

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

**MODELAGEM ESTOCÁSTICA EM DOIS ESTÁGIOS
APLICADA À ZONA II, CAMPO DE RIO DO BU,
BACIA DO RECÔNCAVO**

Luiz Ferradans Mato

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Este exemplar corresponde à
redação final da tese, lida
por **LUIZ FERRADANS MATO**
e aprovada pelo orientador
em 19/12/94


ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

M427m

23861/BC

DEZEMBRO - 1994

M427m

Mato, Luiz Ferradans

Modelagem estocástica em dois estágios
aplicada à Zona II, Campo de Rio do Bu, Bacia do
Recôncavo / Luiz Ferradans Mato. -
Campinas[SP:s.n.], 1994.

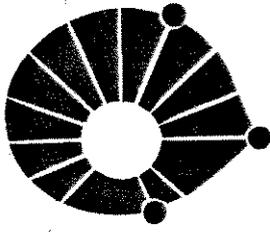
155 f.

Orientador: Aramando Zaupa Remacre

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual
de Campinas, Instituto de Geociências.

1. Reservatórios. 2. Métodos Geoestatísticos.
3. Geologia de Reservatórios. 4. Modelagem
Estocástica. 5. Métodos de simulação.

CDD - 627.86



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

**MODELAGEM ESTOCÁSTICA EM DOIS ESTÁGIOS
APLICADA À ZONA II, CAMPO DE RIO DO BU,
BACIA DO RECÔNCAVO**

Luiz Ferradans Mato

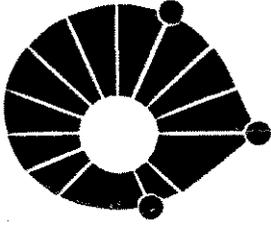
Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geoengenharia de Reservatórios.

Orientador: Armando Zaupa Remacre - UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO - 1994





UNICAMP

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: MODELAGEM ESTOCÁSTICA EM DOIS ESTÁGIOS
APLICADA À ZONA II, CAMPO DE RIO DO BU,
BACIA DO RECÔNCAVO**

AUTOR: Luiz Ferradans Mato

ORIENTADOR: Armando Zaupa Remacre

COMISSÃO EXAMINADORA

PRESIDENTE:

Armando Zaupa Remacre, Dr. Ing.

EXAMINADORES:

Alberto Sampaio Almeida, Ph. D.

Carlos Henrique Lima Bruhn, Ph. D.

CAMPINAS, 19 DE DEZEMBRO DE 1994

Para meus pais,
Manuel e Carmen

"Todas as teorias são legítimas e nenhuma tem importância. O que importa é o que se faz com elas."

Jorge Luis Borges

AGRADECIMENTOS

A Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRÁS por ter fornecido o conjunto de dados, o que viabilizou a realização desta dissertação.

Ao professor e orientador Armando Zaupa Remacre pela confiança transmitida durante a execução deste trabalho.

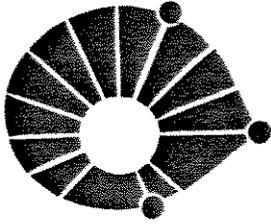
Ao geólogo Marcelo Costa Monteiro pelo apoio na área computacional.

Ao geólogo Flávio Miranda de Oliveira pelo reprocessamento dos perfis.

Aos engenheiros Euclides Bonet e André Rabinovitz e ao geólogo Edson Meneses Sousa pelos comentários oportunos e sugestões, que muito contribuíram para o aprimoramento do texto.

A Fátima Santa Rosa pela leitura crítica do texto final.

A todos os colegas do curso, e em especial a Marcelo e Corá, pelo fantástico clima de amizade que reinou ao longo destes dois últimos anos.



UNICAMP

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

RESUMO

**MODELAGEM ESTOCÁSTICA EM DOIS ESTÁGIOS APLICADA À ZONA II,
CAMPO DE RIO DO BU, BACIA DO RECÔNCAVO**

Luiz Ferradans Mato

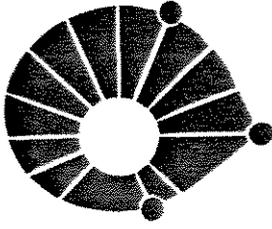
O presente estudo constitui um passo natural no contínuo esforço para expressar quantitativamente e de forma integrada o conhecimento geológico. Isto permitirá compreender melhor o comportamento de produção dos reservatórios de hidrocarbonetos. Para tanto, utiliza-se a abordagem baseada na modelagem estocástica, pois ela permite descrever as incertezas em termos de distribuições de probabilidades e constitui uma ferramenta matemática flexível.

Antecedendo a obtenção dos elementos básicos do arcabouço estocástico realiza-se uma análise detalhada do contexto geológico no qual a zona II está inserida. Enfatiza-se a caracterização do sistema deposicional visando obter a melhor reprodução das relações espaciais existentes na época da deposição dos sedimentos.

O estudo geológico constitui a base para a modelagem geoestatística. Esta modelagem foi realizada em duas etapas. Inicialmente efetuou-se a simulação condicional da geometria do reservatório (sucessões de fácies-eletrofácies) e, posteriormente, procedeu-se a simulação condicional das propriedades petrofísicas no interior destas geometrias. Na primeira etapa as realizações foram geradas utilizando-se o algoritmo de simulação sequencial das componentes principais, enquanto que na segunda elas foram obtidas com o algoritmo de simulação sequencial gaussiano.

Finalizando avalia-se o impacto das incertezas relacionadas à distribuição espacial das sucessões de fácies, bem como aquelas relacionadas às das propriedades petrofísicas submetendo-se diversas realizações a um simulador de fluxo.

Selecionou-se a zona de produção II do Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo, como alvo a ser analisado. Esta unidade é constituída por arenitos reservatório resultantes da superposição e coalescência de leques turbidíticos inseridos na Formação Candeias/Membro Gomo (Cretáceo Inferior).



UNICAMP

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ABSTRACT

**STOCHASTIC MODELLING IN TWO STAGES APPLIED TO PRODUCTION ZONE II,
RIO DO BU OIL FIELD, RECÔNCAVO BASIN**

Luiz Ferradans Mato

The present study is a natural step in the continuous effort to express the reservoir geological knowledge in a quantitative and integrated way. This will facilitate to understand the hydrocarbon reservoir production behaviour. The stochastic modelling approach is used because the geological uncertainties can be described as probabilities distributions. Furthermore, this approach is a flexible mathematical tool.

Before getting the basic elements of the stochastic framework a detailed geological analysis of the production zone II has been carried out. It is emphasized the depositional system characterization in order to allow the correct reproduction of the spatial relations at the time of sediments deposition.

The geological study provides the bases to the geostatistical modelling. The modelling was done in two stages. The conditional simulation of the reservoir geometry - the large-scale heterogeneities (sedimentary facies-eletrofacies), was performed in the first step. Afterwards, the petrophysical properties (porosity and permeability) were modeled within each eletrofacies. At stage one the realizations were generated using the Indicator Principal Components algorithm, and at stage two they were generated using the sequential Gaussian simulation algorithm.

Finally, flow simulations were carried out to evaluate the impact of the uncertainties related to the spatial distribution of the eletrofacies and petrophysical properties. Several geostatistical realizations were input into a flow simulator so that a range of performance values could be established. This procedure allowed to assess the spatial uncertainties on reservoir performance.

The production zone II of the Rio do Bu oil field, Reconcavo Basin, was selected as the target to be studied. This siliciclastic unit lie in the Gomo Member of the Candeias Formation (Lower Cretaceous). The vertical sucessions found in the sandstones are indicative of a turbidite fan system characterized by a record of non-channelized lobes, at times overlain by distributary channels.

SUMÁRIO

RESUMO	iv
ABSTRACT	v
SUMÁRIO	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xiii
1 INTRODUÇÃO	1
2 METODOLOGIA	6
2.1 Revisão bibliográfica e contexto geológico	6
2.2 Tratamento dos dados	7
2.2.1 Poços testemunhados	7
2.2.2 Correlação rocha-perfil	8
2.2.3 Arquivo base	8
2.3 Modelagem estocástica condicional	9
2.3.1 Eletrofácies	9
2.3.2 Porosidade	10
2.4 Simulação de Fluxo	11
2.5 Recursos computacionais	11
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	12
3.1 Tipos de modelos estocásticos	13
3.1.1 Modelos discretos	14
3.1.1.1 Fenômeno casual	15
3.1.1.2 Fenômeno em mosaico	16
3.1.2 Modelos contínuos	20

3.1.3 Modelos híbridos	23
3.2 Simulação condicional	23
3.2.1 Simulação seqüencial	24
3.2.1.1 Simulação seqüencial gaussiana	26
3.2.1.2 Simulação seqüencial da indicadora	27
3.2.1.3 Aspectos positivos e negativos	28
4 CONTEXTO GEOLÓGICO	30
4.1 Compartimento Nordeste e Formação Candeias	30
4.2 Campo de Rio do Bu	32
4.3 Modelo deposicional	35
4.3.1 Litofácies	35
4.3.2 Sucessões de litofácies	41
4.3.3 Sistema deposicional	44
4.4 Petrografia	45
4.4.1 Textura e composição	46
4.4.2 Cimentos e evolução diagenética	47
4.5 Petrofísica-sistema poroso e permeabilidades	49
5 REQUISITOS PARA A MODELAGEM QUANTITATIVA	52
5.1 Eletrofácies	52
5.1.1 Determinação das eletrofácies	53
5.1.2 Análise discriminante	55
5.2 Níveis de heterogeneidade	58
5.3 Relações espaciais	60
5.3.1 <i>Datum</i> cronoestratigráfico	60
5.3.2 Suporte vertical	61

5.3.3 Mapas	62
5.3.4 Curvas de proporção	64
5.3.5 Análise variográfica	66
5.3.5.1 Variografia direta das indicadoras	67
5.3.5.2 Variografia cruzada das indicadoras	71
6 MODELAGEM DAS ELETROFÁCIES	76
6.1 A simulação das eletrofácies	77
6.1.1 Escolha do algoritmo	77
6.1.2 As componentes principais indicadoras	78
6.1.3 Variografia das componentes principais indicadoras	81
6.1.4 Malha de simulação	83
6.2 Simulações condicionais - IPCSIM	84
6.2.1 Resultados obtidos	84
6.2.1.1 Variografia das realizações	86
6.2.1.2 Simulações condicionais -SISIMPDF	90
6.2.2 Visualização das imagens	92
7 MODELAGEM DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS	98
7.1 Porosidade	98
7.1.1 Malha de simulação	101
7.1.2 Simulações 3D	101
7.1.3 Variografia	103
7.1.4 Resultados obtidos	105
7.2 Permeabilidade	113
7.3 Credibilidade dos algoritmos	118

8 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO	120
8.1 Diretrizes básicas	122
8.2 Malha da simulação de fluxo	122
8.3 Tratamento dos dados	123
8.3.1 Porosidade e permeabilidade	124
8.3.2 Propriedades do óleo	127
8.3.3 Propriedades da água	128
8.3.4 Pressão capilar e permeabilidade relativa	129
8.4 Modelos elaborados	130
8.5 Resultados obtidos	132
8.5.1 Outras hipóteses de produção	138
9 CONCLUSÕES	141
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	145

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 - Mapa de localização da área em estudo	31
Figura 4.2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo	32
Figura 4.3 - Mapa estrutural ao nível do Topo do Marco 54	33
Figura 4.4 - Seção geológica	34
Figura 4.5 - Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-06-BA	36
Figura 4.6 - Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-16-BA	37
Figura 4.7 - Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-34-BA	38
Figura 4.8 - Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-37-BA	40
Figura 4.9 - Representação esquemática das sucessões verticais	42
Figura 4.10 - Bloco diagrama esquemático: modelo deposicional	45
Figura 4.11 - Classificação composicional dos arenitos	46
Figura 4.12 - Histograma dos valores de porosidade(A) e permeabilidade(B)	49
Figura 4.13 - Relações de porosidade <i>versus</i> permeabilidade horizontal (A) e permeabilidade horizontal <i>versus</i> permeabilidade vertical (B)	51
Figura 5.1 - Comparações entre as quatro sucessões de fácies	54
Figura 5.2 - Seção estratigráfica NE-SW	61
Figura 5.3 - Mapas de isópaca total da zona II (A); percentagem das eletrofácies 1 (B), 2 (C) e 3 (D)	63
Figura 5.4 - Curvas de proporção vertical e horizontais	65
Figura 5.5 - Semivariogramas horizontais e verticais das indicadoras	70
Figura 5.6 - Probabilidade condicional de vizinhança na vertical	73
Figura 5.7 - Probabilidade condicional de vizinhança na horizontal	74
Figura 6.1 - Semivariogramas cruzados entre as componentes principais	81
Figura 6.2 - Semivariogramas das componentes principais 1 e 2	82
Figura 6.3 - Curva de proporção vertical (simulação)	86

Figura 6.4 - Comparação entre os semivariogramas diretos experimentais e os obtidos a partir das simulações (IPCSIM), para as eletrofácies 1 e 2	88
Figura 6.5 - Comparação entre os semivariogramas diretos experimentais e os obtidos a partir das simulações (IPCSIM), para a eletrofácies 3	89
Figura 6.6 - Comparação entre os semivariogramas diretos experimentais e os obtidos a partir das simulações (SISIMPDF), para a eletrofácies 1	91
Figura 6.7 - Seções estratigráficas SW-NE	94
Figura 6.8 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica 5 m, mostrando a distribuição das eletrofácies (simulação)	95
Figura 6.9 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica 5 m, mostrando a distribuição das eletrofácies (simulação)	96
Figura 7.1 - Histogramas da variável porosidade (total e por eletrofácies) . .	99
Figura 7.2 - Modelos variográficos ajustados aos dados transformados de porosidade para as eletrofácies 1 e 2	104
Figura 7.3 - Modelos variográficos ajustados aos dados transformados de porosidade sem considerar a eletrofácies subjacente	104
Figura 7.4 - Histogramas dos valores de porosidade simulados, eletrofácies 1 e 2 (uma realização)	105
Figura 7.5 - Histogramas dos valores de porosidade simulados, (com e sem eletrofácies subjacente), para uma realização	107
Figura 7.6 - Comparação entre os semivariogramas diretos experimentais da porosidade e aqueles calculados a partir das realizações (Com e sem eletrofácies subjacente)	109
Figura 7.7 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica 5 m, mostrando os valores de porosidade simulados (caso com eletrofácies subjacente)	110

Figura 7.8 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica 5 m, mostrando os valores de porosidade simulados (caso com eletrofácies subjacente)	111
Figura 7.9 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica 5 m, mostrando os valores de porosidade simulados (caso sem eletrofácies subjacente)	112
Figura 7.10 - Relações de porosidade <i>versus</i> permeabilidade para as eletrofácies 1 (A) e 2 (B)	114
Figura 7.11 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica 5 m, mostrando os valores de permeabilidade (caso com eletrofácies subjacente)	115
Figura 7.12 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica 5 m, mostrando os valores de permeabilidade (caso sem eletrofácies subjacente)	116
Figura 7.13 - Histogramas globais do valores de permeabilidade (com e sem eletrofácies subjacente)	117
Figura 8.1 - Malha horizontal da simulação de fluxo	123
Figura 8.2 - Relações de porosidade <i>versus</i> permeabilidade horizontal (A) e permeabilidade horizontal <i>versus</i> permeabilidade vertical (B)	126
Figura 8.3 - Curva de fator volume de formação do óleo	127
Figura 8.4 - Curva de razão de solubilidade	127
Figura 8.5 - Curva de viscosidade	128
Figura 8.6 - Curva de pressão capilar	130
Figura 8.7 - Curva de permeabilidade relativa	130
Figura 8.8 - Gráficos de produção acumulada <i>versus</i> volume poroso injetado	133
Figura 8.9 - Gráficos de fator de recuperação <i>versus</i> volume poroso injetado	134
Figura 8.10 - Gráficos de Bsw <i>versus</i> volume poroso injetado	135
Figura 8.11 - Gráficos de Bsw <i>versus</i> fator de recuperação	136
Figura 8.12 - Gráficos mostrando o comportamento de produção da mesma imagem quando submetida a diferentes regimes de produção	140

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Análise modal dos arenitos da zona II	47
Tabela 4.2 - Dados petrofísicos	50
Tabela 5.1 - Análise discriminante - taxa de erro aparente	58
Tabela 5.2 - Análise discriminante - índice de acerto total	58
Tabela 6.1 - Comparação entre as proporções globais das eletrofácies dos dados condicionantes e o resultado de 22 realizações	85
Tabela 6.2 - Comparação entre as eletrofácies existentes ao longo de três poços e as resultantes das simulações	97
Tabela 7.1 - Comparação entre os dados de entrada, por eletrofácies, e os resultantes de 22 simulações da porosidade	106
Tabela 7.2 - Comparação entre os dados de entrada e os resultados das simulações da porosidade (com e sem eletrofácies subjacente) .	107
Tabela 7.3 - Equações de regressão linear	114
Tabela 8.1 - Valores médios de porosidade e permeabilidade	125
Tabela 8.2 - Equações de regressão linear	126

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A existência de um grande número de reservatórios de hidrocarbonetos em avançado estágio de produção, mas que ainda contêm um significativo volume de óleo remanescente, tem sido a principal motivação para a aplicação de metodologias cada vez mais aprimoradas, as quais visam fornecer subsídios para a otimização da produção de hidrocarbonetos.

Entretanto, o grau de sucesso na exploração de hidrocarbonetos depende, sem dúvida, do nível de conhecimento geológico dos reservatórios. Portanto são necessários estudos que possibilitem a caracterização das heterogeneidades presentes nos reservatórios, uma vez que são elas que controlam de forma efetiva o fluxo de fluidos no meio poroso. As heterogeneidades podem ser ordenadas, em escala crescente, desde a microescala até a gigaescala.

Nos últimos anos tem-se observado uma tendência crescente na elaboração de modelos geológicos quantitativos. Considerando que o grau de precisão das informações disponíveis sobre o reservatório abrange situações em que se dispõe do conhecimento exato, por exemplo nos poços. Assim como aquelas baseadas somente nas interpretações geológicas, e que para se obter uma descrição ótima do reservatório será feito uso intensivo de computadores torna-se necessária a existência de modelos matemáticos para o reservatório.

Adequam-se bem a este tipo de abordagem os modelos estocásticos por permitirem descrever as incertezas em termos de distribuições de probabilidades e simultaneamente constituírem uma ferramenta matemática flexível que permite quantificar as incertezas e explicar as variações de precisão e inconsistência dos

dados. Haldorsen & Damsleth (1990) fornecem uma boa visão geral sobre modelagem estocástica de reservatórios de hidrocarbonetos.

Uma vez que as decisões relativas ao gerenciamento das jazidas de hidrocarbonetos são geralmente tomadas dentro de um quadro de consideráveis incertezas no que se refere às características geológicas do reservatório, a utilização da modelagem estocástica e simulação de reservatórios pode ser vista como uma forma de obter maiores subsídios para a tomada de decisões pelas seguintes razões (Omre *et alii*, 1988, Omre *et alii*, 1990a): (1) as heterogeneidades inerentes ao reservatório podem ser reproduzidas em cada realização, conseqüentemente incrementa-se a acurácia na predição do potencial de produção; (2) pode-se gerar um conjunto de realizações, as quais honram todos os dados disponíveis. Submetendo-se este conjunto de realizações a um simulador de fluxo obtém-se o respectivo conjunto de perfis de produção, o que possibilitará avaliar o impacto das incertezas geológicas no comportamento do fluxo no meio poroso.

Inserida neste contexto, a presente dissertação é um passo natural no contínuo esforço para expressar quantitativamente e de forma integrada o conhecimento geológico, visando melhores resultados na compreensão do comportamento de produção de um reservatório. Para se atingir tal objetivo tenta-se obter os elementos básicos de um arcabouço estocástico o qual possibilitará a efetiva transferência das descrições geológicas para equivalentes numéricos.

Selecionou-se a zona de produção II do Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo como alvo a ser analisado nesta dissertação. Trata-se de um reservatório siliciclástico turbidítico cujos estudos geológicos e de engenharia de reservatórios encontram-se publicados (Mato & Sousa, 1988; Sousa & Mato, 1988; Sousa *et alii*, 1992; Rabinovitz *et alii*, 1992).

A complexidade da arquitetura deste reservatório decorre das variações e interações de uma sedimentação relacionada a fluxos gravitacionais subaquosos em

ambiente lacustre. As sucessões de litofácies descritas apontam para um modelo de leques turbidíticos caracterizado pelo registro de lobos não canalizados (DLSSL) sobre os quais encontram-se implantados, ou não, canais distributários (DCSL). Em direção às bordas dos leques desenvolve-se, transicionalmente, a zona de franja (DLE). Estes leques turbidíticos originados por correntes sucessivas formam depósitos arenosos envoltos em folhelhos (DPB).

O arranjo tridimensional do conjunto de sucessões de litofácies resultante deste padrão de sedimentação influencia sobremaneira a qualidade e produtividade do reservatório como um todo. Isto porque os arenitos inclusos nas sucessões de fácies DCSL e DLSSL, os quais apresentam melhores características permoporosas encontram-se intercalados com as sucessões de fácies DLE e DPB, as quais constituem camadas com baixas permeabilidades, quando não impermeáveis.

Haldorsen & Chang (1986) salientam que a presença de intercalações de camadas com baixas permeabilidades, ou impermeáveis, dispersas num corpo arenoso constitui a fonte de heterogeneidade dominante em reservatórios siliciclásticos. Além disso, as variações permoporosas existentes nos arenitos influenciam na movimentação de fluidos no reservatório.

Para efetivamente obter-se a caracterização do reservatório, abrangendo os aspectos citados no parágrafo anterior, será realizada uma modelagem geoestatística em duas etapas (Alabert & Massonnat, 1990; Haldorsen & Damsleth, 1990; Baldissera, 1992; Paraizo, 1993). Inicialmente realiza-se a modelagem da geometria do reservatório (sucessões de fácies) e, posteriormente, são modeladas as propriedades petrofísicas no interior das sucessões de fácies.

Damsleth *et alii* (1990) enfatizam que esta abordagem em duas etapas permite gerar, de forma efetiva, várias realizações geologicamente plausíveis do reservatório em estudo. A primeira fase preserva a arquitetura geológica, enquanto que a segunda fornece a variabilidade de pequena escala nas propriedades das

rochas. Em ambas as fases, os modelos estocásticos são condicionados aos valores constatados nos poços. Cada realização honrará as observações.

Finalizando, diferentes realizações são submetidas a um simulador de fluxo, objetivando avaliar o impacto das incertezas relacionadas à geometria das sucessões de fácies, bem como às das propriedades das rochas.

O desenvolvimento do trabalho e os resultados obtidos encontram-se ordenados nos capítulos que compõem o corpo desta tese. Cada capítulo começa com um breve resumo descrevendo os assuntos que serão tratados no mesmo.

No Capítulo 2 descreve-se a metodologia utilizada para o desenvolvimento das principais etapas do trabalho, bem como a seqüência em que foram realizadas estas etapas.

Uma vez que neste trabalho enfatiza-se a utilização da modelagem estocástica na caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos apresenta-se, no Capítulo 3, uma breve revisão bibliográfica sobre este tema.

No Capítulo 4 apresenta-se o contexto geológico no qual está inserida a área de estudo. Abordam-se, de forma sucinta, os aspectos estratigráficos e estruturais do Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, enfatizando-se o intervalo estratigráfico correspondente à Formação Candeias, uma vez que é nesta unidade que está inclusa a zona de produção II do Campo de Rio do Bu.

Procede-se também o reconhecimento das litofácies e sucessões de fácies presentes na zona II visando a definição do modelo deposicional. Finalizando, aborda-se a textura e composição dos arenitos, a diagênese a que foram submetidos, bem como suas propriedades petrofísicas.

Apresenta-se no Capítulo 5 a seqüência de etapas que possibilitou a efetiva

transferência das descrições geológicas para equivalentes numéricos. Inicialmente são apresentados os critérios que nortearam a caracterização das eletrofácies nos poços testemunhados. Posteriormente utiliza-se a análise discriminante objetivando expandir esta classificação para os poços não testemunhados. Finalizando apresenta-se um panorama global das relações espaciais da geometria das eletrofácies fazendo-se uso de mapas, distribuição de proporções e análise variográfica.

No Capítulo 6 enfoca-se a utilização da informação geológica básica (eletrofácies) no intuito de se obter a caracterização da arquitetura do reservatório. Discorre-se sobre os critérios que nortearam a escolha do algoritmo de simulação, bem como os passos necessários para a implementação do mesmo. Encerra-se o capítulo com a análise dos resultados obtidos com 22 realizações.

No Capítulo 7 discorre-se sobre a modelagem estocástica dos parâmetros petrofísicos (porosidade e permeabilidade). Para a variável porosidade foram definidos dois modelos distintos a serem analisados. No primeiro realiza-se a simulação da porosidade considerando-se a distribuição das eletrofácies resultante das modelagens descritas no Capítulo 6. No segundo modelo a porosidade é simulada sem que sejam consideradas as eletrofácies subjacentes. A distribuição espacial da permeabilidade foi obtida com base em equações de regressão linear.

O desenvolvimento do modelo matemático do reservatório e a simulação de fluxo de uma região específica do reservatório é apresentado no Capítulo 8. A simulação de fluxo teve como premissa a elaboração de quatro modelos que possibilitassem avaliar o impacto das incertezas relacionadas à distribuição das eletrofácies, assim como das suas propriedades petrofísicas. Avaliando-se portanto duas escalas distintas de heterogeneidade.

As conclusões obtidas com a realização deste trabalho encontram-se no Capítulo 9.

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA

O enfoque principal deste trabalho está voltado para a construção de um arcabouço estocástico que permita expressar quantitativamente e de forma integrada o conhecimento geológico disponível sobre um determinado reservatório.

Tendo-se em mente este objetivo procedeu-se a escolha do reservatório a ser estudado. Selecionou-se a zona de produção II do Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo, porque neste reservatório dispõe-se de um conjunto de dados geológicos e de engenharia aparentemente suficientes para a caracterização da distribuição espacial das fácies sedimentares e propriedades petrofísicas e subsequente modelagem estocástica, assim como para a realização de simulações de fluxo consistentes.

Sobre este reservatório também se dispõe de vários estudos geológicos e de engenharia de reservatórios que encontram-se publicados. Referências a estes artigos serão feitas, no devido momento, ao longo dos vários capítulos que compõem o corpo deste trabalho.

A seguir descrevem-se as principais etapas do trabalho e a seqüência em que foram realizadas.

2.1 Revisão bibliográfica e contexto geológico

Devido ao crescente interesse da indústria do petróleo na caracterização de reservatórios muitos métodos de simulação estocástica foram desenvolvidos nos

últimos anos. Para viabilizar estes métodos vários algoritmos de simulação geoestatística foram elaborados.

Assim, fez-se necessária uma pesquisa bibliográfica, a qual encontra-se num texto condensado onde são abordadas algumas das técnicas de modelagem estocástica utilizadas para a caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos.

Uma vez que o arcabouço geológico no qual encontra-se o reservatório a ser estudado fornece subsídios preciosos para a realização de modelagens consistentes, procedeu-se, inicialmente, uma análise detalhada do contexto geológico no qual a zona II está inserida, enfatizando-se aspectos relacionados à distribuição da fácies sedimentares (modelo deposicional) e seus atributos petrofísicos.

2.2 Tratamento dos dados

Para a realização deste estudo foram analisados 87 poços, com informações a cada 0,2 metros de profundidade, sendo que 4 deles foram testemunhados no intervalo estratigráfico correspondente à zona II, propiciando parâmetros fundamentais para a calibração rocha-perfil.

2.2.1 Poços testemunhados

A descrição macroscópica sistemática, na escala 1:200, das litologias e estruturas sedimentares presentes nos 119 metros de testemunhos disponíveis possibilitaram a caracterização de cinco sucessões de litofácies principais. Estas sucessões, juntamente com suas relações laterais e verticais, permitiram propor um modelo deposicional de leques turbidíticos para este intervalo.

Os parâmetros texturais e a composição dos arenitos foram determinados a partir da análise de 15 lâminas delgadas, tendo-se procedido a contagem de 100

pontos para cada uma. As relações petrográficas observadas subsidiam a evolução diagenética proposta para estes arenitos.

Nestes testemunhos dispõe-se de uma amostragem sistemática. Foram retirados *plugs*, com espaçamento entre amostras sucessivas da ordem de 0,35 metros, para obtenção de medidas de porosidade e permeabilidade ao nitrogênio. Algumas destas amostras também foram utilizadas para outros ensaios petrofísicos necessários para a caracterização do reservatório (pressão capilar - método da membrana ou injeção de mercúrio, permeabilidades relativas, etc).

2.2.2 Correlação rocha-perfil

Os dados obtidos das análises de laboratório foram utilizados na definição do modelo matemático para a interpretação quantitativa de perfis realizada por Cunha (1989).

Estudos realizados nos poços testemunhados e sua posterior calibração ao conjunto de perfis disponível nestes poços, provenientes do estudo de Cunha (1989), permitiram o estabelecimento de correlações rocha *versus* perfil consistentes. Estas correlações serviram de base para a definição das eletrofácies. Posteriormente, aplicando técnicas de análise estatística multivariada, expandiu-se esta classificação para os poços não testemunhados.

2.2.3 Arquivo base

Fez-se necessária a transformação dos arquivos de dados para um formato compatível com os programas geoestatísticos que seriam utilizados.

Efetuuou-se a horizontalização de tal forma que os dados disponíveis em cada um dos poços perfurados fossem referidos a um *datum* cronoestratigráfico. Isto possibilitará o estabelecimento de correlações laterais consistentes do ponto de

vista geológico, o que será fundamental para os estudos variográficos e na fase de simulação estocástica das eletrofácies e da porosidade.

Procedeu-se também a mudança do suporte vertical de 0,2 para 1,0 metro. Para a variável eletrofácies, na qual as relações de aditividade não são válidas, considerou-se aquela de maior representatividade no intervalo regularizado; para a variável porosidade considerou-se a média aritmética dos valores individuais presentes no intervalo, pois trata-se de uma variável aditiva.

Todo o estudo subsequente de modelagem estocástica das eletrofácies e de simulação de fluxo foi realizado com este arquivo de dados contendo 1531 observações.

2.3 Modelagem estocástica condicional

A modelagem geoestatística condicional foi realizada em duas etapas. Inicialmente realizou-se a modelagem das eletrofácies e, posteriormente, a modelagem das propriedades petrofísicas no interior das mesmas.

Trata-se de uma modelagem híbrida onde, no primeiro estágio, um modelo discreto descreve as heterogeneidades de grande escala presentes no reservatório (eletrofácies). No segundo, um modelo contínuo descreve a variação espacial dos parâmetros petrofísicos dentro de cada classe definida no estágio anterior. Portanto o modelo petrofísico será dependente das eletrofácies presentes.

2.3.1 Eletrofácies

Como as correlações cruzadas entre as eletrofácies são importantes optou-se pela utilização de um algoritmo que permitisse incorporar as covariâncias cruzadas entre as eletrofácies. O algoritmo utilizado foi o IPCSIM (simulação das

componentes principais indicadoras). Para efeitos comparativos também foram realizadas simulações estocásticas das eletrofácies utilizando o algoritmo SISIMPDF (simulação seqüencial da indicadora). Estes dois programas são encontrados na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a).

Esta modelagem foi efetuada numa malha de 48 x 76 x 59 blocos, totalizando 215.232 blocos, o que permitiu abranger toda a área de ocorrência dos arenitos reservatório da zona II. A dimensão de cada bloco é 50 x 50 x 1 metro. O domínio da simulação foi estabelecido utilizando-se uma matriz onde estavam identificados os blocos que seriam simulados. Este domínio compreende 29.638 blocos, representando 13,8% da malha total.

2.3.2 Porosidade

Para a modelagem estocástica da porosidade fez-se uso do algoritmo SGSIM (simulação gaussiana seqüencial) que também é encontrado na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a).

A modelagem foi realizada numa malha de 96 x 152 x 59 blocos, totalizando 860.928 blocos. A dimensão de cada bloco é 25 x 25 x 1 metro. A porosidade de cada eletrofácies foi simulada independentemente, sendo que ao final sobrepuseram-se os resultados obtidos. Aqui também foram informados, para cada uma das eletrofácies, os domínios a serem simulados.

Efetuuou-se também a modelagem estocástica da porosidade independentemente da eletrofácies subjacente, utilizando-se o mesmo algoritmo citado acima.

Posteriormente, utilizando equações de regressão entre as variáveis porosidade e permeabilidade, foram obtidas as distribuições da variável permeabilidade.

2.4 Simulação de fluxo

A etapa de simulação de fluxo teve por premissa analisar o impacto das incertezas geológicas relacionadas a distribuição e geometria espacial das eletrofácies, bem como da distribuição de suas propriedades petrofísicas, inferidas através de modelagens estocásticas.

Estas simulações foram realizadas utilizando a mesma malha definida na modelagem dos parâmetros petrofísicos (25 x 25 x 1 m), tornando desnecessária a transferência de escala. Objetivando evitar um esforço computacional excessivo selecionou-se uma área do campo com as menores dimensões possíveis, mas que possibilitasse avaliar o impacto das incertezas geológicas ali presentes no fluxo.

Quatro modelos distintos foram elaborados e submetidos à simulação de fluxo, sendo que os resultados obtidos permitem avaliar a combinação acumulada dos vários tipos de incertezas geológicas presentes nas diferentes escalas analisadas.

2.5 Recursos computacionais

Para os tratamentos estatísticos descritivos e análises estatísticas multivariadas fez-se uso do SAS (SAS Institute Inc., 1985) em ambiente de microcomputador 486. A análise variográfica e modelagens geostatísticas foram realizadas, na estação de trabalho SUN/SPARC 10, utilizando o conjunto de programas disponíveis na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a) com as modificações implementadas por Baldissera (1992) e Beraldo (1993), para o IPCSIM e SGSIM.

O simulador numérico de fluxo utilizado foi SIMBEST I (SSI - Scientific Software Intercomp, 1985) instalado no computador IBM-3090 do Centro de Computação da UNICAMP.

CAPÍTULO 3

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Apresenta-se neste capítulo um breve sumário abrangendo algumas das técnicas de modelagem estocástica utilizadas para a caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos. Não se pretende, de forma alguma, realizar uma pesquisa exaustiva sobre todos os modelos existentes. Busca-se somente destacar os principais aspectos dos modelos comumente utilizados no estudo de reservatórios de hidrocarbonetos.

Considerando que as modelagens estocásticas discutidas nos capítulos 6 e 7 foram realizadas fazendo-se uso intensivo dos algoritmos de simulação sequencial disponíveis na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a) apresenta-se uma discussão abrangendo aspectos teóricos e práticos envolvidos na simulação sequencial gaussiana e da indicadora.

A informação geológica, num campo de petróleo, é comumente obtida através da perfuração de poços e levantamentos sísmicos. Configura-se assim um problema a ser equacionado por aqueles envolvidos no gerenciamento de uma jazida de hidrocarbonetos. Como efetuar a extrapolação desta informação unidimensional (poços) para o espaço tridimensional, objetivando elaborar um modelo de reservatório que permita realizar previsões consistentes a respeito do comportamento do fluxo de fluidos em seu interior?

Modelar as heterogeneidades geológicas presentes num reservatório com leis físicas determinísticas parece ser impossível, uma vez que estão envolvidos inúmeros parâmetros desconhecidos. Este fato tem tornado atrativo o uso de técnicas estocásticas para descrever e prever as propriedades dos reservatórios

(Journel, 1990), por permitir incorporar vários tipos de incertezas (Haldorsen & Damsleth, 1990; Dubrule, 1989, 1993).

Devido ao crescente interesse da indústria do petróleo na caracterização dos reservatórios muitos métodos de simulação estocástica foram desenvolvidos nos últimos anos. Para viabilizar estes métodos vários algoritmos de simulação geoestatística foram elaborados.

Estes algoritmos geram realizações de um campo aleatório com propriedades estatísticas e geoestatísticas específicas. Com as simulações geoestatísticas tenta-se obter modelos numéricos que serão utilizados como entrada para cálculos empíricos como, por exemplo, a simulação de fluxo. Assim, espera-se que quanto maior for a semelhança do modelo numérico com os dados verdadeiros, mais confiáveis serão os resultados.

3.1 Tipos de modelos estocásticos

Os modelos estocásticos para caracterização de reservatórios podem ser relacionados ao processo formador ou descritivos. No primeiro tem-se por objetivo a modelagem do fenômeno físico envolvido no processo tectônico e sedimentar relacionado à formação do reservatório (Tetzlaff & Harbaugh, 1989). Nos modelos descritivos enfatiza-se a descrição do reservatório tal como ele apresenta-se hoje, isto é a variável tempo não é levada em consideração.

Uma linha de pesquisa atual refere-se à utilização de simulações do processo formador, onde o processo deposicional é modelado a partir de uma abordagem determinística, e o resultado desta simulação é usado para realizar inferências relacionadas aos padrões de variabilidade. Estes padrões são, posteriormente, fornecidos como parâmetros de entrada para as simulações estocásticas do reservatório (Tetzlaff, 1991).

Torna-se conveniente a distinção entre as principais classes de modelos estocásticos descritivos. Os modelos podem ser classificados, segundo Haldorsen & Damsleth (1990), em três grupos: discretos, contínuos ou híbridos. Pode-se afirmar que cada modelo tem seu uso, dependendo do estágio de exploração em que se encontra o campo de petróleo, do ambiente deposicional e dos parâmetros que serão modelados.

3.1.1 Modelos discretos

Desenvolvidos para descrever feições geológicas de natureza discreta tais como corpos de arenito num sistema fluvial, folhelhos, fácies sedimentares e fraturas/falhas. Neste caso um ponto no espaço pertence a somente uma classe de um dado número de classes e o modelo estocástico controla como os valores das classes interagem a cada ponto. Estes modelos adaptam-se bem para o modelamento dos componentes de grande escala presentes no reservatório e arquitetura das fácies sedimentares.

Omre (1993) afirma que a escolha do tipo de modelo estocástico discreto a ser utilizado para a modelagem da arquitetura das fácies sedimentares depende da classe do fenômeno e da escala. Segundo o referido autor existem duas classes de fenômeno:

a) **Casual:** representa a ocorrência de um substrato relativamente homogêneo caracterizado pela fácies sedimentar predominante, a qual é recoberta esporadicamente por objetos casuais, tais como unidades faciológicas menores. As fraturas/falhas presentes num dado reservatório, bem como os canais meandrantés num ambiente fluvial podem ser vistos como exemplos de fenômenos casuais.

b) **Mosaico:** representa o empacotamento de diferentes fácies sem que nenhuma delas constitua um substrato. Exemplos podem ser encontrados na modelagem de fácies, tal como num ambiente deltáico complexo.

A seguir são apresentados alguns modelos estocásticos discretos a serem utilizados em função do tipo de fenômeno.

3.1.1.1 Fenômeno casual

O fenômeno casual é comumente modelado utilizando-se a teoria do processo pontual assinalado (*Marked point process*), discutida em Stoyan *et alii* (1987). Sendo que processo pontual refere-se à distribuição de um ponto num dado domínio, enquanto que o termo assinalado significa que para cada ponto designa-se um conjunto de atributos ou marcas (*marked*). Esta técnica é também referida como modelo fundamentado em objetos (*object-based*).

É muito apropriada para os casos em que existem vários objetos, envoltos num substrato relativamente homogêneo, e dispõe-se do conhecimento dos parâmetros, tais como posição, tamanho e relações de atração/repulsão referentes a estes objetos.

Os objetos são comumente descritos utilizando-se formas bem simples tais como blocos retangulares ou elipsóides. A variabilidade geológica é modelada através de distribuições das dimensões das formas e orientações.

Os atributos relacionados à forma, como por exemplo comprimento, largura e orientação, são caracterizadas por distribuições independentes ou correlacionadas. Para levar em consideração os padrões geológicos estes atributos podem ser dependentes da posição espacial.

Estas técnicas são extremamente úteis nos estágios iniciais de exploração de um campo de petróleo. A pequena quantidade de poços existentes neste estágio conduz o intérprete a propor modelos geológicos baseados em situações análogas ou dados de afloramentos. Pode-se assim utilizar estes parâmetros previamente conhecidos para a elaboração do modelo geológico desejado.

Em Haldorsen & MacDonald (1987) diversos usos para este modelo são apresentados e sugeridos. Clemetsen *et alii* (1990) aplicam este modelo para estudar, em três dimensões, a distribuição dos canais num sistema fluvial. Omre *et alii* (1990b) utilizam esta técnica para modelar pequenas falhas presentes numa zona de falhamento.

Realizações do processo de ponto assinalado podem ser geradas pelo procedimento de simulação de morte-nascimento de Ripley/Kelly (Ripley, 1987).

3.1.1.2 Fenômeno em mosaico

Neste tópico estão inclusos: campos aleatórios de Markov, função indicadora, função aleatória Gaussiana truncada e modelos baseados na otimização.

Campos aleatórios de Markov: este nome está associado com a propriedade de Markov das séries temporais na qual a probabilidade de transição para o estado seguinte depende somente do estado atual, e não da história progressa. Os possíveis valores que a variável discreta pode assumir é denominado estado.

Os modelos Campos Aleatórios de Markov (Ripley, 1987) fundamentam-se na formulação de probabilidades condicionais, as quais são definidas em função dos valores da vizinhança. Esta vizinhança possui, na prática, configurações simples e pequena dimensão. Caracteriza-se, geralmente, por uma ou duas colunas de células situadas em torno do local onde as probabilidades condicionais estão sendo calculadas.

Segundo Alabert & Modot (1992) esta abordagem, em suas aplicações potenciais, é muito similar àquela da Indicadora, embora sejam diferentes teoricamente e em termos de algoritmo.

Os modelos de Campos Aleatórios de Markov utilizam estatísticas de múltiplos pontos, enquanto que na abordagem da Indicadora usam-se estatísticas de dois pontos. Portanto, espera-se que ao estar utilizando a primeira abordagem maiores restrições no que se refere à posição das várias fácies serão satisfeitas comparativamente àquela utilizando a segunda abordagem (Dubrule, 1993).

Numa análise superficial, os modelos de Markov e processo de ponto assinalado parecem similares. Na verdade, para o segundo modelo a referência espacial é uma variável aleatória, o que torna os modelos filosoficamente diferentes (Omre, 1993).

Existem poucos trabalhos publicados, na área de reservatórios, que utilizem esta abordagem. Isto está relacionado ao fato de que apesar da formulação do modelo ser extremamente flexível, a parametrização é complicada para ser interpretada originando dificuldades para a inclusão da subjetividade. Omre *et alii* (1990a) define modelos bidimensionais para a cimentação calcítica em vários horizontes geológicos e Falt *et alii* (1991) utiliza esta técnica para modelar as fácies presentes num ambiente deltaico.

Vários métodos de simulação para o modelos de Campos Aleatórios de Markov estão descritos na literatura. O mais utilizado é, provavelmente, o algoritmo Gibbs *sampler* (Geman & Geman, 1984). O algoritmo de Metropolis (Ripley, 1987) é também frequentemente usado. Estes algoritmos baseiam-se na idéia de construção de uma cadeia de Markov (Hastings, 1970).

Função Indicadora: esta abordagem (Journel & Alabert, 1990) baseia-se no formalismo indicador descrito em Journel (1983). No modelamento faciológico cada fácies é descrita como uma variável indicadora (Suro-Pérez & Journel, 1990), a qual assume o valor 1 se a fácies estiver presente naquela locação, 0 caso contrário. Cada variável indicadora é definida por sua proporção global e função covariância, a qual caracteriza a continuidade espacial.

As distribuições de probabilidades para uma dada indicadora são estimadas por meio de regressões lineares (krigagem simples).

Este modelo tem sido utilizado por vários autores para representar variações faciológicas ou litológicas (Alabert & Massonnat, 1990; Journel & Gómez-Hernández, 1989; Langlais & Doyle, 1993).

O algoritmo de simulação seqüencial da indicadora-SIS, introduzido há mais de seis anos na área de geoestatística (Alabert, 1987, *apud* Journel & Alabert, 1990), tem sido aplicado para a geração de imagens alternativas da distribuição espacial de uma variável binária.

Função aleatória Gaussiana truncada: esta abordagem é discutida em Matheron *et alii* (1987), Ravenne *et alii* (1990) e Dowd (1992). No artigo de Galli *et alii* (1994) tem-se uma discussão aprofundada sobre esta abordagem.

A idéia básica por trás deste modelo consiste na descrição das unidades faciológicas utilizando uma função indicadora por fácies. A simulação da indicadora é acompanhada pela geração de um campo aleatório Gaussiano e então procede-se o truncamento dos valores gaussianos para obter-se a simulação categórica.

Os níveis de truncamento são estabelecidos tendo-se por base as proporções de cada uma das fácies presentes nos dados de entrada. Como a função Gaussiana é contínua torna-se necessário especificar a ordem de ocorrência da fácies. Consequentemente a fácies l_j estará sempre envolvida pela fácies l_{j-1} e l_{j+1} .

Atingido este ponto torna-se necessário determinar a estrutura de covariância para as variáveis aleatórias Gaussianas. Esta estrutura depende daquelas de covariâncias das indicadoras, as quais podem ser calculadas e modeladas a partir dos dados (Gotway & Rutherford, 1994).

Vários artigos publicados enfatizam a utilização deste modelo. A maioria deles produzida pelo grupo Heresim e utilizando o mesmo conjunto de dados (Ravenne & Beucher, 1988; Galli *et alii*, 1990; Rudkiewicz *et alii*, 1990).

Modelos baseados na otimização: sob esta designação Alabert & Modot (1992) incluem técnicas muito similares àquela dos campos aleatórios de Markov, mas que não necessitam de um arcabouço probabilístico pesado, pois baseiam-se em conceitos muito simples de otimização estatística.

Uma destas abordagens é a denominada histograma de dois pontos proposta por Farmer (1991, *apud* Dubrule, 1993). Aqui a parametrização é dada pelas proporções das fácies numa determinada malha, sendo a arquitetura geológica caracterizada por uma função $N_{ij}(\mathbf{h})$ que quantifica, para cada vetor deslocamento \mathbf{h} , a probabilidade de transição da fácies i para a fácies j . Uma realização válida deverá reproduzir todas as frequências de dois pontos especificadas.

