

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

*Este exemplar corresponde à redação final da
tese defendida por PAULO ROBERTO BALDISSERA e
aprovada pela comissão julgadora em 18/12/92.
Armando Remacre*

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

**MODELAGEM ESTOCÁSTICA DE FÁCIES PARA
CARACTERIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DAS
HETEROGENEIDADES DE RESERVATÓRIO**

Autor: PAULO ROBERTO BALDISSERA
Orientador: ARMANDO ZAUPA REMACRE +
Co-orientador: PAULO TIBANA n

CAMPINAS
Estado de São Paulo - Brasil
Dezembro, 1992

B193m

18679/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

VIDADE	BC
* CHAMADA:	B. 193m
IN	18679
RE	261/93
C	☐
D	☒
REC	R\$ 100.000,00
ATA	06/02/93
* CPD	

CM-00037507-1

B193m

Baldissera, Paulo Roberto

Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatórios. Campinas: Universidade Estadual de Campinas-UNICAMP. Instituto de Geociências. Área de Geologia de Petróleo, 1992.

200 p. (Dissertação de mestrado)

Inclui bibliografia

1. Reservatórios. 2. Modelagem estocástica de fácies. 3. Heterogeneidades de reservatório. 4. Geologia de reservatório. 5. Simulação estocástica.

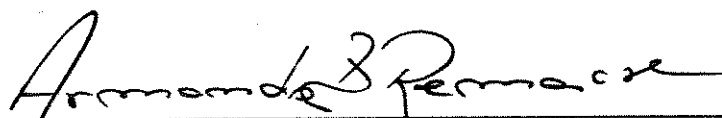
CDD - 627.86

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

A dissertação "Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório", elaborada por Paulo Roberto Baldissera e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Subcomissão de Pós-graduação em Geoengenharia de Reservatório como requisito parcial a obtenção do Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatório.

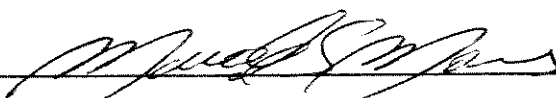
Campinas, 18 de dezembro de 1992.

Banca examinadora



Armando Zaupa Remacre, Dr. Ing.

(Orientador)



Marco Antônio Schreiner Moraes, Ph. D.

(Examinador)



Paulo Roberto Ballin, Ph. D.

(Examinador)

Para meus pais,
para Maria e Uther.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos professores Armando Zaupa Remacre-orientador, Paulo Tibana-co-orientador, pela dedicação e interesse;

A todos que colaboraram para este trabalho especialmente Gilberto Puig Maldonado, Nelson Pereira Franco Filho, Manoel Murilo Silva e Mauro Ida na coleta de dados e a Moacir Américo Cornetti pelo suporte técnico na área de informática;

A Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRÁS pelo apoio financeiro e banco de dados sem os quais este trabalho não seria possível.

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

A dissertação "Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório", elaborada por Paulo Roberto Baldissera e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Subcomissão de Pós-graduação em Geoengenharia de Reservatório como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatório.

Campinas, 18 de dezembro de 1992.

Banca examinadora

Armando Zaupa Remacre, Dr. Ing.
(Orientador)

Marco Antônio Schreiner Moraes, Ph. D.
(Examinador)

Paulo Roberto Ballin, Ph. D.
(Examinador)

Reprodução



"Fatos são o ar da ciência. Sem eles, um cientista não progride. Sem eles, suas teorias são apenas suposições vãs. Mas quando estiver observando, experimentando, não se contente com a superfície das coisas. Não se transforme num mero anotador de dados, mas tente penetrar o mistério da sua origem."

Ivan Petrovich Pavlov
(1849-1936), fisiologista russo

RESUMO

Os modelos de fácies permitem ao geólogo entender a gênese e as propriedades do sistema deposicional, tornando possível prever-se a distribuição espacial e qualitativa dos reservatórios de hidrocarbonetos. Dados numéricos associados a esta caracterização espacial possibilitam a quantificação das unidades de fluxo. A transformação de dados geológicos em numéricos, através de técnicas geoestatísticas de modelagem estocástica, é o objetivo deste trabalho.

Inicialmente é realizado estudo geológico em reservatórios turbidíticos com a finalidade de fornecer os alicerces para a modelagem. Este, começa com o reconhecimento das fácies em poço tipo testemunhado e a correlação destas (lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica), através de perfis elétricos e radioativos, para todo o sistema deposicional nos 25 poços utilizados. É feita também uma análise das escalas de heterogeneidades de reservatório, desde a micro até a gigaescala, relacionando-as à definição de fácies. As fácies, pela sua íntima associação com unidades de fluxo, foram utilizadas como variáveis categóricas no tratamento geoestatístico.

Todo o estudo variográfico, bem como as modelagens estocásticas, foram realizados em coordenadas estratigráficas. Para a simulação das fácies foi utilizada a metodologia das componentes principais indicadoras. Apresentam-se os resultados obtidos com três modelos de variogramas: esférico, exponencial e cúbico, e os resultados são comparados com o modelo geológico interpretado.

A simulação das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) é feita respeitando-se os resultados da modelagem de fácies. No caso da porosidade simulou-se com e sem esta restrição sendo utilizada simulação gaussiana seqüencial; para a permeabilidade absoluta foi utilizada a metodologia de Monte Carlo,

respeitando-se o resultado da modelagem de fácies. Também foi discutida a transferência de escala de propriedades equivalentes, para os casos simulados, em coordenadas estratigráficas e estruturais.

ABSTRACT

The genesis and properties of a depositional system can be understood by the use of facies models, which permit the prediction of its spatial distribution and reservoir qualities. The qualitative approach associated to numerical data allows the quantification of flow units. The method presented herein is intended to translate geological data into numerical data by applying geostatistical techniques of stochastic modelling.

Geological description of turbidite reservoirs was performed in order to provide the basis for stochastic modelling. Four facies were initially recognized in well cores: channelized lobe, lobe, lobe fringe and hemipelagic. Then, these facies were then correlated throughout the reservoir by using well-log data from 25 wells. It was also performed reservoir heterogeneity analysis from micro to gigascale. The heterogeneity scales were related to the facies concept. In this geostatistical treatment, facies were considered as categorical variables, due their close relation to flow units.

The variographic study and stochastic modelling were performed in stratigraphic coordinates. Indicator principal components were used in the modeling of facies. The results were obtained using three variogram models (spherical, exponential and cubic) and then compared to the geological model.

Two simulations were performed for porosity: conditioned and non-conditioned to facies modelling results. In both cases, it was applied a gaussian sequential simulation. Absolute permeability simulation was conditioned to the facies modelling results. In this case, the Monte Carlo methodology was applied. It was also presented the upscaling of the equivalent properties in stratigraphic and structural coordinates for the simulated cases.

SUMÁRIO

RESUMO	xi
ABSTRACT	xiii
SUMÁRIO	xv
LISTA DE FIGURAS	xviii
LISTA DE TABELAS	xxii
1 INTRODUÇÃO	1
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1 TIPOS DE MODELAGEM ESTOCÁSTICA	7
2.1.1 Discreta	8
2.1.2 Contínua	8
2.1.3 Mista ou híbrida	9
2.2 MODELO FUNDAMENTADO EM OBJETOS	10
2.2.1 Método Booleano	10
2.3 MODELOS SEQUÊNCIAIS	11
2.3.1 Simulação condicional e não condicional	12
2.3.1.1 Simulação gaussiana	12
2.3.1.2 Simulação indicadora	13
2.3.1.2.1 Simulação indicadora das componentes principais	15
2.3.2 Simulação fractal	17
2.4 RESUMO	18
3 METODOLOGIA	20
3.1 DESCRIÇÃO DAS ETAPAS	20
4 ANÁLISE GEOLÓGICA	24
4.1 SUBDIVISÃO FACIOLÓGICA	25
4.1.1 Fácies de lobos canalizados	25
4.1.2 Fácies de lobos	27
4.1.3 Fácies de franja de lobos	27

4.1.4 Fácies hemipelágica	29
4.2 ANÁLISE PETROFÍSICA CRÍTICA	29
4.3 HETEROGENEIDADES DE RESERVATÓRIO	34
4.3.1 Classificação e hierarquia de heterogeneidades	36
4.3.2 Microheterogeneidades	39
4.3.3 Mesoheterogeneidades	40
4.3.4 Macroheterogeneidades	42
4.3.5 Megaheterogeneidades	45
4.3.6 Gigaheterogeneidades	47
4.4 DISTRIBUIÇÃO FACIOLÓGICA	47
4.5 MODELO DEPOSICIONAL	58
5 ANÁLISE VARIOGRÁFICA	61
5.1 VARIOGRAFIA INTERNA DAS FÁCIES	63
5.2 VARIOGRAFIA DAS VARIÁVEIS INDICADORAS	64
5.2.1 Variogramas verticais das indicadoras	65
5.2.2 Variogramas horizontais das indicadoras	67
5.3 VARIOGRAFIA DAS COMPONENTES PRINCIPAIS INDICADORAS	69
5.3.1 Cálculo das componentes principais indicadoras	70
5.3.2 Variogramas das componentes principais indicadoras	75
5.3.3 Modelos variográficos	80
6 MODELAGEM ESTOCÁSTICA DAS FÁCIES	82
6.1 METODOLOGIA DAS COMPONENTES PRINCIPAIS INDICADORAS	83
6.1.1 Algoritmo da IPCSIM	83
6.1.2 Problemas de incoerência e estacionaridade	86
6.2 SIMULAÇÃO DAS FÁCIES	88
6.2.1 Comparação estatística dos resultados	89
6.2.1.1 Análise comparativa estatística	90
6.2.1.2 Análise comparativa variográfica	94
6.2.1.2.1 Variogramas verticais	95
6.2.1.2.2 Variogramas horizontais	97

6.2.2	Análise analógica dos resultados	101
6.3	TRANSFORMAÇÃO ESTRUTURAL	105
7	MODELAGEM ESTOCÁSTICA PETROFÍSICA	127
7.1	SIMULAÇÃO DA POROSIDADE	128
7.1.1	Comparação dos resultados	130
7.1.1.1	Análise comparativa estatística	131
7.1.1.2	Análise analógica dos resultados	133
7.2	SIMULAÇÃO DA PERMEABILIDADE	134
7.2.1	Resultados da simulação da permeabilidade absoluta	137
8	TRANSFERÊNCIA DE ESCALA	157
8.1	RESULTADOS OBTIDOS	160
9	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	175
10	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	179
ANEXO 1		189
ANEXO 2		193
ANEXO 3		196
ANEXO 4		199

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 - Interpretação faciológica do poço A2D	26
Figura 4.2 - Sequência de Bouma	28
Figura 4.3 - Relações de porosidade	32
Figura 4.4 - Relações de porosidade versus permeabilidade	33
Figura 4.5 - Classificação de tipos de heterogeneidades	37
Figura 4.6 - Escala de heterogeneidades de reservatório	38
Figura 4.7 - Litotipo característico dos lobos canalizados	41
Figura 4.8 - Litotipo característico dos lobos	41
Figura 4.9 - Perfis típicos da fácies de lobos canalizados	42
Figura 4.10 - Perfis típicos da fácies de lobos.	44
Figura 4.11 - Perfis típicos da fácies de franja de lobos	44
Figura 4.12 - Mapa de posicionamento dos poços	48
Figura 4.13 - Seção estratigráfica longitudinal.	50
Figura 4.14 - Seção estrutural longitudinal.	51
Figura 4.15 - Seção estratigráfica transversal proximal	52
Figura 4.16 - Seção estrutural transversal proximal.	53
Figura 4.17 - Seção estratigráfica transversal intermediária	54
Figura 4.18 - Seção estrutural transversal intermediária	55
Figura 4.19 - Mapas de espessura e razão da fácies de LC	56
Figura 4.20 - Mapas de espessura e razão da fácies de L	56
Figura 4.21 - Mapas de espessura e razão da fácies de FL	57
Figura 4.22 - Mapas de espessura e razão da fácies H	57
Figura 4.23 - Mapas de razão entre fácies proximais e distais	58
Figura 4.24 - Modelo deposicional de turbiditos de Barros et alii	59
Figura 4.25 - Tipos de sistemas deposicionais de turbiditos de Mutti	60
Figura 5.1 - Variograma interno das fácies (variável porosidade)	63

Figura 6.17 - Cortes estratigráficos (c25e)	113
Figura 6.18 - Mapas de espessura da fácies lobos canalizados	114
Figura 6.19 - Mapas de espessura da fácies lobos	115
Figura 6.20 - Mapas de espessura da fácies franja de lobos	116
Figura 6.21 - Mapas de espessura da fácies hemipelágica	117
Figura 6.22 - Mapas de razão entre as fácies proximais/distais	118
Figura 6.23 - Mapas de razão entre as fácies distais/proximais	119
Figura 6.24 - Esquema de deformação da matriz estrat. p/ estrutural	107
Figura 6.25 - Seções estruturais longitudinais (s80tl e s100tl)	120
Figura 6.26 - Seções estruturais longitudinais (s110tl e s120tl)	121
Figura 6.27 - Seções estruturais transversais (s90tt e s110tt)	122
Figura 6.28 - Seções estruturais transversais (s120tt e s130tt)	123
Figura 6.29 - Cortes estruturais (c15t e c20t).	124
Figura 6.30 - Cortes estruturais (c25t e c30t).	125
Figura 6.31 - Cortes estruturais (c36t - óleo/água e c40t)	126
Figura 7.1 - Ajuste do modelo de variograma exponencial aos dados	130
Figura 7.2 - Histograma dos dados de porosidade e simulados	132
Figura 7.3 - Comparação entre os variogramas verticais e horizontais	132
Figura 7.4 - Seções longitudinais de porosidade	140
Figura 7.5 - Seções transversais de porosidade proximal	141
Figura 7.6 - Seções transversais de porosidade intermediária	142
Figura 7.7 - Cortes estratigráficos de porosidade (p10e)	143
Figura 7.8 - Cortes estratigráficos de porosidade (p25e)	144
Figura 7.9 - Seções estruturais longitudinais de porosidade (xy)	145
Figura 7.10 - Seções estruturais transversais de porosidade (xy)	146
Figura 7.11 - Cortes estruturais de porosidade (p25 e p15)	147
Figura 7.12 - Cortes estruturais de porosidade (p45 e p36)	148
Figura 7.13 - Relação entre permeabilidade absoluta (kv x kh)	136
Figura 7.14 - Seções estruturais longitudinais de permeabilidade	149
Figura 7.15 - Seções estruturais transversais de permeabilidade	150
Figura 7.16 - Cortes estruturais de permeabilidade nas direções xy	151
Figura 7.17 - Cortes estruturais de permeabilidade nas direções xy	152

Figura 7.18 - Seções estruturais longitudinais de permeabilidade (z)	153
Figura 7.19 - Seções estruturais transversais de permeabilidade (z)	154
Figura 7.20 - Cortes estruturais de permeabilidade na direção z	155
Figura 7.21 - Cortes estruturais de permeabilidade na direção z	156
Figura 8.1 - Casos hipotéticos de mudança de escala	164
Figura 8.2 - Casos hipotéticos de mudança de escala	164
Figura 8.3 - Modelos esquemáticos de simulação	166
Figura 8.4 - Transferência de escala da porosidade (estrut.)	167
Figura 8.2 - Transferência de escala da porosidade (estrut.)	168
Figura 8.3 - Transferência de escala da permeabilidade (x)	169
Figura 8.4 - Transferência de escala da permeabilidade (x)	170
Figura 8.5 - Transferência de escala da permeabilidade (y)	171
Figura 8.6 - Transferência de escala da permeabilidade (y)	172
Figura 8.7 - Transferência de escala da permeabilidade (z)	173
Figura 8.8 - Transferência de escala da permeabilidade (z)	174
Figura A2.1 - Elipse da variância e covariância dos dados	194

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Resumo de modelos estocásticos.	19
Tabela 4.1 - Dados petrofísicos e de perfis	30
Tabela 4.2 - Permeabilidade dos lobos canalizados e lobos.	34
Tabela 5.1 - Modelos de variogramas teóricos	62
Tabela 5.2 - Número de pares de pontos (indicadora)	67
Tabela 5.3 - Dados dos modelos de variogramas ajustados	79
Tabela 6.1 - Erro calculado entre as proporções globais	92
Tabela 6.2 - Erro calculado entre as proporções verticais	92
Tabela 7.1 - Comparação entre médias e variância	131
Tabela 7.2 - Função de distribuição cumulativa da permeabilidade	137
Tabela A2.1 - Tabela dos dados de observações bivariada	193

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

As descobertas de novos campos de hidrocarbonetos têm se tornado cada vez mais raras e, quando encontrados requerem de um rápido entendimento das suas características principais para tomada de decisão face aos investimentos a serem feitos. Nos campos em produção, desde o início até os estágios finais de produção, o conhecimento das características dos reservatórios, da microestrutura até a megaestrutura, é condição essencial para a máxima recuperação de óleo móvel, respeitados os parâmetros econômicos. Nos últimos anos, devido ao aumento dos custos envolvidos na produção, à diminuição do número de novas descobertas e ao grande número de reservatórios em adiantado estágio de produção necessitando de técnicas cada vez mais sofisticadas de recuperação, as atenções têm se voltado cada vez mais para a caracterização do reservatório.

Maior controle dos fatores envolvidos na produção de um reservatório objetivando uma melhora no fator de recuperação de hidrocarboneto esperado têm sido objeto de inúmeras técnicas. Atualmente estão em destaque: descrição e análise de afloramentos similares aos reservatórios, na tentativa de suprir a deficiência de informações nos campos de hidrocarbonetos; sísmica de detalhe tanto para acompanhamento de recuperação secundária e terciária, como para fornecer dados relativos às regiões interpoço; simulação de fluxo para melhor gerenciamento e decisão nos investimentos de produção; e a geoestatística que além de modelagens estocásticas, objetivando informar sobre a variabilidade provável dos reservatórios, tem contribuído na sinergia entre a geologia e engenharia de reservatório.

Na verdade todas estas técnicas buscam fornecer subsídios para a otimização da produção de hidrocarbonetos, o que pode ser traduzido como a máxima recuperação num menor espaço de tempo dentro dos critérios econômicos vigentes.

Para entender-se o modelo dinâmico dos reservatórios é necessário entender um número crescente de parâmetros estáticos. Os parâmetros geológicos que influenciam na movimentação de fluidos no reservatórios são genericamente denominados de heterogeneidades. As heterogeneidades de reservatórios podem ser classificadas em uma ordem crescente de escalas, desde a microescala até a gigaescala. As fácies deposicionais estão entre a macroescala e megaescala e que de acordo com a definição de Selley (1985:2) abrangem os parâmetros de geometria, litologia, estruturas sedimentares, paleontologia e padrões de paleocorrentes. Portanto é nas fácies que deve-se buscar a caracterização das unidades de fluxo.

Com a finalidade de caracterizar a distribuição das fácies de um reservatório turbidítico, analisar a sensibilidade de técnicas para caracterização numérica e de integração de dados geológicos foi utilizada modelagem estocástica. Entre as muitas técnicas de modelagem estocástica disponíveis, escolheu-se o modelo de simulação sequencial das componentes principais indicadoras para simulação de variáveis categóricas. O modelo utiliza-se da *krigagem* das componentes principais indicadoras para construção da distribuição condicional local (Suro-Pérez & Journel 1990, Suro-Pérez & Journel 1991 e Suro-Pérez 1992).

Esta técnica considera explicitamente as estatísticas cruzadas entre as variáveis categóricas ou fácies. Isto é feito pela transformação das variáveis indicadoras originais (ex. fácies, litofácies) em seus componentes principais lineares, pela ortogonalização da matriz de covariância. O programa que incorpora esta técnica é capacitado para simular mais de duas variáveis categóricas ao mesmo tempo, utilizando-se dos dados condicionantes, proporções de ocorrência das fácies e dos variogramas das componentes principais das variáveis indicadoras.

Os resultados obtidos com modelos geoestatísticos podem ser basicamente de dois modos: interpolação (*krigagem*, *cokrigagem*, inversão da distância etc) ou simulação (*gaussiana*, indicadora, *booleana*, *marcoviana*, fractal etc). O objetivo da interpolação é obter o melhor estimador local baseado nas medidas de correlação e nos dados condicionantes, gerando portanto modelos suavizados. Na simulação, além de reproduzir-se as medidas de correlação e os dados condicionantes, objetiva-se reproduzir a variabilidade existente entre os dados. Enquanto na interpolação os resultados são suavizados e únicos, a simulação gera uma série de imagens equiprováveis da distribuição das propriedades. Assim sendo, a simulação pode ser uma ferramenta útil na geração de imagens de heterogeneidades, na tentativa de prover um modelo alternativo para representar o meio geológico. Pode-se, numa fase posterior, prever o comportamento do deslocamento dos fluidos nos reservatórios de hidrocarbonetos.

As interpretações geológicas de campos de hidrocarbonetos são feitas numa série de formas e modelos tais como: seções estratigráficas, seções estruturais, diagramas de cerca, mapas de topo e base, mapas de razões, modelos teóricos etc. A maior parte destas interpretações fica restrita praticamente ao geólogo e, dificilmente é incorporada aos modelos de simuladores de fluxo pelos engenheiros de reservatórios. A modelagem geoestatística pode incorporar estas interpretações levando maiores informações aos modelos dinâmicos. Permite ainda inferências sobre áreas com poucas informações, auxiliando a interpretação.

Com o aumento do número de fontes de informações, tais como sísmica 3D, maior número de poços, maior número de testemunhos, dados de testes, dados de produção, modelos teóricos etc, buscando-se uma melhor condicionalização os resultados dos modelos estocásticos tendem a aproximar-se dos modelos reais esperados. Estes modelos tridimensionais podem auxiliar na caracterização de regiões nos campos de hidrocarbonetos mais propensas a influxo de água e cones de água precoce, zonas com maior e menor heterogeneidades, canalizações e barreiras de fluxo, regiões mais propícias ao adensamento de malha, seleção de áreas para testes de métodos de recuperação, canhoneio de poços em função das áreas a serem

drenadas, injeção de fluidos para varredura e manutenção da pressão do reservatório, estimativa de volumes em áreas não perfuradas com conseqüente avaliação da necessidade de redução de malha.

Deste modo a geoestatística é uma ferramenta extremamente útil, a qual veio somar-se a uma série de metodologias disponíveis e utilizadas, na importante e necessária tarefa de caracterização de reservatórios.

A construção e o entendimento dos modelos deposicionais baseados em descrições de fácies permitem ao geólogo entender a gênese e a distribuição espacial dos sistemas deposicionais. A análise da disposição das fácies habilita ao geólogo compreender a distribuição espacial dos reservatórios. Assim é necessário, para estudos de simulação geoestatística de variáveis categóricas (ex. fácies), um amplo entendimento do modelo deposicional envolvido.

Neste trabalho, numa primeira etapa, foi realizado estudo geológico para definição das fácies e do modelo deposicional envolvido. Este estudo é realizado com os dados em coordenadas estratigráficas buscando-se estar o mais próximo possível das características na época da deposição. Concluiu-se que as fácies que melhor representam este sistema deposicional são lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágicas. Estas fácies representam a maior parte da heterogeneidade existente na megaescala. O modelo deposicional de turbiditos confinados é o que melhor representa a deposição sedimentar.

Os estudos variográficos foram direcionados de maneira a refletir as variações encontradas no modelo geológico. Tanto a variografia como as simulações estocásticas foram efetuadas em coordenadas estratigráficas. Busca-se assim trabalhar com unidades genéticas (fácies), e na correlação destas unidades poço a poço, na tentativa de minimizar as incertezas associadas às posições não amostradas.

As fácies são freqüentemente associadas com heterogeneidades de permeabilidades e seu delineamento pode ser um passo importante na previsão do

comportamento de fluxo num reservatório. Variações litológicas dentro de fácies podem apresentar impactos significativos no fluxo de fluidos. Nestes casos um refinamento das unidades genéticas (fácies) pode se fazer necessário.

Após a simulação das fácies (lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica), procedeu-se a distribuição espacial das propriedades petrofísicas, com restrição das fácies. A simulação *gaussiana* foi utilizada para porosidade e a metodologia de Monte Carlo para permeabilidade.

A transferência de escala foi realizada de dois modos: camadas estruturais e camadas estratigráficas. O objetivo é demonstrar que mudanças de escala em coordenadas estratigráficas tendem a minimizar as perdas de informações em relação àquelas feitas em coordenadas estruturais.

Os métodos de modelagem geoestatística ressaltam a necessidade de, numa primeira fase, modelar a geometria do reservatório (fácies) e, numa segunda etapa, o comportamento das propriedades petrofísicas no interior das fácies (Alabert & Massonnat 1990, Damsleth *et alii*. 1990, Haldorsen & Damsleth 1990, Alabert & Corre 1991, Alabert & Modot 1992, Dubrule & Larribau 1992 e Massonnat *et alii* 1992). As fácies, sendo resultado da geometria deposicional, representam os caminhos e as barreiras encontradas pelos fluidos tanto na origem de uma jazida de hidrocarbonetos como na sua produção.

Deste modo é finalidade deste trabalho: testar e analisar a sensibilidade de técnicas geoestatísticas para aplicação em estudos de reservatórios de hidrocarbonetos; caracterização numérica de dados geológicos; aprimorar o modelo geológico; melhorar a transferência deste conhecimento através da matriz tridimensional resultante da modelagem estocástica objetivando a simulação de fluxo e selecionar variáveis categóricas que melhor representem as heterogeneidades de reservatório. Busca-se assim a integração de dados geológicos de diversas fontes (rocha, perfis, sísmica, modelos etc) para caracterizar as unidades de fluxo, visando melhores resultados no entendimento do comportamento de produção de um reservatório.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo deste capítulo é fazer um breve resumo das técnicas de modelagem estocástica apresentando alguns dos métodos existentes em função das características do caso estudado. Inclui-se também casos desenvolvidos com a utilização destes métodos.

As informações obtidas dos reservatórios de hidrocarbonetos são sempre pontuais e em áreas localizadas e, pelo fato dos reservatórios serem resultantes de um somatório de processos sedimentares e tectônicos complexos, são insuficientes para predizer com segurança sua arquitetura deposicional. Para compreender os reservatórios e suas heterogeneidades são combinadas uma série de metodologias e ferramentas como: análise geológica (fundamentada em modelos deposicionais, diagenéticos e estruturais), engenharia de reservatório (fundamentada em modelos de fluxo), métodos estatísticos (clássicos e geoestatística), métodos sísmicos (fundamentados em modelos elásticos) e na informática (cálculo numérico e computação gráfica).

Enquanto descrições de reservatórios geram modelos determinísticos, a modelagem estocástica pode gerar inúmeras possibilidades de modelos de reservatórios, respeitando os dados limitados disponíveis (condicionalização) e podendo incluir informações interpretadas. Com a ênfase da quantificação das variáveis geológicas aliadas ao aumento da capacidade dos computadores, tanto na área de cálculos como na área gráfica, a modelagem estocástica tornou-se um elo de

ligação entre várias áreas do conhecimento aplicado aos reservatórios de hidrocarbonetos, principalmente entre geologia e engenharia de reservatórios.

Haldorsen & Damsleth (1990) citam seis razões principais para a utilização de técnicas estocásticas para descrever reservatórios: (1) falta de informações sobre a arquitetura interna e a variabilidade das propriedades das rochas em todas as escalas; (2) complexa organização das fácies geológicas; (3) dificuldades para entender as variabilidades das rochas e estruturas com a posição e direção; (4) problemas com transferência de escala; (5) relativa profusão de dados estáticos comparados aos dinâmicos; e (6) conveniência e velocidade. Nos três itens iniciais o conhecimento dos modelos geológicos, de afloramentos e teóricos, fornecem excelentes subsídios tanto para a modelagem estocástica como para a determinística, sendo condição *sine qua non* para um bom gerenciamento da produção-recuperação de um campo de hidrocarbonetos. A transferência de escala, passagem de uma escala fina de descrição de reservatório para uma grosseira de simulação de fluxo, continua sendo um processo não resolvido plenamente, existindo uma série de metodologias que em menor ou maior grau, a depender da situação, conseguem uma aproximação razoável dos valores médios esperados. Dados dinâmicos, relativos a teste, traçadores e produção estão cada vez mais sendo utilizados no reconhecimento dos reservatórios.¹ A conveniência e a velocidade estão diretamente ligadas ao conhecimento, necessidade e domínio das metodologias estocásticas para sua aplicabilidade.

2.1 TIPOS DE MODELAGEM ESTOCÁSTICA

Uma classificação de tipos de modelagem estocástica é dada por Haldorsen & Damsleth (1990) baseada em duas classes principais: discreta e contínua. Um

¹ Levantamentos sísmicos 3D efetuados para acompanhamento de métodos especiais de recuperação (injeção de vapor, combustão *in situ*), durante a produção de um campo, tem contribuído para o entendimento das heterogeneidades dos reservatórios.

terceiro tipo de modelagem seria uma relação entre estas duas, chamada híbrida ou mista.

2.1.1 Discreta

As modelagens discretas são desenvolvidas por descrição de feições geológicas de natureza discreta. Podem ser incluídas: posição e dimensão de corpos de areia no ambiente fluvial (canais, crevasses); distribuição e tamanho de folhelhos em arenitos; dimensão, orientação e comprimento de fraturas e falhas; e modelagem de fácies. O conhecimento do modelo deposicional é de vital importância para construção da modelagem.

Vários são os artigos que têm destacado a simulação estocástica de variáveis categóricas. Haldorsen (1983) e Haldorsen & Lake (1984) têm apresentado técnicas geoestatísticas para estimativas da continuidade lateral e disposição espacial de folhelhos e Haldorsen & MacDonald (1987) para arenitos (técnicas do tipo booleano). Journel & Gomez-Hernandez (1989) utilizam-se da simulação sequencial indicadora para caracterização da arquitetura de seqüências de arenitos-folhelhos. Suro-Pérez & Journel (1990) propõem e aplicam a metodologia simulação das componentes principais indicadoras para modelagem estocástica de seis diferentes litofácies numa seção vertical particular. Matheron *et alii* (1987) propõem o método gaussiano truncado para modelagem condicional de fácies e aplicam a metodologia numa série sedimentar fluvio-deltáica. Langlais & Doyle (1992) fazem uma comparação entre três diferentes técnicas de simulação estocástica (gaussiano truncado, sequencial indicadora e *annealing*) em litofácies fluviais.

2.1.2 Contínua

São aquelas que descrevem fenômenos que variam continuamente tais como: propriedades das rochas (porosidade, permeabilidade, saturação, argilosidade); velocidades sísmicas; e parâmetros dimensionais (topo e base de reservatórios). Neste

modelo cada ponto do reservatório tem um valor distinto para a variável de interesse. Os resultados desta modelagem podem ser usados para alimentar simuladores de fluxo. Alguns destes modelos assumem a estacionaridade das variáveis, isto é, que as propriedades estatísticas (a média por exemplo) do reservatório seriam representativas em todo o espaço, o que nem sempre é válido.

Uma simulação condicional gaussiana sobre a variável argilosidade é feita por Campozaña (1990) para utilização na inferência de valores de permeabilidade. Aplicação de modelos fractais tem sido utilizada por Hewett (1986, 1988 e 1992) para caracterização da variabilidade de permeabilidade interpoço. A simulação estocástica é também utilizada por Lucia & Fogg (1990) na interpolação da permeabilidade interpoço.

2.1.3 Mista ou híbrida

É uma modelagem em dois estágios, sendo na primeira fase modeladas as heterogeneidades de megaescala com características discretas (ex.: fácies, litofácies), buscando a caracterização de unidades de fluxo. Num segundo passo é modelada a variação das propriedades petrofísicas dentro de cada classe previamente modelada com características contínuas. Os modelos discretos são resultado da interpretação geológica e são normalmente melhor adaptados para a modelagem das heterogeneidades de megaescala e descontinuidades dos reservatórios. Os modelos contínuos são mais apropriados para descrever as variações petrofísicas, assumindo-se a estacionaridade.

Dentro desta filosofia, Alabert & Massonnat (1990) usam a simulação seqüencial indicadora para caracterização das fácies e para a existência ou não de permeabilidade nestas fácies. A simulação seqüencial gaussiana é feita em algumas seções para caracterizar a variabilidade da permeabilidade. Para modelagem das fácies, Damsleth *et alii* (1990) utilizaram modelos baseados na forma e, num segundo passo, a simulação gaussiana para modelagem contínua dos parâmetros petrofísicos.

2.2 MODELO FUNDAMENTADO EM OBJETOS

Este modelo consiste em colocar formas pré-determinadas randomicamente distribuídas em pontos do domínio em estudo. Fundamenta-se no método booleano desenvolvido por Matheron em 1966 (*apud* Dubrule 1989), que era inicialmente uma ferramenta para descrever a distribuição de grãos e poros na escala microscópica de rochas reservatórios.

Dentro desta abordagem, um esquema de geração de folhelhos estocásticos foi apresentado por Haldorsen (1983). Este modelo necessita de funções de distribuição cumulativas para comprimento e espessura de folhelhos. Enquanto as espessuras de folhelhos podem ser obtidas diretamente dos poços, em reservatórios de hidrocarbonetos, os comprimentos são retirados de descrições de afloramentos em modelos geológicos correlatos.

2.2.1 Método Booleano

A abordagem booleana é facilmente usada no espaço 2-D e 3-D, sendo dependente de poucos parâmetros: número de pontos distribuídos no espaço (densidade), e a geometria dos objetos (variável ou fixa). Os objetos criados são independentes sendo permitido o recobrimento e eventualmente um condicionamento. É um método bastante flexível, no qual os parâmetros podem ser modificados localmente, com o objetivo de reproduzir o fenômeno em estudo mais aproximadamente possível. As aplicações clássicas são: modelagem de folhelhos estocásticos, canais fluviais e fluvio-deltáicos ou associação de fácies e distribuição de fraturas e falhas.

Dentro dos métodos booleanos, Haldorsen & Lake (1984) apresentaram uma abordagem estatística para estimar a disposição espacial de folhelhos baseada em dados de poços e afloramentos. Neste mesmo artigo, fazem importantes considerações sobre as escalas em que ocorrem as heterogeneidades de reservatórios e os tipos de

folhelhos (classificando-os, quanto a continuidade espacial, de estocásticos e determinísticos), sugerindo algumas hipóteses iniciais e as características desejáveis para o desenvolvimento da técnica de controle de folhelhos e o esquema de geração de modelos 2-D e 3-D. Sugerem modelos de transferência de escala, obtida na modelagem, da porosidade e das permeabilidades horizontal e vertical para a escala de simulação de fluxo (megaescala).

Técnicas estocásticas 2-D e 3-D para modelagem da arquitetura de reservatórios de arenitos foram apresentadas por Haldorsen & MacDonald (1987), onde se inclui também uma discussão sobre modelagem estocástica de folhelhos, falhas, fraturas e aquíferos. É citado neste artigo que os reservatórios são intrinsecamente determinísticos e que, quando nos referimos a sua natureza estocástica, se trata do problema de informações incompletas. Na modelagem estocástica de arenitos, segue-se os seguintes passos: (1) geração da posição central do corpo de arenito; (2) amostragem da extensão do arenito a partir de uma função de distribuição cumulativa empírica; e (3) cálculo da extensão lateral do arenito e da relação espessura e extensão. Consta ainda neste artigo um resumo da influência de folhelhos na recuperação de hidrocarbonetos destacando-se vantagens (proteção de cones precoces de gás e água etc.) e desvantagens (canalizações, barreiras de fluxo etc.).

2.3 MODELOS SEQUENCIAIS

Os modelos sequenciais buscam extrair, tanto quanto possível, informações dos dados de poços pela utilização do variograma ou pela distribuição de probabilidade de Markov. A essência desta técnica é que os dados previamente simulados serão tratados como dados condicionantes para estimativas subseqüentes. A relação de probabilidade a seguir fornece uma idéia de como isso deveria ser feito:

$$P(A_1, \dots, A_n) = P(A_1) \cdot P(A_2|A_1) \cdot P(A_3|A_1A_2) \dots P(A_n|A_1 \dots A_{n-1}) \quad 2.1$$

Na prática, somente os dados próximos participam na estimativa de um ponto.

2.3.1 Simulação condicional e não-condicional

Simulação não-condicional e condicional são técnicas de modelagem estocástica baseada em variogramas e krigagem. Outra característica destas técnicas é que estão baseadas sobre uma discretização volumétrica do reservatório fixa, geralmente em malha regular.

A criação de uma realização da simulação condicional é dada pela seguinte operação:

$$Z_{sc}(\mathbf{x}) = Z_{OK}^*(\mathbf{x}) + [Z_s(\mathbf{x}) - Z_{SK}^*(\mathbf{x})] \quad (2.2)$$

onde $Z_{sc}(\mathbf{x})$ é o valor da simulação condicional no ponto $\mathbf{x}$, $Z_{OK}^*(\mathbf{x})$ é o valor krigado dos dados reais, $Z_s(\mathbf{x})$ é o valor da simulação não-condicional e $Z_{SK}^*(\mathbf{x})$ é o valor krigado dos dados selecionados da simulação não-condicional.

Os métodos para simulação não-condicional podem ser subdivididos em duas categorias principais: os métodos de domínio espacial e os métodos de domínio da frequência. Nos métodos de domínio do espaço o objetivo é criar realizações de uma função aleatória com uma estrutura de covariância pré-especificada. Na simulação do domínio da frequência as realizações são caracterizadas pela pré-especificação de uma função de densidade espectral. Os métodos de domínio do espaço são mais naturais para aplicações geológicas. Alguns exemplos dos métodos do domínio do espaço são os métodos da matriz, médias móveis, médias aleatórias, bandas rotativas, autoregressivos (Luster, 1985).

2.3.1.1 Simulação gaussiana

A simulação gaussiana é utilizada na simulação de variáveis contínuas tais como: porosidade, permeabilidade, espessura, topo etc. Este método pressupõe que as variáveis a serem modeladas tenham uma distribuição normal ou multi-gaussiana, o que raramente ocorre na natureza, além de assumir a estacionaridade. Conseqüentemente necessitamos verificar se o desvio desta hipótese é aceitável - pelo menos bigaussiana (Deutsch & Journel, 1992:139). A transformação de uma distribuição com estas características em distribuição normal pode ser feita de modo gráfico ou analítico por expansão dos polinômios de Hermite (Journel & Huijbregts, 1989). O ajuste variográfico é obtido nas variáveis transformadas. As técnicas gaussianas mais conhecidas são a simulação seqüencial gaussiana, decomposição L. U., bandas rotativas e médias móveis.

A simulação gaussiana foi utilizada por Souza Jr. (1988) em variável resultante da composição de medidas de perfis radioativos a qual correlaciona-se com valores de permeabilidade. Ferreira (1988) utilizou-se da modelagem gaussiana para caracterização da distribuição do conteúdo de argila (VSH) para representar as heterogeneidades em reservatório turbidítico. Outros exemplos podem ser encontrados em Campozana (1990) e Alabert & Massonnat (1990).

2.3.1.2 Simulação indicadora

A modelagem geoestatística indicadora considera apenas informações codificadas como binárias, através de uma função $I(\mathbf{x}; z_k)$ assim definida:

$$I(\mathbf{x}; z_k) = \begin{cases} 1, & \text{se } Z(\mathbf{x}) \in z_k \\ 0 & \text{se não} \end{cases} \quad (2.3)$$

onde $Z(\mathbf{x})^2$ é a variável categórica ou litologia conhecida na posição $\mathbf{x}$ e z_k é a k litologia ou fácies presente no reservatório.

² Também pode ser para variável contínua definida, então, através de *thresholds* - z_k .

É assumida a estacionaridade de $I(\mathbf{x};z_k)$ sobre uma certa área ou volume que é caracterizado por:

- média: $E\{I(\mathbf{x};z_k)\} = p$
- covariância: $Cov\{I(\mathbf{x};z_k), I(\mathbf{x}+\mathbf{h};z_k)\} = C(\mathbf{h})$

O princípio da simulação seqüencial indicadora é bastante simples consistindo em simular o valor indicador um nó após o outro, sendo cada um condicionado aos valores previamente simulados e o resultado adicionado a dados anteriores. O algoritmo consiste nos seguintes passos:

- Define-se uma seqüência aleatória de visita a todos os nós, um após o outro, dos pontos $\mathbf{x}_k$, sendo $k = 1, \dots, K$.
- No primeiro nó aleatório, utilizando-se por exemplo a krigagem simples, é determinado o valor de probabilidade:

$$F(\mathbf{x}_1 | (n)) = Prob\{I(\mathbf{x}_1) = 1 | (I(\mathbf{x}_\alpha), \alpha = 1, \dots, n)\} \quad (2.4)$$

- Retira-se um número aleatório uniformemente distribuído r_1 no intervalo $[0,1]$:

$$se, \quad r_1 \begin{cases} \leq F(\mathbf{x}_1 | (n)), i(\mathbf{x}_1) = 1 \\ > F(\mathbf{x}_1 | (n)), i(\mathbf{x}_1) = 0 \end{cases} \quad (2.5)$$

- O valor simulado indicador i_1 é então adicionado aos dados que fica sendo de $(n+1)$, e será utilizado na condicionalização de outros nós $\mathbf{x}_k$, $k=2, \dots, K$, a serem simulados.

- No segundo nó o valor de probabilidade será determinado por:

$$F(\mathbf{x}_2 | (n+1)) = Prob\{I(\mathbf{x}_2) = 1 | I(\mathbf{x}_1) = i(\mathbf{x}_1), I(\mathbf{x}_\alpha) = i(\mathbf{x}_\alpha), \alpha = 1, \dots, n\} \quad (2.6)$$

- Retira-se um número aleatório uniformemente distribuído r_2 no intervalo $[0,1]$:

$$\text{se, } r_2 \begin{cases} \leq F(\mathbf{x}_2 | (n+1)), i(\mathbf{x}_2) = 1 \\ > F(\mathbf{x}_2 | (n+1)), i(\mathbf{x}_2) = 0 \end{cases} \quad (2.7)$$

- Adiciona-se o valor simulado i_2 ao arquivo de dados, tornando-se de tamanho $(n+2)$.
- Repete-se estas operações até que os K nós sejam visitados.

