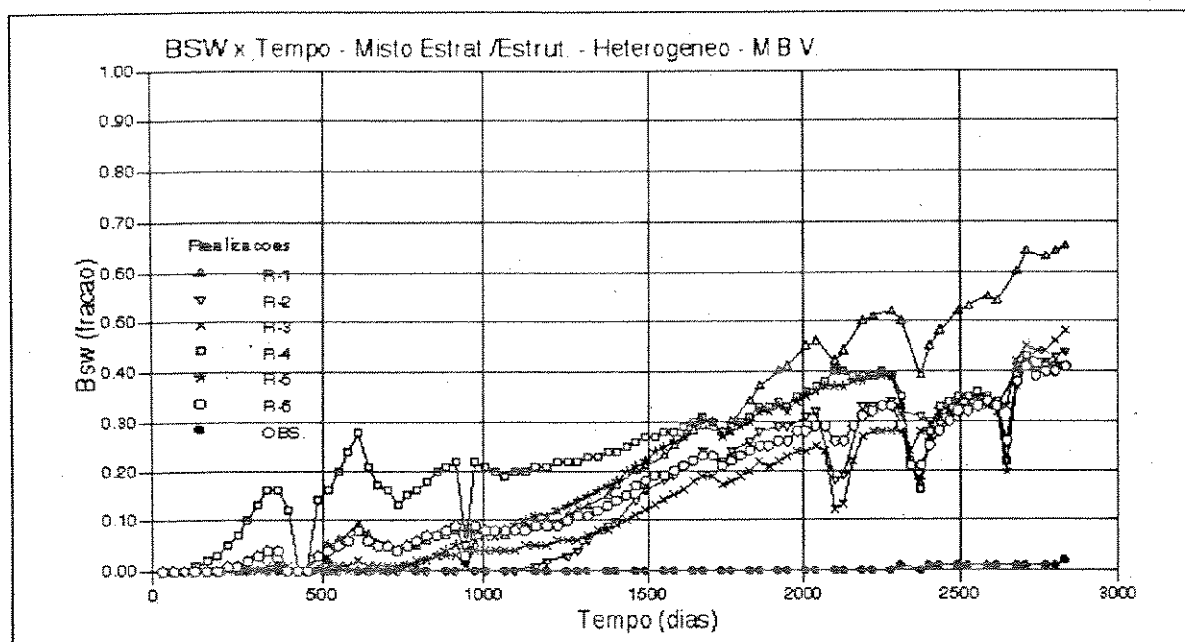


Fig. 7.33 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Heterogêneo - Manutenção de barreiras verticais

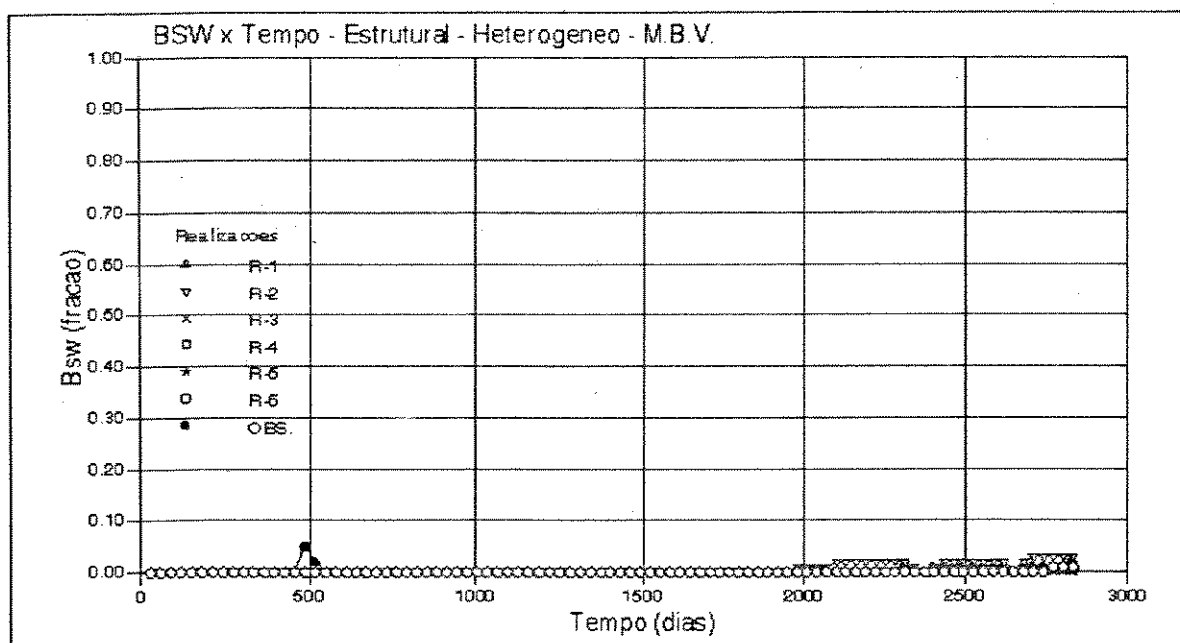


Fig. 7.34 - BSW x Tempo - Modelo estrutural
Heterogêneo - Manutenção de barreiras verticais

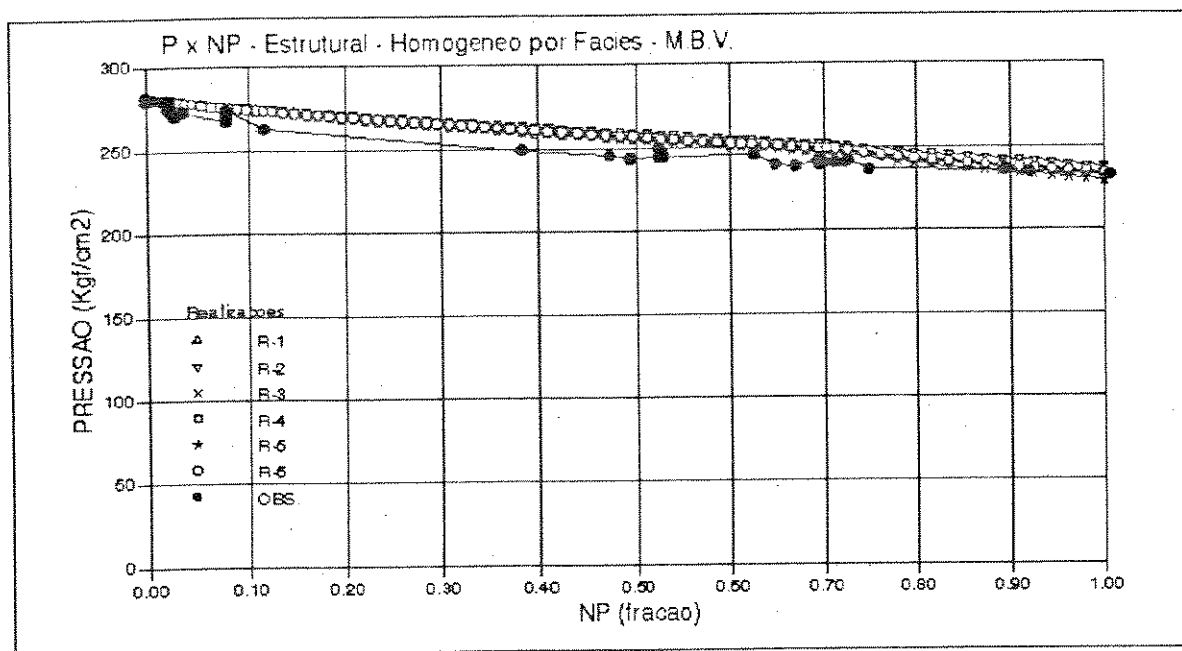


Fig. 7.35 - P x NP - Modelo estrutural
Homogêneo por fácies - Manutenção de barreiras verticais

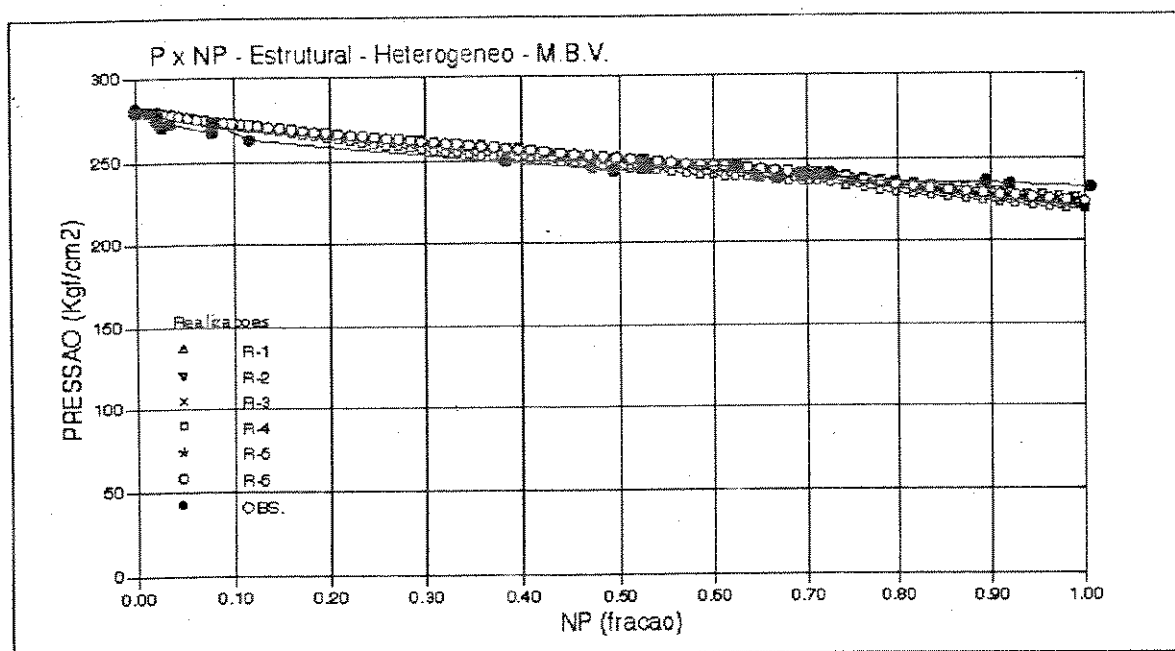


Fig. 7.36 - P x NP - Modelo estrutural
Heterogêneo - Manutenção de barreiras verticais

7.4.4 Etapa 4: Os impactos decorrentes da probabilização das propriedades petrofísicas. Variação da semente da simulação da porosidade.

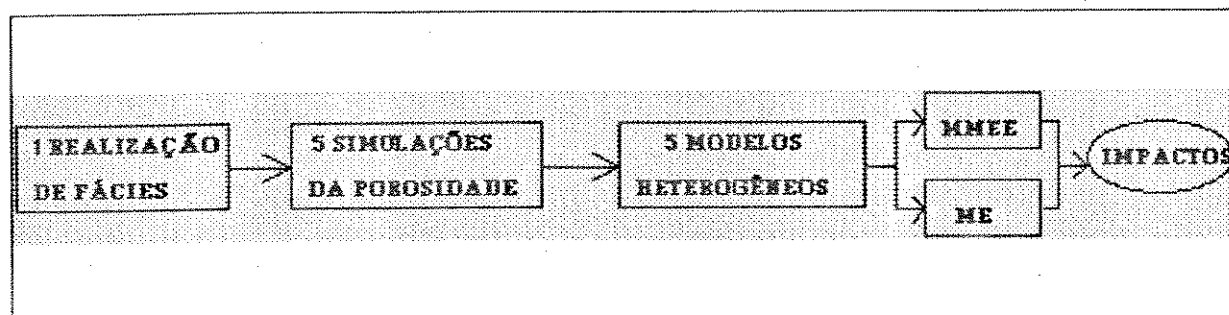


Fig. 7.37 - Macrofluxograma da Etapa 4

Esta etapa tem o objetivo de avaliar os impactos decorrentes da variabilidade imposta pela modelagem probabilística das propriedades petrofísicas, com a variação da semente da simulação da porosidade, e mantendo uma única simulação estocástica de fácies; a realização 1. A Fig. 7.37 apresenta o macrofluxograma desta etapa.

A partir de 5 sementes, foram construídas 5 realizações da porosidade, originando 5 realizações do modelo heterogêneo. Na transferência de escala da permeabilidade vertical foi aplicado o algoritmo para manutenção de barreiras verticais.

Os resultados podem ser vistos nas figuras 7.38 a 7.41, correspondentes as curvas de BSW x Tempo e de Pressão x Produção acumulada de óleo.

A compactação das curvas se acentua quando comparado com as curvas dos modelos heterogêneos sem variação da semente da porosidade.

Nas curvas do modelo misto estratigráfico/estrutural, não ocorrem

variações nos tempos de erupção (em torno de 250 dias), as diferenças nos níveis de BSW finais (entre 60 e 75%) são pequenas. Nas curvas do modelo estrutural, ocorrem pequenas diferenças nos tempos de erupção (entre 2600 a 2800 dias) e níveis finais de BSW entre 0 e 15%. Estas diferenças pouco significativas ratificam a maior variabilidade imposta pela simulação estocástica de fácies, em comparação à variabilidade imposta pela probabilização das propriedades petrofísicas.

De fato, os resultados são coerentes, já que a simulação estocástica de fácies corresponde a uma heterogeneidade de maior escala que a heterogeneidade imposta pela probabilização das propriedades petrofísicas.