Numa abordagem relativamente nova na geoestatística, denominada *simulated annealing* (Deutsch & Journel, 1992b), o usuário define as estatísticas a serem reproduzidas, comumente histogramas e medidas de continuidade espacial (variogramas). Inicialmente deve-se definir uma função objeto, a qual é uma medida da diferença entre a caracterização espacial desejada e aquela apresentada por uma possível realização. Posteriormente, perturbando (relaxando) iterativamente a possível realização aceita-se, ou rejeita-se, a perturbação imposta tendo como referência alguma regra de decisão. Esta regra tem por base o quanto a perturbação aproximou os parâmetros estatísticos da imagem gerada daqueles que se quer reproduzir.

São poucos os exemplos de aplicação prática utilizando esta abordagem, sendo comumente citado o artigo de Doyen *et alii* (1989, *apud* Alabert & Modot, 1992).

3.1.2 Modelos contínuos

Por outro lado, os modelos contínuos foram desenvolvidos para descrever fenômenos que variam continuamente, como por exemplo, porosidade, permeabilidade e saturação. Cada ponto no espaço tem um valor distinto para a variável em estudo. Estes modelos são os mais indicados para a modelagem da distribuição espacial das propriedades da rocha dentro de um corpo relativamente homogêneo.

Neste tópico abordam-se o modelo Gaussiano, função indicadora, fractais e campos de probabilidades.

Modelo Gaussiano: o modelo de função aleatória gaussiana talvez seja uma das abordagens mais clássicas de simulação. O fato deste modelo possuir um arcabouço teórico bem estabelecido, caracterizado pela simplicidade analítica, é muito importante quando efetuam-se inferências estatísticas a partir dos dados disponíveis. A função aleatória gaussiana é completamente especificada por sua média e variância.

Segundo Alabert & Modot (1992) esta abordagem é particularmente útil para modelar variações petrofísicas, variáveis contínuas, dentro de unidades geológicas homogêneas, ou quando se conhece muito pouco a respeito da geometria das fácies.

Para a utilização deste modelo procede-se, inicialmente, a transformação dos dados para o Campo Gaussiano, a qual pode ser realizada de forma gráfica ou analítica (Journel & Huijbregts, 1989). Esta transformação define uma nova variável Y, a qual possui, por construção, distribuição normal. É sobre esta variável transformada que realiza-se a variografia e, posteriormente, a simulação. Sendo que ao final do processamento faz-se a transformação inversa para a variável original.

A maioria das aplicações realizadas em dois estágios (item 3.1.3) utiliza funções aleatórias Gaussianas no estágio relativo ao modelamento petrofísico (Alabert & Massonnat, 1990; Damsleth *et alii*, 1990; Rudkiewicz *et alii*, 1990; Baldissera, 1992; Paraizo, 1993).

Existem diversos algoritmos que podem ser aplicados para implementar este modelo: bandas rotativas (Journel & Huijbregts, 1989), decomposição triangular inferior/superior da matriz de covariâncias (Alabert, 1987), sequencial gaussiano (Deutsch & Journel, 1992a), entre outros.

Função indicadora: ao se utilizar esta abordagem (Journel & Alabert, 1988) para representar uma variável contínua, por exemplo a porosidade, deve-se definir uma discretização *a priori* da amplitude de variação do parâmetro em estudo. Assim, a variável contínua será codificada em um determinado número de variáveis indicadoras, as quais são definidas a partir de um conjunto de níveis de corte. Ela assumirá o valor 1 se estiver abaixo do correspondente nível de corte numa dada posição, ou 0 caso esteja acima deste nível. Cada variável indicadora é definida por sua frequência média e um variograma que caracteriza sua continuidade espacial.

É fácil notar que esta abordagem é mais rica do que o modelo de função aleatória Gaussiana, pois cada quantil da variável é modelado separadamente. Em contrapartida não se pode estender muito o número de quantis, pois o conhecimento sobre cada um deles torna-se precário devido ao pequeno número de dados que restará naquele intervalo.

Alabert & Massonnat (1990) utilizaram esta técnica para modelar as variações da permeabilidade no interior de unidades genéticas, para tanto utilizaram o algoritmo de simulação sequencial da indicadora-SIS citado no item 3.2.1.2.

Fractais: este tipo de abordagem tem recebido especial interesse nos últimos anos (Hewett, 1986; Hewett & Behrens, 1988; Perez & Chopra, 1991).

O modelo variográfico de potência que caracteriza as distribuições fractais possui a forma $\gamma(h) = \gamma_0 h^{2H}$, sendo H o coeficiente de Hurst, o qual equivale à diferença entre a dimensão Euclidiana, na qual a distribuição é descrita, e a dimensão da distribuição fractal (Hewett & Behrens, 1988). Hewett (1986) descreve a análise R/S e o método variográfico para avaliar H.

Em Hewett & Behrens (1988) e Mathews *et alii* (1989) tem-se a aplicação desta abordagem para a geração de parâmetros petrofísicos, sem que tenha sido realizada a modelagem faciológica.

Campos de probabilidades: trata-se de uma abordagem relativamente nova, sendo raras as publicações a respeito da mesma (Froidevaux, 1993; Journel, 1993). Pode-se considerar esta técnica como uma possível forma de analisar determinados casos que não são facilmente solucionados utilizando-se as abordagens já existentes.

O fundamento básico desta técnica reside em dissociar a tarefa de estimar as funções de distribuição de probabilidade locais daquela de gerar realizações equiprováveis. Além disso possibilita integrar as informações obtidas a partir de alguns poucos dados com aquelas oriundas de interpretações subjetivas.

Para efetuar-se a simulação apoiado nesta abordagem parte-se da premissa de que as distribuições condicionais locais são conhecidas, ou seja, estas funções de distribuição acumulada condicionais (*fdac*) são parâmetros de entrada. Elas podem ser obtidas utilizando-se métodos geoestatísticos ou empíricos, a depender dos dados disponíveis (Froidevaux, 1993).

A seguir obtêm-se as simulações condicionais retirando-se realizações a partir das funções de distribuição acumulada condicionais (*fdac*) já estabelecidas. Os valores probabilísticos utilizados para efetuar este procedimento constituem um campo de probabilidade, e podem ser interpretados como realizações de uma função aleatória caracterizada por uma distribuição uniforme e uma dada função covariância.

Em Froidevaux (1993) tem-se um exemplo de aplicação desta abordagem para simular a espessura do reservatório.

3.1.3 Modelos híbridos

O modelo híbrido constitui-se na verdade de um modelo com dois estágios. No primeiro, um modelo discreto descreve as heterogeneidades de grande escala presentes no reservatório, por exemplo a distribuição das fácies sedimentares ou unidades de fluxo. No segundo, modelos contínuos descrevem a variação espacial dos parâmetros petrofísicos dentro de cada classe definida no estágio anterior. Portanto o modelo petrofísico será dependente das fácies sedimentares presentes.

Os modelos híbridos têm recebido um significativo interesse nos últimos anos (Alabert & Massonnat, 1990; Damsleth *et alii*, 1990; Rudkiewicz *et alii*, 1990), e pode-se considerar que esta seja uma evolução natural pois no modelo híbrido combina-se o que de melhor existe nos modelos discretos e contínuos.

3.2 Simulação condicional

As técnicas de simulação estocástica para a modelagem das heterogeneidades presentes nos reservatórios fundamentam-se, em sua maioria, no mesmo conceito básico. Segundo este conceito a variável k é considerada como uma realização particular de uma função aleatória $K(x)$ definida sobre todo o

reservatório (Journel & Huijbregts, 1989).

A escolha de um determinado processo estocástico e técnica de simulação para modelar e gerar diferentes realizações de uma dada variável baseia-se no conjunto de dados a ser trabalhado (inferência estatística), modelos geológicos estabelecidos *a priori*, assim como em decisões arbitrárias que englobam considerações a respeito da simplicidade do modelamento a ser executado, recursos computacionais, entre outros fatores (Alabert, 1989).

A simulação condicional é um método para reproduzir ou simular o valor *verdadeiro* de uma variável espacial. Em linhas gerais, uma simulação clássica é um modelo numérico, (a) cujos valores variam estocasticamente entre os dados experimentais dependendo do modelo da função covariância e distribuição dos dados e, (b) honra os dados experimentais. A variável a ser simulada pode ser discreta ou contínua. Em Journel & Huijbregts (1989) tem-se uma discussão sobre a teoria das simulações condicionais.

Utilizando-se este método para gerar várias realizações alternativas pode-se quantificar as incertezas associadas a um conjunto de dados relativamente esparsos (Hewett, 1986; Journel & Alabert, 1988).

3.2.1 Simulação seqüencial

Para a simulação de variáveis contínuas ou discretas, o princípio da simulação seqüencial (Deutsch & Journel, 1992a) é flexível e de aplicação direta. Este princípio consiste na obtenção de valores simulados, em cada nó da malha, a partir de sucessivas funções de densidade acumulada condicionais (*fdac*) condicionadas aos dados originais e a todos os valores previamente simulados. A simulação evolui ao longo de um caminho aleatório de um nó para outro até que a imagem estocástica esteja completa. Todo este processo pode ser repetido, com outro caminho aleatório, caso se deseje obter outra imagem estocástica.

Os métodos sequenciais, propostos por Journel & Alabert (1989, 1990) são uma aplicação do teorema de Bayes. Considere, por exemplo, dois eventos aleatórios A_1 e A_2 , com probabilidade conjunta dada por $P(A_2, A_1)$. A probabilidade condicional do evento A_2 sabendo-se que o evento A_1 ocorreu é dada pelo postulado de Bayes:

$$P(A_2 | A_1) = P(A_2, A_1) / P(A_1)$$

A simulação conjunta destes dois eventos pode ser feita simulando-se inicialmente A_1 a partir de sua distribuição de probabilidade marginal $P(A_1)$ e, posteriormente simulando o evento A_2 a partir da distribuição de probabilidade condicional $P(A_2 | A_1)$. Portanto qualquer número de eventos dependentes A_i , $i = 1, \dots, n$ pode ser simulado sequencialmente usando-se a expressão de Devroye (1986, *apud* Journel & Alabert, 1989):

$$P(A_1, A_2, \dots, A_n) = P(A_n | A_1, \dots, A_{n-1}) \cdot P(A_{n-1} | A_1, \dots, A_{n-2}) \dots P(A_2 | A_1) \cdot P(A_1)$$

Esta técnica requer a inferência de sucessivas (n-1) distribuições de probabilidades condicionais.

O problema que surge refere-se à determinação da função de distribuição acumulada condicional (*fdac*) para qualquer variável aleatória dado qualquer conjunto de variáveis aleatórias condicionantes. As *fdac* podem ser geradas por qualquer algoritmo, ou usando-se um modelo paramétrico multivariado *a priori*, por exemplo Gaussiano, ou construídas a partir de um modelo de múltiplas indicadoras (Journel, 1993).

Na abordagem paramétrica um modelo particular de distribuição é assumido para a *fdac* e seus parâmetros, comumente média e variância, são determinados a partir dos dados. O mais conveniente e portanto mais utilizado modelo de *fdac* é o modelo Gaussiano, com média e variância dadas pela solução do sistema de equações de krigagem simples, para $Z(u)$ ou sua transformada normal.

Na abordagem não paramétrica (indicadora) a *fdac* de uma variável Z_i , dado um conjunto de n dados pode ser escrita como:

$$F(z_i | (n)) = E\{I(z_i) | (n)\}$$

sendo $I(z_i) = 1$ caso $Z_i \leq z_i$, 0 caso contrário. A esperança condicional de uma variável indicadora pode ser estimada pela krigagem da indicadora (Journel, 1983).

3.2.1.1 Simulação seqüencial gaussiana

O algoritmo para simulação seqüencial gaussiana, disponível na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a), consiste nos seguintes passos:

- a) Efetua-se a transformação de todos os dados condicionantes para o campo Gaussiano.
- b) Realiza-se o cálculo e ajuste do modelo de semivariograma aos dados condicionantes transformados.
- c) Define-se um caminho aleatório ao longo dos n nós da malha, nos quais os valores serão simulados.
- d) Efetua-se a krigagem de um valor, em cada nó da malha, considerando-se todos os outros valores existentes, ou seja os dados condicionantes e nós já simulados.
- e) Em cada nó, o valor krigado obtido a partir dos dados condicionantes e simulados, e a variância de krigagem associada são utilizados para especificar a distribuição Gaussiana condicional. Realizações são então retiradas aleatoriamente desta distribuição.
- f) Retorna-se ao passo (d) e procede-se da mesma forma até que todos os nós tenham sido simulados.
- g) Faz-se a transformação inversa dos valores Gaussianos simulados em valores simulados para a variável original.

3.2.1.2 Simulação seqüencial da indicadora

Segundo Dowd (1992) esta designação parece ser equivocada uma vez que o propósito original da técnica não é simular valores da indicadora mas usar as indicadoras para evitar os métodos de simulação baseados na distribuição Gaussiana. Neste tipo de abordagem nenhuma premissa é assumida no que diz respeito à forma paramétrica da distribuição condicional.

O algoritmo de simulação seqüencial da indicadora, disponível na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a), baseia-se num procedimento similar àquele descrito para a simulação seqüencial gaussiana, excetuando-se que em cada local a distribuição condicional é estimada diretamente a partir dos valores das variáveis indicadoras definidas através de valores de corte específicos (Dowd, 1992):

- a) Descreve-se o espectro de variação do atributo z em K valores discretos de corte z_k , $k=1, \dots, K$.
- b) Codifica-se cada dado condicionante em um vetor de K valores indicadores.
- c) Modelam-se os variogramas das variáveis indicadoras.
- d) Define-se um caminho aleatório ao longo dos n nós da malha, nos quais os valores serão simulados.
- e) Procede-se, em cada nó, a krigagem da variável indicadora referente a cada valor de corte. Cada uma destas krigagens fornece as K estimativas de probabilidade.
- f) Estabelece-se um ordenamento das K categorias $(1, 2, \dots, K)$. Esta ordem define o tipo de função densidade acumulada do intervalo de probabilidade $[0, 1]$, com K intervalos. Rivoirard (1993) sugere um critério, baseado nos variogramas direto e cruzado, para estabelecer a ordem de processamento seqüencial das indicadoras.
- g) Retira-se um número aleatório uniformemente distribuído no intervalo $[0, 1]$. O intervalo no qual encontra-se este número determina a categoria

simulada naquele ponto. Adiciona-se este valor ao conjunto de valores simulados.

- h) Adiciona-se o valor simulado obtido no passo anterior ao conjunto de dados condicionantes. Codifica-se o mesmo num vetor de K valores indicadores e retorna-se ao passo (e). Repete-se o procedimento até que todos os nós a serem simulados tenham sido visitados.

A utilização da krigagem da indicadora implica que as correlações cruzadas entre as indicadoras nos diferentes níveis de corte não afeta significativamente a estimativa das probabilidades nos diferentes níveis de corte. Para os casos em que não se pode assumir esta premissa pode-se utilizar a krigagem da componente principal indicadora, a qual possibilita considerar as covariâncias cruzadas entre indicadoras (Suro-Pérez & Journel, 1990, 1991). Nesta abordagem as variáveis indicadoras originais são transformadas em suas componentes principais.

A transformação em componentes principais fornece uma matriz de covariância ortogonal para um determinado h . Assumindo-se que a matriz de covariância seja aproximadamente diagonal para todos os valores de h , a estimativa de cada componente pode ser realizada independentemente das outras componentes. Esta técnica denomina-se krigagem das componentes principais indicadoras.

3.2.1.3 Aspectos positivos e negativos

Conforme salientado por Dowd (1992) estes métodos tem várias vantagens como: o fato do condicionamento ser parte integrante da simulação; as anisotropias são tratadas automaticamente; pode ser aplicado para qualquer função covariância; rápida implementação computacional uma vez que um algoritmo de krigagem eficiente, com capacidade de pesquisa de vizinhança móvel, é o que se necessita.

Por outro lado, como os métodos sequenciais são relativamente novos, suas propriedades e limitações, caso existam, são desconhecidas. Artefatos destes algoritmos podem estar presentes nos campos gerados ou no sistema de respostas à distribuição das incertezas (Gotway & Rutherford, 1994).

Veja-se por exemplo o fato de que as distribuições condicionais obtidas com o algoritmo de simulação sequencial da indicadora não honram as propriedades da função de distribuição acumulada. É possível se obter estimativas de probabilidade maiores que 1, menores que 0, e frequentemente as distribuições condicionais não são monotônicas. Embora uma correção artificial seja utilizada para forçar as propriedades desejadas, não é claro qual o efeito que esta correção pode ter nas realizações (Gotway & Rutherford, 1994).

A respeito destes problemas de consistência, Journel (1993) argumenta que caso aceite-se que não existe uma função de distribuição acumulada condicional (*fdac*) verdadeira, e que todas as *fdac* são na verdade modelos, pode-se considerar que as correções de relações de ordem constituem uma parte integrante do processo de modelamento da *fdac*. Portanto, estes problemas correspondem ao preço a ser pago em qualquer abordagem em que não se tem acesso a um modelo de função aleatória cuja consistência interna seja completa (e.g. Gaussiano), ou a uma *training image* que permita a inferência consistente de todas as covariâncias das indicadoras necessárias (frequências experimentais de ocorrência).

CAPÍTULO 4

CONTEXTO GEOLÓGICO

Neste capítulo será apresentado o contexto geológico no qual está inserida a área de estudo. Considerando que a área situa-se no Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, faz-se uma abordagem sucinta sobre os aspectos estratigráficos e estruturais desta sub-bacia, enfatizando-se o intervalo estratigráfico correspondente à Formação Candeias, uma vez que é nesta unidade que está inclusa a zona de produção II do Campo de Rio do Bu. Discute-se o zoneamento de produção realizado, o qual resultou na caracterização da referida zona de produção.

Procede-se também o reconhecimento das litofácies e sucessões de fácies presentes na zona II, o que subsidiará o modelo deposicional proposto. Será dada ênfase à caracterização do sistema deposicional, uma vez que as propriedades petrofísicas dos arenitos reservatório são influenciadas pela ocorrência e distribuição das sucessões de fácies.

Finalizando, aborda-se a textura e composição dos arenitos, a diagênese a que foram submetidos, bem como suas propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade), visando identificar as heterogeneidades microscópicas.

4.1 Compartimento Nordeste e Formação Candeias

O Compartimento Nordeste ocupa uma área de aproximadamente 1.500 km² (Figura 4.1), apresenta padrão *half-graben*, com substrato mergulhando regionalmente para sudeste, tendo como limites a norte/noroeste o Alto de Aporá,

estudo. Estes arenitos reservatório estão relacionados a depósitos turbidíticos inseridos na Formação Candeias/Membro Gomo (Viana *et alii*, 1971). Possuem distribuição em área de cerca de 4 km², estando compartimentados em três blocos, separados pelo Sistema de Falhas de Patioba (Figura 4.3).

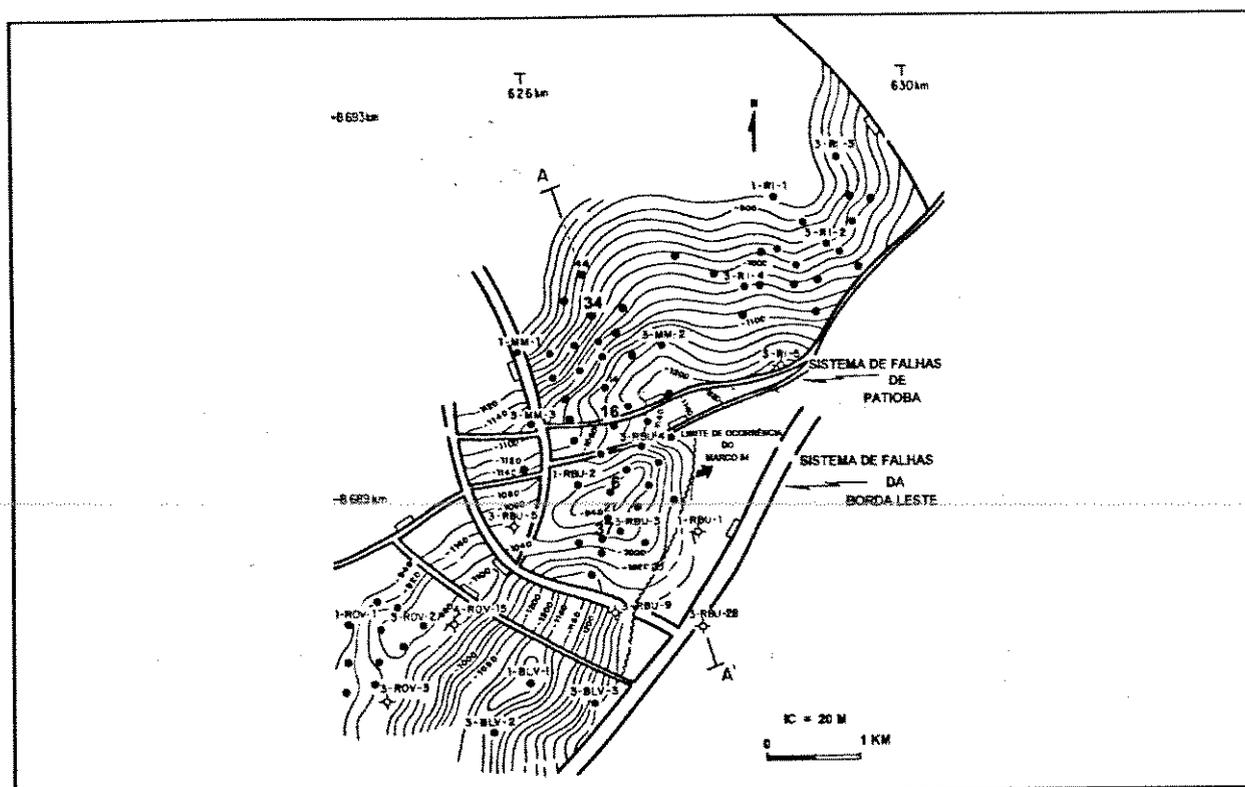


Figura 4.3 - Mapa estrutural ao nível do Topo do Marco 54 - Formação Candeias (Modificado de Mato & Sousa, 1988).

A coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Figura 4.2) contém rochas que foram depositadas em três estágios: a) fase pré-rift; b) fase rift e c) fase pós-rift. No Campo de Rio do Bu a coluna estratigráfica está representada pelo Grupo Estância e pelas formações Aliança, Sergi, Itaparica, Candeias e Barreiras. Estão ausentes, por erosão, as formações Marizal, São Sebastião, Pojuca, Marfim, Candeias-Membro Maracangalha e seção mais superior do Membro Gomo.

No Campo de Rio do Bu os arenitos compõem cerca de 20% da espessura

CAPÍTULO 4 - CONTEXTO GEOLÓGICO

total do Membro Gomo. Sousa & Mato (1988) utilizaram os marcos elétricos-radioativos (Sousa *et alii*, 1989) como elementos básicos para o estabelecimento das correlações estratigráficas, dentro desta unidade. Os arenitos reservatório do Membro Gomo situam-se no intervalo estratigráfico delimitado pelos marcos 50 e 58, o qual foi subdividido por Sousa & Mato (*op. cit.*) em seqüência inferior e superior (Figura 4.4), a primeira compreendida entre os marcos 58 e 54 e a segunda, entre os marcos 54 e 50. A zona de produção II esta posicionada entre os marcos 50A e 51, na seqüência superior.

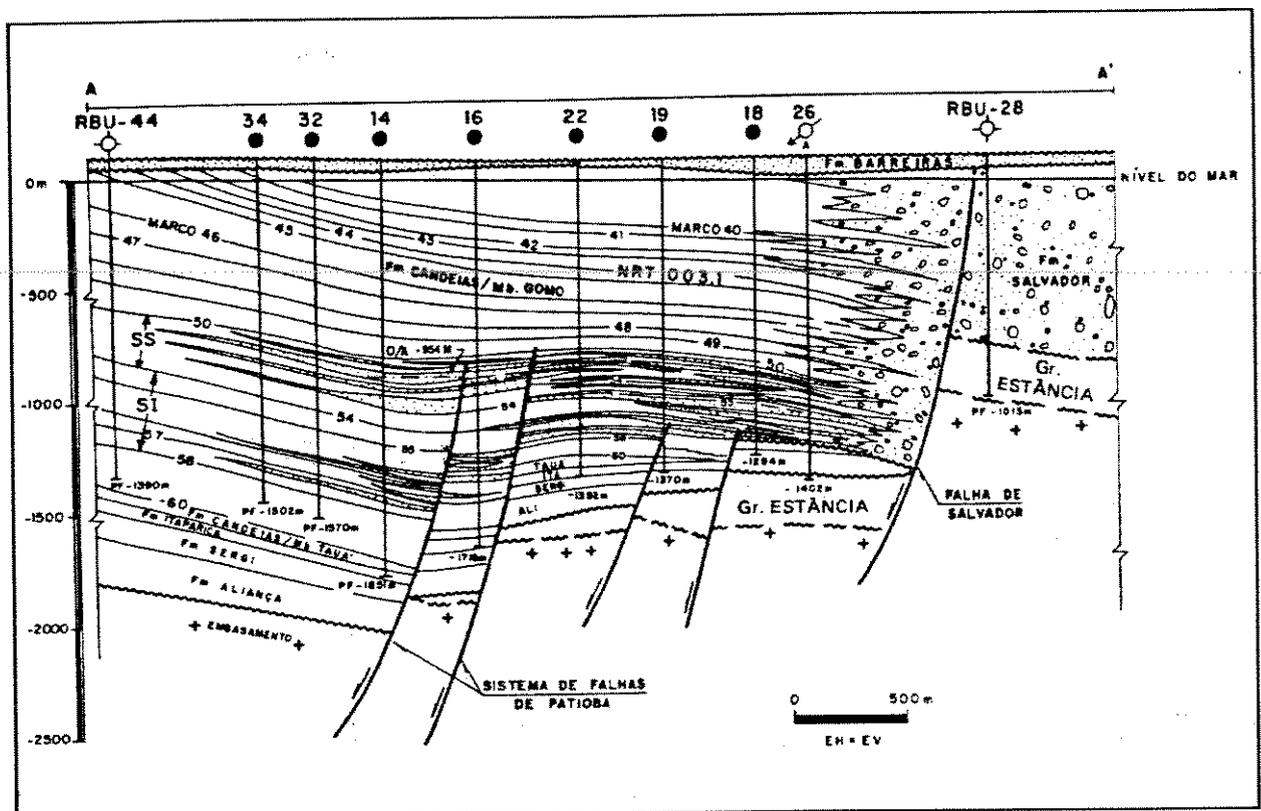


Figura 4.4 - Seção geológica, SS-seqüência superior e SI-seqüência inferior (ver localização da seção na Figura 4.3).

O campo está, estruturalmente, dividido em dois blocos, norte e sul, separados pelo Sistema de Falhas de Patioba, os quais se localizam, respectivamente, nos blocos alto e baixo deste sistema.

Conforme evidencia o mapa estrutural ao nível do marco 54 do Membro Gomo (Figura 4.3) pode-se constatar que o bloco norte é uma feição do tipo homoclinal, com mergulhos para sudeste. As acumulações, neste bloco, tem forte controle estratigráfico devido ao acunhamento deposicional para noroeste e nordeste. No bloco sul a estrutura das acumulações tem forma dômica, ligeiramente alongada na direção nordeste. As camadas têm mergulhos suaves, exceto no bloco norte, onde apresentam mergulhos da ordem de 20° para sudeste.

4.3 Modelo deposicional

4.3.1 Litofácies

A caracterização das sucessões de fácies (Walker, 1990), no intervalo correspondente à Formação Candeias/Membro Gomo, Campo de Rio do Bu, foi realizada através da descrição sistemática das litologias e estruturas sedimentares presentes nos testemunhos cortados nos poços 7-RBU-06-BA, 7-RBU-16-BA, 7-RBU-34-BA e 7-RBU-37-BA (Figuras 4.5 a 4.8).

Esta descrição permitiu a identificação de cinco litofácies principais e duas litofácies associadas, as quais distinguem-se entre si através de critérios texturais, estruturas sedimentares, aspectos de fábrica e composição (Sousa & Mato, 1988), a saber: arenito maciço, arenito com estratificação cruzada, arenito com seqüência de Bouma, arenito deformado, conglomerado endogênico e exogênico, pelitos e carbonatos.

No intervalo estratigráfico posicionado entre os marcos 50A e 51, no qual está inserida a zona de produção II, a testemunhagem disponível totaliza 119,0 metros. Excetuando-se a litofácies Carbonatos, a descrição dos testemunhos deste intervalo confirmou a presença dos mesmos tipos litológicos, ou litofácies descritas

CAPÍTULO 4 - CONTEXTO GEOLÓGICO

acima, as quais recorrem verticalmente (Figuras 4.5 a 4.8). A seguir apresenta-se a descrição destas litofácies no intervalo em questão.

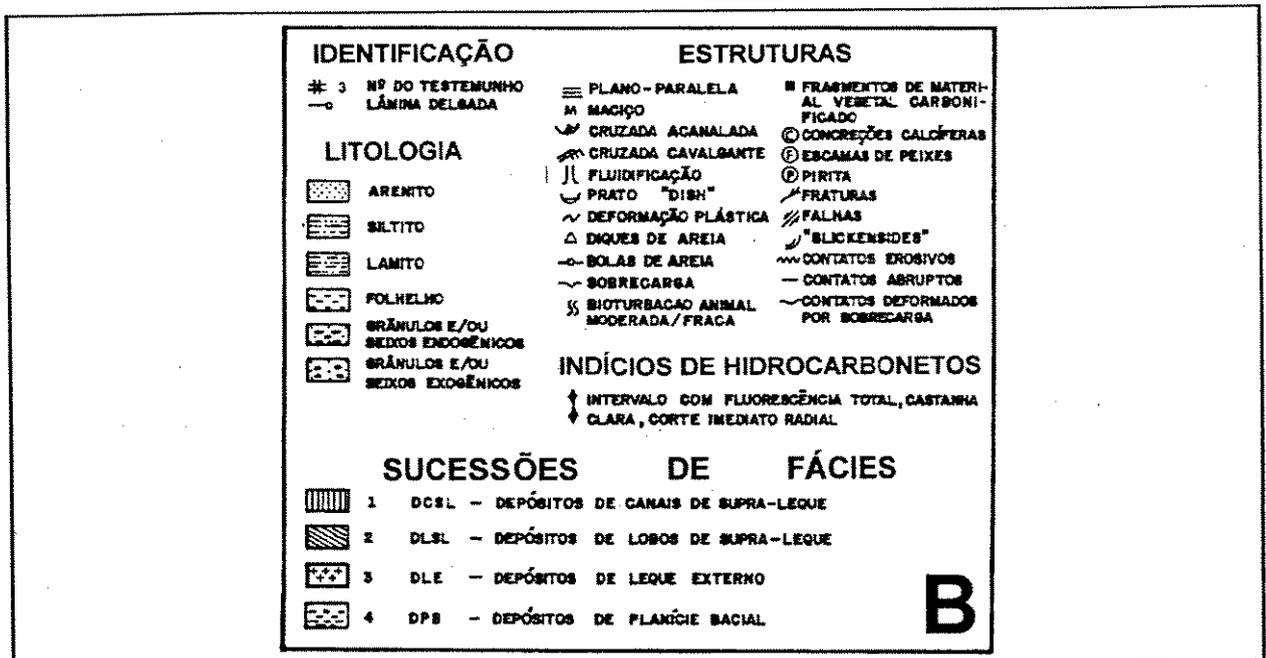
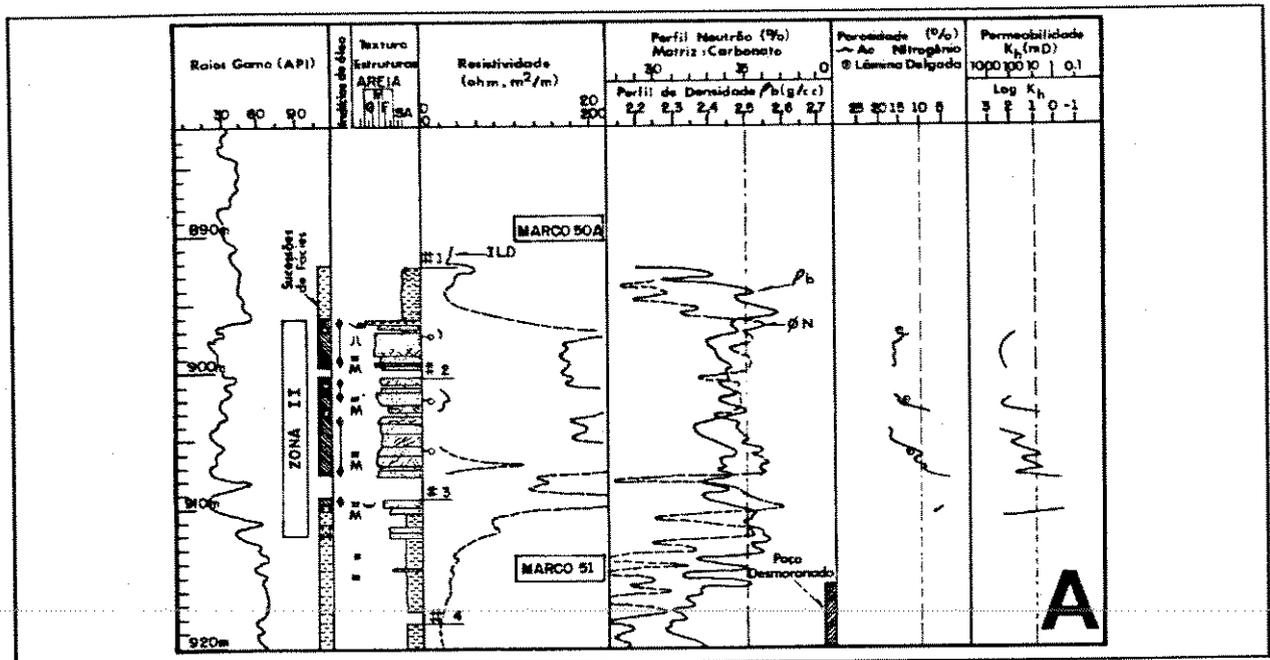


Figura 4.5 - (A) Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-6-BA; (B) Legenda utilizada nas figuras 4.5A a 4.8.

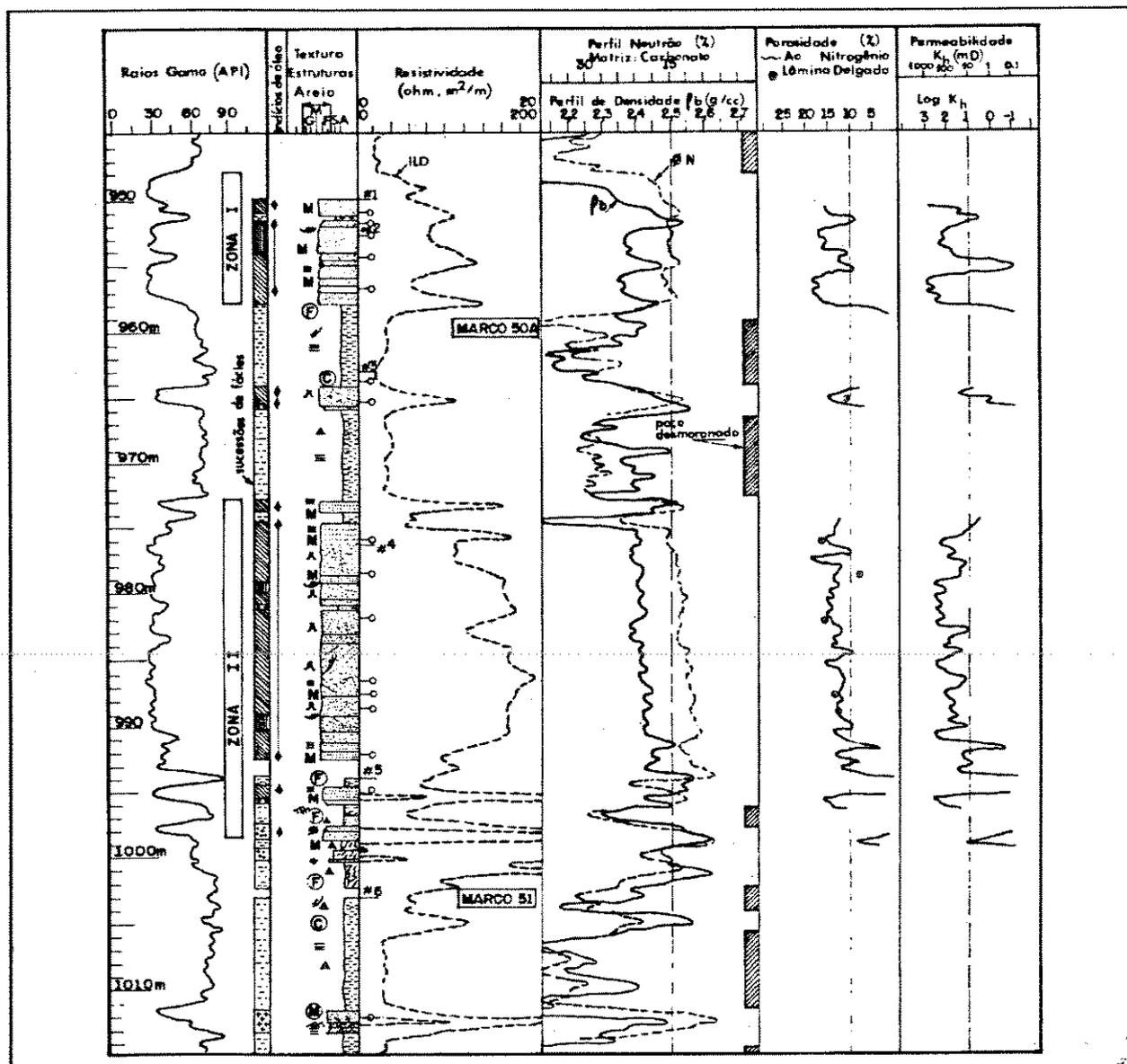


Figura 4.6 - Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-16-BA. Ver legenda de símbolos na figura 4.5B.

Arenitos maços: arenitos de granulação média, subordinadamente grossos, seleção moderada, maciços, podendo apresentar ligeira granodecrescência ascendente. Com teores inferiores a 1% do volume total da rocha ocorrem seixos e/ou grânulos de clastos lamosos, fragmentos de rocha (granulito, quartzito, meta-arenito e meta-siltito), quartzo e feldspato; fragmentos de matéria orgânica vegetal e fosfato (escamas de peixes). Camadas individuais possuem espessuras variando entre 0,2 e 0,8 metros, com algumas camadas atingindo 2,0 metros de espessura;

CAPÍTULO 4 - CONTEXTO GEOLÓGICO

apresentam contatos basais abruptos ou erosivos, este último ressaltado pela concentração de seixos e/ou grânulos. Em direção ao topo os arenitos desta litofácies são truncados abruptamente por arenitos com seqüência T_{AB}, ou conglomerados exogênicos.

Arenitos deformados: são arenitos médios, moderadamente selecionados, cujas estruturas sedimentares primárias encontram-se deformadas plasticamente, devido ao escape de fluidos e/ou escorregamentos. Sendo comuns feições de injeção de areia média a grossa em areia fina a média, estruturas do tipo pilar, estrutura *dish* e estratificação primária contorcida plasticamente. É comum a ocorrência de camadas de arenitos deformados com espessuras de 0,2 a 1,5 metros, por vezes com até 4,0 metros. A origem desta litofácies seria decorrente da remobilização, ainda no estado plástico a semiplástico, de sedimentos previamente depositados, particularmente aqueles pertencentes às litofácies arenitos com seqüência T_{AB} e arenitos com estratificações cruzadas.

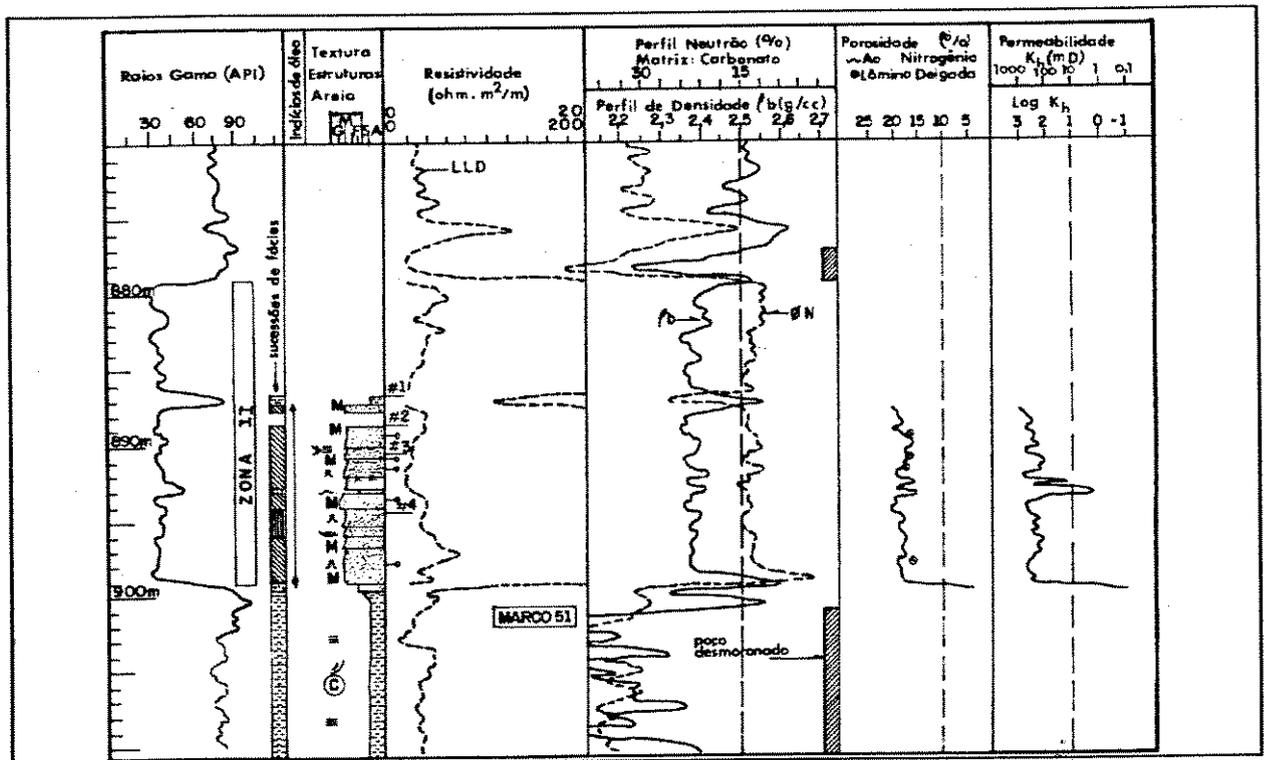


Figura 4.7 - Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-34-BA. Ver legenda de símbolos na figura 4.5B.

Arenitos com estratificação cruzada: consiste em arenitos médios, moderadamente selecionados, sendo caracterizados pela presença de estratificações cruzadas acanaladas de pequeno a médio porte, por vezes deformadas por escape de fluidos. As camadas de arenitos desta litofácies possuem espessuras da ordem de 20 a 50 cm, contato basal abrupto ou erosivo com os arenitos com seqüência T_{AB} . Em direção ao topo apresenta-se truncada abruptamente por arenitos maciços ou arenitos com seqüência T_{AB} .

Arenitos com seqüência de Bouma: caracteriza-se pela presença de seqüências de Bouma (Bouma, 1962) incompletas, raras completas. São delineados dois grupos principais: aquele com predomínio do intervalo T_{AB} e outro em que o intervalo T_{BC} de Bouma é o mais importante.

O primeiro grupo, com seqüência T_{AB} , consiste em arenitos predominantemente médios e finos, seleção moderada; os quais compõem camadas cujas espessuras médias variam entre 0,1 e 0,6 metros, sendo que estas camadas apresentam contato basal abrupto. Cerca de 60% das camadas apresentam ligeira granodecrescência ascendente com areia média superior na base passando para areia média inferior a fina em direção ao topo das camadas. A seqüência de estruturas sedimentares consiste em arenitos maciços passando a arenitos com estratificação plano paralela em direção ao topo, sendo que em cerca de 70% das camadas desta litofácies predomina o intervalo com estratificação plano paralela. As camadas apresentam contato basal abrupto com folhelhos e arenitos maciços e são comuns marcas de objetos ou corrente na base das camadas; em direção ao topo estas camadas são truncadas de forma abrupta ou erosional por arenitos maciços ou arenitos com estratificações cruzadas, ou são abruptamente sobrepostas por folhelhos. O topo de algumas camadas é marcado por bioturbação moderada a intensa devido a organismos escavadores.

O segundo grupo, com seqüência T_{BC} , é composto por camadas de arenitos médios a fino/muito fino, seleção moderada, que gradam, em direção ao topo, para

CAPÍTULO 4 - CONTEXTO GEOLÓGICO

arenitos finos a muito finos, sílticos, seleção moderada a pobre, com estratificação cruzada cavalgante. Camadas individuais possuem espessura variando de 0,1 a 4,0 metros, contatos basais invariavelmente abruptos com folhelhos e lamitos.