Uma aplicação deste método foi feita por Alabert & Massonnat (1990) na simulação condicional de um reservatório de origem turbidítica. O modelamento estocástico abrange dois passos principais, o primeiro é o modelamento das fácies (canais, lobos, laminadas e deslizamento), e o segundo simula a variabilidade da permeabilidade dentro das imagens de fácies geradas. Tanto as fácies como a distribuição de permeabilidade foram baseadas no formalismo indicador. Os parâmetros de dependência espacial foram obtidos a partir de mapas de paleocorrentes. Seções verticais e horizontais obtidas da modelagem permitiram entender a complexidade do reservatório e as incertezas associadas.

2.3.1.2.1 Simulação indicadora das componentes principais

Este método de simulação considera uma distribuição espacial de n categorias mutuamente exclusivas. Muitos métodos têm sido propostos na literatura para modelar variáveis categóricas mas nenhum (viável na prática) considera diretamente as estatísticas cruzadas entre duas diferentes litofáceis (Journel & Isaaks, 1984; Haldorsen *et alii*, 1988; Matheron *et alii*, 1988 e Journel & Gomez-Hernandez, 1989). O método proposto por Suro-Pérez & Journel (1990) tem o objetivo de reproduzir a proporção de fácies e sua variabilidade espacial relativa (covariância e covariância cruzada). Esta abordagem consiste na transformação das variáveis indicadoras originais em suas componentes principais. Esta transformação é feita pela ortogonalização da matriz de covariância $\Sigma_1(h')$.

$$\text{Cov}(I(\mathbf{x}; l), I(\mathbf{x} + \mathbf{h}'; l)) = \Sigma_I(\mathbf{h}') = \begin{bmatrix} C_I(\mathbf{h}'; l_1, l_1) & \dots & C_I(\mathbf{h}'; l_1, l_k) \\ C_I(\mathbf{h}'; l_2, l_1) & \dots & C_I(\mathbf{h}'; l_2, l_k) \\ \vdots & \dots & \vdots \\ C_I(\mathbf{h}'; l_k, l_1) & \dots & C_I(\mathbf{h}'; l_k, l_k) \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$I(\mathbf{x}; l) = [I(\mathbf{x}; l_1) \dots I(\mathbf{x}; l_k)] \quad (2.9)$$

Uma maneira de se obter as componentes principais correspondentes é considerar a decomposição espectral de $\Sigma_I(\mathbf{h}')$ definida como (Anderson, 1984 *apud* Suro-Pérez & Journal, 1991):

$$\Sigma_I(\mathbf{h}') = A\Lambda A^T \quad (2.10)$$

sendo A a matriz ortogonal e Λ a matriz diagonal. Ambas são definidas especificamente para um vetor $\mathbf{h}'$. Por meio desta decomposição as colunas da matriz A são os autovetores de $\Sigma_I(\mathbf{h}')$ e os elementos da matriz diagonal Λ são os autovalores de $\Sigma_I(\mathbf{h}')$ ordenados do maior para o menor (Suro-Pérez & Journal 1990 e Suro-Pérez & Journal, 1991).

O vetor indicador (2.9) pode ser transformado em vetor de componentes principais pela simples multiplicação de matriz:

$$Y(\mathbf{x}) = [Y_1(\mathbf{x}) \dots Y_k(\mathbf{x})] = A^T I(\mathbf{x}; l) \quad (2.11)$$

Após a transformação (2.11), $Y(\mathbf{x})$ e $Y(\mathbf{x} + \mathbf{h}')$ são, por construção, ortogonais e cada elemento $Y_k(\mathbf{x})$ é chamado de componente principal indicadora. Esta transformação é o ponto fundamental desta técnica, a qual estabelece a hipótese de que a matriz de covariância (2.8) é aproximadamente diagonal para qualquer $\mathbf{h}$, deixando de existir os termos cruzados pela sua projeção na diagonal principal. Assim as estimativas das componentes principais indicadoras podem ser feitas independentemente uma da

outra. A transformação inversa da expressão (2.11) fornece a estimativa do vetor indicador :

$$\begin{aligned} I^*(\mathbf{x}; l) &= AY^*(\mathbf{x}) \quad \text{onde,} \\ Y^*(\mathbf{x}) &= [Y_1^*(\mathbf{x}) \dots Y_k^*(\mathbf{x})]^T \end{aligned} \quad (2.12)$$

O método foi usado em dados reais de um campo de hidrocarbonetos, considerando seis diferentes tipos de litofácies, por Suro-Pérez & Journel (1990).

2.3.2 Simulação fractal

A simulação fractal pode ser utilizada para gerar modelos de variação de porosidade e permeabilidade em seções verticais como mostrado por Hewett (1986). O primeiro passo é obter a dimensão fractal que pode ser obtida da análise R/S (Hewett, 1986) ou pelo madograma - variograma de ordem 1 (Remacre, 1990). Isto é feito para todos os poços comparando e selecionando um valor médio. Este valor será a dimensão fractal *vertical* e é assumido, normalmente, que é a mesma na direção *horizontal*. A partir deste momento a modelagem pode ser iniciada, selecionando-se uma linha entre dois poços e pela geração de um valor no ponto intermediário entre estes poços. Isto é feito pela adição de um resíduo de uma distribuição normal da variância na média dos valores entre os dois poços:

$$\sigma_1^2 = \frac{\sigma_0^2}{2^H} \quad (2.13)$$

$$Z_{1,1} = Z_{1,0} + \sigma_1^2 \varepsilon_{1,1} \quad (2.14)$$

$$Z_{2,1} = Z_{2,0} + \sigma_1^2 \varepsilon_{2,1} \quad (2.15)$$

$$Z_{3,1} = \frac{(Z_{1,0} + Z_{2,0})}{2} \sigma_1^2 \varepsilon_{3,1} \quad (2.16)$$

onde: σ_0^2 é a variância original entre os dados dos poços; σ_1^2 é a variância calculada na primeira interação; H é a dimensão fractal; Z_{ij} é o ponto interpolado onde i designa a posição e j designa a interação e ε é o número aleatório retirado de uma distribuição normal com média zero e variância unitária.

A realização do resíduo, $\varepsilon_{i,1}$ é também adicionada aos valores dos dois poços (2.14 e 2.15), os quais serão considerados como *datum* para os próximos dois pontos intermediários entre o poço 1 e a realização 1 (2.16) e o poço 2 e a realização 1 (2.15). Estas interações são repetidas até que a linha horizontal esteja modelada.

Uma limitação do método de modelagem fractal é que as linhas horizontais são geradas independentemente uma da outra, isto é, a modelagem fractal será apenas considerada na direção *horizontal* independentemente da direção *vertical*. Esta é uma importante diferença dos outros métodos (gaussiano, indicadora, indicadora das componentes principais) os quais levam em consideração as anisotropias verticais e horizontais (Dubrule, 1989).

2.4 RESUMO

A Tabela 2.1 é um resumo dos modelos estocásticos destacando suas principais características, dados necessários de entrada e onde podem ser melhor utilizados. Foi modificada de Haldorsen & Damsleth (1990).

Tabela 2.1 - Resumo de modelos estocásticos.

MÉTODO	MODELO	DIMENSÕES SIMULADAS	SIMULAÇÃO CONDICIONAL	CONHECIMENTO	ENTRADA	COMENTÁRIOS
Booleano	discreto	2/3	difícil	médio	forma	muito aplicada, intuitiva
Gaussiano	contínuo	2/3	sim	médio	variogramas	técnica mais antiga e difundida, usada em para variáveis contínuas
Indicadora	contínuo e discreto	2/3	sim	alto	variogramas das indicadoras	apresentam bons resultados quando cutoff ou variáveis binárias sejam representativas
Indicadora dos componentes principais	contínuo e discreto	2/3	sim	alto	variogramas dos componentes principais indicadoras	tem a vantagem de simular várias fácies ao mesmo tempo e incorporar as relações cruzadas entre as categorias através das componentes principais indicadoras
Markov	discreto	1/2/3	sim	alto	probabilidades de mudança	necessita de uma parametrização hábil
Fractal	contínuo	1/2/3	sim	médio	dimensão fractal	a modelagem é feita em cada direção independentemente
Gaussiano truncado	discreto	2/3	sim	alto	variograma, curvas de proporções	transforma litofácies numa função gaussiana. As fácies são sempre contínuas (1,2,3 ou 3,2,1 e não 1,3,2)

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

A escolha dos dados a serem utilizados no teste de determinada metodologia é de grande importância para que se obtenham resultados significativos. Partindo desta premissa, para transformação de dados geológicos em números através de modelagem estocástica, foi escolhido um campo petrolífero no qual havia uma resposta em perfis das fácies que caracterizam seu sistema deposicional, bem como uma quantidade razoável de poços. Esta resposta era necessária tanto a nível de fácies como em quantidade de amostragem para caracterização da sua distribuição espacial.

Grande parte do trabalho inicial foi facilitada pela existência de uma série de dados já analisados, estruturados e interpretados tais como: modelo deposicional, mapas de topo e espessura, seções estratigráficas e estruturais, interpretações sísmicas, *logcalc*³, descrição de testemunhos e dados de produção.

3.1 DESCRIÇÃO DAS ETAPAS

A partir da definição da área escolhida foi iniciada a primeira etapa, de caracterização das fácies. Esta caracterização teve como base a descrição do testemunho do poço A2D e conceitos de modelos turbidíticos. Com a constatação de que cada fácies apresentava uma assinatura própria nos perfis elétricos e radioativos,

³ Estudos de perfis objetivando dados para interpretações geológicas e cálculos volumétricos.

foi expandida esta correlação para todos os poços do campo (18) e áreas adjacentes (7) dentro do sistema deposicional, num total de 25 poços. Em seguida procedeu-se a confecção de seções e mapas de fácies para se entender o sistema deposicional e buscar subsídios para a modelagem estocástica.

Na realização desta fase inicial foi necessária a preparação do banco de dados numéricos no formato a ser utilizado tanto para os programas estatísticos e geoestatísticos, como para mapas e seções. O primeiro passo foi a verticalização dos poços direcionais e a mudança do formato original dos dados para uma matriz de dados compatível com os programas a serem usados. Nesta fase, os dados dos poços foram regularizados de intervalos de medida de 0,2 metros para 1 metro, aplicando-se uma média simples, com a interpretação da fácies respectiva para cada intervalo. Os estudos das fácies e os variogramas de detalhe foram efetuados com esta regularização. O passo seguinte foi regularizar os dados dos poços para intervalos de 5 metros, escala da modelagem geoestatística, predominando sempre a fácies com maior representatividade em cada intervalo e sua respectiva porosidade efetiva.

Os estudos geológicos iniciais, em coordenadas estratigráficas, tiveram como propósito nortear os estudos geoestatísticos na busca de funções representativas da variabilidade espacial (variogramas). Estas funções devem ser o mais correlacionadas possível com a variabilidade do sistema deposicional. Com base neste estudo inicial, constatou-se a necessidade de mudanças no programa de modelagem estocástica a ser utilizado, o IPCSIM (simulação das componentes principais indicadoras). Estas alterações foram necessárias, sem as quais não seria possível alcançar os resultados almejados, para adequar o programa à simulação global de um campo de hidrocarbonetos, e não apenas partes localizadas, para a qual o programa estava adaptado. As modificações efetuadas incluem a restrição da simulação aos limites externos, e a utilização das proporções das fácies em cada nível estratigráfico. As mudanças no algoritmo serão descritas no capítulo referente à modelagem estocástica.

Os estudos variográficos das variáveis indicadoras foram feitos com regularizações de 1 metro e 5 metros, tanto na vertical como na horizontal, sempre

em coordenadas estratigráficas. Nas componentes principais indicadoras foram realizados variogramas nos dados regularizados para cinco metros (vertical) e nos dados regularizados para um metro (horizontal). Os modelos resultantes do ajuste nestes variogramas experimentais foram utilizados na modelagem geoestatística. Os variogramas das variáveis indicadoras foram usados para se entender o comportamento das fácies e para o confronto dos variogramas reais com os simulados.

Após os estudos variográficos das componentes principais indicadoras optou-se por fazer a simulação geoestatística com três modelos: esférico, cúbico e exponencial. Toda a simulação foi realizada em coordenadas estratigráficas para se obter a variabilidade das fácies na época da deposição. O sistema deposicional e os poços foram rotacionados de 45 graus no sentido anti-horário, ficando a maior anisotropia no sentido Norte-Sul e a menor, no Leste-Oeste. Esta rotação teve como objetivo facilitar as manipulações das matrizes de resultado da modelagem.

A matriz de modelagem tem 2.171.520 blocos organizados na forma de 240 x 156 x 58 blocos, sendo 26,4% de blocos ativos (simulados) e 73,6% de blocos inativos (não simulados). A dimensão de cada bloco é de 50 x 50 x 5 metros. A modelagem em coordenadas estratigráficas abrange todo o sistema deposicional. A matriz de controle, com tamanho idêntico à de simulação, foi utilizada para identificar os pontos que seriam ou não simulados (nós ativos e inativos). Esta matriz contém informações a respeito da forma externa da calha deposicional a qual a modelagem geoestatística deve honrar. Antes da passagem para coordenadas estruturais foi realizado um corte da área que era relativa aos poços externos ao campo objetivo.

Concluída a modelagem estratigráfica efetuou-se a transformação para o modelo estrutural apenas para a área onde situa-se o campo. Esta deformação tem como objetivo revelar o sistema deposicional como se encontra atualmente, indicando as deformações sofridas ao longo do tempo geológico. Neste passo, foi utilizado o mapa existente do topo poroso do reservatório que, transformado para a mesma malha da simulação, gerou a deformação desta matriz. O resultado foi a mudança de

uma matriz de simulação estratigráfica de 240 x 156 x 58 blocos para uma matriz estrutural de 240 x 156 x 111 blocos, sendo o aumento relacionado a células sem informações visando unicamente dar contorno estrutural ao reservatório.

Após a fase de modelagem estocástica das fácies iniciou-se as modelagens estocásticas petrofísicas em coordenadas estratigráficas, com o objetivo de preencher com dados petrofísicos as fácies previamente geradas. Foram simuladas duas propriedades petrofísicas: permeabilidade absoluta e porosidade. Os dados condicionantes para a modelagem e os variogramas da porosidade foram obtidos da porosidade efetiva de perfis (resultado do *logcalc*). E os dados de permeabilidade absoluta são provenientes dos plugues de testemunhos do poço A2D.

Uma simulação gaussiana foi utilizada para modelagem estocástica da porosidade. Simulou-se a porosidade de cada fácies independentemente e os resultados foram somados obtendo-se uma única matriz de resultados. Também foi feita uma simulação independente do constrangimento das fácies para comparação de resultados.

Para a simulação da permeabilidade absoluta fez-se um programa utilizando a metodologia de Monte Carlo. Esta simulação foi realizada respeitando-se o histograma de permeabilidade absoluta em cada fácies, sendo que cada valor simulado era o valor médio de cada classe do histograma.

A transferência de escala foi feita de dois modos, para comparação: uma em camadas em níveis estruturais e outra em camadas em níveis estratigráficos. Para isto foi elaborado o programa TRANS.FOR utilizando-se das sub-rotinas de cálculos de permeabilidades equivalentes do programa ALGEB.FOR (Bonet, 1992). Estas sub-rotinas fazem a estimativa da permeabilidade equivalente pelas médias aritmética, geométrica e harmônica e pelos estimadores de Noetinger, Guérillot e Lemouzy (anexo 4).

CAPÍTULO 4

ANÁLISE GEOLÓGICA

Neste capítulo será dada ênfase ao estudo dos dados por meio de análise geológica convencional. Busca-se com dados obtidos dos poços tais como perfis, testemunhos, amostras de calha, paleontologia, testes de produção, produção, análise dos fluidos etc, conhecer o ambiente geológico no qual está inserido o reservatório. O resultado desta análise nos aproxima do modelo geológico do reservatório a partir da definição das fácies e, procurando com isto entender a sua distribuição e inter-relação.

As interpretações feitas neste capítulo foram subsidiadas por estudos, relatórios e mapas feitos anteriormente por: Azambuja (1983); Martins (1986); Okada *et alii* (1987); Silva (1990); Silva & Salomão (1990); Dos Anjos (1990); Jahnert & Ferrari (1990); Silva (1991); Caddah & Hanashiro (1991); Martins (1991); Dos Anjos & Cordeiro (1991); Silva & Denicol (1991); Denicol *et alii* (1991); Maldonado (1992); Saggioratto (1992).¹

Inicialmente, será feita uma subdivisão de fácies que será reconhecida em todos os poços da área, através dos perfis elétricos e radioativos, com objetivo de caracterizar o sistema deposicional. O modelo de fácies servirá de alicerce para todas as interpretações posteriores. Os resultados das análises petrofísicas e suas interpretações são de suma importância no entendimento dos modelos de fluxo e caracterização volumétrica dos fluidos nos reservatórios. Na abordagem sobre

¹ Relatórios internos da PETROBRÁS.

heterogeneidades de reservatórios procura-se caracterizar a sua influência no fluxo de fluidos no interior do reservatório, desde a microescala até a gigaescala e, principalmente, na megaescala ou escala de fácies. A distribuição espacial das fácies e o modelo deposicional são necessários para se entender o contexto deposicional regional e local, e assim melhor interpretar o inter-relacionamento das fácies no reservatório, buscando o entendimento das unidades de fluxo.

4.1 SUBDIVISÃO FACIOLÓGICA

A subdivisão faciológica foi feita a partir dos estudos sedimentológicos dos testemunhos do poço A2D (Figuras 4.1 e 4.12), realizados por Caddah & Hanashiro; M. (1991).² Estes estudos sedimentológicos somados aos paleontológicos (Martins, 1991)² e análises geológicas obtidas de mapas, seções etc (Silva, 1990)² conduzem ao modelo de leques submarinos formados por correntes de turbidez. Assim pode-se reconhecer as seguintes fácies como representantes desta deposição: lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágicas. Os estudos paleontológicos indicam uma idade Cretácica superior para esta deposição.

4.1.1 Fácies de lobos canalizados

Esta fácies é constituída essencialmente de **arenito** de granulometria média a fina com grãos grossos dispersos, maciço devido a fluidizações, por vezes mostrando orientação subparalela dos grãos mais grossos, friável e localmente semifriável com raros níveis parcialmente cimentados. Ao microscópio apresenta variação granulométrica de 200 a 800 micras, com média de 400 micras, seleção regular e com predomínio de grãos subarredondados com contatos pontuais. A maioria dos grãos apresentam bordas corroídas e o crescimento sintaxial é muito raro. A composição média do arcabouço é de 43% de quartzo, 14% de feldspato alcalino,

² Relatórios internos da PETROBRÁS.

26% de plagioclásio, 9% de fragmentos de rocha plutônica, 3% de outros (granada, biotita, glauconita, minerais pesados, bioclastos e cimento calcífero) e 5% de matriz argilosa. A porosidade fica em torno dos 26% e com distribuição homogênea. O tamanho médio dos poros é estimado em 130 micras sendo predominantemente intergranulares e com raros poros intragranulares. Gargantas obstruídas por aglomerados argilosos são raras. Análises de microscópio eletrônico de varredura evidenciam uma frequência maior, na matriz argilosa, de esmectita e illita/esmectita estando a esmectita recobrando as superfícies dos grãos ou ocupando parcialmente o espaço poroso e a illita/esmectita ocorrendo como produto da alteração dos feldspatos alcalinos.

Em perfis, as feições marcantes desta fácies são a forma de *caixote* no perfil de raios gama e a homogeneidade nos perfis de porosidade (Figura 4.1).³

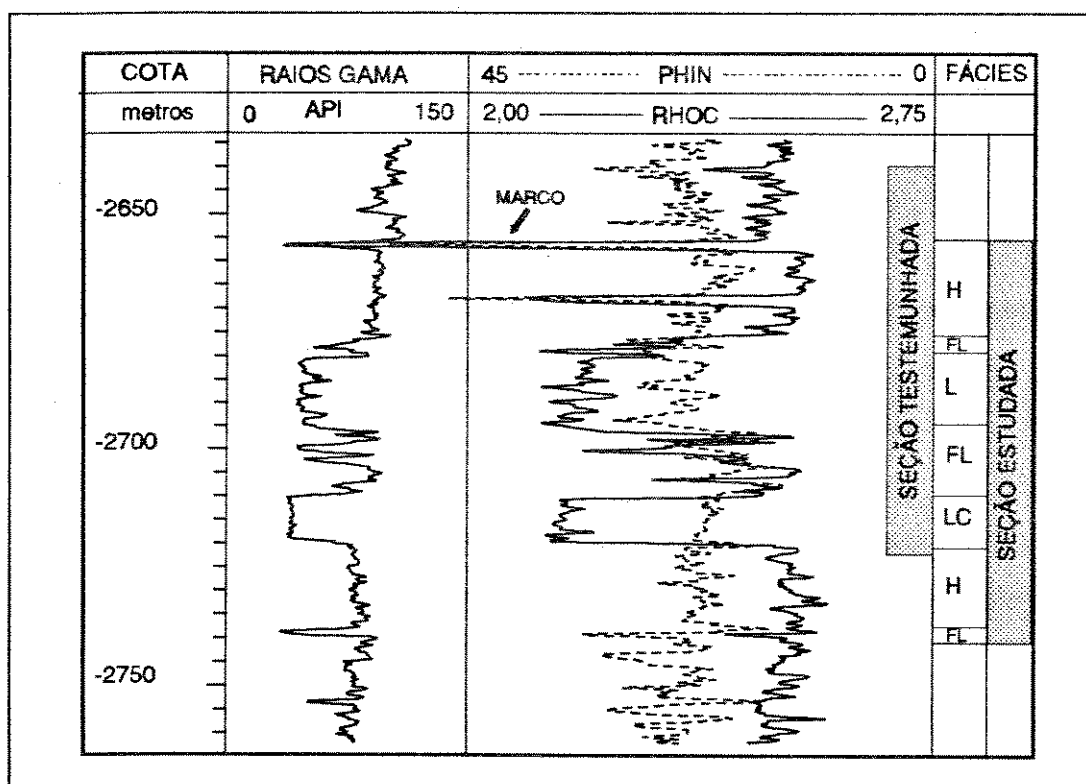


Figura 4.1 - Interpretação faciológica do poço A2D a partir dos testemunhos: LC (lobos canalizados), L (lobos), FL (franja de lobos) e H (hemipelágica).

³ Perfis de densidade e neutrôns.

4.1.2 Fácies de lobos

A característica mais marcante desta fácies é ocorrência de camadas amalgamadas de **arenitos**. O contato basal de cada camada é abrupto, freqüentemente truncando a camada sotoposta. De um modo geral as grandes seqüências apresentam espessamento das camadas em direção ao topo e, mais raramente, afinamento. No interior de cada camada observa-se estrutura gradacional com o desenvolvimento da Seqüência de Bouma, T_a , T_b , T_c e T_d , sendo os dois últimos menos comuns (Figura 4.2). A laminação em T_b é especialmente marcada por minerais micáceos e próximo ao topo ocorrem ondulações cavalgantes (T_c). Nas camadas mais espessas ocorre o intervalo maciço T_a , com grãos grossos dispersos e gradação granulométrica restrita aos grosseiros. Bioturbação restringe-se ao topo de camadas mais delgadas. O arenito é friável a semifriável. Microscopicamente esta fácies revela a seguinte composição média do arcabouço: quartzo (43%), feldspato alcalino (17%), plagioclásios (22%), rochas plutônicas (3%), biotita (9%), matriz argilosa (2%) e 4% de outros (rocha vulcânica, muscovita, granada, glauconita, minerais pesados, bioclastos, cimento calcífero). Ao microscópio eletrônico de varredura evidenciou-se maior freqüência de esmectita recobrindo os grãos e illita/esmectita como produto da alteração dos feldspatos. A porosidade média em lâmina é de 27% sendo essencialmente intergranular. O tamanho médio dos poros varia de 40 a 150 micras e os valores menores ocorrem nas granulometrias mais finas. As condições permoporosas são muito favoráveis exceto por pequenas heterogeneidades no topo das camadas, reduzindo assim as permeabilidades verticais.

Em perfis, esta fácies mostra significativas variações de leituras associadas às variações de granulometria de cada camada e entre as diferentes camadas, dando uma forma mais rugosa aos perfis (Figura 4.1).

4.1.3 Fácies de franja de lobos

Esta fácies é representada por uma intercalação e amalgamamento de rochas com características de permeabilidade bem distintas. **Arenitos** semelhantes aos da

fácies de lobos aparecem constituindo camadas delgadas com predominância dos intervalos T_c e T_d da Seqüência de Bouma (Figura 4.2). Litotipos associados incluem **arenito argiloso bioturbado** de coloração cinza clara a esverdeada, fino a muito fino, gradação normal, matriz argilosa, clastos de folhelhos, lâminas argilosas com muita bioturbação, cimentação calcífera intensa e sem permeabilidade. **Siltito arenoso bioturbado** de coloração cinza esverdeado, laminações irregulares devido a bioturbação, micáceo, calcífero, com fração de areia ocorrendo tanto dispersa na matriz como em pequenos agregados. **Folhelho bioturbado com siltito bioturbado associado** formando intervalos gradacionais e laminados de coloração cinza escura esverdeada, fissilidade incipiente, muito pouco calcífero e micáceo.

Em perfis esta fácies apresenta feições muito serrilhadas relacionadas à ocorrência de litologias bem distintas (Figura 4.1). Esta fácies caracteriza-se por apresentar permeabilidade essencialmente horizontal.

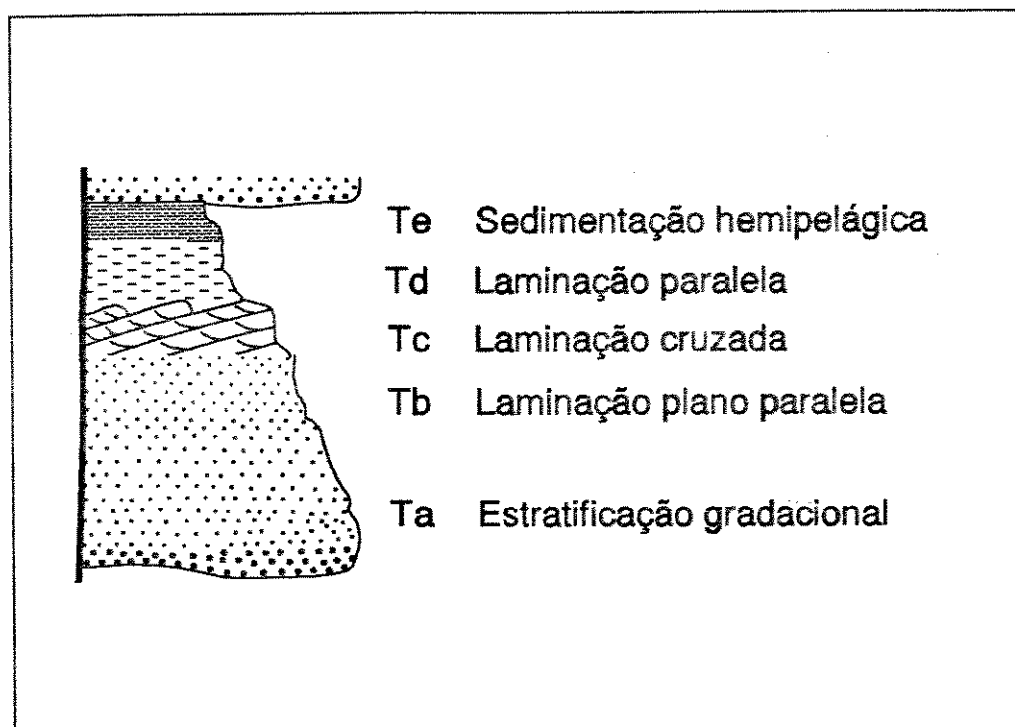


Figura 4.2 - Seqüência de Bouma.

4.1.4 Fácies hemipelágica

É constituída essencialmente por **folhelho e siltito bioturbado** formando ciclos gradacionais e laminados de coloração cinza escura esverdeada, fissilidade incipiente, muito pouco calcíferos e micáceos. No topo da seqüência estudada ocorrem camadas de **lamito esverdeado** com espessuras de aproximadamente um metro, de aspecto grumoso, quebradiço e fraturado, sedoso ao tato, extremamente hidratável com densidade de $2,0 \text{ g/cm}^3$ e conteúdo de carbono orgânico inferior aos folhelhos adjacentes. A composição dos argilos minerais é de camadas mistas de illita/esmectita com teor de esmectita superior a 80%. Argilitos com esta composição são classificados como bentonitas. Estas características aliadas a interpretações geológicas da área indicam tratar-se originalmente de cinza vulcânica o que constitui um excelente marco estratigráfico local (Figura 4.1).

Em perfis, esta fácies apresenta-se com características homogêneas sempre com altas medidas de raios gama e separação entre as curvas de PHIN e RHOC típicas de sedimentos argilosos. O marco de bentonita exhibe baixas resistividades e densidades, altos valores no perfil de nêutrons e aumentos localizados do calibre do poço contrastando com as camadas adjacentes, o que facilita o seu reconhecimento.

4.2 ANÁLISE PETROFÍSICA CRÍTICA

A importância da análise petrofísica reside no fato de se buscar relações entre porosidades e permeabilidades que possam ser extrapoladas para toda a área em estudo. Os dados de permeabilidade são obtidos de plugues⁴ em locais selecionados sistematicamente ou por representatividade litológica. Os dados de porosidade são obtidos, além das análises petrofísicas, em perfis radioativos e sônicos para todos os poços. Relações diretas ou estudos estatísticos tais como componentes principais,

⁴ Os plugues apresentam um diâmetro entre 1 e 1,5 polegadas por 2 a 3 polegadas de comprimento.

análise de correspondência etc, podem relacionar uma série de parâmetros sempre buscando melhor correlação entre estes parâmetros e extrapolação para toda a área.

No intervalo testemunhado foram selecionados 25 plugues para a obtenção de dados de permeabilidade e porosidade. Os resultados estão resumidos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Dados petrofísicos e de perfis. PHIE = porosidade de perfis corrigida; PHIP = porosidade dos plugues; KH = permeabilidade horizontal KV = permeabilidade vertical.

FÁCIES	PROFUNDIDADE (m)	PHIE (%)	PHIP (%)	KH (mD)	KV (mD)
L	2807,05	30,2	32,7	1103	1427
L	2809,50	30,4	25,8	1290	
L	2810,45	30,5	26,7	1535	
L	2810,90	30,5	27,0	1535	1334
L	2812,90	28,5	26,5	770	
L	2816,70	27,5	21,8	409	
L	2817,60	32,5	23,9	823	
L	2818,50	31,0	27,3	855	
L	2819,50	31,2	27,8	1417	
L	2820,45	30,5	26,0	1488	
L	2821,80	32,0	25,6	736	
L	2822,00	32,9	28,5	324	
L	2822,95	33,0	23,5	643	
L	2824,55	27,0	23,4	380	
L	2825,15	7,5	6,6	0,24	
L	2826,40	22,4	24,0	573	
FL	2829,05	27,5	20,7	341	
LC	2841,00	31,5	26,3	849	
LC	2841,15	30,8	26,6	1676	
LC	2842,00	31,0	24,9	577	
LC	2842,20	31,0	24,1	1069	
LC	2843,00	31,5	27,3	1511	1030
LC	2843,95	31,5	23,7	838	
LC	2846,55	31,3	27,6	1127	
LC	2847,65	32,9	22,3	178	393

Os dados petrofísicos exibem uma grande semelhança entre as porosidades e as permeabilidades horizontais nas fácies de lobos e lobos canalizados. Assim, estas duas fácies devem apresentar um comportamento semelhante no deslocamento horizontal de fluidos. Os dados de permeabilidades verticais não foram obtidos em número suficiente para permitir uma análise mais apurada. Pela descrição das fácies podemos concluir que existe uma grande diferença entre as permeabilidades verticais das fácies de lobos canalizados, lobos e franja de lobos, mesmo com a insuficiência de dados petrofísicos (Figuras 4.9, 4.10 e 4.11). Uma interpretação qualitativa indica que na fácies de lobos canalizados a permeabilidade vertical deve ser semelhante à horizontal. Enquanto que nos lobos a permeabilidade vertical é menor que a horizontal devido à existência de heterogeneidades deposicionais tais como: granodecrescência ascendente, intervalos argilosos e pelo acamamento dos intervalos da Seqüência de Bouma. Na franja de lobos ocorre acamamento da rochas permeáveis e impermeáveis, existindo apenas permeabilidades segundo os estratos.

O confronto entre as porosidades obtidas com dados de perfis corrigidos⁵ e as petrofísicas dos plugues mostram uma diferença em torno de 4 pontos percentuais (Figura 4.3a), sendo maior naquelas dos perfis. A busca de uma relação entre as duas é importante para correção das porosidades de perfis para melhor estimar os volumes de hidrocarbonetos. O coeficiente de correlação obtido entre as duas porosidades foi de 0,27 (Figura 4.3b), sendo desprezados os valores anômalos 7,5/6,6 (Tabela 4.1). Esta baixa correlação deve-se ao fato da rocha ser friável de difícil recuperação e com conseqüentes danos na estrutura original da rocha durante a fase de testemunhagem. Adicionado aos danos provocados na testemunhagem a plugagem é feita sob o congelamento da amostra (nitrogênio), provavelmente ocasionando mais danos a estrutura original. Esta interpretação é corroborada pelos gráficos relacionando porosidade de perfis e petrofísicas versus permeabilidade horizontal (Figura 4.4).

⁵ Correção ambiental e para argilas.

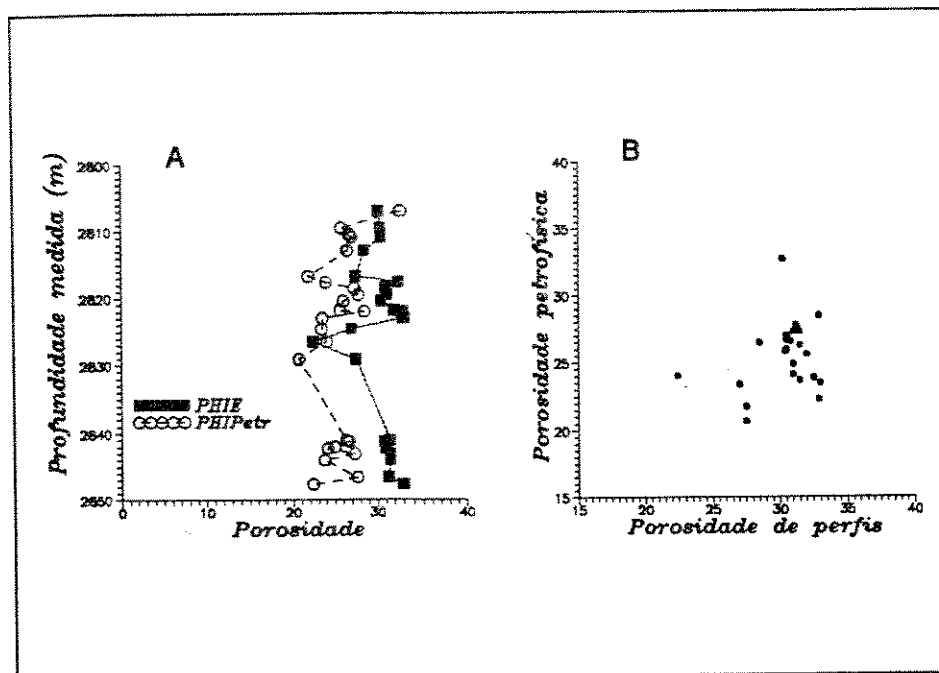


Figura 4.3 - Relações de porosidades. A - porosidade de perfis e plugues versus profundidade e B - relação de porosidade de perfil e plugues.

Muitas tentativas têm sido feitas para originar expressões que relacionam parâmetros petrofísicos das rochas reservatórios medidos direta ou indiretamente com a permeabilidade. Algumas equações resultantes têm sido mais amplamente utilizadas como a de Kozeny-Carman, que estabelece:

$$K = \frac{\phi^3}{5S^2(1-\phi)^2} \quad (4.1)$$

onde S é a área específica exposta ao fluido e ϕ é a porosidade efetiva. Esta equação é útil por explicar porque areia muito fina e silte com porosidades semelhantes a areias grosseiras tem permeabilidades menores. Decrescendo a granulometria ocorre um aumento da área superficial, aumentando a resistência ao fluxo.

Nuvens de dispersão em gráficos de porosidades versus permeabilidades também tem sido usadas para estabelecer uma relação entre estas variáveis. Bom resultado foi obtido por Archie (1950) em areias miocênicas. Na maioria dos casos,

devido a maior variabilidade da permeabilidade em relação a porosidade, apenas respostas qualitativas podem ser obtidas através destes plots (Figura 4.4).

O coeficiente de correlação entre porosidade efetiva obtida dos perfis e permeabilidade horizontal é de 0,16 e de porosidade petrofísica e permeabilidade horizontal é de 0,56 (Figura 4.4). O coeficiente de correlação razoável entre porosidade petrofísica e permeabilidade indica que neste caso existe correspondência entre as duas variáveis. A transferência para dados de poços é dificultada pela baixa correlação entre as duas porosidades como consequência dos prováveis danos causados à rocha na operação de testemunhagem e retirada dos plugues (congelamento). Mesmo assim esses dados são os únicos possíveis neste tipo de rocha por métodos diretos. Testes de formação seletivos com objetivo de buscar permeabilidades médias relacionadas a fácies ou unidades de fluxos diferentes devem ser incentivados e programados nestes tipos de reservatórios, objetivando melhor qualificar os parâmetros de entrada em simuladores de fluxo.

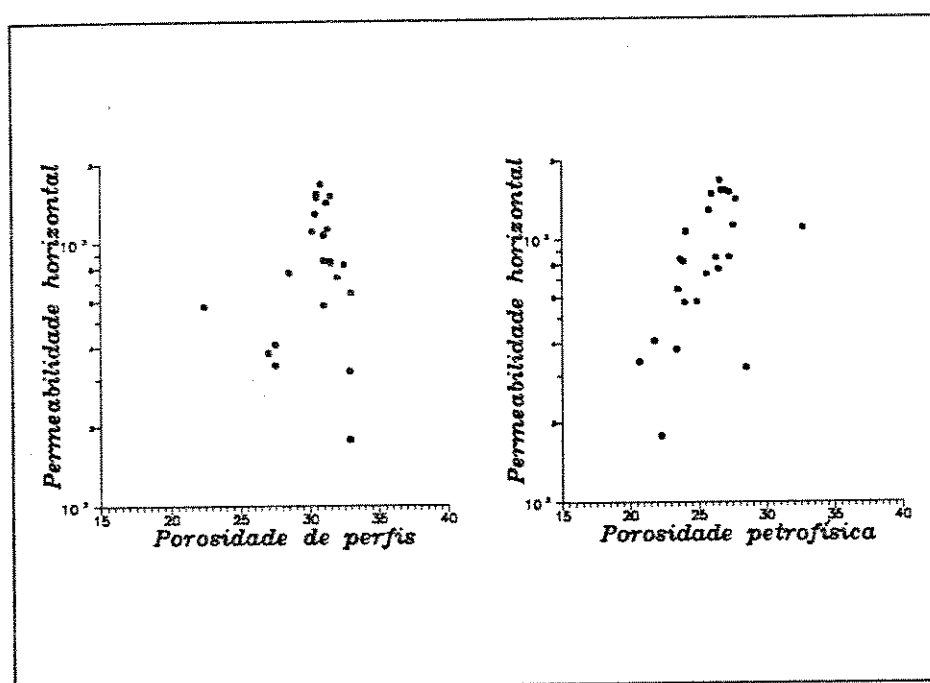


Figura 4.4 - Relações de porosidade versus permeabilidade.

A Tabela 4.2 relaciona os dados de permeabilidades horizontais como sendo atualmente neste reservatório os mais representativas para as fácies de lobos canalizados e lobos, obtidos das análise petrofísicas. Mesmo sabendo-se dos danos impostos à amostragem estes valores não devem estar muito distantes dos reais, podendo ser utilizados na representatividade das fácies.

Tabela 4.2 - Permeabilidade dos lobos canalizados e lobos.

Fácies	Amostras (nº)	mínimo (mD)	máximo (mD)	média (mD)	moda (mD)
LC	8	178	1676	978	959
L	16	324	1535	888	796

4.3 HETEROGENEIDADES DE RESERVATÓRIO

As variações encontradas nos reservatórios desde o interior do grão, superfície, forma, tipo de poros, mineralogia, estruturas sedimentares, unidades genéticas deposicionais e o campo propriamente dito atuam de alguma forma no deslocamento de fluidos. A estas variações denominamos genericamente de heterogeneidades de reservatório, e que estão entre as maiores causas, senão a maior, pelas quais o aumento da recuperação de hidrocarbonetos é tão difícil.

O conhecimento acumulado durante anos e o entendimento de certas associações de heterogeneidades com o ambiente sedimentar, através do estudo de afloramentos e de reservatórios, podem ser utilizados com vantagens na quantificação de heterogeneidades. Algumas heterogeneidades podem ser quantificadas por medidas diretas, contudo o efeito global só pode ser melhor entendido com o auxílio de modelos. O somatório de parâmetros geológicos e não geológicos que geram

heterogeneidades de reservatório é tão grande que torna a compreensão de todos os seus efeitos quase impossível, mas, por outro, lado similaridades entre reservatórios e afloramentos podem minimizar esta dificuldade. Deste modo, as heterogeneidades de reservatório devem ser analisadas sob o ponto de vista que reflita o controle no fluxo dos fluidos.

Muitos métodos de modelagem de heterogeneidades nas regiões interpoços assumem que estas estão distribuídas estocasticamente, mas muitas heterogeneidades geológicas não são aleatórias e podem ser determinadas. Nos últimos anos estudo de afloramentos análogos é o método que mais tem sido utilizado para prever a distribuição espacial das características geológicas. Nestes estudos, assume-se que as características geológicas observadas em afloramentos análogos são similares àquelas de subsuperfície, tanto nas variações das fácies como nas tendências das medidas de porosidades e permeabilidades.