As curvas de P (pressão) x NP (produção acumulada de óleo), figuras 7.40 e 7.41, repetem os comportamentos já observados, e ratificam a melhor aproximação do histórico das curvas do modelo estrutural, heterogêneo.

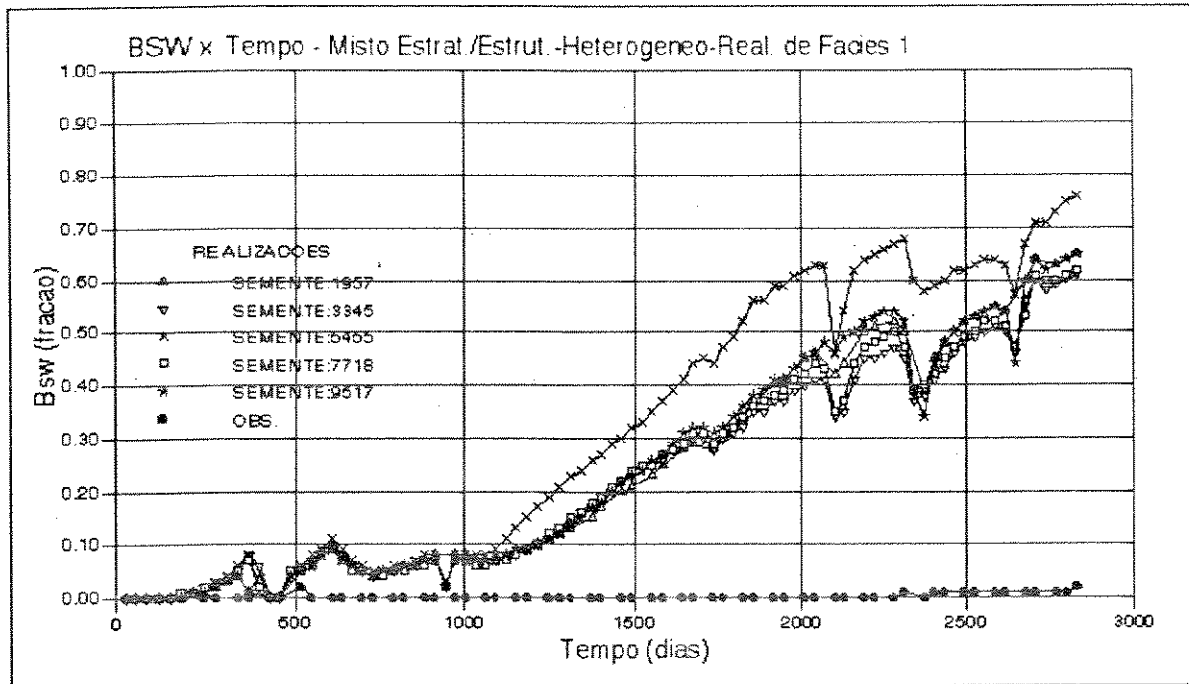


Fig. 7.38 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Heterogêneo - Variação da semente da simulação da porosidade

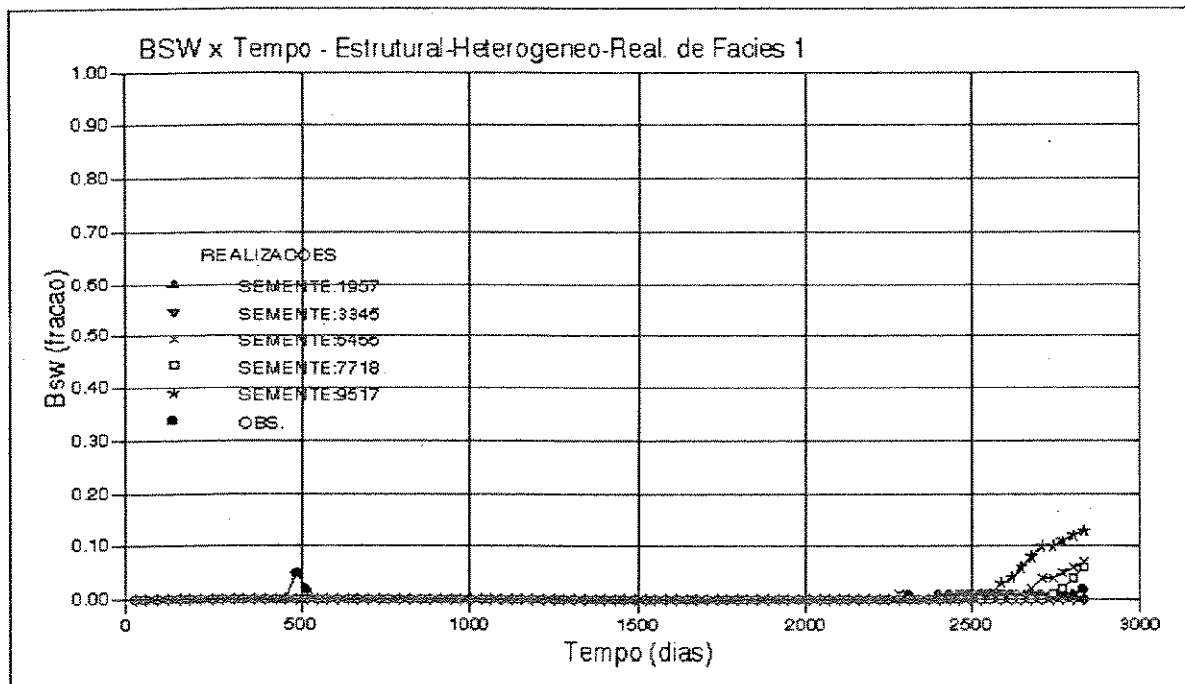


Fig. 7.39 - BSW x Tempo - Modelo estrutural
Heterogêneo - Variação da semente da simulação da porosidade

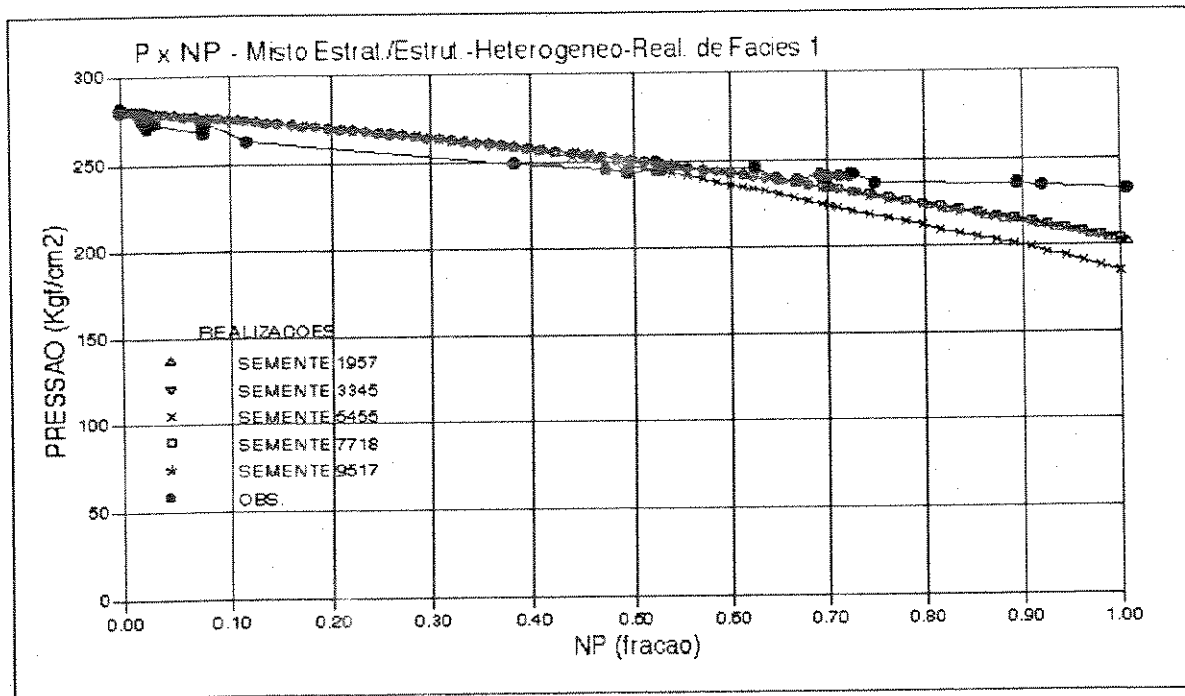


Fig. 7.40 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Heterogêneo - Variação da semente da porosidade

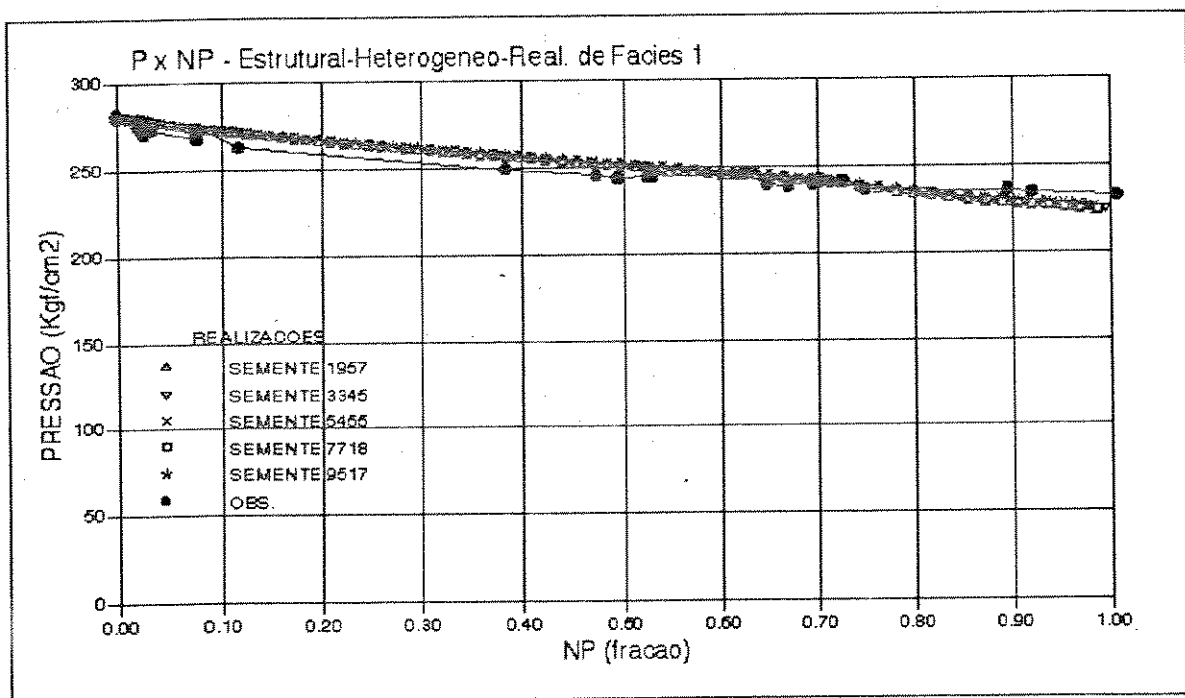


Fig. 7.41 - P x NP - Modelo estrutural
Heterogêneo - Variação da semente da porosidade

7.4.5 Etapa 5: Impactos decorrentes das dimensões da malha de simulação

No capítulo 6, mostramos os efeitos globais de suavização da permeabilidade absoluta, diferenciados de acordo com a malha de simulação. Nesta etapa, mostraremos os impactos destas suavizações, nos resultados da simulação de fluxo. O macrofluxograma desta etapa é apresentado na Fig.7.42.

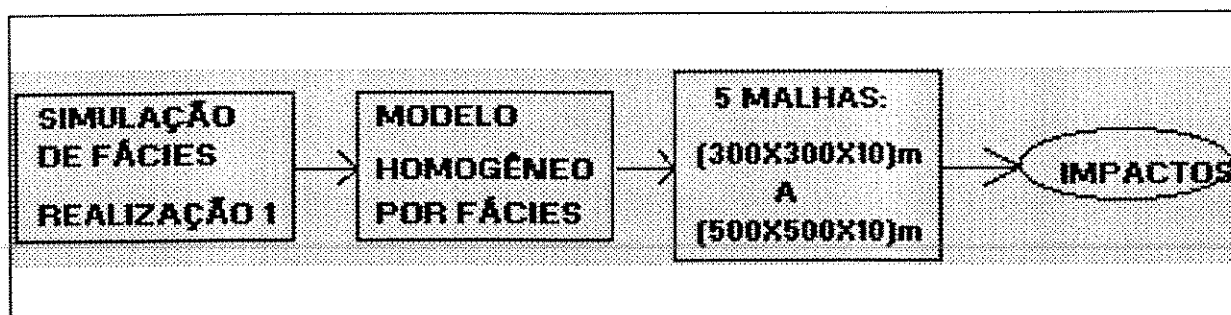


Fig.7.42 - Macrofluxograma da Etapa 5

Nas malhas testadas, as dimensões das células variaram desde (300x300x10)m até (500x500x10)m, correspondendo a malhas de (40x26x27) células a (24x16x27) células. Foi utilizado o modelo homogêneo por fácies, realização 1, com a aplicação do algoritmo para manutenção de barreiras verticais.