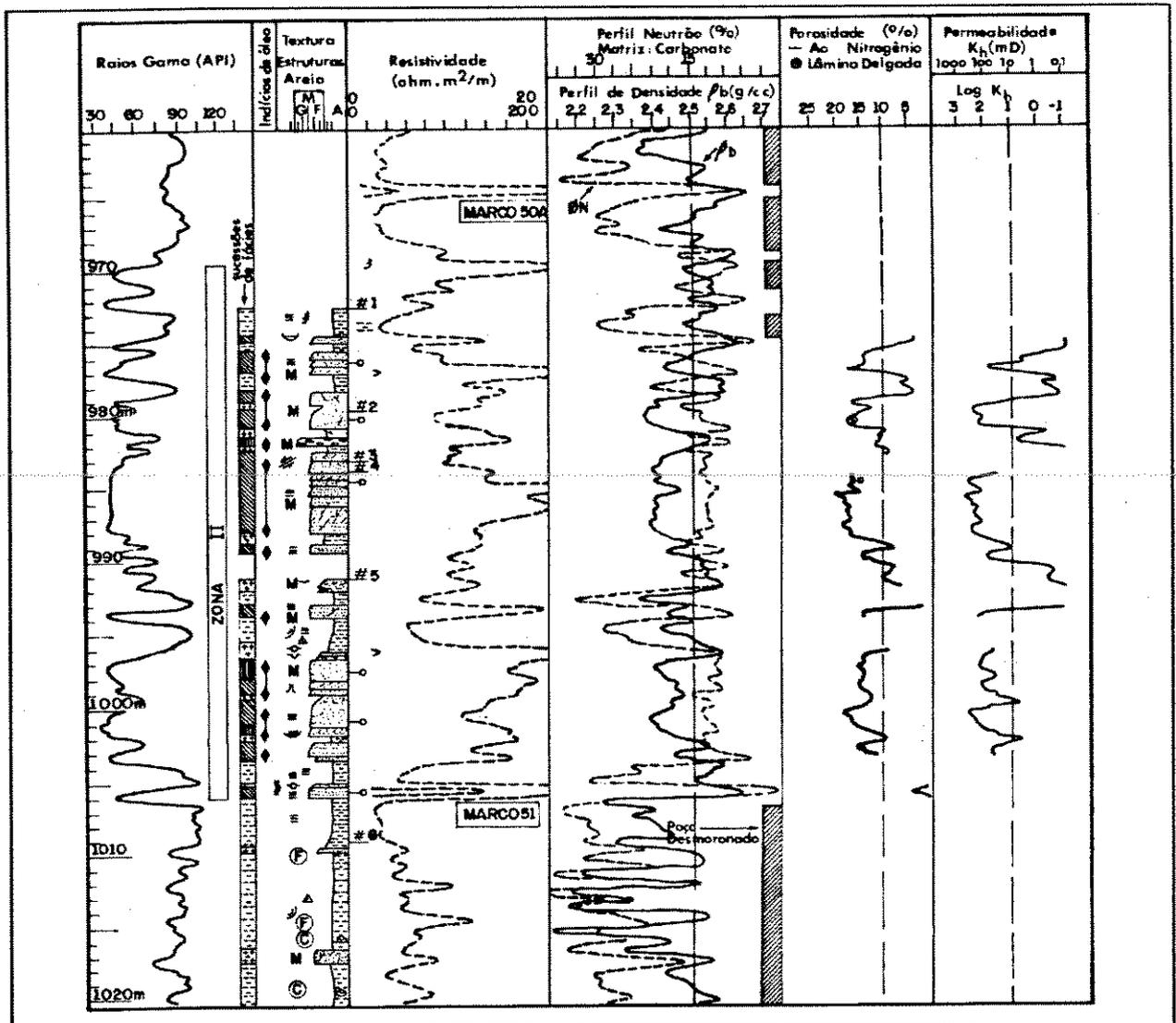


Figura 4.8 - Sucessão vertical testemunhada no poço 7-RBU-37-BA. Ver legenda de símbolos na figura 4.5B.

Pelitos: folhelho cinza escuro/esverdeado, laminação plano paralela, por vezes deformados plasticamente (dobrado) e cortado por diques centimétricos de areia. São sedimentos ricos em matéria orgânica e com delgadas intercalações de

níveis ricos em carapaças de ostracodes. Esparsamente ocorrem concreções calcíticas, parcialmente dolomitizadas, concentrações milimétricas de pirita e fraturas de pequeno a médio porte, por vezes preenchidas por calcita.

Também ocorre lamito cinza escuro, com laminação plano paralela sendo que algumas camadas apresentam aspecto maciço. Estão presentes intercalações milimétricas a centimétricas de arenito muito fino a fino com estratificação plano paralela, contatos abruptos. São comuns feições de sobrecarga, tais como estruturas em chama e contatos basais das camadas de arenito deformadas. Raras concreções calcíticas centimétricas.

Conglomerados: esta litofácies é pouco freqüente, representando menos de 2,0% do intervalo testemunhado. Existem basicamente dois tipos: (a) conglomerados intraformacionais, compostos por grânulos e seixos angulosos a subangulosos de folhelho, siltito e lamitos arenosos, bem como fragmentos de matéria orgânica e escamas de peixes, intensamente deformados por compactação, suportados por matriz areno-lamosa. Estratificação plano paralela definida pela orientação do eixo maior dos constituintes do arcabouço. Compõe camadas com espessuras variando entre 10 e 30 cm, contato basal erosivo e contato superior abrupto com os folhelhos, nos quais estão intercalados; (b) conglomerados extraformacionais, composto por grânulos e seixos arredondados a subarredondados de fragmentos de rocha (meta-arenito, quartzito, meta-siltito) e quartzo, suportados por uma matriz de areia média. No intervalo testemunhado esta litofácies é representada por uma camada com 10 cm de espessura, em contato abrupto com arenitos maciços sotopostos e folhelhos sobrejacentes.

4.3.2 Sucessões de fácies

Objetiva-se com a discriminação das sucessões de fácies (Walker, 1990) agrupar conjuntos de litofácies geneticamente relacionadas no intuito de possibilitar a interpretação sedimentar sob o ponto de vista de processos

deposicionais. Estas sucessões também serão utilizadas, operacionalmente, na modelagem tridimensional da geometria externa dos arenitos reservatório e na análise do comportamento das heterogeneidades inerentes ao sistema deposicional em que estas rochas se formaram.

As litofácies descritas, tendem a formar cinco sucessões de fácies preferenciais, as quais representam, segundo Sousa & Mato (1988), variações e interações de uma sedimentação relacionada a fluxos gravitacionais subaquosos em ambiente lacustre, relacionadas aos conglomerados sintectônicos da Formação Salvador. Os autores acima citados denominaram estas sucessões de fácies de (Figura 4.9): depósitos de lobos de supra-leque (DLSL), depósitos de canais de supra-leque (DCSL), depósitos de leque externo (DLE), depósitos de conglomerado residual (DCR) e depósitos de planície bacial (DPB). Estas sucessões apresentam, na vertical, um arranjo marcante, resultado da recorrência de sucessões (Figuras 4.5 a 4.8).

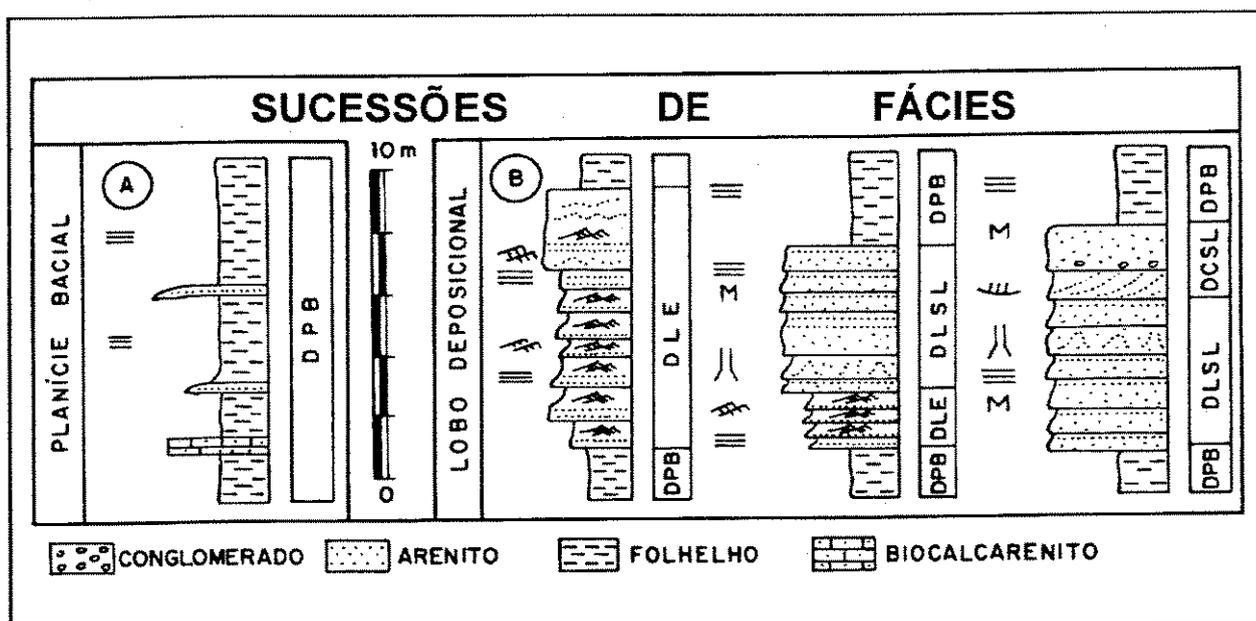


Figura 4.9 - Representação esquemática das sucessões verticais identificadas nos testemunhos.

DPB: caracteriza-se pela presença de espessos pacotes da litofácies pelitos, por vezes com delgadas intercalações de carbonatos e de arenitos com seqüência de Bouma incompletas (T_{AB} e T_{BC}).

DLSL: tem como principal característica o fato de ser formada por camadas amalgamadas da litofácies arenito com seqüência de Bouma incompleta (T_{AB}). As litofácies arenito deformado e arenito maciço são elementos menores nesta sucessão. Compõem camadas cujas espessuras médias variam entre 0,1 e 1,0 metros. Quando amalgamadas, estas camadas formam conjuntos com até 12 metros de espessura. Esta associação representa a porção não canalizada do sistema de supra-leque.

DCSL: aqui, tem-se o predomínio das litofácies arenito maciço e arenito com estratificação cruzada (<2%), secundariamente, arenito deformado e delgados níveis de conglomerado exogênico. Formam camadas com 0,2 a 0,8 metros, as quais, quando amalgamadas, atingem até 4 metros de espessura. Esta sucessão ocorre sobreposta à sucessão DLSL e representa o registro de canais distributários implantados sobre os lobos. Estes canais são provavelmente efêmeros e migram lateralmente, sendo os meios de redistribuição de sedimentos.

DLE: é marcada pela sucessão de camadas amalgamadas da litofácies arenito com seqüência de Bouma incompleta (T_{BC}), subordinadamente ocorrem arenitos deformados. Camadas individuais possuem espessuras variando de 0,1 a 0,3 metros. Quando amalgamadas, formam conjuntos com até 8 metros de espessura. As relações observadas mostram que a sucessão DLE representa a gradação lateral, em direção às porções externas da sucessão DLSL, caracterizando a zona de franja do leque.

DCR: forma depósitos com menos de 0,2 metros de espessura, com predomínio da litofácies conglomerado endogênico incipientemente organizado a

desorganizado. Provavelmente representa resquícios de sedimentação sobre superfícies erosivas e canalizadas escavadas nos sedimentos pelíticos.

No intervalo estratigráfico compreendido entre os marcos 50A e 51 as sucessões de fácies DCSL, DLSL, DLE, DPB e DCR representam 6,1%, 43,5%, 11,4%, 39,0% e <1,0%, respectivamente, da totalidade das rochas testemunhadas no intervalo.

4.3.3 Sistema deposicional

As sucessões de fácies descritas e suas relações laterais e verticais apontam para um modelo deposicional de leques turbidíticos (Figura 4.10) caracterizado pelo registro de lobos não canalizados (DLSL) sobre os quais encontram-se implantados, ou não, canais distributários (DCSL). Em direção às bordas do leque desenvolve-se, transicionalmente, a zona de franja (DLE). A superposição e coalescência de leques turbidíticos originados por correntes sucessivas formam espessos depósitos arenosos com boa continuidade lateral, envoltos em folhelhos (DPB). A geometria dos leques é influenciada pelos falhamentos sindeposicionais e pela compactação diferencial.

Resultados de análises baseadas em paleocorrentes (Scarton *et alii*, 1987), variações composicionais (Mato & Sousa, 1988), bem como nos mapas de isólitais de arenito (Sousa *et alii*, 1992) indicam que a deposição destes arenitos está relacionada à borda leste e, geneticamente, associada aos conglomerados sintectônicos da Formação Salvador.

No bloco diagrama esquemático (Figura 4.10) apresenta-se o modelo deposicional proposto para os arenitos inclusos na seqüência superior, posicionada entre os marcos 50 e 54, a qual inclui a zona de produção II.

Por outro lado, Castro (1992) propõe uma interpretação alternativa

afirmando que os lobos arenosos das sucessões cíclicas do Membro Gomo, no compartimento nordeste, pertencem a ciclos deltaicos desenvolvidos em uma plataforma lacustre rasa, adjacente à bacia profunda Candeias, dos compartimentos central e sul do Recôncavo. Turbiditos rasos é que constituiriam o recheio de sucessões deltaicas cíclicas delimitadas por marcos transgressivos radioativos.

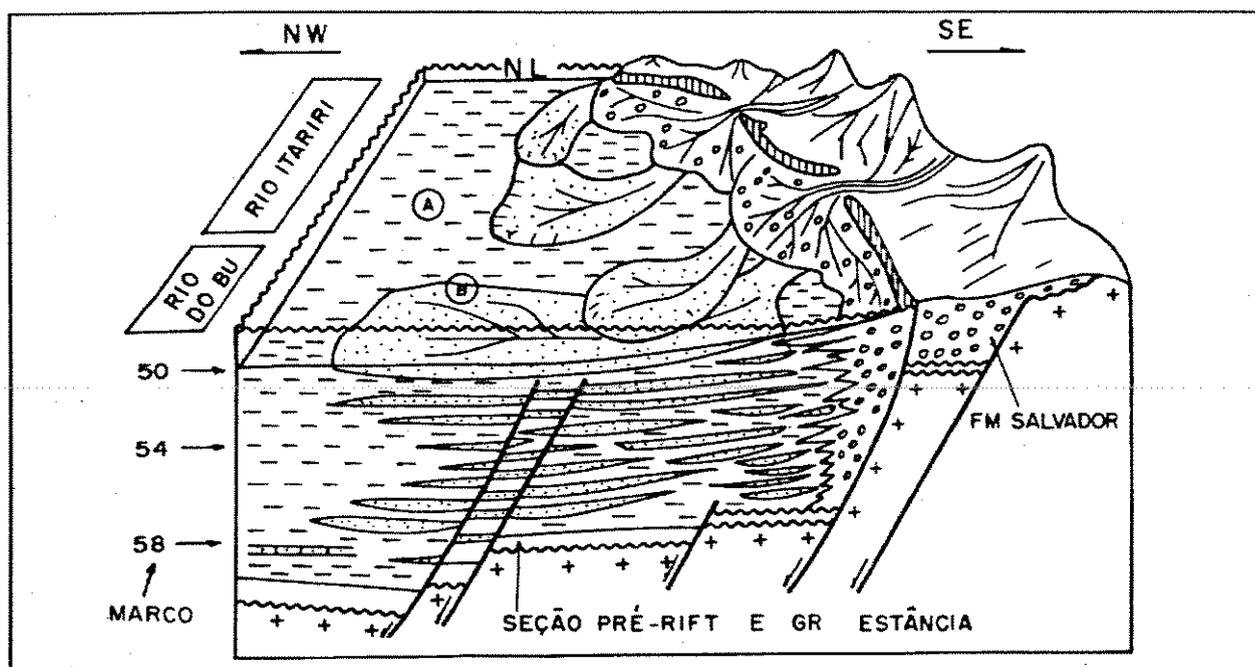


Figura 4.10 - Bloco diagrama esquemático: modelo deposicional para os arenitos da Formação Candeias, posicionados entre os marcos 50 e 54.

4.4 Petrografia

Os parâmetros texturais e a composição dos arenitos, inclusos no intervalo estratigráfico balizado pelos marcos 50A e 51, foram determinados a partir da descrição de 15 lâminas delgadas, analisadas sistematicamente com contagem de 100 pontos em cada. A amostragem realizada incluiu os arenitos das sucessões de fácies DCSL e DLSL, cada qual com 4 e 11 lâminas, respectivamente. A petrografia e diagênese das rochas-reservatório do Membro Gomo, Campo de Rio do Bu, é

discutida em detalhe por Mato & Sousa (1988).

4.4.1 Textura e composição

Adota-se neste trabalho o sistema de classificação textural e composicional proposto por Folk (1974). Os arenitos possuem granulação média e são moderadamente selecionados, secundariamente são finos. O valor médio do grau de arredondamento está na faixa do subarredondado.

Na Tabela 4.1 encontram-se sumarizados os dados composicionais. Os valores médios de arcabouço, cimento e porosidade são 83,1%, 2,5% e 14,4% respectivamente. A matriz silto-argilosa (<30 μ) ocorre em percentagens inferiores a 1% do volume total da rocha.

Tratam-se, composicionalmente, de subarcósios, sublitoarenitos, arcósios líticos, e litoarenitos feldspáticos (Figura 4.11). A composição média do arcabouço (quartzo, feldspato e fragmentos de rocha) é $Q_{76}F_{14}L_{10}$.

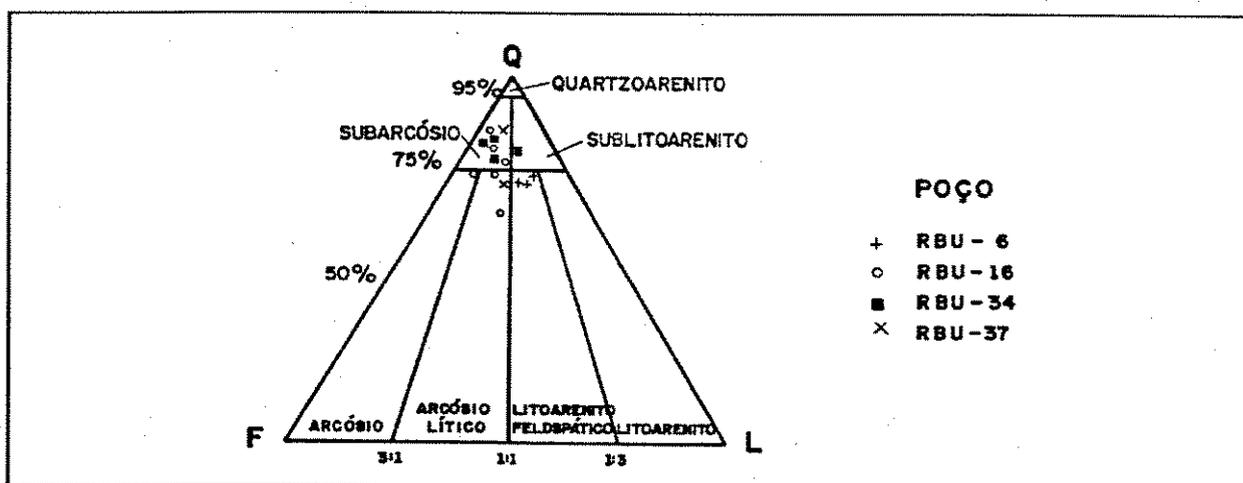


Figura 4.11 - Classificação composicional dos arenitos situados entre os marcos 50A e 51 (Modificada de Folk, 1974).

Tabela 4.1 - Análise modal dos arenitos da zona II, Campo de Rio do Bu. Amostragem realizada no poços 7-RBU-6, 7-RBU-16, 7-RBU-34 e 7-RBU-37.

CONSTITUINTES	MÉDIA ^a (%)	DESVP ^b (%)	MÍN ^c (%)	MÁX ^c (%)
Quartzo	63,2	5,9	49,0	73,0
Plagioclásio	1,1	1,0	0	3,0
K-feldspato	9,5	3,4	5,0	15,0
Fragmentos de rocha				
Sedimentar	0,7	0,6	0	2,0
Metamórfica	7,2	4,4	1,0	14,0
Intraclastos argilosos	0,7	1,9	0	6,0
Outros grãos ^e	0,7	0,6	0	2,0
Matriz (<30µ)	tr	-	-	-
Minerais autigênicos(cimentos)				
Quartzo	0,9	1,2	0	4,0
Feldspato	0,1	0,4	0	1,0
Calcita	0,7	0,8	0	3,0
Dolomita/Anquerita	0,3	0,8	0	3,0
Clorita	0,5	0,9	0	3,0
Porosidade				
Intergranular	13,5	2,7	8,0	18,0
Intragranular	0,9	1,0	0	3,0

(a) Resultados baseados na descrição de 15 lâminas delgadas.

(b) Desvio padrão.

(c) Valor mínimo.

(d) Valor máximo

(e) Estão inclusos minerais pesados, opacos, micas e fragmentos de matéria orgânica.

4.4.2 Cimentos e evolução diagenética

O teor médio de cimento total é 2,5%, o que representa uma parcela muito pequena do volume total da rocha (Tabela 4.1). Os principais processos diagenéticos que afetam os arenitos são: compactação, precipitação de minerais autigênicos e dissolução de grãos do arcabouço e dos cimentos autigênicos. Dentre os cimentos autigênicos, incluindo substituições, destacam-se o cimento quartzo-feldspático (crescimento secundário de quartzo e feldspato), o cimento carbonático (calcita, dolomita e anquerita) e as argilas autigênicas (clorita ferrífera).

A porosidade predominante nos reservatórios é do tipo intergranular,

ocorrendo secundariamente porosidade intragranular (Tabela 4.1). A porosidade intragranular resulta da dissolução do cimento calcítico, de grãos de feldspatos e, secundariamente, dos fragmentos de rocha ricos em feldspatos.

Ao longo do intervalo os processos diagenéticos atuaram de forma similar, entretanto, nota-se que nos arenitos pertencentes às sucessões de fácies DLE e DPB a cimentação carbonática é, por vezes, intensa, afetando sobremaneira a qualidade dos reservatórios.

As relações petrográficas observadas nas 15 lâminas descritas confirmaram a ordenação temporal para os eventos diagenéticos proposta por Mato & Sousa (1988). A evolução diagenética destes arenitos, sugerida pelos autores citados, pode ser condensada, do estágio precoce ao tardio, na seguinte ordem: a) soterramento e compactação; b) primeira fase de precipitação de cimentos quatzo-feldspáticos; c) cimentação do espaço intergranular e substituição de grão por calcita; d) dissolução do cimento calcítico e de grãos do arcabouço (feldspatos e fragmentos de rochas ricos em feldspatos) - incremento da porosidade; e) retomada da compactação; f) cimentos tardios: segunda fase de precipitação de cimentos quartzo-feldspáticos; dolomita, anquerita e clorita ferrífera - redução parcial da porosidade.

Neste intervalo também é possível caracterizar uma seqüência diagenética completa e outra parcialmente incompleta devido à intensa cimentação calcítica. Nesta última, segundo Mato & Sousa (1988), a fase de dissolução foi muito incipiente, impossibilitando a remoção do cimento calcítico e a dissolução de grãos do arcabouço. Esta seqüência diagenética incompleta é comum nas camadas de arenitos com menos de 1,5-2,0 metros de espessura, particularmente aquelas relacionadas aos depósitos de leque externo (DLE) e de planícies baciais (DPB), bem como na região próxima ao contato das camadas de arenito com os folhelhos sotopostos e sobrejacentes. Nestes arenitos o sistema poroso encontra-se totalmente obliterado pelo cimento carbonático.

4.5 Petrofísica - sistema poroso e permeabilidades

Tem-se por objetivo, neste item, a análise dos dados petrofísicos obtidos nos poços testemunhados, particularmente a porosidade e a permeabilidade, visando encontrar relações que possam ser expandidas, para as diferentes sucessões de fácies, por todo o campo.

Foram realizadas 207 medidas de porosidade e permeabilidade ao nitrogênio, resultantes da análise dos *plugs* retirados dos testemunhos cortados no intervalo estratigráfico compreendido entre os marcos 50A e 51. A amostragem realizada foi sistemática, com espaçamento entre amostras sucessivas da ordem de 35 cm.

Na Tabela 4.2 encontram-se resumidos, por sucessões de fácies, os resultados obtidos com a amostragem realizada. Na Figura 4.12 são apresentados os histogramas das variáveis porosidade horizontal, logaritmo da permeabilidade horizontal e logaritmo da permeabilidade vertical.

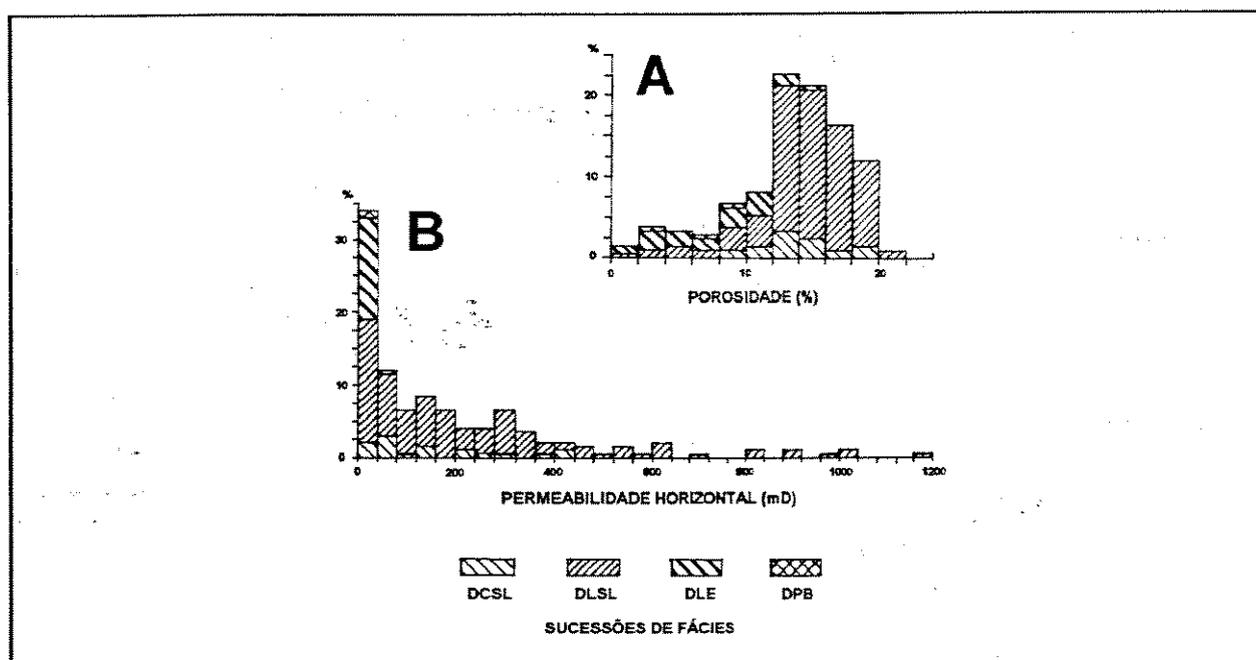


Figura 4.12 - Histograma de distribuição dos valores de porosidade ao nitrogênio (A) e da distribuição da permeabilidade horizontal (B), ao nitrogênio.

Tabela 4.2 - Dados petrofísicos.

SUCESSÕES DE LITOFÁCIES	VARIÁVEL	N ^a	MÉDIA ^b	DESPAD ^c	MÍN ^d	MÁX ^e
DCSL	Poros.horiz.(%)	22	14,0	3,0	8,3	18,8
	Poros.vert. (%)	1	13,3	-	-	-
	Perm.horiz.(md)	21	148,1	136,0	1,5	424,4
	Perm.vert.(md)	7	97,0	56,8	3,6	171,5
DLSL	Poros.horiz.(%)	157	14,6	3,5	1,0	20,6
	Poros.vert. (%)	5	11,2	5,9	3,0	16,3
	Perm.horiz.(md)	148	222,3	240,8	0,1	1185,4
	Perm.vert.(md)	56	180,8	194,8	0,1	1003,3
DLE	Poros.horiz.(%)	29	7,8	3,8	0,9	14,2
	Poros.vert. (%)	1	11,9	-	-	-
	Perm.horiz.(md)	29	7,1	12,7	0,1	42,6
	Perm.vert.(md)	11	2,1	3,7	0,1	11,1
DPB	Poros.horiz.(%)	3	6,5	3,2	2,9	8,7
	Poros.vert. (%)	-	-	-	-	-
	Perm.horiz.(md)	2	0,6	0,6	0,1	1,0
	Perm.vert.(md)	-	-	-	-	-
TOTAL	Poros.horiz.(%)	207	13,4	4,3	0,9	20,6
	Poros.vert. (%)	7	12,1	4,8	3,0	16,3
	Perm.horiz.(md)	200	181,1	225,4	0,1	1185,4
	Perm.vert.(md)	74	146,3	182,0	0,1	1003,3

(a) Número de amostras (b) Média aritmética (c) Desvio padrão (d) Valor mínimo (e) Valor máximo

A correlação entre os valores de porosidade e permeabilidade é relativamente boa (Figura 4.13A), portanto a porosidade medida no porosímetro é um bom indicador da permeabilidade. Apesar do menor número de dados disponíveis, pode-se constatar a existência de uma correlação boa entre o logaritmo da permeabilidade horizontal e o da permeabilidade vertical (Figura 4.13B).

Estes dados permitem afirmar que a qualidade dos reservatórios, assim como a diagênese, é fortemente controlada pelo ambiente deposicional. Os arenitos inclusos nas sucessões de fácies DCSL e DLSSL apresentam melhores características permoporosas, contêm baixos teores de cimento, possuem granulometria média a grossa e seleção moderada, por outro lado aqueles inclusos nas sucessões DLE e DPB têm granulometria muito fina a fina, possuem seleção

ruim, elevados teores de intraclastos argilosos, micas e de cimentos, o que resulta em piores propriedades permoporosas. Os pontos com valores de permeabilidade muito baixos (0,1 md) correspondem, via de regra, a *plugs* cortados em arenitos intensamente cimentados por carbonato.

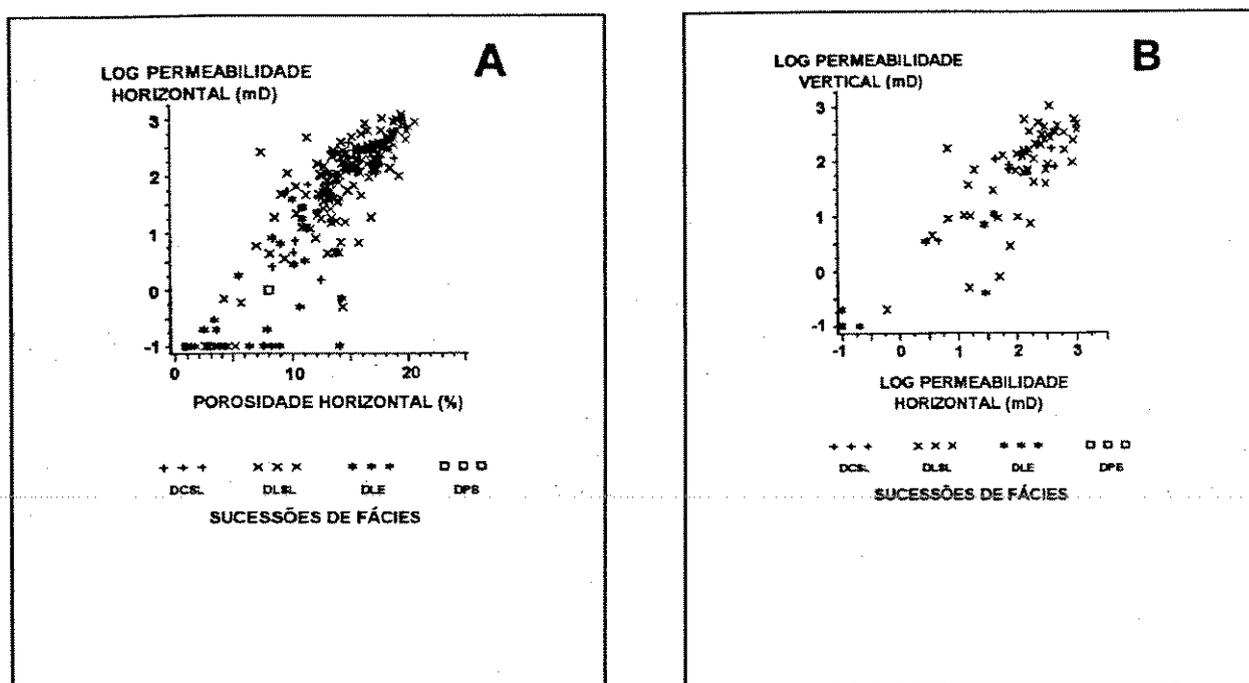


Figura 4.13 - Relações de porosidade *versus* permeabilidade (A) e permeabilidade horizontal *versus* permeabilidade vertical (B).

A distribuição do tamanho dos poros, de amostras das sucessões de fácies DLSL e DCSL, foi avaliada através da técnica de análise de imagens. As imagens foram obtidas utilizando o microscópio eletrônico de varredura sobre lâminas delgadas (Anjos & Souza, 1992). O sistema poroso das amostras analisadas não difere significativamente, verificando-se que estes arenitos apresentam maior percentual de poros médios a pequenos (equivalentes ao tamanho areia muito fina (62-125 μ) a fina (125-250 μ)). Descrições petrográficas e ensaios de pressão capilar (mercúrio) indicam que estes poros estão bem conectados por gargantas estreitas, estando o valor médio de condutos porosos (Netto, 1982) situado em 16 μ . Como consequência têm-se melhores permeabilidades nestes arenitos, comparativamente àqueles pertencentes às sucessões de fácies DLE e DPB.

CAPÍTULO 5

REQUISITOS PARA A MODELAGEM QUANTITATIVA

Apresenta-se neste capítulo a seqüência de etapas que possibilitaram a efetiva transferência das descrições geológicas para equivalentes numéricos. Para tanto fez-se uso de técnicas que permitem expressar quantitativamente e de forma integrada o conhecimento geológico, assim como fornecem subsídios para análise das relações espaciais.

Inicialmente são apresentados os critérios que nortearam a caracterização das eletrofácies nos poços testemunhados. Uma vez estabelecidas as eletrofácies faz-se uso da análise discriminante, objetivando expandir esta classificação para os poços não testemunhados. São definidas as escalas nas quais pretende-se modelar o comportamento do reservatório em estudo.

Finalizando obtém-se um panorama global das relações espaciais da geometria das eletrofácies fazendo-se uso de mapas, distribuição de proporções e análise variográfica.

5.1 Eletrofácies

O estudo realizado nos quatro poços testemunhados (RBU-6, RBU-16, RBU-34 e RBU-37) e sua posterior calibração ao conjunto de perfis disponível nestes poços permitiu o estabelecimento de correlações rocha *versus* perfil consistentes. Estas correlações abrangendo as várias sucessões de fácies caracterizadas nos testemunhos serviram de base para a aplicação de técnicas de análise multivariada objetivando gerar uma classificação nos poços não testemunhados.

5.1.1 Determinação das eletrofácies

O termo eletrofácies é utilizado neste trabalho conforme definição proposta por Serra e Abbott (1980), e significa o conjunto de respostas de perfis que caracteriza uma camada e permite distingui-la das demais, ou seja um ou mais tipos litológicos que apresentam respostas similares frente aos perfis.

Após concluir-se a correlação rocha *versus* perfil realizou-se a análise dos dados referentes às quatro sucessões de fácies abrangendo feições macroscópicas, petrografia, petrofísica, bem como suas respostas frente ao conjunto de perfis disponível. Esta análise indica que no intervalo estratigráfico compreendido entre os marcos 50A e 51 as sucessões de fácies DCSL, DLSL, DLE e DPB representam 6,1%, 43,5%, 11,4% e 39,0%, respectivamente, da totalidade das rochas testemunhadas no intervalo. Considerando-se somente o intervalo correspondente à zona II verifica-se que as sucessões de fácies passam a representar 8,5%, 59,8%, 13,7% e 18,0% do total testemunhado.

Analisando-se o comportamento dos parâmetros raios gama (RG), densidade (RHOB), porosidade do perfil densidade (PHID), porosidade do perfil de neutrons (PHIN), diferença PHIN-PHID (DIFND) e volume de argila (VSH), obtidos através da análise quantitativa dos perfis, fica evidente que as sucessões de fácies DCSL e DLSL apresentam, nos perfis, padrões semelhantes, sendo que o mesmo não ocorre com as sucessões DLE e DPB (Figura 5.1).

Os dados petrofísicos também evidenciam uma grande semelhança entre as porosidades e as permeabilidades nas sucessões de fácies DCSL e DLSL (Tabela 4.2) indicando que elas devem apresentar comportamento similar ao deslocamento de fluidos. Análises de variância demonstram que, estatisticamente, não existe diferença significativa entre as médias das porosidades e permeabilidades de laboratório quando se comparam estas duas sucessões de fácies (Sousa e Mato, 1988).

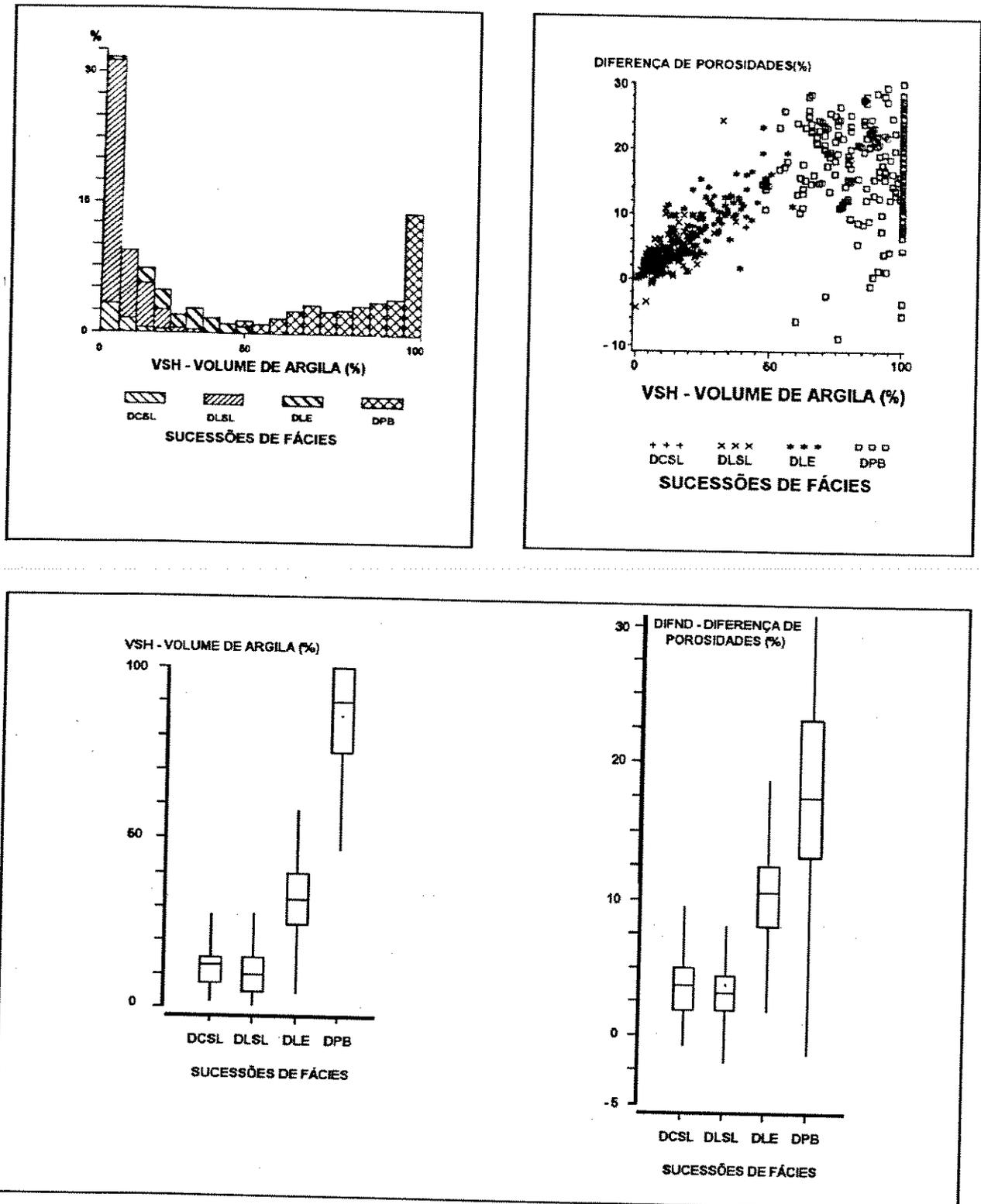


Figura 5.1 - Comparações entre as quatro sucessões de fácies caracterizadas nos poços testemunhados.

Em síntese, o resultado da correlação rocha *versus* perfil revelou que as quatro sucessões de fácies distribuem-se em três grupos distintos. Portanto, optou-se pela definição de três eletrofácies, denominadas 1, 2 e 3 e assim caracterizadas:

Eletrofácies 1 : engloba as sucessões da fácies DCSL e DLSL;

Eletrofácies 2 : equivale à sucessão de fácies DLE;

Eletrofácies 3 : equivale à sucessão de fácies DPB.

5.1.2 Análise discriminante

Uma vez estabelecidas as eletrofácies, fez-se uso da análise discriminante por ser um método multivariante cujo princípio baseia-se na determinação de uma função linear que permita distinguir estatisticamente dois ou mais grupos definidos *a priori*. A combinação linear das variáveis discriminatórias visa maximizar as diferenças estatísticas entre os grupos e minimizar a variabilidade interna de cada grupo, de tal modo que seja mínima a possibilidade de erro na classificação de determinado elemento em qualquer um dos grupos. Considerações sobre os princípios teóricos da análise discriminante e exemplos de sua aplicação podem ser obtidos em Davis (1973), Bucheb (1991) e Johnson & Wichern (1992).

Antecedendo a determinação da função discriminante efetuou-se a seleção das variáveis que melhor meçam as características pelas quais os grupos de eletrofácies estabelecidos diferem entre si. Para tanto fez-se uso da *procedure* STEPDISC (SAS Institute Inc., 1985), o que possibilitou selecionar o sub-conjunto de variáveis quantitativas que inclui volume de argila (VSH), porosidade do perfil densidade (PHID) e raios gama (RG) como os parâmetros de perfis que devem fornecer a melhor discriminação.

A estratégia adotada na análise discriminante descrita a seguir teve como premissa básica a necessidade de avaliar-se a *performance* do procedimento de classificação. Para isto dividiu-se o conjunto de dados disponível nos quatro poços

testemunhados em dois grupos: Grupo A será utilizado para a elaboração do modelo de classificação, enquanto que o Grupo B será usado para avaliar a *performance* do modelo de discriminação.

O Grupo A, com 424 amostras, inclui toda a amostragem existente no intervalo estratigráfico compreendido entre os marcos 50A e 51 obtida nos poços RBU-6, RBU-16 e RBU-34 (Figuras 4.5A a 4.7). O Grupo B, contendo 171 amostras, abrange os dados disponíveis no poço RBU-37, no mesmo intervalo estratigráfico (Figura 4.8).

Utilizou-se a *procedure* DISCRIM (SAS Institute Inc., 1985) para realização da análise discriminante, sendo obtida a regra de decisão abaixo, baseada no Grupo A.

a) Cálculo dos escores discriminantes:

$$F_1 = -9.92090 - 18.55630 \times VSH + 0.31465 \times PHID + 0.52281 \times GR$$

$$F_2 = -15.60025 + 3.395323 \times VSH + 0.04749 \times PHID + 0.58120 \times GR$$

$$F_3 = -47.70419 + 56.17756 \times VSH - 0.05607 \times PHID + 0.64521 \times GR$$

b) Posteriormente toma-se o maior escore calculado:

$$\text{Se } F_1 > F_2 \quad \text{e} \quad F_1 > F_3 \quad \Rightarrow \quad \text{Eletrofácies 1}$$

$$\text{Se } F_2 > F_1 \quad \text{e} \quad F_2 > F_3 \quad \Rightarrow \quad \text{Eletrofácies 2}$$

$$\text{Se } F_3 > F_1 \quad \text{e} \quad F_3 > F_2 \quad \Rightarrow \quad \text{Eletrofácies 3}$$

Sendo que a Eletrofácies (n) será aquela que corresponder ao maior escore discriminante F_n , $n = 1, 2$ ou 3 .

A *performance* das funções de classificação de amostras pode, a princípio, ser avaliada calculando-se a taxa de erro real, mas geralmente este cálculo não pode ser efetuado devido ao fato dele depender de funções densidade desconhecidas (Johnson & Wichern, 1992).

No entanto existe uma forma de se avaliar a *performance* que não depende do conhecimento das funções densidade e que pode ser calculada para qualquer procedimento de classificação. Esta forma, denominada taxa de erro aparente é intuitiva e fácil de ser calculada, sendo definida como a fração de observações do conjunto de validação que foram erroneamente classificadas (Johnson & Wichern, 1992).

Para a avaliação da *performance* do modelo de discriminação definido utilizou-se o Grupo B, obtendo-se os resultados apresentados na Tabela 5.1. Estes resultados revelam um índice de acerto total de 92,0%, o qual pode ser considerado excelente.

Visando avaliar se existiu alguma possível tendenciosidade não aparente na formação dos Grupos A e B utilizados para elaboração e avaliação do modelo de discriminação, respectivamente, repetiram-se todos os passos acima descritos fazendo-se combinações alternadas entre os quatro poços testemunhados, obtendo-se índices de acerto entre 90 e 92,5% (Tabela 5.2). Este rodízio entre poços evidenciou que não existe discrepância entre os resultados obtidos, e que a pequena variação observada no índice de acerto total (2,5%), entre os diferentes casos, é um bom indicador da consistência da análise discriminante.

Uma vez que a função discriminante definida a partir dos poços testemunhados possibilita distinguir efetivamente os conjuntos de eletrofácies estabelecidos *a priori*, foi possível estender sua aplicação às novas observações referentes aos poços não testemunhados classificando-as segundo os grupos pré-estabelecidos.

Como resultado final do processo de classificação obteve-se a determinação do tipo de eletrofácies, a cada 20 cm, em 73 poços, totalizando 7655 amostras. A Eletrofácies 1 constitui 74,0% desse conjunto de observações, enquanto que as eletrofácies 2 e 3 perfazem 13,6% e 12,4% do total de amostras, respectivamente.

Tabela 5.1 - Análise discriminante - taxa de erro aparente (RBU-37).

Número de observações e percentagem classificada na Eletrofácies (Predição)				
ELETROFÁCIES (Testemunhos)	1	2	3	TOTAL
1	78 90.70	8 9.30	0 0.0	86 100.0
2	4 12.12	29 87.88	0 0.0	33 100.0
3	0 0.0	3 5.77	49 94.23	52 100.0
TOTAL	82 47.95	40 23.39	49 28.65	171 100.0

Tabela 5.2 - Análise discriminante - índice de acerto total.

Grupo A	Grupo B	Índice de acerto total (%)
Poços 6, 16 e 34	37	92.0
Poços 6, 16 e 37	34	90.0
Poços 6, 34 e 37	16	92.5
Poços 16, 34 e 37	6	91.9

5.2 Níveis de heterogeneidade

O problema das heterogeneidades em reservatórios tem sido, nas últimas décadas, tema principal de vários artigos publicados, pois as heterogeneidades exercem forte influência no comportamento do fluxo de fluidos (Warren & Price, 1961) controlando de forma efetiva o fator de recuperação final de hidrocarbonetos. Portanto é desejável que sejam descritas, tanto qualitativamente quanto

quantitativamente os diversos tipos de heterogeneidades presentes no reservatório.