A tarefa de interpretar e quantificar heterogeneidades de reservatórios é necessariamente multidisciplinar, envolvendo diversas áreas do conhecimento de geologia e engenharia de reservatório, e os resultados obtidos estarão diretamente relacionados ao grau de inter-relacionamento entre estas áreas.

Inúmeros artigos têm sido escritos nos últimos anos sobre heterogeneidades de reservatório, destacando-se alguns por serem mais abrangentes. Weber (1986), faz um apanhado geral nos aspectos referentes a quantificação de heterogeneidades discutindo os métodos de medidas, classificação, significado e a modelagem do reservatório. Lewis (1988), ilustra os problemas associados com a quantificação das heterogeneidades de dados convencionais de reservatórios e propõe uma classificação para a quantificação em várias escalas, tanto em afloramento como em subsuperfície.

4.3.1 Classificação e hierarquia de heterogeneidades

As diferenças morfológicas encontradas nos sedimentos são usadas pelos geólogos para compreender o meio sedimentar. A busca de aumento na recuperação

dos hidrocarbonetos levou, atualmente, estas diferenças morfológicas a terem um carácter fundamental no entendimento do fluxo de fluidos nos reservatórios. Weber (1986), sugere que um sistema de classificação deve basear-se na origem genética, tamanho e a sua influência no fluxo de fluidos de tal modo que as heterogeneidades possam ser reconhecidas, agrupadas e quantificadas.

Um modo clássico de abordagem das heterogeneidades de reservatórios é analisar separadamente a influência no deslocamento de fluidos de cada parâmetro sedimentar encontrado. Estes parâmetros são: propriedades físicas dos sedimentos (granulometria, morfometria, textura superficial etc.), propriedades mineralógicas e químicas (composição, cimento etc.); estruturas sedimentares pré-deposicionais (canais etc.), sindeposicionais (acamamento, estratificações, laminações etc), pós-deposicionais (compactação diferencial, escorregamentos etc.); estruturas tectônicas (falhas, fraturas etc.) e também os fluidos⁶ (tipo, distribuição).

O sistema de classificação utilizado por Weber (1986), baseado em sete grupos de heterogeneidades de reservatório, pressupõe a quantificação das heterogeneidades bem como a transferência de escala (Figura 4.5). Este sistema tem os seguintes tipos de heterogeneidades de reservatórios: falhas, limites entre unidades genéticas, zonação de permeabilidade dentro de unidades genéticas, barreiras estocásticas, laminações e estratificações, microheterogeneidades e fraturas. A vantagem deste sistema é a sua simplicidade aliada a uma visão geral hierarquizada sobre as características dos reservatórios.

Outra maneira de se estudar e classificar as heterogeneidades de reservatórios é através dos sistemas deposicionais, analisando separadamente cada sistema com suas heterogeneidades peculiares, e qual a sua influência no deslocamento dos fluidos. Este sistema preconiza a idéia de unidade de fluxo ocupando-se com a geometria das unidades genéticas baseado na sua arquitetura interna e externa. Modelos que

⁶ Os fluidos, a depender do tipo e sua distribuição nos reservatórios podem evidenciar ou não certo tipo de heterogeneidade. Isto não é apenas em função das relações entre gás, óleo e água mas também ocorre que muitos reservatórios contêm óleos de diferentes épocas de migração com propriedades químicas e físicas diferentes.

descrevem as características das fácies tais como dimensão, orientação e sua inter-relação definem a arquitetura do reservatório, e cada ambiente deposicional mostra relações faciológicas próprias. Um exemplo deste tipo de abordagem é feita por Finley & Tyler (1989) no estudo de reservatórios do Texas.

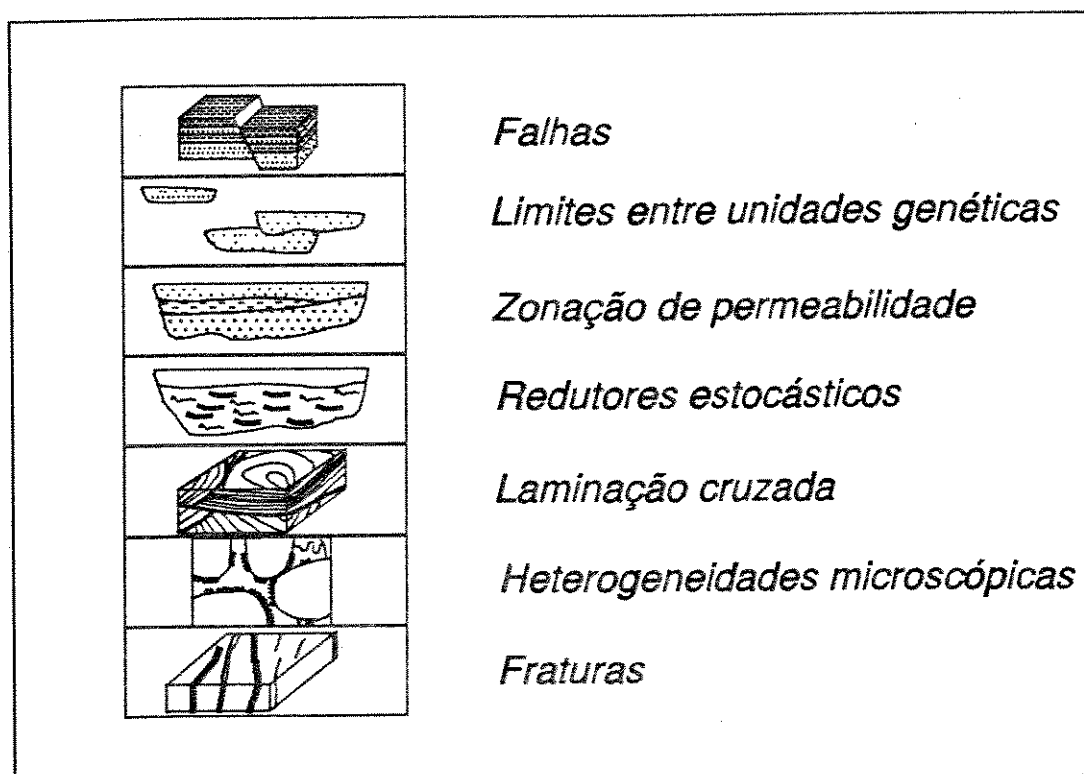


Figura 4.5 - Classificação de tipos de heterogeneidades de reservatório - modificado de Weber (1986).

O controle sobre a permeabilidade resulta de uma hierarquia natural, e diferentes níveis podem ser classificados como proposto por Pettijohn et alii. (1972) e Alpay (1972), Figura 4.6, adaptada para o caso estudado de Weber (1986). A importância no agrupamento em níveis de heterogeneidades reside no fato que cada um atua de maneira própria no fluxo de fluidos de um reservatório. Para o estudo global de um campo de hidrocarbonetos é fundamental a transferência da influência de uma escala para outra, principalmente com a utilização de simuladores de fluxo.

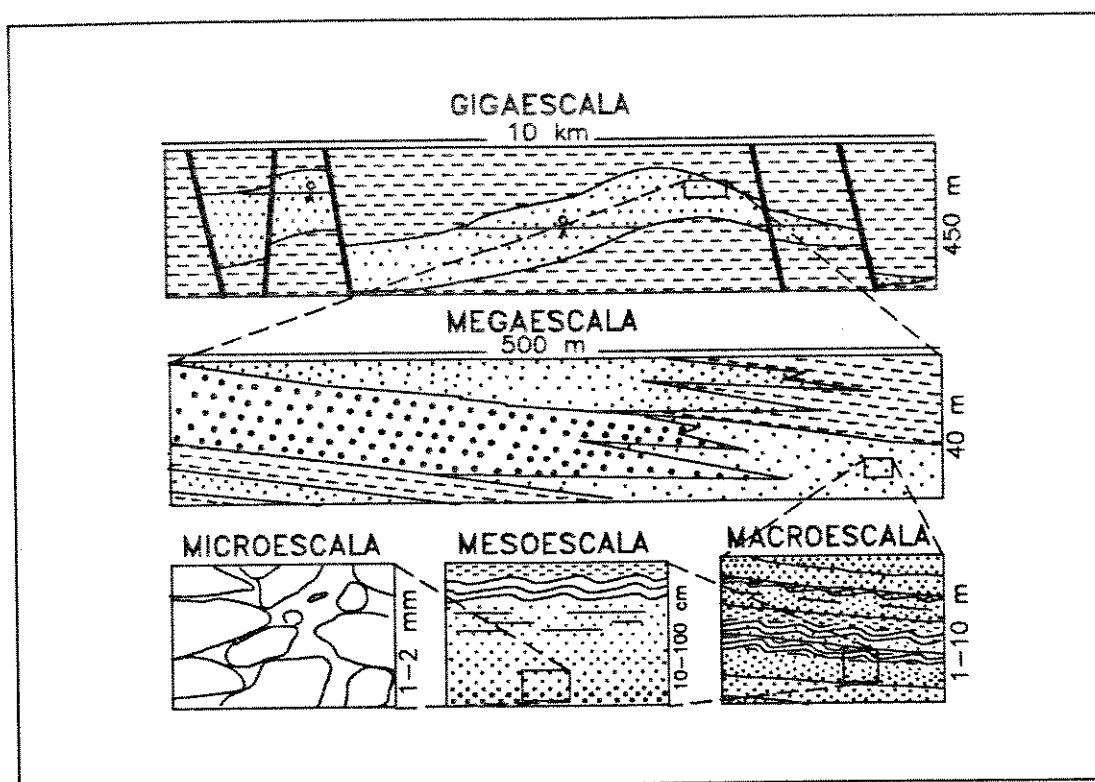


Figura 4.6 - Escala de heterogeneidades de reservatório - adaptada de Weber (1986).

Com o reconhecimento de que as heterogeneidades de reservatórios ocorrem em uma série de diferentes escalas, muitos autores tentam classificá-las de acordo com sua principal área de estudo. Alpay (1972), desenvolveu seu sistema de classificação de heterogeneidades em reservatórios sedimentares costeiros (transição). Pettijohn et alii. (1972), basearam-se principalmente no estudo de rochas siliciclásticas com destaque para os depósitos fluviais. Graaff & Ealey (1979), relacionam a escala de heterogeneidade com o efeito provocado sobre o fluxo original, procurando assim o grau de detalhe necessário para que cada escala tenha resultados significativos na simulação de fluxo. Haldorsen & Lake (1984), enfatizam as heterogeneidades megascópicas as quais estão ligadas a folhelhos estocásticos e determinísticos e mais recentemente, Haldorsen & MacDonald (1987), a arenitos descontínuos. Lasseter et alii. (1986), buscam a transferência de escala pela criação de pseudofunções, e com isso transferir os efeitos de escalas menores para a escala de simulação de fluxo. Weber (1986) baseia sua classificação no ambiente fluvial, englobando praticamente todos os aspectos de heterogeneidades e métodos de estudo para este ambiente. Lewis

(1988) estuda as areias carbonáticas, partindo do interior da partícula até o nível de bacia, defendendo a idéia que cada ambiente sedimentar deve possuir seu sistema próprio de classificação de heterogeneidades.

Nos próximos itens será feita uma análise para os diferentes níveis de heterogeneidades que ocorrem no reservatório em estudo, de modo a entender as inter-relações entre cada escala. Na microescala buscamos respostas para a eficiência de deslocamento no reservatório. A mesoescala e a macroescala são importantes para o entendimento das variações de permeabilidade fornecendo considerações sobre a qualidade do reservatório. Na macroescala, escala das fácies, buscamos entender as inter-relações das fácies para obter respostas para a eficiência de varredura no reservatório. Na gigaescala, escala de campo, entender os mecanismos que originaram o trapeamento de uma acumulação de hidrocarbonetos.

4.3.2 Microheterogeneidades

Uma série de técnicas petrográficas, petrológicas e petrofísicas são utilizadas para se entender o comportamento da porosidade, permeabilidade absoluta, permeabilidade relativa e saturações na rocha, além das inter-relações entre rocha e fluidos.⁷ O estudo desta escala situa-se na faixa de microns a milímetros (Figura 4.6).

Nas fácies de lobos canalizados, lobos e franja de lobos (quando porosa e permeável), nesta escala de heterogeneidade, não devem existir grandes barreiras ao deslocamento dos fluidos observando-se pouca ocorrência de argilas, cimentação, microporosidades e poros bem conectados. A fácies hemipelágica é a selante do reservatório.

A fácies de lobos canalizados caracteriza-se por apresentar porosidade essencialmente intergranular (intragranular apenas 0,5%), distribuição de poros homogênea, com tamanho médio de 130 micras (estimado de lâminas delgadas),

⁷ Wardlaw (1984), analisa as relações entre os fluidos em modelos sintéticos e lâminas delgadas, buscando estimar a eficiência da recuperação pelo entendimento da molhabilidade e distribuição das saturações no meio poroso.

conexão muito boa sendo freqüente a interconexão poro-poro com gargantas alargadas. Raras são as gargantas obstruídas por aglomerados argilosos, Caddah & Hanashiro (1991). A ocorrência de matriz argilosa em média 3,4% (infiltração, substituição e dissolução) atapetando a superfície dos grãos, em aglomerados dentro dos poros e formando ligações entre os poros tende a formar algumas restrições mas sem comprometer a boa qualidade do reservatório.

As fácies de lobos e franja de lobos, quando com porosidades e permeabilidades efetivas, apresentam-se com porosidade essencialmente intergranular, distribuição homogênea em granulometria semelhante, variação granulométrica com conseqüente variação no tamanho de poros (40 a 150 micras), presença de argila significativamente menor que nos lobos canalizados (1,2%) e com ocorrência principalmente nas litologias de granulometria mais fina e de mica com orientação granulométrica ocasionando o alongamento dos poros, Caddah & Hanashiro (1991). Mesmo com heterogeneidades internas estas fácies apresentam-se com boas qualidades de permeabilidade nesta escala. Lamitos bioturbados, muito argilosos e folhelhos sem porosidades e permeabilidades efetivas não estão incluídos nesta descrição.

4.3.3 Mesoheterogeneidades

Esta escala de heterogeneidade situa-se entre alguns centímetros a decímetros (Figura 4.6). Neste reservatório, de origem turbidítica, estas heterogeneidades são relacionadas à Sequência de Bouma (Figura 4.2), que podem estar incompletas, na maior parte dos casos, ou completas (principalmente na fácies de franja de lobo). A influência deste tipo de heterogeneidade no fluxo de hidrocarbonetos é essencialmente relativa às permeabilidades verticais dificultando o fluxo nesta direção.

Na fácies de lobos canalizados, para este nível de heterogeneidade, a litologia associada apresenta-se homogênea, sem praticamente qualquer barreira ou restrição ao fluxo (Figura 4.7). Algumas restrições ocorrem nos raros níveis localizados cimentados sem comprometimento da qualidade do reservatório.

A presença da Seqüência de Bouma na fácies de lobos faz com que exista uma restrição no fluxo vertical, mesmo que as permeabilidades horizontais sejam muito semelhantes àquelas encontradas na fácies de lobos canalizados. Existe nesta fácies uma predominância dos intervalos de T_a e T_b da Seqüência de Bouma (Figura 4.8), fazendo com que esta restrição seja significativa mas não severa.

Na fácies de franja de lobo este nível de heterogeneidade caracteriza-se por apresentar uma predominância dos intervalos T_b , T_c , T_d e T_e da Seqüência de Bouma e com isso maiores restrições no fluxo vertical de hidrocarbonetos e alguma restrição no horizontal pela diminuição granulométrica com conseqüente redução da permeabilidade. Os litotipos impermeáveis não são considerados na discussão deste nível de heterogeneidades, restringindo-se apenas aos com porosidade e permeabilidades efetivas.

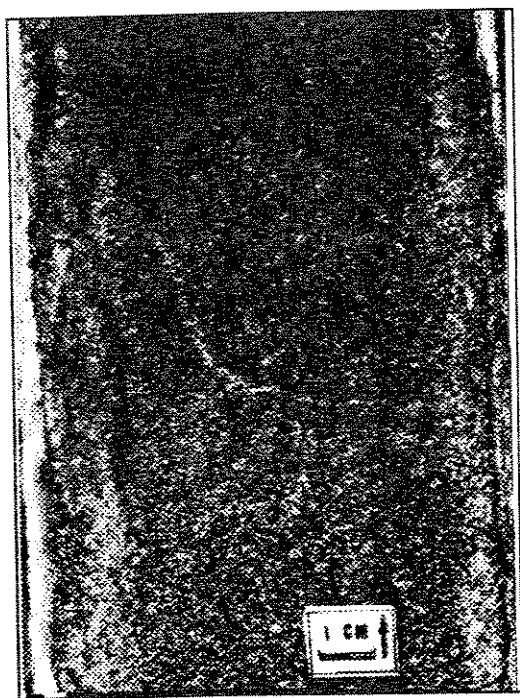


Figura 4.7 - Litotipo característico dos lobos canalizados.

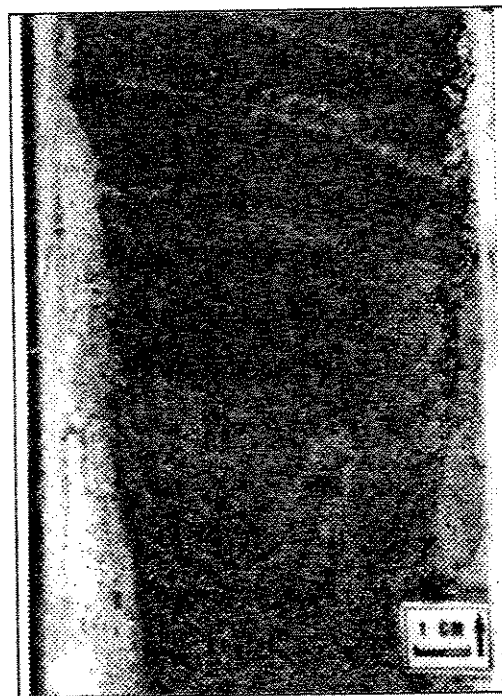


Figura 4.8 - Litotipo característico dos lobos.

4.3.4 Macroheterogeneidades

Esta escala se refere a feições métricas a decamétricas. Nesta escala, os perfis elétricos, sônicos e radioativos são as ferramentas fundamentais pois existem em todos os poços num campo de hidrocarbonetos. Os testemunhos existem apenas em poços selecionados portanto em quantidade insuficiente, mas de essencial importância na aferição na interpretação dos perfis. Dados de afloramentos análogos também são essenciais, quando existentes.

A fácies de lobos canalizados também apresenta-se bastante homogênea para este nível de heterogeneidade como pode ser visto na Figura 4.9. Nestes perfis, raios gama, densidade e neutrôns, podemos identificar a assinatura típica desta fácies. As variações que ocorrem são relativas a cimentações localizadas (poço C6D), aumentos de argilosidade localizada (poço A5D) e pequenas variações granulométricas (poço A4D). Em testemunho (poço A2D) observa-se que esta fácies é composta de ciclos amalgamados de arenitos homogêneos, os quais estão bem caracterizados nos perfis radioativos.

A ocorrência de partes da Sequência de Bouma amalgamadas, faz com que a fácies de lobos apresente variações significativas, que certamente terão influência no fluxo, principalmente no vertical (Figura 4.10). Nesta fácies existe uma predominância dos intervalos T_a e T_b , o que é indicado pelos baixos valores de radioatividade nos perfis de raios gama, e secundariamente de intervalos T_c e T_d , com presença de micas e argilas e portanto maiores valores no perfil de raios gama, Figura 4.10 - poço A2D.

Os perfis típicos da fácies de lobos mostram uma série de heterogeneidades que podem ser caracterizadas como: pequenas cimentações localizadas à semelhança das que ocorrem nos lobos canalizados (poço C6D); níveis de sedimentos mais argilosos com maior continuidade lateral, podendo chegar até folhelhos em alguns casos, e portanto barreiras mais severas ao fluxo (poços C11, A9D e A2D); variações granulométricas entre os ciclos amalgamados, as vezes suavemente (poço A8D) e com

maior intensidade nos poços localizados na calha deposicional do sistema (poço A5D), refletindo sucessivos ciclos turbidíticos progradantes⁸.

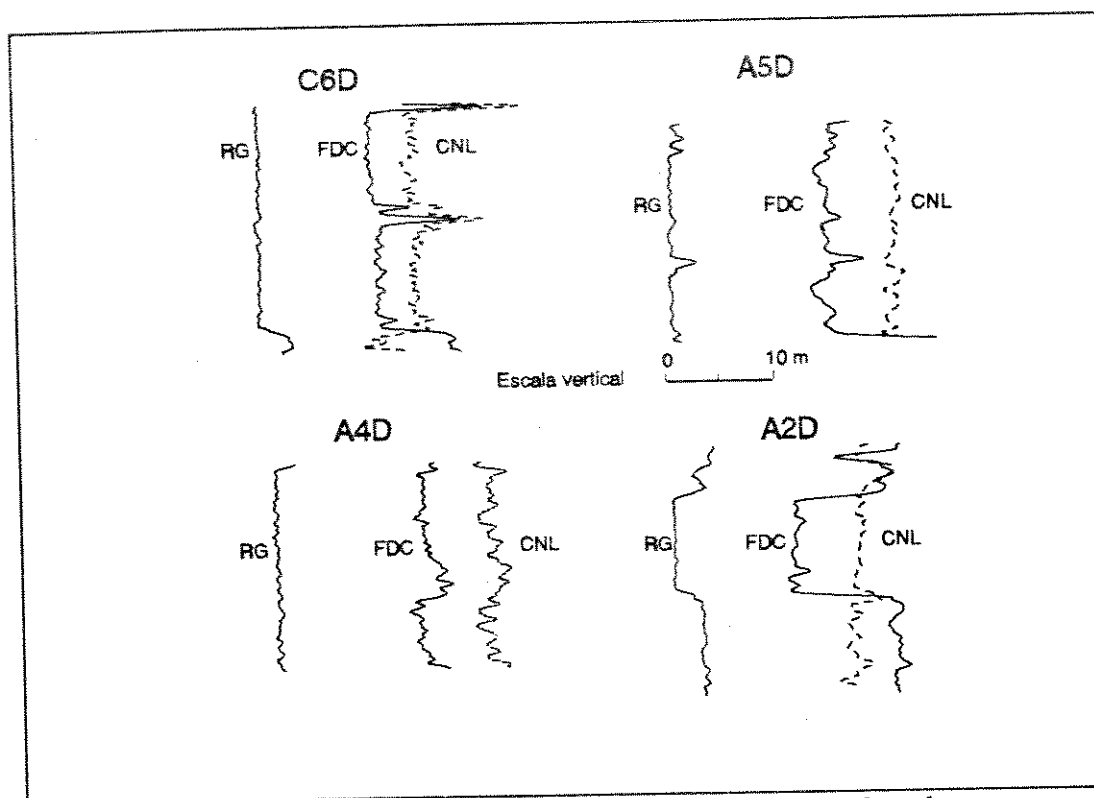


Figura 4.9 - Perfis típicos da fácies de lobos canalizados.

A fácies de franja de lobo é uma fácies transicional entre os lobos turbidíticos propriamente ditos e os depósitos hemipelágicos, portanto guarda relações entre as duas fácies (Figura 4.11). Uma análise qualitativa na Figura 4.11 mostra a grande redução de permeabilidade vertical, que resulta na formação de importantes barreiras no fluxo de hidrocarbonetos. A característica principal desta fácies é a predominância dos intervalos T_c e T_d da Sequência de Bouma (poço C11 e A9D) e em muitos locais T_e (poço C6D).

⁸ Ricci-Lucchi (1975) mostra o resultado de uma análise de perfis colunares e espessura de camadas de sequência turbidítica do norte dos Apeninos. Notou que 80% dos ciclos canalizados mostram tendências positivas (*beds thin upward*) enquanto que 60% dos ciclos não canalizados apresentam tendências negativas (*beds thick upward*). Isto corrobora com a suposição que os ciclos positivos refletem o preenchimento de canais de leques, enquanto que ciclos negativos são expressões de lobos deposicionais progradantes localizados preferencialmente em acumulações de areias em frente de canais distributários.

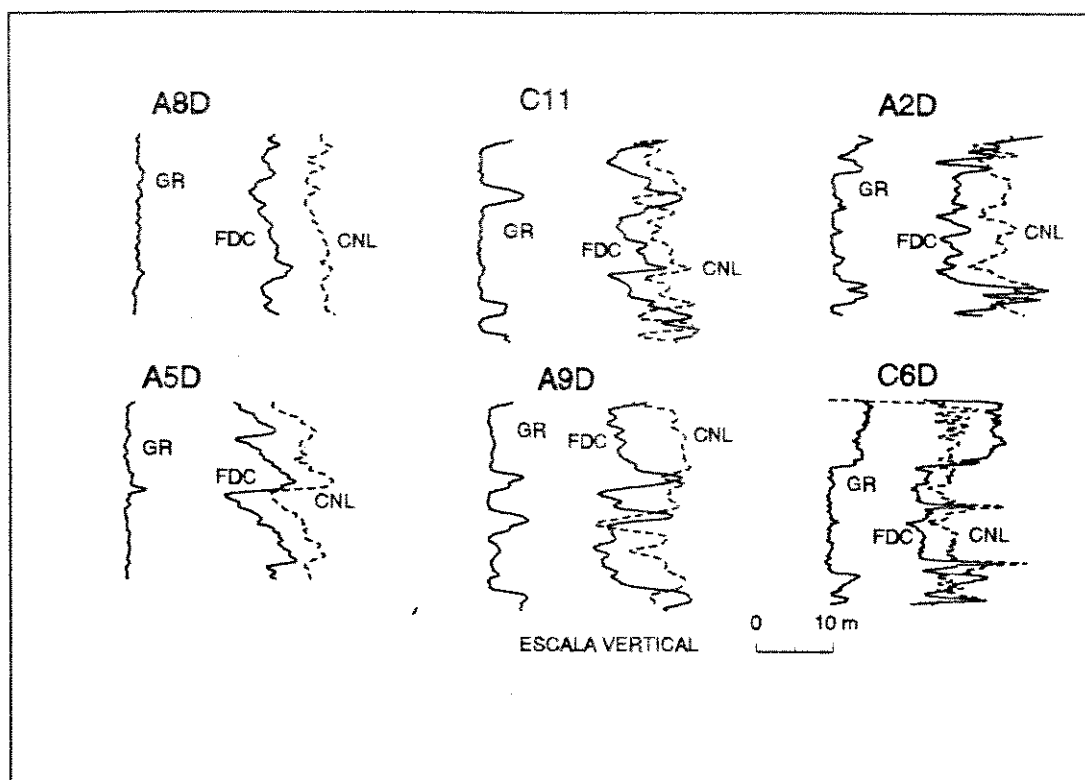


Figura 4.10 - Perfis típicos da fácies de lobos.

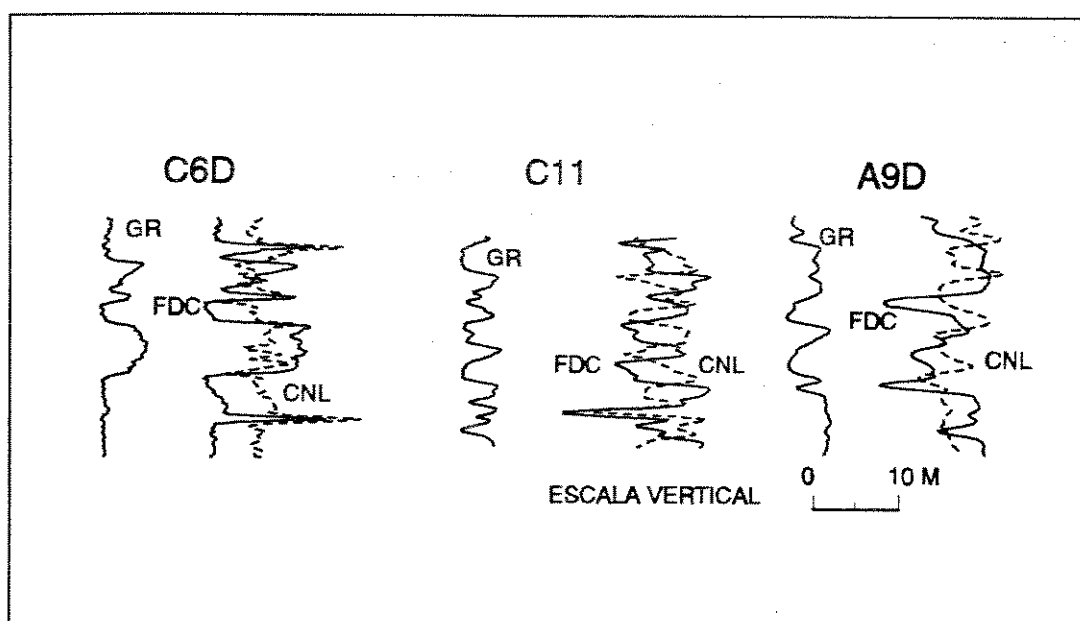


Figura 4.11 - Perfis típicos da fácies de franja de lobos.

4.3.5 Megaheterogeneidades

Esta escala está diretamente relacionada à geometria do reservatório controlando o fluxo regionalmente. Enquanto nas escalas anteriores uma série de técnicas e ferramentas estão disponíveis para visualização e medidas diretas, esta, pela própria característica dos campos de hidrocarbonetos, é insuficientemente amostrada.⁹ Para suprir esta deficiência de informação muitas técnicas, ferramentas e metodologias estão sendo propostas. A sísmica tem mostrado um grande avanço nos últimos anos nesta área. Nolen-Hoeksema (1960) faz um resumo do potencial sísmico para o entendimento do reservatório principalmente nas áreas entre os poços. Estudos de afloramentos similares aos reservatórios têm tomado grande impulso para o entendimento das escalas micro, meso, macro e megaescala, Ravenne & Beucher (1988); Ravenne *et alii* (1987); Bruhn & Moraes (1989); Becker *et alii* (1991). Modelos geológicos teóricos sempre foram utilizados para prever a distribuição geométrica dos reservatórios. Outra técnica que vem fornecendo bons resultados é a de modelagens geoestatísticas embasadas em sólidos modelos geológicos. O escopo desta tese é modelar e entender a distribuição das fácies utilizando-se de métodos de modelagem geoestatística e com isso buscar não apenas a transferência de escala para simulação de fluxo, mas as anomalias e inter-relações das fácies. E desta forma tentar prever os locais dentro do reservatório, como um todo, com maiores probabilidades de baixas eficiências de deslocamento volumétrico (ocasionando perdas de óleo móvel), e altas eficiências (podendo ocasionar canalizações levando água para zona de hidrocarbonetos).

Os perfis, nesta escala de heterogeneidades, podem fornecer informações localizadas das variações verticais das fácies (a correlação poço a poço faz a extensão areal destas informações). Informações localizadas são importantes para o entendimento do grau de descontinuidade existente entre uma fácies para outra. Na passagem vertical da fácies de franja de lobos para lobos canalizados ou lobos e vice versa sempre ocorrem barreiras de permeabilidade, bem como no interior da própria

⁹ Não apenas porque o volume amostrado pelo poço seja muito pequeno em relação ao campo, mas também devido a amostragem ser tendenciosa (ex. zonas de hidrocarbonetos são mais amostradas do que de água).

fácies. Na passagem vertical das fácies de lobos canalizados para lobos ou vice versa podem ocorrer diversas situações, desde uma passagem transicional sem praticamente nenhuma barreira até zonas sem permeabilidade. A fácies hemipelágica é sempre selante, em qualquer escala.

O estudo desta escala de heterogeneidades toma grande importância quando somamos os dados localizados de perfis com modelos geológicos deposicionais teóricos, e com isto obtemos o modelo deposicional do sistema em estudo. Este estudo baseia-se em conceitos estratigráficos e modelos deposicionais dando informações de como ocorreu a deposição. Daqui tiramos as relações laterais das fácies que são de suma importância na determinação de zonas de alta e baixa eficiência de varrido. As seções estratigráficas mostram as relações das fácies, ocorridas durante a época da deposição, enquanto que as seções estruturais como estas relações se encontram atualmente, bem como o tectonismo sofrido posteriormente à deposição.

Uma análise da seção longitudinal à deposição, na calha deposicional, mostra que importantes heterogeneidades podem ser constatadas, principalmente na área do poço A6D (Figuras 4.13 e 4.14). Uma primeira é a fácies de franja de lobo que apresenta dois intervalos formando barreiras verticais de permeabilidade com grande extensão lateral. Esta região pode tornar-se uma zona de baixa eficiência de varrido caso não lhe seja dada a devida atenção, resultando em significativas perdas de óleo móvel. Outra, é que, nesta mesma área o problema aparece inversamente na fácies de lobos canalizados, com excelentes permeabilidades verticais e horizontais, ligadas à zona de água. Caso esta área seja mantida com alta taxa de produção ocasionando uma depleção localizada, ocorrerá uma entrada precoce de água proveniente da região à esquerda do poço A5D, causando danos severos a drenagem do campo. Estas heterogeneidades são confirmadas pela análise das seções transversais (Figuras 4.17 e 4.18).

As relações das fácies na área proximal a deposição (Figuras 4.15 e 4.16) parecem não apresentar grandes anomalias que poderiam dificultar a drenagem do

campo. Deste modo, a eficiência de varrido ficará mais dependente da geometria de drenagem utilizada.

4.3.6 Gigaheterogeneidades

Esta escala trata das heterogeneidades ao nível de campo e até de bacia sedimentar. A busca e o entendimento desta escala de heterogeneidade está diretamente ligada a descoberta de novas acumulações de hidrocarbonetos (Figura 4.6).

4.4 DISTRIBUIÇÃO FACIOLÓGICA

A distribuição das fácies deve estar coerente com os modelos deposicionais conhecidos. A integração dos modelos deposicionais conceituais e os dados reais nos permite posicionar a acumulação de hidrocarbonetos no sistema deposicional e, portanto, melhor avaliar as heterogeneidades presentes. Cada sistema deposicional tem uma distribuição de fácies peculiar fazendo-se necessário uma interpretação estratigráfica para o posicionamento e distribuição destas fácies.

O estudo estratigráfico da área foi facilitado pela existência de um marco estratigráfico no topo da seqüência estudada (Figura 4.1). Trata-se de camadas de bentonita relacionada a vulcanismo, sendo excelente marco de tempo dentro deste contexto deposicional.

O campo de hidrocarboneto objetivo principal desta tese abrange praticamente 80% da área do sistema deposicional (Figuras 4.12 e 4.14). Para atingir uma interpretação global do sistema e, conseqüentemente com reflexos na área em estudo, foram incluídos poços adjacentes (sete) de outro campo de hidrocarbonetos, localizados na região proximal do sistema deposicional. A distribuição das fácies interpretadas partiu do estudo dos testemunhos do poço A2D e dos perfis elétricos

e radioativos de 25 poços. Os resultados são ilustrados por mapas e seções discutidas a seguir (Figuras 4.13 a 4.23).

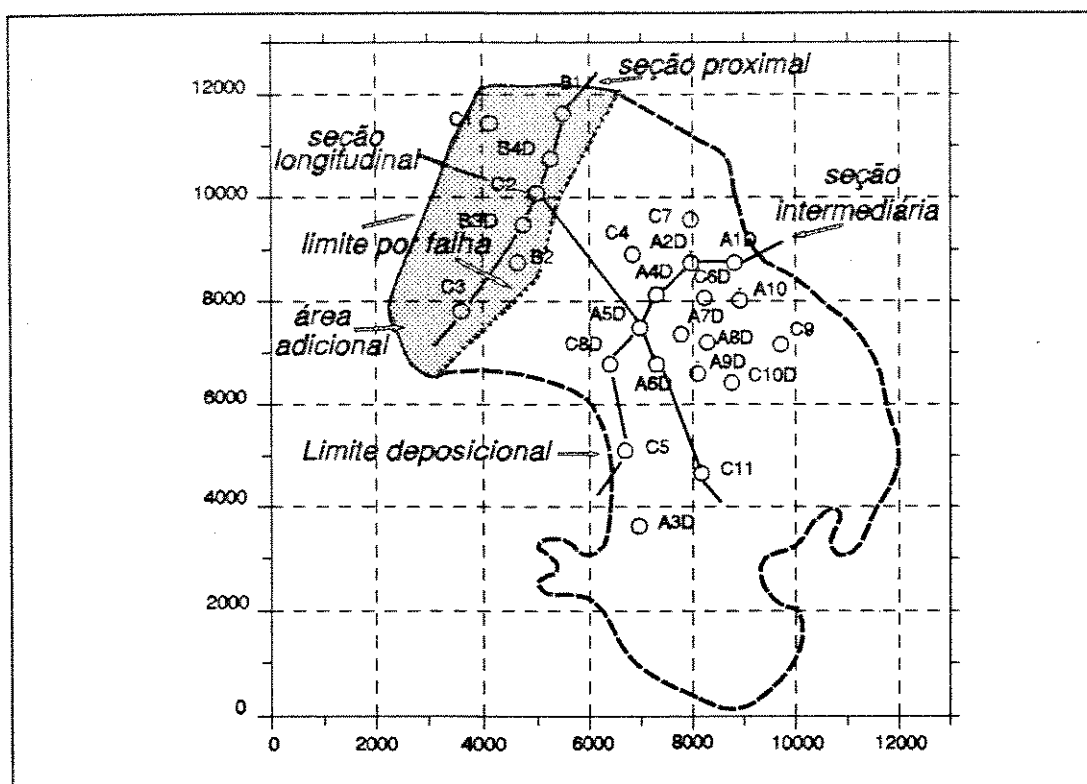


Figura 4.12 - Mapa de posicionamento dos poços.

As maiores espessuras da fácies de lobos canalizados estão localizadas a noroeste da área do sistema deposicional (Figuras 4.13, 4.14 e 4.19), e deste modo indicando a direção da área fonte. Esta direção é corroborada pela mapa de razão desta com as outras fácies (Figura 4.19). Pelas características de reservatório que esta fácies exibe espera-se que nesta área ocorram os reservatórios com melhores condições para o fluxo de hidrocarbonetos e a existência de poucas barreiras.

Na Figura 4.20, mapas de espessura e razão da fácies de lobos, mostram uma ampla distribuição desta fácies com maior concentração no centro da calha deposicional. Nestes mapas podemos notar que existe um deslocamento da concentração desta fácies em direção sudoeste da área deposicional, tanto pela espessura como pela razão entre esta fácies e as outras. A fácies de lobos representa em torno de 34% do volume de fácies enquanto que lobos canalizados representam 15%, franja de lobos 15% e a fácies hemipelágica 36%. Partindo deste resultado

podemos concluir que a fácies lobos deve constituir-se no principal reservatório, no campo em estudo, não apenas pelo seu volume mas pela sua ampla distribuição em todo o sistema deposicional (Figuras 4.13 a 4.18).

A fácies de franja de lobo também apresenta uma grande distribuição dentro do sistema deposicional, mas bem menor que a fácies anterior. Aqui, nota-se uma preferência de concentração na parte distal do sistema (Figuras 4.13, 4.14, 4.17, 4.18 e 4.21). Sua energia deposicional é bem inferior que as fácies anteriores sendo internamente muito heterogênea. Suas características internas (interestratificação de litologias reservatório e não reservatório) fazem com que seja formadora de grandes barreiras de fluxo, principalmente nas regiões intermediária e distal do sistema deposicional onde tem sua maior concentração.

A fácies hemipelágica também apresenta uma ampla distribuição no reservatório, relacionada principalmente a sua ocorrência no topo da sequência deposicional e com conseqüente inclusão nos estudos pela necessidade de um marco para estudos estratigráficos deposicionais (Figuras 4.1 e 4.13 a 4.18). Mesmo assim apresenta uma maior expressão nas partes distais do sistema deposicional, podendo gerar também grandes barreiras de fluxo (Figura 4.22). Uma característica a ser observada no mapa de razão desta fácies é uma inflexão para sul da deposição sugerindo ser a parte mais distal do sistema deposicional e, portanto com poucas possibilidades de ocorrência de bons reservatórios. Esta tendência já era observada nos mapas das fácies anteriores, especialmente pela bifurcação nos mapas da fácies de lobos canalizados.

A Figura 4.23 é uma composição da razão entre as fácies proximais (lobos canalizados e lobos) e as fácies distais (franja de lobos e hemipelágicas). Estes mapas indicam que a noroeste do sistema deposicional devem encontrar-se os melhores reservatórios com a ocorrência de poucas heterogeneidades. Na região leste da deposição, com maior ocorrência das fácies distais, espera-se grandes barreiras de fluxo e possibilidades de perdas de óleo móvel.