A figura 7.43 apresenta as curvas obtidas de BSW x Tempo do total do reservatório para o modelo misto estratigráfico/estrutural. Em um modelo totalmente homogêneo, sem variações nas permeabilidades, as curvas apresentariam-se ordenadas segundo a dimensão das células (quanto maior a dimensão das células, menor o tempo de erupção e maior o patamar alcançado), devido ao efeito da dispersão numérica. Neste caso, onde as permeabilidades das células são permeabilidades equivalentes, apresentando variações com as dimensões das células,

o comportamento das curvas já não é previsível. Nota-se que ocorre a inversão entre as curvas correspondentes às malhas com células de dimensões (350x350x10)m e (300x300x10)m. A malha com células de dimensões (500x500x10)m apresenta tempo de erupção da água maior que as malhas com dimensões das células (450x450x10)m e (400x400x10)m. Este comportamento demonstra que a variação das permeabilidades equivalentes devido à variação das dimensões das células, neste caso, provoca impactos maiores que o efeito da dispersão numérica.

Para o modelo estrutural, Fig. 7.44, as curvas ocorrem de forma ordenada, com as malhas mais refinadas apresentando os menores tempos de erupção e maiores patamares de BSW, efeito contrário ao esperado (quanto mais grosseira a malha, menor o tempo de erupção). Este efeito deve-se à redução das permeabilidades (quanto mais grosseira a malha de simulação de fluxo) das células próximas ao poço C4, por onde o avanço de água se processa. A redução das permeabilidades verticais ocorre pela maior presença de fácies 3 e 4 com o aumento das dimensões das células.

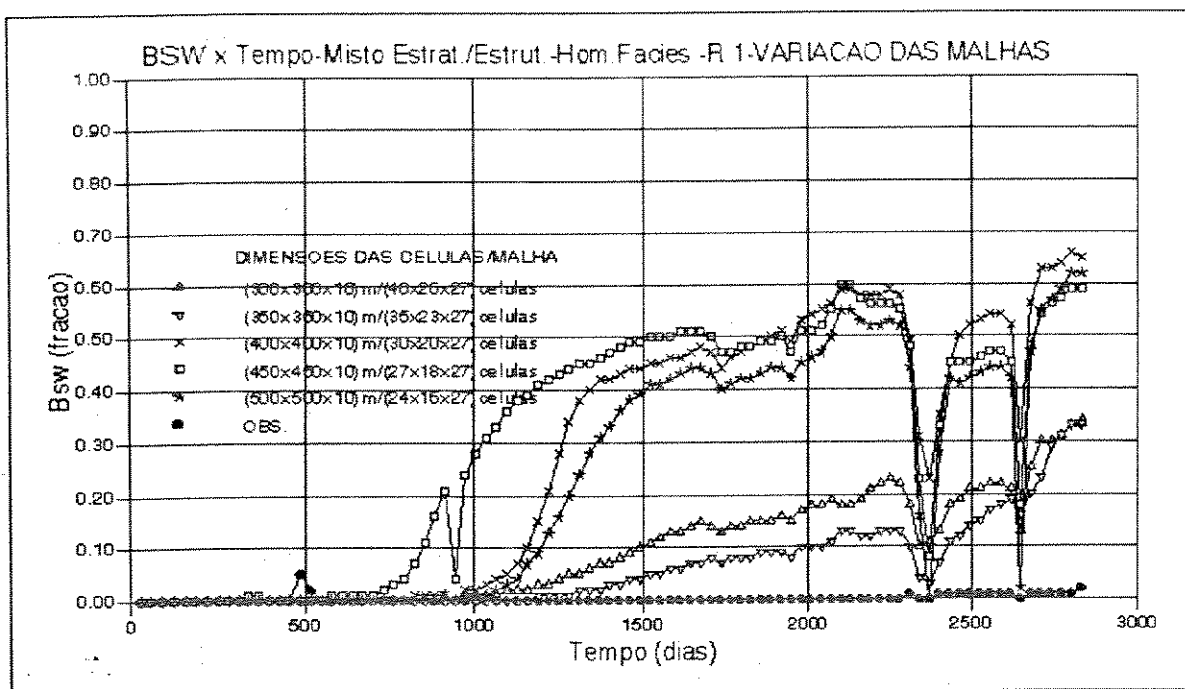


Fig. 7.43 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Homogêneo por fácies - realização de fácies 1 - Variação da malha de simulação

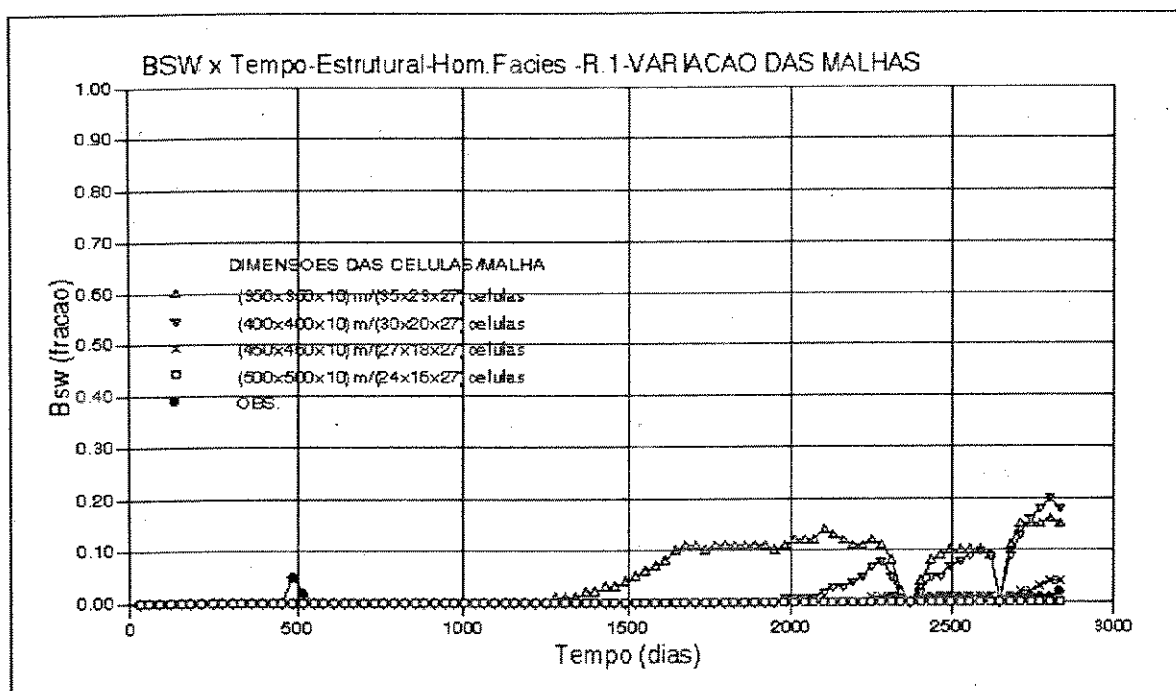


Fig. 7.44 - BSW x Tempo - Modelo estrutural
Homogêneo por fácies - realização de fácies 1 - Variação da malha de simulação

7.4.6 Etapa 6: O modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição.

Tentativa de ajuste do histórico pelo ajuste do modelo para discretização das camadas

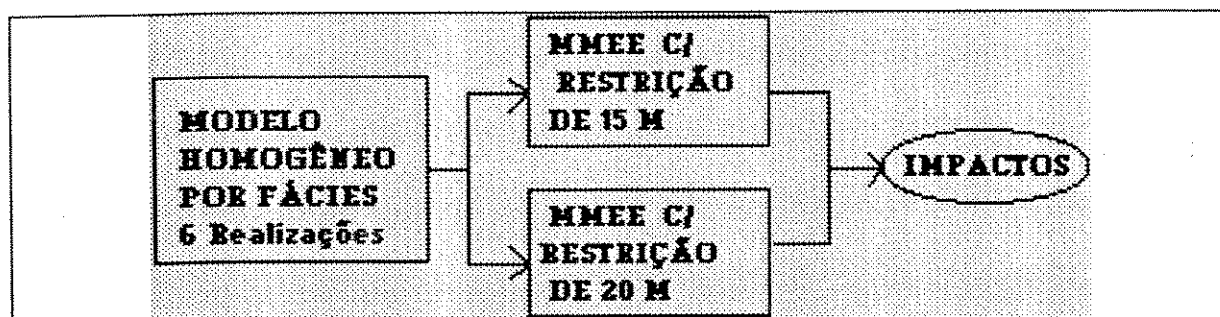


Fig. 7.45 - Macrofluxograma da Etapa 6

Além dos modelos misto estratigráfico/estrutural e estrutural, foi construído mais um tipo de modelo para a estruturação das camadas, o modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição. Este modelo foi construído, a partir de observações na etapa de ajuste do histórico de que o avanço lateral ocorria às vezes através da interligação de células com desníveis de até 40 m. Baseia-se no modelo misto estratigráfico/estrutural, mas interrompe a continuidade da camada para diferenças entre topos de células adjacentes no eixo X de mais de 15 m (modelo com restrição de 15 m) e de mais de 20 m (modelo com restrição de 20 m).

As interrupções nas camadas fazem com que o aquífero não se comunique com as células produtoras lateralmente quando existe uma forte estruturação. São quebras ou falhas no pacote deposicionalmente contínuo.

Trata-se apenas de um exercício para demonstrar os impactos do tipo de modelo utilizado para a estruturação das camadas de simulação de fluxo. O macrofluxograma desta etapa está ilustrado na Fig.7.45.

O modelo com restrição de 20 m (Fig. 7.47) aproxima-se do modelo misto estratigráfico/estrutural e o modelo com restrição de 15 m (Fig. 7.46) do modelo estrutural.

Para as realizações 1 e 6, não ocorrem diferenças significativas entre os dois modelos, além de manterem boa correlação com o modelo misto estratigráfico/estrutural sem restrições (Fig. 7.31).

As demais realizações demonstram que se aproximam do ajuste do histórico com a diminuição da restrição, ou seja, estão mais próximas do observado no modelo com restrição de 20 m (Fig. 7.47) comparado com o modelo sem restrição (Fig. 7.31) e mais próximas do histórico no modelo com restrição de 15 m (Fig. 7.46) comparado com o modelo com restrição de 20 m. Esta situação pode ser melhor visualizada nas curvas de BSW x Tempo do poço C4, figuras 7.48 e 7.49.

Estes resultados demonstram os impactos e a importância do tipo de estruturação das camadas na etapa de ajuste de histórico.

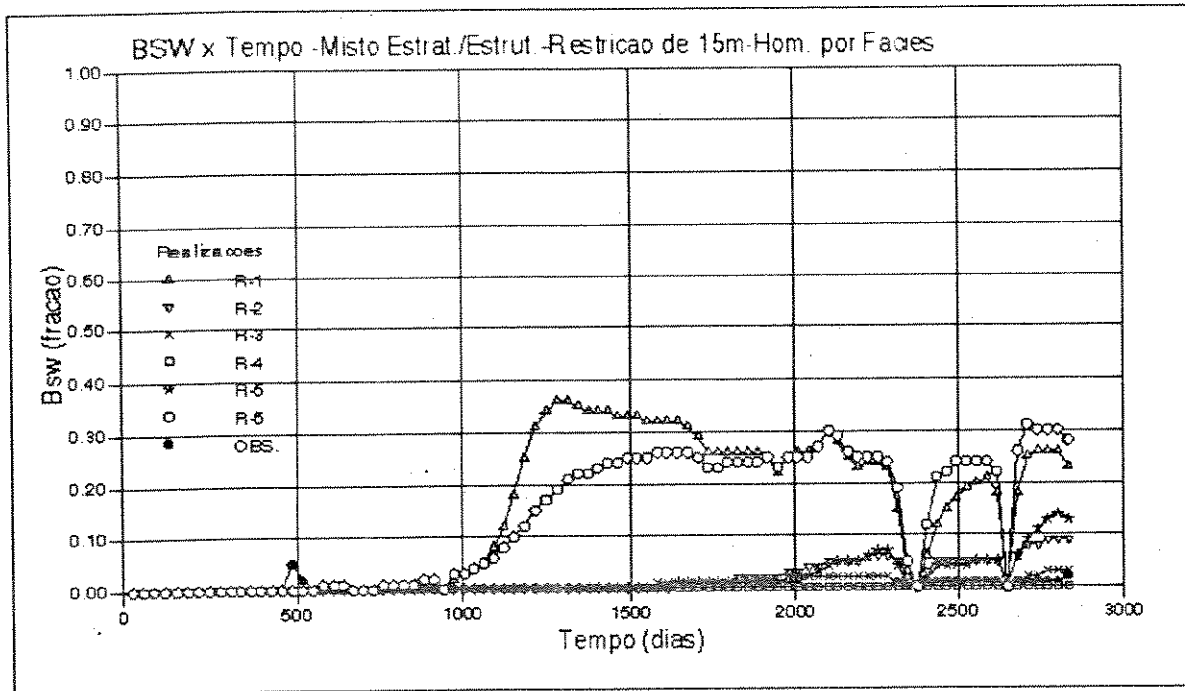


Fig. 7.46 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural c/ restrição de 15 m Homogêneo por fácies