Num reservatório, vários tipos de heterogeneidades podem ser encontrados, em diferentes escalas ou originadas por diferentes causas, resultantes de processos geológicos complexos que variam no tempo e no espaço, tais como sedimentação, diagênese e tectônica, entre outros. A definição das escalas e tipos de heterogeneidades é fundamental para caracterizar o nível da abordagem que será implementado na análise de um determinado reservatório.

Dentre as várias classificações de heterogeneidades existentes destaca-se, pela estrutura simples e abrangente, aquela proposta por Weber (1986) na qual as heterogeneidades são agrupadas em sete tipos básicos englobando desde as grandes falhas até as feições microscópicas, passando pelas características externas e internas dos corpos arenosos, e tendo as fraturas como a última classe.

Na classificação proposta por Dreyer *et alii* (1990), baseada nos trabalhos de Pettijohn *et alii* (1973), Weber (1986) e Haldorsen (1986), a variabilidade das propriedades dos reservatórios é dependente da escala escolhida para a análise, tendo aqueles autores estabelecido as seguintes classes: gigaescala (>1000m), megaescala (100-1000m), macroescala (1-100m), mesoescala (1-10cm) e microescala (1-100 μ). Sem dúvida estas definições não devem ser tomadas com rigor uma vez que, a depender da escala, as propriedades geológicas serão usualmente diferentes.

Pelo exposto nos parágrafos anteriores fica evidente a necessidade de que, antecedendo o início de qualquer estudo, seja estabelecida a escala na qual o comportamento do reservatório será modelado. No presente trabalho tem-se por objetivo o estudo das variações laterais e verticais das propriedades petrofísicas nos espaços interpoços da malha de exploração da zona II, para tanto serão estudadas as relações espaciais entre as eletrofácies (macroescala), bem como o comportamento da permoporosidade nestas eletrofácies (microescala).

5.3 Relações espaciais

Para início do estudo das relações espaciais da geometria das eletrofácies fez-se necessária a preparação dos dados, abrangendo horizontalização e estabelecimento do suporte vertical. São apresentados, neste tópico, os critérios que nortearam a escolha do *datum* cronoestratigráfico ao qual os dados serão referidos e a definição do suporte vertical.

Para análise espacial da geometria das eletrofácies faz-se uso das seguintes ferramentas: mapas, distribuição das proporções, variogramas diretos, variogramas cruzados e probabilidades condicionais. Com base nestas ferramentas a hipótese de estacionaridade, ou não, deve ser escolhida.

5.3.1 *Datum* cronoestratigráfico

No intuito de se obter a melhor reprodução das relações espaciais entre as eletrofácies presentes na zona II, na época da deposição, fez-se necessário que os dados disponíveis em cada um dos poços perfurados fossem referidos a um *datum* a partir do qual eles serão tomados como horizontais. Este procedimento, denominado horizontalização, possibilitará o estabelecimento de correlações laterais consistentes do ponto de vista geológico, o que será fundamental na fase da simulação estocástica.

O *datum* escolhido corresponde ao Marco 51 (Sousa *et alii*, 1989), posicionado junto à base da zona II, o qual constitui o registro geológico de um período com reduzido suprimento de terrígenos relacionado a eventos transgressivos. Como resultado deste procedimento torna-se evidente que a zona II apresenta geometria externa lobada, caracterizada por base plana e topo convexo (Figura 5.2).

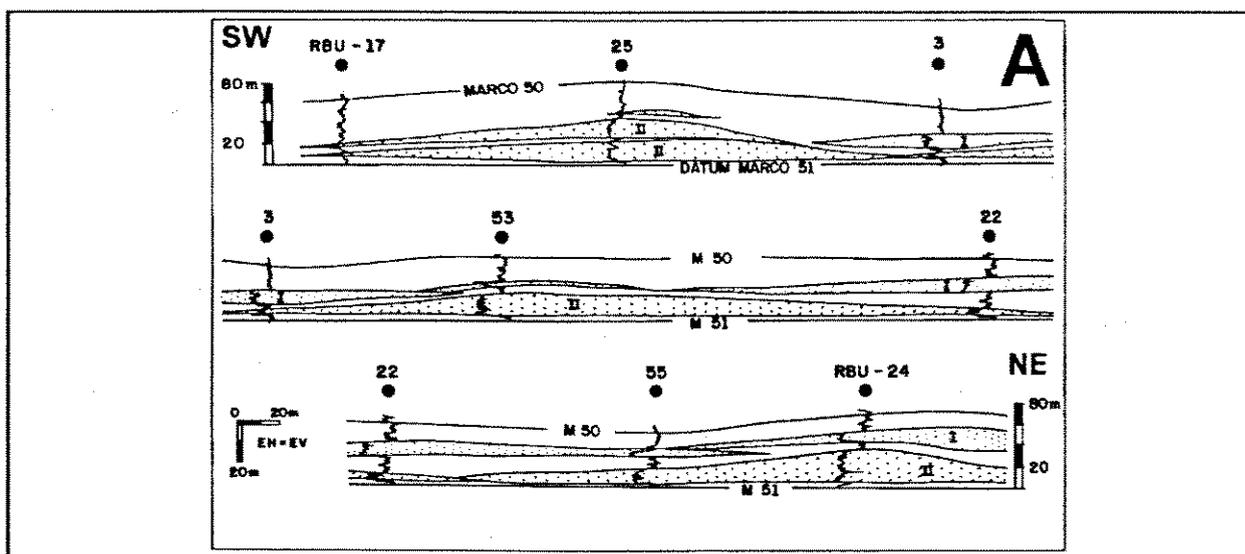
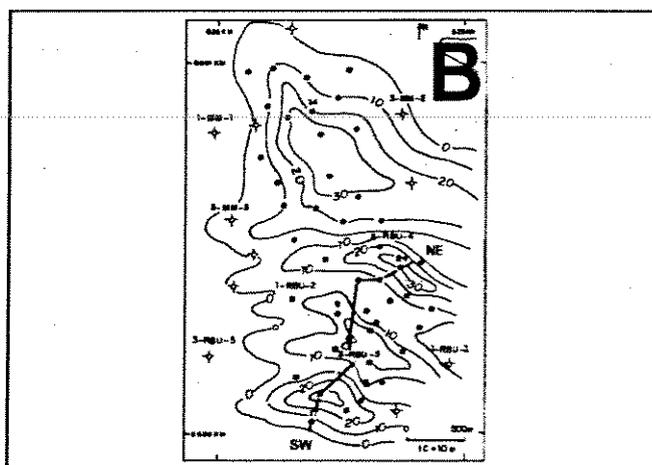


Figura 5.2 - (A) Seção estratigráfica NE-SW, tendo como *datum* o Marco 51; (B) Mapa de isólitais de arenito da zona II, com orientação da seção apresentada em A (Modificadas de Sousa *et alii*, 1992).



5.3.2 Suporte vertical

Neste tópico serão abordados os critérios que balizaram a mudança de suporte vertical de tal modo que não fosse desestruturada a variabilidade do conjunto de dados.

Em todos os poços dispõe-se de uma amostragem vertical regularmente espaçada a cada 20 cm. Entretanto as ferramentas de perfilagem possuem uma resolução vertical da ordem de 60 cm, isto significa que a menor espessura de camada que um conjunto de perfis pode identificar está em torno desta dimensão. Outro aspecto relevante é que as descrições de testemunhos (Figuras 4.5A a 4.8) permitiram identificar a presença de camadas com espessuras variando em torno

1 a 2 m constituídas pelas eletrofácies 2 e 3, as quais representam heterogeneidades significativas que devem ser consideradas na simulação de fluxo.

Procedeu-se então a regularização dos dados para os suportes de 0.6, 1.0, 1.6 e 2.0 m, objetivando-se escolher aquele em que a variabilidade principal dos dados fosse mantida. Para a variável eletrofácies, na qual as relações de aditividade não são válidas, considerou-se aquela de maior representatividade no intervalo regularizado, já para a variável porosidade considerou-se a média aritmética dos valores individuais presentes no intervalo.

Através do estudo comparativo das proporções globais, curvas de proporções vertical e horizontal, mapas de fração e do arranjo geométrico (probabilidades condicionais - vide item 5.3.5.2) obtidos para cada suporte definido anteriormente, ficou claro que para suportes de 1.6 e 2.0 m o processo gera uma suavização indesejável, perdendo-se variabilidade. Nos outros dois casos, suportes de 0.6 e 1.0 m, não se constata nenhuma redução significativa de variabilidade.

Pelo exposto escolheu-se a regularização dos dados para o suporte de 1.0 m, pelos aspectos ressaltados por Paraizo (1993): é um valor condizente com as restrições existentes, resulta na redução do número de dados a serem tratados mas ainda suficientes para uma modelagem consistente. Esta regularização deu origem a um conjunto de dados com 1531 pontos.

5.3.3 Mapas

Na figura 5.3 são apresentados os mapas elaborados a partir da regularização dos dados para o suporte de 1.0 m usando uma técnica elementar de mapeamento. Os mapas visam permitir verificar a distribuição, em área, das eletrofácies. Para este conjunto de dados as proporções globais obtidas para as eletrofácies 1, 2 e 3 foram 74,3%, 14,7% e 11,0%, respectivamente.

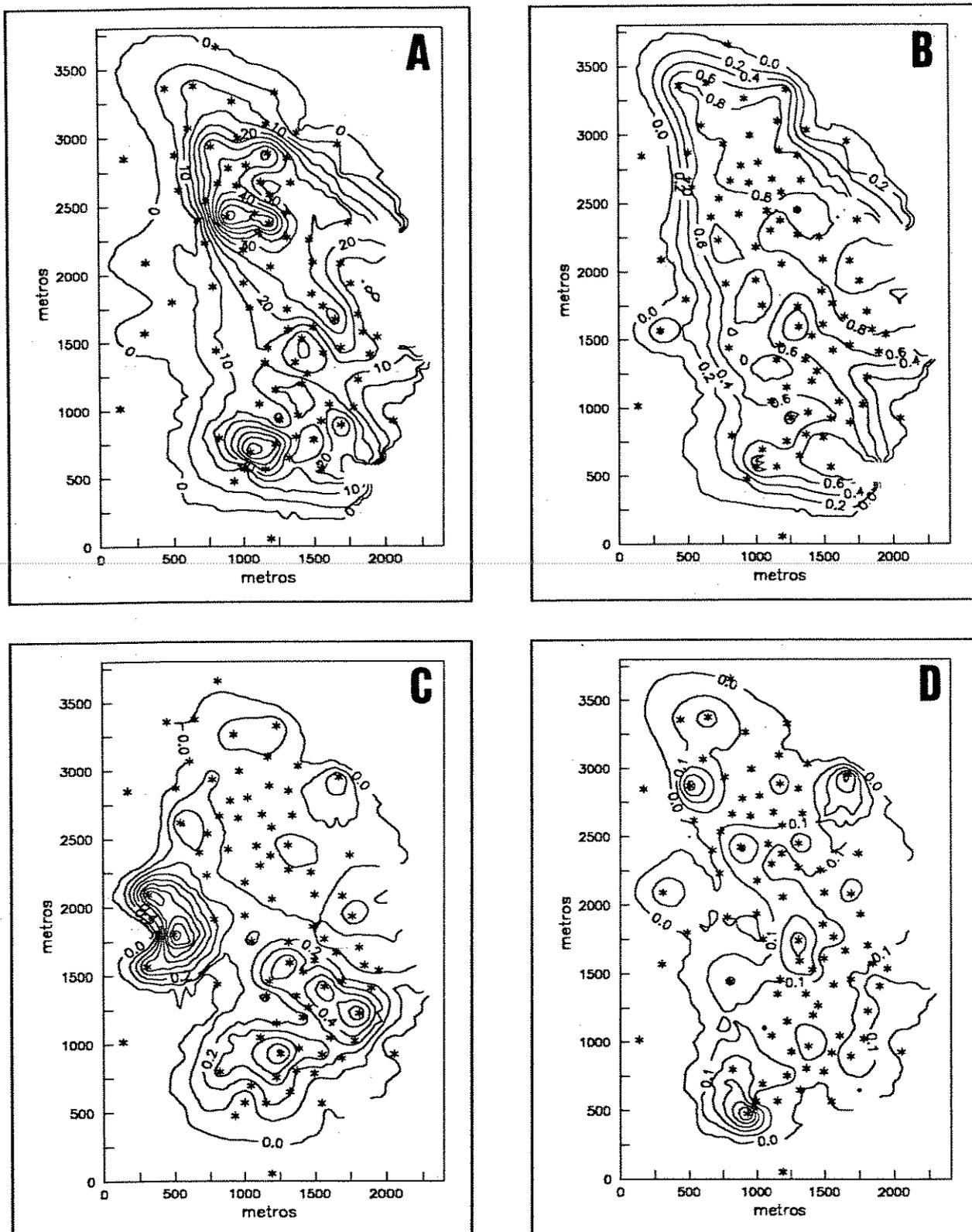


Figura 5.3 - Mapas de: (A) isópaca total da zona II; (B) percentagem da eletrofácies 1; (C) percentagem da eletrofácies 2 e (D) percentagem da eletrofácies 3.

Isópaca total (Figura 5.3A): destaca-se a geometria preferencialmente alongada para o quadrante NW. Sendo que as maiores espessuras, em torno de 35 a 60 m, são constatadas na porção centro norte do campo.

Eletrofácies 1 (Figura 5.3B): domina a porção central do campo e diminui, gradualmente, em direção às bordas excetuando-se o quadrante SE, região pela qual teria ocorrido o aporte de sedimentos. Observa-se na porção sudeste do campo uma feição alongada orientada na direção N45W, onde tem-se a redução, em termos percentuais, da ocorrência desta eletrofácies.

Eletrofácies 2 (Figura 5.3C): como um todo pode-se notar que há maior ocorrência desta eletrofácies na porção sul do campo (20 a 40%), comparativamente à porção norte (0 a 10%). No flanco oeste, região de borda, tem-se o predomínio desta eletrofácies.

Eletrofácies 3 (Figura 5.3D): não apresenta tendências preferenciais de distribuição.

5.3.4 Curvas de proporção

Foram elaboradas as curvas de proporção de cada uma das eletrofácies ao longo de diferentes direções. Pode-se dizer que ao longo do eixo vertical estas curvas sumarizam a sucessão deposicional, enquanto que no plano horizontal a distribuição das eletrofácies mostra o comportamento global dos depósitos.

Escolheram-se as direções N45E e N45W para elaboração das curvas de proporção horizontais (Figura 5.4) pois os mapas de distribuição das eletrofácies evidenciaram serem estas as direções principais de variabilidade. Estas direções também correspondem às direções transversal e longitudinal ao sentido de aporte dos sedimentos, de acordo com a interpretação de Sousa *et alii* (1992).

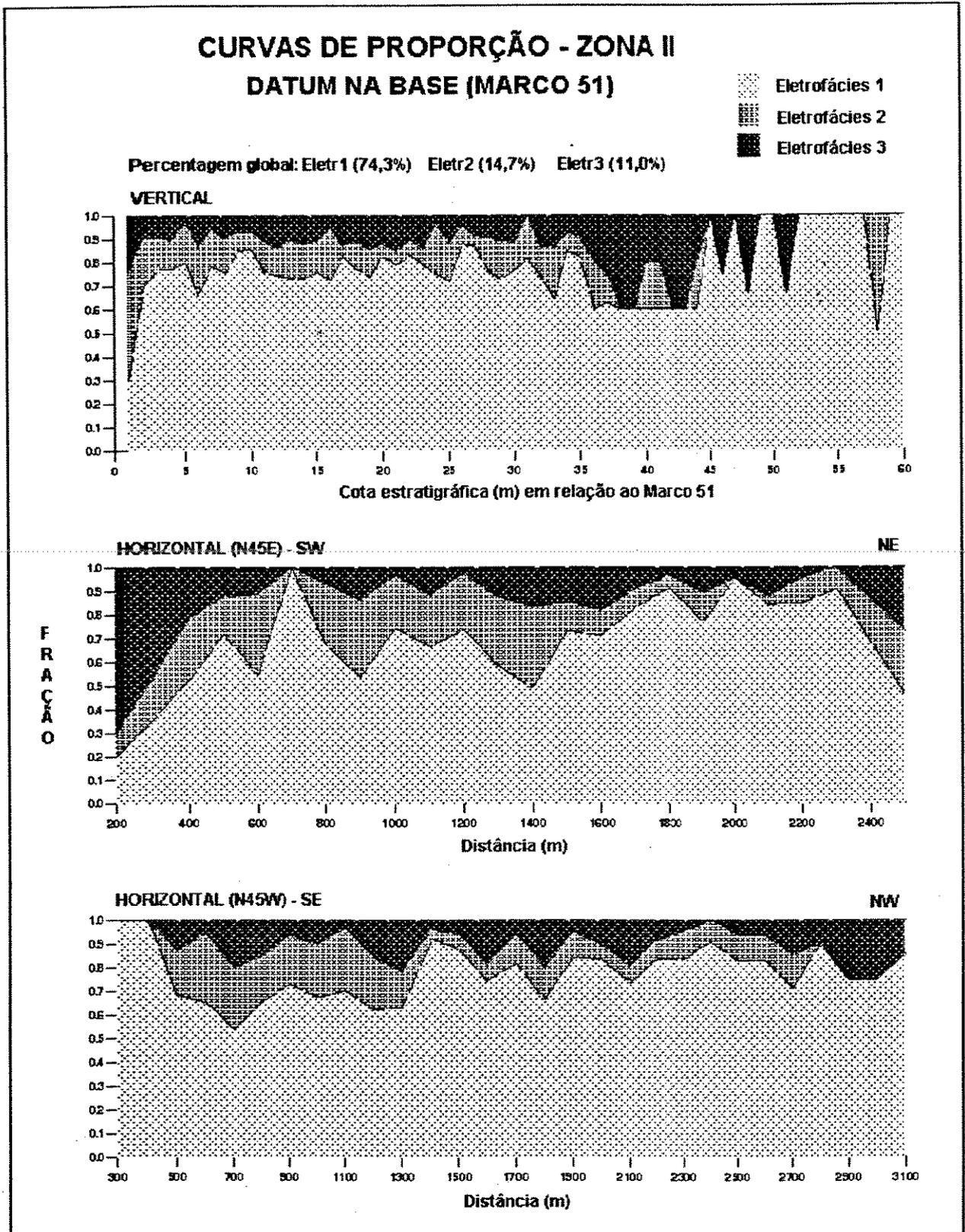


Figura 5.4 - Curvas de proporção vertical e horizontais.

Também foram construídas curvas de proporção horizontal nas direções Norte e Leste, obtendo-se padrões similares àqueles observados nas direções N45E e N45W. Pode-se notar que as proporções horizontais (Figura 5.4) apresentam variações pouco significativas na área em estudo.

Na curva de proporção ao longo do eixo vertical (Figura 5.4) verifica-se um padrão relativamente homogêneo entre a base (datum no Marco 51) e a porção mediana (35 m) da zona II. Entre 35 e 45 metros tem-se o incremento relativo da eletrofácies 3, e na parte superior da zona II, acima de 45 m, passa a predominar a eletrofácies 1.

Estas variações de pequena magnitude permitem que seja assumida a hipótese de estacionaridade dos dados na horizontal e vertical.

5.3.5 Análise variográfica

Objetiva-se com a análise variográfica a modelagem da correlação espacial dominante, a qual será utilizada como parâmetro de entrada para os processos de estimativa ou simulação geoestatística. Pode-se afirmar que esta análise engloba um conjunto de estudos cuja finalidade é possibilitar a elaboração de modelos variográficos característicos do fenômeno geológico em estudo, isto é, o modelo variográfico elaborado deve sumarizar em termos numéricos a correlação espacial (anisotropias, alcances, ...) de uma variável regionalizada. Portanto, convém lembrar que o conhecimento sobre o contexto geológico da área em estudo pode ser considerado tão importante quanto a experiência que se possa ter de geoestatística.

Partindo-se da definição da função variograma (Equação 5.1), verifica-se que ela representa uma variância calculada para várias distâncias, sendo que o

$$2\gamma(h) = E \{ [Z(x) - Z(x+h)]^2 \} \quad (5.1)$$

comportamento desta variabilidade ao longo do espaço irá definir o padrão de continuidade do fenômeno.

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

$$2\gamma(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (Z(x_i) - Z(x_i + h))^2 \quad (5.2)$$

sendo $N(h)$ o número de pares de pontos distantes de h , $Z(x_i)$ é o valor da variável no ponto x_i e $Z(x_i + h)$ é o valor da variável no ponto $x_i + h$.

Como neste tópico também será utilizado o conceito de variograma cruzado, faz-se uma breve explanação sobre esta função (Equação 5.3), a qual é tradicionalmente usada para descrever a continuidade cruzada entre duas variáveis. Seja então:

$$2\gamma_{ZY}(h) = E \{ [Z(x) - Z(x+h)] [Y(x) - Y(x+h)] \} \quad (5.3)$$

O variograma cruzado é estimado utilizando a Equação 5.4, sendo $Y(x_i)$ o valor de um outro atributo de interesse.

$$2\gamma_{ZY}(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (Z(x_i) - Z(x_i + h)) (Y(x_i) - Y(x_i + h)) \quad (5.4)$$

5.3.5.1 Variografia direta das indicadoras

O estudo variográfico de cada eletrofácies permitirá, juntamente com os tópicos anteriormente abordados neste capítulo, ampliar o conhecimento sobre o fenômeno geológico em estudo. Antecedendo o cálculo do variograma de uma eletrofácies deve-se proceder a transformação dos dados brutos em variáveis

aleatórias indicadoras, para tanto, faz-se uso do formalismo indicador de 1 (um) e 0 (zero) configurando a presença ou ausência da eletrofácies, respectivamente.

As variáveis aleatórias indicadoras referentes às três eletrofácies estabelecidas no item 5.1 foram obtidas utilizando-se funções aleatórias indicadoras definidas a partir de eventos relacionados com a ocorrência ou ausência de determinado tipo de eletrofácies. Assim tem-se:

$$I_{Elet1}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se a Eletrofácies 1 ocorre no ponto } x \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.5)$$

$$I_{Elet2}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se a Eletrofácies 2 ocorre no ponto } x \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.6)$$

$$I_{Elet3}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se a Eletrofácies 3 ocorre no ponto } x \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.7)$$

A distribuição das variáveis indicadoras é denominada distribuição de Bernoulli, sendo sua esperança, variância e variograma assim definidos:

$$E [I_j (x, eletr)] = p_j \quad (5.8)$$

$$Var [I_j (x, eletr)] = (p_j) (1 - p_j) \quad (5.9)$$

$$2\gamma_f(h) = E [(I_j(x, eletr) - I_j(x+h, eletr))^2], \text{ ou seja}$$

$$2\gamma_f(h) = Prob [I_j(x, eletr) \neq I_j(x+h, eletr)]$$

$$2\gamma_f(h) = Prob [I_j(x) = eletr, I_j(x+h) \neq eletr] + Prob [I_j(x) \neq eletr, I_j(x+h) = eletr]$$

(5.10)

sendo *eletr* a eletrofácies no ponto e p_j a frequência relativa de ocorrência da eletrofácies j no conjunto total de dados.

Portanto o variograma direto da indicadora representa simplesmente a probabilidade de que para cada par de pontos, separados por uma dada distância, somente um deles corresponde à eletrofácies em análise, e que seu patamar teórico está diretamente relacionado com a frequência relativa da eletrofácies. Este variograma representa, em síntese, a probabilidade de sair de uma eletrofácies.

Foram calculados os semivariogramas diretos das três eletrofácies na vertical, assim como em diversas direções na horizontal. Na Figura 5.5 são apresentados os semivariogramas horizontais e verticais das eletrofácies.

O espaçamento entre poços, cerca de 250 metros, torna um tanto frustrante a análise variográfica horizontal. Apesar de ser muito sutil constata-se que, na horizontal, as direções de maior e menor continuidade correspondem àquelas anteriormente reconhecidas nos estudos geológicos, ou seja N45W e N45E, respectivamente.

Comparando-se os semivariogramas horizontais calculados, relativos a cada eletrofácies (Figura 5.5), observa-se que o patamar (variância) é praticamente o mesmo, para as duas direções consideradas (N45W e N45E).

Por serem semivariogramas médios encontram-se atenuadas as feições locais, como por exemplo o caráter cíclico das eletrofácies observado na direção vertical na quase totalidade dos poços. Este aspecto marcante, característico das eletrofácies em estudo, torna-se evidente somente quando são calculados semivariogramas locais.

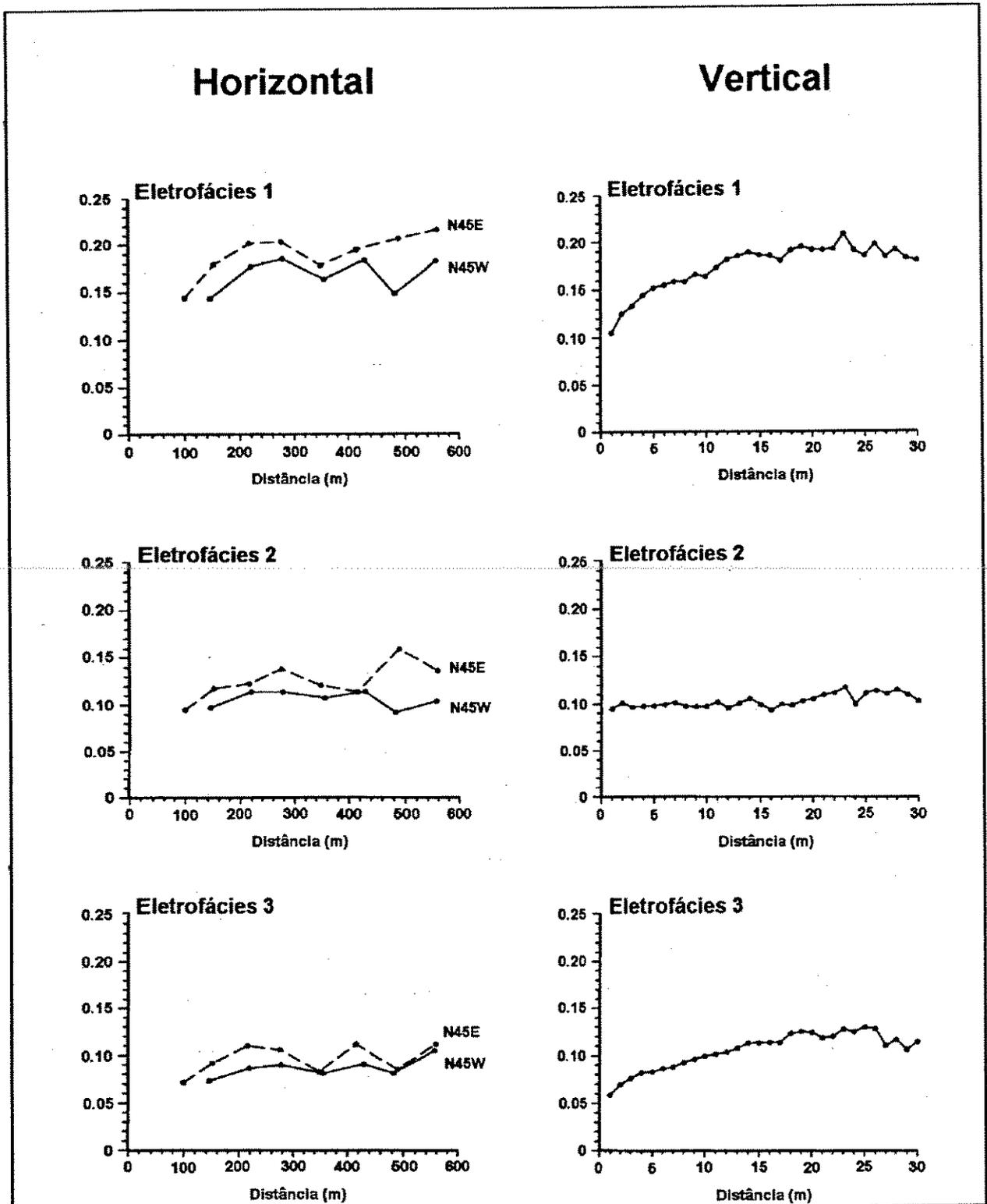


Figura 5.5 - Semivariogramas horizontais e verticais das indicadores das eletrofácies.

5.3.5.2 Variografia cruzada das indicadoras

Neste tópico serão analisadas as relações espaciais entre as eletrofácies. Para tanto utilizar-se-á a metodologia proposta por Rivoirard (1993). Este autor propôs uma forma de abordagem que tem por base o cálculo de probabilidades condicionais a partir dos variogramas direto e cruzado das indicadoras.

O variograma cruzado entre duas indicadoras é assim definido:

$$2\gamma_{JK}(h) = E [(I_J(x, \text{eletr}) - I_J(x+h, \text{eletr})) (I_K(x, \text{eletr}) - I_K(x+h, \text{eletr}))]$$

$$2\gamma_{JK}(h) = \text{Prob}[I_J(x) = \text{eletr}, I_K(x+h) = \text{eletr}] + \text{Prob}[I_K(x) = \text{eletr}, I_J(x+h) = \text{eletr}]$$

(5.11)

sendo *eletr* a eletrofácies no ponto e J, K as eletrofácies em análise.

As relações apresentadas acima mostram que o variograma cruzado entre duas indicadoras representa a probabilidade de um dos pontos pertencer a uma das eletrofácies em análise enquanto que o outro ponto, situado a uma distância h , pertence à outra eletrofácies em estudo.

Assim, efetuando-se a divisão do variograma cruzado das indicadoras pelo variograma direto de uma das indicadoras obtém-se como resultado as probabilidades condicionais, conforme apresentado abaixo:

$$\frac{2\gamma_{JK}(h)}{2\gamma_J(h)} = \text{Prob}(K | J)$$

(5.12)

assim, este cálculo indica qual a probabilidade de uma mudança para a eletrofácies K , considerando que se esteja na eletrofácies J . Rivoirard (1993) salienta que estes resultados não são nenhuma novidade, mas sua utilização não tem sido suficientemente explorada objetivando a análise estrutural e escolha das técnicas

de estimativa ou simulação.

Para o caso em estudo foram calculadas as probabilidades condicionais na vertical e horizontal (N45W e N45E) (Figuras 5.6 e 5.7) destacando-se os seguintes aspectos:

a) Transição da eletrofácies 1 para as eletrofácies 2 e 3.

Para valores pequenos de h , são maiores as probabilidades de transição da eletrofácies 1 para a 2, comparativamente àquelas referentes à transição da eletrofácies 1 para a 3. Para o primeiro caso as probabilidades diminuem com o aumento da distância e estabilizam-se num patamar próximo de 0.5 para distâncias superiores a 7.5 m na vertical (Figura 5.6) e 200 m na direção N45E (Figura 5.7), o inverso ocorre no segundo caso. Na direção N45W (Figura 5.7) os resultados obtidos não possibilitam inferências consistentes sobre o comportamento de distanciamento ou proximidade.

b) Transição da eletrofácies 2 para as eletrofácies 1 e 3.

A probabilidade de se passar da eletrofácies 2 para 1 é da ordem de quatro vezes superior àquela de se passar da eletrofácies 2 para 3, em todas as direções analisadas (Figura 5.7). Isto decorre do fato da eletrofácies 2 encontrar-se dispersa na eletrofácies 1 e apresentar contato local com a eletrofácies 3.

c) Transição da eletrofácies 3 para as eletrofácies 1 e 2.

A eletrofácies 3 possui a menor proporção global (11,0%) dentre as eletrofácies presentes. Em virtude deste aspecto constata-se que, na horizontal (Figura 5.7), existe maior probabilidade de se passar da eletrofácies 3 para 1, a qual é a predominante em termos de proporção global (74,3%). Na vertical, para distâncias inferiores a 5 metros, nota-se uma relação de proximidade entre as eletrofácies 3 e 2 (Figura 5.6).

Estas probabilidades condicionais de transição entre as eletrofácies indicam

a existência de relações geométricas de proximidade e distanciamento, tanto na horizontal quanto na vertical, condizentes com o modelo geológico preconizado para este intervalo estratigráfico (ver capítulo anterior).

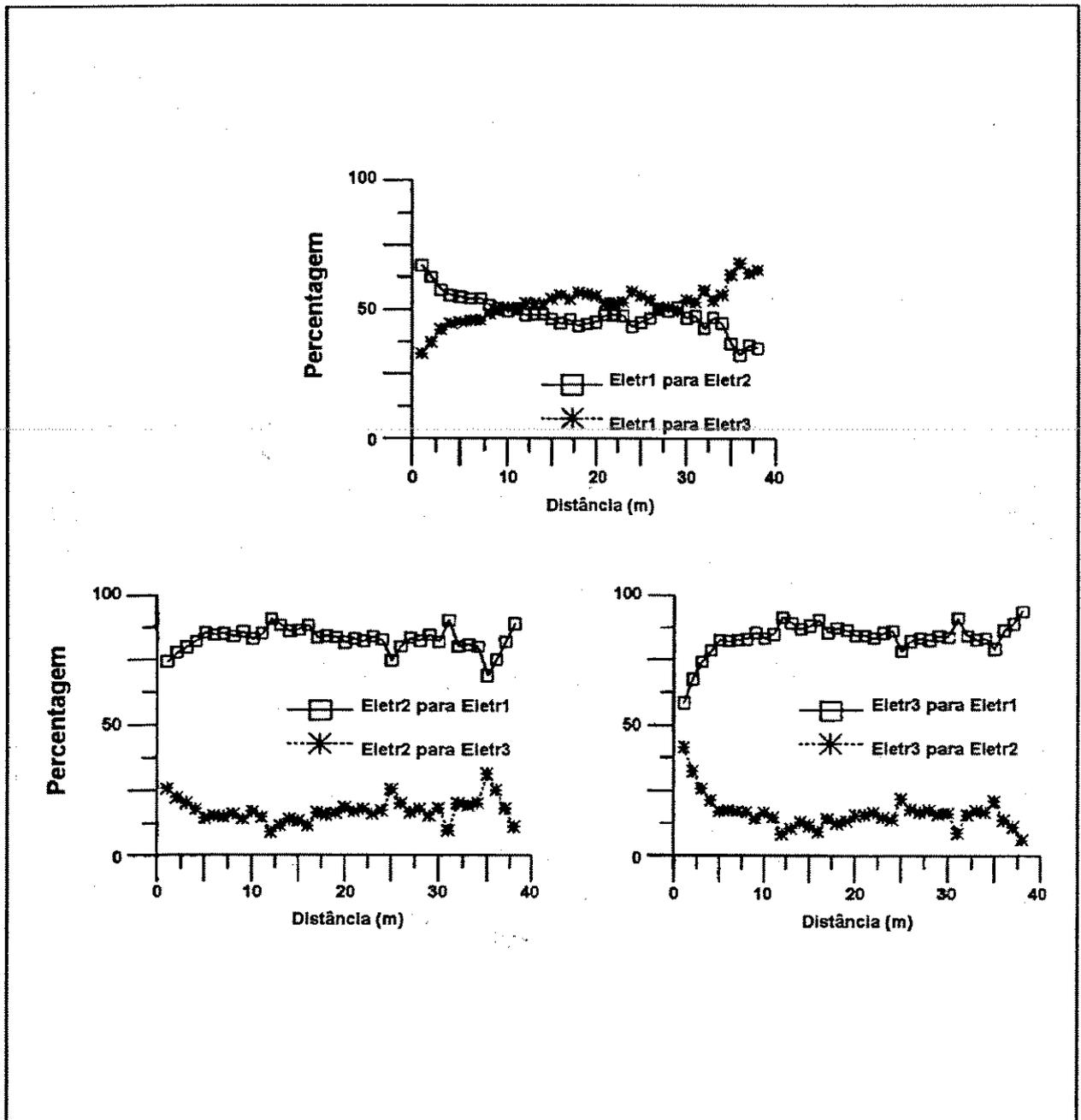


Figura 5.6 - Probabilidade condicional de vizinhança das eletrofácies na vertical.

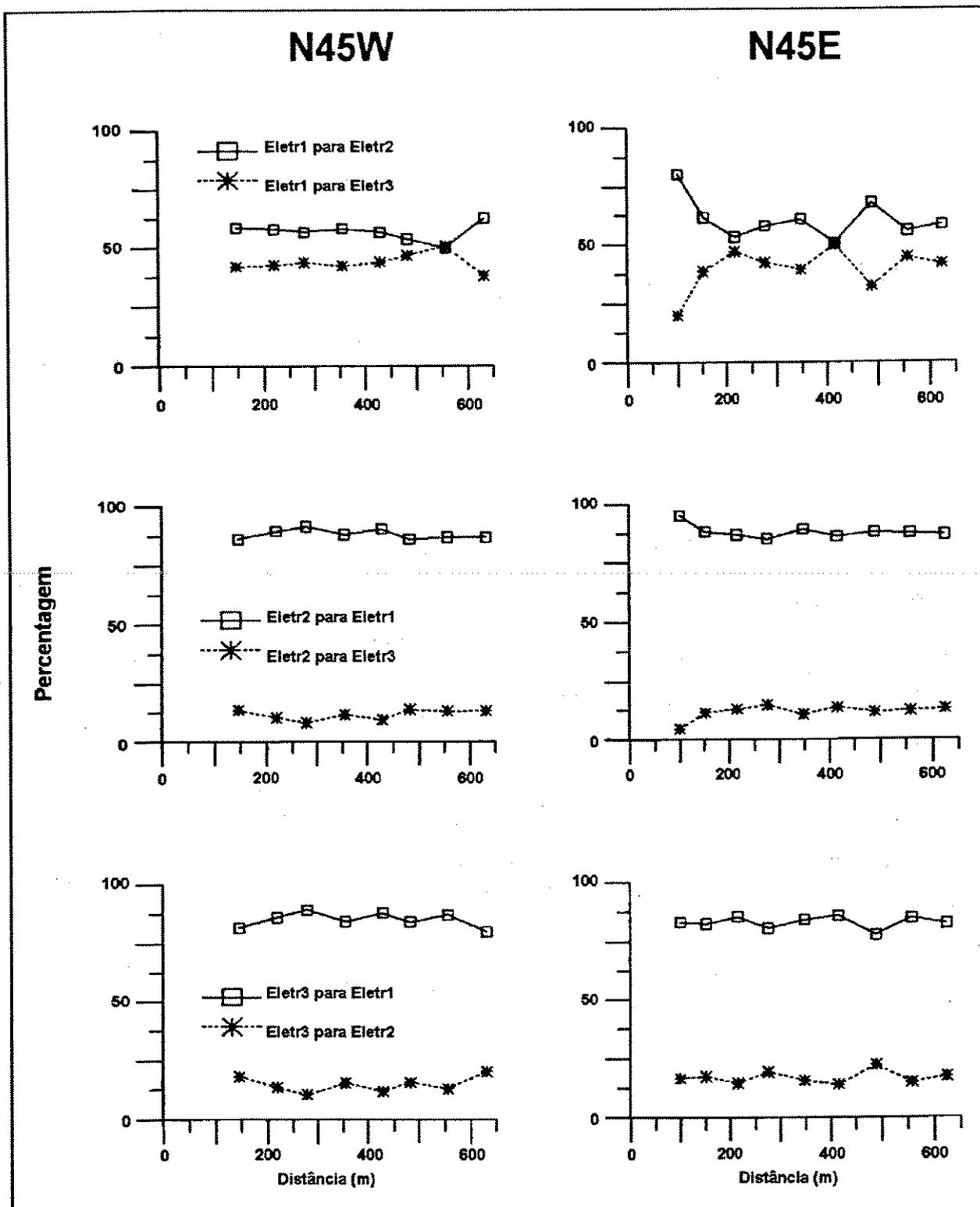


Figura 5.7 - Probabilidade condicional de vizinhança das eletrofácies na horizontal, segundo as direções N45W e N45E.

Finalizando o capítulo, é importante destacar que o sucesso em expressar de forma quantitativa o conhecimento geológico existente, sobre determinado reservatório, só é atingido após ter-se estabelecido o modelo geológico. Pode-se afirmar que o modelo geológico constitui-se num pré-requisito fundamental para os estudos de análise multivariada e geoestatísticos.

Assim, a utilização de técnicas de análise multivariada deve ser seguida de testes que permitam avaliar a *performance* das mesmas. Além disso deve-se confrontar os resultados obtidos através destas técnicas com aqueles preconizados pelo modelo geológico proposto para a área.

Agora tome-se, por exemplo, a análise variográfica. Uma interpretação errônea muito comum é supor que a simples realização da análise variográfica permitirá detectar a correlação espacial, independentemente do conhecimento *a priori* das causas e estilos esperados da variabilidade espacial. Este tipo de procedimento pode conduzir a resultados completamente equivocados, particularmente quando analisam-se padrões espaciais complexos.

Deve-se ter em mente que o semivariograma constitui-se numa forma de quantificar a correlação espacial. Esta correlação pode estar evidente no conjunto de dados disponível, mas também pode ser inferida a partir do modelo geológico. É o modelo que permite elaborar um sentimento qualitativo no que diz respeito ao padrão de correlação espacial.

Em suma, estes pontos ilustram claramente que o conhecimento geológico é a base para o desenvolvimento de estudos consistentes que envolvam a aplicação de qualquer outra técnica.

CAPÍTULO 6

MODELAGEM DAS ELETROFÁCIES

Neste capítulo a discussão estará centrada na utilização da informação geológica básica (eletrofácies) no intuito de se obter a caracterização da arquitetura do reservatório. A complexidade desta arquitetura, conforme apresentado no Capítulo 4, decorre de uma sedimentação relacionada a fluxos gravitacionais subaquosos em ambiente lacustre.

Com a modelagem estocástica das eletrofácies a ser realizada tenta-se capturar e expressar, em termos quantitativos, esta complexidade geométrica. Isto possibilitará descrever as heterogeneidades de grande escala presentes no reservatório.

A caracterização de reservatórios siliciclásticos passa, necessariamente, pelo mapeamento da distribuição litológica no espaço tridimensional. Esta variável pode estar expressa como litofácies, sucessões de fácies, eletrofácies, dentre outras formas.

As imagens resultantes devem reproduzir não somente as proporções globais das diferentes litologias presentes, mas também honrar os dados existentes nos poços perfurados na área. Além disto, espera-se que elas também reproduzam os padrões de conectividade existente entre as diferentes litologias.

A importância do conhecimento dos padrões de conectividade pode ser avaliada através de um caso simples. Considere, por exemplo, um reservatório no qual tem-se uma pequena percentagem de folhelho, mas que ocorrem como camadas extremamente contínuas. Num outro extremo admita que o reservatório

possui proporção global maior de folhelho, mas que constituem camadas com pequena extensão lateral. É evidente que, no primeiro caso, pode até inexistir fluxo vertical o que não aconteceria no segundo caso.

6.1 A simulação das eletrofácies

Ao longo deste tópico serão apresentados os critérios que nortearam a escolha do algoritmo de simulação. Além disso discutem-se os passos necessários para que o mesmo possa ser implementado.

6.1.1 Escolha do algoritmo

Os trabalhos publicados tornam evidente a inexistência de um consenso, entre diferentes autores, quanto ao modelo ideal a ser adotado para a simulação de variáveis categóricas, neste caso as eletrofácies. O que se verifica normalmente é que a escolha de um determinado modelo, assim como o método de simulação, está relacionado ao contexto geológico em análise e conjunto de dados disponíveis (Capítulo 3).

O método escolhido para simulação das eletrofácies está fundamentado nas componentes principais indicadoras (Suro-Pérez & Journel, 1990, 1991). Dentre as justificativas para a utilização desta técnica destaca-se a necessidade de serem levadas em consideração as covariâncias cruzadas entre eletrofácies. Isto porquê, conforme verificado no item 5.3.4, existe uma forte interrelação entre as eletrofácies. Também considerou-se a necessidade de que as diferentes geometrias das eletrofácies viessem a ser representadas.

Para gerar as simulações geoestatísticas das eletrofácies utilizou-se o programa IPCSIM conforme implementado na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a), mas modificado para permitir a definição do domínio a ser simulado e incorporar

a curva de proporção vertical dos dados (Baldissera, 1992; Beraldo, 1993) apresentada na Figura 5.4. O algoritmo utiliza os dados contidos na curva de proporção vertical como médias locais no procedimento da krigagem.

O programa IPCSIM utiliza o algoritmo de simulação seqüencial, condicionando cada nó simulado aos dados presentes na vizinhança especificada, assim como aos nós previamente simulados ali existentes. Cada componente principal é krigada independentemente durante a simulação de cada nó da malha. A transformação inversa das componentes principais fornece a distribuição condicional das várias eletrofácies para cada nó, a partir da qual a eletrofácies simulada é retirada aleatoriamente (Suro-Pérez & Journel, 1990). Este processo é repetido continuamente até que todos os nós da malha tenham sido simulados.

6.1.2 As componentes principais indicadoras

Para a abordagem a ser desenvolvida torna-se necessária a transformação das variáveis indicadoras originais em suas componentes principais. Utilizando uma expressão de Davis (1973) pode-se dizer que as componentes principais são simplesmente os autovetores da matriz de variância e covariância.

O autor citado, utilizando um exemplo numérico, descreve de modo claro e conciso as diversas etapas envolvidas na análise de componentes principais (p. 478). Em essência trata-se de uma técnica algébrica que possibilita a transformação linear de um vetor em outro, sendo que esta transformação deve atender algumas condições.

O passo inicial para o estudo das componentes principais indicadoras consiste na análise da matriz de covariância das eletrofácies para uma determinada separação h , normalmente escolhe-se $h = 0$. Esta matriz é calculada utilizando-se as proporções relativas às eletrofácies 1, 2 e 3, as quais correspondem

a 74,28%, 14,69% e 11,03%, respectivamente.