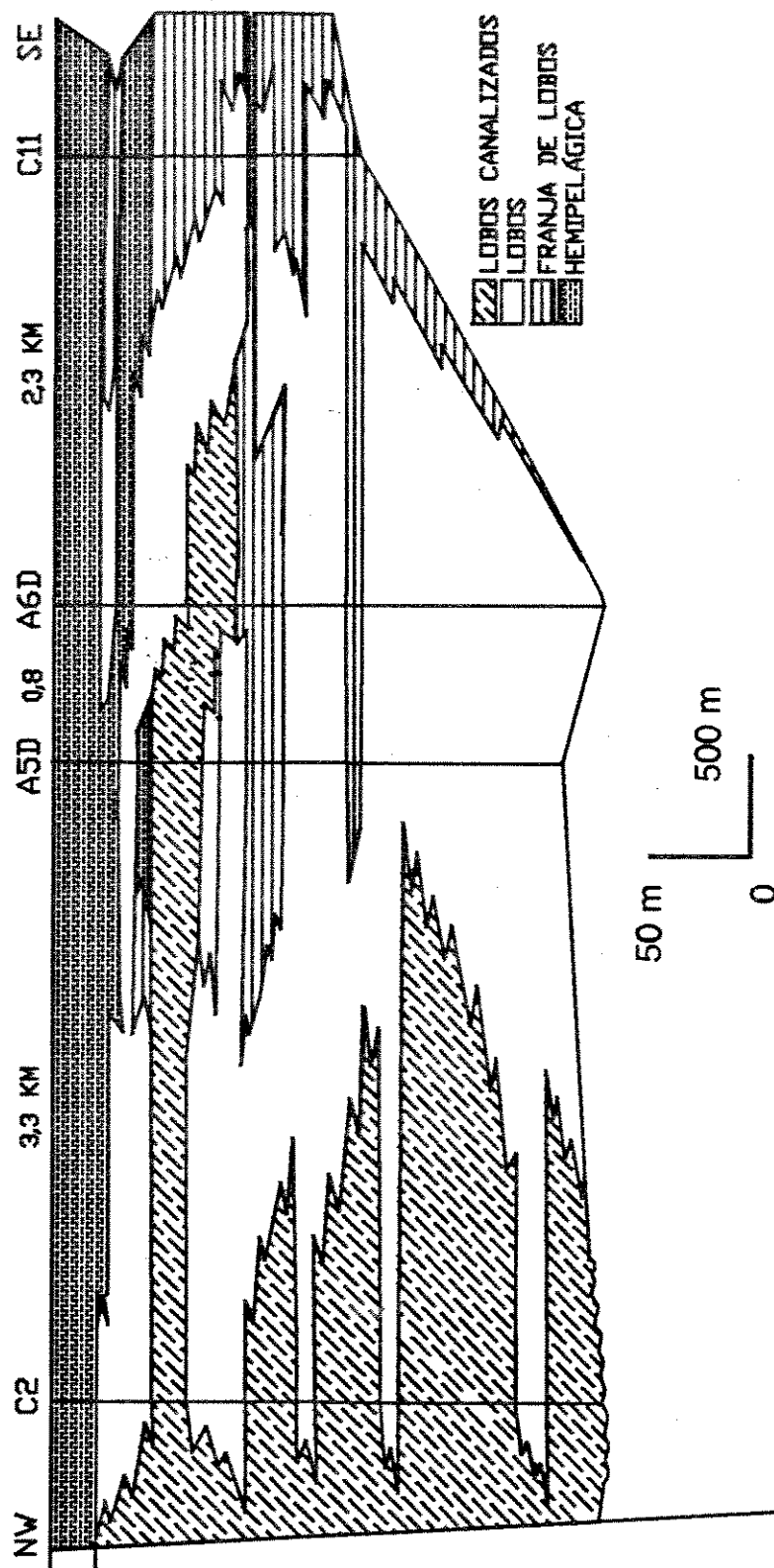


Figura 4.13 - Seção estratigráfica longitudinal

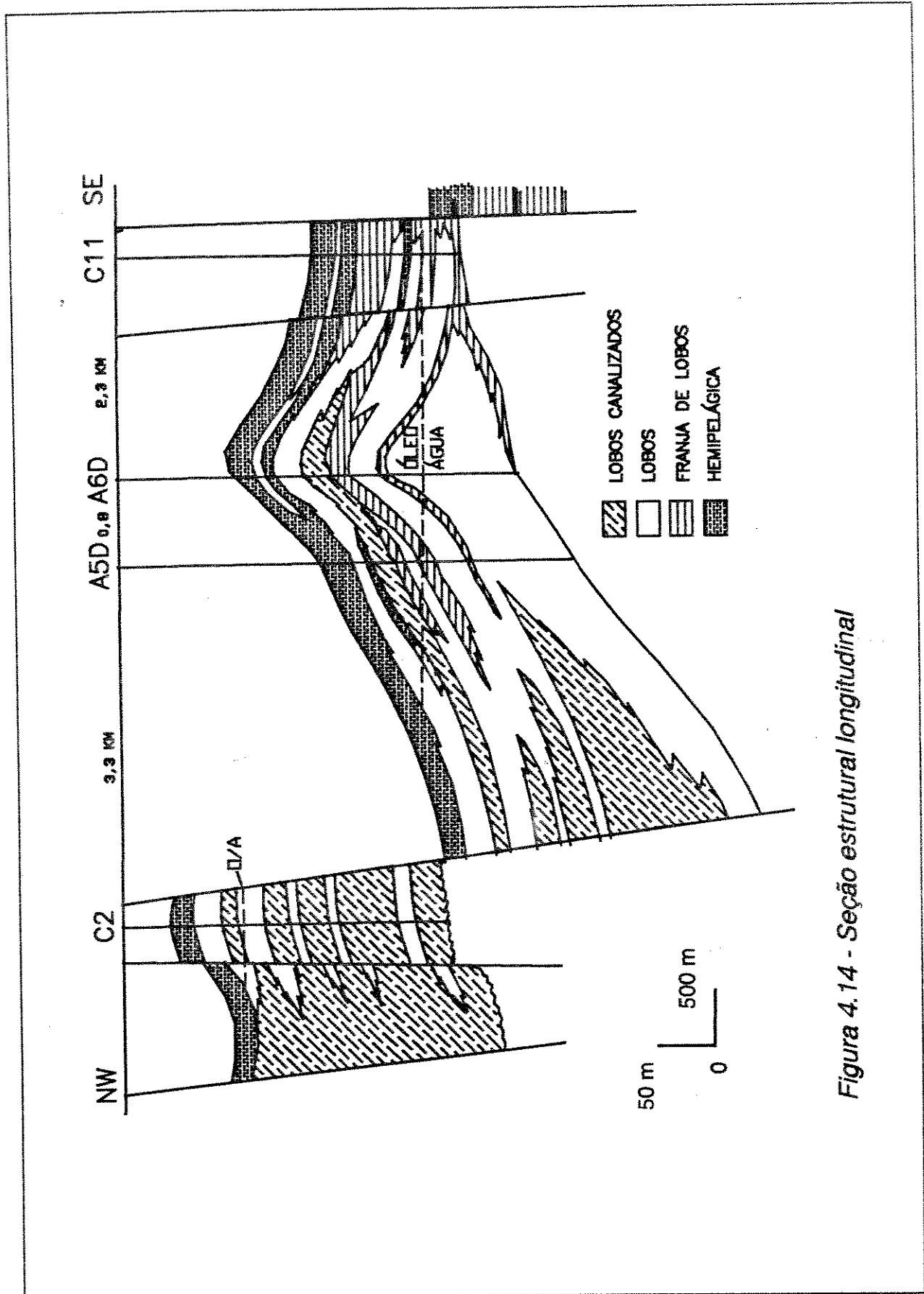


Figura 4.14 - Seção estrutural longitudinal

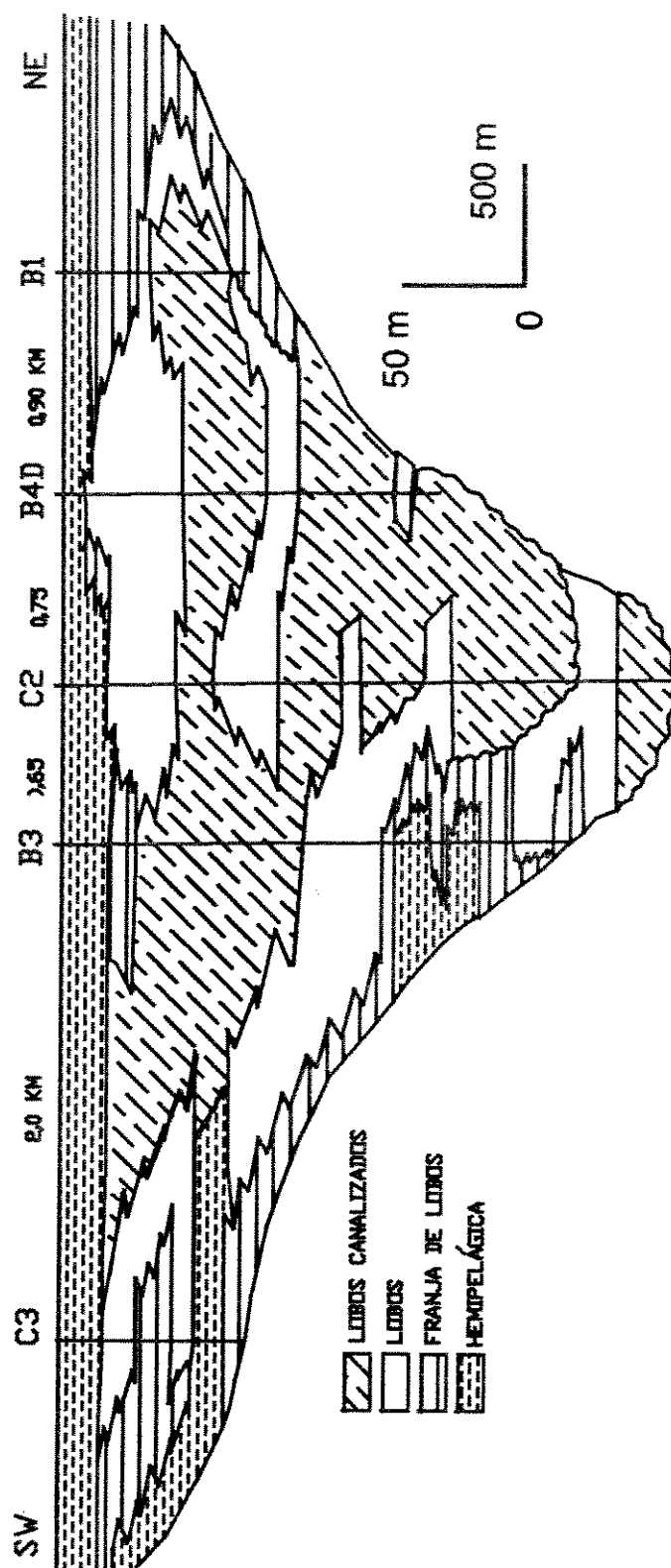


Figura 4.15 - Seção estratigráfica transversal proximal

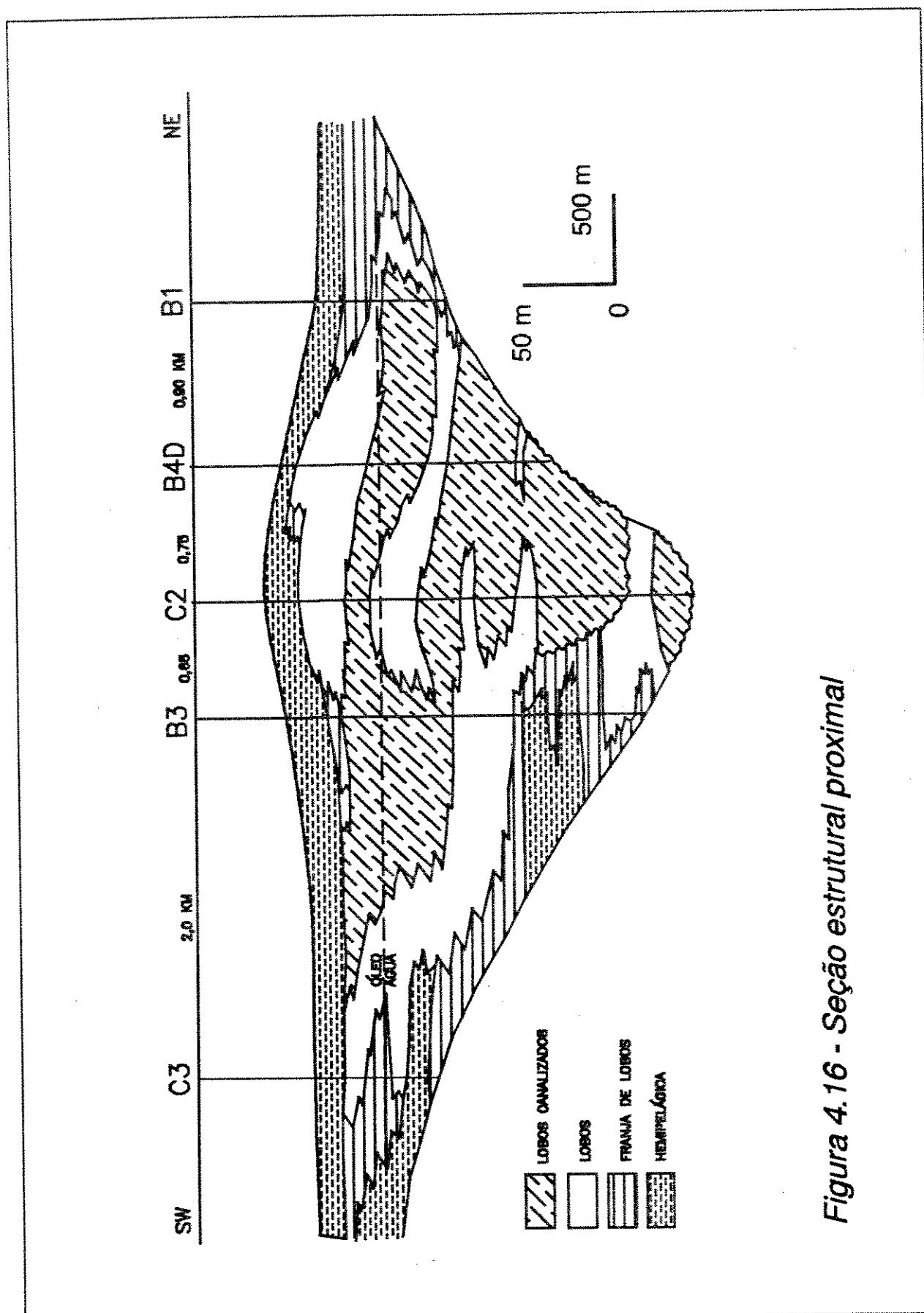


Figura 4.16 - Seção estrutural proximal

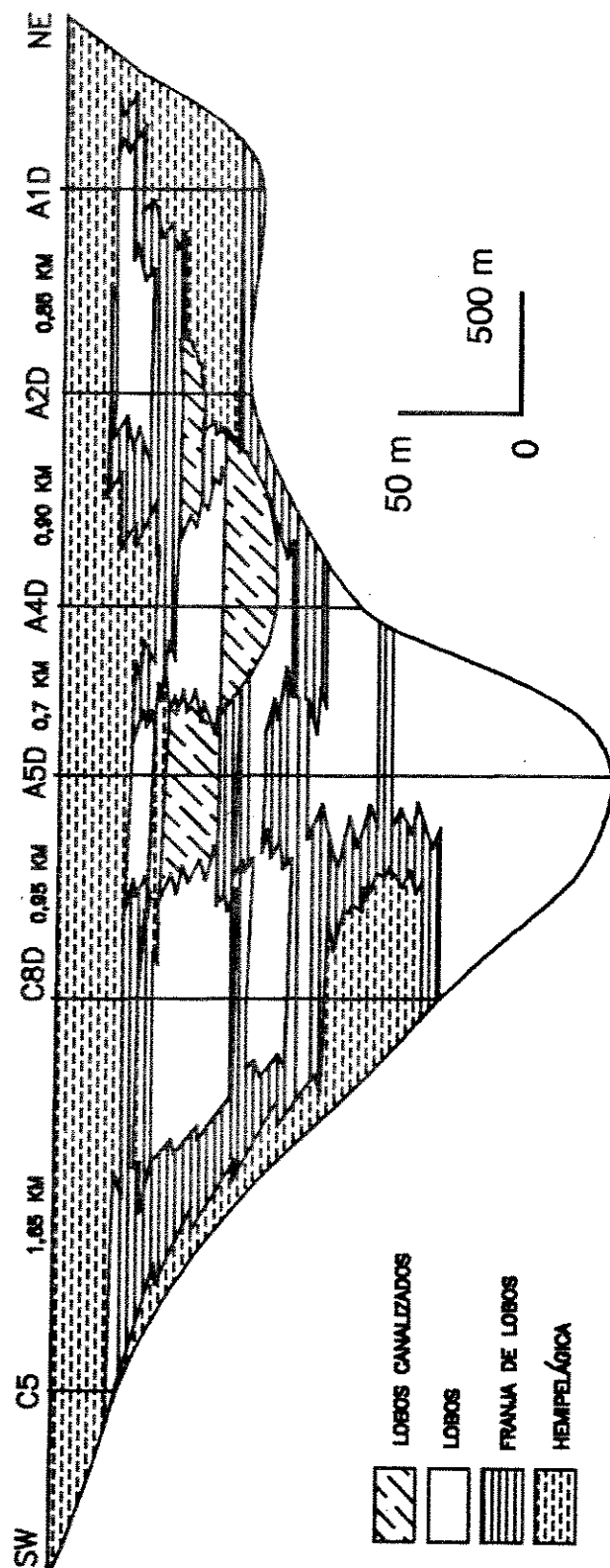


Figura 4.17 - Seção estratigráfica transversal intermediária

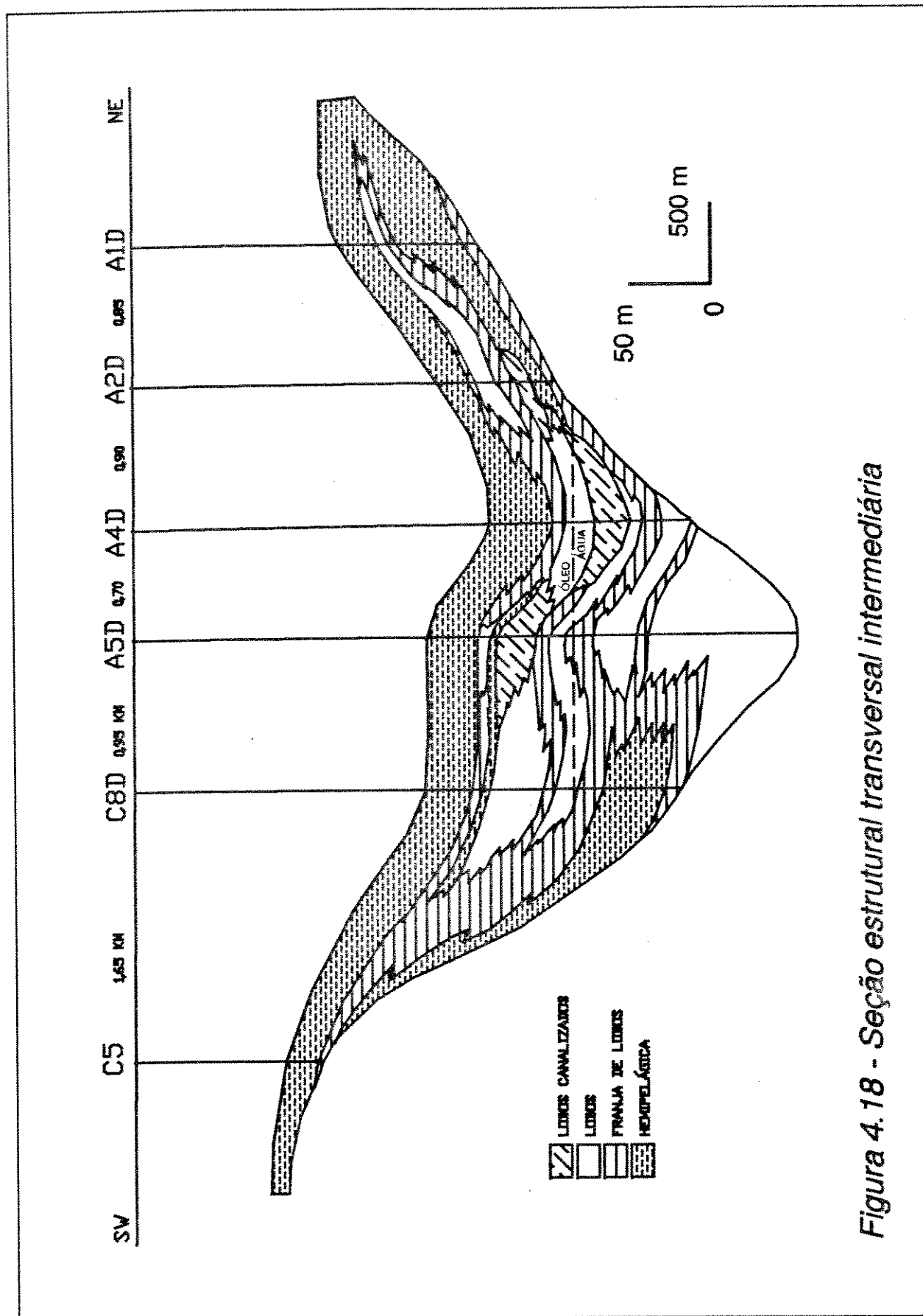


Figura 4.18 - Seção estrutural transversal intermediária

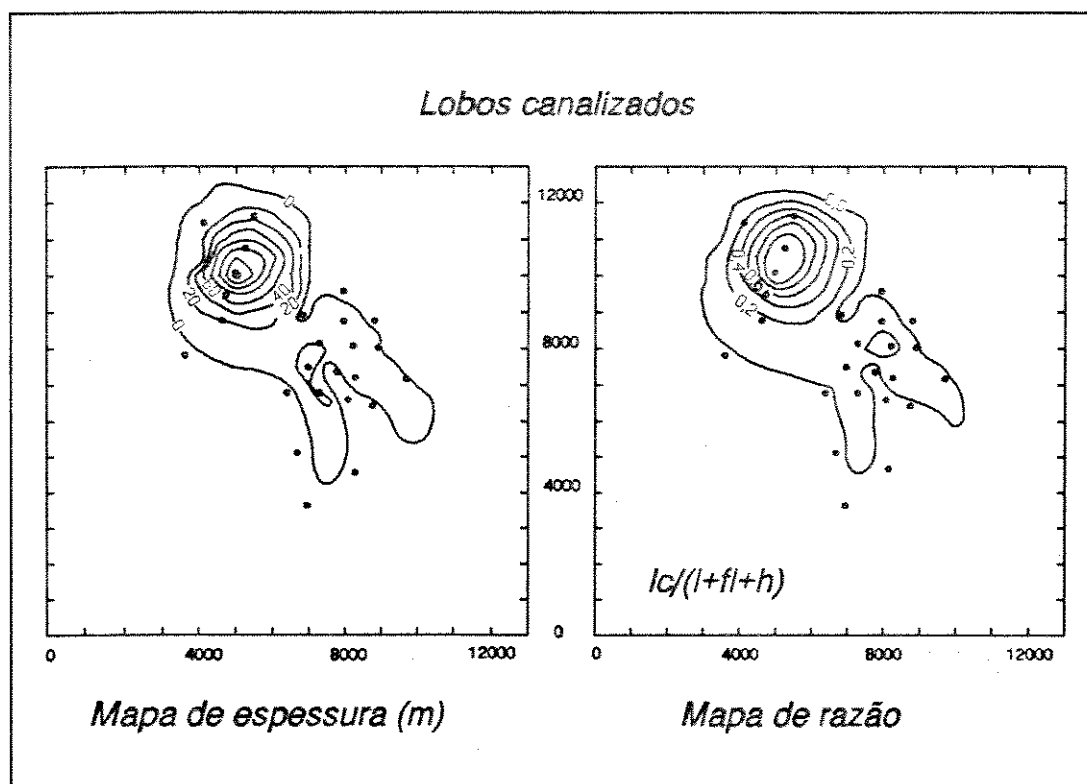


Figura 4.19 - Mapas de espessura e razão da fácies de lobos canalizados.

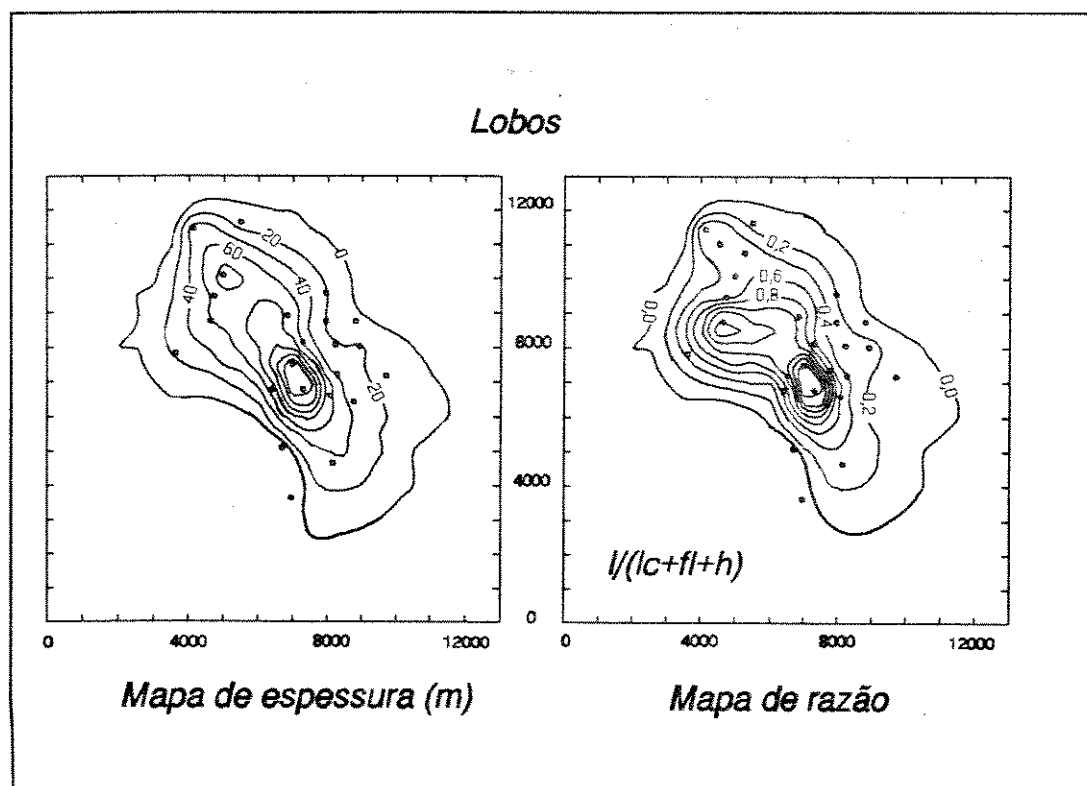


Figura 4.20 - Mapas de espessura e razão da fácies de lobos.

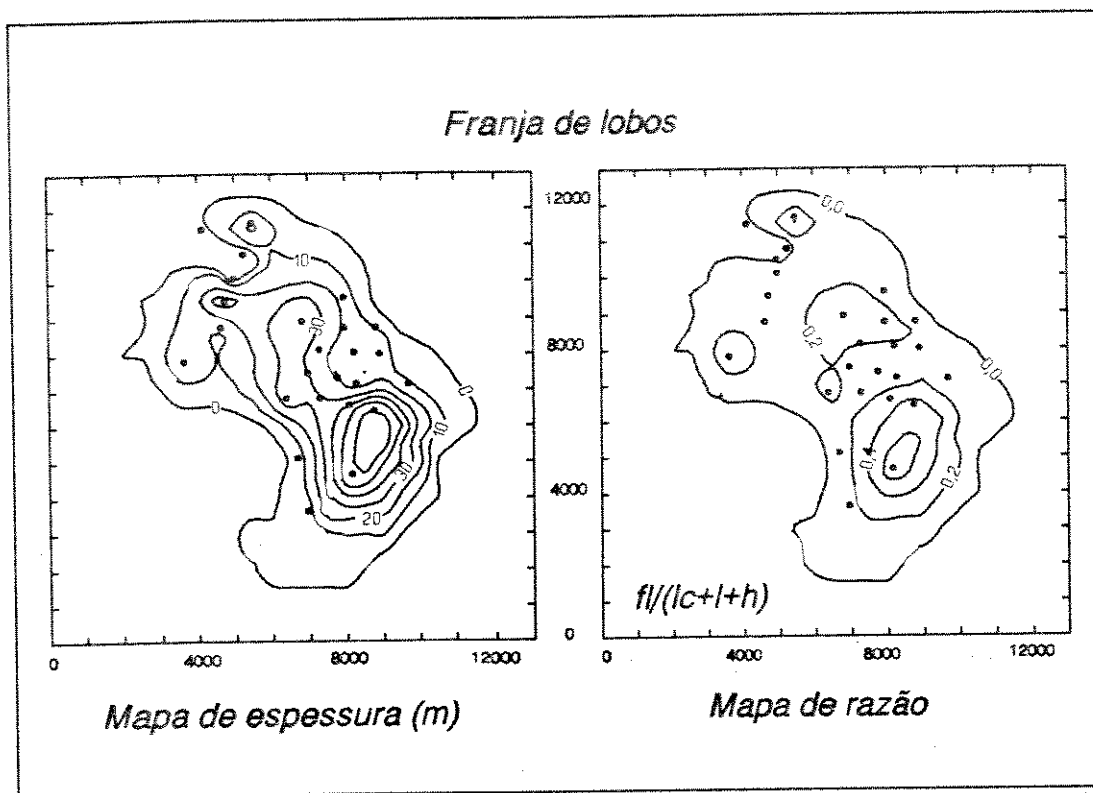


Figura 4.21 - Mapas de espessura e razão da fácies de franja de lobos.

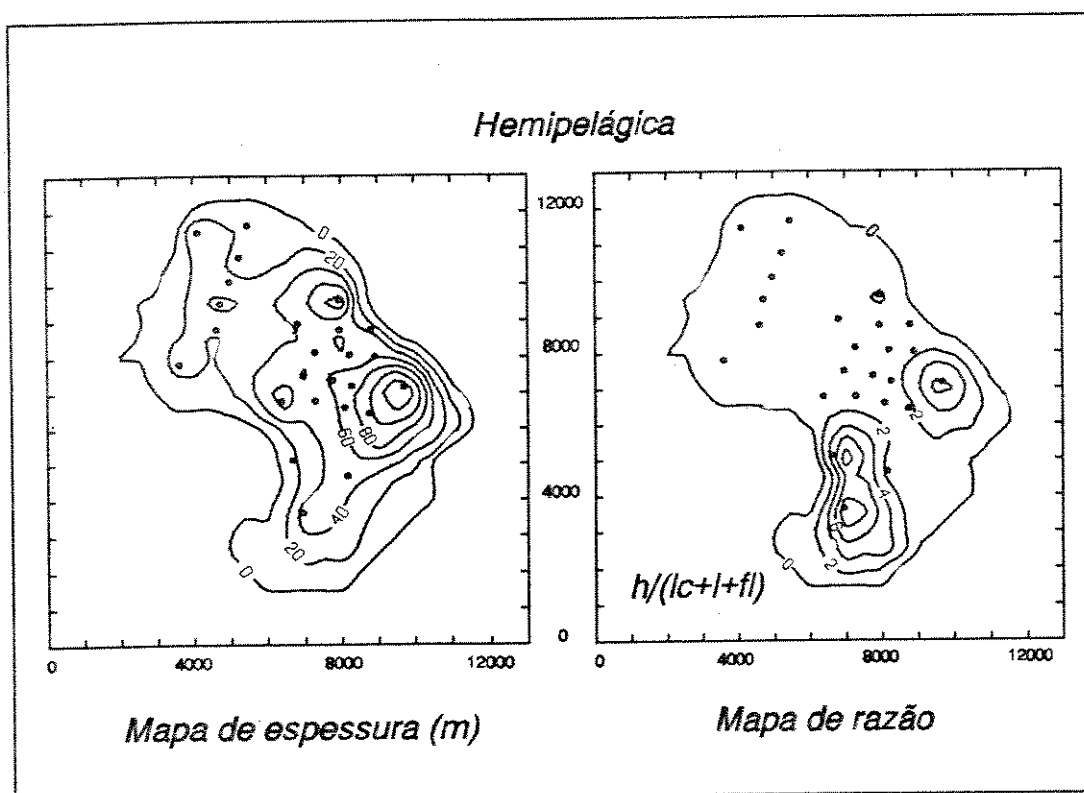


Figura 4.22 - Mapas de espessura e razão da fácies hemipelágica.

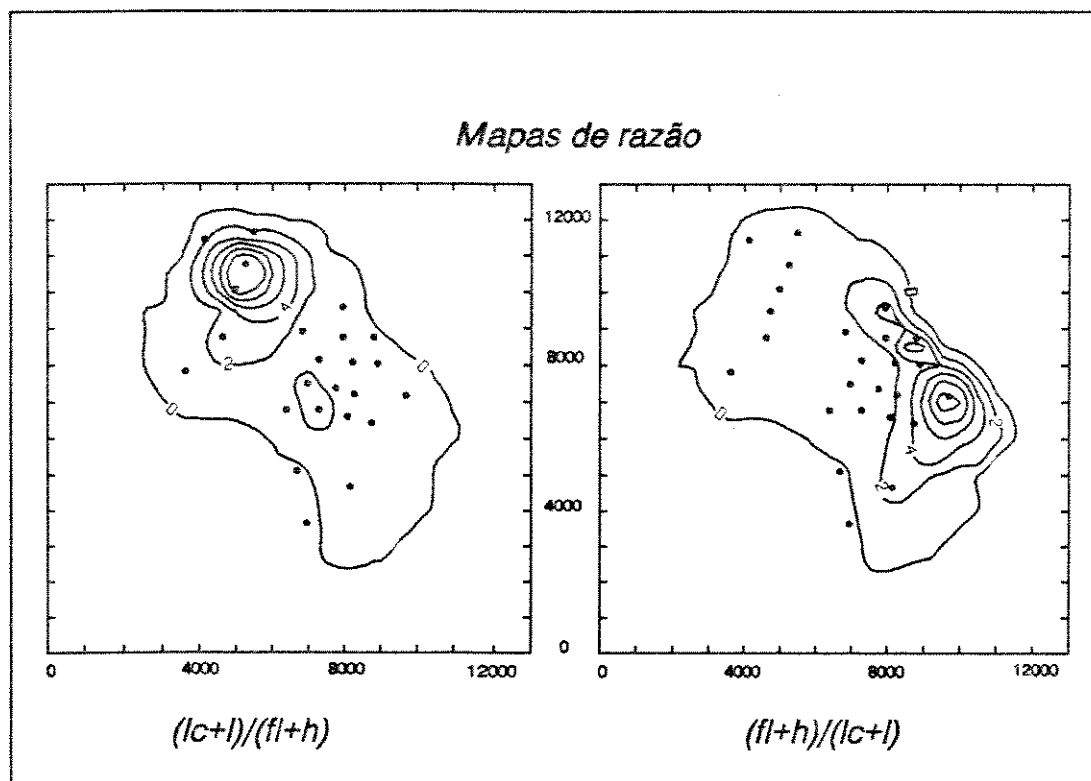


Figura 4.23 - Mapas de razão entre fácies proximais e distais.

4.5 MODELO DEPOSICIONAL

A caracterização do sistema deposicional em estudo como um sistema turbidítico confinado se deve a geometria deposicional externa. Esta geometria restrita em área foi causada pela evolução de falhamentos lístricos, relacionados a tectônica salífera, que formaram uma calha deposicional. Esta calha foi sendo gradativamente preenchida por depósitos de correntes de turbidez. As seções estratigráficas longitudinal (Figura 4.13) e transversais proximais e intermediária (Figuras 4.15 e 4.17) bem como os mapas de espessura de fácies (Figuras 4.19 a 4.22) ilustram bem este fato. O esboço paleogeográfico de Barros *et alii* (1982)¹⁰ situa em um contexto

¹⁰ Relatório interno da PETROBRÁS.

regional este sistema deposicional. A deposição ocorre pelo preenchimento de relevos penecontemporâneos situados numa porção intermediária entre os canais principais alimentadores e os depósitos de taludes (Figura 4.24).

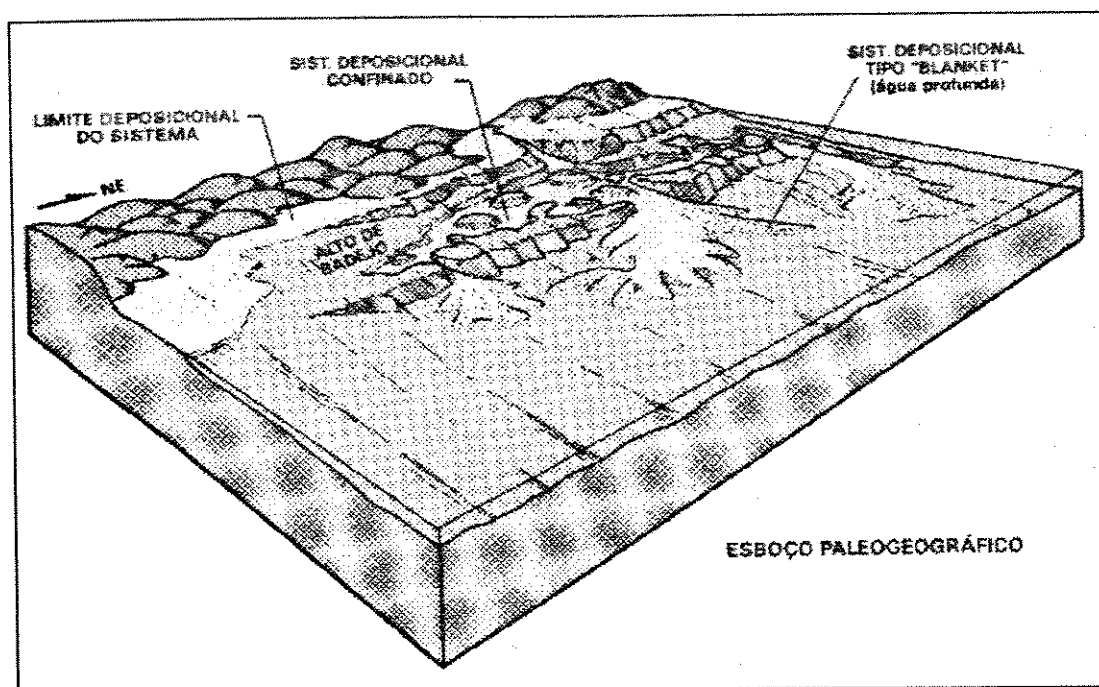


Figura 4.24 - Modelo deposicional de turbiditos de Barros et alii (1982)¹⁰.

Após a definição da Sequência de Bouma (Figura 4.2) os modelos de leques submarinos têm gradativamente aumentado em complexidade, melhorando a definição do posicionamento das fácies no interior dos leques. Os modelos clássicos mais conhecidos são os de Mutti & Lucchi (1974); Mutti (1977); Normark (1978); Walker (1978); Mutti (1985).

A importância dos modelos teóricos é fornecer subsídios para melhor entender o sistema em estudo e com isso prever o inter-relacionamento de fácies assim como a sua distribuição. Nos mapas das Figuras 4.19 a 4.23 e nas seções das Figuras 4.13 a 4.18 notamos que existe uma predominância das fácies de lobos canalizados a noroeste da deposição passando em direção sudeste para lobos, franja de lobos e hemipelágica. Este tipo de arquitetura deposicional (associação e distribuição de fácies) caracteriza um sistema deposicional turbidítico com boa correlação com os modelos teóricos de Mutti (1985) quanto à distribuição e inter-relação das fácies, como pode ser observado na Figura 4.25.

Os modelos de sistemas deposicionais turbidíticos de Mutti (1985) são classificados em três tipos principais. O tipo I onde predomina as fácies de lobos com alta continuidade e geometria tabular, chegando a atingir dimensões de 10 quilômetros, sendo portanto um modelo de alta eficiência. O tipo II é caracterizado por uma variação gradativa de fácies desde canais, lobos canalizados, lobos e franja de lobos. É um sistema de leques de eficiência pobre. A granulometria grosseira relacionada às fácies canalizadas e o decréscimo tendem para o desenvolvimento dos lobos. Este modelo é bem menos desenvolvido, tanto em área como em volume, em relação ao tipo I. O tipo III é caracterizado por pequenos canais preenchidos por arenitos no interior de seqüências predominantemente de lamias (Figura 4.24).

A associação e caracterização da distribuição espacial das fácies neste sistema deposicional pode ser correlacionada com o sistema de Mutti (1985), situando-se numa posição intermediária entre o modelo tipo I e II. Isto é, não tem a alta eficiência do modelo tipo I e não é tão restrito em área e de eficiência pobre como no tipo II, mas guarda internamente suas relações de fácies.

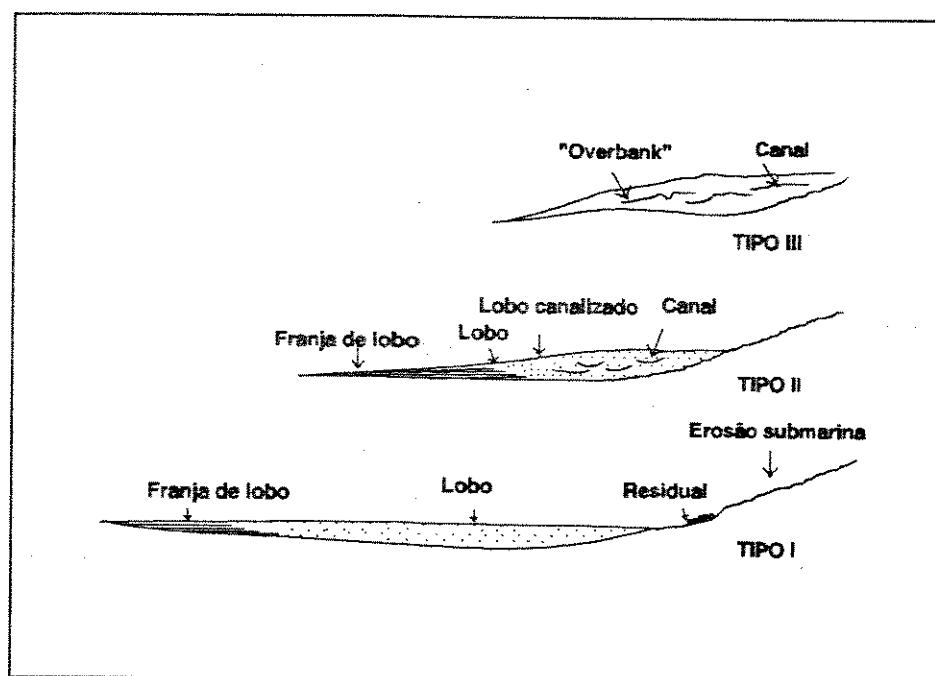


Figura 4.25 - Tipos de sistemas deposicionais de turbiditos de Mutti, 1985.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE VARIOGRÁFICA

A ferramenta básica da geoestatística é o variograma, o qual é uma medida da variabilidade espacial, sendo útil no estudo do grau de continuidade de uma fácies, reservatório ou mineralização. Quando a função depende somente do comprimento do vetor $\mathbf{h}$, o modelo é isotrópico e quando depende da direção, o modelo é anisotrópico. A distância medida pelo variograma relaciona o grau de dissimilaridade entre uma amostra e uma outra nas proximidades. Na prática o variograma tradicional é estimado pela seguinte equação:

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

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

Além do variograma tradicional existem outras maneiras de medida da variabilidade e ou continuidade entre dois atributos ou diferentes atributos. Podemos citar: variograma cruzado, covariância, correlograma, variograma relativo geral, variograma relativo pareado, variograma do logaritmo, rodograma e madograma, Deutsch & Journel (1992:39).