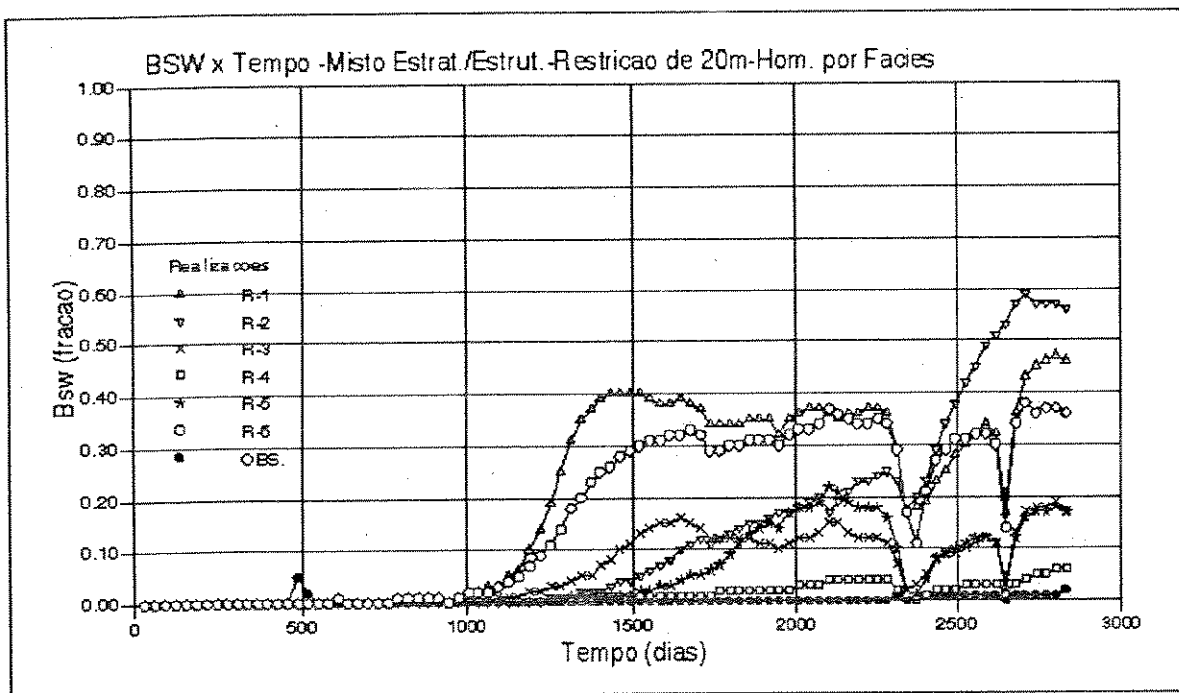


Fig. 7.47 - BSW x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural c/ restrição de 20 m Homogêneo por fácies

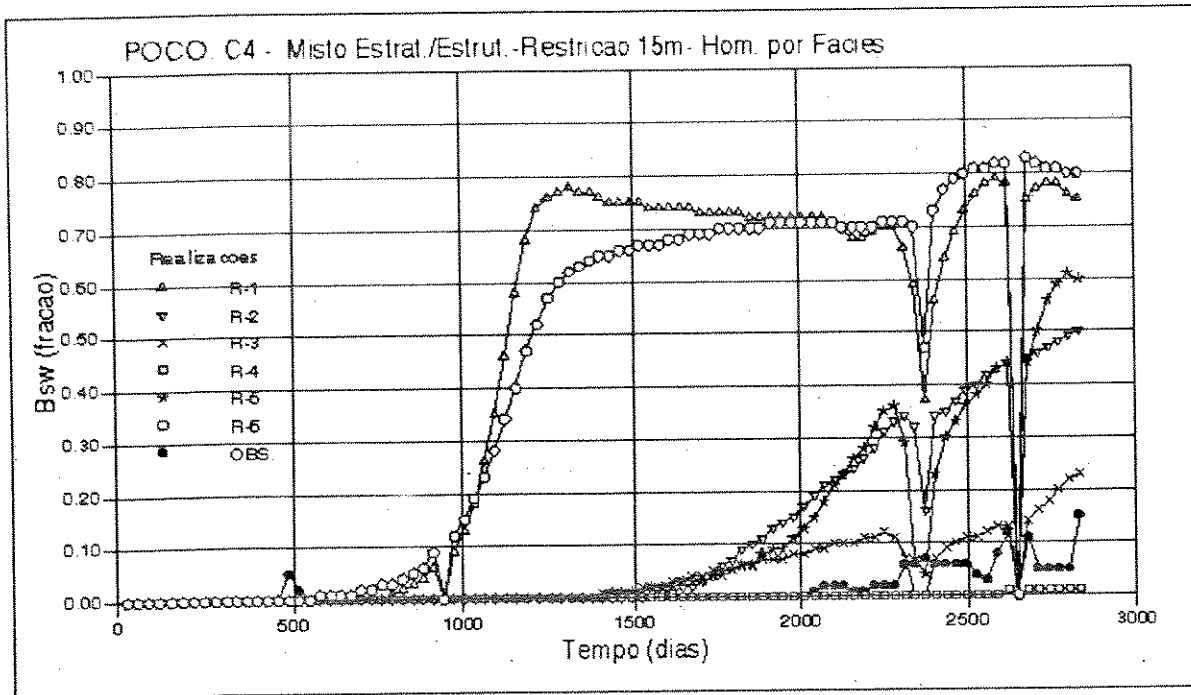


Fig. 7.48 - BSW x Tempo - Poço C4 - MMEE c/ restrição de 15 m
Homogêneo por fácies

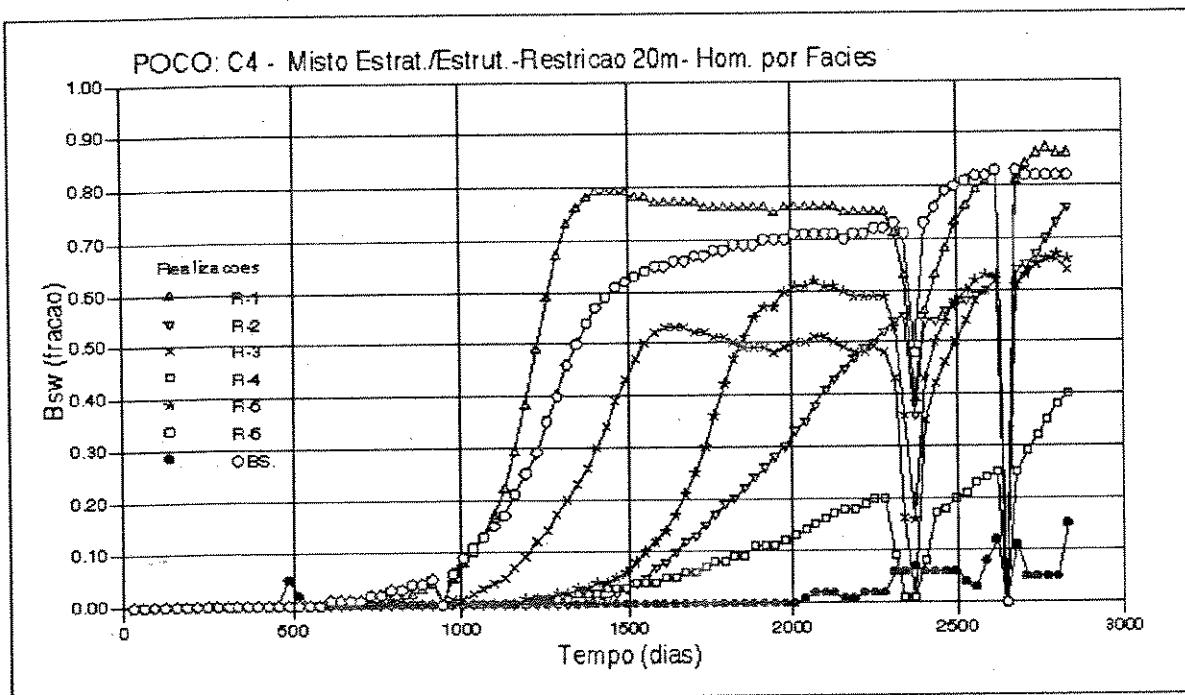


Fig. 7.49 - BSW x Tempo - Poço C4 - MMEE c/ restrição de 20 m
Homogêneo por fácies

7.4.7 Etapa 7: Ajuste do histórico e extrapolação. Impactos das incertezas nos resultados da extrapolação.

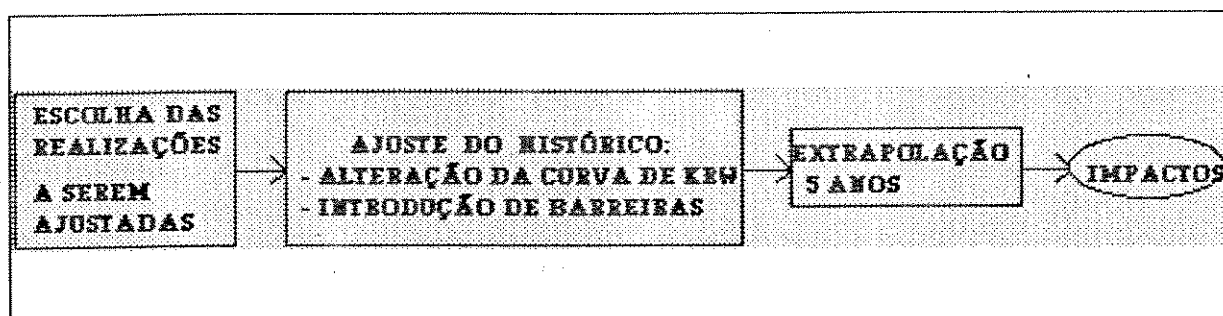


Fig. 7.50 - Macrofluxograma da Etapa 7

O ajuste do histórico consistiu, na realidade, do ajuste da curva de BSW x Tempo, tendo como objetivo avaliar se os impactos decorrentes das incertezas permaneciam nas curvas de extrapolação.

O critério básico para o ajuste do histórico foi alterar a curva de permeabilidade relativa óleo/água pela aplicação de fatores multiplicativos, sem no entanto alterar a saturação de água inicial. Para o modelo misto estratigráfico/estrutural, estas alterações mostraram-se insuficientes, sendo necessário, então, ajustes na geometria, pela introdução de barreiras. Cabe ressaltar que, em todos os modelos construídos, foi utilizado o algoritmo para manutenção de barreiras verticais.

A possibilidade de ajuste (da curva de BSW x Tempo) através da alteração da curva de permeabilidade relativa do sistema óleo/água demonstra a importância e os impactos deste parâmetro nos resultados da simulação de fluxo.

Estes impactos demonstram a necessidade de aplicação da transferência de escala em fluxo multifásico, com o objetivo de diminuir a incerteza sobre este parâmetro.

a) Modelo misto estratigráfico/estrutural

Foram selecionadas duas realizações do modelo homogêneo por fácies e duas realizações do modelo heterogêneo. O critério para a seleção foi o de ajustar realizações que se apresentassem nos extremos, ou seja, aquelas que apresentaram o maior e o menor patamar nas curvas de BSW, possibilitando avaliar se as diferenças permaneciam na extrapolação.

As figuras 7.51 a 7.53 mostram as curvas de Bsw x Tempo, P (Pressão) x NP (Produção acumulada de óleo) e Qo (Vazão de óleo) x Tempo correspondentes ao modelo homogêneo por fácies. A Fig. 7.51 mostra que a tendência é mantida na extrapolação. A realização 1, que apresentava maior BSW antes do ajuste, apresenta, na extrapolação, maior BSW. As interrupções correspondem a fechamentos de camadas por terem atingido o limite de BSW. As curvas de Pressão x Produção acumulada, Fig. 7.52, são semelhantes, mantendo a tendência de uma depleção maior para a realização 1, devido a maior produção de água. O histórico, que apresenta a tendência de uma maior manutenção de pressão, demonstra que o aquífero modelado deve apresentar maiores dimensões ou realimentação. A Fig. 7.53 apresenta as curvas de Vazão de óleo x Tempo, onde a realização 1 apresenta maior declínio, ocasionado pelo maior BSW em comparação à realização 6.

Também para o modelo heterogêneo, a tendência se mantém. A realização 4, que antes do ajuste apresentava o maior BSW, mantém-se como a maior produtora de água (Fig. 7.54). Nas curvas de Pressão x Produção acumulada (Fig. 7.55), praticamente não ocorrem diferenças entre as duas realizações. Também neste modelo, a extrapolação indica que o aquífero é mais atuante que o modelado. A Fig. 7.56 apresenta as curvas de extrapolação da vazão, neste caso sem grandes diferenças.

b) Modelo estrutural

As realizações 3 e 5 foram as selecionadas do modelo homogêneo por fácies. São as que apresentaram o menor e maior BSW respectivamente. Em relação ao modelo heterogêneo, as realizações 2 e 4, maior e menor BSW respectivamente, foram as selecionadas.

As figuras 7.57 a 7.59 correspondem aos resultados do modelo homogêneo por fácies. Como mostram as figuras 7.57 e 7.58, ocorre a inversão das curvas de BSW x Tempo e de Pressão x Produção acumulada na extrapolação.

Para o modelo heterogêneo, as tendências das realizações se mantém, como pode ser observado nas curvas de BSW x Tempo (Fig.7.60), Pressão x Produção acumulada (Fig.7.61) e Vazão de óleo extrapolado x Tempo (Fig.7.62) .

c) Modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição

Selecionamos a realização 6, que havia calculado o maior nível de

BSW na modelagem com restrição de 15m, e a realização 4, que havia calculado o menor nível de BSW na modelagem com restrição de 20m.