Com estas proporções e utilizando as propriedades das indicadoras (vide item 5.3.4) abaixo destacadas (6.1) calcula-se a matriz de covariância para $\mathbf{h}=0$ (6.2).

$$\begin{aligned} C(0, l_k, l_{k'}) &= -p_k \cdot p_{k'} && \text{se } k \neq k' \\ C(0, l_k, l_k) &= p_k \cdot (1 - p_k) && \text{se } k = k' \end{aligned} \quad (6.1)$$

sendo:

$C(0, l_k, l_{k'})$ a covariância entre as eletrofácies k e k' para uma separação de $\mathbf{h}=0$; p_k = proporção relativa da eletrofácies k .

$$C(h_0) = \begin{bmatrix} \text{eletrofácies} & 1 & 2 & 3 \\ 1 & 0.19105 & -0.10912 & -0.08193 \\ 2 & -0.10912 & 0.12532 & -0.01620 \\ 3 & -0.08193 & -0.01620 & 0.09813 \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

A decomposição ortogonal desta matriz simétrica de covariâncias (6.2) permitirá obter os autovalores, autovetores e componentes principais. A decomposição da matriz é dada por 6.3.

$$C(h_0) = A \cdot D \cdot A^T \quad (6.3)$$

sendo A uma matriz ortogonal ($k \times k$), A^T sua transposta e D uma matriz diagonal.

As colunas da matriz ortogonal resultante desta decomposição representam os três autovetores (6.4). Assim, utilizando estes resultados pode-se proceder a transformação dos vetores das indicadoras ($I_n(\mathbf{x})$) em vetores das componentes principais indicadoras ($Y_k(\mathbf{x})$) conforme mostrado em 6.5.

$$A(h_0) = \begin{bmatrix} & \text{CPI 1} & \text{CPI 2} & \text{CPI 3} \\ \text{Eletr 1} & -0.80801 & 0.11739 & -0.57735 \\ \text{Eletr 2} & 0.50567 & 0.64107 & -0.57735 \\ \text{Eletr 3} & 0.30235 & -0.75845 & -0.57735 \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} Y_1(x) &= -0.80801.J_1(x) + 0.50567.J_2(x) + 0.30235.J_3(x) \\ Y_2(x) &= 0.11739.J_1(x) + 0.64107.J_2(x) - 0.75845.J_3(x) \\ Y_3(x) &= -0.57735.J_1(x) - 0.57735.J_2(x) - 0.57735.J_3(x) \end{aligned} \quad (6.5)$$

Analisando-se as expressões acima (6.5) e lembrando que uma das indicadoras tem valor 1, enquanto as outras duas são 0, percebe-se que a terceira componente principal indicadora é constante (-0.57735), conseqüentemente não se realiza sua análise variográfica. Portanto com somente duas componentes principais indicadoras pode-se caracterizar a variabilidade espacial das três eletrofácies identificadas no presente estudo.

Estas expressões também evidenciam que a eletrofácies 1 é computada para a componente principal 1, enquanto que a eletrofácies 3 é representada preferencialmente pela componente 2. A eletrofácies 3 encontra-se distribuída entre as componentes principais 1 e 2.

Os elementos da matriz diagonal **D** são os autovalores da decomposição da matriz de covariâncias - $C(h_0)$. A matriz **D** equivale à matriz de covariâncias das componentes principais indicadoras sendo que os autovalores obtidos (0.2900, 0.1245 e zero) representam as variâncias das componentes principais indicadoras 1, 2 e 3, respectivamente.

Como a soma dos autovalores equivale à variância total do sistema, constata-se que no espaço das componentes principais (no qual os dados são independentes devido a ortogonalidade) os eixos da primeira e segunda componentes explicam

70% e 30% da variabilidade, respectivamente.

É importante frisar que devido ao fato de ter-se realizado a transformação para componentes principais considerando-se $h=0$ torna-se necessária a verificação de que a independência entre as componentes principais mantém-se válida para qualquer separação h . Na Figura 6.1 pode-se notar que o semivariograma cruzado entre os componentes principais 1 e 2 apresentam valores absolutos em torno de zero para separações com $h > 0$, tanto na horizontal quanto na vertical. Estes resultados permitem assumir a hipótese de que a ortogonalização mantém-se válida para qualquer separação.

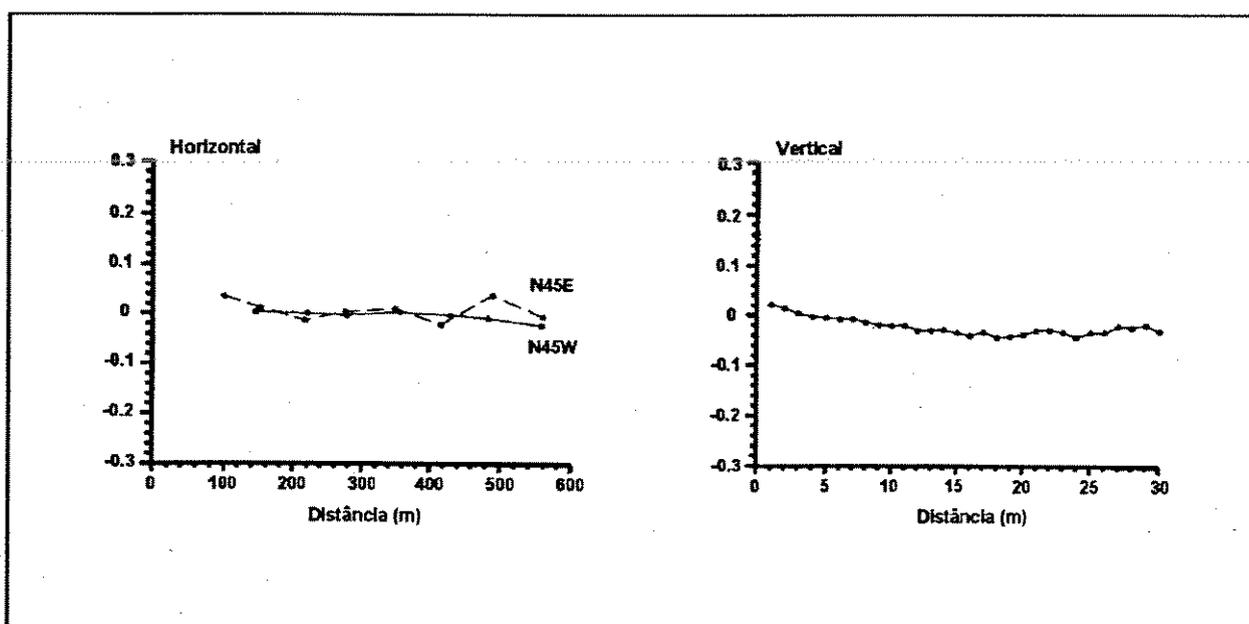


Figura 6.1 - Semivariogramas cruzados entre as componentes principais indicadoras 1 e 2, na horizontal (N45W e N45E) e vertical.

6.1.3 Variografia das componentes principais indicadoras

O algoritmo escolhido para a simulação das eletrofácies, IPCSIM, necessita que sejam informados os semivariogramas das componentes principais indicadoras. Neste item apresenta-se a análise variográfica das componentes principais 1 e 2, as quais expressarão a variabilidade espacial, pois a terceira componente conforme

discutido no item anterior apresenta variabilidade nula.

Foram calculados os semivariogramas experimentais diretos na vertical e em diversas direções na horizontal. Notou-se que, na horizontal, as direções de maior e menor continuidade correspondem àquelas caracterizadas no estudo das eletrofácies (item 5.3.4), N45W e N45E, respectivamente. Na Figura 6.2 são apresentados os semivariogramas experimentais e os modelos ajustados para as componentes principais 1 e 2, lembrando que três eletrofácies implicam em duas componentes principais indicadoras.

Os modelos variográficos adotados para as duas componentes principais são do tipo exponencial. Todos os modelos ajustados apresentam anisotropias geométricas na horizontal (N45W e N45E) bem como na vertical (Figura 6.2).

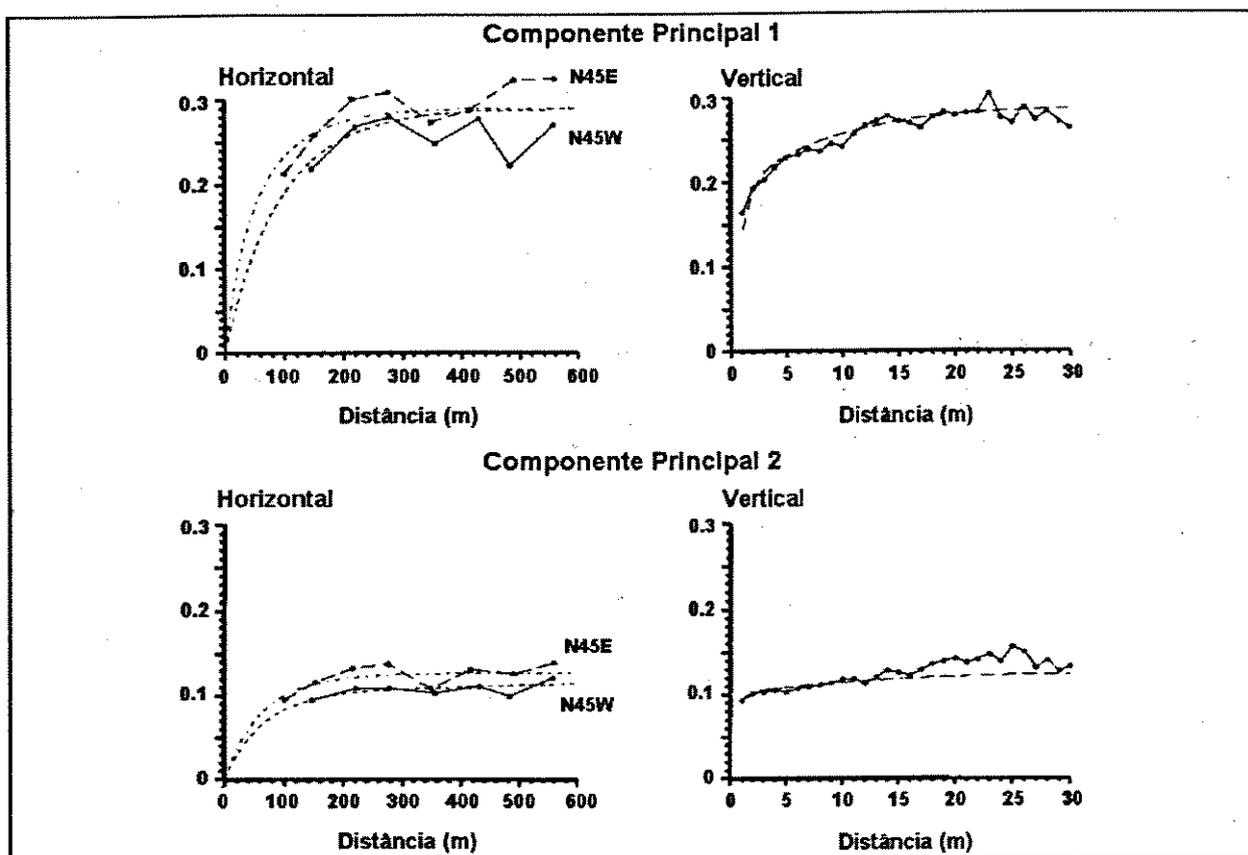


Figura 6.2 - Semivariogramas das componentes principais 1 e 2, na horizontal e vertical

Os valores dos patamares observados nos semivariogramas diretos das componentes principais indicadoras 1 e 2 possuem, para a mesma componente, magnitudes similares na horizontal e vertical (Figura 6.2). Estes patamares indicam que a variabilidade situa-se em torno dos valores encontrados para as variâncias das componentes 1 e 2, as quais são dadas pelos seus autovalores, 0.2900 e 0.1245, respectivamente.

Aqui surge uma das desvantagens desta técnica de simulação: os modelos variográficos ajustados às componentes principais indicadoras não refletem a continuidade ou anisotropia das categorias correspondentes. Outro aspecto desfavorável é o espalhamento da anisotropia de uma determinada eletrofácies pelas componentes principais existentes, resultando na distribuição daquela anisotropia nas várias eletrofácies da distribuição condicional, quando se faz a transformação inversa.

6.1.4 Malha de simulação

Para englobar completamente a área de ocorrência dos arenitos reservatório da zona II foi estabelecida uma malha de simulação tridimensional com 48 x 76 x 59 células, cada qual possuindo dimensões de 50 x 50 x 1 m, totalizando 215232 blocos.

Uma vez que a simulação será realizada em coordenadas estratigráficas, *datum* posicionado na base da zona II (Marco 51), fez-se necessária a realização da krigagem ordinária da isópaca total da zona (Figura 5.3A) objetivando identificar os blocos ativos, estabelecendo-se o domínio da simulação.

Como dados de entrada para esta krigagem foram utilizados os valores de isópaca total da zona II obtidos nos poços. Como resultado obteve-se que o domínio da simulação é constituído por 29638 blocos.

Esta estratégia na definição dos blocos a serem simulados torna os algoritmos de simulação seqüencial (Deutsch & Journel, 1992a) mais rápidos e impossibilita que nós externos à região que se deseja simular sejam utilizados como condicionantes nestes modelos (Baldissera, 1992; Beraldo, 1993).

6.2 Simulações condicionais - IPCSIM

Determinadas as informações de entrada necessárias ao programa IPCSIM efetuaram-se 22 simulações das eletrofácies, mantendo-se sempre os mesmos parâmetros (raio de pesquisa, vizinhança, etc) e variando-se unicamente a semente aleatória. Salienta-se que o raio de pesquisa utilizado é da ordem de alguns metros superior ao alcance máximo definido nos modelos variográficos ajustados aos dados experimentais.

Este número de realizações foi definido como satisfatório uma vez que a partir da décima quinta realização deixaram de ocorrer flutuações significativas. Estas flutuações referem-se aos valores máximos e mínimos resultantes do cálculo dos semivariogramas diretos das três eletrofácies efetuado, para cada passo, nas diferentes realizações obtidas com a simulação.

Para cada realização constatou-se que, em média, o número de blocos do domínio da simulação (29638) estimados por krigagem simples, krigagem ordinária e a partir da média da camada correspondem a 27,40%, 72,58% e 0,02%, respectivamente.

6.2.1 Resultados obtidos

A seguir faz-se uma análise dos resultados obtidos com as simulações, focalizando-se especialmente as semelhanças e discrepâncias encontradas entre os

dados condicionantes e os resultados obtidos com as 22 realizações.

Na Tabela 6.1 apresenta-se a comparação entre as proporções globais das três eletrofácies existentes nos dados condicionantes e as resultantes de 22 realizações. Estes dados médios revelam que se tem, para as realizações, uma ligeira diferença nas proporções globais das eletrofácies 1 e 3, em torno de 1%, comparativamente aos dados condicionantes. Para a eletrofácies 2 não existem diferenças expressivas (Tabela 2).

Vale ressaltar que pequenas variações na proporção de ocorrência de uma determinada eletrofácies implicará em oscilações significativas na variância. Isto ocorre porque trata-se de uma variável indicadora, conforme visto no item 5.3.5.1 (Equação 5.9).

É claro que existem realizações cujas proporções globais das eletrofácies são praticamente idênticas às dos dados condicionantes. Por exemplo, numa determinada realização foram obtidas as proporções 74,40%, 14,30% e 11,30% para as eletrofácies 1, 2 e 3, respectivamente.

Tabela 6.1 - Comparação entre as proporções globais das eletrofácies dos dados condicionantes e o resultado de 22 realizações.

Eletrofácies	Dados condicionantes	Simulações	
	Média (%)	Média (%)	Desvio padrão (%)
1	74,28	73,12	0,58
2	14,69	14,98	0,49
3	11,03	11,90	0,34

A curva de proporção das eletrofácies ao longo do eixo vertical resultante de

uma realização é mostrada na Figura 6.3. Comparando-se esta curva de proporção vertical com aquela obtida a partir dos dados condicionantes (Figura 5.4) percebe-se que os grandes padrões são corretamente reproduzidos. Nas demais realizações a reprodução destes padrões gerais também é observada.

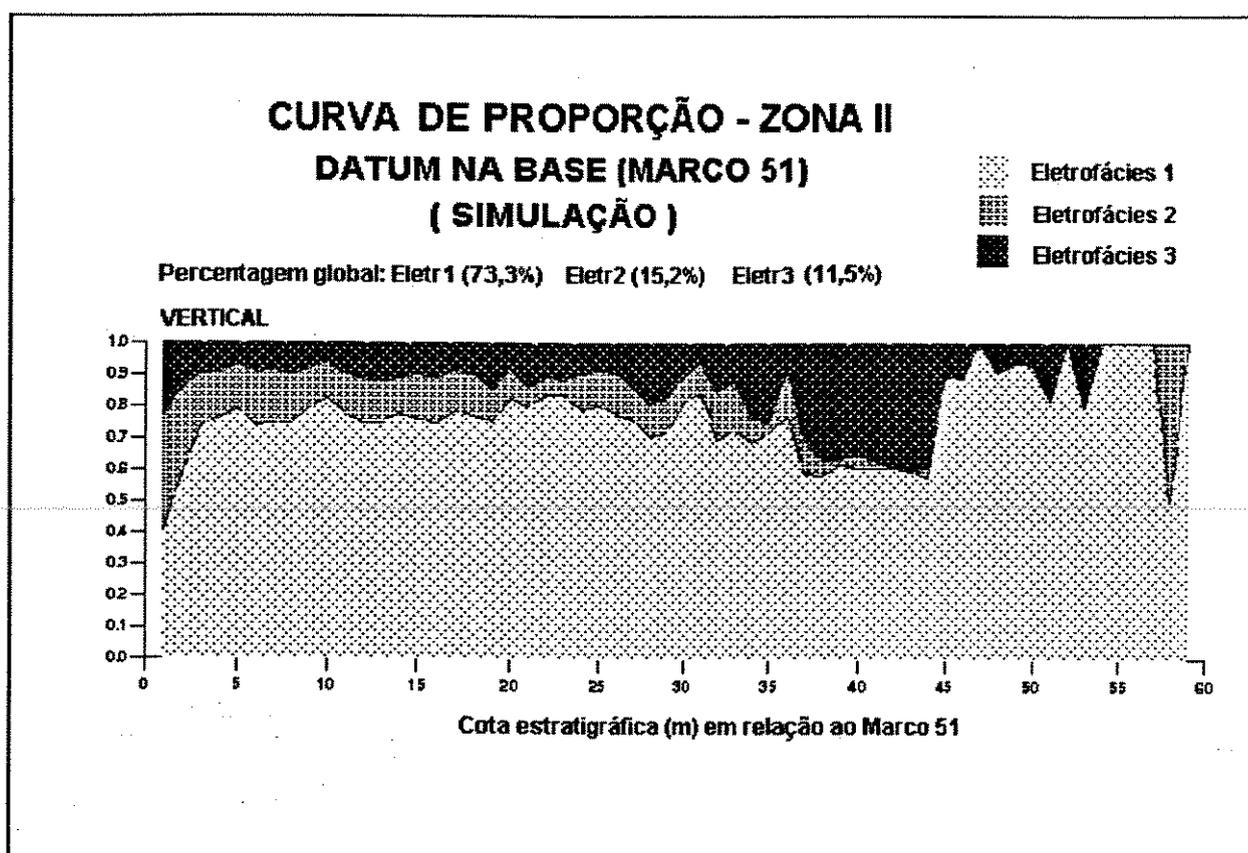


Figura 6.3 - Curva de proporção vertical de ocorrência das eletrofácies obtida em uma realização.

6.2.1.1 Variografia das realizações

Outra forma de se avaliar a *performance* do programa de simulação é efetuando-se a comparação entre os semivariogramas experimentais das variáveis indicadoras calculados a partir dos dados condicionantes e aqueles obtidos a partir das realizações geoestatísticas.

Salienta-se que esta análise será conduzida comparando-se os semivariogramas das variáveis indicadoras e não o das componentes principais. Estes últimos são os modelos que foram informados ao programa IPCSIM, que fornece no arquivo de saída de cada realização as variáveis indicadoras.

Nas Figuras 6.4 e 6.5 apresentam-se as comparações entre os semivariogramas horizontais e verticais dos dados e os calculados a partir das realizações. Os resultados apresentados referem-se a um total de 22 realizações, tendo sido plotados o valor mínimo, a média e o valor máximo de variabilidade para cada passo.

A extensão da distância em que se espera que ocorra a reprodução dos variogramas quando se utiliza a técnica da simulação seqüencial está diretamente relacionada ao raio de pesquisa que foi utilizado para gerar as realizações. Segundo Gómez-Hernández & Cassiraga (1994), o raio de pesquisa deve ser tão grande quanto a distância máxima que se deseja a reprodução do variograma.

No caso em estudo os raios de pesquisa informados ao programa IPCSIM foram 250 m na horizontal e 5 metros na vertical. Portanto ao observar as figuras 6.4 e 6.5 deve-se dar maior importância aos resultados contidos abaixo destas distâncias.

Os resultados obtidos para as eletrofácies 1 e 2 nas direções N45W e N45E, assim como para a eletrofácies 3 na direção N45E podem ser considerados satisfatórios, tanto para o patamar quanto para o alcance.

Entretanto para as demais direções, e particularmente na vertical, nota-se o afastamento entre os semivariogramas experimentais dos dados condicionantes e os calculados a partir das realizações.

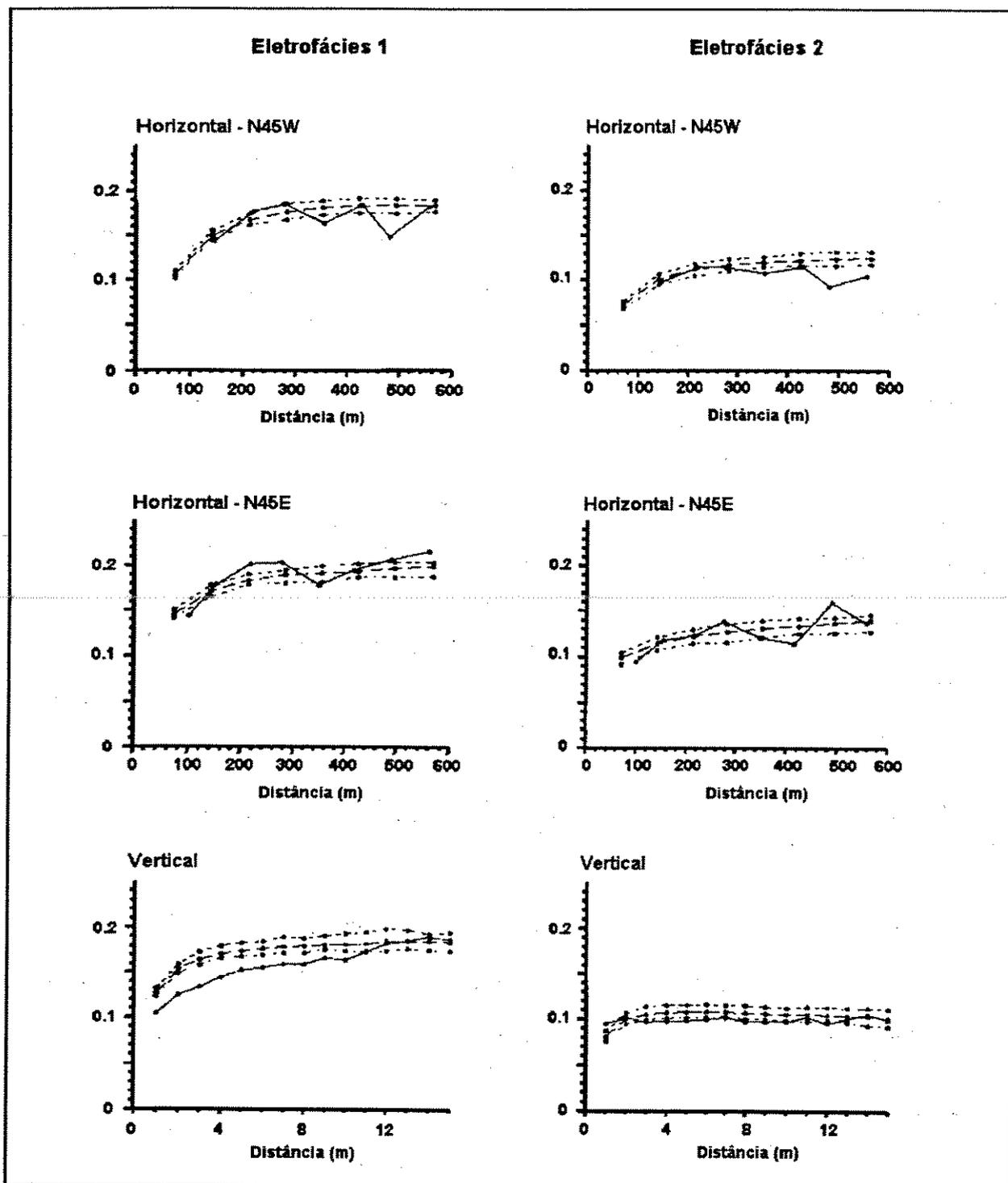


Figura 6.4 - Comparação entre os semivariogramas diretos experimentais e aqueles obtidos a partir das simulações, para as eletrofácies 1 e 2. Para cada uma das direções analisadas estão plotados o valor mínimo, a média e o valor máximo de variabilidade das 22 simulações realizadas, para cada passo.

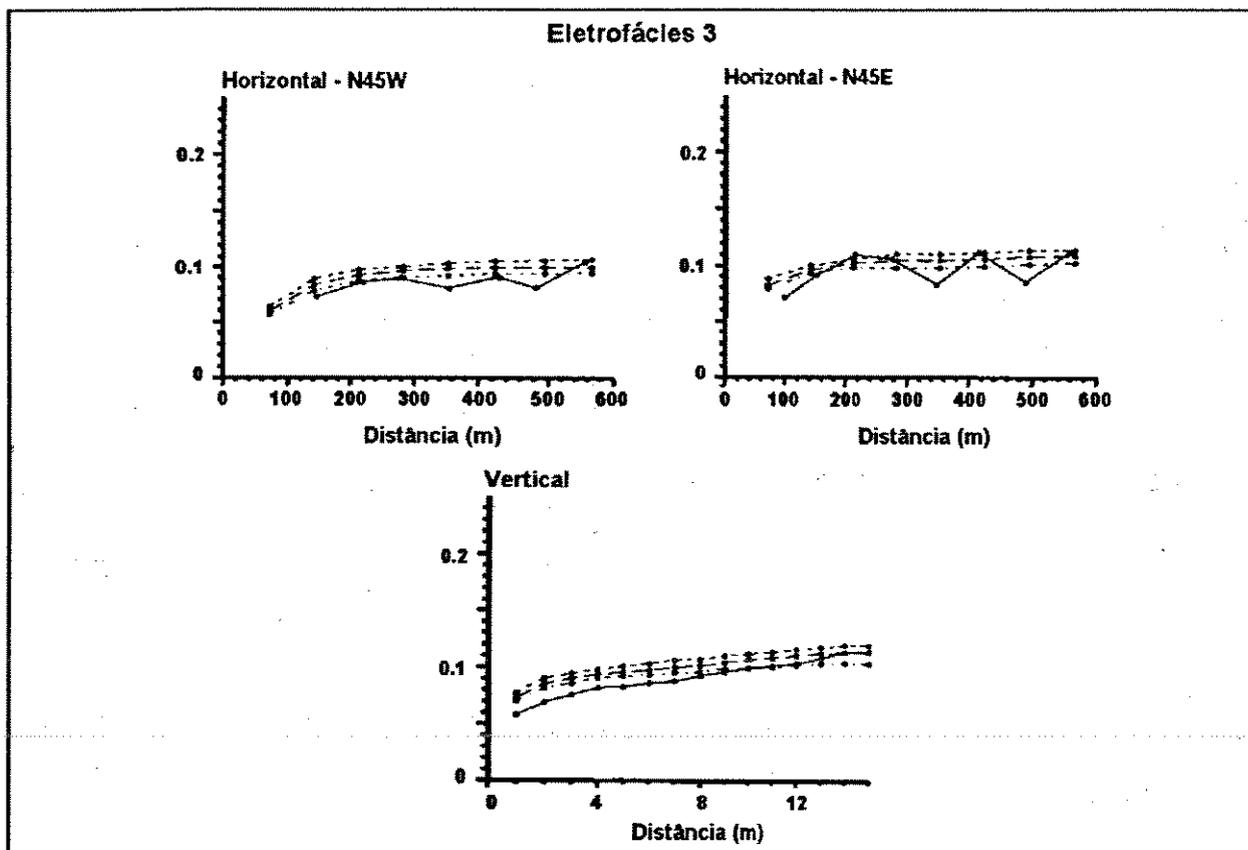


Figura 6.5 - Comparação entre os semivariogramas diretos experimentais e aqueles obtidos a partir das simulações, para a eletrofácies 3. Para cada uma das direções analisadas estão plotados o valor mínimo, a média e o valor máximo de variabilidade das 22 simulações realizadas, para cada passo.

Os resultados obtidos para a eletrofácies 1, na vertical, mostram que tem-se uma boa resposta em termos da amplitude, mas não em relação ao patamar que situa-se, sistematicamente, acima daquele dos dados condicionantes. Situações similares são também observadas para as eletrofácies 2 e 3 na vertical, e na direção N45W para a eletrofácies 3.

Logicamente espera-se que o algoritmo de simulação forneça realizações cujas estatísticas sejam similares àquelas dos dados que estão sendo modelados. Sem dúvida a questão é a que nível de precisão estas estatísticas devem ser reproduzidas.

Pode-se argumentar que as discrepâncias entre os semivariogramas das realizações e dos dados experimentais, destacadas no parágrafo anterior, referem-se a flutuações ergódicas (Deutsch & Journel, 1992a). Entretanto esta não surge como a melhor explicação pois os semivariogramas das realizações, para os casos destacados, não flutuam em torno do semivariograma dos dados condicionantes. Na verdade posicionam-se sistematicamente acima (Figuras 6.4 e 6.5).

Visando elucidar esta questão foram realizadas várias alterações nos parâmetros informados ao programa IPCSIM (raio de pesquisa, número mínimo e máximo de dados para a simulação, número de nós simulados a serem usados, mudança no modelo variográfico das componentes principais, dentre outras modificações testadas). Contudo os resultados obtidos continuaram a apresentar comportamento similar àquele descrito acima.

6.2.1.2 Simulações condicionais - SISIMPDF

Com o intuito de simplesmente verificar se outro algoritmo de simulação seqüencial, que não necessite de uma transformação inversa ao final das simulações, apresentaria resultados distintos daqueles discutidos no item anterior procedeu-se a simulação das eletrofácies utilizando-se o algoritmo de simulação seqüencial da indicadora. Isto permitirá comparar diretamente os modelos variográficos informados com aqueles calculados a partir das realizações.

Neste caso a simulação de cada uma das eletrofácies independe das demais o que implica que as correlações cruzadas entre elas não afetam significativamente a estimativa das probabilidades condicionais.

Para gerar as simulações geoestatísticas das eletrofácies utilizou-se o programa SISIMPDF conforme implementado na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a), mas modificado para permitir a definição do domínio a ser simulado e incorporar a curva de proporção vertical dos dados apresentada na Figura 5.4.

Definidas as informações de entrada necessárias ao programa SISIMPDF efetuaram-se 22 simulações das eletrofácies, mantendo-se sempre os mesmos parâmetros (raio de pesquisa, vizinhança, etc) que são idênticos aos utilizados no programa IPCSIM. Variando-se unicamente a semente aleatória.

Nas Figura 6.6 apresentam-se as comparações entre os modelos variográficos horizontais e verticais informados e os semivariogramas calculados a partir das realizações, para a eletrofácies 1. Os resultados apresentados referem-se também a 22 realizações, tendo sido plotados o valor mínimo, a média e o valor máximo de variabilidade para cada passo.

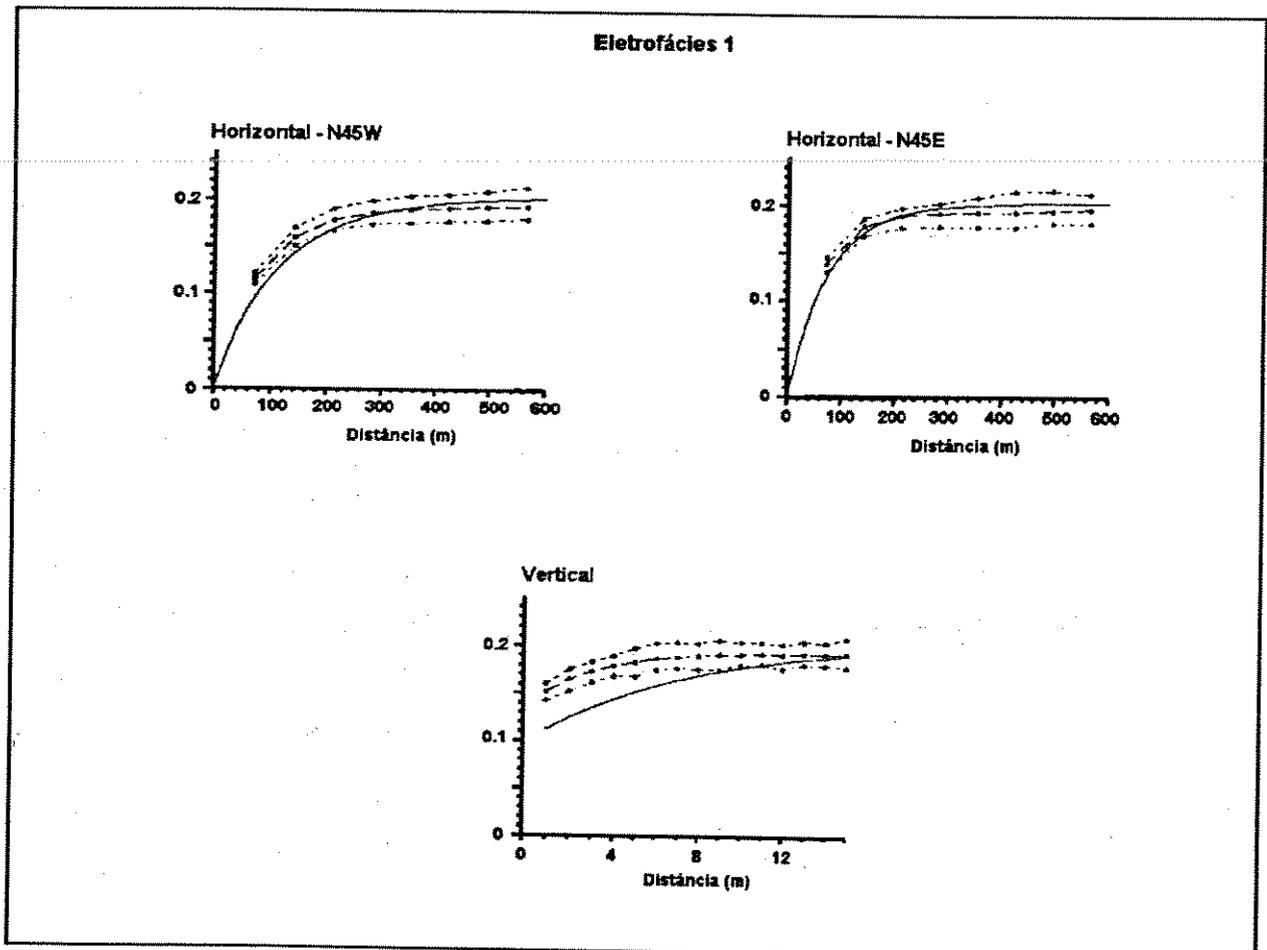


Figura 6.6 - Comparação entre os semivariogramas diretos experimentais e aqueles obtidos a partir das simulações (SISIMPDF), para a eletrofácies 1. Para cada uma das direções analisadas estão plotados o valor mínimo, a média e o valor máximo de variabilidade das 22 simulações realizadas, para cada passo.

Também para este caso os semivariogramas das realizações, na vertical, não estão flutuando em torno do modelo variográfico informado. Situam-se sistematicamente acima, de forma similar àquela constatada para as realizações obtidas com o programa IPCSIM.

Estes resultados sugerem a existência de alguns problemas relativos à implementação do método de simulação seqüencial que necessitam ser resolvidos para que esta técnica seja aprimorada. Sugere-se o estabelecimento de linhas de pesquisa que permitam esclarecer e solucionar problemas de ordem prática como o que foi abordado ao longo destes dois últimos itens.

6.2.2 Visualização das imagens

A análise visual de seções e mapas obtidos a partir das diferentes realizações constitui uma importante forma de verificação dos resultados. Os três últimos poços perfurados nesta área não foram inclusos entre os dados condicionantes, com isto objetiva-se comparar os valores e padrões reais existentes ao longo destes poços com aqueles gerados em cada realização.

A inspeção visual deve ser feita tendo-se em mente o modelo deposicional proposto. Espera-se que nas imagens geradas estejam feições marcantes relativas ao modelo geológico proposto. Vale ressaltar que uma realização estocástica representa apenas uma das possíveis configurações da realidade, mas que certamente não corresponde à realidade.

Supõe-se que feições relacionadas à distribuição espacial das eletrofácies que são consistentemente observadas em todas as imagens simuladas possam ser aceitas como confiáveis. Por outro lado feições ou padrões que estão presentes somente em algumas imagens fornecem subsídios para a avaliação das incertezas.

A seguir serão apresentadas, na forma de seções estratigráficas e mapas

algumas imagens equiprováveis, dentre as inúmeras possíveis, resultantes da simulação utilizando o programa IPCSIM. Além destas seções e mapas foram efetuadas inúmeras outras análises visuais em todas as realizações resultantes da simulação.

Na Figura 6.7 são apresentadas três seções estratigráficas, cujo *datum* é o Marco 51, referentes a realizações distintas. Estas seções possuem orientação semelhante àquela apresentada na Figura 5.2A. Nas Figuras 6.8 e 6.9 tem-se os mapas em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando a distribuição espacial das eletrofácies.

Como resultado desta análise merecem destaque os seguintes aspectos:

a) São marcantes as diferenças entre realizações distintas, apesar do elevado número de dados condicionantes.

b) Conforme exemplificado na Figura 6.7 as diversas seções estratigráficas elaboradas evidenciam, que as macroheterogeneidades decorrentes da distribuição das eletrofácies 2 e 3 compartimentam, na vertical, a zona II em algumas áreas do campo, sem contudo isolá-la.

c) Os mapas mostram claramente o alinhamento preferencial das eletrofácies 2 e 3 na direção N45W (Figuras 6.8 e 6.9), conforme preconiza o modelo geológico proposto para este reservatório.

d) As reproduções das eletrofácies obtidas ao longo dos três poços que não foram inclusos entre os dados condicionantes podem ser consideradas satisfatórias, para algumas realizações, conforme exemplificado na Tabela 6.2.

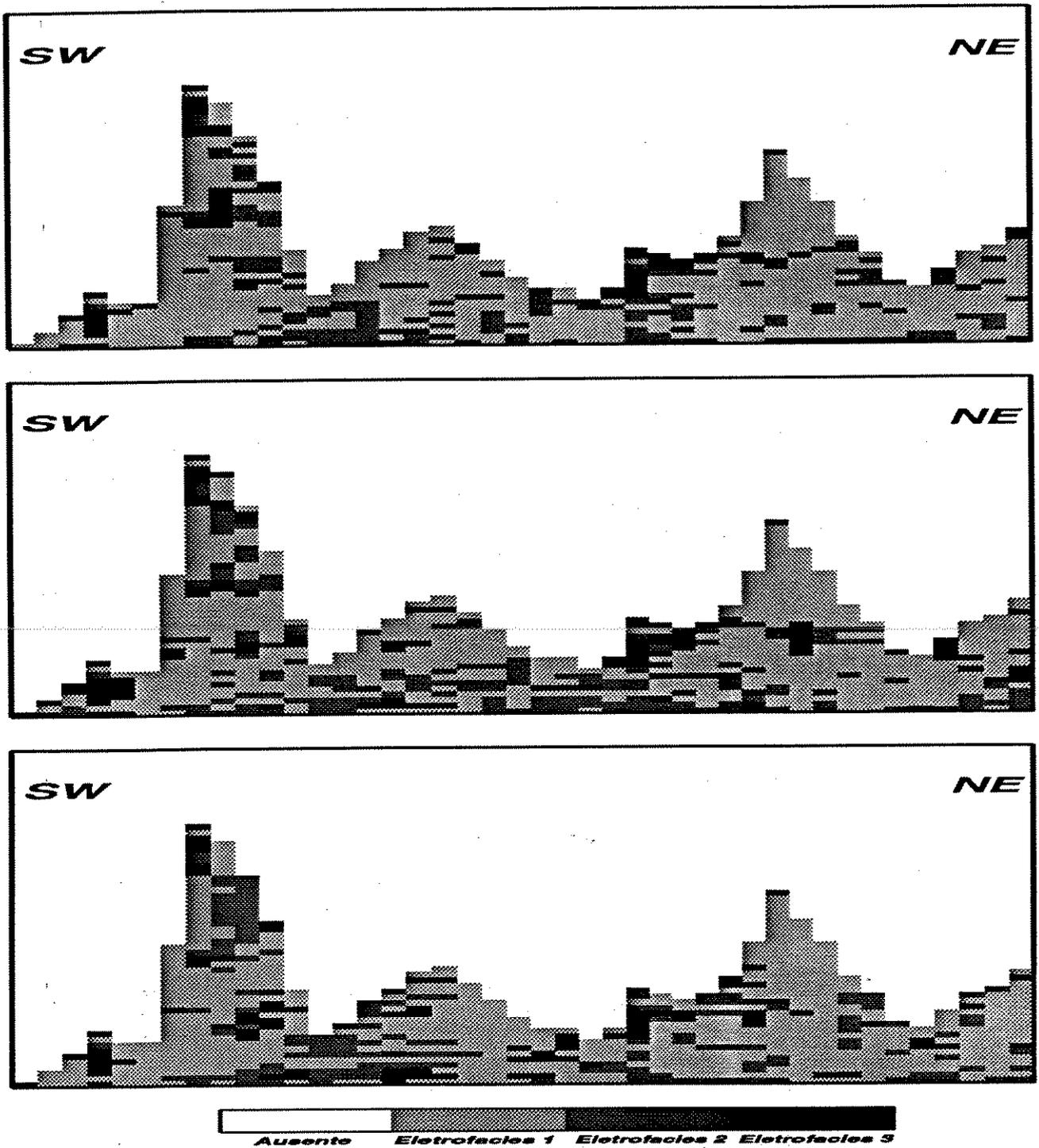


Figura 6.7 - Seções estratigráficas, cujo *datum* é o Marco 51, referentes a realizações distintas. Estas seções possuem orientação semelhante àquela apresentada na Figura 5.2A. A moldura externa da figura possui dimensões que correspondem a 2000 m (largura) e 59 m (altura).

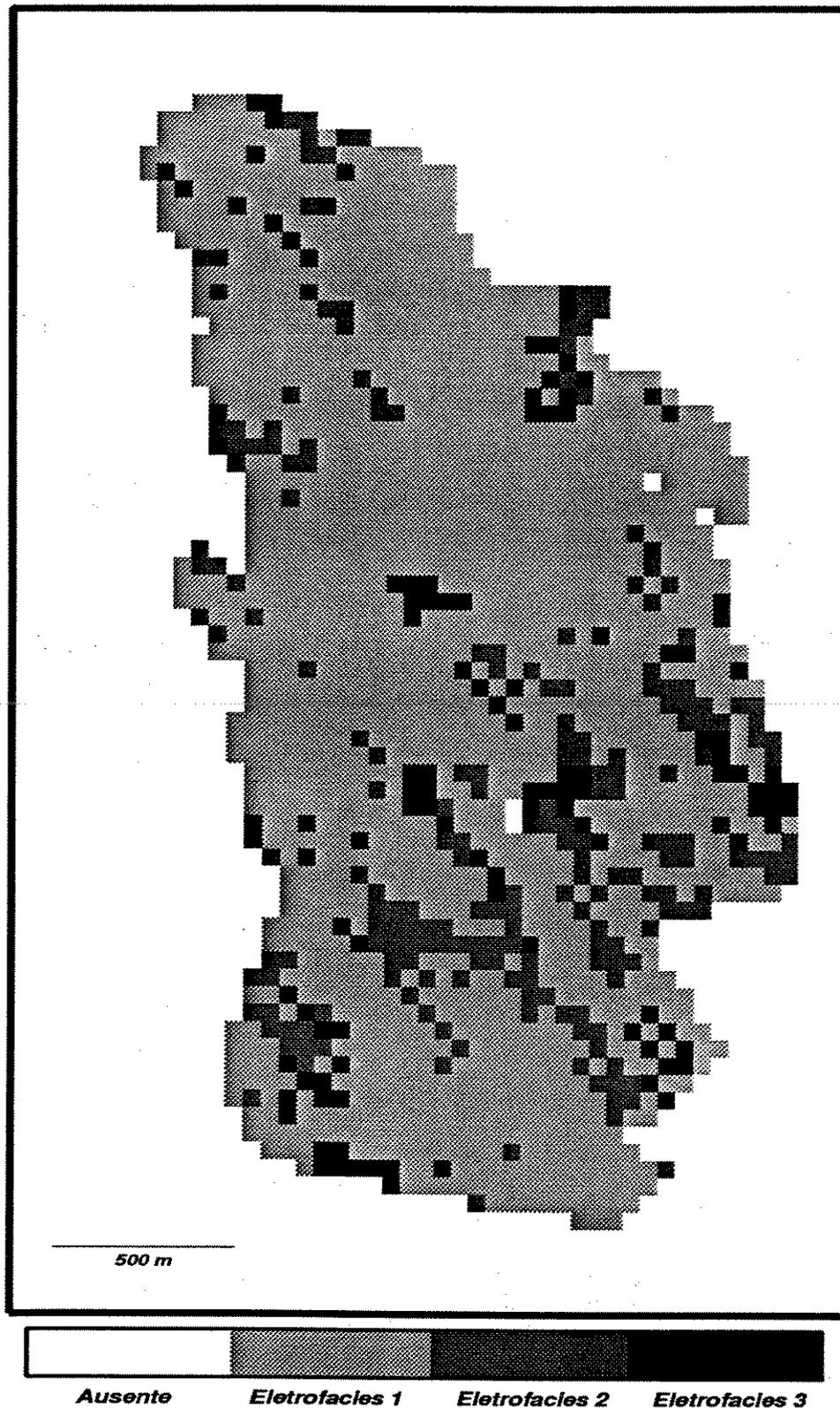


Figura 6.8 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando a distribuição das eletrofácies.