Uma variável regionalizada pode ser representada por três tipos de variogramas: um verdadeiro sempre desconhecido, outro experimental (observado) obtido a partir do conjunto de amostras e portanto o único conhecido, e um terceiro

teórico, onde se irá tirar as inferências sobre o variograma verdadeiro. Existe uma série de modelos teóricos conhecidos sendo os mais utilizados o esférico, exponencial, gaussiano e potencial (Tabela 5.1).

Tabela 5.1 - Modelos de variogramas teóricos.

MODELO	EQUAÇÃO	
Exponencial	$\gamma(h) = C[1 - \exp(- h /A)]$	
Esférico	$\gamma(h) = C(3h/2A - h^3/2A^3)$ $\gamma(h) = C$	se $h < A$ se $h \geq A$
Gaussiano	$\gamma(h) = C[1 - \exp(-h^2/A^2)]$	
Potencial	$\gamma(h) = C h ^\theta$	$0 < \theta < 2$
Cúbico	$\gamma(h) = C(7h^2/A^2 - 35h^3/4A^3 + 7h^5/2A^5 - 3h^7/4A^7)$ $\gamma(h) = C$	se $h < A$ se $h \geq A$
Efeito buraco	$\gamma(h) = C[1 - \exp(- h /A) \cos(2\pi h/\lambda)]$	
Magnético prismático	$\gamma(h) = C\{1 - 1/[1 + (h/A)^2]^{3/2}\}$	
Gravimétrico prismático	$\gamma(h) = C\{1 - 1/[1 + (h/A)^2]^{1/2}\}$	
Exponencial do exponencial	$\gamma(h) = C\{[\exp(\lambda \exp(-h/A)) - 1]/[\exp(\lambda) - 1]\}$	
Exponencial do esférico	$\gamma(h) = C\{[\exp(\lambda) * (1 - 3h/2A + h^3/2A^3)]/[\exp(\lambda) - 1]\}$	
Efeito buraco 2-D	$\gamma(h) = C[1 - \exp(- h /A) * J_0(h/A)]$	
	A = alcance C = covariância λ = período J_0 = função de Bessel de primeira classe	

A partir da análise geológica descrita no capítulo anterior podemos concluir que as direções de maior e menor variabilidade situam-se nas direções SW-NE e SE-NW. Com o objetivo de facilitar o manuseio da matriz de resultados da simulação os dados foram rotacionados de 45° no sentido anti-horário ficando, portanto, as direções de maior e menor variabilidade no sentido Norte-Sul e Leste-Oeste, respectivamente. Assim os variogramas das variáveis indicadoras e das componentes principais indicadoras foram calculados nos azimutes 0° (menor continuidade) e 90° (maior continuidade).

5.1 VARIOGRAFIA INTERNA DAS FÁCIES

Além da variabilidade regional as fácies apresentam uma variabilidade interna. Esta variabilidade pode fornecer informações qualitativas para o entendimento do comportamento no deslocamento de fluidos no seu interior, bem como sobre o comportamento dos parâmetros petrofísicos. Os estudos variográficos no interior das fácies podem ser úteis tanto na discriminação das fácies, devido apresentarem uma variabilidade própria, como na escolha dos parâmetros petrofísicos que melhor representam determinada fácies.

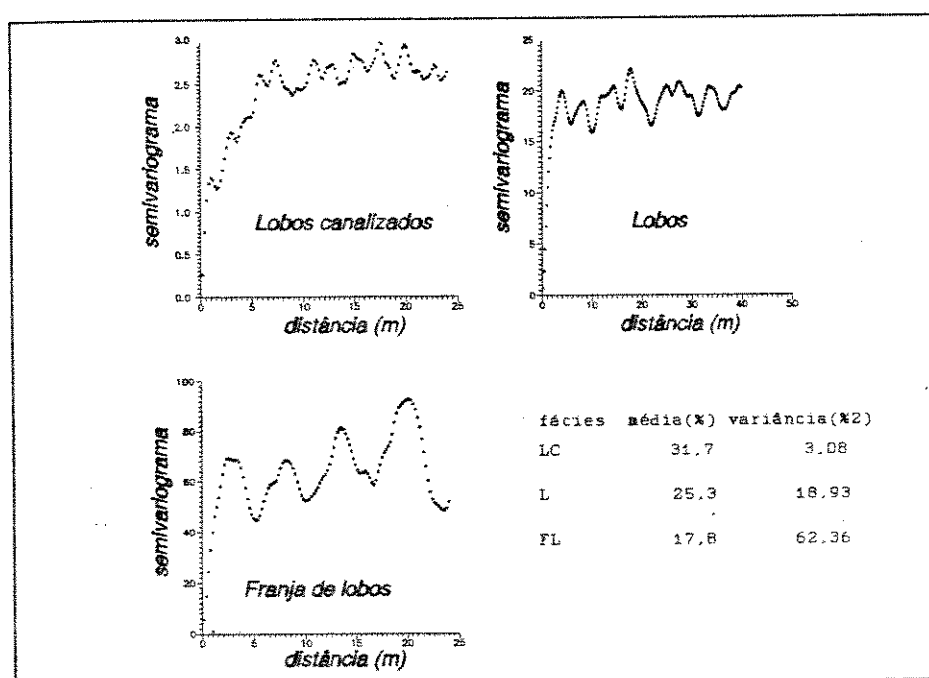


Figura 5.1 - Variograma interno vertical da variável porosidade nas diferentes fácies.

A Figura 5.1 mostra os semivariogramas verticais da variável porosidade efetiva obtidos dos perfis mais representativos para estas fácies (Figuras 4.9 a 4.11). Na fácies de lobos canalizados temos uma variância de 3,08%² para uma porosidade média de 31,7%, indicando grande homogeneidade nesta fácies. Este tipo de rocha normalmente tem boa correlação entre porosidade e permeabilidade, logo, a partir

dos dados acima, é razoável utilizarmos medidas de permeabilidade média como representante desta fácies, tanto vertical como horizontal.

O semivariograma da fácies de lobos mostra, em relação aos lobos canalizados uma maior variabilidade a qual está relacionada ao amalgamamento das Sequências de Bouma. A média da porosidade efetiva é de 25,3% com uma variância de 18,93%². Permeabilidades verticais devem sofrer restrições devido a variabilidade interna na vertical. Na fácies de franja de lobos o semivariograma da porosidade efetiva caracteriza a composição estratificada desta fácies com porosidades médias de 17,8% e variância de 62,36%². Devido a ocorrência de interestratificações de camadas permeáveis e impermeáveis o resultado final é a presença de barreiras verticais de permeabilidade nesta fácies.

5.2 VARIOGRAFIA DAS VARIÁVEIS INDICADORAS

O estudo geológico, capítulo 4, definiu quatro fácies como caracterizadoras do sistema deposicional: lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica. No estudo variográfico, a existência ou não de determinada fácies em um ponto x_i é relacionada ao formalismo indicador de 0 (zero) e 1 (um) configurando, respectivamente, a ausência ou a presença da fácies. A definição é excludente, isto é, significando que a existência de uma leva necessariamente a ausência das outras.

A variabilidade espacial necessária para construção da matriz de covariância na simulação das fácies será dada pelos variogramas das componentes principais indicadoras, discutidas no próximo item, e não pelos variogramas das variáveis indicadoras. No entanto o estudo da variabilidade espacial das variáveis indicadoras é necessário pelo menos por dois motivos: (1) reflete diretamente o comportamento espacial das fácies tanto na horizontal como na vertical e (2) os variogramas das variáveis indicadoras dos dados serão utilizados para confronto com os variogramas resultantes das variáveis indicadoras simuladas, principalmente o vertical.

5.2.1 Variogramas verticais das indicadoras

Na Figura 5.2 estão apresentados os variogramas verticais das variáveis categóricas (indicadoras) das fácies lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica. Estes variogramas são os resultados dos variogramas médios calculados ao longo dos poços com uma regularização de 5 metros. Foram também feitos variogramas médios ao longo dos poços com regularização de 1 metro com resultados bem semelhantes. A regularização em 5 metros é devida ao espaçamento vertical da malha de simulação.

A covariância e a covariância cruzada das fácies estão na Figura 5.3, indicando a magnitude de interdependência entre as fácies (covariância cruzada).

Os variogramas das variáveis indicadoras tanto na horizontal como na vertical mostram a variabilidade espacial das fácies na época da deposição, já que todo o estudo foi efetuado em coordenadas estratigráficas. A análise estratigráfica, fato essencial na caracterização da distribuição das heterogeneidades deposicionais, foi extremamente facilitada pela existência de um marco de tempo posicionado praticamente no topo do reservatório (Figura 4.1). A ocorrência das áreas proximais e distais com proporções de distribuições de fácies próprias fazem com que nestes casos o variograma médio vertical não seja representativo localmente (ausência de estacionaridade). Portanto algoritmos de modelagens estocásticas que utilizam-se de variogramas locais (buscando distribuições mais estacionárias), devem ser incentivados.

Os alcances das fácies são praticamente os mesmos (mais ou menos 20 metros) com exceção da fácies hemipelágica com alcance maior (mais ou menos 40 metros), provavelmente relacionado à concentração desta no topo da sequência (Figura 6.2).

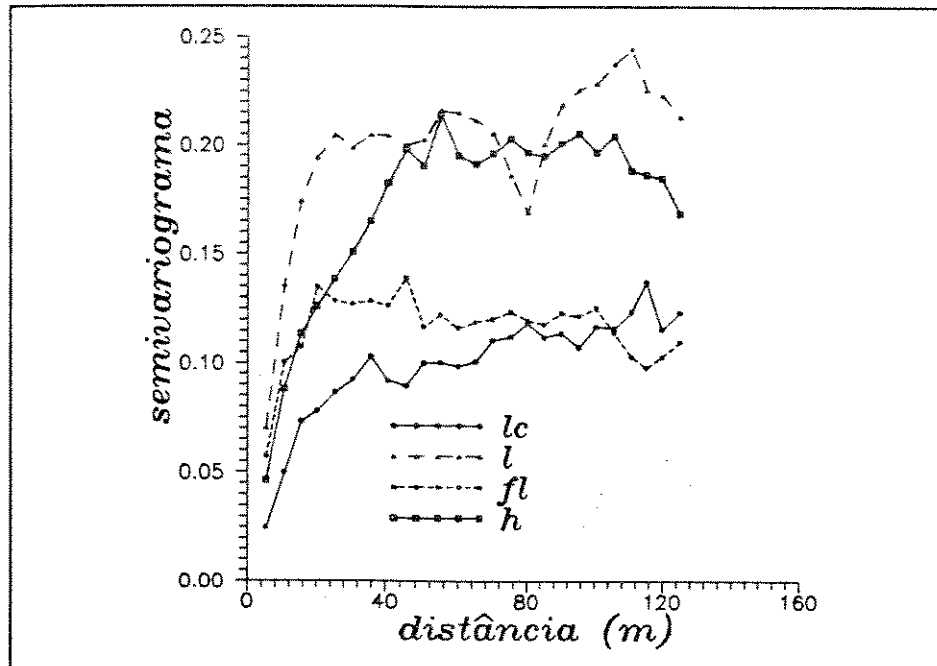


Figura 5.2 - Variogramas verticais das variáveis indicadoras.

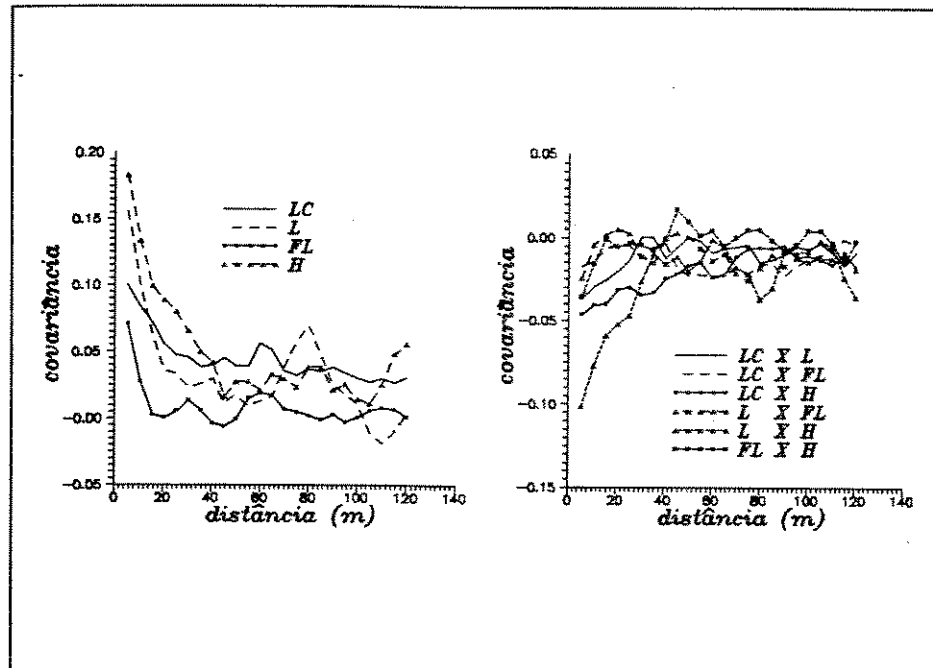


Figura 5.3 - Covariâncias diretas e covariâncias cruzadas verticais das variáveis indicadoras.

5.2.2 Variogramas horizontais das indicadoras

O modelo deposicional de turbiditos confinados, resultante da análise geológica e observado nas Figuras 4.19 a 4.25, permitiu reconhecer-se a existência de direções de maior e menor continuidade. Este fato está refletido praticamente em todos os variogramas horizontais das fácies (Figura 5.4). Uma característica observada nos variogramas da direção de menor continuidade (azimute 0°) é que uma amostra à distância em torno de 800 metros tem maior probabilidade de não se repetir em relação a outra à distância em torno de 1600 metros e, outra à distância em torno de 2400 metros tem maior probabilidade de não se repetir em relação àquela de 1600 metros. Este fenômeno é conhecido como efeito buraco. Fato que, apesar dos poucos dados, parece estar caracterizado nos variogramas das fácies de lobos canalizados, lobos e franja de lobos. A Figura 5.5 é uma explicação para este fenômeno: na direção de maior continuidade existe chance maior de repetição das fácies para menores distâncias, e a probabilidade de não ocorrência dada pelo semivariograma vai sendo incrementada com o aumento do passo (direção dos pontos A, D, E e F); na direção de menor continuidade, inerente a este modelo deposicional de turbiditos confinados, a probabilidade de não ocorrência é maior a pequenas distâncias e um pouco menor à distâncias um pouco maiores (direção dos pontos A, B e C)¹. A Tabela 5.2 mostra os pares de pontos obtidos para cada ponto no cálculo dos variogramas horizontais.

Tabela 5.2 - Número de pares de pontos obtidos no cálculo dos variogramas horizontais.

Ponto	1	2	3	4	5	6
Pares (Az. 0°)	836	917	553	403	60	-
Pares (Az. 90°)	426	875	712	1678	1118	823

A fácies de lobos canalizados na direção de maior continuidade (azimute 90°) mostra um aumento rápido da medida do semivariograma a partir do passo 4, em

¹ Como as fácies são codificadas com o formalismo indicador de 0 e 1, os semivariogramas de cada fácies representam a probabilidade de não ocorrência com a distância.

torno de 3200 metros. Isto está provavelmente relacionado à ocorrência desta fácies concentrada na região proximal ao sistema deposicional (Figura 4.19). Deste modo com o aumento do passo diminuiu a probabilidade de repetição da fácies com conseqüente aumento do valor medido pelo semivariograma. Na outra direção, observa-se um valor do semivariograma maior para o passo em torno de 800 metros e menor para o passo de 1600 metros, característica intrínseca ao modelo deposicional discutida no parágrafo anterior.

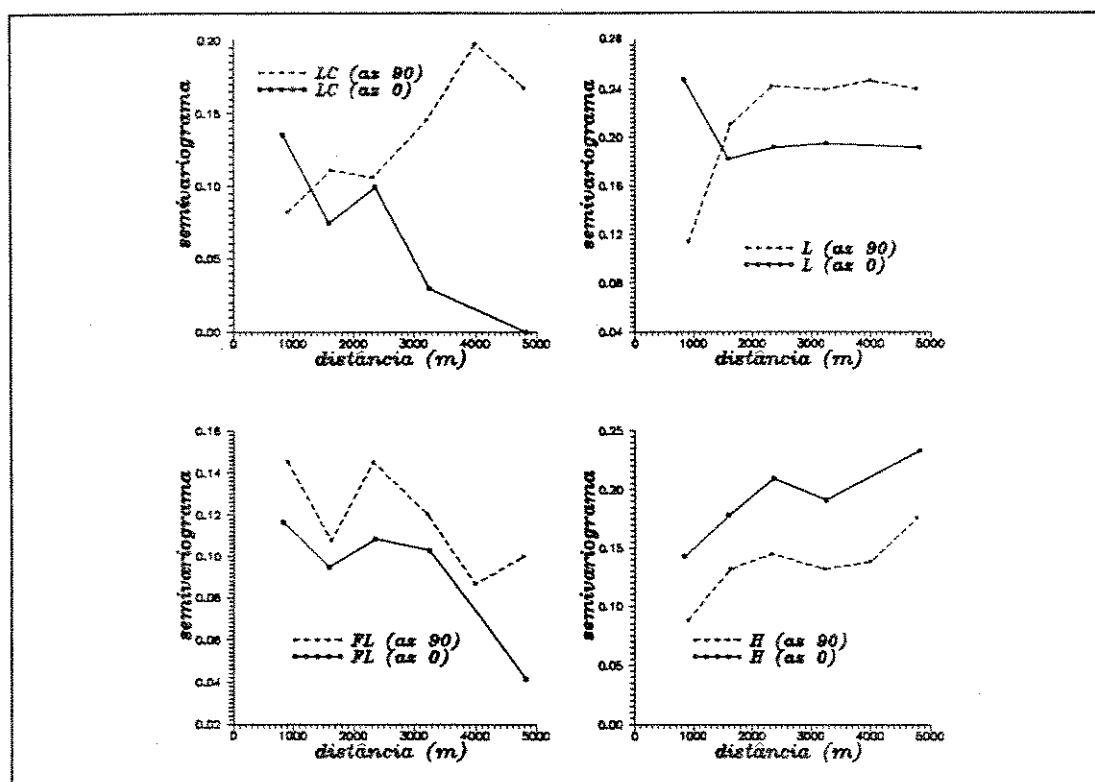


Figura 5.4 - Variogramas horizontais das variáveis indicadoras.

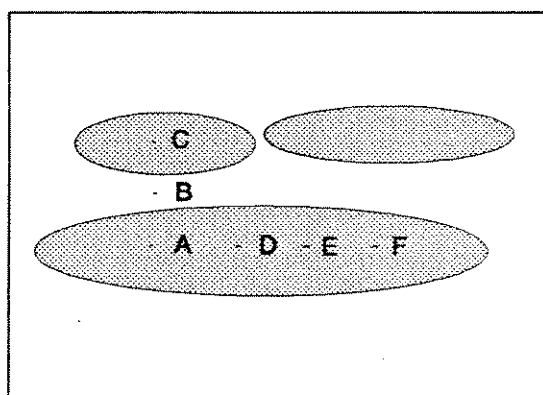


Figura 5.5 - Direções de continuidade.

A fácies de lobos apresenta as mesmas propriedades variográficas da fácies anterior, diferenciando-se pela maior ocorrência e portanto, maior continuidade na direção da deposição (Figura 4.20). Fato corroborado pelo semivariograma na direção de azimute 90°.

O mesmo padrão variográfico é exibido pela fácies de franja de lobos em ambas direções, de maior e menor continuidade. Este padrão relaciona-se a sua ocorrência deposicional nas partes distais dos lobos turbidíticos e em áreas localizadas, conseqüentemente mostrando variogramas com efeito buraco.

O fato do semivariograma da fácies hemipelágica apresentar um comportamento crescente de não ocorrência em ambas as direções está ligado, principalmente, a esta ser mais contínua e restrita ao topo do reservatório e com distribuição mais homogênea em todo o sistema deposicional. Esta fácies representa o selante do reservatório e onde se localiza o marco estratigráfico.

5.3 VARIOGRAFIA DAS COMPONENTES PRINCIPAIS INDICADORAS

A composição da matriz de variabilidade espacial para a modelagem estocástica é obtida dos resultados dos variogramas das componentes principais indicadoras. Este método foi proposto por Suro-Pérez & Journel (1990) e Suro-Pérez & Journel (1991) para utilização em simulação estocástica para captar a variabilidade espacial (covariância e covariância cruzada), sem a utilização da cokrigagem. A nova variável, componentes principais indicadoras, é uma combinação linear das variáveis indicadoras originais com a propriedade que a sua covariância cruzada para $h=0$ é exatamente zero.

5.3.1 Cálculo das componentes principais indicadoras

Após a definição das fácies e sua transformação em vetores indicadores, 0 e 1, pode ser calculada a sua correspondente matriz de covariância $\Sigma(\mathbf{h}_i)$ para uma distância vetorial específica $\mathbf{h}_i$:

$$C(\mathbf{h}) = \frac{1}{N(\mathbf{h})} \sum_{(i,j) | \mathbf{h}_{i,j} = \mathbf{h}} v_i \cdot v_j - m_{-\mathbf{h}} \cdot m_{+\mathbf{h}} \quad (5.2)$$

$$\Sigma(\mathbf{h}_i) = \begin{vmatrix} C(\mathbf{h}_i) ; v_1, v_1 & \dots & C(\mathbf{h}_i) ; v_1, v_n \\ \dots & \dots & \dots \\ C(\mathbf{h}_i) ; v_n, v_1 & \dots & C(\mathbf{h}_i) ; v_n, v_n \end{vmatrix} \quad (5.3)$$

onde: $C(\mathbf{h})$ é a covariância entre os dados para uma distância $\mathbf{h}$, v são os dados, $N(\mathbf{h})$ é o número de pares separados por um vetor $\mathbf{h}_i$, $m_{-\mathbf{h}}$ e $m_{+\mathbf{h}}$ são as médias dos dados separados de uma distância $\mathbf{h}$.

No caso de variáveis categóricas (fácies) são utilizadas as proporções (em vez da média) de cada fácies nas seguintes relações:

$$C_I(0; l_k, l_{k'}) = -p_k \cdot p_{k'} \quad (5.4)$$

$$C_I(0; l_k, l_k) = p_k (1 - p_k) \quad (5.5)$$

onde l_k é a K fácies presente no reservatório e p_k é a respectiva proporção.

O cálculo da matriz de covariância das fácies lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica foi obtido através das proporções encontradas no sistema deposicional, resultante da interpretação dos poços. A proporção encontrada para cada fácies foi:

$$\begin{vmatrix} LC & L & FL & H \\ 0,1443 & 0,3395 & 0,1524 & 0,3636 \end{vmatrix} \quad (5.6)$$

o que resultou na seguinte matriz de covariância para $h=0$:

$$\begin{vmatrix} \text{fácies/fácies} & LC & L & FL & H \\ LC & 0,1235 & -0,0490 & -0,0220 & -0,0525 \\ L & -0,0490 & 0,2242 & -0,0517 & -0,1234 \\ FL & -0,0220 & -0,0517 & 0,1291 & -0,0554 \\ H & -0,0525 & -0,1234 & -0,0554 & 0,2314 \end{vmatrix} \quad (5.7)$$

Ou seja, na diagonal tem-se a variância, nos outros termos tem-se a covariância. Os termos negativos (covariância) são devidos às fácies serem variáveis indicadoras e excludentes, isto é, a existência de uma leva necessariamente a não ocorrência das outras. Portanto o primeiro termo da Equação 5.2 é 0, restando somente o segundo termo conforme apresentado para fácies na Equação 5.4.

O próximo passo é obter as componentes principais, autovetores e autovalores da matriz de covariância, que podem ser calculados pela decomposição espectral da matriz de covariância (anexo 1 - método do determinante), definida como:

$$\sum (h_i) = A\Lambda A^T \quad (5.8)$$

onde A é a matriz ortogonal e Λ é a matriz diagonal. O resultado é a matriz de autovetores,

$$\begin{vmatrix} \text{fácies/cp} & CP1 & CP2 & CP3 & CP4 \\ LC & -0,01682 & -0,45223 & -0,73838 & -0,50000 \\ L & -0,68902 & 0,52356 & 0,03361 & -0,50000 \\ FL & -0,01847 & -0,54499 & 0,67279 & -0,50000 \\ H & 0,72431 & 0,47366 & 0,03198 & -0,50000 \end{vmatrix} \quad (5.9)$$

e de autovalores,

$$\begin{vmatrix} CP1 & CP2 & CP3 & CP4 \\ 0,3514 & 0,2087 & 0,1481 & 0,0000 \end{vmatrix} \quad (5.10)$$

A partir dos dados acima, para um $\mathbf{h}$ específico (neste caso $\mathbf{h}=0$), o vetor das **componentes principais indicadoras (IPC)** é obtido por uma multiplicação simples de matrizes:

$$Y(\mathbf{x}) = [Y_1(\mathbf{x}) \dots Y_k(\mathbf{x})] = A^T I(\mathbf{x}; l) \quad (5.11)$$

onde A^T é a matriz dos autovetores transposta e $I(\mathbf{x}; l)$ é o vetor das **variáveis indicadoras**.

A Figura 5.6 mostra um exemplo hipotético de cálculo para obtenção das componentes principais indicadoras através da matriz ortogonal transposta e o vetor indicador. Note que a quarta componente principal indicadora resultante é constante e portanto não apresenta variograma. As componentes principais indicadoras 1, 2 e 3 serão as responsáveis pela caracterização da variabilidade espacial, não apresentando covariância cruzada para $\mathbf{h}=0$ (neste caso). Na Figura 5.7 são apresentadas os gráficos de covariâncias verticais das componentes principais indicadoras resultantes da média dos poços. A covariância cruzada é nula para $\mathbf{h}=0$ e para $\mathbf{h} \neq 0$ os valores são praticamente negligenciáveis dentro dos níveis de correlação, mas mesmo assim é introduzido um pequeno erro na matriz de covariância já que as variáveis não são completamente independentes.

A componente principal 1 é responsável por aproximadamente 50% da variabilidade espacial, como pode ser observado pelos autovalores, e as componentes principais 2 e 3 por 30% e 20%, respectivamente (Equação 5.2 e Anexo 2).

A Figura 5.8 é um gráfico de barras onde estão plotadas as fácies em relação às componentes principais, refletindo a importância relativa destas dentro de cada componente principal (Equação 5.9 e Anexo 2). Na componente principal 1 as fácies de importância relativa maior são a de lobos e hemipelágica. Estas detêm a maior proporção no sistema deposicional totalizando aproximadamente 70% (Equação 5.6 - soma de L + H). As fácies lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica têm praticamente a mesma importância relativa na componente principal 2. Na

componente principal 3 destacam-se as fácies de lobos canalizados e franja de lobos, e na quarta componente principal os valores são constantes.

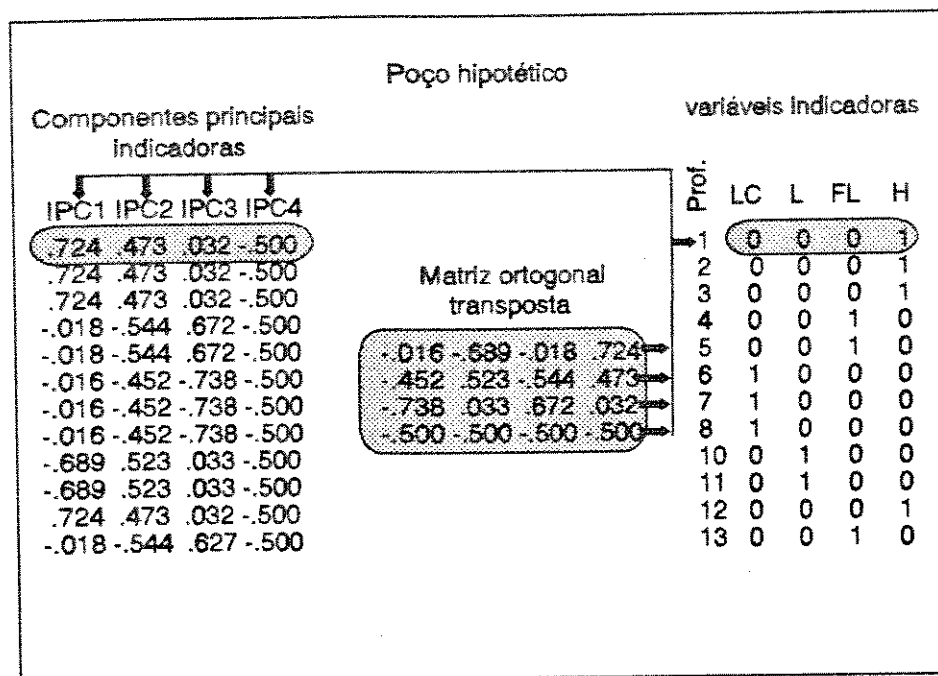


Figura 5.6 - Exemplo do cálculo das componentes principais indicadoras.

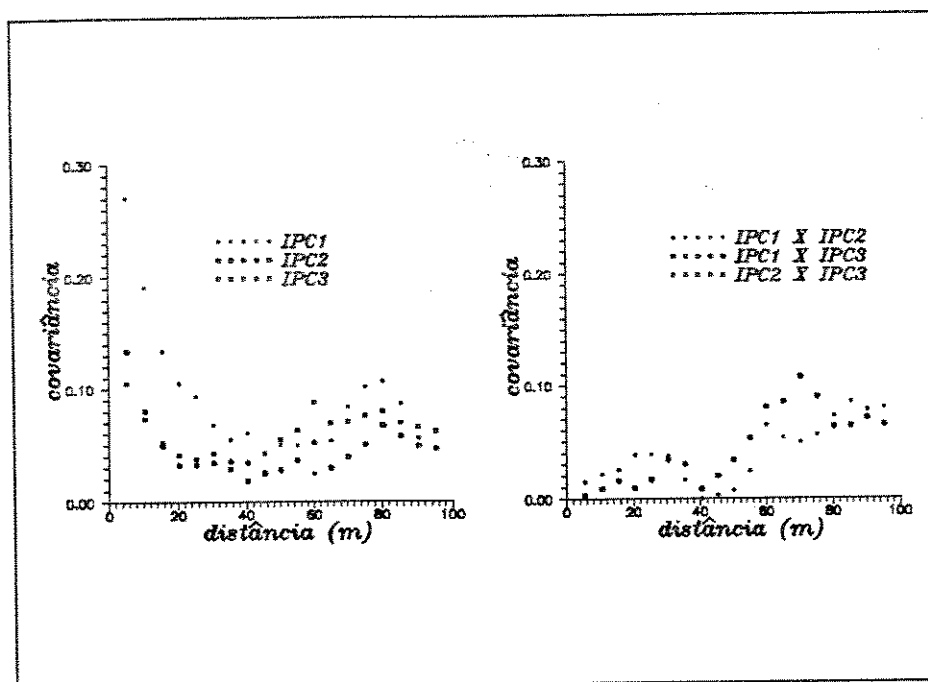


Figura 5.7 - Covariâncias e covariâncias cruzadas verticais entre as componentes principais indicadoras.

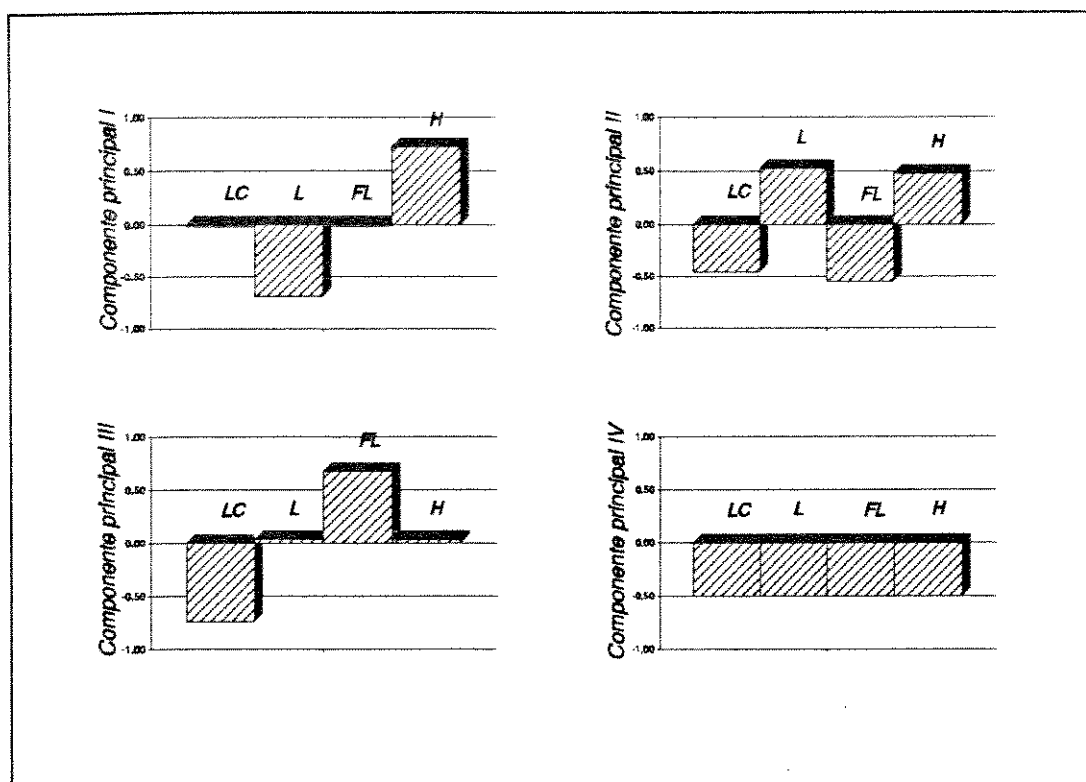


Figura 5.8 - Diagramas de barras das componentes principais versus fâcies (LC=lobos canalizados, L= lobos, FL= franja de lobos e H= hemipelágicas).

O diagrama triangular da Figura 5.9 é uma tentativa de relacionar as fâcies às três componentes principais indicadoras. As interpretações feitas nas componentes principais podem agora ser melhor evidenciadas, sendo que a componente principal indicadora 1 tem as fâcies lobos e hemipelágicas como de maior importância relativa isto é, são as responsáveis praticamente por toda a variabilidade existente nesta componente. Já a componente principal indicadora 3 tem as fâcies de lobos canalizados e franja de lobos como de maior peso na variabilidade. Na componente principal indicadora 2 todas as quatro fâcies têm praticamente o mesmo peso na variabilidade.

A partir destes resultados podemos interpretar o conteúdo relativo de cada variograma das componentes principais indicadoras, os quais deverão estar refletindo o comportamento das variáveis de maior importância relativa.

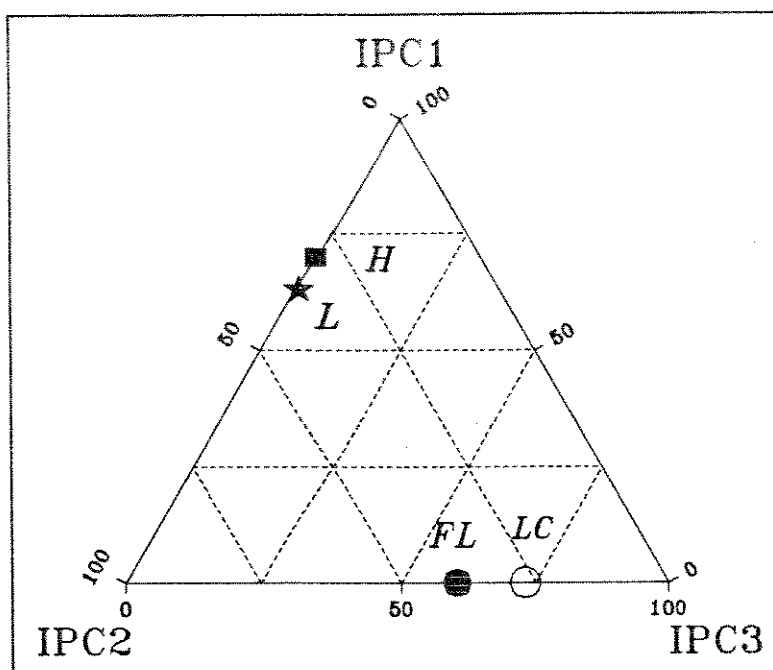


Figura 5.9 - Diagrama triangular da importância relativa das fácies nas componentes principais indicadoras.

5.3.2 Variogramas das componentes principais indicadoras

Os modelos ajustados nas componentes principais indicadoras serão os responsáveis pelas informações da variabilidade espacial das fácies. A simulação é feita nas componentes principais indicadoras sendo posteriormente executada a inversão para as fácies, pelo processo inverso descrito no item 5.3.1.

As Figuras 5.10 a 5.15 mostram os modelos teóricos ajustados aos variogramas experimentais das componentes principais indicadoras. O ajuste pode ser obtido com três modelos teóricos: esférico, exponencial e cúbico. Estes modelos são utilizados em três simulações estocásticas independentes e os resultados obtidos comparados com o modelo geológico interpretado, na tentativa de buscar subsídios que demonstrem qual modelo simulado é mais adequado. As Figuras 5.11, 5.13 e 5.14 representam as superfícies dos modelos variográficos ajustados aos variogramas experimentais de cada componente principal indicadora mostrando a variabilidade resultante de cada ajuste. A altura de cada bloco e os comprimentos nas direções *x* e *y* são sempre

relacionados ao bloco da **IPC1** onde a variabilidade relativa é dada pela altura. Estes tipos de modelos fornecem uma idéia do comportamento espacial dos variogramas de cada **IPC**, permitindo a visualização em 3-D desta variabilidade. A depressão ao centro de cada superfície dos blocos representa o variograma à distância zero.

Os variogramas experimentais das componentes principais indicadoras estão refletindo o mesmo modelo de variabilidade encontrada nas fácies (variáveis indicadoras). A **IPC1** mostra um modelo de variabilidade semelhante àquele encontrado nas fácies de lobos e hemipelágica, as quais tem importância relativa maior em relação as outras fácies neste componente (Figura 5.9). A **IPC2** é um somatório do comportamento geral das fácies, com efeito buraco no azimuth 0° e maior continuidade no azimuth 90° e estacionaridade. A **IPC3** tende a refletir o comportamento das fácies lobos canalizados e franja de lobos.

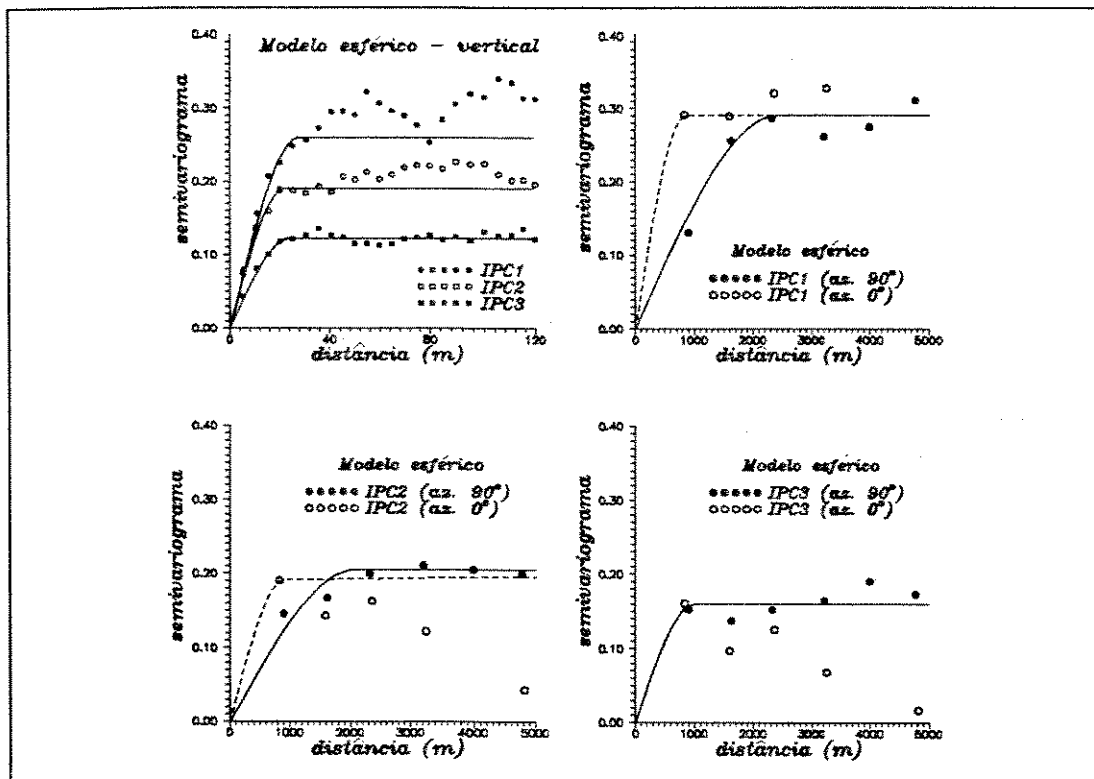


Figura 5.10 - Ajuste do modelo esférico nos variogramas experimentais.