Os resultados da extrapolação são mostrados nas figuras 7.63 a 7.65. O gráfico de BSW x Tempo (Fig.7.63) mostra a realização 4 sempre com níveis abaixo da realização 6, mantendo a tendência anterior ao ajuste, mas, no final apresenta um pico ultrapassando a realização 6. Apesar dos modelos diferentes, a inversão das tendências reflete os ajustes distintos nas curvas de permeabilidade relativa realizados (redução de 30% p/ a realização 4 e de 95% p/ a realização 6).

O gráfico de Pressão x Produção acumulada (Fig.7.64) mostra diferenças pouco significativas, com depleção maior para a realização 6, que apresenta maior produção acumulada de água. O gráfico de Vazão de óleo x Tempo (Fig.7.65) mostra semelhança entre as vazões até a aumento do BSW da realização 4, quando então o declínio da vazão se torna acentuado.

d) Pode-se observar que, em geral, as extrapolações mantêm as tendências observadas antes do ajuste do histórico. Na realidade, o ajuste de histórico não interferiu na geometria proposta pela simulação estocástica de fácies e não poderia alterar significativamente as tendências. Modificações nas tendências ocorreram quando foram comparadas realizações que necessitaram de ajustes distintos nas curvas de permeabilidade relativa, como demonstram as extrapolações das realizações 3 e 5, do modelo estrutural/homogêneo por fácies e as extrapolações das realizações 4 e 6 do modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição.

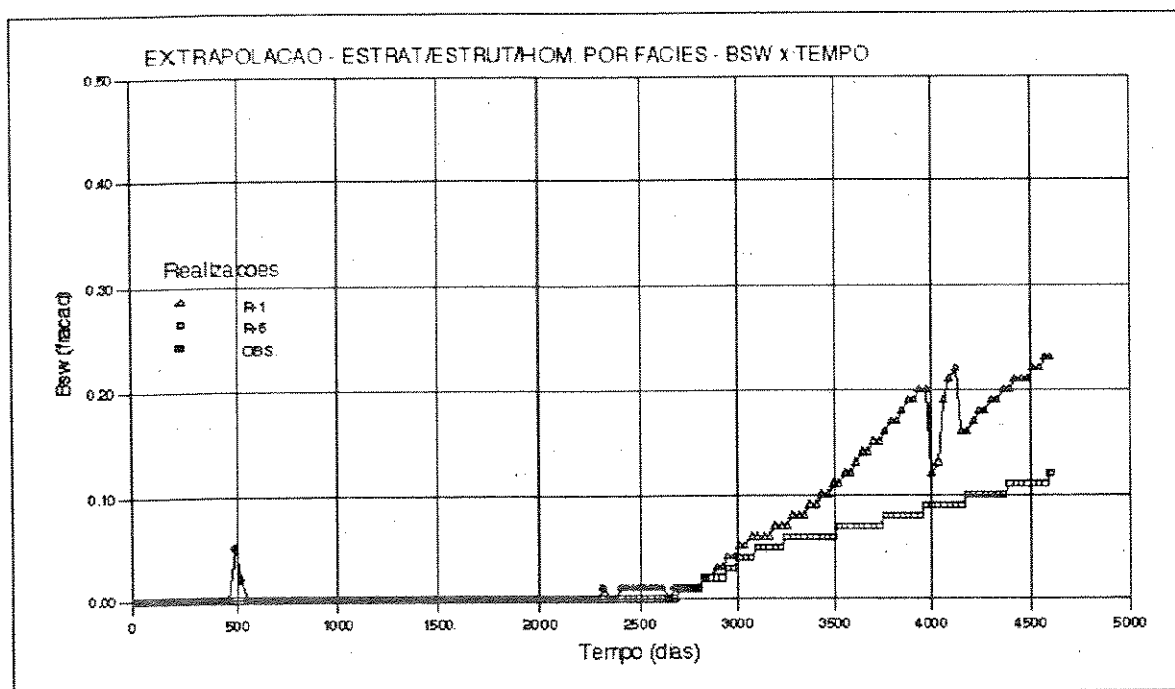


Fig.7.51 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies - Extrapolação

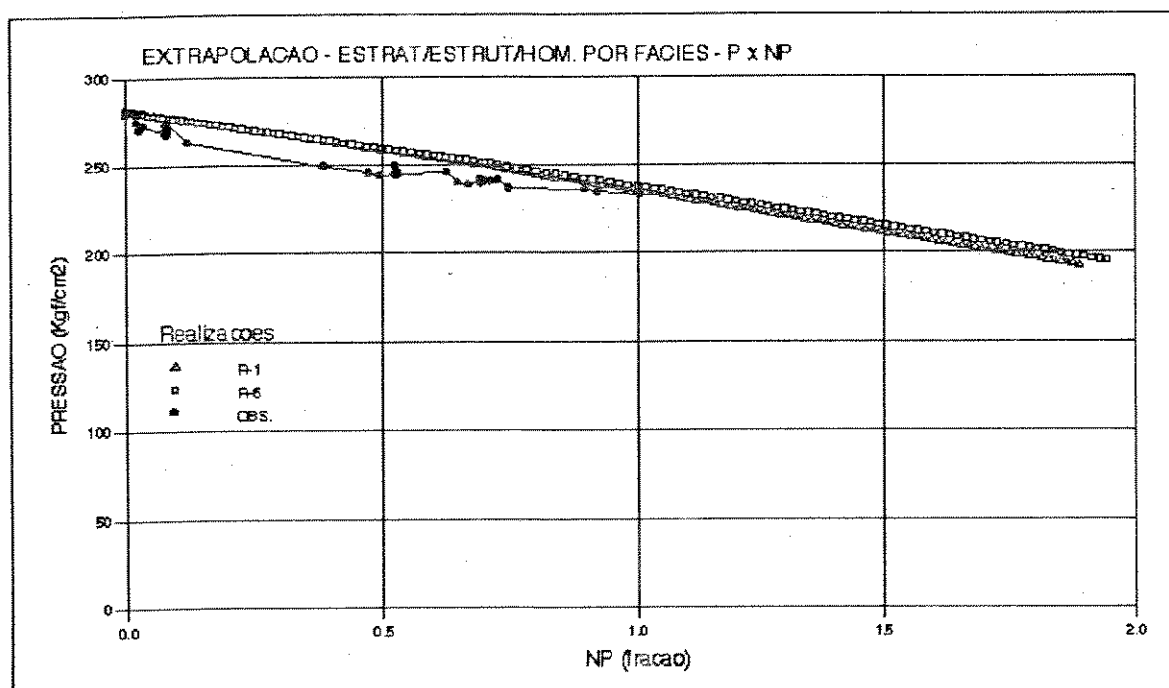


Fig.7.52 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies - Extrapolação

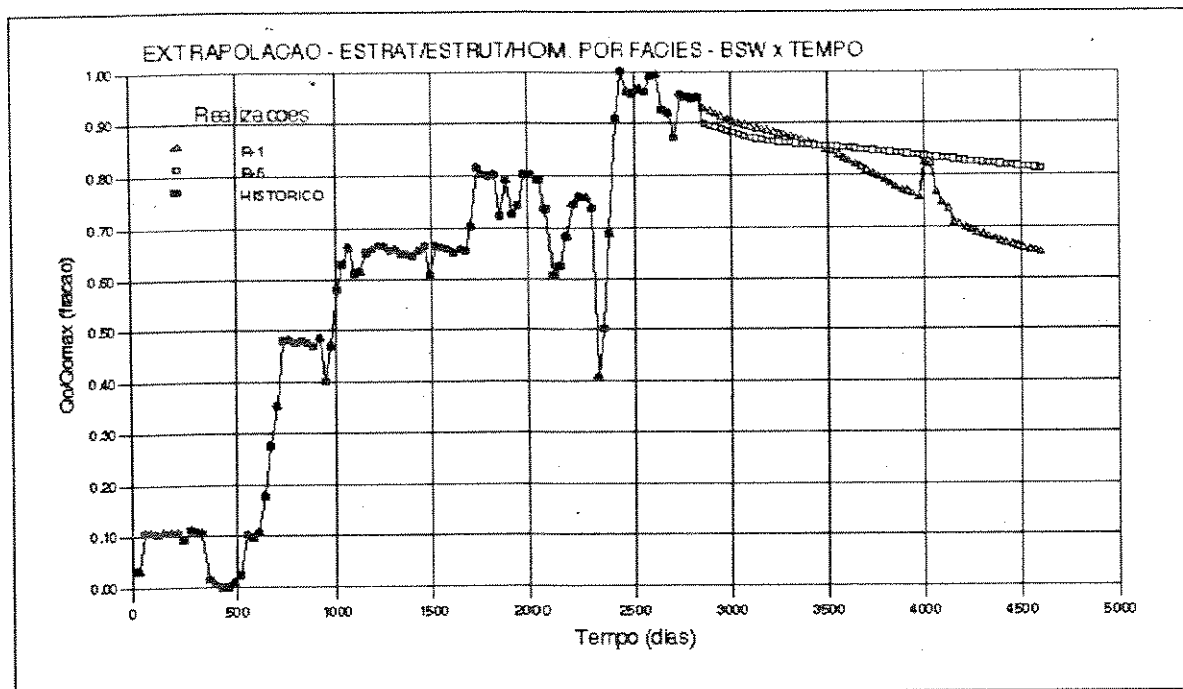


Fig.7.53 - Q_o/Q_{omax} x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Homogêneo por fácies - Extrapolação

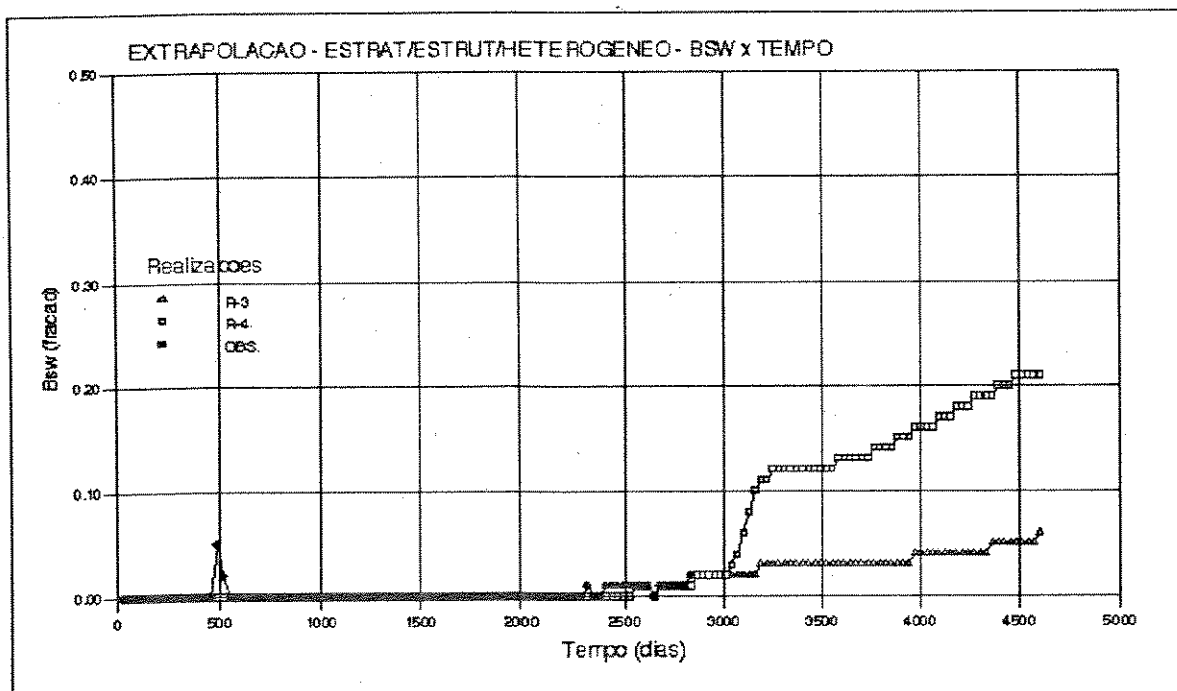


Fig.7.54 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural Heterogêneo - Extrapolação

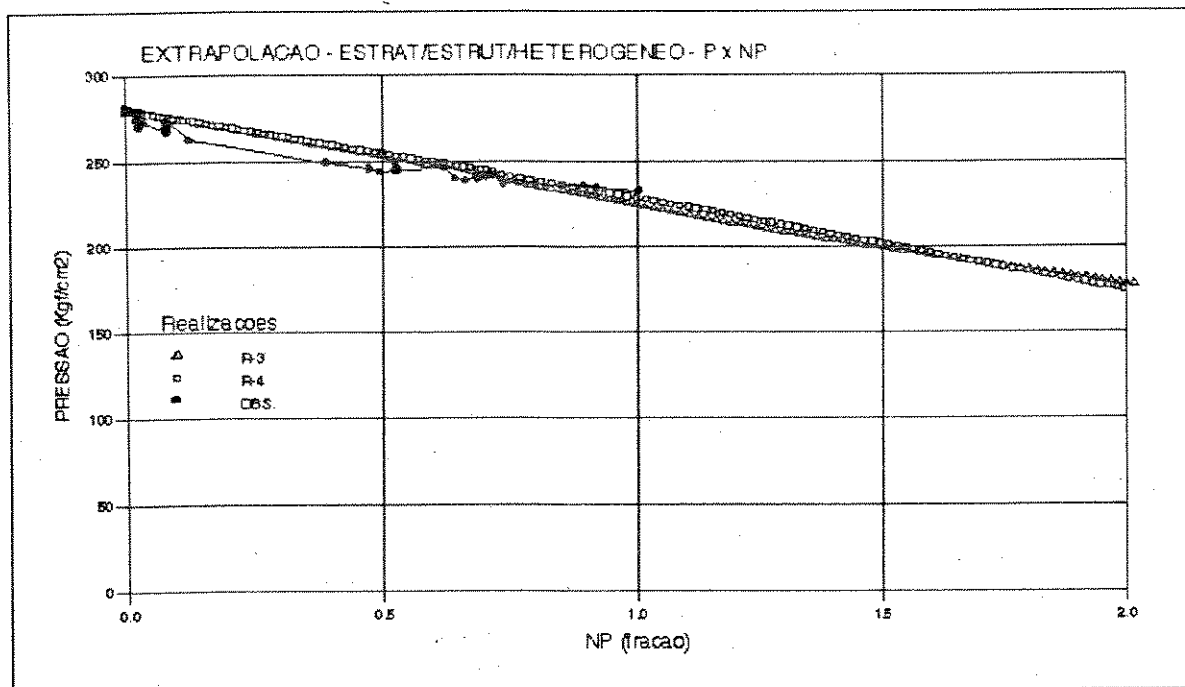


Fig.7.55 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Heterogêneo - Extrapolação