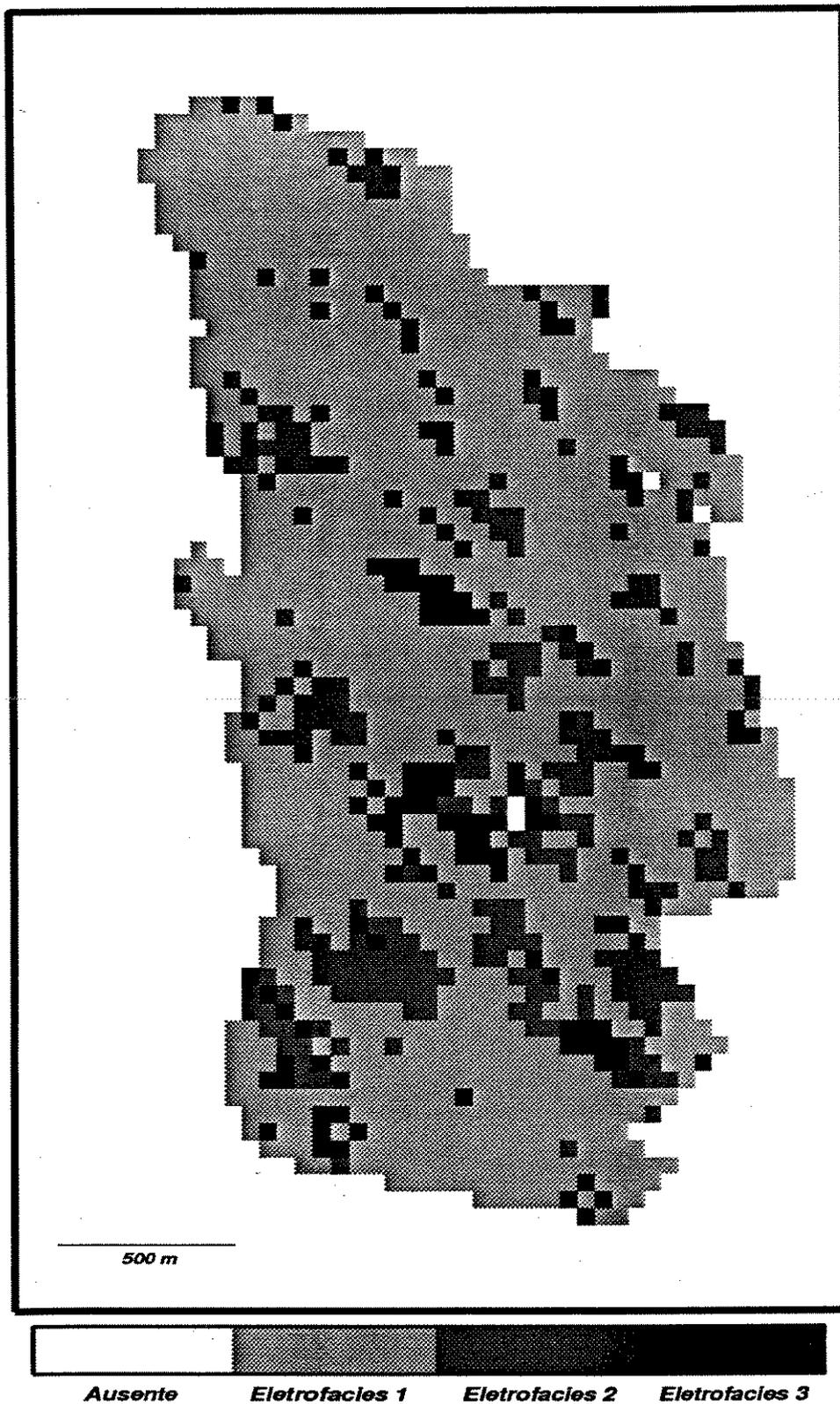


Figura 6.9 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando a distribuição das eletrofácies.

Tabela 6.2 - Comparação entre as eletrofácies existentes ao longo de três poços, os quais não foram incluídos como condicionantes, e as resultantes das simulações.

Poço	Eletrofácies regularmente espaçada a cada 1 metro			
A (real)	base	<-	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 3	-> topo
A (simulação)	base	<-	1 1 3 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	-> topo
B (real)	base	<-	1 1 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 1 1 2 3 3 3 1 1	-> topo
B (simulação)	base	<-	3 3 1 1 1 1 1 1 3 1 1 1 1 1 1 2 1 3 3 1 1 3 1	-> topo
C (real)	base	<-	3 2 2 3 1 1 1 2 1 1 1 2 2	-> topo
C (simulação)	base	<-	3 3 1 2 3 1 1 1 1 1 3 1 1	-> topo

A inspeção visual das várias realizações geradas pelos algoritmos IPCSIM e SISIMPDF indicam que eles constituem ferramentas cujo desempenho, na descrição da distribuição espacial das eletrofácies, pode ser considerado satisfatório.

Esta afirmativa baseia-se no fato de que nas realizações obtidas com estes algoritmos verifica-se que a variação espacial está corretamente representada, situando-se dentro de um espectro aceitável, considerando-se o modelo geológico proposto para este reservatório.

CAPÍTULO 7

MODELAGEM DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

Tem-se por objetivo, neste capítulo, apresentar os procedimentos utilizados para obtenção da distribuição espacial das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) dos arenitos da zona II, assim como os resultados obtidos. Estes resultados serão utilizados e avaliados na simulação de fluxo (Capítulo 8), o que permitirá dimensionar a ordem de grandeza das incertezas relacionadas à distribuição espacial da variável porosidade.

A existência, nos poços utilizados, de um elevado número de observações referentes à porosidade efetiva possibilitou a aplicação da simulação estocástica condicional para se obter a distribuição espacial desta propriedade. Os valores de porosidades disponíveis nos poços foram calculados a partir do conjunto de perfis utilizando-se o modelo matemático para interpretação quantitativa de perfis elaborado por Cunha (1989).

Como dispõe-se de valores de permeabilidade somente nos quatro poços testemunhados optou-se por se obter a distribuição espacial desta variável através de equações de regressão linear.

7.1 Porosidade

Os histogramas da porosidade para o conjunto total de amostras disponível, e por eletrofácies são mostrados na Figura 7.1. Eles evidenciam que somente para a eletrofácies 1 tem-se uma distribuição próxima de uma curva normal.

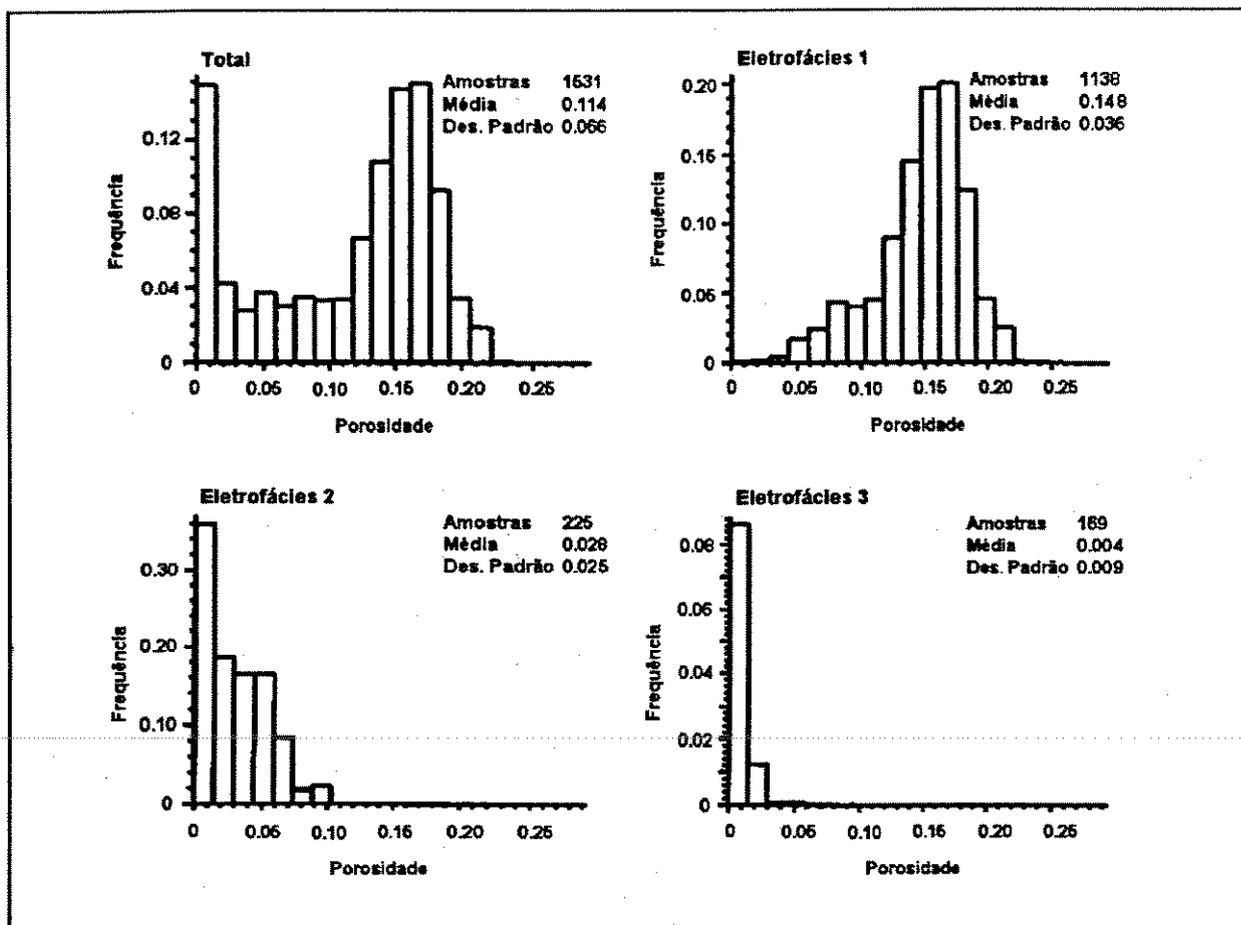


Figura 7.1 - Histogramas da variável porosidade (total e por eletrofácies)

Na eletrofácies 1 observam-se os maiores valores de porosidade, com média de 14,8%. Esta eletrofácies engloba as sucessões de fácies DCSL e DLSSL, nas quais encontram-se arenitos de granulação média a grossa, seleção moderada e baixos teores de cimento total.

Na eletrofácies 2 os valores de porosidade são baixos, oscilando entre 0 e 10,2%. Vale lembrar que esta eletrofácies equivale à sucessão de fácies DLE, a qual é constituída por arenitos de granulometria muito fina a fina, seleção ruim, elevados teores de intraclastos argilosos, micas e de cimentos, o que justifica os baixos valores de porosidade (Capítulo 4).

Na eletrofácies 3, a qual equivale à sucessão de fácies DPB, constata-se a ausência, quase que total, de amostras que apresentem alguma porosidade efetiva. Tal fato era esperado pois esta sucessão de fácies caracteriza-se pela predominância de pelitos.

Visando a posterior análise dos resultados referentes às modelagens dos parâmetros petrofísicos, utilizando o simulador de fluxo (Capítulo 8), foram estabelecidos dois modelos distintos a serem investigados.

No primeiro realizou-se a modelagem estocástica da porosidade considerando-se a distribuição das eletrofácies resultantes das modelagens descritas no capítulo anterior. Neste caso a porosidade das eletrofácies 1 e 2 foi simulada, de modo independente, no domínio referente a cada eletrofácies. Estas realizações, por eletrofácies, foram obtidas mantendo-se a semente aleatória de simulação da porosidade, variando-se somente as realizações da simulação estocástica das eletrofácies.

A porosidade da eletrofácies 3 não foi simulada, estabelecendo-se que nos blocos em que ocorre esta eletrofácies a porosidade efetiva é nula.

A imagem global final deste modelo, de agora em diante denominado CES (Com Eletrofácies Subjacente), é obtida somando-se os resultados das simulações da porosidade das eletrofácies 1 e 2, juntamente com o arquivo que contém os dados de porosidade referentes à eletrofácies 3.

No segundo modelo a porosidade foi modelada estocasticamente sem que fossem consideradas as eletrofácies subjacentes. Ao longo do texto este modelo será identificado como SES (Sem Eletrofácies Subjacente).

7.1.1 Malha de simulação

Definiu-se uma malha de simulação tridimensional com 96 x 152 x 59 células, cada qual possuindo dimensões de 25 x 25 x 1 m, totalizando 860928 blocos. Trata-se de uma malha mais detalhada, comparativamente àquela utilizada para a modelagem estocástica das eletrofácies.

Tanto para a simulação da porosidade considerando-se a eletrofácies subjacente (CES), quanto para aquela realizada sem restrição de eletrofácies (SES) foram definidos os respectivos domínios da simulação visando identificar os blocos ativos.

Este domínio, para o modelo SES, equivale àquele estabelecido para a simulação das eletrofácies (Capítulo 6). Para o outro caso, com eletrofácies subjacente (CES), além do domínio citado anteriormente acrescenta-se outro relativo à distribuição da eletrofácies cuja porosidade esta sendo simulada.

Esta estratégia na definição dos blocos a serem simulados torna os algoritmos de simulação sequencial (Deutsch & Journel, 1992a) mais rápidos e impossibilita que nós externos à região que se deseja simular sejam utilizados como condicionantes nestes modelos (Baldissera, 1992; Beraldo, 1993).

7.1.2 Simulações 3D

Para modelar esta variável contínua escolheu-se o Modelo Gaussiano. Trata-se de um modelo extremamente simples, bem compreendido, sobre o qual tem-se o registro de inúmeras aplicações realizadas com sucesso (Deutsch & Journel, 1992a).

Este modelo é valioso para a simulação dos parâmetros petrofísicos dentro de uma unidade geológica homogênea, ou para situações em que praticamente se

desconhece a distribuição e geometria das unidades litológicas ou eletrofácies, pois os parâmetros necessários para a simulação (histograma da variável e variograma de sua transformada para o Campo Gaussiano) são facilmente inferidos mesmo quando o conjunto de dados é esparsos e irregularmente distribuído (Alabert & Modot, 1992).

Dada a sua simplicidade têm-se grandes limitações. Pode-se dizer que toda a informação acerca da distribuição espacial é codificada em um único variograma, tornando impraticável que o modelo consiga reproduzir padrões complexos de heterogeneidade, como por exemplo padrões de continuidade espacial extremamente diferentes para valores altos e baixos de uma dada variável (Journel & Alabert, 1990)

O algoritmo selecionado para gerar as simulações geoestatísticas da porosidade é o SGSIM conforme implementado na GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a), mas modificado para permitir a definição do domínio a ser simulado.

Inicialmente chama-se a atenção para o fato de que os histogramas da variável porosidade (Figura 7.1) evidenciam que a distribuição destes dados, excetuando-se aquela referente à eletrofácies 2, não apresentam qualquer semelhança com o tipo Gaussiano, o qual caracteriza-se por apresentar uma população normalmente distribuída. Sendo que a distribuição normal fica especificada quando se conhecem os parâmetros média e variância.

Assim, torna-se necessária a realização de uma transformação gaussiana (Journel & Huijbregts, 1989) dos dados condicionantes de porosidade. No presente estudo transformaram-se os dados totais e os que integram os subconjuntos relacionados às eletrofácies 1 e 2. É sobre a variável transformada para o campo gaussiano que será efetuada a análise variográfica.

No algoritmo SGSIM encontra-se implementada a transformação gaussiana. A simulação é então realizada no Campo Gaussiano, sendo utilizada a krigagem simples para obtenção das estimativas das distribuições condicionais necessárias. Em cada nó do domínio de simulação, o valor krigado obtido a partir dos dados condicionantes e simulados e a variância de krigagem associada são utilizados para especificar a distribuição gaussiana condicional. Realizações são então retiradas aleatoriamente desta distribuição. Ao término do processamento, o algoritmo faz a transformação inversa dos valores normais simulados em valores simulados para a variável original. Usualmente são requeridas interpolações entre classes e extrapolações na cauda.

7.1.3 Variografia

Neste item apresenta-se a análise variográfica efetuada sobre a variável transformada para o Campo Gaussiano. Esta análise foi realizada para as eletrofácies 1 e 2 (modelo com eletrofácies subjacente-CES), e para a porosidade total (modelo sem restrição de eletrofácies-SES).

Foram calculados os semivariogramas experimentais diretos na vertical e em diversas direções na horizontal. Constatou-se que, na horizontal, as direções de maior e menor continuidade correspondem àquelas identificadas no estudo das eletrofácies (Capítulo 6), N45W e N45E, respectivamente (Figuras 7.2 e 7.3). Tal resultado era esperado pois verifica-se uma forte interdependência entre a qualidade destes arenitos reservatório (porosidade e permeabilidade) e o ambiente deposicional, conforme descrito no Capítulo 4.

Os modelos variográficos adotados para as variáveis transformadas, eletrofácies 1, 2 e porosidade total, são do tipo exponencial. Todos os modelos ajustados apresentam anisotropias geométricas na horizontal (N45W e N45E) bem como na vertical (Figuras 7.2 e 7.3).

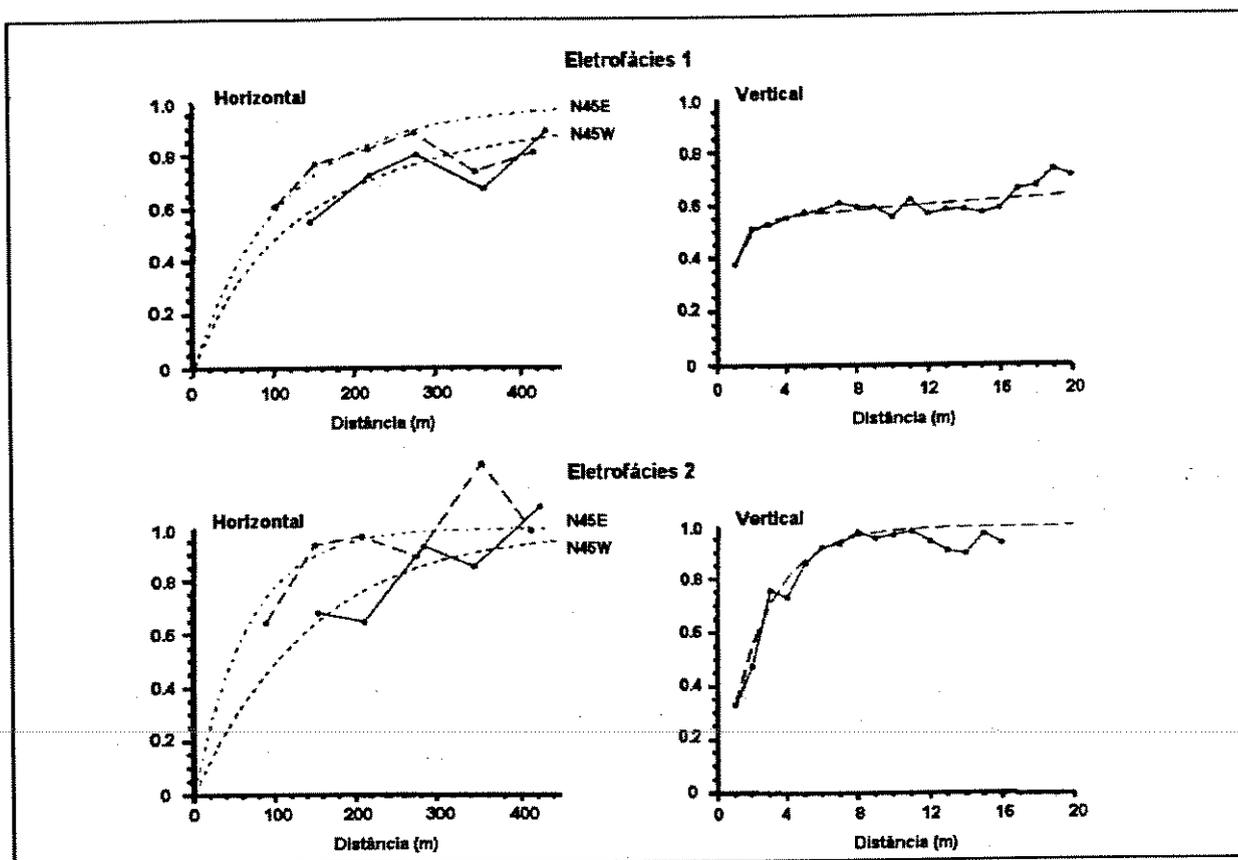


Figura 7.2 - Modelos exponenciais ajustados aos dados transformados de porosidade (domínio gaussiano) para as eletrofácies 1 e 2.

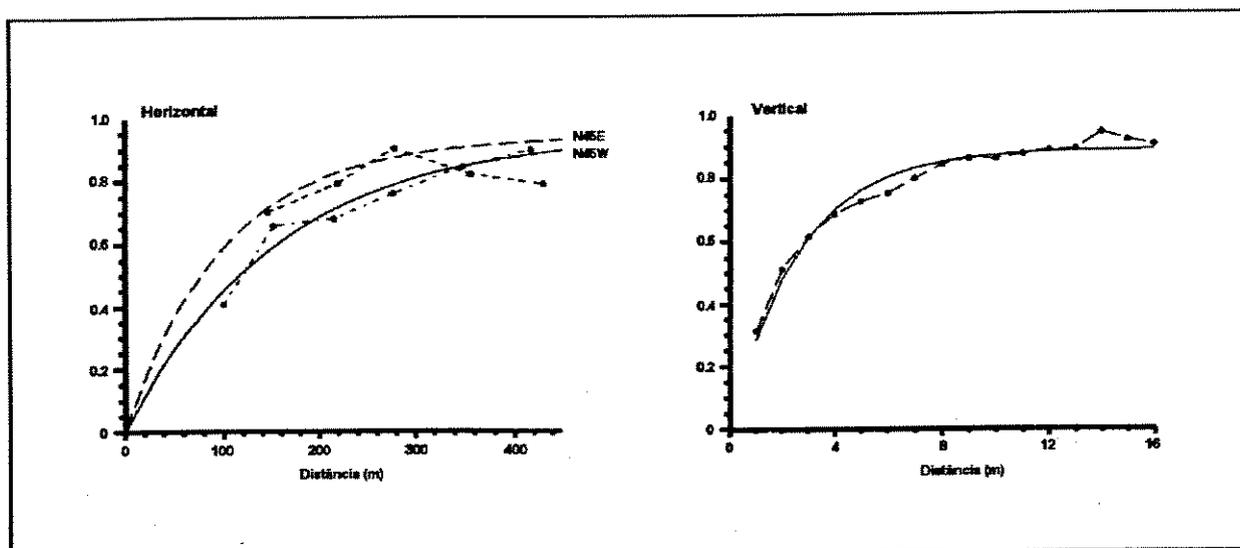


Figura 7.3 - Modelo exponencial ajustado aos dados transformados de porosidade (domínio gaussiano) sem considerar as eletrofácies subjacentes.

7.1.4 Resultados obtidos

Neste item serão discutidos os resultados da modelagem estocástica da porosidade analisando-se as respostas obtidas para o caso em que se considera a distribuição espacial das eletrofácies e para o outro caso, no qual não se impõe esta exigência.

Foram efetuadas 22 simulações para cada um destes casos mantendo-se sempre os mesmos parâmetros (raio de pesquisa, vizinhança, etc), sendo que para o caso com eletrofácies subjacente fixou-se também a semente aleatória.

Na Figura 7.4 são apresentados os histogramas dos valores simulados de porosidade para as eletrofácies 1 e 2 de uma realização. Comparando-se estes histogramas com aqueles referentes aos dos dados condicionantes das eletrofácies correspondentes (Figura 7.1) nota-se que as distribuições são corretamente reproduzidas levando-se em conta as flutuações estatísticas esperadas.

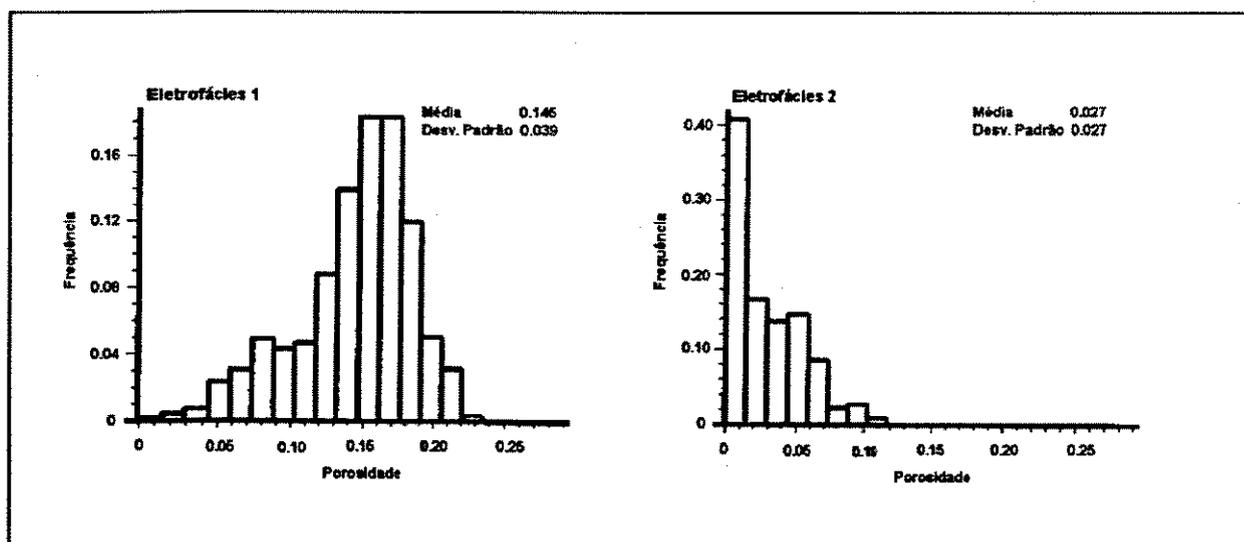


Figura 7.4 - Histogramas dos valores de porosidade simulados (uma realização), eletrofácies 1 e 2.

Na Tabela 7.1 apresentam-se as comparações, para as eletrofácies 1 e 2, entre os parâmetros média e desvio padrão da variável porosidade dos dados condicionantes e aqueles obtidos com as 22 simulações.

Tabela 7.1 - Comparação entre os dados de entrada e os resultados de 22 simulações da porosidade, por eletrofácies.

Eletrofácies	Parâmetros	Dados condicionantes	Simulações
1	Média	0.148	0.145
1	Desvio padrão	0.036	0.040
2	Média	0.028	0.030
2	Desvio padrão	0.025	0.028

A imagem global final, para o caso com eletrofácies subjacente-CES, é obtida somando-se os resultados das simulações da porosidade das eletrofácies 1 e 2, juntamente com o arquivo que contém os dados de porosidade referentes à eletrofácies 3.

A seguir faz-se uma análise comparativa dos resultados globais obtidos entre as simulações da porosidade realizadas com eletrofácies subjacente-CES e aquelas em que a eletrofácies não foi considerada-SES.

Na Figura 7.5 são apresentados os histogramas dos valores simulados de porosidade para os dois casos em estudo. Comparando-se estes histogramas com aqueles referentes aos dos dados condicionantes (Figura 7.1) verifica-se que o padrão global de distribuições está, em linhas gerais, bem reproduzido.

Entretanto nota-se, para ambos os casos (Figura 7.5), uma redução significativa na frequência da classe de menor porosidade comparativamente aos dados condicionantes (14,8%), sendo esta redução mais acentuada nas simulações

sem restrição de eletrofácies (12,3%) do que nas simulações em que se considerou a eletrofácies subjacente (14,1%). Nas demais classes também são observadas ligeiras discrepâncias em termos de frequência.

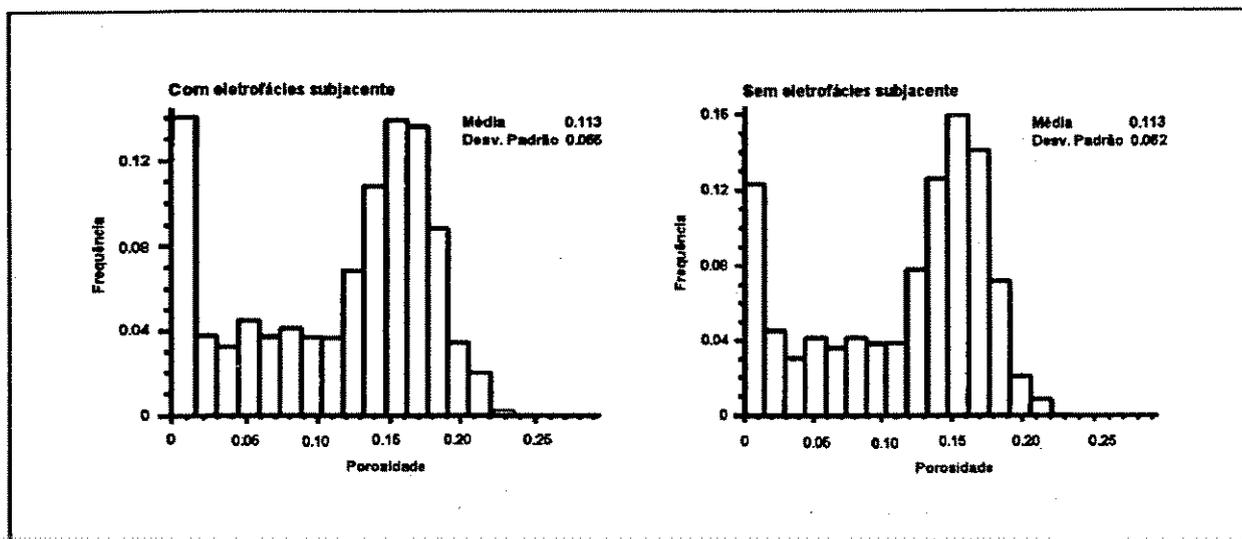


Figura 7.5 - Histogramas globais dos valores de porosidade simulados (com e sem a presença das eletrofácies) para uma realização

Na Tabela 7.2 apresentam-se as comparações baseadas nos resultados obtidos em 22 imagens finais, para cada um dos modelos em estudo.

Tabela 7.2 - Comparação entre os dados de entrada e os resultados de 22 simulações da porosidade (Casos com e sem eletrofácies subjacente).

Parâmetros	Dados condicionantes	Simulações com eletrofácies subjacente	Simulações sem considerar as eletrofácies
Média	0.114	0.112	0.115
Desvio padrão	0.066	0.066	0.061

Para verificação dos resultados obtidos também foram calculados os semivariogramas verticais e horizontais resultantes das diversas simulações

realizadas. Na figura 7.6 apresenta-se a comparação entre os semivariogramas verticais e horizontais dos dados e os resultantes da simulação estocástica da porosidade para os dois casos em estudo. Os resultados apresentados referem-se a 22 realizações, para cada caso, tendo sido plotados o valor mínimo, a média e o valor máximo de variabilidade.

A comparação entre os semivariogramas diretos, para a variável porosidade, obtidos a partir dos dados condicionantes e aqueles calculados a partir das realizações (Figura 7.6) indicam resultados extremamente similares àqueles discutidos no capítulo anterior (item 6.2.1.1). Os semivariogramas das realizações, na vertical, posicionam-se sistematicamente acima daquele calculado a partir dos dados condicionantes.

Estes resultados evidenciam que a variabilidade existente entre as diversas imagens obtidas é grande, sendo mais elevado para o caso sem restrição de eletrofácies. Tal grau de incerteza na distribuição espacial deste parâmetro petrofísico certamente terá um efeito direto sobre a distribuição da permeabilidade e, conseqüentemente, no escoamento de fluidos.

Quando faz-se a comparação visual entre diferentes imagens finais obtidas, considerando-se o mesmo modelo (CES ou SES), percebe-se facilmente que a variabilidade entre elas é substancial (Figuras 7.7 e 7.8).

Nas Figuras 7.8 e 7.9 têm-se os mapas em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando os valores de porosidade simulados obtidos em uma realização para os modelos CES e SES, respectivamente.

São marcantes as diferenças entre estas duas imagens. Na primeira (CES) encontra-se bem definida a geometria externa, sendo que na porção sul do campo, evidencia-se a compartimentação entre diferentes lobos definida pela ocorrência de

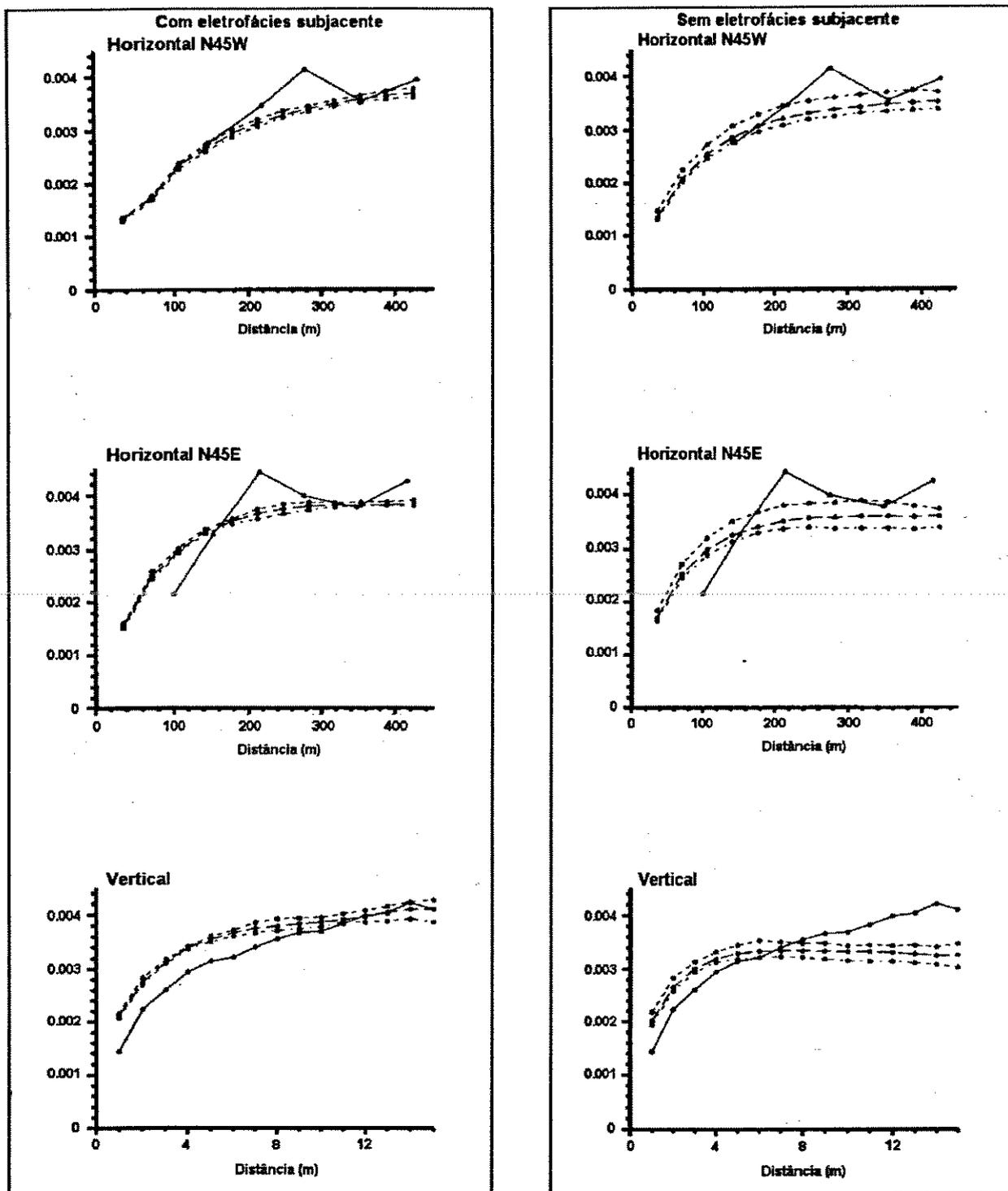


Figura 7.6 - Comparação entre os semivariogramas diretos obtidos a partir dos dados condicionantes e aqueles calculados a partir das realizações. Para cada uma das direções analisadas estão plotados o valor mínimo, a média e o valor máximo de variabilidade das 22 simulações realizadas para cada passo.

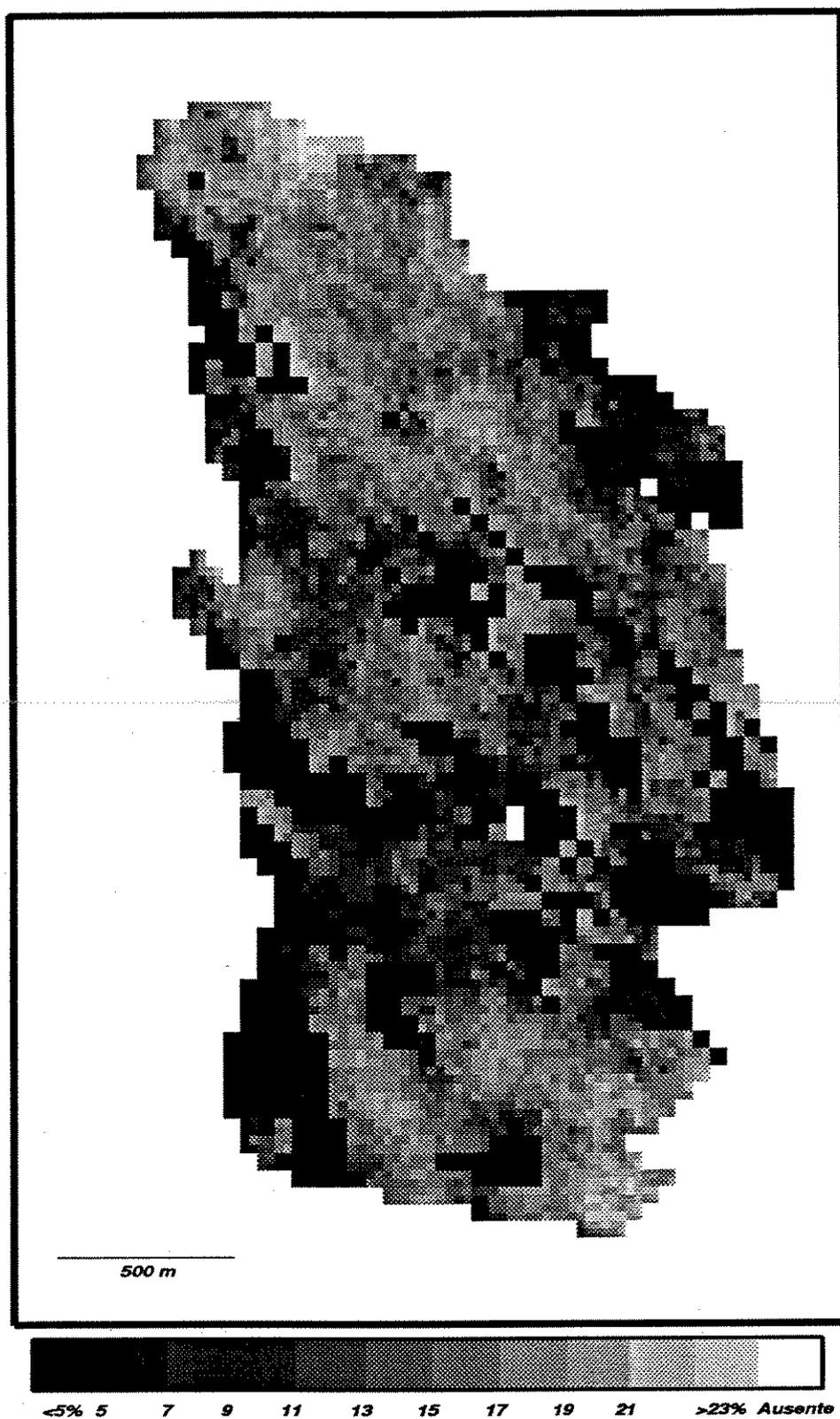


Figura 7.7 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando os valores de porosidade simulados (Caso com eletrofácies subjacente).

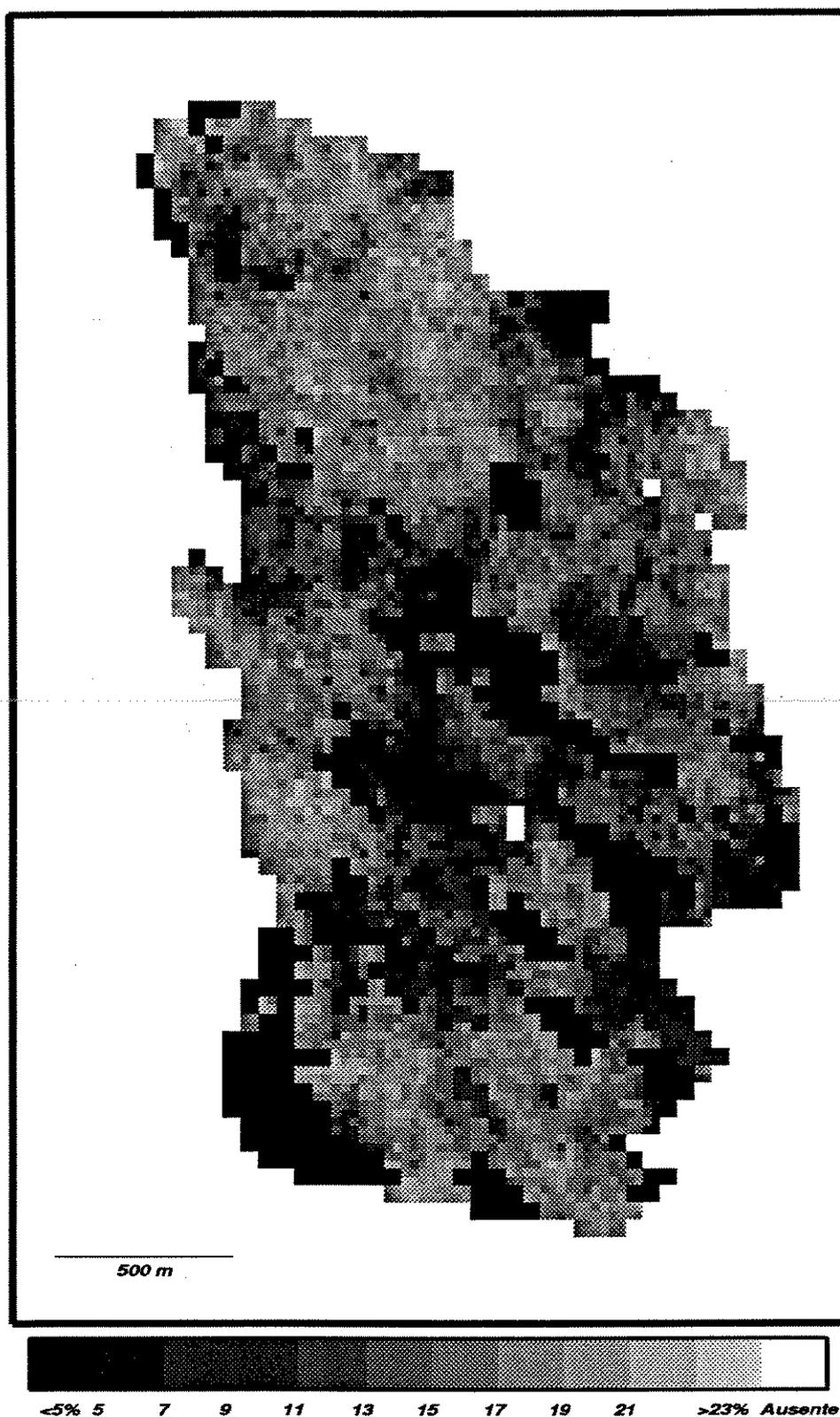


Figura 7.8 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando os valores de porosidade simulados (Caso com eletrofácies subjacente).

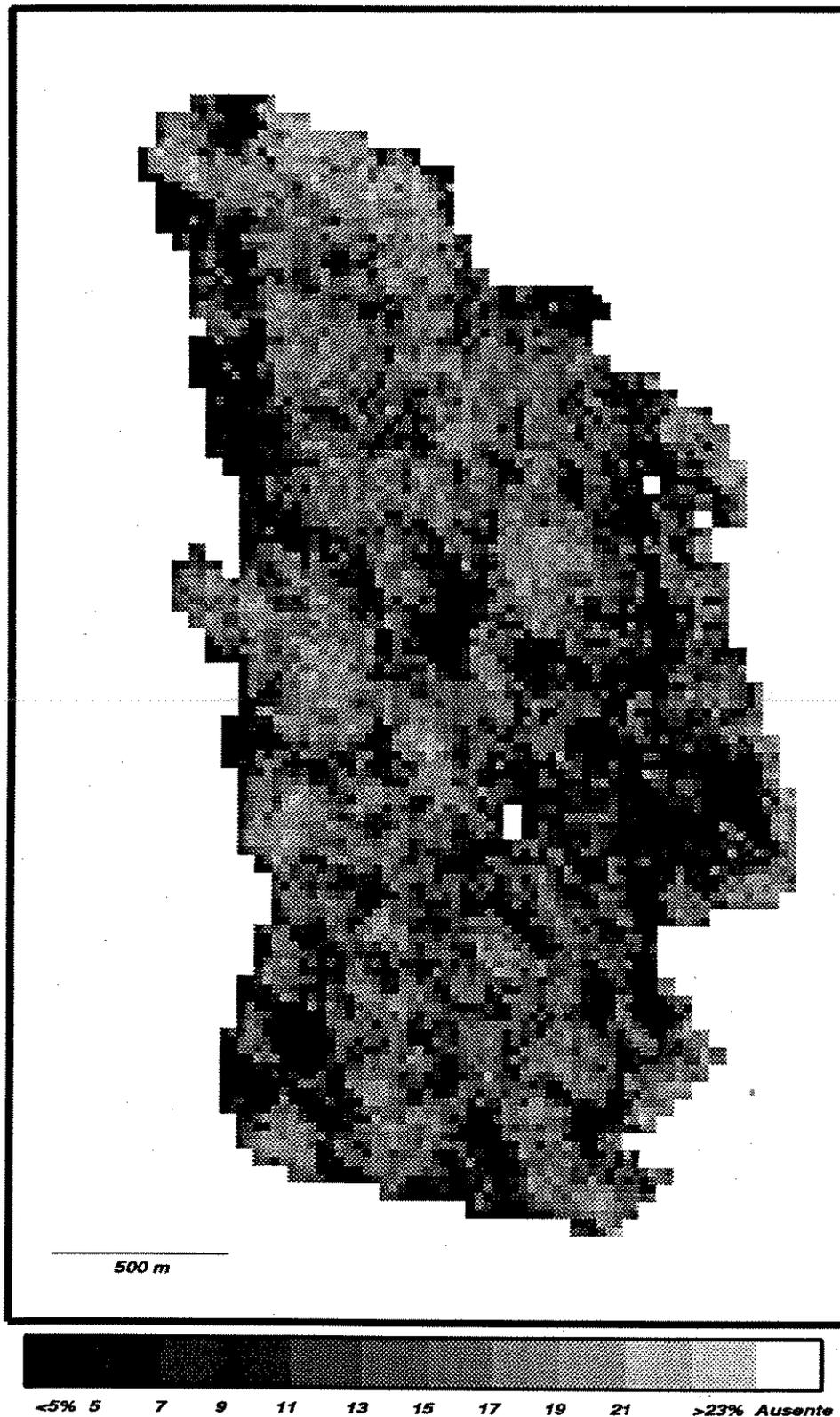


Figura 7.9 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando os valores de porosidade simulados (Caso sem eletrofácies subjacente).