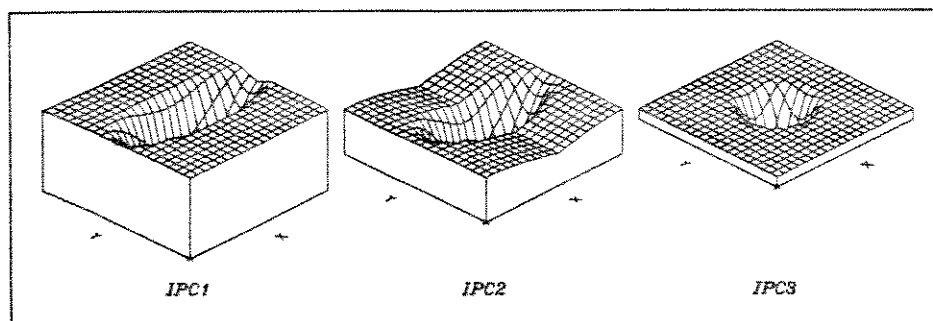


Figura 5.11 - Modelo esquemático do variograma esférico ajustado.

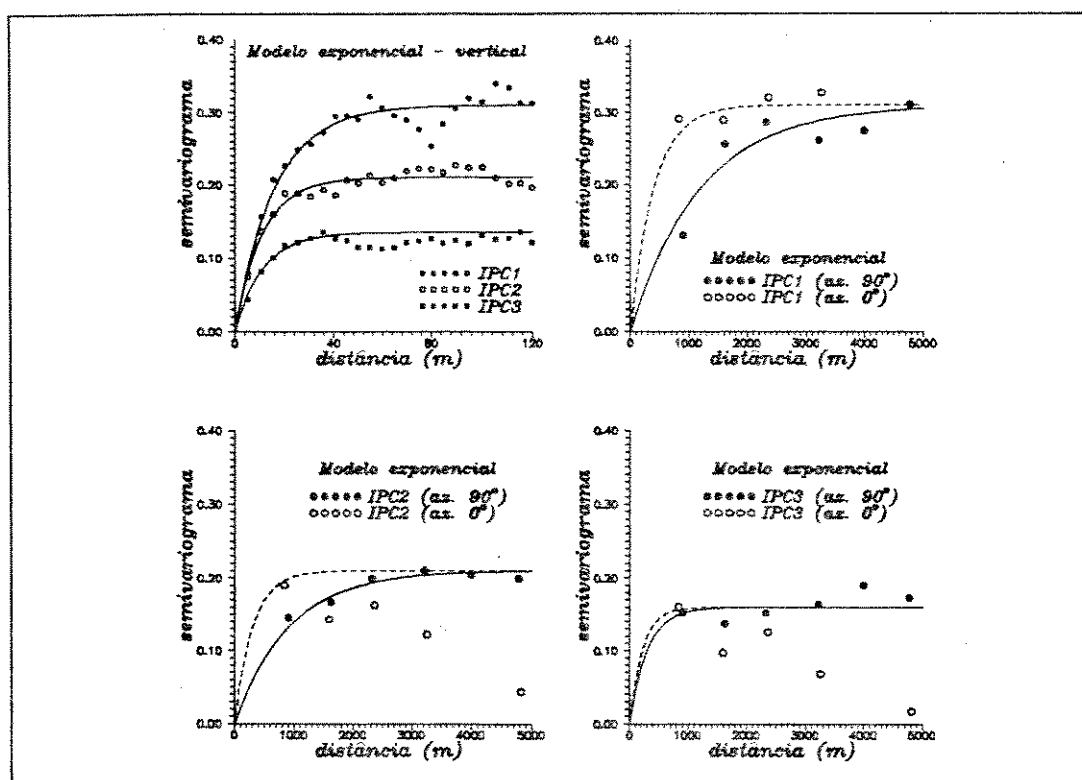


Figura 5.12 - Ajuste do modelo exponencial nos variogramas experimentais.

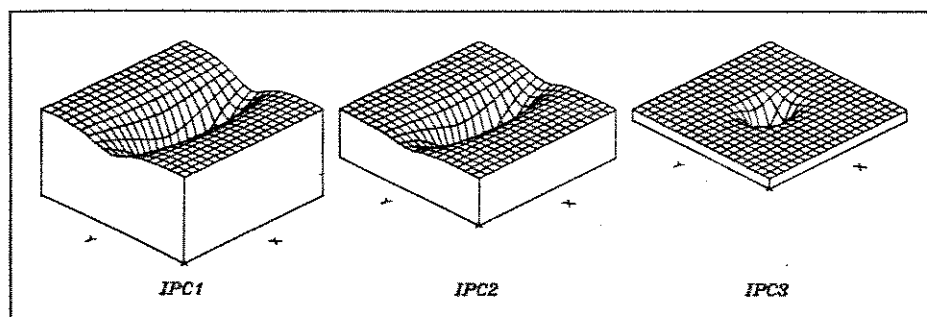


Figura 5.13 - Modelo esquemático do variograma exponencial ajustado.

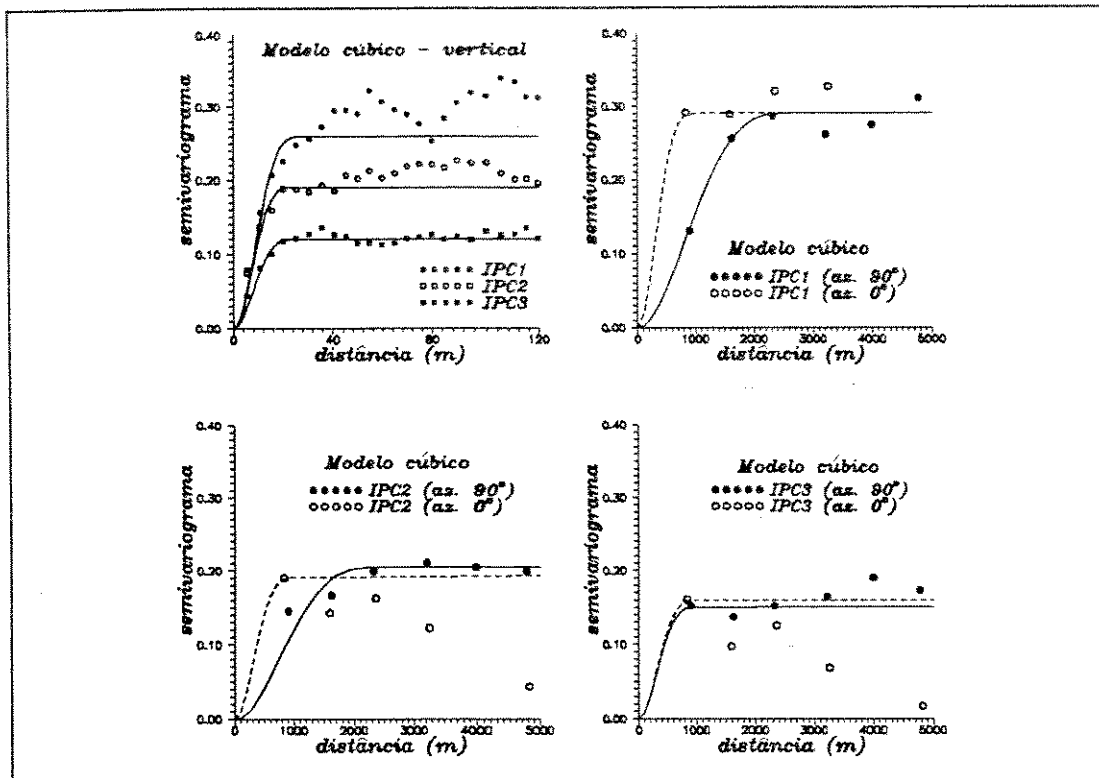


Figura 5.14 - Ajuste do modelo cúbico nos variogramas experimentais.

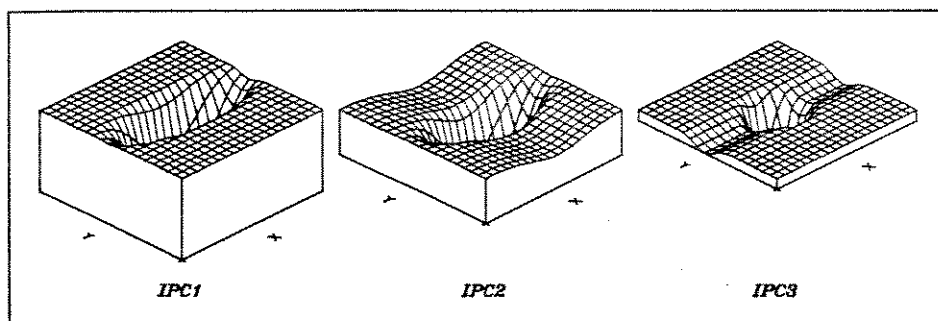


Figura 5.15 - Modelo esquemático do variograma cúbico ajustado.

A Tabela 5.3 é um resumo dos dados relacionados ao ajuste de cada modelo nas componentes principais indicadoras e, que foram utilizados como parâmetros de entrada na modelagem estocástica.

Tabela 5.3 - Dados dos modelos de variogramas ajustados.

MODELO	VARIÁVEL	DIREÇÃO	ALCANCE (M)	PATAMAR
ESFÉRICO	IPC1	vertical	28	0.26
		Az. 0°	850	0.29
		Az. 90°	2400	0.29
	IPC2	vertical	22	0.19
		Az. 0°	900	0.19
		Az. 90°	2100	0.205
	IPC3	vertical	24	0.122
		Az. 0°	1000	0.16
		Az. 90°	1000	0.16
EXPONENCIAL	IPC1	vertical	16	0.31
		Az. 0°	400	0.31
		Az. 90°	1200	0.31
	IPC2	vertical	11	0.21
		Az. 0°	300	0.21
		Az. 90°	900	0.21
	IPC3	vertical	11	0.135
		Az. 0°	215	0.16
		Az. 90°	300	0.16
CÚBICO	IPC1	vertical	28	0.26
		Az. 0°	1000	0.29
		Az. 90°	2700	0.29
	IPC2	vertical	24	0.19
		Az. 0°	1000	0.19
		Az. 90°	2500	0.205
	IPC3	vertical	25	0.12
		Az. 0°	1000	0.16
		Az. 90°	1000	0.15

5.3.3 Modelos variográficos

Em *campos petrolíferos* o espaçamento da amostragem horizontal é sempre na ordem de mil vezes ou mais em relação à amostragem vertical. Portanto variogramas verticais são ricos em detalhes enquanto variogramas horizontais são na maioria dos casos pobres em detalhes². É natural que, ao procurarmos modelos variográficos ajustáveis de determinada variável, tentamos inicialmente na vertical onde há mais pontos amostrados e o menor espaçamento. Mesmo assim é possível muitas vezes ajustar diferentes modelos teóricos aos variogramas experimentais observados. Exemplos de variogramas obtidos em casos reais podem ser encontrados em Ferreira (1988), Souza Jr. (1988) e Campozaña (1990).

A Figura 5.16 relaciona os três tipos de modelos variográficos teóricos ajustados às componentes principais indicadoras que descrevem diferentes tipos de continuidade espacial. Estes modelos apresentados na Figura 5.16 foram confeccionados com parâmetros equivalentes ($\text{patamar}=0,30$ e $\text{alcance}=2600$ metros). Os modelos esférico e exponencial têm comportamento linear próximo da origem. O modelo cúbico tem um comportamento parabólico na origem e não tem o inconveniente do modelo gaussiano, ou seja, de provocar instabilidade na inversão do sistema de krigagem.

Com o aumento da distância o modelo exponencial apresenta maior grau de variabilidade e o cúbico o menor grau. A partir de uma certa distância o modelo cúbico ultrapassa em variabilidade primeiro o esférico e depois o exponencial. Assim modelagem com dados condicionantes próximos tenderia a ter maior continuidade com a utilização do modelo cúbico e dados condicionantes distantes com o modelo esférico.

A modelagem estocástica das fácies do reservatório em estudo é feita com a utilização destes três modelos para comparação. Busca-se com a utilização destes

² Isto pode ser minimizado com a utilização de dados de afloramentos análogos, quando existentes.

modelos aquele que apresente uma continuidade entre as fácies mais compatível àquela interpretada no Capítulo 4.

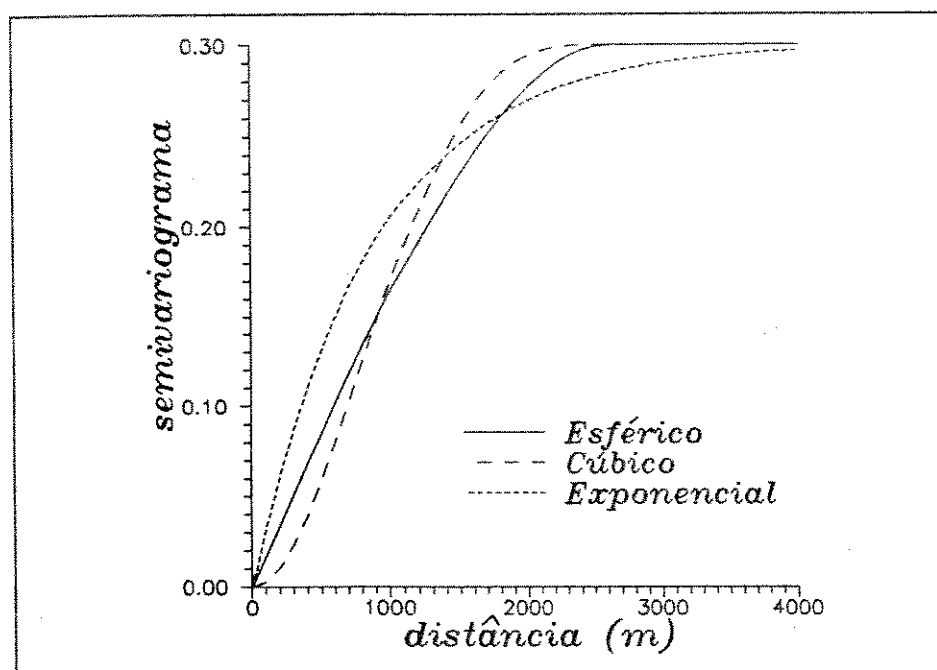


Figura 5.16 - Relação entre modelos variográficos.

CAPÍTULO 6

MODELAGEM ESTOCÁSTICA DAS FÁCIES

Os modelos de fácies permitem aos geólogos entender a gênese e a distribuição espacial das propriedades do sistema deposicional, tornando possível a modelagem da distribuição qualitativa das fácies. Embora seja difícil, o desejável é quantificar os modelos geológicos de forma que sua geometria e propriedades petrofísicas sejam usadas nos simuladores de fluxo.

Estudos recentes sobre modelagens geoestatísticas tem dado ênfase aos modelos híbridos ou em dois estágios, Alabert & Massonnat (1990), Damsleth *et alii* (1990), Haldorsen & Damsleth (1990), Suro-Pérez & Journel (1990), Alabert & Corre (1991), Dubrule (1992), Murray (1992) . Num primeiro estágio a modelagem define a heterogeneidade na megaescala do reservatório, isto é, as unidades de fluxo. No segundo estabelece as variações das propriedades petrofísicas no interior das unidades de fluxo.

Na literatura encontra-se um grande número de modelos e tentativas para resolver o problema de simulação de variáveis categóricas (fácies), Journel & Isaaks (1984), Haldorsen & MacDonald (1987), Matheron *et alii* (1987), Ravenne & Beucher (1988), Journel & Gomez-Hernandez (1989), Alabert & Massonnat (1990). O modelo proposto por Suro-Pérez & Journel (1990, 1991) foi utilizado neste trabalho para a modelagem estocástica das fácies no interior de um sistema deposicional turbidítico.

A idéia é utilizar-se desta metodologia para definir a distribuição das fácies, interpretadas no Capítulo 4, para todo o sistema deposicional. Como resultado,

espera-se a reprodução da distribuição das grandes unidades de fluxo e barreiras (heterogeneidades de reservatório na megaescala). O passo seguinte é realizar a modelagem petrofísica no interior das fácies (unidades de fluxo) previamente geradas.

6.1 METODOLOGIA DAS COMPONENTES PRINCIPAIS INDICADORAS

Este modelo é fundamentado nas componentes principais indicadoras e considera explicitamente a reprodução das estatísticas cruzadas entre as variáveis categóricas (Capítulo 5). Foi usado o programa IPCSIM (*indicator principal components simulation*) do pacote GSLIB (*geostatistical software library and user's guide*), Deutsch & Journel (1992).

Neste item pretende-se discutir sucintamente o algoritmo do programa utilizado e as modificações realizadas no intuito de sanar alguns problemas importantes relativos ao uso num reservatório real.

6.1.1 Algoritmo da IPCSIM

O fluxograma no anexo 3 representa os passos utilizados pelo algoritmo da simulação da indicadora das componentes principais (IPCSIM). Alguns processos deste fluxograma são comentados a seguir, visando melhor entendimento do algoritmo.

Antecedendo a escolha do primeiro nó a ser simulado é feita uma aproximação do dado condicionante (fácies) pertencente ao bloco, para o centro do bloco (nó), caso exista dado condicionante no bloco. O nó passa então a assumir este valor de fácies, não sendo mais sujeito a simulação. A distância é definida pelo usuário para tal operação.

Escolhido aleatoriamente o nó a ser simulado, o programa busca os dados condicionantes de duas maneiras. Uma, são os dados condicionantes de entrada (variáveis categóricas dos poços) sendo a pesquisa feita através dos superblocos¹ previamente definidos. Esta pesquisa é feita até um número máximo de dados dentro de um raio de pesquisa estabelecido, podendo não ser atingido o número fixado como máximo de dados condicionantes em função da vizinhança existente. A outra são os dados condicionantes simulados, onde a pesquisa é feita através de uma espiral até um máximo de dados e raio de pesquisa informado, também podendo ou não ser atingido o máximo fixado de dados. Em seguida é feita a transformação das variáveis indicadoras dos dados condicionantes em componentes principais indicadoras.

Se um número mínimo de dados (componente principal indicadora) para a realização da krigagem não for obedecido, a estimativa de probabilidade da fácies (variável indicadora) é feita através da função cumulativa global. Esta função é obtida pela média global informada. Caso contrário, a função de distribuição cumulativa condicional é obtida através de krigagem das componentes principais indicadoras (Figura 6.1).

Se o número máximo de dados condicionantes mais os dados simulados não for atingido a **fdc** (função de distribuição cumulativa) local é obtida com a krigagem simples (KS), caso contrário pela krigagem ordinária (KO).

Os estimadores são:

$$KS: \quad [Y_{KS}^*(x) - m] = \sum_{a=1}^n \lambda_{KS}(x_a) [Y(x_a) - m] \quad (6.1)$$

ou

¹ Superblocos é uma estratégia para tornar o algoritmo mais eficiente. Os dados são classificados em blocos maiores e somente participam da condicionalização se estão no alcance do raio de pesquisa informado. Para maiores detalhes ver Deutsch & Journel (1992:31).

$$KO: \quad Y_{KO}^*(x) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha}^{KO}(x_{\alpha}) Y_{KO}(x_{\alpha})$$

com

$$\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha}^{KO} = 1 \quad (6.2)$$

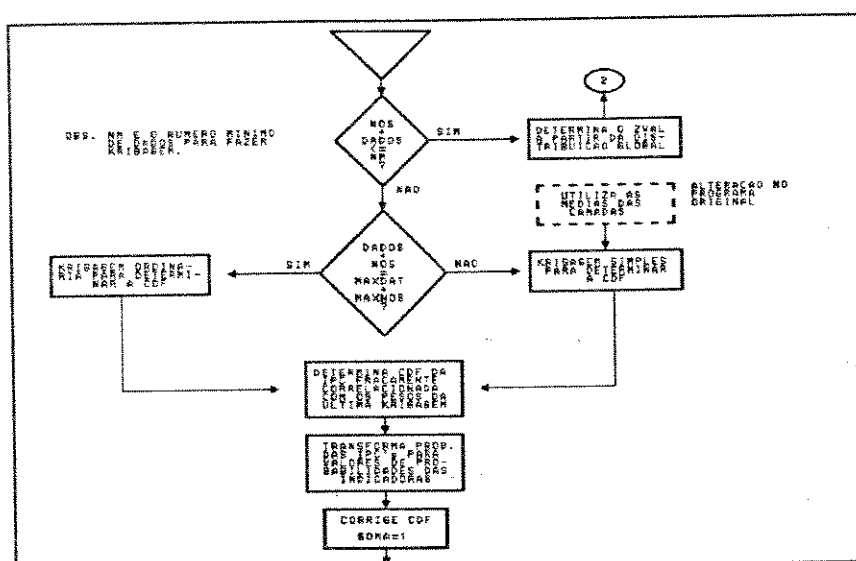


Figura 6.1 - Parte do fluxograma do IPCSIM.

O modelo de distribuição condicional para cada variável é obtido pela transformação inversa aplicada sobre as estimativas dos vetores das componentes principais indicadoras.

$$I^*(x) = AY^*(x) \quad (6.3)$$

com

$$Y^*(x) = [Y_1^*(x) \dots Y_k^*(x)]^T \quad (6.4)$$

onde, cada elemento de $\Gamma(\mathbf{x})$ é a estimativa da probabilidade condicional da fácies k , A é a matriz ortogonal e $Y^*(\mathbf{x})$ é a estimativa de cada componente principal indicadora.

6.1.2 Problemas de incoerência e estacionaridade

O algoritmo de simulação não garante que cada probabilidade estimada seja positiva, nem que sua soma seja 1. Para tal o programa contém uma sub-rotina que procede essa correção, o que pode ocasionar um viés na média global. Após correção do modelo de probabilidade condicional para que o somatório seja igual a 1, obtemos uma função de distribuição cumulativa (fdc). A obtenção da classe simulada é então dada por um número randômico.

A primeira alteração feita no algoritmo diz respeito às proporções globais de cada fácies, o que tem implicação direta na estimativa feita pela média global e krigagem simples. O programa, na ausência de dados condicionantes ou na presença de poucos dados, utiliza a proporção global. Como não existe estacionaridade da proporção das fácies com a vertical (Figura 6.2), optou-se por estimar não pela proporção global mas sim pela respectiva proporção de cada camada. Na estimativa da função de distribuição cumulativa feita pela krigagem simples é também utilizada a proporção da sua respectiva camada (anexo 3 - fluxograma do IPCSIM).

Como se nota na Figura 6.2, até o nível 50 metros as proporções são claramente não estacionárias. Do nível 150 metros até 200 metros a proporção de lobos aumenta rapidamente (de 0,3 até 1,0). Vê-se claramente a dificuldade de se admitir a hipótese de estacionaridade em casos reais.

A outra modificação refere-se à participação ou não de um determinado nó na simulação. Esta alteração foi relacionada ao fato da simulação ser sequencial e portanto os nós simulados também participam da simulação de nós posteriores. Deste modo, nós simulados fora dos limites do sistema deposicional, principalmente nos limites, participariam da condicionalização de nós no interior do sistema deposicional, fato não desejável. A Figura 6.3 é um modelo esquemático desta situação. A restrição é feita de modo que os nós fora da região hachurada não participam da simulação. Isto faz com que somente a área ou volume do sistema deposicional, com seus dados condicionantes, participe da modelagem estocástica.

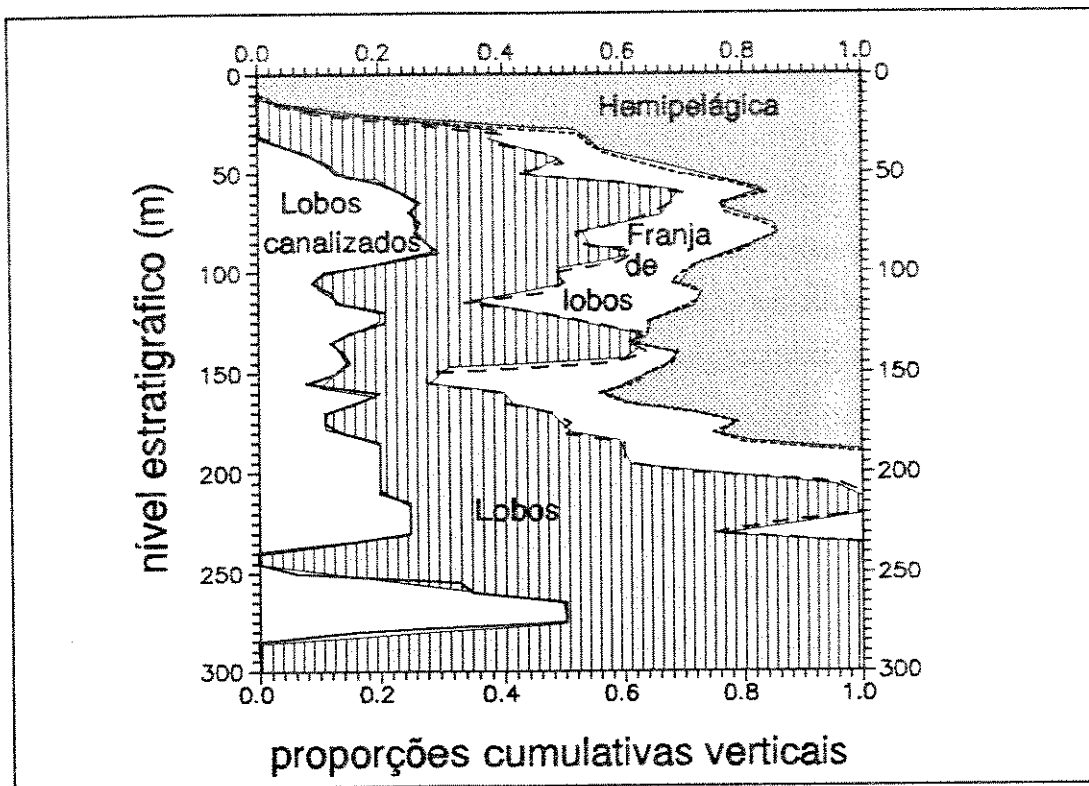


Figura 6.2 - Proporções da ocorrência das fácies em níveis estratigráficos.

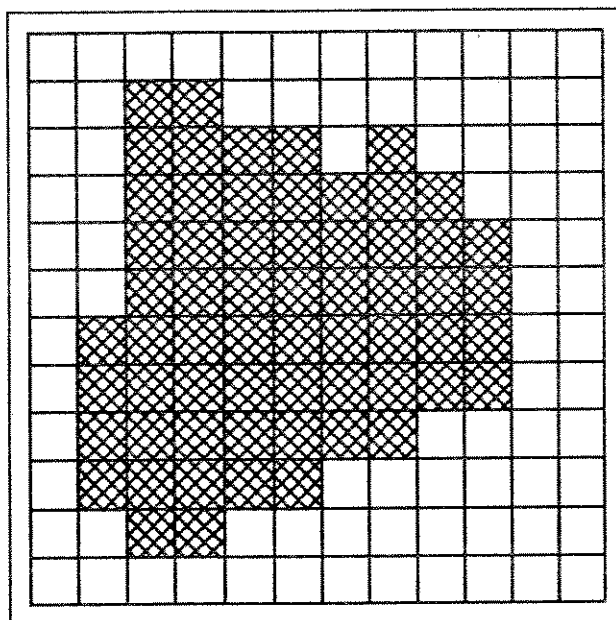


Figura 6.3 - Modelo esquemático da matriz de restrição da simulação.

6.2 SIMULAÇÃO DAS FÁCIES

Os resultados obtidos na modelagem estocástica das fácies serão abordados neste item. São apresentados dados iniciais referentes à estratégia seguida na simulação. Os resultados são comparados com respostas estatísticas esperadas e com a distribuição das fácies do modelo geológico discutido no Capítulo 4.

As simulações estocásticas de reservatórios geram uma série de modelos tridimensionais possíveis que honram os dados, isto é, não é gerado um simples modelo mas uma família de modelos equiprováveis. Estes modelos são diretamente dependentes da quantidade, qualidade e distribuição espacial dos dados.

A avaliação das propriedades das rochas reservatórios indica que a qualidade dos reservatórios é controlada pelas fácies deposicionais, de modo que a análise da evolução deposicional da seqüência indica a escala de heterogeneidade e a ocorrência de anomalias deposicionais (falhas, erosão, discordâncias etc). A existência de marco cronoestratigráfico facilita a delimitação do reservatório. Estes fatos são decisivos na escolha de uma malha adequada à escala de heterogeneidade que se espera reproduzir na simulação estocástica, tanto na horizontal como na vertical. Assim a modelagem estocástica em coordenadas estratigráficas se aproxima da realidade encontrada na época da deposição.

A escolha da malha deve ser tal que não seja tão fina para que não se crie informação irreal e tão grosseira para que não se perca informação. A malha escolhida para a modelagem estocástica estratigráfica foi de 240 x 156 x 58 blocos sendo cada bloco com 50 x 50 x 5 metros. Está adequada à resposta de heterogeneidades de megaescala esperada (Figura 4.6). Constatou-se que na escala vertical raros são os poços que apresentam interpretação de fácies com espessura inferior a 5 metros e nunca inferior a 3 metros. Nestes casos a escolha recaiu sobre a fácies de maior representatividade. As dimensões qualitativas das heterogeneidades na escala horizontal podem ser obtidas nas Figuras 4.6 e 4.13 a 4.18.

A escolha das fácies lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica para a modelagem deveu-se aos seguintes fatos: 1) são facilmente reconhecidas nos perfis elétricos e radioativos (Figuras 4.9 a 4.11); 2) o poço testemunhado foi assumido como representativo e permitiu a correlação das fácies para todo o sistema deposicional (Figura 4.1); 3) cada fácies reconhecida tem uma geometria deposicional e posicionamento espacial intrínseco que relaciona-se às unidades de fluxo (Figuras 4.19 a 4.24) e 4) as características petrofísicas também são peculiares a cada fácies e estão ligadas diretamente a qualidade do fluxo.

Nos variogramas experimentais das componentes principais indicadoras, Capítulo 5, foram ajustados três modelos teóricos: esférico, exponencial e cúbico. A modelagem estocástica foi realizada com estes três modelos teóricos para comparação de resultados.

A matriz de simulação tem um total de 2.171.520 nós sendo destes 26,4 (572.134 nós) de nós ativos - simulados e 73,6% (1.599.386 nós) de nós inativos - não simulados. Os nós inativos são fornecidos pela matriz de controle da simulação. Numa média geral destes 572.134 nós simulados, a estimativa de 191.800 nós foi obtida por krigagem simples, 380.319 por krigagem ordinária e 15 a partir da média da respectiva camada. O tempo de CPU para a simulação das 4 fácies foi em média 33.058 segundos (9 horas e 11 minutos) na estação SUN 470/32 Megabytes de RAM, 63.235 segundos (17 horas e 34 minutos) na estação SUN SLC/8 Megabytes de RAM, para cada realização.

6.2.1 Comparação estatística dos resultados

Os critérios de comparação dos resultados foram subdivididos em critérios estatísticos e analógicos. Os critérios estatísticos baseiam-se principalmente na comparação entre os dados experimentais e os resultados obtidos com a simulação. Estas comparações foram feitas entre as proporções globais e verticais de entrada e saída e os variogramas verticais e horizontais experimentais com os resultados obtidos da simulação. Pelos critérios analógicos são comparados os resultados obtidos

com o modelo geológico gerado pela interpretação feita no Capítulo 4. A comparação entre os três modelos simulados será feita em apenas uma realização para cada modelo, tendo a mesma semente inicial para o número aleatório.

Busca-se com a utilização de três modelos variográficos exponencial, esférico e cúbico (Figura 5.16) na modelagem estocástica o resultado mais compatível com a interpretação e distribuição de fácies apresentadas no Capítulo 4. Ou seja, satisfazer os critérios analógicos além dos estatísticos.

6.2.1.1 Análise comparativa estatística

O critério de discrepância existente entre o observado e o realizado foi utilizado por Langlais & Doyle (1992) nos estudos comparativos entre os métodos de simulação gaussiano truncado, indicadora seqüencial e *annealing*, em litofácies de ambiente fluvial. O erro é calculado pelas seguintes expressões de E_g (erro global) e E_v (erro vertical):

$$E_g = \sum_{i=1}^l \frac{(n_i - ns_i)^2}{n_i} \quad (6.5)$$

$$E_v = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^l \frac{(n_i(z_j) - ns_i(z_j))^2}{n_i(z_j)} \quad (6.6)$$

onde n_i é a proporção da fácies experimental i , ns_i é a proporção da fácies simulada i , $n_i(z_j)$ é proporção da fácies experimental na posição z_j , $ns_i(z_j)$ é a proporção da fácies simulada na posição z_j , l é número de litofácies e n é o número de níveis estratigráficos. Este tipo de medida fornece uma nota aos critérios estatísticos visuais, aumentando a sensibilidade de análise dos resultados. Este critério também foi utilizado para comparação dos resultados obtidos na modelagem estocástica entre as proporções globais e as proporções verticais experimentais e simuladas.

A Figura 6.4 mostra os resultados obtidos das proporções globais com os três modelos de variogramas ajustados às componentes principais indicadoras (esférico, cúbico e exponencial), tendo a mesma semente para a geração do número aleatório. É o resultado de apenas uma realização para cada modelo. Os resultados apresentados na Tabela 6.1, utilizando-se do critério da discrepância entre o observado e o realizado, auxiliam na avaliação gráfica dos resultados observados na Figura 6.4. Quanto maior o valor maior é o afastamento entre o observado e o simulado.

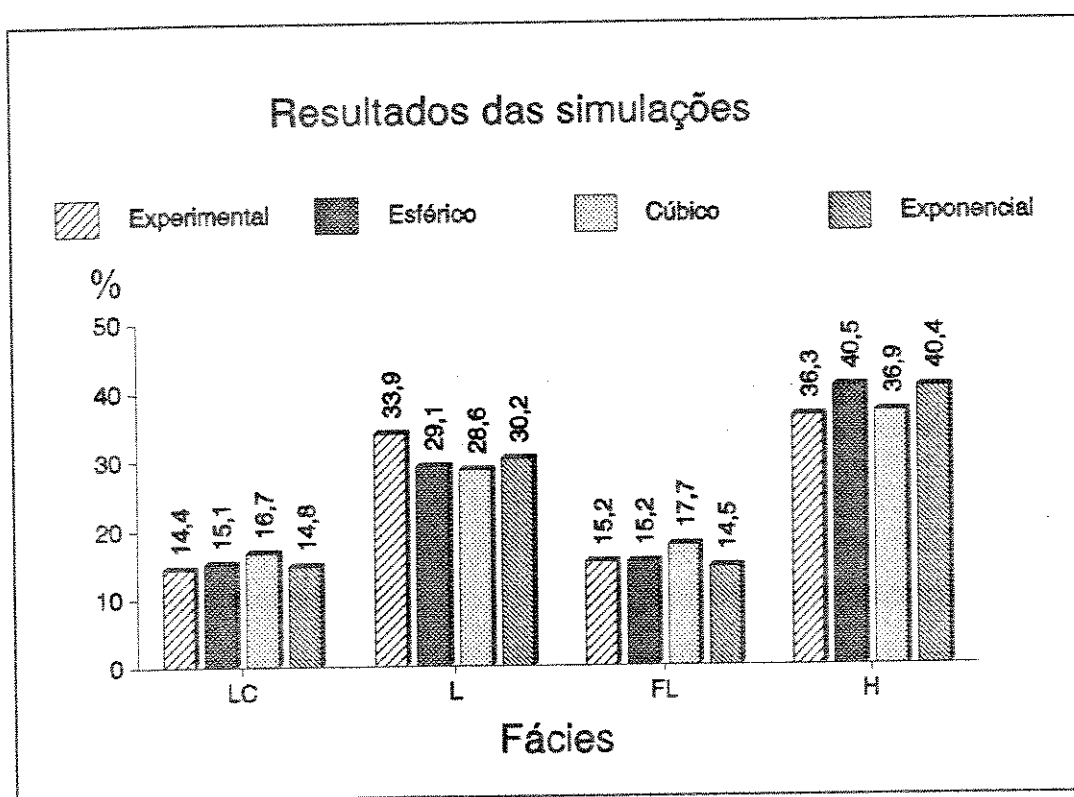


Figura 6.4 - Comparação entre as proporções globais das fácies dos dados experimentais e realizados.

Os melhores resultados nas proporções globais foram obtidos com os modelos esférico e exponencial, estando muito próximos os níveis de erro total calculado (discrepância). O modelo cúbico apresenta erro menor apenas na fácies hemipelágica em relação as outras fácies nos outros dois modelos.

Tabela 6.1 - Erro calculado entre as proporções globais experimentais e simuladas.

E_{FACIES}	E_{LC}	E_L	E_{FL}	E_H	E_{TOTAL}
MODELO					
ESFÉRICO	0,034	0,670	0,000	0,486	1,199
CÚBICO	0,367	0,828	0,411	0,001	1,607
EXPONENCIAL	0,011	0,404	0,032	0,463	0,910

A comparação entre as curvas de proporções verticais de fácies experimentais e as resultantes da simulação estocástica dos modelos esférico, exponencial e cúbico, estão nas Figuras 6.5 a 6.7. As respostas para todas as fácies estão muito próximas daquelas obtidas com dados experimentais para todos os modelos. Somente pela análise gráfica é difícil avaliar qual modelo simulado gerou uma curva mais próxima dos dados reais. Pelo mesmo critério anterior, medida de discrepância ou afastamento, nota-se que o erro total é maior nos resultados do modelo esférico e menor nos resultados do modelo exponencial (Tabela 6.2). Apenas na curva de proporção vertical da fácies hemipelágica o erro resultante do modelo cúbico e esférico é menor que o exponencial. Os resultados obtidos com os variogramas dos modelos cúbico e esférico apresentam praticamente o mesmo nível de erro em todas as curvas de proporção vertical das fácies, com exceção da fácies de franja de lobos onde o erro do modelo esférico é bem superior (Tabela 6.2).

Tabela 6.2 - Erro calculado entre as proporções verticais experimentais e simuladas.

E_{FACIES}	E_{LC}	E_L	E_{FL}	E_H	E_{TOTAL}
MODELO					
ESFÉRICO	1,965	1,259	2,919	0,321	6,464
CÚBICO	1,978	1,354	1,721	0,309	5,362
EXPONENCIAL	1,293	1,055	0,795	0,395	3,538

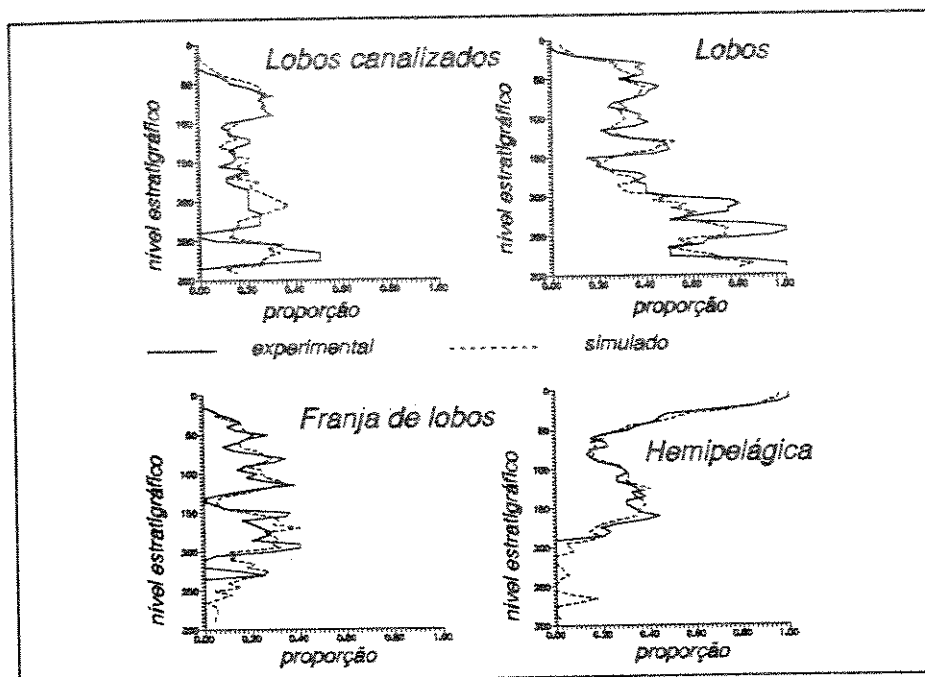


Figura 6.5 - Proporções verticais das fácies obtidas com o modelo esférico.

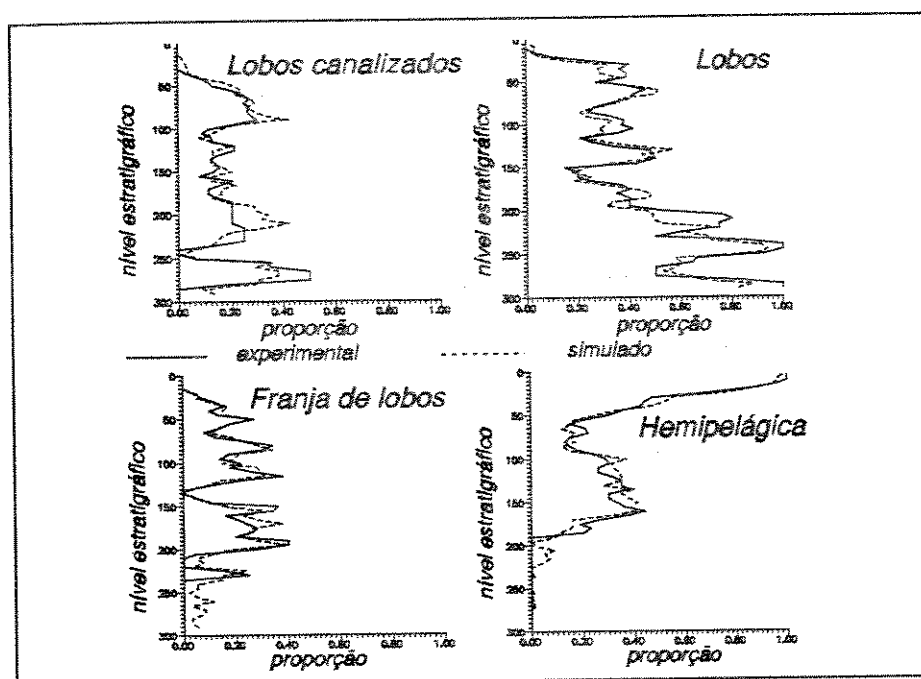


Figura 6.6 - Proporções verticais das fácies obtidas com o modelo exponencial.