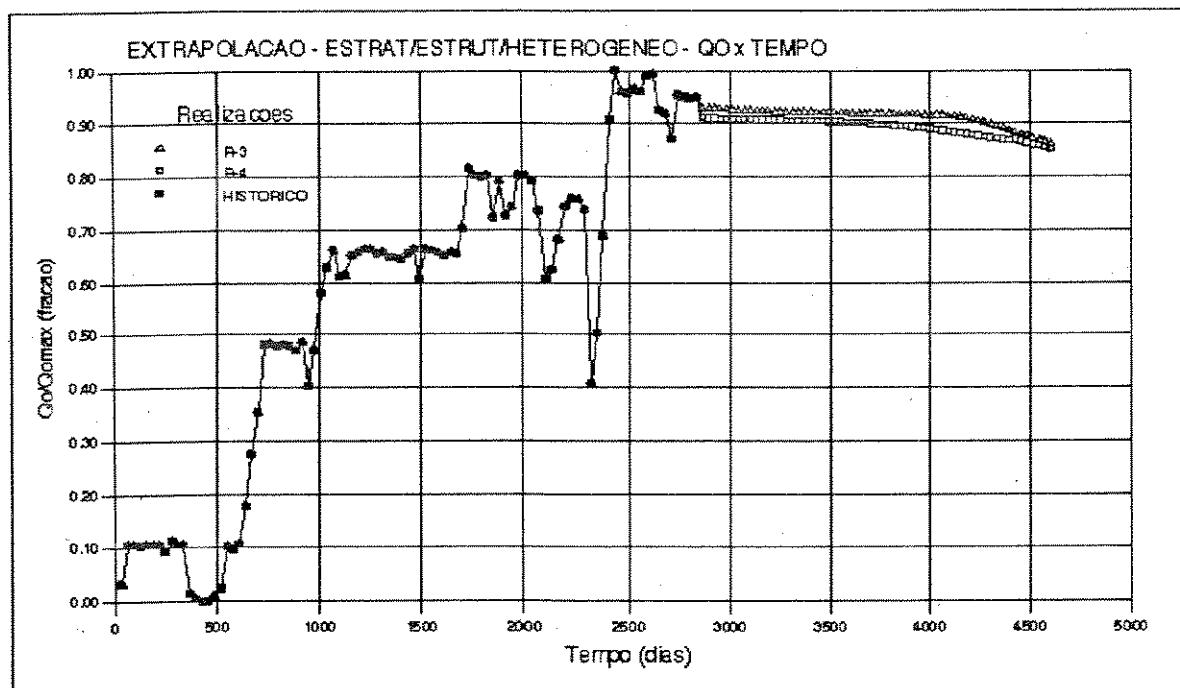


Fig.7.56 - Q_o/Q_{omax} x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural
Heterogêneo - Extrapolação

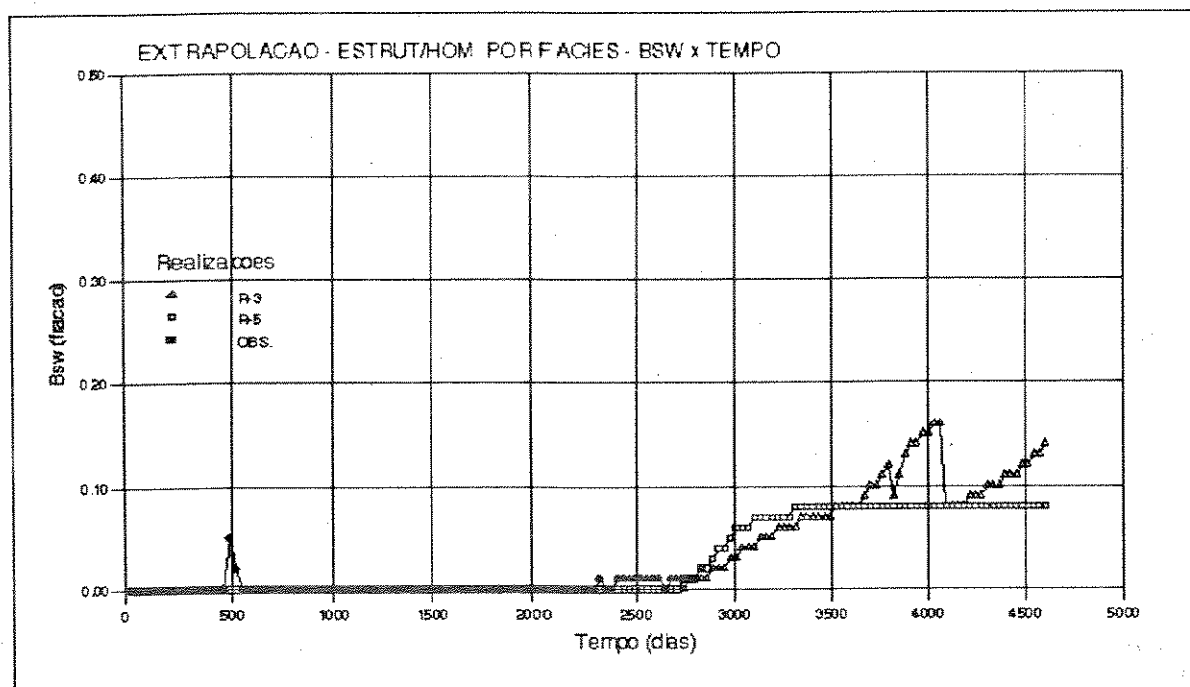


Fig.7.57 - Bsw x Tempo - Modelo estrutural Homogêneo por fácies - Extrapolação

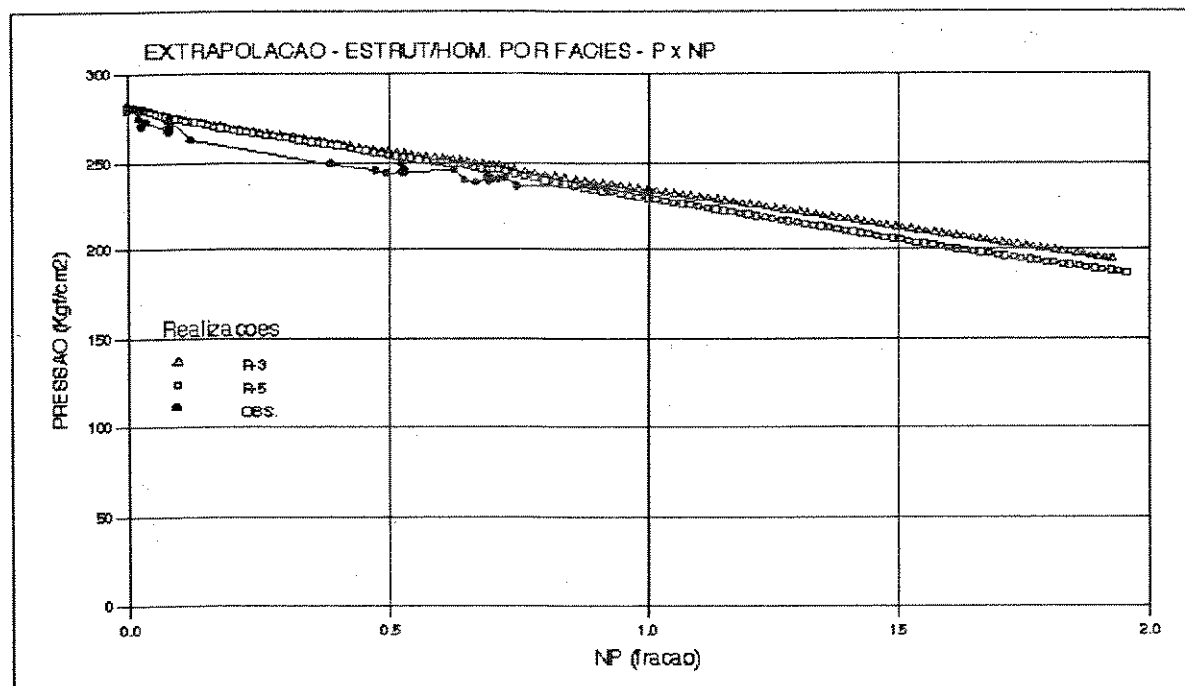


Fig.7.58 - P x NP - Modelo estrutural Homogêneo por fácies - Extrapolação

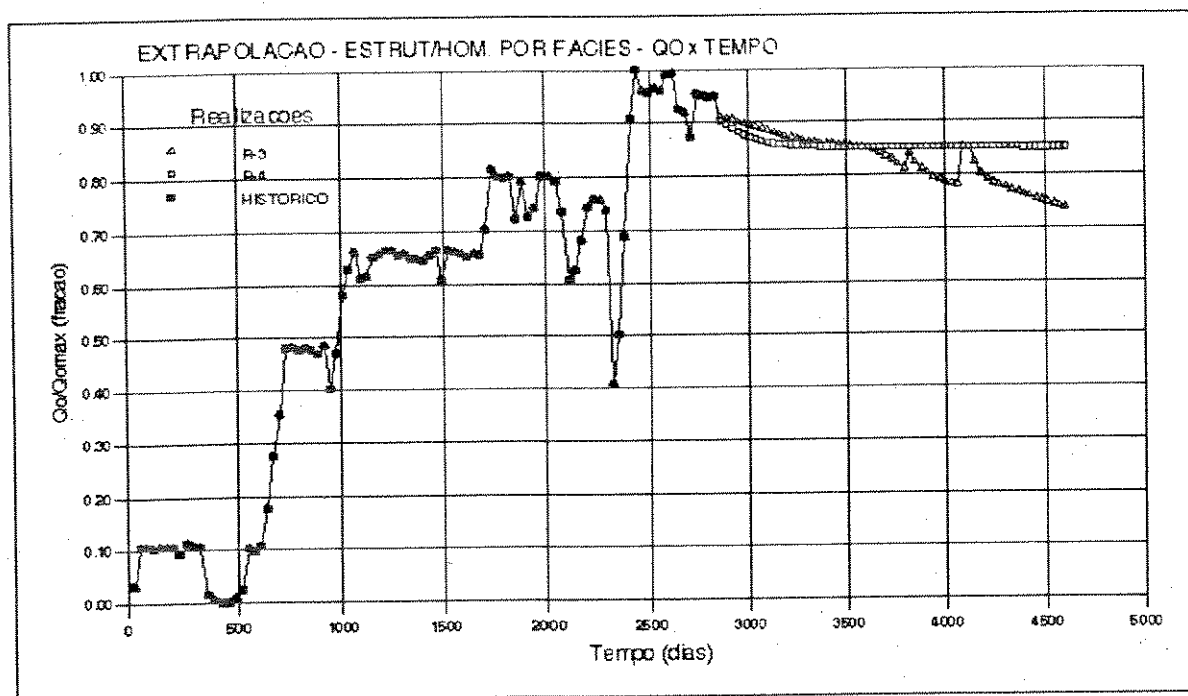


Fig.7.59 - Q_o/Q_{omax} x Tempo - Modelo estrutural Homogêneo por fácies - Extrapolação