áreas com porosidades inferiores a 7% (Figura 7.8). Na Figura 7.9 (SES) esta compartimentação não é tão pronunciada notando-se, ao contrário da imagem anterior, uma gradação suave entre os valores altos e baixos de porosidade.

Baseando-se no modelo deposicional proposto para este reservatório infere-se que as imagens geradas considerando-se a eletrofácies subjacente-CES sejam as que melhor retratam a distribuição espacial da porosidade.

7.2 Permeabilidade

O procedimento adotado para obtenção da distribuição espacial da permeabilidade baseia-se no estabelecimento de equações de regressão linear. Estas equações foram definidas utilizando-se os dados disponíveis nos poços testemunhados.

Vale salientar que Cunha (1989) encontrou um coeficiente de correlação de 0.78 entre a porosidade efetiva (perfil) e laboratório (testemunhos). Tal índice de correlação torna viável a definição de equações de regressão entre a porosidade efetiva (perfis) e a permeabilidade absoluta (testemunhos).

Como destacado por Paraizo (1993) a consequência da utilização de um procedimento baseado em equações de regressão para obtenção da distribuição da permeabilidade é a suavização de sua variabilidade.

Assim, utilizando o conjunto amostral existente nos poços RBU-6, RBU-16, RBU-34 e RBU-37 foram definidas equações de regressão linear que permitiram obter a permeabilidade. As correlações obtidas entre porosidade e permeabilidade, para os dois modelos em análise são mostradas na figura 7.10A e 7.10B (CES) e 4.13A (SES), enquanto que as equações de regressão encontram-se na Tabela 7.3.

Tabela 7.3 - Equações de regressão linear.

Modelo	Eletrofácies	Equação	Coefficiente de correlação R ²
CES	1	$\text{Log (Permh)} = -0.749 + 0.184 * \text{Poros}$	0.63
CES	2	$\text{Log (Permh)} = -1.317 + 0.159 * \text{Poros}$	0.37
SES	-	$\text{Log (Permh)} = -1.332 + 0.219 * \text{Poros}$	0.73

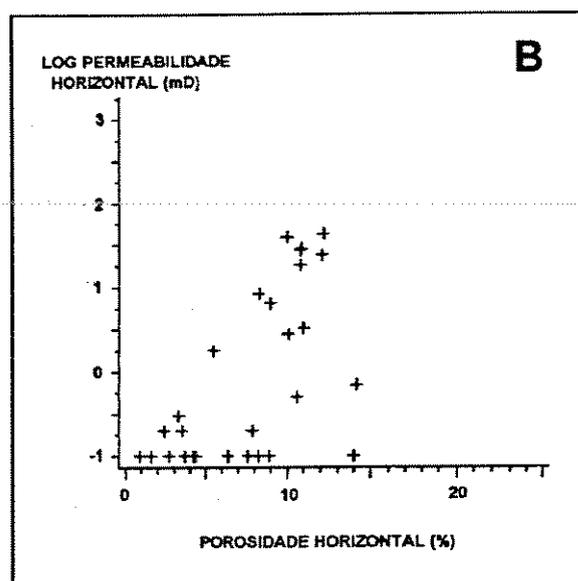
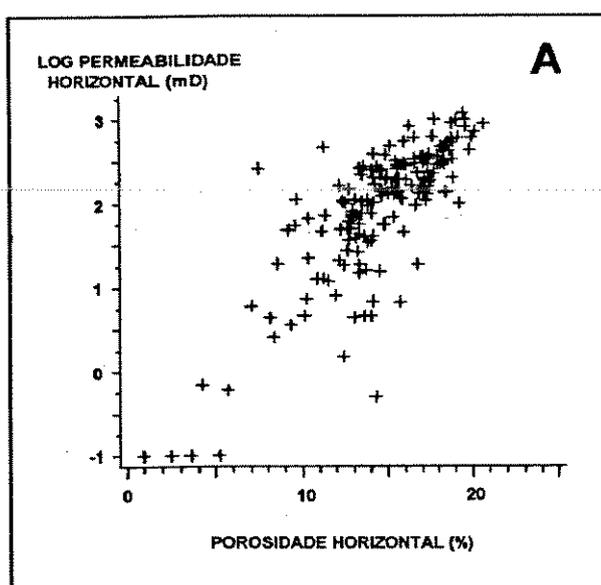


Figura 7.10 - Relações de porosidade *versus* permeabilidade para as eletrofácies 1 (A) e 2 (B).

Nas Figuras 7.11 e 7.12 têm-se os mapas em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando a distribuição espacial da permeabilidade obtida a partir das imagens de porosidade apresentadas nas figuras 7.8 e 7.9 para os modelos CES e SES, respectivamente. É claro que devido ao procedimento de estimativa utilizado, equações de regressão, estas imagens da variável permeabilidade (Figuras 7.11 e 7.12) apresentam padrões de distribuição similares àqueles descritos para a porosidade.

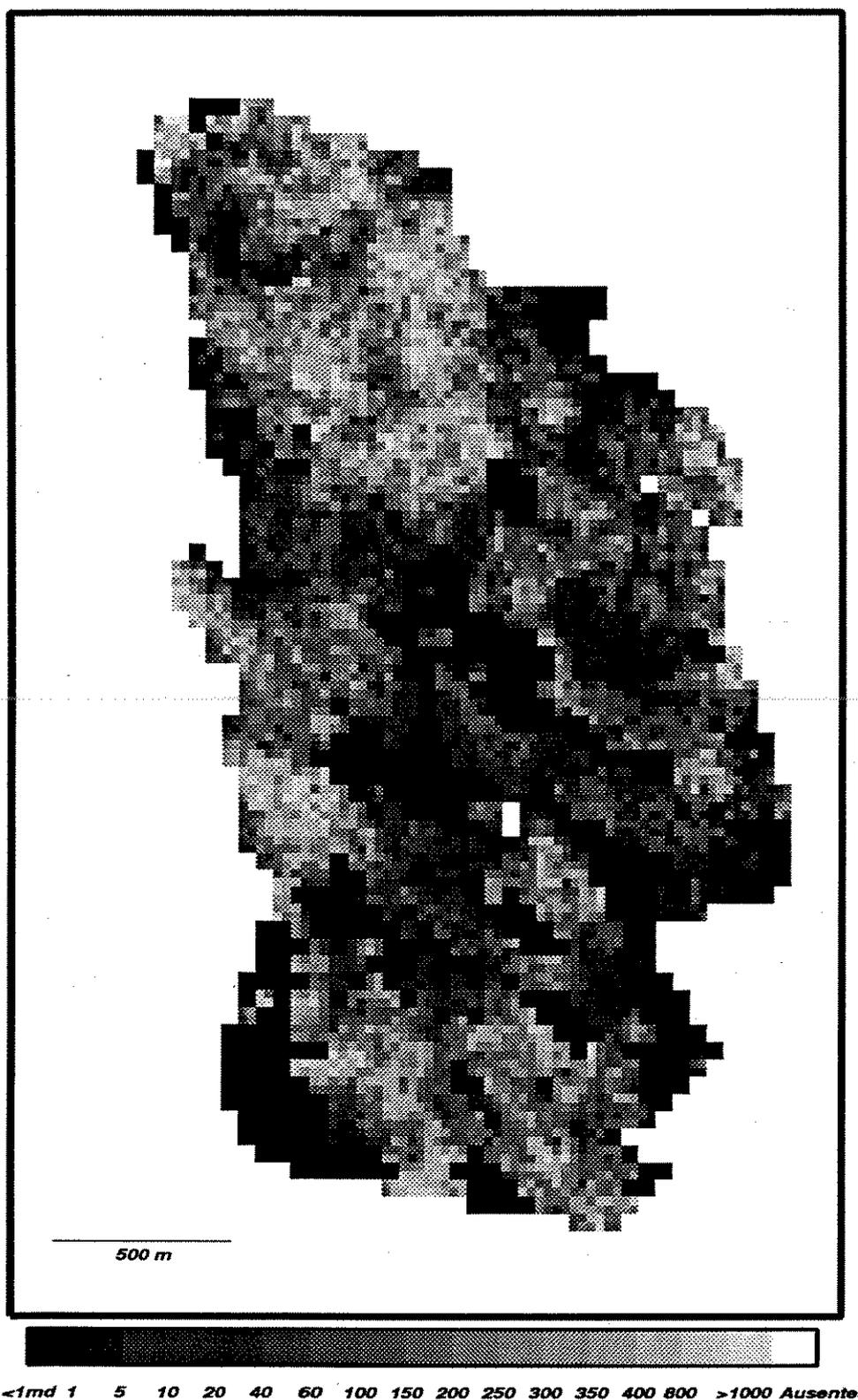


Figura 7.11 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando os valores de permeabilidade (Caso com eletrofácies subjacente).

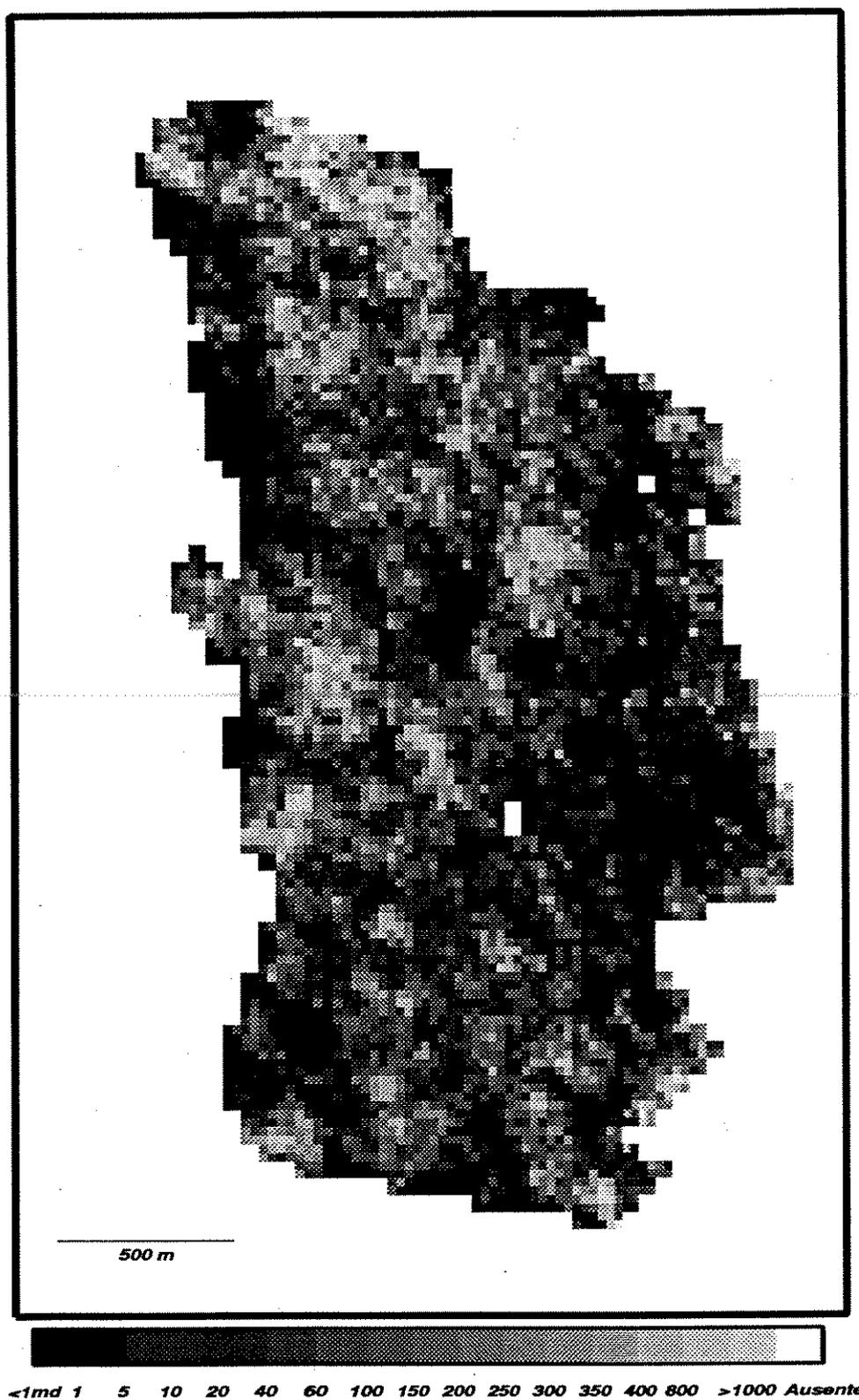


Figura 7.12 - Mapa em tons de cinza, ao nível da cota estratigráfica posicionada 5 metros acima do Marco 51, mostrando os valores de permeabilidade (Caso sem eletrofácies subjacente).

Na figura 7.13 são apresentados os histogramas da variável permeabilidade para os dois modelos em estudo (CES e SES). Comparando-se estes dois histogramas com aquele elaborado a partir dos dados de testemunhos (Figura 4.12B) percebe-se que o padrão global de distribuições está reproduzido de forma satisfatória.

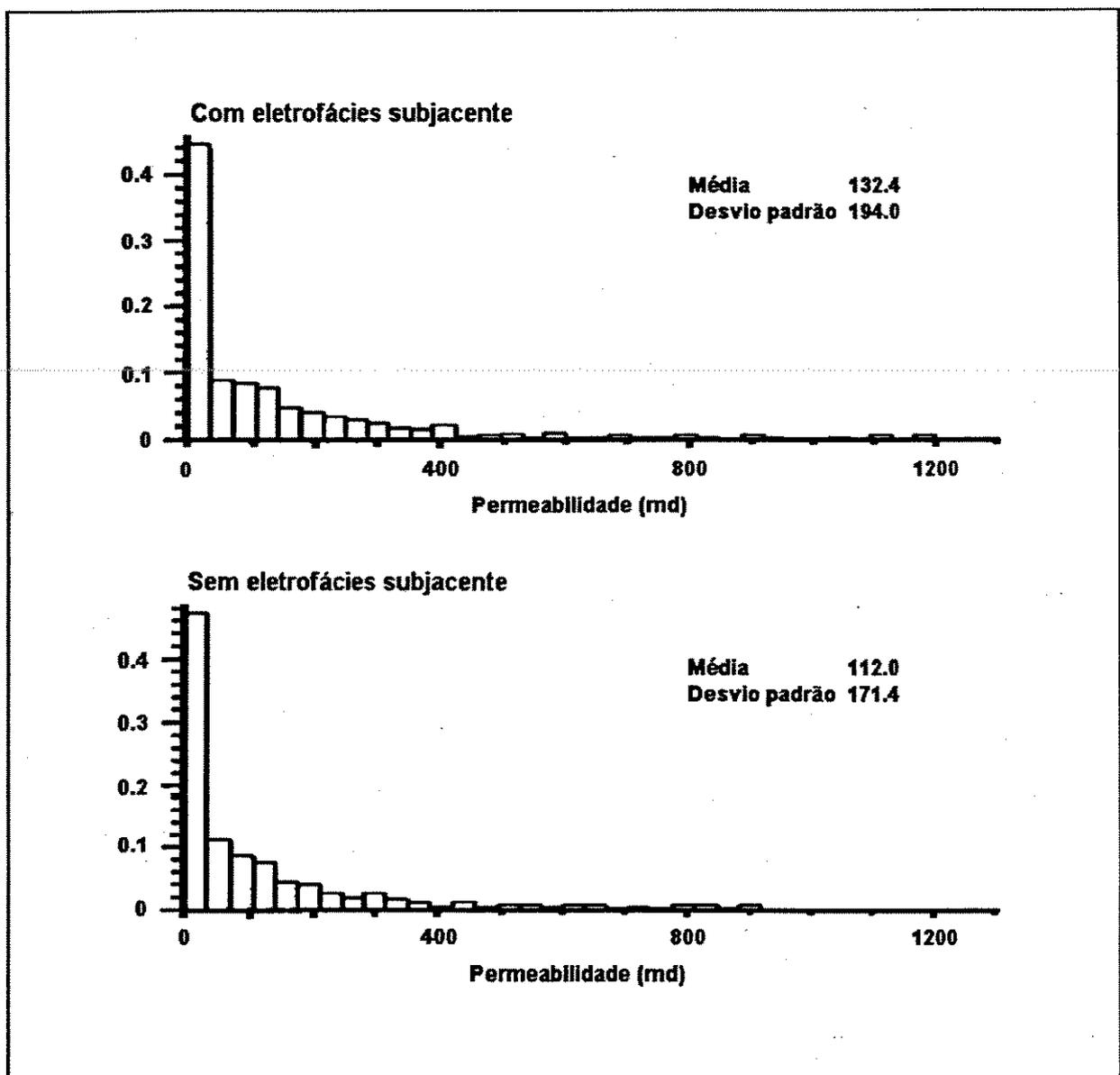


Figura 7.13 - Histogramas globais dos valores de permeabilidade (com e sem a presença das eletrofácies) para uma realização.

7.3 Credibilidade dos algoritmos

Ao longo deste capítulo e do precedente pode-se perceber que tem-se como prática corrente verificar se os resultados obtidos com a simulação condicional honram três pontos básicos: o conjunto de dados, histograma e semivariograma. Entretanto tais verificações, conforme salientado por Srivastava (1994), não confirmam se o algoritmo está deixando de fornecer algumas das realizações que ele seria capaz de gerar, assim como não confirmam a equiprobabilidade das várias realizações que o algoritmo é capaz de gerar.

Assim, ao verificar se o algoritmo está atendendo estes pontos básicos efetua-se somente um teste de credibilidade. Portanto, quando obtêm-se realizações que não honram adequadamente estes pontos tem-se uma forte indicação de que o procedimento não está funcionando corretamente.

No presente estudo ficou evidente, com a comparação entre os semivariogramas obtidos a partir dos dados condicionantes e aqueles calculados a partir das realizações (Figuras 6.4, 6.5, 6.6 e 7.6), que existem discrepâncias significativas entre ambos. Nota-se, por exemplo, que na vertical os semivariogramas das realizações posicionam-se sistematicamente acima daquele calculado a partir dos dados condicionantes.

Estes resultados obtidos com a utilização dos algoritmos de simulação sequencial IPCSIM, SISIMPDF e SGSIM, todos da GSLIB (Deutsch & Journel, 1992a), evidenciam a existência de problemas relativos à implementação dos mesmos.

Para que estes problemas sejam esclarecidos e/ou solucionados sugere-se que sejam estabelecidas linhas de pesquisa visando analisar diversos aspectos envolvidos nos algoritmos sequenciais (*e. g.* caminho aleatório, vizinhança).

Pelo exposto anteriormente surge a questão: este conjunto de realizações obtido é apropriado para estudos práticos?

Srivastava (1994), baseando-se na experiência de ter utilizado diferentes procedimentos de simulação numa variedade de projetos, elabora a argumentação expressa no parágrafo abaixo.

Para a maioria dos projetos em que se utiliza a simulação condicional a inabilidade de verificar completamente o funcionamento de um algoritmo não representa um aspecto crítico, uma vez que não se depende, na maioria dos casos, da equiprobabilidade das realizações e sim que elas estejam representando corretamente a variabilidade espacial.

O citado autor ressalva que existem também muitos estudos nos quais as realizações obtidas são utilizadas para análises de risco. Aqui, o exercício de avaliar e minimizar riscos baseia-se na equiprobabilidade de cada realização. Neste caso deve-se elegantemente evitar aplicações que envolvam análises de risco, ou então desenvolver uma base teórica apropriada para verificar e defender que o procedimento de simulação condicional escolhido é apropriado para o caso em estudo.

CAPÍTULO 8

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

Estudos de simulação de fluxo fornecem resultados que permitem subsidiar as decisões a serem tomadas no que diz respeito ao gerenciamento do reservatório de hidrocarbonetos. Eles permitem analisar, de modo consistente e preciso, a performance do reservatório considerando-se diversas alternativas de produção.

Neste capítulo não se pretende elaborar um modelo preditivo, calibrado através do ajuste do histórico de produção, a ser usado para previsões futuras a cerca do comportamento do reservatório. O objetivo é conduzir experimentos numéricos que permitam analisar o impacto das incertezas geológicas relacionadas à geometria espacial das eletrofácies, e de suas propriedades petrofísicas, no comportamento de produção do reservatório. Para tanto, diferentes realizações resultantes das modelagens estocásticas apresentadas nos dois capítulos precedentes serão submetidas ao simulador de fluxo.

O fluxograma apresentado por Haldorsen (1986) sumariza as principais fases da simulação: a) descrição do reservatório; b) mecanismos de recuperação; c) modelo matemático; d) modelo numérico; e) modelo computacional; f) validação do modelo; g) ajuste do histórico; h) previsão de comportamento. Existe uma forte relação entre estas várias fases, sendo que no resultado final estarão embutidas as incertezas associadas a cada uma destas etapas.

Vale ressaltar que a descrição do reservatório constitui-se numa etapa extremamente importante, subjacente à qual encontra-se um problema físico fundamental: a descrição realizada está associada a uma determinada escala (veja item 5.2). O principal problema teórico em questão é: entender como as quantidades especificadas em determinada escala podem ser interpretadas ou

transferidas para outra escala. A transição de escalas pequenas para maiores envolve algum tipo de cálculo no qual pode-se perder informação.

Nos estudos de simulação de fluxo o reservatório é modelado por um conjunto de equações diferenciais não lineares as quais descrevem o escoamento de fluidos em meios porosos. Algumas das equações referem-se à conservação da massa no sistema, enquanto que outras expressam a dinâmica do fluxo no meio poroso (Aziz & Settari, 1990). Os simuladores numéricos de fluxo são, em essência, programas computacionais que possibilitam a solução de grandes conjuntos de equações utilizando o método dos elementos finitos ou das diferenças finitas. Este último é o mais utilizado e consiste em substituir todas as derivadas pelas aproximações de diferença finita, as quais surgem de uma expansão em série de Taylor da variável dependente.

8.1 Diretrizes básicas

Esta etapa de simulação de fluxo tem por premissa analisar o impacto das incertezas geológicas relacionadas à distribuição e geometria espacial das eletrofácies, bem como da distribuição de suas propriedades petrofísicas, inferidas através das modelagens estocásticas apresentadas nos dois capítulos precedentes, no comportamento de produção do reservatório.

Antecedendo a utilização dos resultados obtidos com as modelagens estocásticas na simulação de fluxo faz-se necessária a determinação das propriedades de rocha relacionadas às eletrofácies e dos fluidos. Estas propriedades são discutidas na primeira parte deste capítulo. Enfatiza-se que estas propriedades, uma vez estabelecidas, foram mantidas inalteradas nas diversas simulações de fluxo realizadas.

O simulador numérico utilizado foi o SIMBEST I (SSI-Scientific Software-

Intercomp, 1985) que é um simulador tridimensional, modelo *black-oil*, no qual considera-se a presença de três componentes no fluxo.

As condições de contorno impostas são as de Newman que se referem à condição de fluxo permanente ou nulo no limite externo, ou pelas condições de produção ou injeção dos poços no limite interno. Assim foram estabelecidas vazões constantes de injeção e produção total de líquidos de modo que a pressão de saturação não fosse atingida, impossibilitando a liberação de gás. Devido ao fato de terem sido feitas estas imposições ao modelo, todo o fluxo se processa como bifásico uma vez que a pressão média do sistema nunca é inferior à pressão de saturação. O método de solução usado foi o IMPES (Aziz & Settari, 1990).

8.2 Malha da simulação de fluxo

A simulação de fluxo foi realizada utilizando a malha definida para a modelagem estocástica dos parâmetros petrofísicos (25 m x 25 m x 1m - Capítulo 6), o que tornou desnecessário qualquer processo de transferência de escala.

Objetivando evitar um esforço computacional excessivo selecionou-se uma área cujas dimensões fossem as menores possíveis, mas que permitisse avaliar o efeito das heterogeneidades geológicas ali presentes no escoamento dos fluidos durante o período de produção. A área escolhida tem forma retangular (600 m x 400 m x 20 m) e localiza-se na porção norte do campo (Figura 8.1). O modelo é constituído por 24 células na direção x, 16 células na direção y e 20 camadas, totalizando 7680 células.

Os poços presentes nesta área (Figura 8.1) estão posicionados nas células correspondentes àquelas em que se encontravam na malha de modelagem estocástica dos parâmetros petrofísicos. Desta forma as propriedades informadas para as células que contêm poços ficam inalteradas para as diferentes imagens

analisadas. Isto decorre do fato de que os dados existentes nestes poços foram os condicionantes para a modelagem estocástica.

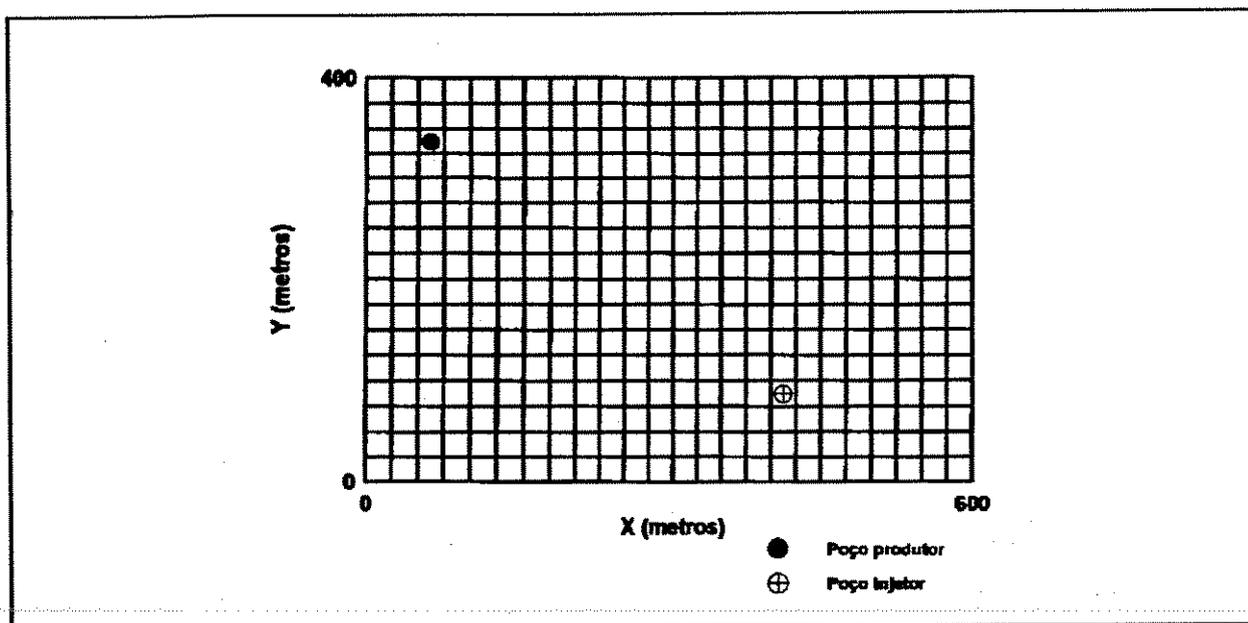


Figura 8.1 - Malha horizontal da simulação de fluxo.

É interessante lembrar que por se ter como objetivo analisar o impacto das incertezas geológicas relacionadas a distribuição e geometria espacial das eletrofácies, bem como da distribuição de suas propriedades petrofísicas, optou-se por realizar a simulação de fluxo em coordenadas estratigráficas. Portanto não se efetuou a transformação do modelo para coordenadas estruturais, nas quais a geometria externa atual do reservatório estaria representada.

8.3 Tratamento dos dados

Neste tópico apresentam-se os critérios e procedimentos utilizados para o estabelecimento dos parâmetros de rocha e fluidos necessários à simulação de fluxo.

A porosidade e a permeabilidade absoluta foram obtidas a partir das

análises petrofísicas de laboratório realizadas nos testemunhos cortados nos poços RBU-6, RBU-16, RBU-34 e RBU-37. As propriedades do óleo e demais características de rocha e fluidos correspondem àqueles utilizados nos estudos de simulação realizados nesta zona de produção (Rabinovitz *et alii*, 1992; Rabinovitz, 1992).

8.3.1 Porosidade e Permeabilidade

Faz-se necessário para a simulação de fluxo que sejam informadas, para cada bloco da malha, as propriedades petrofísicas (permeabilidades absolutas nas três direções e porosidade) das rochas permeáveis ali presentes.

Como não se dispõe de análises de permeabilidade horizontal absoluta em duas direções informou-se, para cada bloco, valores idênticos de permeabilidade horizontal nas direções x e y.

A seguir serão apresentados os critérios utilizados na determinação das propriedades informadas aos modelos elaborados.

Analisando-se o contexto geológico no qual está inserida a área a ser simulada, verifica-se que a distribuição vertical das eletrofácies constatadas nos poços RBU-16 e RBU-34, dentre os poços testemunhados, são aquelas que apresentam maior similaridade com a referida área. Assim, para a determinação dos valores médios de porosidade das eletrofácies 1 e 2 (Tabela 8.1) utilizou-se o conjunto de amostras disponível nestes dois poços.

Para os blocos em que ocorre a eletrofácies 3, a qual não apresenta porosidade efetiva, bem como para os blocos inativos foram informados valores nulos de porosidade e permeabilidade.

Tabela 8.1 - Valores médios de porosidade e permeabilidade.

Eletrofácies	Porosidade (%)	Permeabilidade horizontal ^(a) (md)	Permeabilidade vertical ^(a) (md)
1	18.3	415.8	215.1
2	7.1	13.5	11.1

(a) Valores obtidos com as equações de regressão linear apresentadas na Tabela 8.2

Um dos parâmetros de maior importância na caracterização do reservatório é a permeabilidade absoluta, que por ser dependente da anisotropia do meio possui enorme variabilidade. Por outro lado este é o fator sobre o qual não se tem, na maioria das vezes, o conhecimento necessário que permita avaliar a extensão de sua influência no fluxo.

Visando realizar o estudo comparativo entre os diferentes modelos que serão submetidos à simulação de fluxo adotou-se como estratégia reduzir o impacto da variabilidade da permeabilidade absoluta. Pretende-se desta forma que os modelos construídos estejam capturando, em essência, a distribuição espacial e variabilidade dos parâmetros obtidos através das modelagens estocásticas realizadas nos dois capítulos precedentes (eletrofácies e porosidade).

Assim, utilizando o conjunto amostral existente nos poços RBU-16 e RBU-34 foram definidas equações de regressão linear que permitiram obter os parâmetros permeabilidade horizontal e vertical a serem informados a cada bloco da malha de simulação. A correlação obtida entre porosidade e permeabilidade horizontal, bem como aquela entre permeabilidade horizontal e permeabilidade vertical são mostradas na figura 8.2A e 8.2B, enquanto que as equações de regressão encontram-se na Tabela 8.2.

Tabela 8.2 - Equações de regressão linear.

Variável	Equação	Coefficiente de correlação R^2
Permeabilidade horizontal	$\text{Log (Permh)} = 0.185 + 0.133 * \text{Poros}$	0.57
Permeabilidade vertical	$\text{Log (Permv)} = 0.070 + 0.864 * \text{Log (Permh)}$	0.54

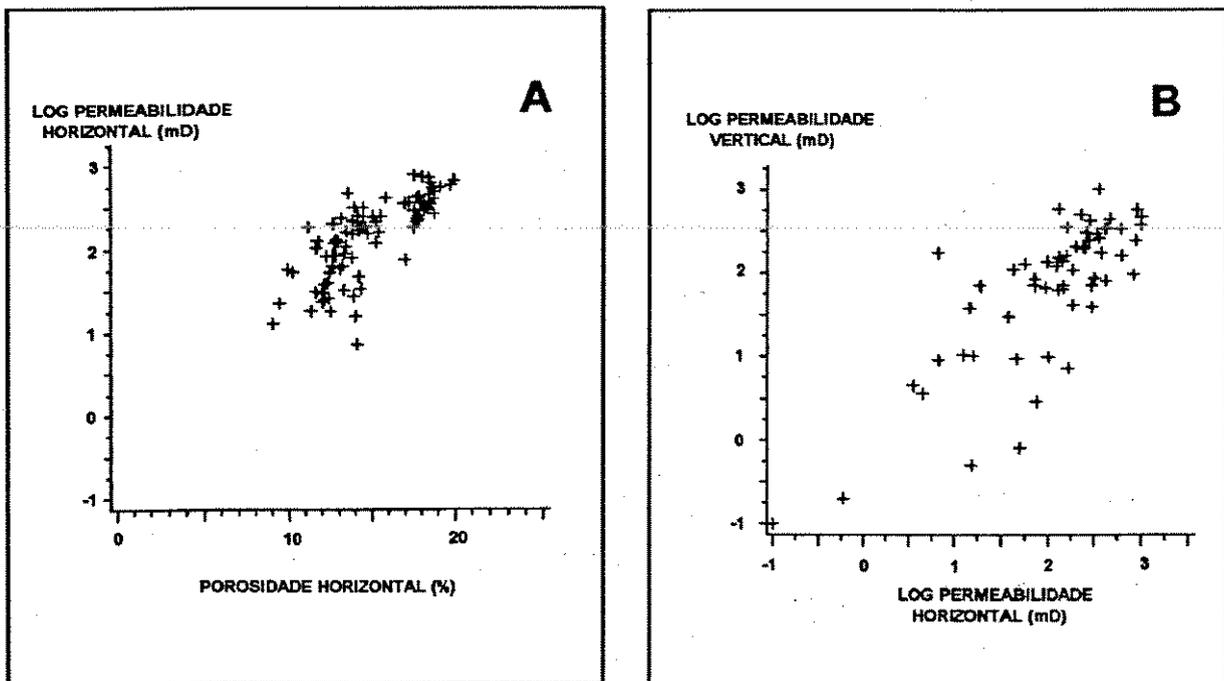


Figura 8.2 - Relações de porosidade *versus* permeabilidade horizontal (A) e permeabilidade horizontal *versus* permeabilidade vertical (B).

Portanto, uma vez estabelecida a porosidade, via modelagem estocástica, referente a cada um dos blocos da malha de simulação fez-se uso das equações de regressão linear (Tabela 8.2) para obtenção dos valores de permeabilidade horizontal e vertical para o respectivo bloco.

8.3.2 Propriedades do óleo

Para a caracterização das propriedades físicas do óleo presente na zona II foram utilizadas as curvas PVT resultantes das análises realizadas nas amostras de óleo coletadas no poço RBU-2. Nas figuras 8.3 a 8.5 são mostradas as curvas de fator volume de formação do óleo (B_o), razão de solubilidade (R_s) e viscosidade do óleo (μ_o) versus pressão.

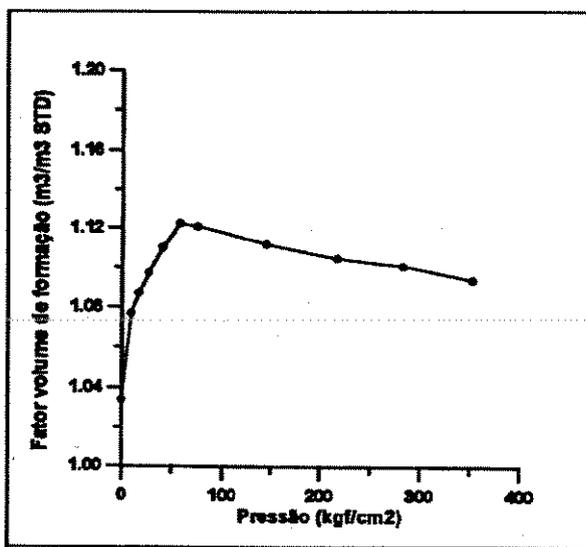


Figura 8.3 - Curva de fator volume de formação do óleo.

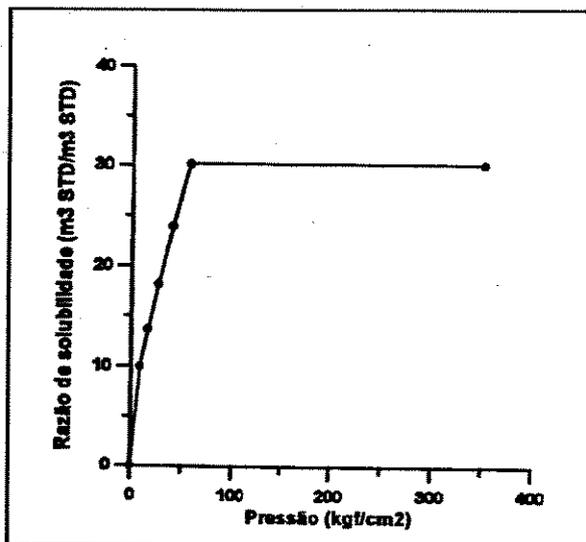


Figura 8.4 - Curva de razão de solubilidade.

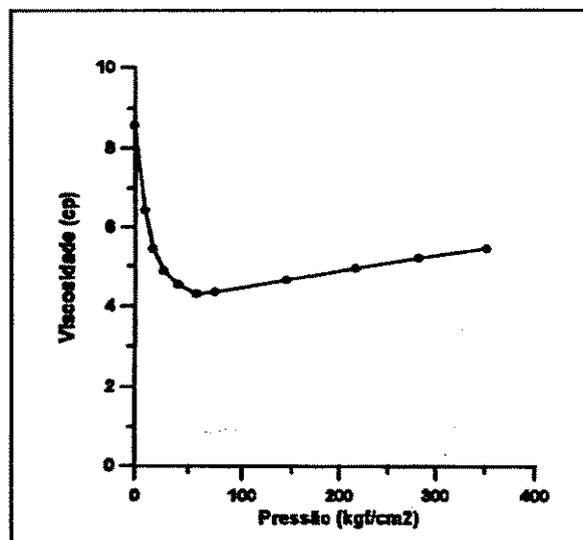


Figura 8.5 - Curva de viscosidade do óleo.

8.3.3 Propriedades da água

A análise realizada em amostra de água obtida por pistoneio, no poço 7-RBU-16, forneceu os resultados apresentados a seguir:

Salinidade	109.539 mg/l
Sólidos totais dissolvidos	108.070 mg/l
Densidade relativa	1.079 @ 15,6 °C
pH	6.42 @ 25,0 °C

A viscosidade e compressibilidade da água correspondem a 0,63 cp e $4,67 \times 10^{-5} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$, respectivamente, nas condições de reservatório. Os valores destes dois parâmetros foram estimados utilizando-se as correlações de Craft & Hawkins (*apud* Rabinovitz,1992).

É interessante destacar que o aquífero presente na zona II possui pequena extensão e não influencia como mecanismo atuante na recuperação de hidrocarbonetos.

8.3.4 Pressão capilar e permeabilidade relativa

Para simplificar a simulação de fluxo assumiu-se que as permeabilidades relativas e a pressão capilar, para as eletrofácies 1 e 2, podem ser representadas por uma curva única.

Rabinovitz (1992) utilizou os resultados das análises de pressão capilar, realizadas pelo método da membrana, para obter curvas médias de pressão capilar. Para tanto o autor citado adotou o método da curva J de Leverett.

Este método consiste na normalização das várias curvas de pressão capilar através da função J dada por:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \quad (8.1)$$

sendo P_c a pressão capilar medida em laboratório; σ a tensão interfacial para os fluidos considerados; θ o ângulo de contato; k a permeabilidade e ϕ a porosidade.

Posteriormente é determinada uma curva J média, com a qual pode-se calcular, utilizando pares de valores de porosidade e permeabilidade, a curva de pressão capilar desejada.

Na Figura 8.6 apresenta-se a curva de pressão capilar utilizada na simulação de fluxo. A saturação irreduzível de 16% foi assumida como condição inicial para todas as células.

Para obtenção das curvas de permeabilidades relativas Rabinovitz (1992) fez uso de uma metodologia baseada em correlações. Com este procedimento procura-se descrever as variações observadas nos resultados das dezenove análises de permeabilidade relativa água-óleo realizadas em laboratório.

As correlações, juntamente com os valores médios de porosidade, permeabilidade e saturação de água inicial possibilitaram obter a curva de permeabilidade relativa média água-óleo mostrada na Figura 8.7.

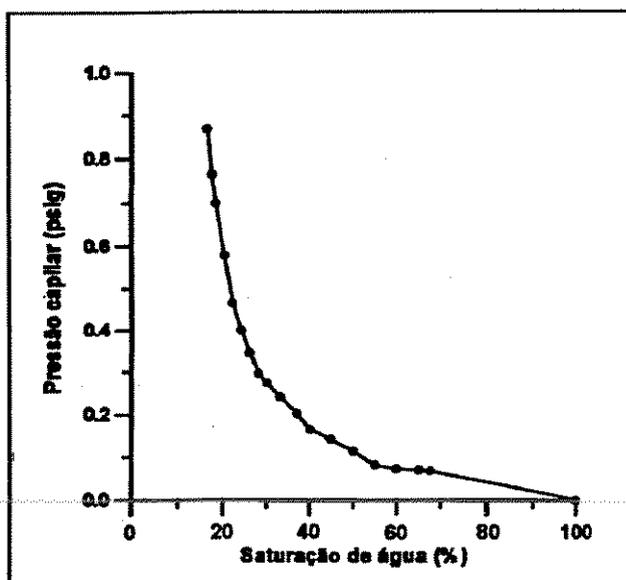


Figura 8.6 - Curva de pressão capilar.

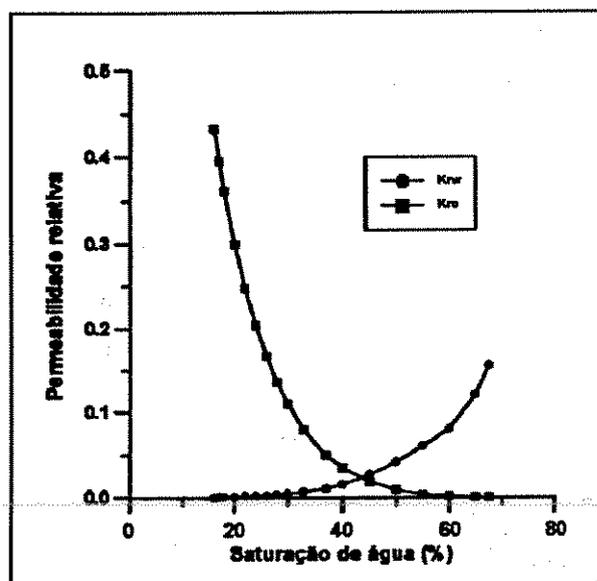


Figura 8.7 - Curva de permeabilidade relativa

Um aspecto digno de registro refere-se ao fato de que para saturações iguais a permeabilidade relativa à água é superior àquela do óleo. Este resultado é incompatível com o processo de molhabilidade realizado no laboratório (Rabinovitz, 1992).

8.4 Modelos elaborados

Visando avaliar o impacto das incertezas geológicas relacionadas à distribuição e geometria espacial das eletrofácies, bem como da distribuição de suas propriedades petrofísicas, inferidas através das modelagens estocásticas, elaboraram-se quatro modelos distintos os quais foram submetidos à simulação de fluxo.

Com os modelos descritos a seguir tenta-se capturar a influência das incertezas, buscando-se identificar quais delas causam maiores alterações no comportamento de produção.

Modelo 1 (HETEL) - considera-se a distribuição espacial das eletrofácies, atribuindo às mesmas suas propriedades petrofísicas médias.

Modelo 2 (HETELPET) - considera-se a distribuição espacial das eletrofácies às quais incorpora-se a distribuição espacial das propriedades petrofísicas obtidas a partir da modelagem estocástica da porosidade.

Modelo 3 (HETPET) - considera-se somente a distribuição das propriedades petrofísicas, independentemente da eletrofácies subjacente.

Modelo 4 (HOMOG) - admite-se que todos os blocos possuem valores idênticos de porosidade e permeabilidade, os quais equivalem àqueles da eletrofácies 1.

Estabelecidos os modelos procedeu-se a realização de diversas simulações de fluxo. Para cada um dos modelos, excetuando-se o Modelo 4, foram processadas no mínimo 13, e no máximo 22 imagens provenientes da modelagem estocástica das eletrofácies e petrofísica.

Para agilizar a elaboração do arquivo de entrada a ser fornecido ao simulador numérico SIMBEST I (SSI) foi necessário desenvolver um conjunto de programas que realiza esta tarefa automaticamente.

Este conjunto de programas efetua a leitura do arquivo de saída da simulação condicional da porosidade e faz uso das equações de regressão, definidas no item 8.3.1, para obtenção da permeabilidade horizontal e vertical referente a cada bloco. Como o programa SIMBEST I necessita que a permeabilidade vertical

assinalada para cada bloco seja a média harmônica entre o valor de permeabilidade vertical do próprio bloco e o existente no bloco sobreposto, incluiu-se uma rotina que efetua este cálculo. Além disso procede-se a leitura de outro arquivo contendo a definição da malha e propriedades dos fluidos.

8.5 Resultados obtidos

Considerando que existem diferenças significativas entre as várias imagens no que se refere, por exemplo, ao volume poroso total ou volume de óleo *in place*, o que impossibilita comparações diretas entre os resultados optou-se por caracterizar outro parâmetro. Este parâmetro, volume poroso injetado, representa a fração do volume poroso total que foi ocupado pela água.

Para estas simulações foi estabelecida uma vazão constante de injeção de 65 m³/dia, produção total de líquidos de 60 m³/dia e Bsw (razão entre produção de água e produção total de líquidos) máximo de 90.0%

Para visualizar os resultados obtidos com os diferentes modelos foram elaborados diversos gráficos. Dentre eles escolheram-se aqueles que ressaltam aspectos contundentes, por vezes intrigantes, relacionados à modelagem estocástica subjacente, tanto para eletrofácies quanto para a porosidade.

Os gráficos de produção acumulada *versus* volume poroso injetado são mostrados na Figura 8.8 e os de fator de recuperação *versus* volume poroso injetado encontram-se na Figura 8.9. Na figura 8.10 encontram-se os gráficos de Bsw *versus* volume poroso injetado, enquanto que na Figura 8.11 são apresentados os de Bsw *versus* fator de recuperação.