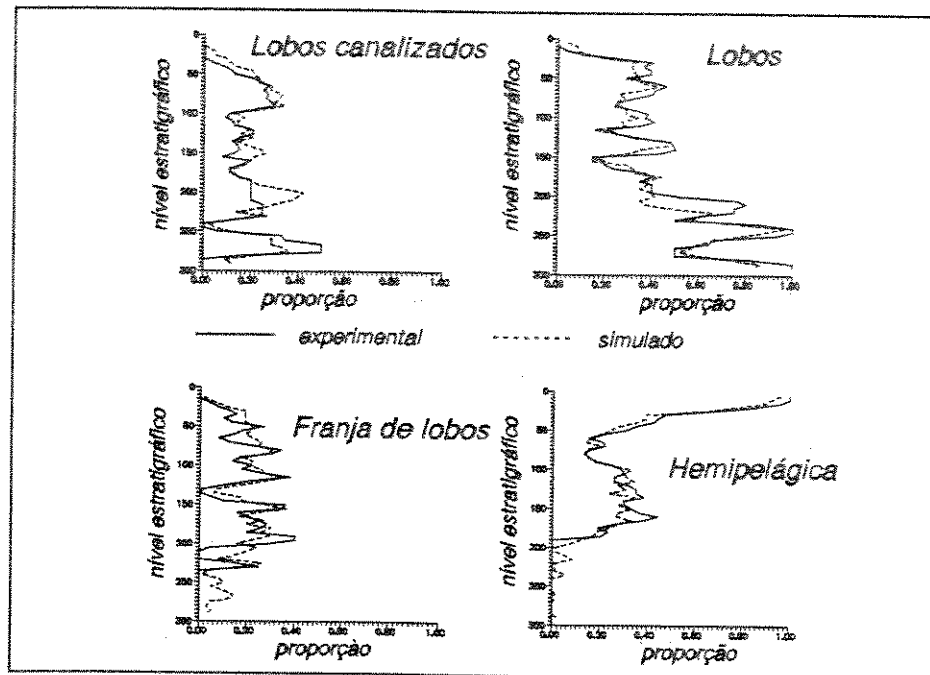


Figura 6.7 - Proporções verticais das fácies obtidas com o modelo cúbico.

Utilizando-se apenas deste critério notamos que os resultados obtidos com o modelo exponencial são melhores em relação aos modelos cúbico e esférico.

6.2.1.2 Análise comparativa variográfica

Outro critério de avaliação dos resultados obtidos com a simulação estocástica é a comparação para cada realização entre os variogramas dos dados experimentais e os obtidos pelas simulações. Como discutido no capítulo anterior, a comparação será feita com os variogramas das variáveis indicadoras e não com as componentes principais indicadoras. Os variogramas das componentes principais indicadoras forneceram o modelo de entrada para a simulação e, as variáveis indicadoras são a saída da simulação.

6.2.1.2.1 Variogramas verticais

Na Figura 6.8 pode-se comparar os variogramas verticais das variáveis indicadoras dos dados e os resultantes das simulações com os três modelos de variogramas (esférico, exponencial e cúbico), para as fácies de lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica.

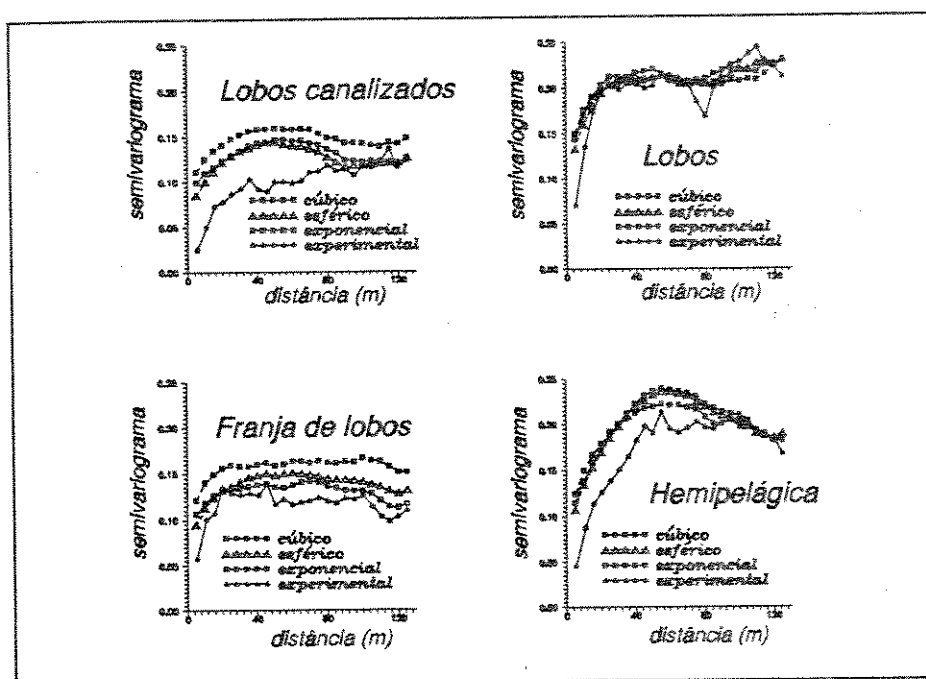


Figura 6.8 - Comparação entre os variogramas verticais experimentais e simulados.

A fácies de lobos apresenta uma resposta bem próxima do que se esperaria de um ajuste variográfico para qualquer um dos modelos, tanto para o patamar como para o alcance. Esta fácies representa aproximadamente 36% do volume total das fácies do sistema deposicional.

Na fácies de franja de lobos a resposta está também próxima para os modelos esférico e exponencial mas não tão boa em termos de patamar no modelo cúbico. Na fácies hemipelágica a resposta é boa apenas quanto ao alcance, não sendo muito boa em relação ao patamar, o mesmo acontecendo na fácies de lobos canalizados.

Uma das causas deste afastamento entre o modelo estatístico e o modelo correspondente é devida à *flutuação ergódica* (Figura 6.9). Outra seria a falta de

estacionaridade dos dados condicionantes, devido ao modelo deposicional intrínseco, sendo provavelmente a causa principal da não obtenção da reprodução do modelo variográfico médio bem ajustado. A fácies de lobos é de certa forma a que apresenta uma distribuição mais uniforme em toda a área deposicional, com tendências de estacionaridade. As outras fácies tem ocorrências localizadas, portanto não estacionárias, aumentando a variabilidade com a distância. Lobos canalizados na área proximal do ambiente deposicional, franja de lobos em localizações dispersas mas com tendências distais e hemipelágica no topo da sequência estudada.

O resultado de uma simulação pretende refletir a estatística modelada dos dados, ficando a questão sobre o quanto está pode ser reproduzida. Desde que os modelos estatísticos são inferidos das estatísticas das amostras e que são incertos devido ao limitado número de amostras, a exata reprodução deste modelo em cada realização da simulação pode não ser possível. A discrepância entre a realização estatística e os parâmetros do modelo correspondente é conhecida como flutuação ergódica (Deutsch & Journel, 1992).

A Figura 6.9 é o variograma experimental vertical de cada fácies e os respectivos variogramas verticais simulados de nove realizações alterando-se somente a semente do número aleatório. Busca-se ilustrar a variabilidade dos variogramas resultantes da modelagem estocástica em função apenas da flutuação ergódica. Estas realizações foram obtidas com a simulação do modelo esférico. Nelas se observa que as fácies de lobos e hemipelágica, responsáveis por aproximadamente 70% das amostras, apresentam uma menor dispersão em relação às fácies de lobos canalizados e franja de lobos.

A fácies de lobos nas várias realizações, além de apresentar uma dispersão reduzida, continua sendo a melhor resposta obtida pelo modelo estatístico. Uma das prováveis respostas a este fato é que fácies lobos, de uma maneira geral distribuída em toda a extensão da área simulada, aproxima-se mais de um modelo estacionário. As outras fácies, lobos canalizados, franja de lobos e hemipelágica mostram

ocorrências mais localizadas (Figuras 4.19 a 4.22), caminhando em direção oposta a estacionaridade.

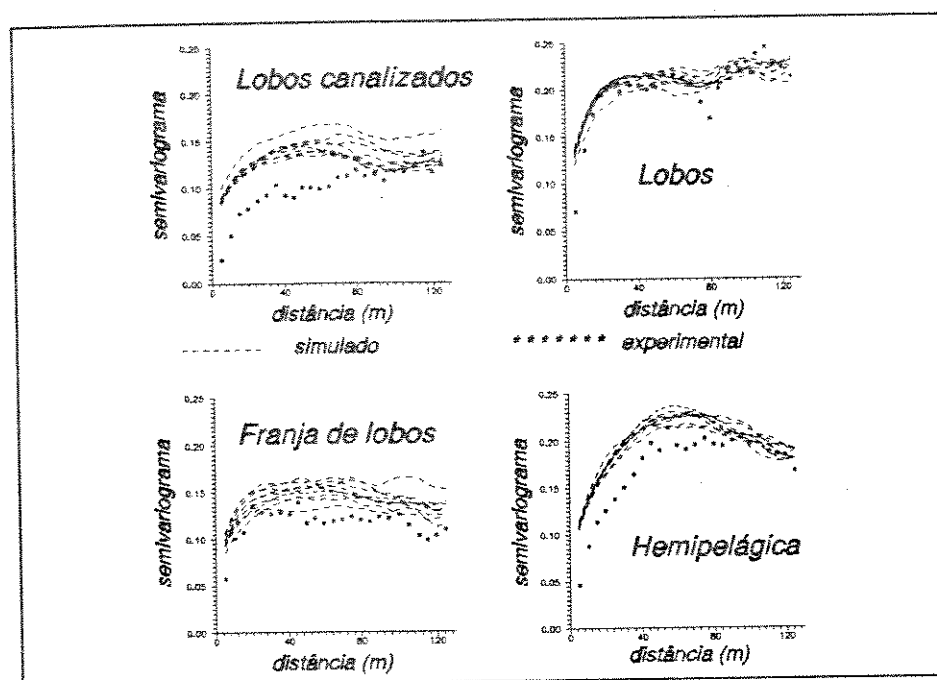


Figura 6.9 - Relação entre os variogramas experimentais verticais das fácies e nove realizações.

6.2.1.2.2 Variogramas horizontais

A pequena quantidade de pontos nos variogramas experimentais horizontais se deve ao número de poços utilizados e disponíveis (25 poços) e à distância média entre eles de aproximadamente 800 metros (primeiro ponto do variograma). A Tabela 5.2 fornece o número de pares de pontos utilizados no cálculo de cada ponto nos variogramas experimentais horizontais. Os variogramas da simulação foram obtidos com um passo de 200 metros. Todos os variogramas de todos os modelos simulados (esférico, exponencial e cúbico) tendem a repetir o alcance provável das variáveis experimentais, a diferença situa-se na altura do patamar (Figuras 6.10 a 6.12).

Na direção de maior continuidade (azimute 90°)² as melhores respostas, em termos do que se esperaria de um ajuste variográfico, são obtidas com as fácies de lobos canalizados e hemipelágica ao contrário do que ocorreu nas respostas dos variogramas verticais. Na fácies de lobos o bom resultado verificado na vertical não se repetiu nos variogramas horizontais em todos os modelos, mostrando um patamar inferior àquele dos dados experimentais em ambas as direções (maior e menor continuidade). A fácies de franja de lobos tem indicação de melhor ajuste no azimute 0° nos resultados dos modelos exponencial e esférico (Figuras 6.10 e 6.11). No modelo cúbico há tendência de resposta melhor no azimute 90° (Figura 6.12).

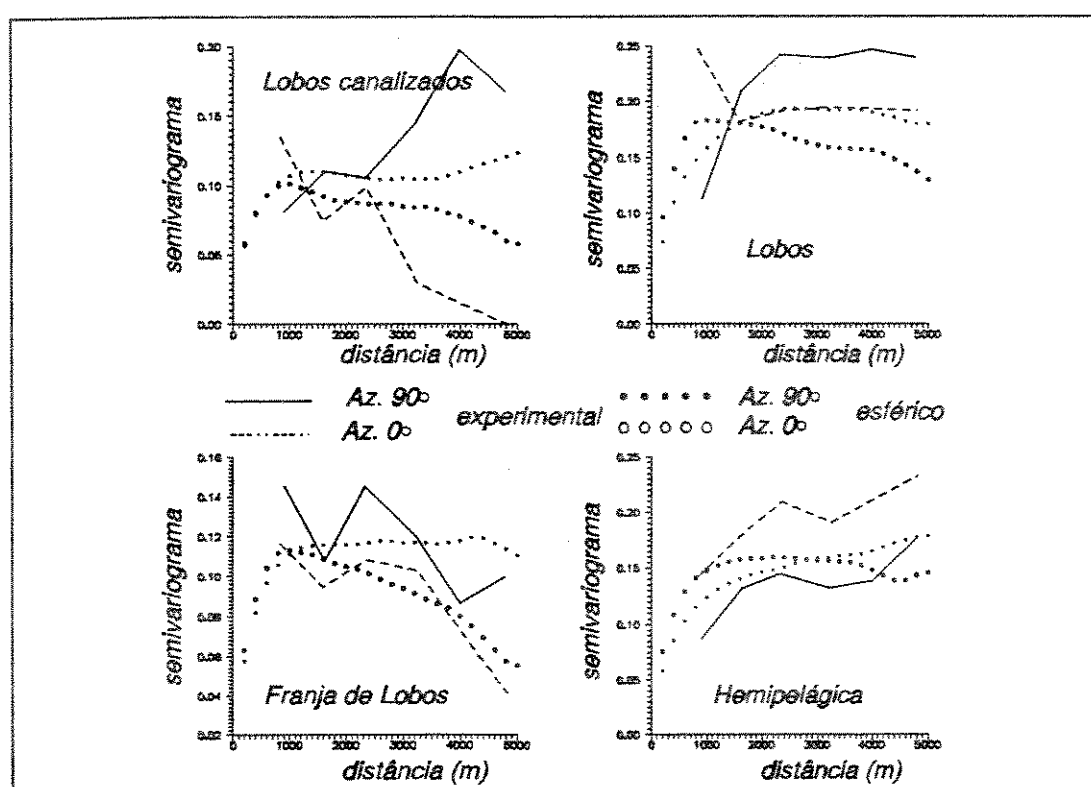


Figura 6.10 - Comparação entre os variogramas horizontais experimentais e da simulação com o modelo esférico.

² Azimute em relação aos dados rotacionados.

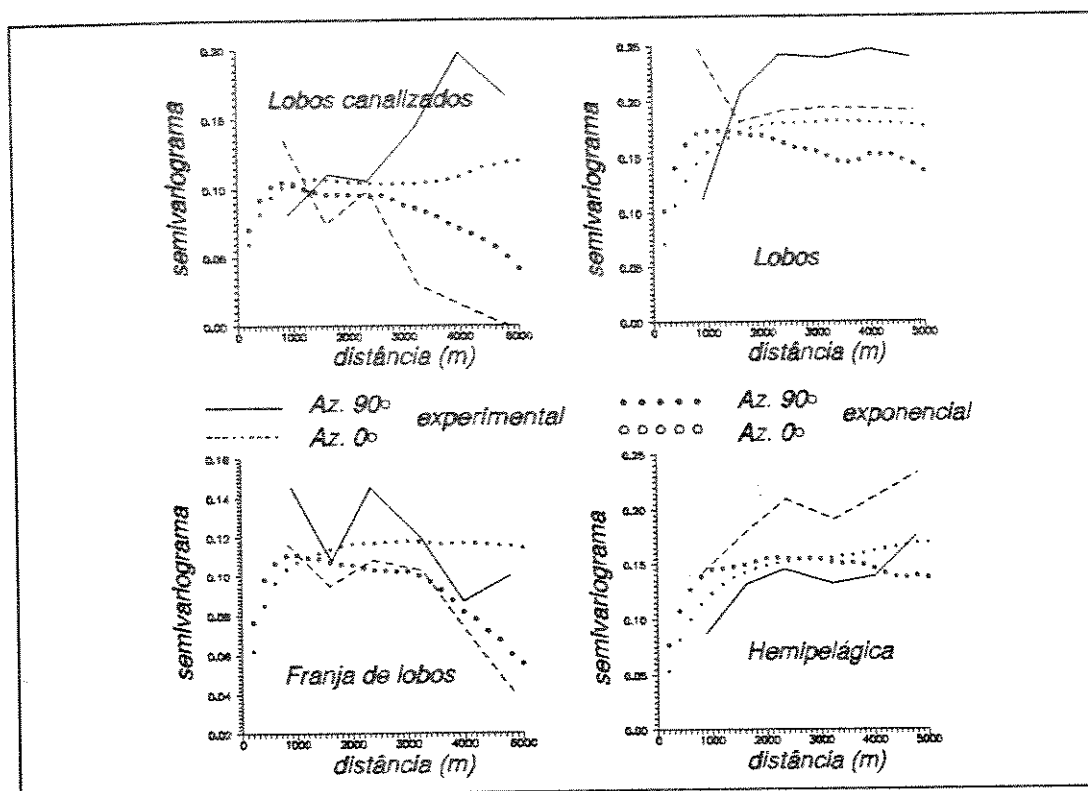


Figura 6.11 - Comparação entre os variogramas horizontais experimentais e da simulação com o modelo exponencial.

Enquanto que nos modelos experimentais verticais a quantidade de dados permite a confecção de um variograma médio de excelente qualidade, os variogramas experimentais horizontais são muito pobres acarretando pouca precisão nas respostas. Este fato está ligado a situação limite, deste trabalho, que é a pequena quantidade de dados para um estudo geoestatístico.

Cabe aqui lembrar o significado das proporções globais dos dados na modelagem geoestatística. Se tomarmos um outro nível estratigráfico como ponto de partida alteramos todas as proporções globais de cada fácies, significando no caso das componentes principais indicadoras, uma outra matriz de covariância, outras componentes principais indicadoras, outros variogramas e portanto uma simulação completamente diferente da atual. A grande virtude da simulação estocástica neste caso está na condicionalização, isto é, honrar os dados experimentais.

Outras comparações estatísticas também poderiam ser implementadas como a medida da discrepância entre seções resultantes da simulação e seções geológicas interpretadas em regiões com uma quantidade razoável de informações e simulação retirando-se um poço dos dados condicionalizantes e avaliando a resposta no poço retirado. As seções geológicas seriam transformadas para o mesmo código de fácies da simulação e seria medido o afastamento entre estas, à semelhança do que foi realizado para as proporções globais e verticais das fácies. Foram realizados alguns testes simulando-se com e sem determinado poço e avaliando a repetição das fácies nas coordenadas do poço com o poço real. Considerando que se trabalha em condições limites de amostragem para caracterização deste modelo deposicional, cada poço tem um peso muito grande no resultado de cada simulação. Portanto neste tipo de comparação não se obteve respostas satisfatórias.

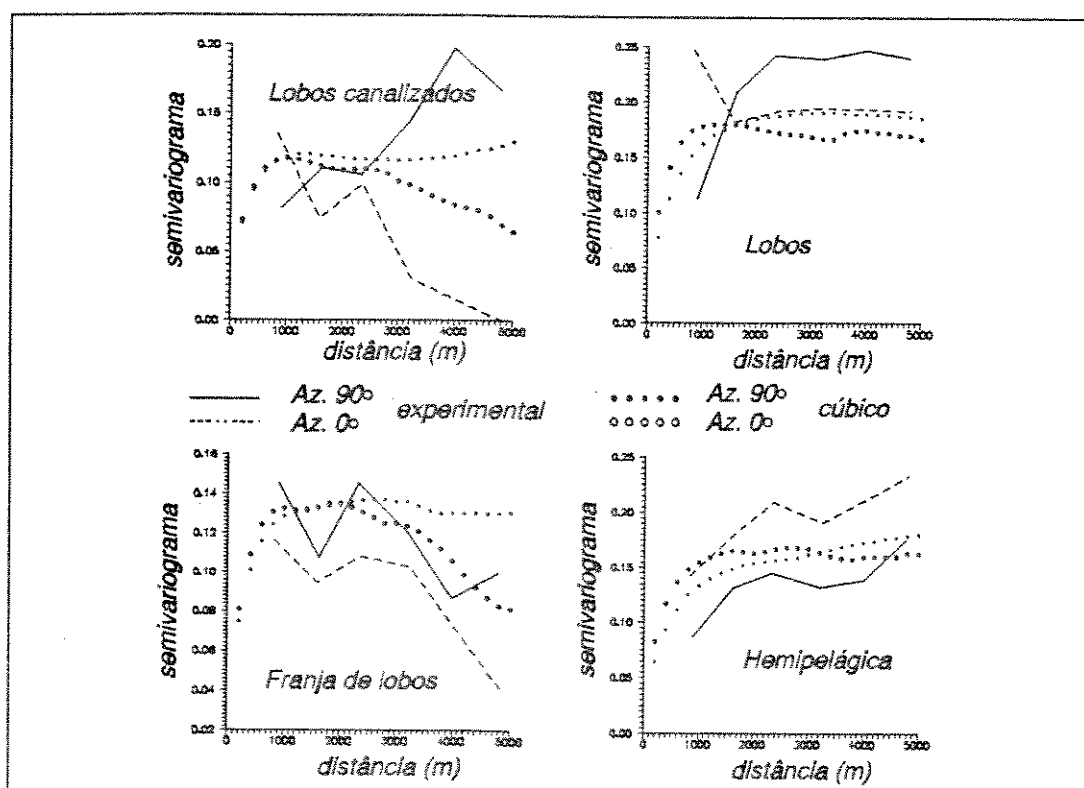


Figura 6.12 - Comparação entre os variogramas horizontais experimentais e da simulação com o modelo cúbico.

6.2.2 Análise analógica dos resultados

Na análise gráfica dos resultados pretende-se comparar as seções, camadas e mapas resultantes da modelagem estocástica, com os mesmos resultados obtidos do modelo geológico interpretado no Capítulo 4. A partir das realizações obtidas com os modelos variográficos esférico, exponencial e cúbico pretende-se escolher uma destas realizações para o desenvolvimento dos outros trabalhos, tais como simulação das propriedades petrofísicas e transferência de escala. Esta escolha terá um caráter puramente analógico buscando-se aquele modelo que seja mais coerente com o geológico.

Os modelos geoestatísticos usados nesta tese assumem que as variáveis geológicas apresentam estacionaridade, o que na prática não é necessariamente verdade. Portanto, muitas vezes os modelos resultantes respondem muito bem aos parâmetros estatísticos mas não respondem de maneira satisfatória aos modelos geológicos. Deste modo a qualificação analógica do resultado da modelagem geoestatística em relação ao modelo geológico deve ter mesmo peso que os resultados obtidos na quantificação estatística.

As três seções longitudinais da Figura 6.13 são referentes às realizações utilizando-se o modelo esférico, cúbico e exponencial e, passam aproximadamente no centro da calha deposicional, numa posição relativamente próxima a seção estratigráfica da Figura 4.13 (localização na Figura 4.12). As seções são de noroeste para sudeste apresentando uma extensão de 12.000 metros e uma espessura de 290 metros. De maneira geral as feições mais proeminentes estão se repetindo nas realizações estocásticas. Nota-se a predominância da fácies de lobos canalizados à noroeste da deposição (área proximal), uma grande concentração da fácies hemipelágica no topo, a fácies de lobos com grandes continuidades e uma fácies de franja de lobos mais descontínua. Nestas seções observa-se leve tendência da resposta obtida com o modelo variográfico esférico (seção inferior) apresentar menor variabilidade das fácies em relação às obtidas com os modelos exponencial (seção

superior) e cúbico (seção intermediária), e portanto mais próxima da seção estratigráfica longitudinal interpretada no Capítulo 4.

As Figuras 6.14 e 6.15 são respectivamente seções proximais e intermediárias no sistema deposicional à semelhança das seções estratigráficas proximal e intermediária do Capítulo 4 (Figuras 4.15 e 4.17). As seções são de sudoeste para nordeste. E são obtidas das realizações com os variogramas esférico, cúbico e exponencial. Novamente as grandes feições estão bem caracterizadas como a presença em maior proporção da fácies de lobos canalizados na área proximal e uma maior proporção de lobos na intermediária. A fácies hemipelágica caracteriza bem a colmatção do sistema deposicional. A mesma pequena tendência de maior continuidade das fácies no modelo esférico é também caracterizada nestas seções, aproximando-se mais das seções estratigráficas semelhantes interpretadas no Capítulo 4.

A análise destas seções estratigráficas longitudinal (Figura 6.13), transversais proximal (Figura 6.14) e intermediária (Figura 6.15), obtidas com a modelagem estocástica, permite algumas inferências a respeito do fluxo de hidrocarbonetos, a partir do conhecimento das propriedades petrofísicas das fácies discutidas no Capítulo 4. Campos de hidrocarbonetos situados na parte proximal do sistema deposicional, tendem a não apresentar grandes anomalias ou barreiras ao fluxo. Para campos de hidrocarbonetos situados nas regiões intermediária e distal deverão ser tomadas cautelas quanto a barreiras de permeabilidades e canalizações.

As camadas das Figuras 6.16 e 6.17 foram tomadas nas cotas estratigráficas a 50 metros e a 125 metros respectivamente, a partir o marco estratigráfico (Figura 4.1). A escolha do modelo que melhor responde a interpretação geológica dentre os três modelos variográficos utilizados na simulação (exponencial, cúbico e esférico) fica um tanto mais difícil em relação às seções anteriores.

A fácies de lobos canalizados (Figura 6.16) tende a apresentar melhor resposta em relação ao modelo deposicional no modelo cúbico na área proximal, enquanto que

a fácies de lobos nos resultados obtidos pelo modelo esférico e exponencial. Na Figura 6.17 o modelo cúbico tem leve tendência a apresentar resultado mais compatível com o sistema deposicional.

Uma característica marcante na Figura 6.16, independente do modelo, é a ocorrência de três áreas bem distintas: uma proximal à esquerda com predominância da fácies de lobos canalizados de acordo com o sistema deposicional; outra intermediária com grande ocorrência da fácies hemipelágica e portanto uma área com presença de barreiras ao fluxo; e outra distal com proporções faciológicas médias mais ou menos equivalentes. Esta característica mostra não só a distribuição faciológica relativa ao ambiente deposicional mas também a distribuição relativa dos dados condicionantes.

Na faixa proximal, dada a existência de um campo de hidrocarbonetos (Figura 4.12 e 4.14), existem 7 poços condicionantes que de certa forma caracterizam bem a parte proximal do sistema deposicional. Entre as faixas proximal e intermediária não existem dados condicionantes devido a inexistência de hidrocarbonetos. Na faixa intermediária, o campo objeto principal da modelagem estocástica, encontra-se uma nova profusão de dados condicionantes, provavelmente fornecendo melhores respostas das modelagens. Na faixa distal a inexistência de dados condicionantes faz com que as respostas fiquem bem diversificadas em cada modelo, dependendo essencialmente das características dos modelos variográficos.

Nesta discussão fica bastante evidente que o trabalho realizado situa-se num limite estatístico dos dados, já que todos os estudos geológicos e geoestatísticos foram feitos somente com os dados dos poços. Este tipo de situação é real e mais comum de ocorrer em campos de hidrocarbonetos onde se tem poucos poços, distância entre os poços pouco compatível com os parâmetros a serem modelados, dados de testes de formação não calibrados para estudos geoestatísticos, sísmica com pouca resolução a nível de fácies, raros testemunhos e inexistência de afloramentos em modelos análogos.

As Figuras 6.18 a 6.21 representam o resultado obtido em espessura de cada fácies nos três modelos de variogramas utilizados na simulação. Estes mapas têm o objetivo de servir de comparação com os mapas feitos na interpretação no Capítulo 4. Todos os mapas indicam a grande força dos dados condicionantes na simulação geoestatística.

Na fácies de lobos canalizados nota-se a grande concentração na região proximal do sistema deposicional, estando de acordo com os mapas da Figura 4.19. Para este tipo de mapa todas as modelagens apresentaram boa resposta. O mapa obtido com o modelo esférico (Figura 6.18c) tem leve tendência de maior continuidade na parte proximal em direção à calha deposicional.

A maior concentração da fácies de lobos no centro da calha deposicional ficou bem caracterizada em todos os modelos, à semelhança do que concluiu-se no Capítulo 4 (Figura 4.20). De maneira geral este mapa indica a existência de um sistema turbidítico confinado de maior espessura no centro da calha deposicional com diminuição da mesma em direção aos bordos. Nesta fácies os resultados com os modelos de variogramas exponencial e cúbico têm maior continuidade em todo o sistema em relação ao modelo esférico, respondendo melhor ao esperado para este tipo de depósito.

A fácies de franja de lobos não apresenta níveis de concentração localizados bem evidentes nos três modelos. Esperava-se que a mesma apresentasse maior concentração nas porções mais distais do sistema deposicional. Estes mapas mostram leve tendência desta fácies seguir o comportamento da fácies de lobos com pequeno afastamento em direção às bordas e distal da deposição, o que também está de acordo com o modelo deposicional.

A fácies hemipelágica mostra ampla distribuição em todo o sistema deposicional com espessuras médias entre 30 e 50 metros, posicionada principalmente no topo da seção estratigráfica estudada, indicando a colmatação final do sistema deposicional. Os três modelos apresentam praticamente os mesmos resultados com

tendências de maiores concentrações localizadas nos resultados obtidos com os modelos esférico e exponencial (Figura 6.21). Nota-se a tendência de maior concentração distal para estes depósitos à semelhança do mapa da Figura 4.22.

Nas Figuras 6.22 e 6.23 são apresentados os mapas de razão entre as fácies proximais (lobos canalizados mais lobos) e distais (franja de lobos e hemipelágica) resultantes da simulação estocástica com os modelos de variograma esférico, exponencial e cúbico, ajustados às componentes principais indicadoras. As tendências observadas nos mapas da Figura 4.22 também são constatadas nestes resultados.

A partir desta análise gráfica dos resultados das simulações estocásticas escolheu-se o resultado obtido com o modelo de variograma esférico para dar continuidade aos trabalhos de *deformação* estrutural, simulação das variáveis petrofísicas (porosidade e permeabilidade) com controle das fácies e alguns estudos sobre transferência de escala. Esta escolha foi devida ao fato dos resultados obtidos com este modelo aproximarem-se mais, graficamente, das interpretações feitas no Capítulo 4.

6.3 TRANSFORMAÇÃO ESTRUTURAL

A modelagem estocástica das fácies foi feita em coordenadas estratigráficas para melhor captar as anomalias deposicionais e portanto as heterogeneidades de reservatório. O passo seguinte é transformar o modelo em coordenadas estratigráficas para o modelo em coordenadas estruturais, forma atual do reservatório. O modelo estocástico resultante da simulação com modelo de variograma esférico ajustado às componentes principais indicadoras foi escolhido para apresentar esta metodologia bem como para discutir o reservatório.

Inicialmente foi retirada a região adicional ao campo de hidrocarboneto (área proximal do sistema deposicional), que foi incluída ao estudo por acrescentar mais

informações ao sistema deposicional (Figura 4.12). Esta área adicional pertence a outro campo de hidrocarbonetos com características de drenagem independente, separada deste campo por grandes falhamentos (Figura 4.14 e 4.16).

Na Figura 6.24 está representada esquematicamente a metodologia utilizada na transformação do modelo em coordenadas estratigráficas para o modelo em coordenadas estruturais. Na realidade ocorre somente um aumento na direção do eixo *z* (vertical) da matriz. A matriz em coordenadas estratigráficas tem um formato de 240x156x58 blocos, passando para uma matriz em coordenadas estruturais de 240x156x111 blocos. As informações para a *deformação* da matriz estratigráfica foram obtidas a partir do mapa de topo poroso do reservatório, fundamentado em dados de poços e sísmicos (Silva, 1991)³. Portanto foi necessário a retirada da fácies hemipelágica do topo do reservatório, resultando em pequena deformação inicial já que o marco estratigráfico e o topo poroso não são planos eqüidistantes em toda a extensão.

O objetivo principal da apresentação dos resultados em coordenadas estruturais é avaliar e constatar a influência das heterogeneidades de reservatório, obtidas com a simulação estocástica. Esta influência se traduz por locais com maiores probabilidades de existência de dificuldades e facilidades ao fluxo de hidrocarbonetos.

As Figuras 6.25 e 6.26 apresentam quatro seções estruturais no sentido longitudinal à deposição e paralelas entre si. Cada unidade no número da seção representa um afastamento de 50 metros na horizontal e 5 metros na vertical da origem da matriz (240,156,11). Como exemplo a distância entre a *s80tl* e *s100tl* é de 1.000 metros. A origem das seções é sempre o canto esquerdo superior, e das camadas é sempre o canto esquerdo inferior dos quadros externos das figuras, os quais representam os limites da matriz. A seção *s100tl* está aproximadamente na mesma posição que a seção da Figura 4.14.

³ Relatório interno da PETROBRÁS.

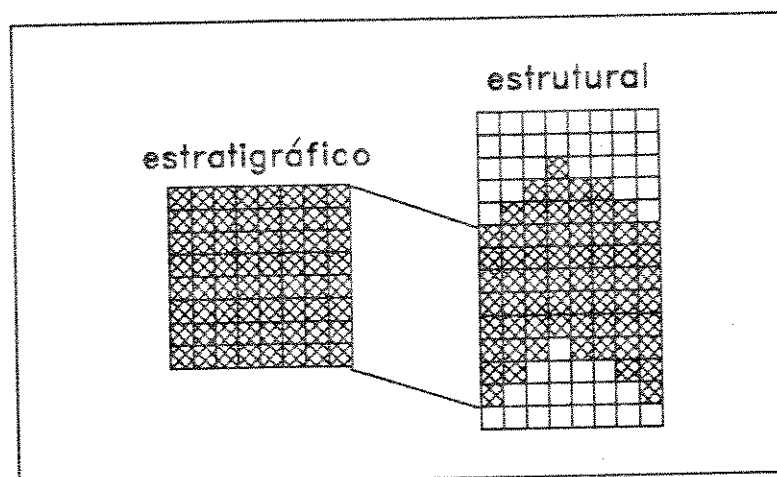


Figura 6.24 - Esquema de deformação da matriz estratigráfica para estrutural.

O fato que mais se destaca na observação destas seções estruturais longitudinais é a presença de barreiras verticais ao fluxo representadas pelas fácies hemipelágica e principalmente franja de lobos (ambas barreiras verticais ao fluxo). Esta situação corresponde ao que estava previsto pela seção geológica do Capítulo 4 (Figura 4.14). Este tipo de situação mostra que muitas vezes o reservatório mesmo estando totalmente em contato hidrodinâmico apresenta subunidades de fluxo, que se não são tomadas as devidas precauções podem acarretar significativas perdas de óleo móvel (Figura 6.25). As seções geradas pela modelagem estocástica podem ser excelentes subsídios na seleção de locais com maiores possibilidades de existência de barreiras significativas, contrárias a melhor drenagem de um reservatório de hidrocarbonetos. Também podem ser utilizadas, dada a existência de subunidades de fluxo, no direcionamento do intervalo a ser canhoneado para produção levando-se em conta a existência de barreiras e canalizações. As canalizações estão bem caracterizadas a esquerda das seções s110tl e s120tl (Figura 6.26) colocando em contato, por regiões de altas permeabilidades (lobos canalizados), o aquífero com a zona de óleo.

Como existem seções a cada 50 metros pode ser feito um estudo passando-se em cada seção tanto longitudinal como transversal à deposição e também em camadas (neste caso a cada 5 metros) analisando-se a possibilidade da qualidade do reservatório.

Os fatos discutidos acima são corroborados pelas seções transversais das Figuras 6.27 e 6.28. A canalização mostrada pelas fácies de lobos canalizados (alta permeabilidade horizontal e vertical) está bem definida, onde partindo-se da **s90tt** até a **s130tt** a esquerda de cada seção observa-se a fácies de lobos canalizados interligando o aquífero (**s90tt**) até a parte mais alta da zona de hidrocarbonetos (**s130tt**). As barreiras verificadas nas seções longitudinais também se verificam nesta direção perpendicular. Este tipo de repetição reflete principalmente os dados condicionantes locais e deste modo aumentam a possibilidade da real existência destas barreiras e canalizações.

Nas Figuras 6.29 a 6.31 são apresentadas uma série de cortes horizontais do reservatório objetivando mostrar a variabilidade areal com a profundidade, partindo de uma camada próxima ao topo (**c15t**) em direção a base (**c40t**). O corte mostrado pela Figura 6.31 (**c36t**) é a distribuição das fácies encontrada no contato óleo-água do campo (-2755 metros). Novamente as prováveis canalizações e barreiras de permeabilidades estão bem marcadas. A fácies de lobos canalizados que ocorre no canto esquerdo inferior de cada camada mostra a ligação entre o aquífero e o topo do reservatório com óleo, fato também observado nas seções longitudinais e transversais. O mesmo acontece com as prováveis barreiras.

A análise de todas estas seções deixa claro a existência de um controle estratigráfico das heterogeneidades neste tipo de sistema deposicional, o que pode de certa forma ser estendido a outros sistemas deposicionais.

Outro fato importante é que as modelagens estocásticas podem ser utilizadas para o conhecimento e análise das prováveis distribuições qualitativas de reservatórios, por meio de simulações de fácies ou litotipos com conotações geométricas, e não apenas como um passo intermediário para melhorar a entrada de dados num simulador de fluxo.

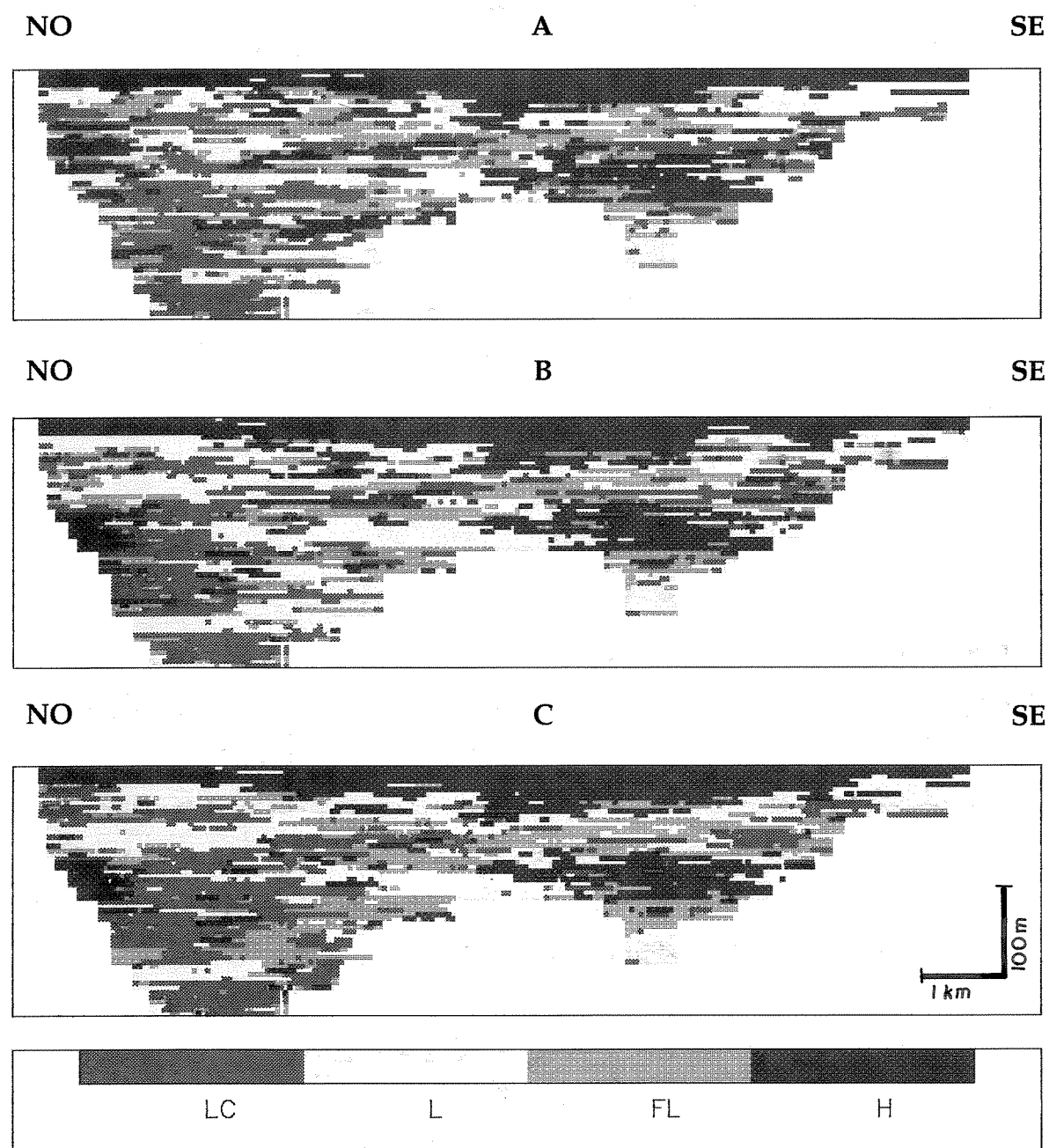


Figura 6.13 - Seções estratigráficas longitudinais (s100et) resultantes da simulação com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). O quadro externo a cada figura representa uma extensão de 12.000 metros e espessura total de 290 metros. Exagero vertical de 10 vezes. Estas seções estão posicionadas aproximadamente no centro da calha deposicional. LC (lobos canalizados), L (lobos), FL (franja de lobos) e H (hemipelágica). O número da seção é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,58).