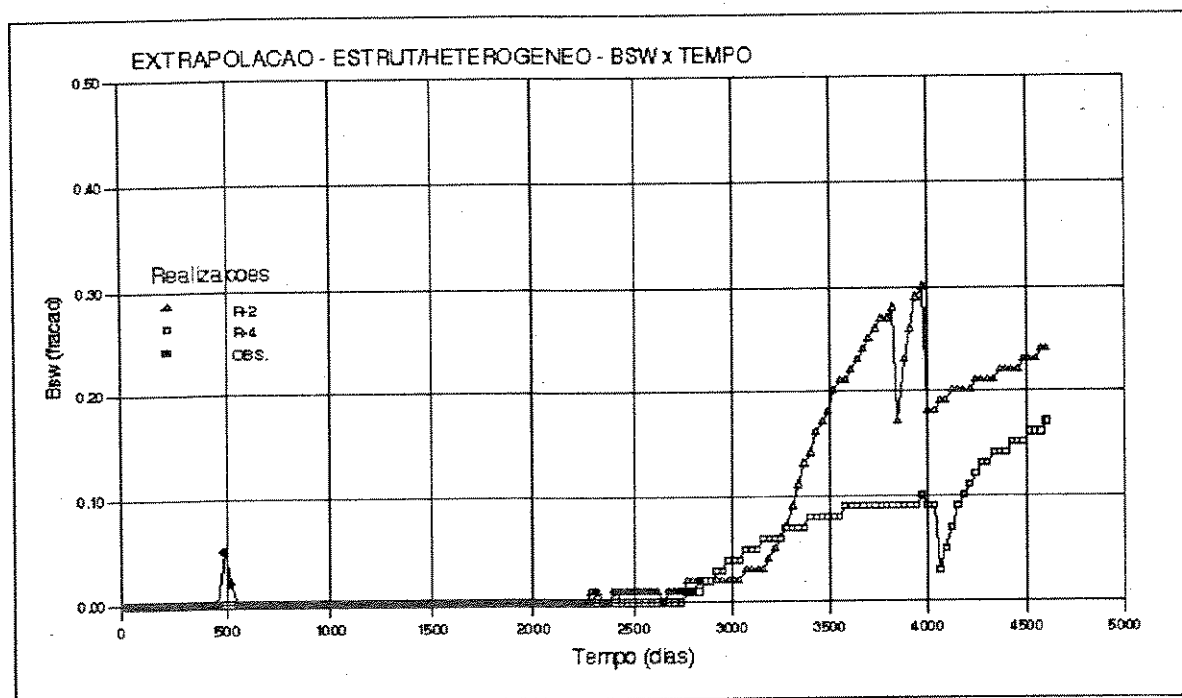


Fig.7.60 - Bsw x Tempo - Modelo estrutural Heterogêneo - Extrapolação

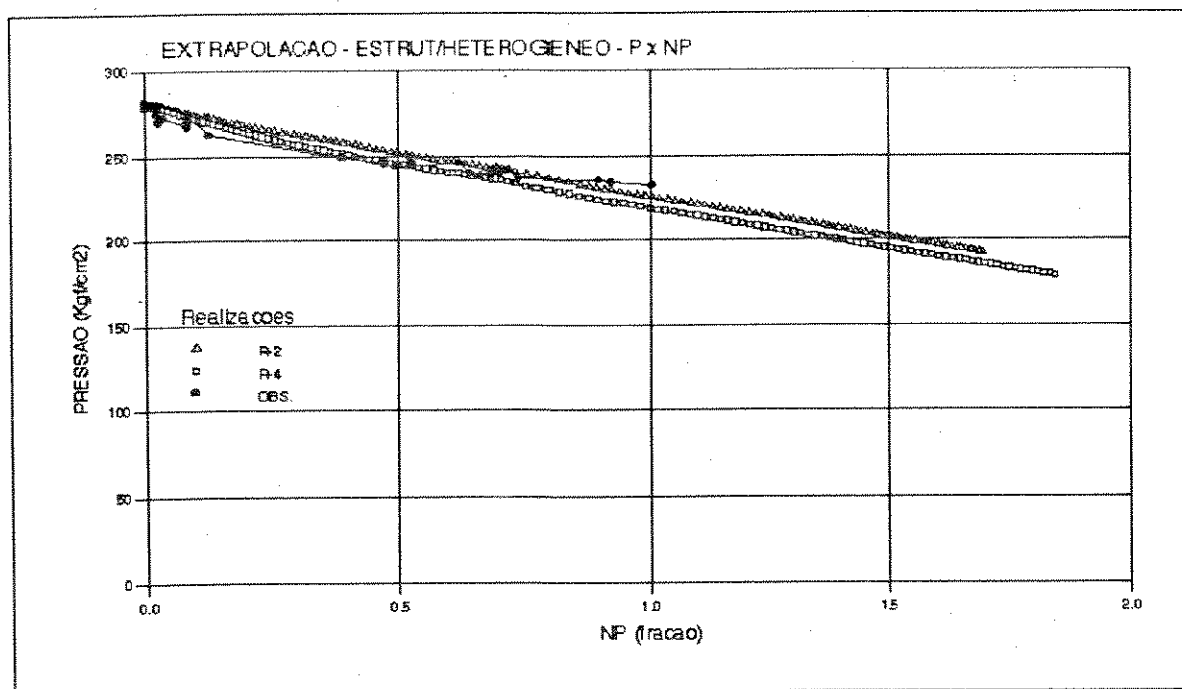


Fig.7.61 - P x NP - Modelo estrutural
Heterogêneo - Extrapolação

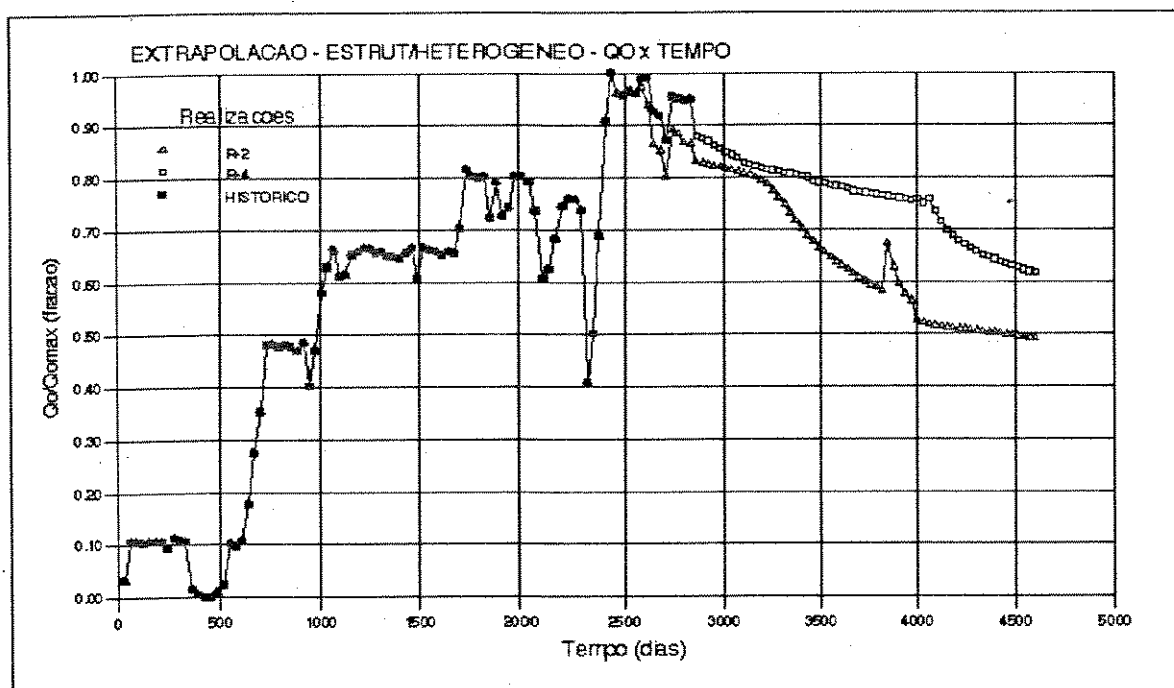


Fig.7.62 - Q_o/Q_{omax} x Tempo - Modelo estrutural
Heterogêneo - Extrapolação

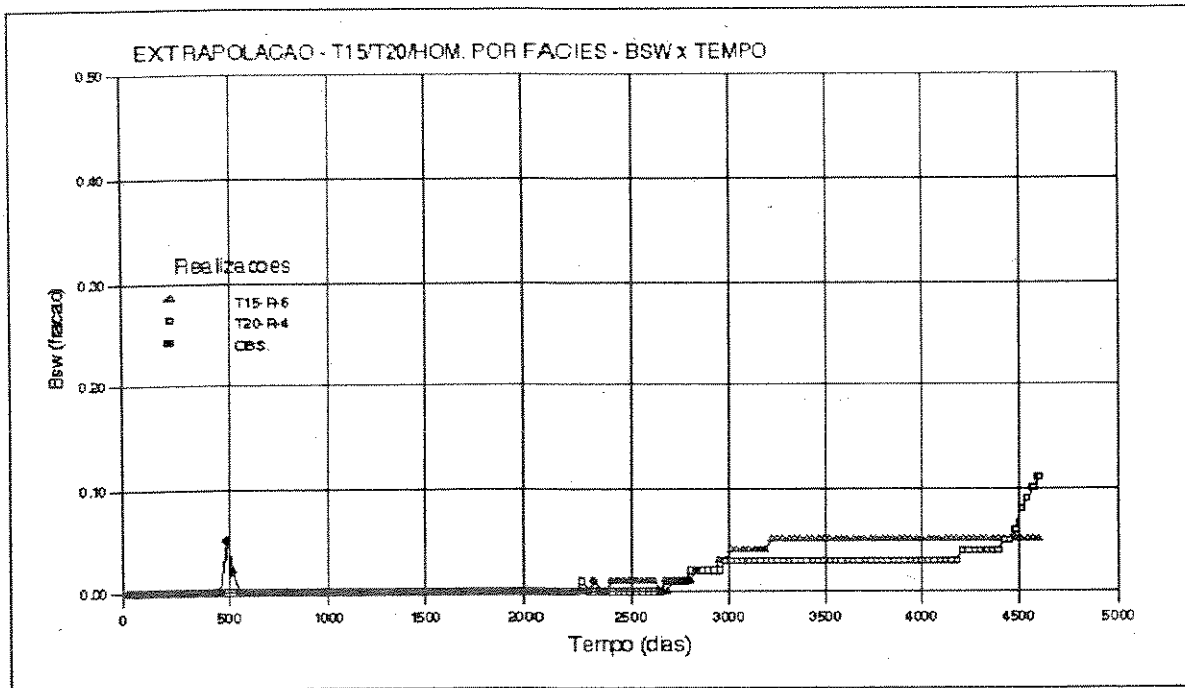


Fig.7.63 - Bsw x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural c/ restrição Homogêneo por fácies - Extrapolação

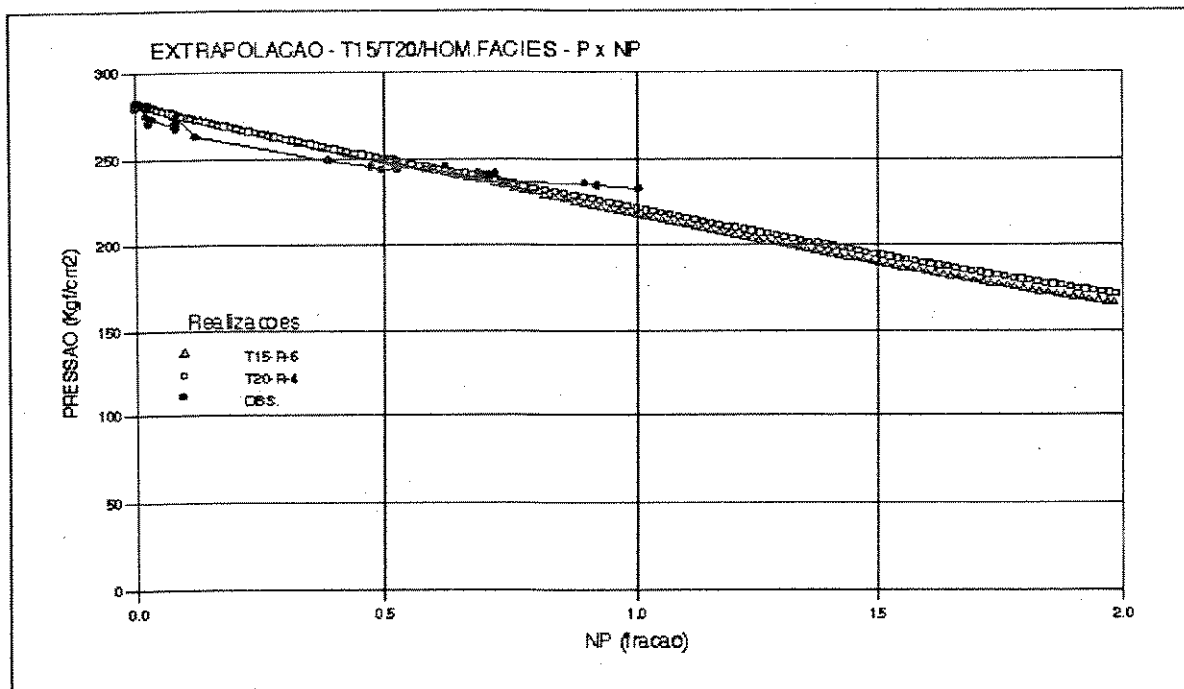


Fig.7.64 - P x NP - Modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição Homogêneo por fácies - Extrapolação