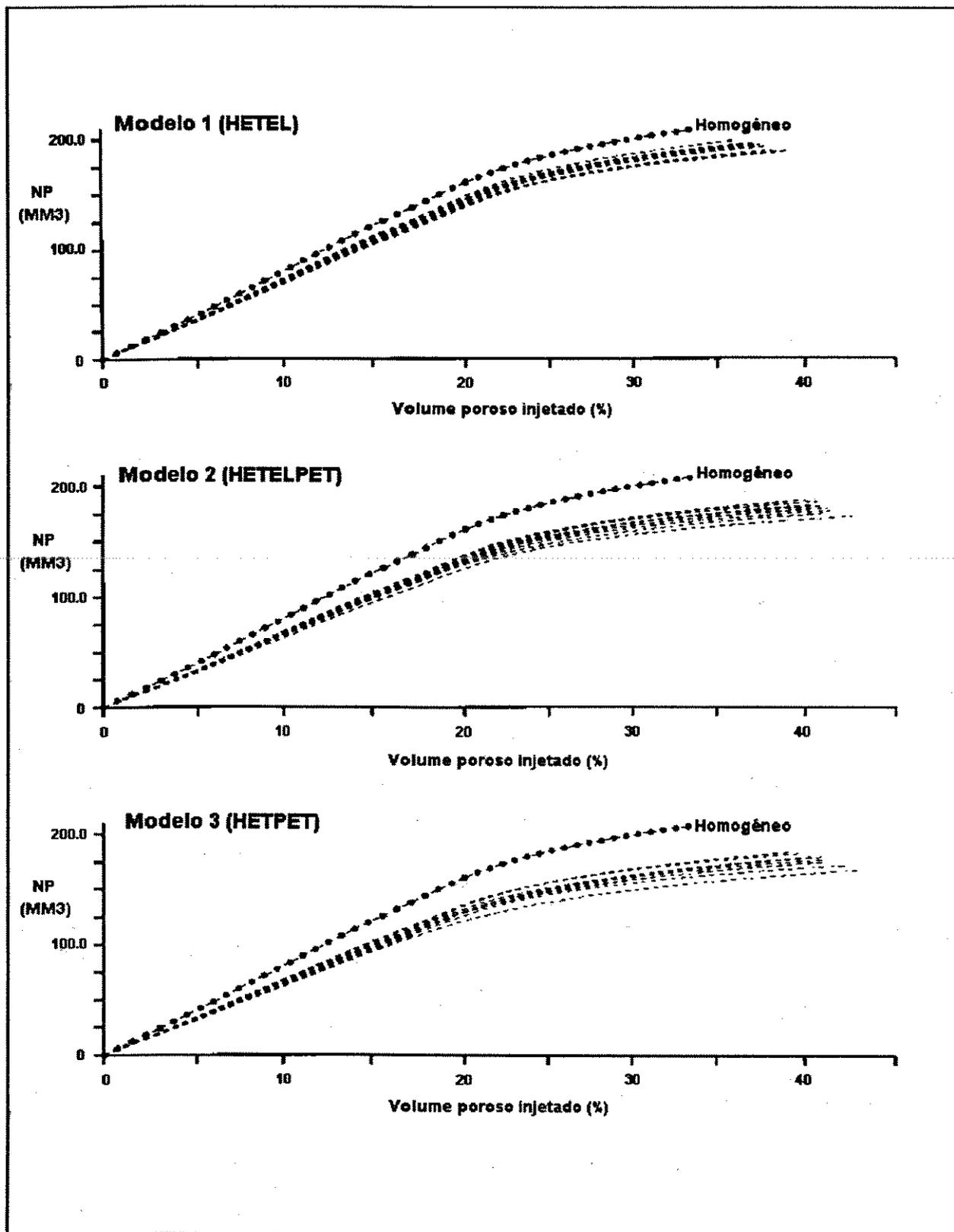


Figura 8.8 - Gráficos de produção acumulada (N_p) versus volume poroso injetado.

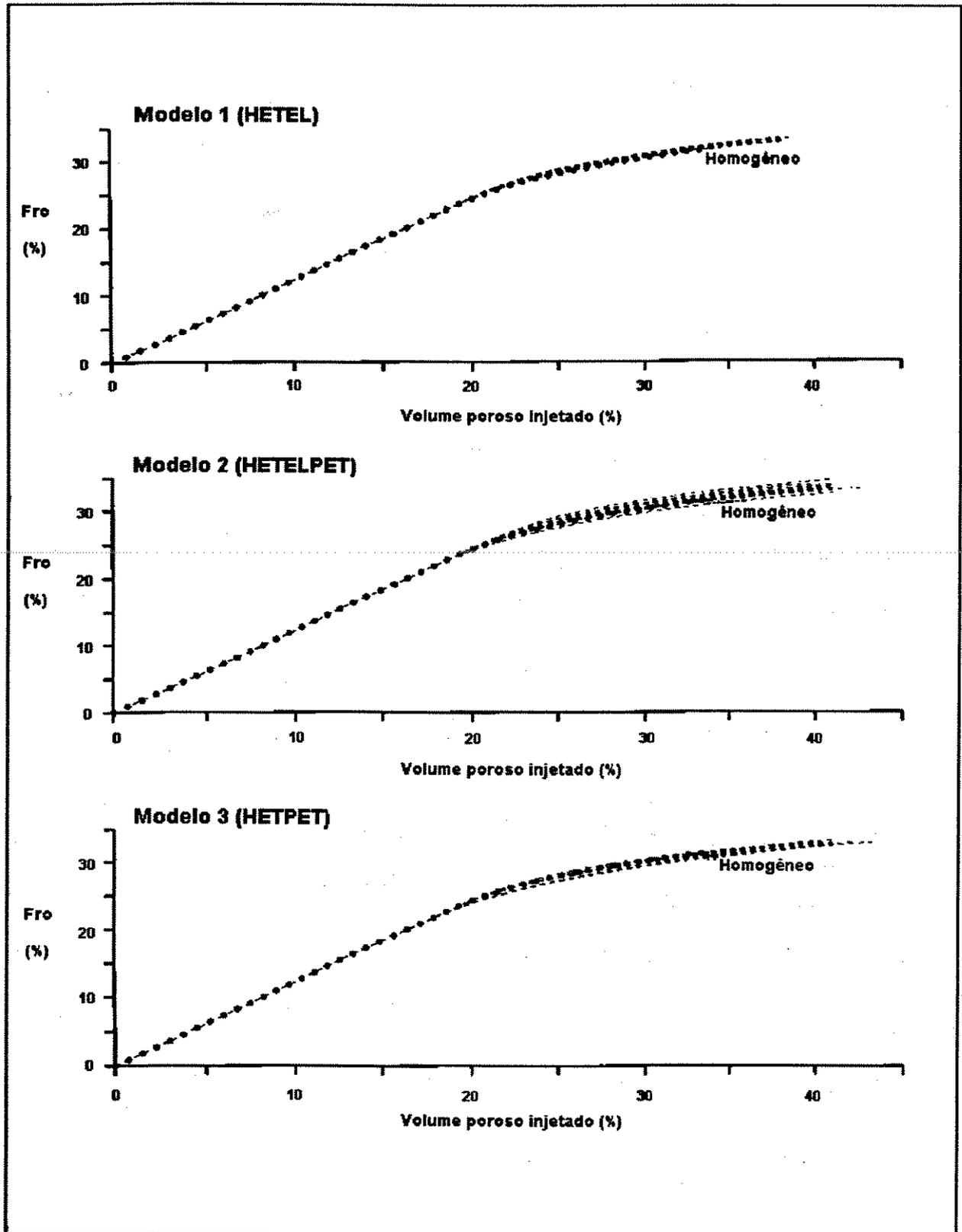


Figura 8.9 - Gráficos de fator de recuperação (%) versus volume poroso injetado (%).

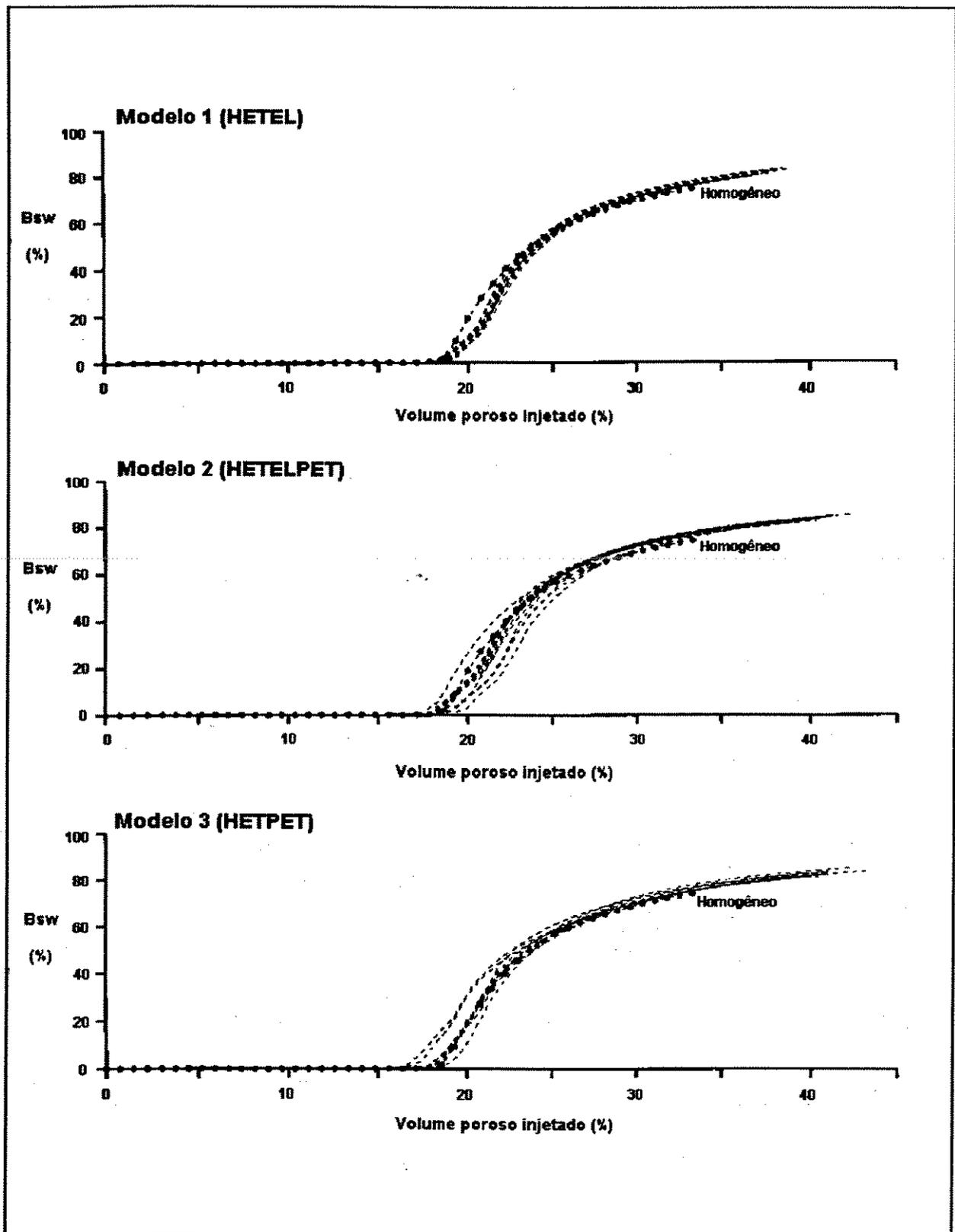


Figura 8.10 - Graficos de Bsw (%) versus volume poroso injetado (%).

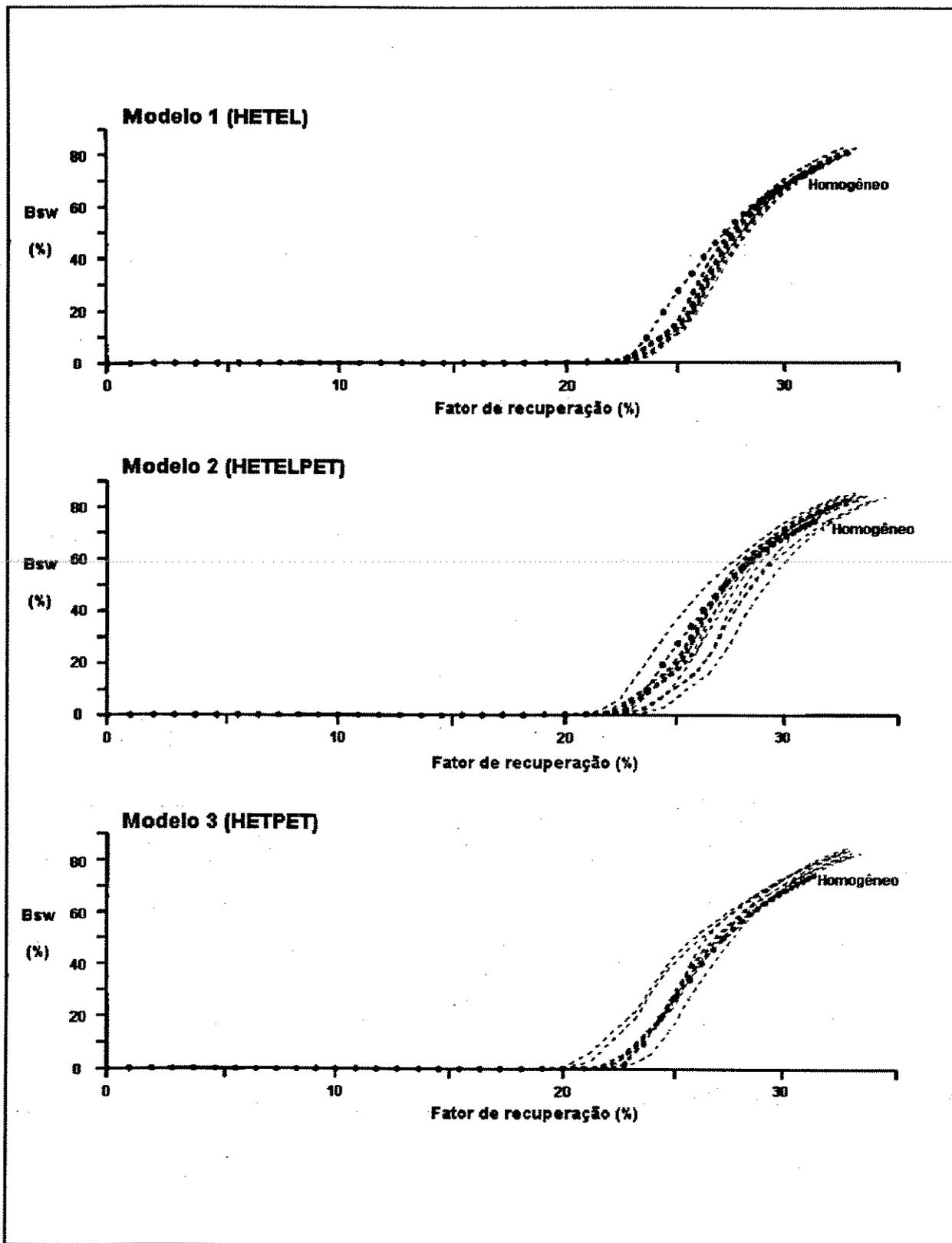


Figura 8.11 - Gráficos de Bsw (%) versus fator de recuperação (%).

Estas figuras evidenciam que para o Modelo 1 (HETEL) o comportamento de produção apresenta variações muito pequenas para as diferentes imagens, comparativamente às variações no comportamento de produção observadas nos Modelos 2 (HETELPET) e 3 (HETPET).

Os gráficos de Bsw *versus* volume poroso injetado (Figura 8.10) e Bsw *versus* fator de recuperação (Figura 8.11) evidenciam que tendo-se somente a distribuição espacial das eletrofácies (Modelo 1) é possível obter-se o padrão geral do comportamento de produção.

Quando são acrescentadas as propriedades petrofísicas referentes a cada eletrofácies (Modelo 2) tem-se como resultado a manutenção do padrão global, mas acentuam-se as incertezas, particularmente quando os volumes injetados correspondem a valores situados entre 16% e 25% (Figura 8.10).

Este comportamento torna-se mais evidente na Figura 8.11 onde, para o fator de recuperação de óleo de 25% correspondem, a depender da imagem, valores de Bsw oscilando entre 5% e 37% (Modelo 2). Para esta mesma situação observa-se que, para o Modelo 1, os valores de Bsw associados encontram-se numa faixa bem mais restrita (10% a 14%).

Estas comparações permitem supor que a distribuição das fácies sedimentares (eletrofácies) é o fator preponderante que delineará o comportamento global de produção do campo durante o período de produção. Ao serem acrescentadas as propriedades petrofísicas das rochas permeáveis obtêm-se como resultado oscilações em torno deste comportamento global de produção (Modelo 2).

Com o Modelo 3 (HETPET) realiza-se um processo de avaliação das incertezas desconsiderando-se a distribuição das fácies. Os resultados obtidos (Figuras 8.8 a 8.11) são muito parecidos com aqueles apresentados nestas mesmas figuras para o Modelo 2 (HETELPET).

Uma análise comparativa superficial indicaria que é desnecessária a caracterização da distribuição tridimensional das eletrofácies. Pois, modelando-se somente a variável porosidade, independentemente da eletrofácies subjacente, foram obtidos resultados similares àqueles do Modelo 2 (HETELPET), no que se refere às incertezas no comportamento de produção.

Apontam-se dois aspectos a serem considerados ao se analisar os resultados obtidos para os modelos 2 (HETELPET) e 3 (HETPET):

a) Para o reservatório em estudo constata-se a existência de uma forte correspondência entre as eletrofácies caracterizadas e suas propriedades petrofísicas (Capítulo 4). Observa-se, neste caso específico, que às eletrofácies 1 estão associados os maiores valores de porosidade, enquanto que às eletrofácies 2 e 3 relacionam-se os menores valores de porosidade. Assim é de se esperar que a distribuição da porosidade esteja refletindo a distribuição tridimensional das eletrofácies.

b) O fato de não terem sido aplicados critérios mais rígidos para a aceitação das imagens obtidas a partir da simulação condicional da porosidade, tanto no caso em que se considera a distribuição das eletrofácies, quanto naquele obtido independentemente da eletrofácies subjacente (Capítulo 7).

Os resultados obtidos para os Modelos 1 (HETEL) e 2 (HETELPET) são semelhantes àqueles obtidos por Paraizo (1993) estudando outro reservatório contendo hidrocarbonetos. O Modelo 3 (HETPET) não foi avaliado pelo referido autor.

8.5.1 Outras hipóteses de produção

Foram analisadas hipóteses distintas de produção que permitissem avaliar que mudanças ocorreriam caso as vazões de produção fossem diferentes de 60

m³/dia. Com isto esperava-se obter a vazão ideal para a produção, considerando um dado contexto econômico, assim como verificar se mudanças no regime de fluxo acarretariam alterações significativas, comparativamente aos resultados apresentados no tópico anterior.

Na Figura 8.12 são apresentados os resultados obtidos para os casos com produção total de líquidos de 10, 30, 50, 60, 80, 90, 100 e 120 m³/dia, utilizando a mesma imagem. Sendo que foi estabelecida, para cada caso, uma vazão constante de injeção de água 8,3% superior àquela de produção total de líquidos, assim como Bsw máximo de 90%.

Fica evidente que produzindo-se a vazões elevadas constata-se um crescimento mais rápido do Bsw (Figura 8.12B). Isto implica em que o reservatório será abandonado em um tempo menor, considerando-se um mesmo limite econômico de corte de água.

As relações entre produção acumulada e Bsw, assim como entre fator de recuperação de óleo e Bsw, considerando-se as diferentes vazões de produção estabelecidas para os vários casos em análise, podem ser observadas na figuras 8.12C e 8.12D, respectivamente. Estas figuras mostram que a relação entre o fator de recuperação de óleo e Bsw é praticamente a mesma, independentemente do regime de produção que tenha sido especificado. Consequentemente, para um dado limite econômico de corte de água, o fator de recuperação será o mesmo para qualquer vazão que tenha sido estabelecida.

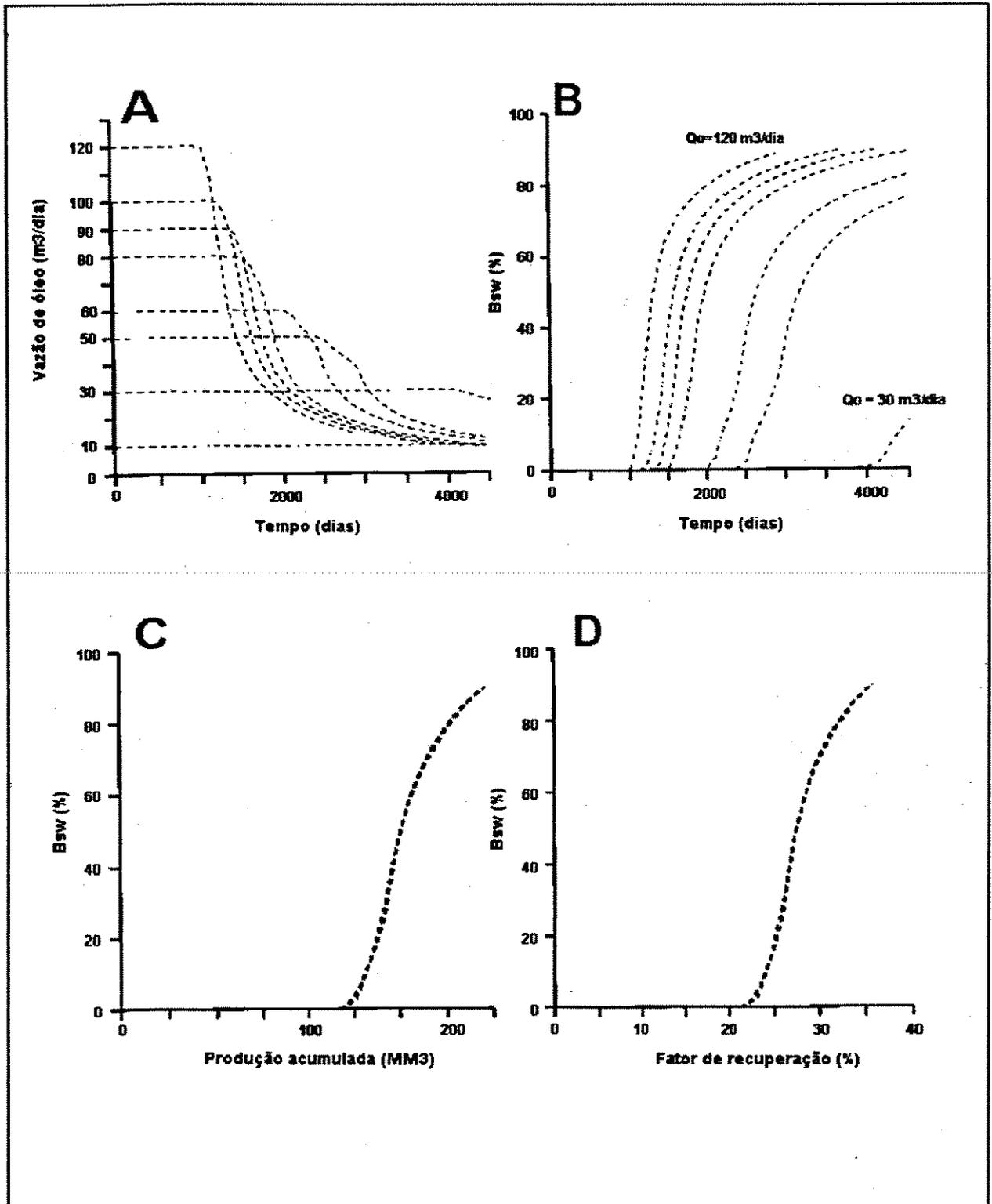


Figura 8.12 - Gráficos mostrando o comportamento de produção da mesma imagem quando submetida a diferentes regimes de produção de óleo.

CAPÍTULO 9

CONCLUSÕES

A pesquisa interdisciplinar apresentada ao longo desta dissertação mostra como as ferramentas desenvolvidas na Geoestatística são flexíveis e adequadas à modelagem de um reservatório de hidrocarbonetos. Elas possibilitam expressar o conhecimento geológico de modo quantitativo.

É importante salientar que o sucesso em expressar o conhecimento geológico existente de forma quantitativa só é atingido após ter-se estabelecido um modelo geológico consistente. Por isto deu-se ênfase, no início do estudo, à caracterização geológica da zona II (sucessões de fácies, modelo deposicional, petrografia e petrofísica), assim como ao contexto no qual ela está inserida (Compartimento Nordeste, Formação Candeias e marcos cronoestratigráficos).

As sucessões de fácies descritas e suas relações laterais e verticais apontam para um modelo deposicional de leques turbidíticos caracterizado pelo registro de lobos não canalizados (DLSL) sobre os quais encontram-se implantados, ou não, canais distributários (DCSL). Em direção às bordas do leque desenvolve-se, transicionalmente, a zona de franja (DLE). A superposição e coalescência de leques turbidíticos originados por correntes sucessivas formam espessos depósitos arenosos com boa continuidade lateral, envoltos em folhelhos (DPB).

A deposição dos arenitos reservatório que compõem a zona II está relacionada à borda leste da Bacia do Recôncavo e, geneticamente, associada aos conglomerados sintectônicos da Formação Salvador.

A qualidade dos arenitos reservatório, assim como a diagênese, é fortemente controlada pelo ambiente deposicional. Os arenitos inclusos nas sucessões de fácies DCSL e DLSSL apresentam melhores características permoporosas, contêm baixos teores de cimento, possuem granulometria média a grossa e seleção moderada, por outro lado aqueles inclusos nas sucessões DLE e DPB têm granulometria muito fina a fina, possuem seleção ruim, elevados teores de intraclastos argilosos, micas e de cimentos, o que resulta em piores propriedades permoporosas.

A correlação rocha *versus* perfil realizada nos poços testemunhados indicou que as quatro sucessões de fácies distribuem-se em três grupos distintos, permitindo a definição de três eletrofácies:

Eletrofácies 1 : engloba as sucessões da fácies DCSL e DLSSL;

Eletrofácies 2 : equivale à sucessão de fácies DLE;

Eletrofácies 3 : equivale à sucessão de fácies DPB.

A análise discriminante permitiu expandir esta classificação para os poços não testemunhados. A função discriminante definida a partir dos poços testemunhados efetivamente distinguiu os conjuntos de eletrofácies estabelecidos *a priori*. Na avaliação de desempenho do modelo de discriminação utilizado foram obtidos índices de acerto total entre 90 e 92,5%.

A mudança de suporte vertical de uma amostragem regularmente espaçada a cada 20 cm, em todos os poços, para 1.0 m foi efetuada sem que a variabilidade do conjunto de dados fosse desestruturada.

A análise variográfica das eletrofácies permitiu constatar que, na horizontal, as direções de maior e menor continuidade correspondem àquelas reconhecidas nos estudos geológicos, ou seja N45W e N45E, respectivamente.

A estratégia de se realizar a modelagem estocástica em dois estágios foi adotada por permitir a quantificação apropriada das heterogeneidades

preconizadas pelo modelo geológico proposto. A vantagem desta estratégia reside no fato de que, na zona II, existe um forte relacionamento entre as eletrofácies definidas e suas propriedades petrofísicas.

Assim, no primeiro estágio, preservou-se a arquitetura geológica (eletrofácies), enquanto que no segundo estágio modelou-se a variabilidade das propriedades petrofísicas no interior das mesmas. A comparação dos resultados obtidos no primeiro estágio com aqueles previstos pelo modelo sedimentar conceitual e conhecimento geológico da área permitiu verificar que existe consistência entre ambos.

A análise visual, através de seções e mapas, das várias realizações referentes à modelagem das eletrofácies (primeiro estágio) obtidas com o algoritmo de simulação seqüencial das componentes principais evidenciou que ele descreve adequadamente as heterogeneidades da zona II. Nas imagens geradas encontram-se feições marcantes relativas ao modelo geológico proposto.

O algoritmo de simulação seqüencial gaussiana utilizado para a modelagem da porosidade no interior das eletrofácies 1 e 2 apresentou desempenho satisfatório. Isto é o que sugere a comparação dos histogramas dos valores simulados com aqueles dos dados condicionantes, assim como as médias globais obtidas, tanto para cada uma das eletrofácies quanto para o conjunto total.

O modelamento direto da porosidade, isto é sem considerar a eletrofácies subjacente, mostrou-se desvantajoso comparativamente ao efetuado em duas etapas devido à ausência de controles que permitissem avaliar a consistência dos resultados obtidos nas diferentes realizações. Isto porque não se dispõe de modelos conceituais sobre a distribuição espacial das propriedades petrofísicas (*e.g.* porosidade e permeabilidade).

Quanto aos algoritmos de simulação sequencial utilizados neste trabalho é interessante ressaltar que a comparação entre os semivariogramas obtidos a partir dos dados condicionantes e aqueles obtidos a partir das realizações revelou a existência de discrepâncias significativas entre ambos. Por exemplo, os semivariogramas verticais das realizações posicionam-se, sistematicamente, acima daqueles calculados a partir dos dados condicionantes (IPCSIM e SGSIM), bem como em relação ao modelo variográfico informado (SISIMPDF).

Estas comparações mostram a existência de problemas relativos à implementação dos algoritmos de simulação sequencial utilizados. Sugere-se o estabelecimento de linhas de pesquisa visando analisar os diversos aspectos envolvidos nestes algoritmos (e.g. caminho aleatório e vizinhança) no intuito de esclarecer e/ou solucionar estes problemas.

Vale destacar que a modelagem estocástica de reservatórios deve ser, sempre que possível, um procedimento integrado com a simulação de fluxo. Isto porque ao submeter os vários modelos numéricos alternativos, resultantes das simulações geoestatísticas, a um simulador de fluxo pode-se avaliar o impacto das incertezas na descrição do reservatório nas previsões de comportamento de produção do mesmo.

Os resultados obtidos com os quatro modelos distintos submetidos à simulação de fluxo revelaram que a distribuição das eletrofácies é o fator preponderante e delineará o comportamento global de produção do campo. Ao acrescentar as propriedades petrofísicas obtém-se como resultado oscilações em torno deste comportamento global de produção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALABERT, F. G. 1987. The practice of fast conditional simulations through the LU decomposition of the covariance matrix. *Mathematical Geology*, 19(5):369-386.
- ALABERT, F. G. 1989. Constraining description of randomly heterogeneous reservoir to pressure test data: a Monte Carlo study. 64th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 19600, p.307-321.
- ALABERT, F. G. & MASSONNAT, G. J. 1990. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: stochastic modelling of facies and petrophysical variability. 65th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 20604, p.775-790.
- ALABERT, F. G. & MODOT, V. 1992. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. 67th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 24893, p.355-370.
- ANJOS, S.M.C. & SOUZA, A.L.S. 1992. Quantificação do sistema poroso de arenitos do Membro Gomo, Formação Candeias, Campo de Rio do Bu da Bacia do Recôncavo. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES/DIGER/SEGEX, 9 p. Nota técnica 95/92.
- AZIZ, K. & SETTARI, A. 1990. *Petroleum Reservoir Simulation*. Elsevier Applied Science. 476 p.
- BALDISSERA, P. R. 1992. Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório. Tese de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas. 200 p.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BERALDO, V. T.** 1993. Estudo de comportamento de poço de óleo com aquífero de fundo, utilizando modelagem estocástica com base em afloramentos. Tese de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas. 116 p.
- BOUMA, A.H.** 1962. Sedimentology of some flysch deposits. Amesterdam, Elsevier. 168 p.
- BUCHÉB, J. A.** 1991. Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados de perfis de poços da Bacia de Sergipe-Alagoas. Tese de Mestrado. Belém, Universidade Federal do Pará. 136 p.
- CASTRO, J. C.** 1992. Turbiditos lacustres rasos e profundos na fase rift de bacias marginais brasileiras. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 6(1/2):89-96.
- CLEMETSEN, R.; HURST, A.R.; KNAURUD, R.; OMRE, H.** 1990. A computer program for evaluation of fluvial reservoirs. North Sea Oil and Gas Reservoirs - II. Graham & Trotman, p.373-385.
- CUNHA, N. R.** 1989. Interpretação quantitativa de perfis - Rio do Bu. Salvador, PETROBRÁS/DEXBA 52 p. Relatório interno.
- DAMSLETH, E; TJOLSEN, C. B.; OMRE, H.; HALDORSEN, H. H.** 1990. A two-stage stochastic model applied to a north sea reservoir. 65th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 20605, p.791-802.
- DAVIS, J. C.** 1973. Statistics and data analysis in geology. New York, John Wiley & Sons. 550 p.
- DEUTSCH, C. V. & JOURNEL, A. G.** 1992a. GSLIB: Geostatistical Software Library and Users's Guide. New York, Oxford University Press. 340 p.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- DEUTSCH, C. V. & JOURNAL, A. G. 1992b. GSLIB: Annealing techniques applied to the integration of geological and engineering data. Stanford Center for Reservoir Forecasting, Report r, 120 p.
- DOWD, P. A. 1992. A review of recent developments in geostatistics. *Computers & Geosciences* 17(10):1481-1500.
- DREYER, T.; SCHEIE, A.; WALDERHAUG, O. 1990. Minipermeameter-based study of permeability trends in channel sand bodies. *AAPG Bulletin*, 74(4):359-374.
- DUBRULE, O. 1989. A review of stochastic models for petroleum reservoirs. *In: ARMSTRONG, M. (ed.). Geostatistics. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, v.2, p. 493-506.*
- DUBRULE, O. 1993. Introducing more geology in stochastic reservoir modelling. *In: SOARES, A. (ed.). Geostatistics Tróia '92. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, v.1, p. 351-369.*
- FALT, L. M.; HENRIQUEZ, A.; HOLDEN, L; TJELMELAND, H. 1991. MOHERES, a program for simulation of reservoir architecture and properties. *Proceedings of the 6th European Symposium on Improved Oil Recovery, Norway, p.27-36.*
- FOLK, R.L. 1974. *Petrology of sedimentary rocks. Austin, Hempphill Publishing. 182 p.*
- FROIDEVAUX, R. 1993. Probability field simulation. *In: SOARES, A. (ed.). Geostatistics Tróia '92. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, v.1, p. 73-83.*

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- GALLI, A.; GUÉRILLOT, D.; RAVENNE, C. and HERESIM Group 1990. Combining geology, geostatistics and multiphase fluid flow for 3D reservoir studies. *In: GUÉRILLOT, D. & GUILLON, O. (eds.) 2nd European Conference on the Mathematics of oil Recovery. Paris, 1990. Ed. Technip, p. 11-19.*
- GALLI, A.; BEUCHER, H.; LE LOC'H, G.; DOLIGEZ, B. and HERESIM Group 1994. The pros and cons of the truncated gaussian method. *In: ARMSTRONG, M. & DOWD, P. A. (eds.). Geostatistical Simulations. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, p. 217-233.*
- GEMAN, S. & GEMAN, D. 1984. Stochastic relaxation, Gibbs distribution and the Bayesian restoration of images. *IEEE Trans. PAMI 6 (6):721-741.*
- GÓMEZ-HERNÁNDEZ, J. J. & CASSIRAGA, E. F. 1994. Teory and practice of sequential simulation. *In: ARMSTRONG, M. & DOWD, P. A. (eds.). Geostatistical Simulations. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, p. 111-124.*
- GOTWAY, C. A. & RUTHERFORD, B. M. 1994. Stochastic simulation for imaging spatial uncertainty: comparison and evaluation of available algorithms. *In: ARMSTRONG, M. & DOWD, P. A. (eds.). Geostatistical Simulations. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, p. 1-21.*
- HALDORSEN, H. H. 1986. Simulator parameter assignment and the problem of scale in reservoir engineering. *In: LAKE, L. W. & CARROLL, Jr. H. B. (eds.). Reservoir Characterization. Orlando, Academic Press, Inc., p. 293-340.*
- HALDORSEN, H. H. & CHANG, D. M. 1986. Notes on stochastic shales; from outcrop to simulation model. *In: LAKE, L. W. & CARROLL, Jr. H. B. (eds.). Reservoir Characterization. Orlando, Academic Press, Inc., p. 445-485.*

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- HALDORSEN, H. H. & MacDONALD, C. J. 1987. Stochastic modeling of underground reservoir facies. 62th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 16751, p.99-113.
- HALDORSEN, H. H. & DAMSLETH, E. 1990. Stochastic modeling. *Journal of Petroleum Technology*, 42(4):404-412.
- HASTINGS, W. K. 1970. Monte Carlo sampling methods using Markov chains and their applications. *Biometrika* 57, p.97-109.
- HEWETT, T. A. 1986. Fractal distributions of reservoir heterogeneity and their influence on fluid transport. 61th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 15386.
- HEWETT, T.A. & BEHRENS, R. A. 1988. Conditional simulation of reservoir heterogeneity with fractals. 63th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 18326, p.645-660.
- JOHNSON, R. A. & WICHERN, D. W. 1992. Applied multivariate statistical analysis. Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall International. 642 p.
- JOURNEL, A. G. 1983. Nonparametric estimation of spatial distributions. *Mathematical Geology* 15(3):445-468.
- JOURNEL, A. G. 1990. Geostatistics for reservoir characterization. 65th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 20750, p.353-358.
- JOURNEL, A. G. 1993. Geostatistics: roadblocks and challenges. *In*: SOARES, A. (ed.). *Geostatistics Tróia '92*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, v.1, p. 213-224.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- JOURNEL, A. G. & ALABERT, F. G. 1988. Focusing on spatial connectivity of extrem-value attributes: stochastic indicator model of reservoir heterogeneities. 63th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 18324, p.621-632.
- JOURNEL, A. G. & ALABERT, F. G. 1989. Non-Gaussian data expansion in the earth science. *Terra Nova*, v.1 p123-134.
- JOURNEL, A. G. & ALABERT, F. G. 1990. New method for reservoir mapping. *Journal of Petroleum Technology*, 42(2):212-218.
- JOURNEL, A. G. & GÓMEZ-HERNÁNDEZ, J. J. 1989. Stochastic imaging of Wilmington clastic sequence. 64th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 19857, p.591-606.
- JOURNEL, A. G. & HUIJBREGTS, CH. J. 1989. *Mining Geostatistics (Fourth Edition)*. London, Academic Press. 600 p.
- LANGLAIS, V. & DOYLE, J. 1993. Comparison of several methods of lithofacies simulation on the fluvial Gypsy sandstone of Oklahoma. *In: SOARES, A. (ed.). Geostatistics Tróia '92*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, v.1, p. 299-310.
- MATHERON, G.; BEUCHER, H.; de FOUQUET, C.; GALLI, A.; GUÉRILLOT, D.; RAVENNE, C. 1987. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. 62th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 16753, p.123-131.
- MATHEWS, J. L.; EMANUEL, A. S.; EDWARDS, K. A. 1989. Fractal methods improve Mitsue miscible predictions. *Journal of Petroleum Technology*, p.1136-1142.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- MATO, L.F. 1989. Aspectos litológicos e ambiente deposicional dos biocalcarenitos ostracoidais - Marco 58 da Formação Candeias/Membro Gomo, Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, Bahia. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA*, 11, Curitiba, 1989. Anais... Curitiba, SBP, v.2, p. 1001-1015.
- MATO, L.F. & SOUSA, E.M. 1988. Petrografia e diagênese dos arenitos do Membro Gomo/Formação Candeias (Cretáceo Inferior) no Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, 2(2/4):277-89.
- MATO, L.F.; SANCHES, C.P.; MAGALHÃES, M.R.C.; COSTA, I.P. 1992. Similaridades litoestratigráficas do Andar Rio da Serra Médio (Cretáceo Inferior) Formação Candeias - Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo e Sub-bacia de Tucano Sul, Bahia. *In: Simpósio sobre as Bacias Cretácicas Brasileiras*, 2, Rio Claro, 1992. Resumos expandidos, p. 9-11.
- NETTO, A.S.T. 1982. Distribuição do tamanho de poros em rochas reservatório. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO*, 2, 1982. Anais... Rio de Janeiro, IBP, TT-20, 20 p.
- OMRE, H. 1993. Stochastic models for reservoir characterization. *In: KLEPPE, J. & SKJAEVELAND, S. M. (eds.). Chapter in Recent Advances in Improved Oil Recovery for North Sea Sandstone Reservoirs. Norwegian Petroleum Directorate, Stavanger, Norway.*
- OMRE, H.; HALVORSEN, K. B.; HOLDEN, L.; HOIBERG, J. 1988. Reservoir heterogeneity, geological description and effects on fluid flow - models for heterogeneity. *Proc. SPOR Seminar, Stavanger, Norway* p.296-308.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- OMRE, H.; SOLNA, K.; TJELMELAND, H. CALESSON, L.; HOLTER, C. 1990a. Calcite cementation: description and production consequences. 65th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 20607, p.811-823.
- OMRE, H.; SOLNA, K.; TORUDBAKKEN, B. 1990b. Stochastic modelling and simulations of fault zones. The GEODATA Conference on Geomathematics and Geostatistics, Leeds, Sept 11-14.
- PARAIZO, P. L. B. 1993. Modelagem numérica para tratamento de dados geológicos. Campinas: Universidade Estadual de Campinas. Tese de Mestrado. 137 p.
- PEREZ, G. & CHOPRA A. K. 1991. Evaluation of frontal models to describe reservoir heterogeneity and performance. 66th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 22694, p.387-397.
- PETTIJOHN, F. J.; POTTER, P. E.; SIEVER, R. 1973. Sand and sandstone. New York, Spring-Verlag. 553 p.
- RABINOVITZ, A. 1992. Estudo de reservatório da Formação Candeias/Sequência superior. Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo. Salvador, PETROBRÁS/RPBA/DIAREV 93 p. Relatório interno.
- RABINOVITZ, A; MATO, L. F.; SOUSA, E. M. 1992. Simulação numérica - a importância da caracterização de reservatórios. In: CONEXPO ARPEL '92. Rio de Janeiro, ARPEL, 14 p.
- RAVENNE, C. & BEUCHER, H. 1988. Recent development in description of sedimentary bodies in a fluvio deltaic reservoir and their 3D conditional simulations. 63th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 18310, p.462-476.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- RAVENNE, C.; GALLI, A.; BEUCHER, H.; ESCHARD, R.; GUÉRILLOT, D. and HERESIM Group 1990. Outcrop studies and geostatistical modelling of a Middle Jurassic Brent analogue. Proc. of the European Oil and Gas Conference, Palerme, Sicily, Italie, 9-12 oct.
- RIPLEY, B. D. 1987. Stochastic simulation. New York, John Wiley & Sons. 237 p.
- RIVOIRARD, J. 1993. Relations between the indicators related to a regionalized variable. *In*: SOARES, A. (ed.). Geostatistics Tróia '92. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, v.1, p. 273-284.
- RUDKIEWICZ, F. L.; GUÉRILLOT, D.; GALLI, A. and HERESIM Group 1990. An integrated software for stochastic modelling of reservoir lithology and property with an exemple from the Yorkshire Middle Jurassic. North Sea Oil and Gas Reservoirs - II. Graham & Trotman, p.399-405.
- SAS Institute Inc. 1985. SAS User's guide: Statistics, Version 5 Edition. Cary, NC: SAS Institute Inc.. 956 p.
- SCARTON, J.C.; SOUSA, E.M.; MATO, L.F. 1987. Análise de paleo correntes nos arenitos (turbiditos) da Formação Candeias/Membro Gomo na área de Rio do Bu/Mata da Macuca/Rio Itariri, Bacia do Recôncavo. Salvador, PETROBRÁS/DEXBA 14 p. Relatório interno.
- SERRA, O. & ABBOTT, H. T. 1980. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, SPE 9270.
- SOUSA, E.M. & MATO, L.F. 1988. Campo de Rio do Bu: zoneamento e caracterização dos arenitos reservatório da Formação Candeias. *In*: Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, 3, Salvador,

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- PETROBRÁS/DEPEX/SEIDER, 1988, p. 176-90.
- SOUSA, E.M.; SANCHES, C.P.; MATO, L.F. 1989. Eventos transgressivos lacustres: origem dos marcos elétricos/radioativos da Formação Candeias (Cretáceo Inferior), Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 11, Curitiba, 1989. Anais... Curitiba, SBP, v.2, p. 984-999.
- SOUSA, E.M.; MATO, L.F.; CONDE, C.F. 1992. Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo: desenvolvimento, estratégia de produção e análise da Zona de Produção II (Formação Candeias/Membro Gomo). Boletim de Geociências da PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 6(1/2):29-43.
- SRIVASTAVA, M. 1994. Thoughts and comments on conditional simulation algorithms. *Geostatistics* 7(2):9-10.
- SSI - Scientific Software Intercomp Inc., 1985. SimBest Black-Oil Simulator User's Guide (Version 1.0).
- STOYAN, D.; KENDALL, W. S.; MECKE, J. 1987. Stochastic geometry and its applications. John Wiley & Sons, 345 p.
- SURO-PÉREZ, V. & JOURNEL, A. G. 1990. Stochastic simulations of lithofacies: an improved sequential indicator approach. *In*: GUÉRILLOT, D. & GUILLON, O. (eds.) 2nd European Conference on the Mathematics of oil Recovery. Paris, 1990. Ed. Technip, p. 3-10.
- SURO-PÉREZ, V. & JOURNEL, A. G. 1991. Indicator principal component kriging. *Mathematical Geology*, 23(5):759-787.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

TETZLAFF, D. M. 1991. The combined use of sedimentary process modeling and statistical simulation in reservoir characterization. 66th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 22759, p.937-945.

TETZLAFF, D. M. & HARBAUGH, J. W. 1989. Simulating clastic sedimentation. Van Nostrand-Reinhold series in Mathematical Geology, 202 p.

VIANA, C.F.; GAMA JR., E.; SIMÕES, I.A.; MOURA, J.A., FONSECA, J.R.; ALVES, R.S. 1971. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. Boletim Técnico da PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 14(3/4):157-192.

WALKER, R.G. 1990. Perspective - facies modelling and sequence stratigraphy. Journal of Sedimentary Petrology, v. 60, p. 777-786.

WARREN, J. E. & PRICE, H. S. 1961. Flow in heterogeneous porous media. J. Soc. Pet. Eng., v. 1 p. 153-169.

WEBER, K. J. 1986. How heterogeneity affects oil recovery. In: LAKE, L. W. & CARROLL, Jr. H. B. (eds.). Reservoir characterization. Orlando, Academic Press, Inc., p. 487-544.