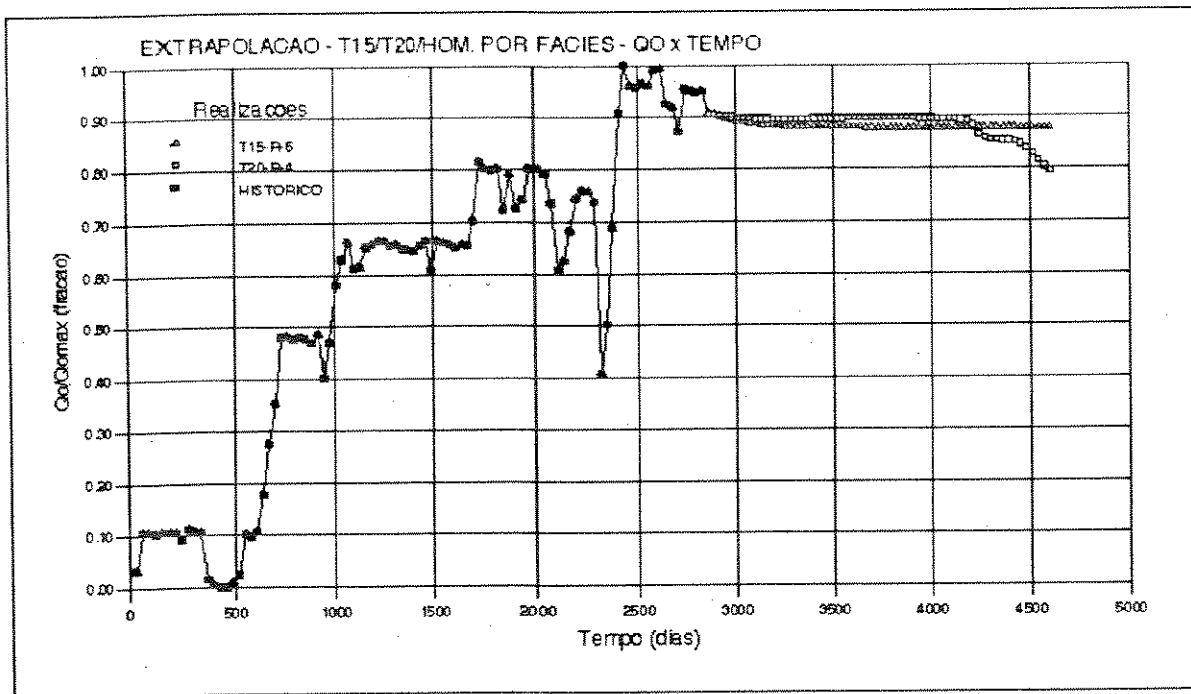


Fig.7.65 - Q_o/Q_{omax} x Tempo - Modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição Homôgeneo por fácies - Extrapolação

8 Conclusões

Investigou-se os impactos nos resultados de uma simulação de fluxo, decorrentes de quatro pontos de incerteza geológicas: as diferenças entre as realizações da simulação estocástica de fácies; as diferenças entre as realizações da modelagem das propriedades petrofísicas; as distorções impostas pela aplicação dos métodos para a transferência de escala; os tipos de modelos para a estruturação das camadas de simulação de fluxo.

Os maiores impactos devem-se ao tipo de modelo adotado para a estruturação das camadas de simulação de fluxo. O tipo de modelo determina configurações de fluxo distintas. O avanço de água é predominantemente lateral no modelo misto estratigráfico/estrutural e predominantemente vertical no modelo estrutural.

O modelo para a estruturação das camadas de simulação de fluxo corresponde à heterogeneidade geológica na megaescala e, apesar dos impactos observados, a incerteza sobre o tipo de modelo mais adequado é minimizada já que é definido pelo modelo geológico, em geral um modelo intermediário entre os dois modelos citados, que se constituem nos extremos possíveis. Exercícios com o modelo misto estratigráfico/estrutural com restrição, ratificam a afirmação de que o modelo mais adequado é um modelo intermediário entre os dois extremos.

As distorções observadas nos resultados da transferência de escala da

permeabilidade absoluta, constituem o fator que proporciona o segundo maior impacto nos resultados da simulação de fluxo. A reprodução das barreiras verticais, que correspondem a heterogeneidades na macro e meso escalas, pela utilização do algoritmo para manutenção das barreiras verticais, MBV, foi responsável pela diminuição dos níveis de BSW em 30% no modelo misto estratigráfico/estrutural, e em 40% no modelo estrutural.

Os impactos devidos às variações das dimensões das células demonstram que as variações dos valores de permeabilidade equivalente pela variação das dimensões das células, superam o efeito da dispersão numérica. Análises de sensibilidade à malha não são aplicáveis a estes modelos de simulação.

O deslocamentos dos intervalos canhoneados e o isolamento de células também ocorreram devido aos processos realizados na etapa de transferência de escala, e que demonstram que a estruturação das células deve ocorrer a partir dos topos do marco estratigráfico utilizado para a simulação estocástica.

A sugestão que se faz para a obtenção de melhores resultados na transferência de escala, é a implementação do algoritmo para a geração automática de malha de simulação de fluxo, proposto por Garcia, M. H. *et alii* (1992), com alterações (simplificações) que permitam a construção de malhas ortogonais. O algoritmo objetiva construir células de simulação de fluxo o mais homogêneas possíveis, que deve resultar em uma reprodução das heterogeneidades mais próxima da configuração espacial de fácies, resultante da simulação estocástica de fácies.

Os impactos nos resultados da simulação de fluxo, decorrentes das diferenças entre as realizações da simulação estocástica de fácies, foram investigados

nas simulações utilizando o modelo homogêneo por fácies. Com excessão do poço A2D, as diferenças são visualizadas pela gradação das curvas de BSW x Tempo, porém sem alterações na forma global das curvas. A gradação das curvas deve-se às variações dos valores de permeabilidade entre o contato óleo/água e os poços produtores, decorrente das variações das proporções de fácies nestas células. No poço A2D, as diferenças são maiores, ocorrendo desde curvas com BSW zero até curvas com níveis de BSW elevados, devido às mudanças de posicionamento das barreiras verticais próximas ao poço.

Os impactos nos resultados da simulação de fluxo decorrentes das diferenças entre as realizações da modelagem das propriedades petrofísicas foram investigados nas simulações utilizando o modelo heterogêneo. O modelo heterogêneo foi construído sob duas abordagens: sem variação da semente da simulação da porosidade, variando as realizações da simulação estocástica de fácies; com variação da semente da simulação da porosidade, fixando uma realização de fácies. Os resultados demonstram que o impacto devido à probabilização das propriedades petrofísicas é mínimo, e confirmam o maior impacto decorrente da variação da configuração espacial das fácies.

A probabilização das propriedades petrofísicas ao invés de conferir maior variabilidade entre as realizações, proporciona uma maior equivalência, já que os dados condicionantes de porosidade são os mesmos para todas as realizações, além de transições suaves proporcionadas pela simulação gaussiana sequencial da porosidade.

Também na modelagem das propriedades petrofísicas, cabe ressaltar o

impacto da utilização da altura do bloco geoestatístico ao invés de utilizar a espessura porosa. Isto provocou desvios nos volumes calculados da ordem de 15%. A utilização de um parâmetro de corte da porosidade também provocou desvios nos volumes da ordem de 10%, demonstrando a importância deste parâmetro.

Dentro do contexto da modelagem petrofísica, cabe ressaltar a importância da implementação da transferência de escala em fluxo bifásico óleo/água, que vai conferir menores incertezas sobre a permeabilidade relativa, além de permitir a probabilização também da saturação de água inicial, que deve proporcionar cálculos de volumes mais próximos ao que se obteria na escala geoestatística.

Referências Bibliográficas

ALABERT, F. G. : Constraining Description of Randomly Heterogeneous Reservoirs to Pressure Test Data: A Monte Carlo Study. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, SPE 307-321 (SPE paper 19600), 1989.

ALMEIDA, A. S. *et alii*: Generation of Stanford-1 Reservoirs - Phase-II, Joint Simulation of Petrophysical Properties. Stanford Center for Reservoir Forecasting - Report 5 - Stanford, 1992.

AMYX, J. W.; BASS Jr, D. R. & WHITTING, R. L.: Petroleum Reservoir Engineering - Physical Properties. New York, Mc Graw Hill Book Co. 1960.

AZIZ, K. & SETTARI, A.: Petroleum Reservoir Simulation. London, Applied Science Publisher. 416 p, 1979.

AZIZ, K.: Ten Golden Rules for Simulation Engineers. Journal of Petroleum Technology. p 1157, Nov. 1989.

- BALDISSERA, P.R.: **Modelagem Estocástica de Fácies para Caracterização da Distribuição Espacial das Heterogeneidades de Reservatório**. Dissertação de mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 200p, 1992.
- BERALDO, V. T.: **Estudo de Comportamento de Poço de Óleo com Aqüífero de Fundo, utilizando Modelagem Estocástica com Base em Afloramentos**. Dissertação de mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 116p, 1992.
- BONET,L.: **Cálculo de propriedades equivalentes para simulação de reservatórios heterogêneos**. Relatório Interno. Petrobrás, Cenpes, Rio de Janeiro, 53p,1992.
- BURDINE, N. T.: **Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data**. TRANS AIME 198 ,71-78, 1953.
- CRUZ, P. S.: **Análise Crítica dos Métodos de Mudança de Escala Associados à Simulação de Reservatórios**. Dissertação de mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 141p, 1991.
- DAMSLETH, E. *et alii*: **A Two Stage Stochastic Model Applied to a North Sea Reservoir**.In: ANNUAL THECNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, SPE 791-802 (SPE paper 20605), 1990.

DESBARATS, A. J. : Numerical Estimation of Effective Permeability in Sand-shale Formations. WATER RESOURCES RES., 23(2), 273-286, 1987.

DEUTSCH, C. V. & JOURNAL, A. G. : GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. Oxford University Press, New York, 338 p, 1992.

FERREIRA, A. A.: Notas sobre Modelagem Numérica de Reservatórios. Apostila, Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 46p, 1992.

GARCIA, M. H. *et alii* : Automatic Grid Generation for Modeling Reservoir Heterogeneities. SPE Reservoir Engineering, 278-284, May, 1992.

GÓMEZ-HERNANDEZ, J. J. & JOURNAL, A. G. : Stochastic Characterization of Grid-Block Permeabilities: from Point Values to Block Tensor.In: 2nd EUROPEAN CONFERENCE ON THE MATHEMATICS OF OIL RECOVERY, 83-90, Paris, 1990.

GUÉRRILLOT, D. R. *et alii*: 3D Fluid Behavior in Heterogeneous Porous Media Characterized by Geostatistical Method.In: LATIN AMERICAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, SPE 1-8 (SPE paper 21081),Rio de Janeiro, 1990.

ISAAKS, E. H. & SRIVASTAVA, R. M. : **Applied Geostatistics**. Oxford University Press, New York, 561p., 1989.

KASAP, E.: **Analytic Methods to Calculate an Effective Permeability Tensor and Pseudo Relative Permeabilities for Cross-Bedded Flow Units**. Phd. Dissertation, University of Texas, Austin, 1990.

KYTE, J. R. & BERRY, D. W.: **New Pseudo Functions to Control Numerical Dispersion**. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, (SPE paper 5105), 1975.

LE LOC'H, G.: **An Efficient Strategy for Combining the Permeabilities: Practical Application on a Simulated Reservoir**. In: GEOSTATISTICS, Vol.2, 557-568, Kluwer Academic Publishers, 1989.

MATTAX, C.C. & DALTON, R. L. : **Reservoir Simulation**. Richardson, Society of Petroleum Engineers Monograph Series. 173p, 1990.

MOSES, P. L.: **Engineering Application of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems**. JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, 715-723, 1986

ROMEY, R. K. : Calcul des Proprietes Equivalentes pour la Simulation des Reservoirs Heterogenes: Approche Pratique. Paris, IFP. 77p, 1991.

SALERI, N.G.: Engineering Control in Reservoir Simulation - Part I. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, SPE 421-435 (SPE paper 18305), 1988.

SALERI, N.G.: Engineering Control in Reservoir Simulation - Part II. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, SPE 93-121 (SPE 17937), 1989.

STONE, H. L.: Rigorous Black Oil Pseudo Functions. Presented at the 11th SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, Anaheim, 17-20 (SPE paper 21207), 1991.

TOLEDO, J. P.: Caracterização Geoestatística em Simuladores Numéricos de Reservatórios. Dissertação de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 117p, 1990.

WEBER, K. J.: How Heterogeneity Affects Oil Recovery. In: LAKE L.W. & CARROLL JR, H. B. ed. Reservoir characterization, San Diego, Academic Press, Inc.. p 487-544, 1986.

ANEXO 1

Esperança Condicional

Considere uma distribuição bivariada normal de duas variáveis aleatórias, X e Y.

A função densidade bivariada normal é:

$$f(x, y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_x\sigma_y\sqrt{1-\rho^2}} e^{-\frac{1}{2(1-\rho^2)}\left[\left(\frac{x-m_x}{\sigma_x}\right)^2 - 2\rho\frac{(x-m_x)(y-m_y)}{\sigma_x\sigma_y} + \left(\frac{y-m_y}{\sigma_y}\right)^2\right]}$$

onde: m_x = média de X

m_y = media de Y

σ_x = desvio padrão de X

σ_y = desvio padrão de Y

ρ = coeficiente de correlação entre X e Y

E, a função $f(x)$ é:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_x} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-m_x}{\sigma_x}\right)^2}$$

A distribuição condicional de Y , dado $X=x$ é também normal dada

por:

$$f(y|x) = \frac{f(x, y)}{f(x)}$$

$$f(y|x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sqrt{1-\rho^2}\sigma_y} e^{-\frac{1}{2(1-\rho^2)\sigma_y^2}\left[y - \left(m_y + \rho \frac{\sigma_y}{\sigma_x}(x - m_x)\right)\right]^2}$$

A esperança condicional é dada por:

$$E[Y|X=x] = m_y + \rho \frac{\sigma_y}{\sigma_x}(x - m_x)$$

E a variância condicional é dada por:

$$V_{COND} = (1 - \rho^2) \sigma_y^2$$

Note que a variância condicional não depende de $X=x$ (modelo homocedástico) e que a esperança condicional é linear.