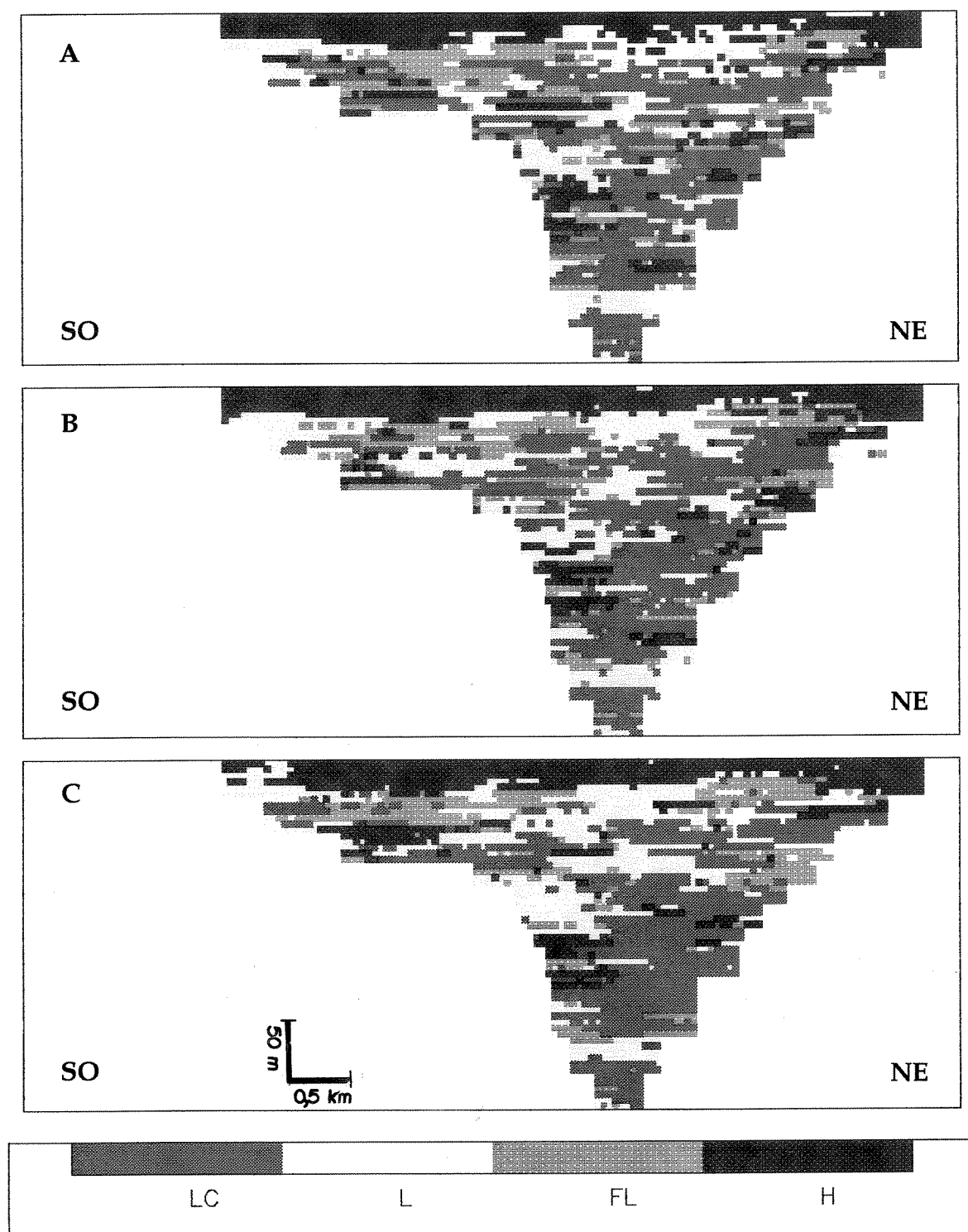


Figura 6.14 - Seções estratigráficas transversais (s40et) resultantes da simulação com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Localização proximal do sistema deposicional. Extensão horizontal 7.800 metros, vertical 290 metros e exagero vertical de 10 vezes.

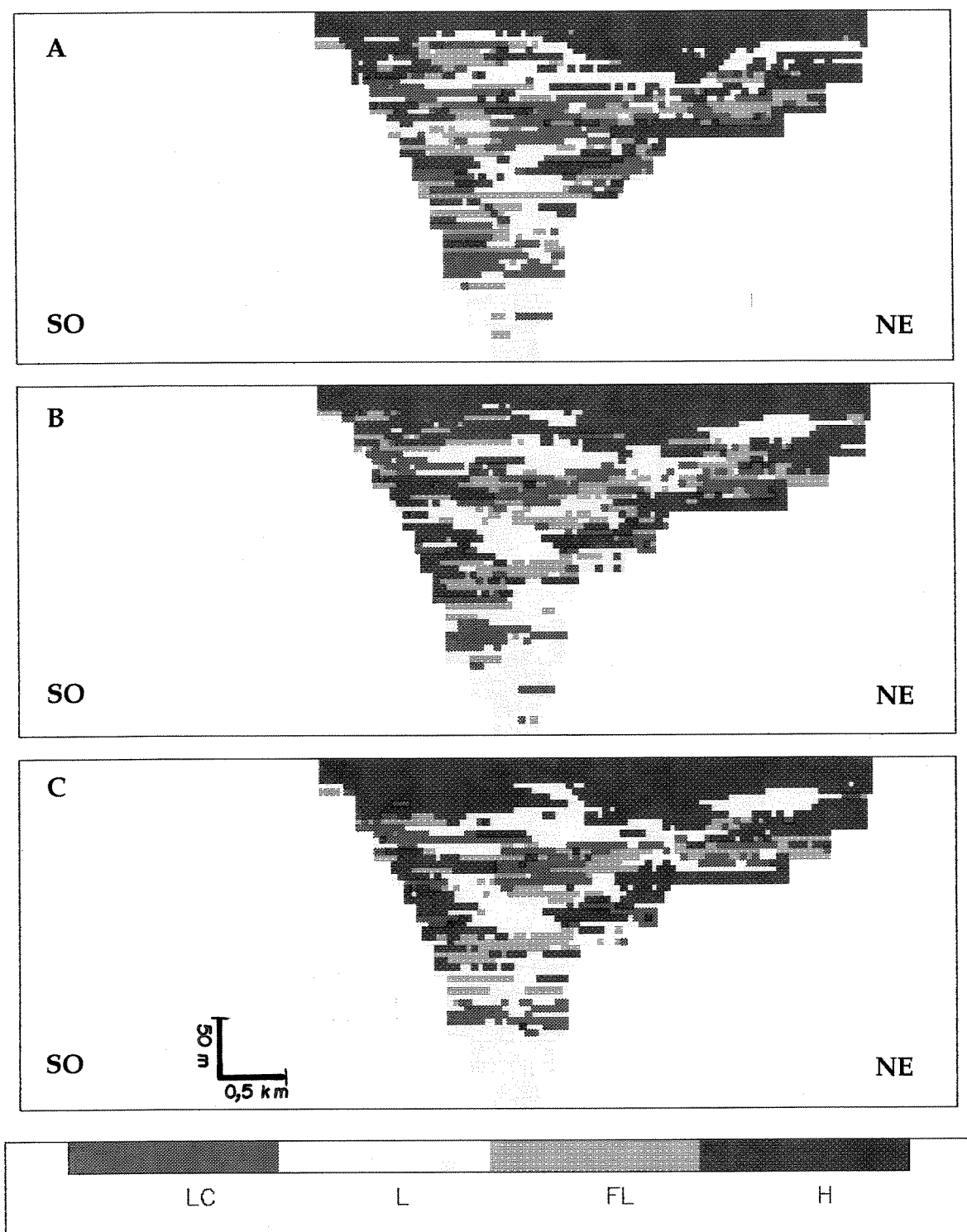


Figura 6.15 - Seções estratigráficas transversais (s126et) resultantes da simulação com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Localização intermediária do sistema deposicional. Extensão horizontal 7.800 metros, vertical 290 metros e exagero vertical de 10 vezes.

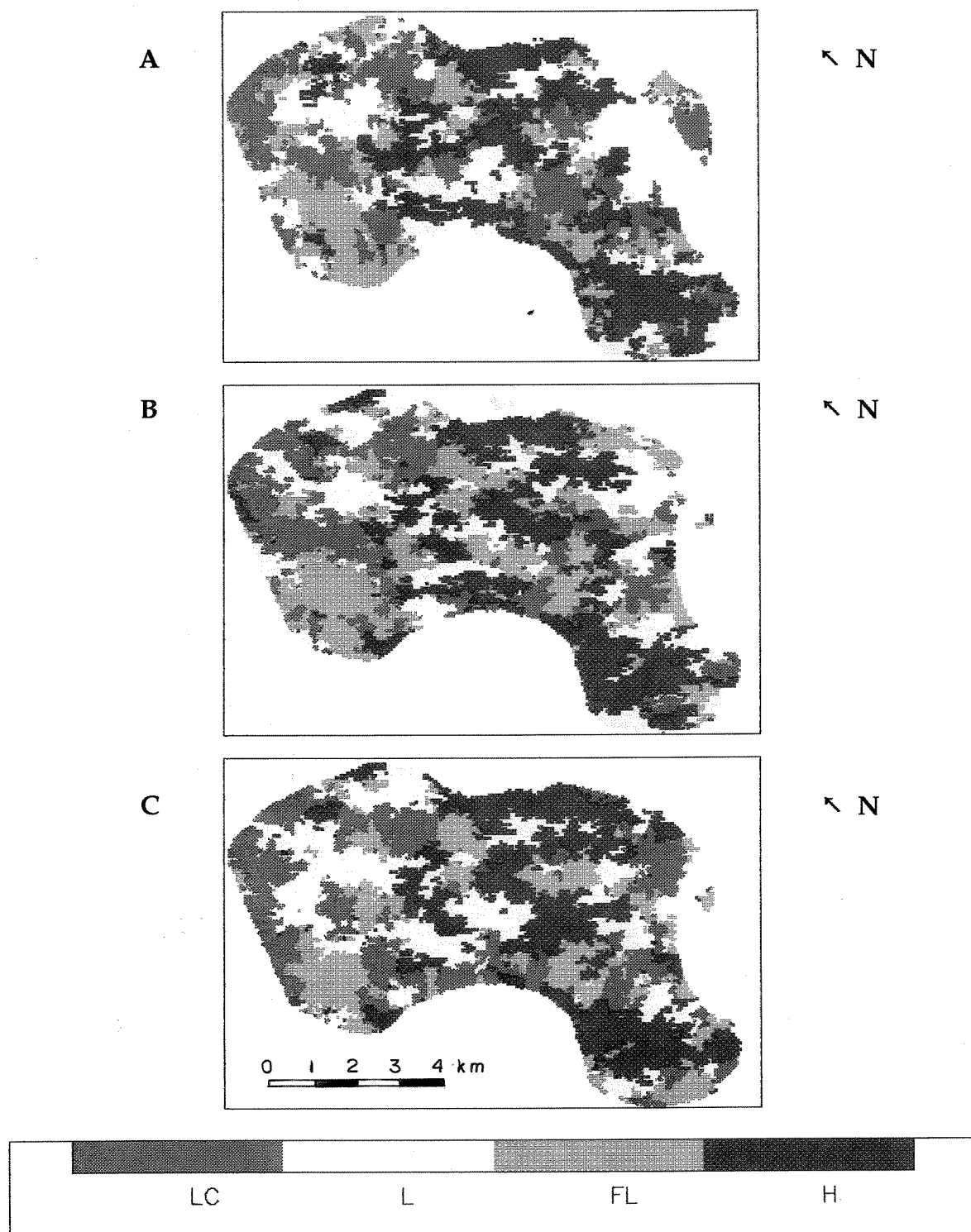


Figura 6.16 - Cortes estratigráficos (c10e) a 50 metros do marco temporal das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

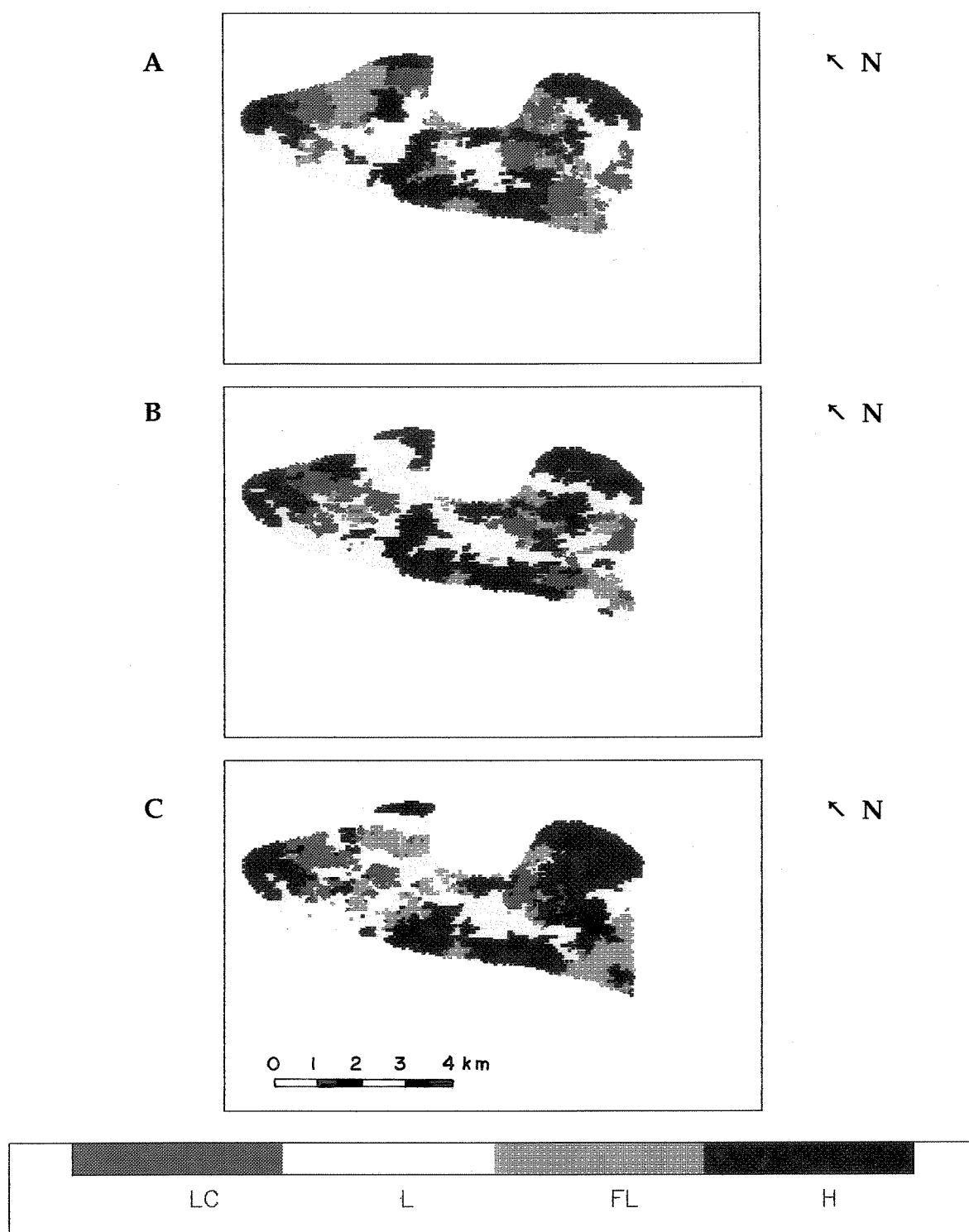


Figura 6.17 - Cortes estratigráficos (c25e) a 125 metros do marco temporal das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

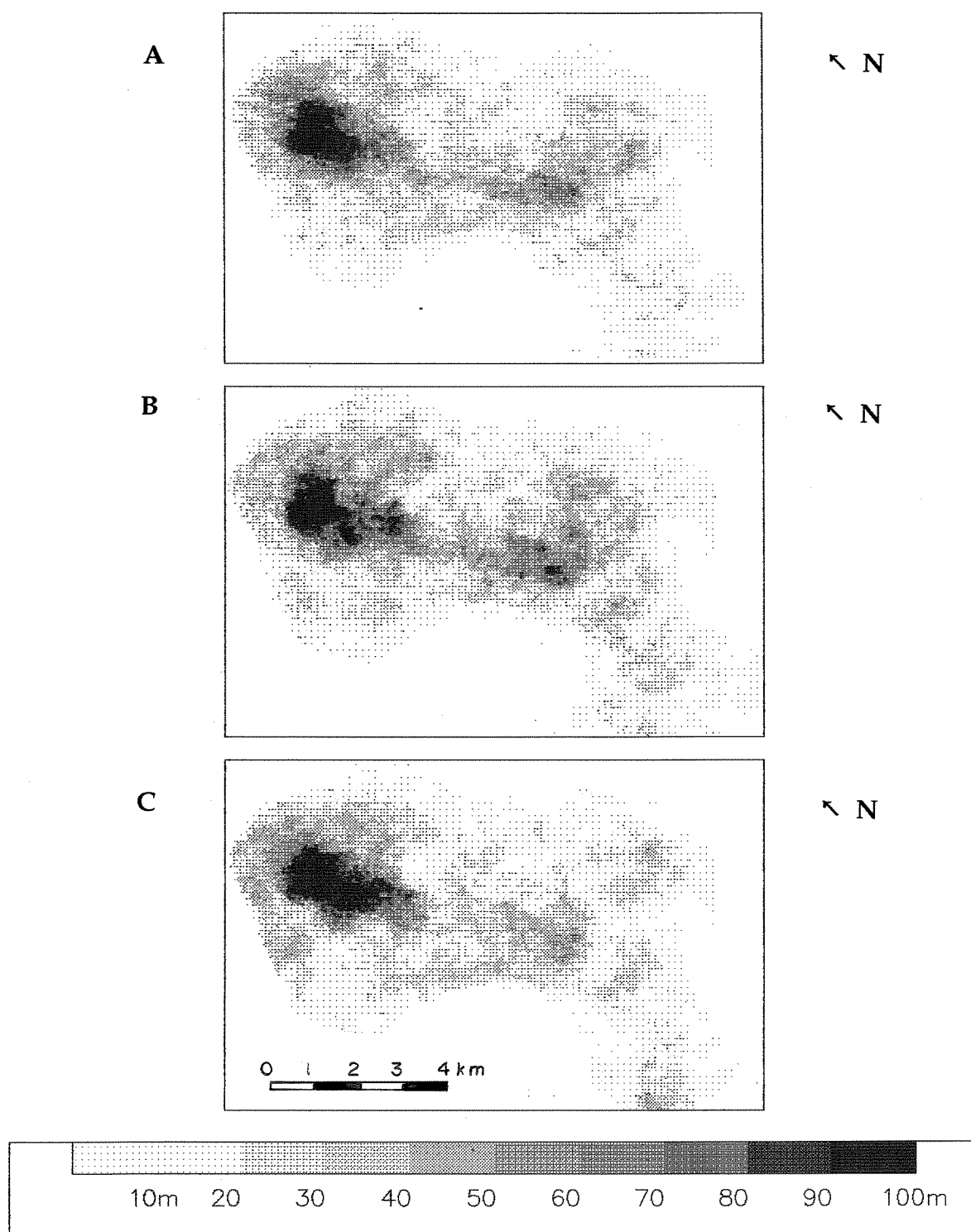


Figura 6.18 - Mapas de espessura da fácies lobos canalizados resultantes das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

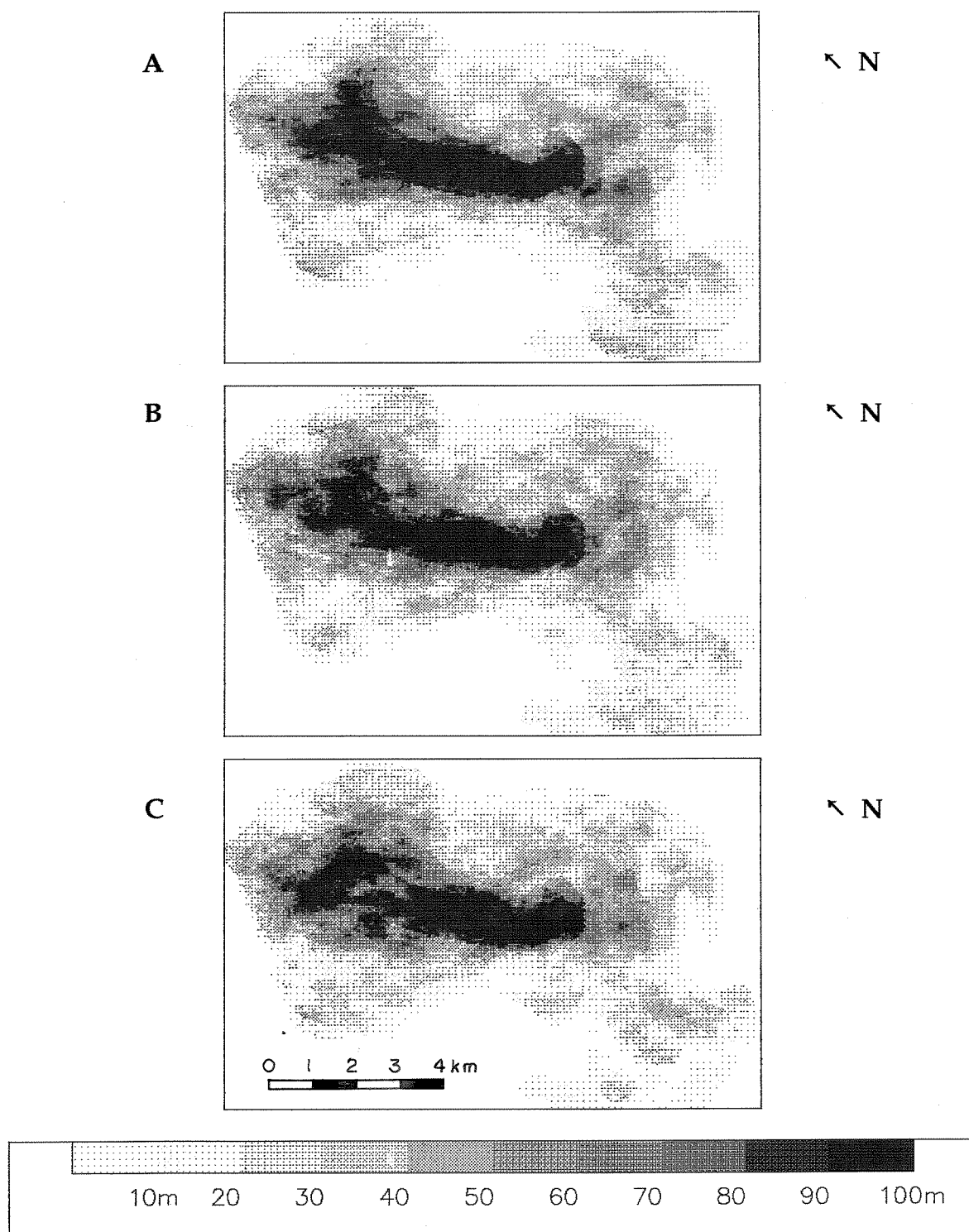


Figura 6.19 - Mapas de espessura da fácies lobos resultantes das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

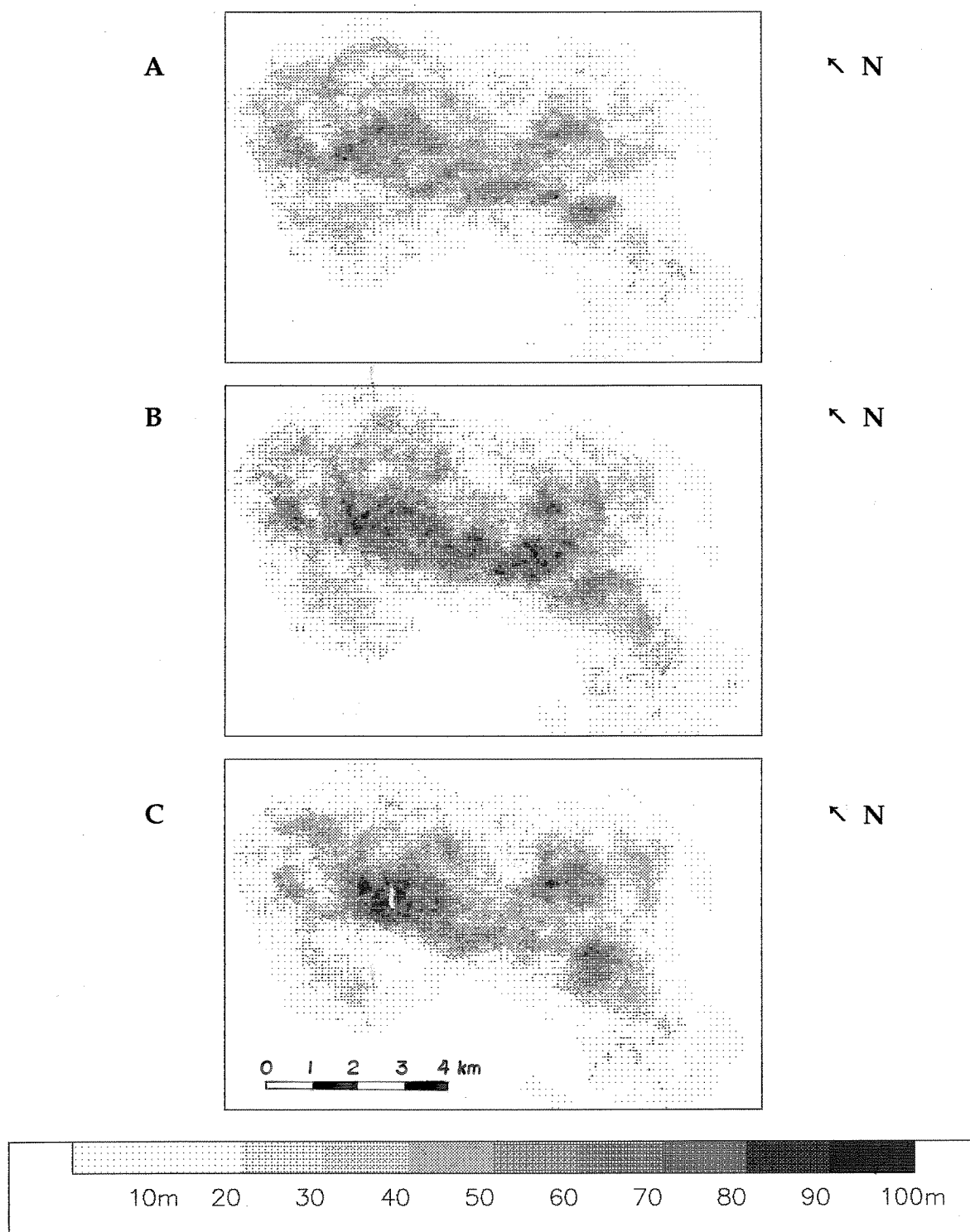


Figura 6.20 - Mapas de espessura da fácies franja de lobos resultantes das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

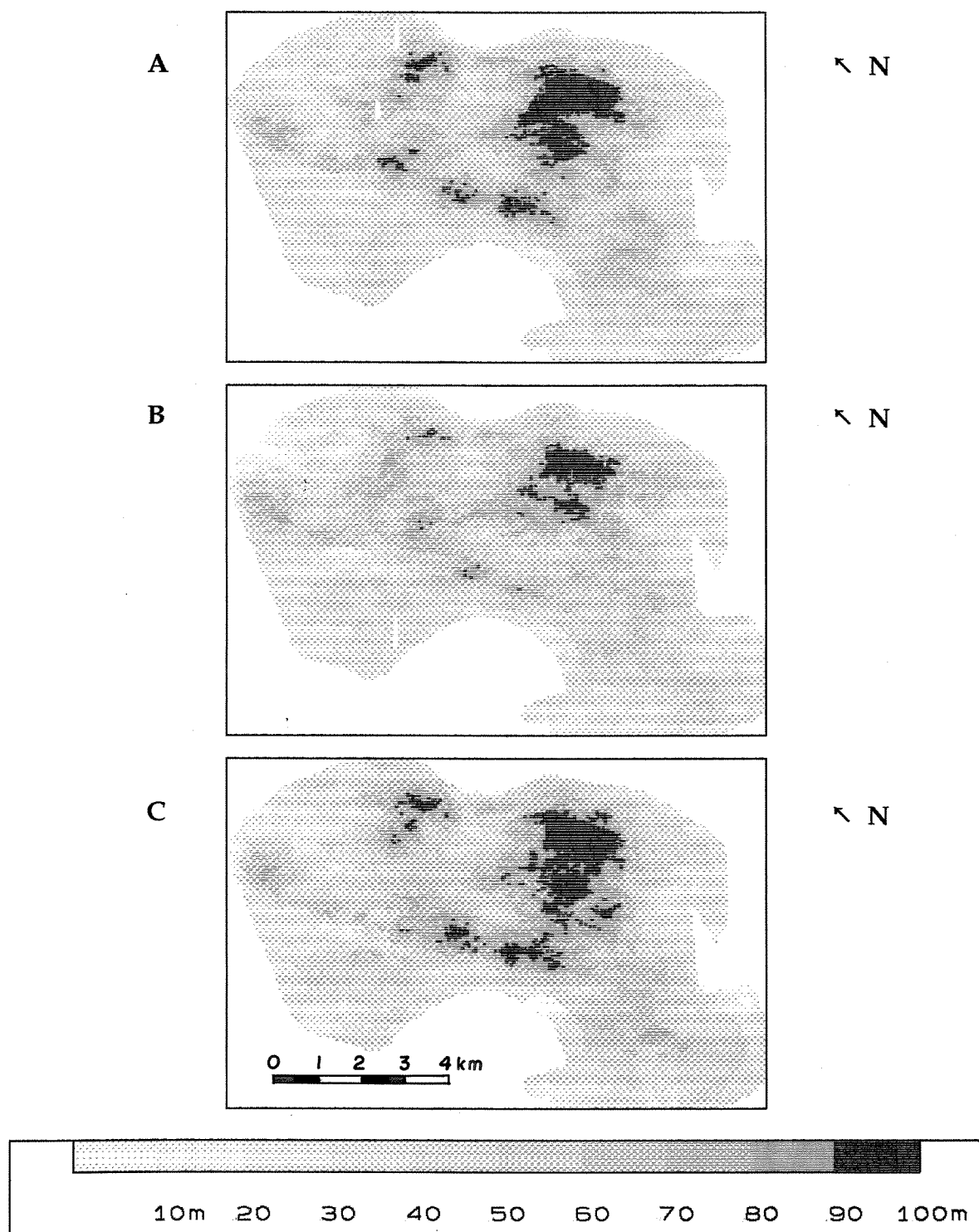


Figura 6.21 - Mapas de espessura da fácies hemipelágica resultantes das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

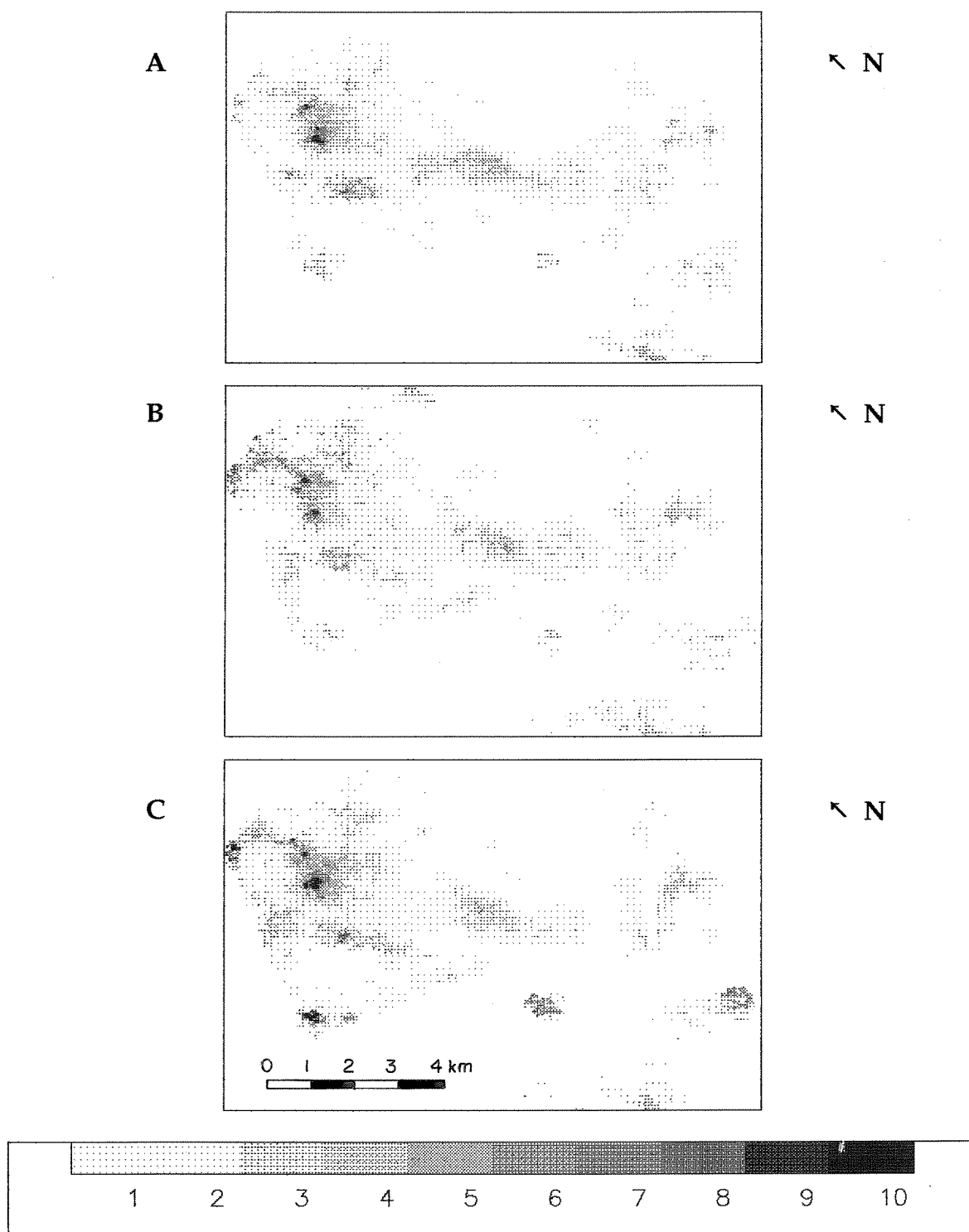


Figura 6.22 - Mapas de razão entre as fácies proximais (lobos canalizados mais lobos) sobre as fácies distais (franja de lobos mais hemipelágica) resultantes das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

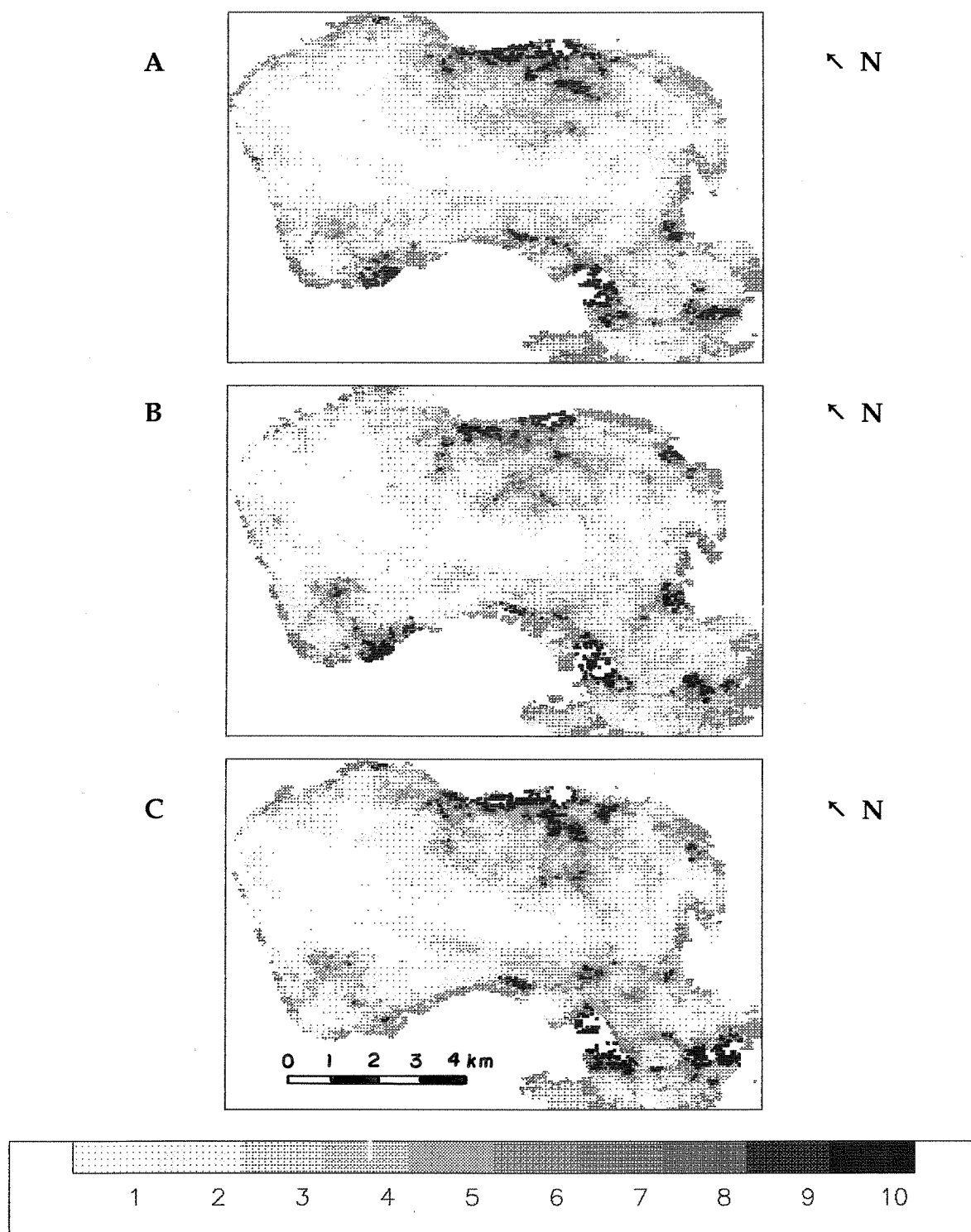


Figura 6.23 - Mapas de razão entre as fácies distais (franja de lobos mais hemipelágica) sobre as fácies proximais (lobos canalizados mais lobos) resultantes das simulações com os modelos de variogramas exponencial (A), cúbico (B) e esférico (C). Quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros.

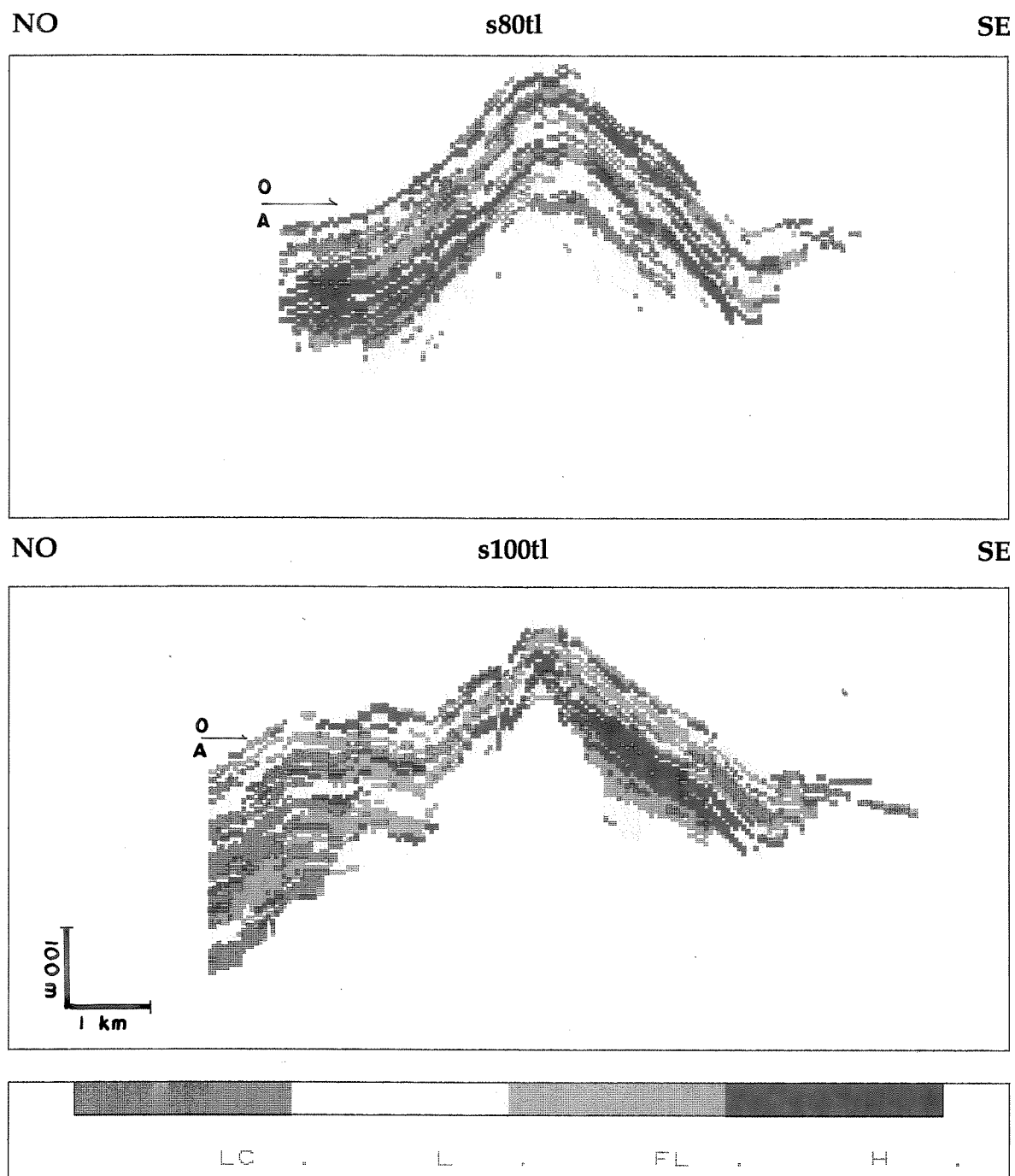


Figura 6.25 - Seções estruturais longitudinais (s80tl e s100tl). A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2755 metros e exagero vertical de 10 vezes. O número da seção é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

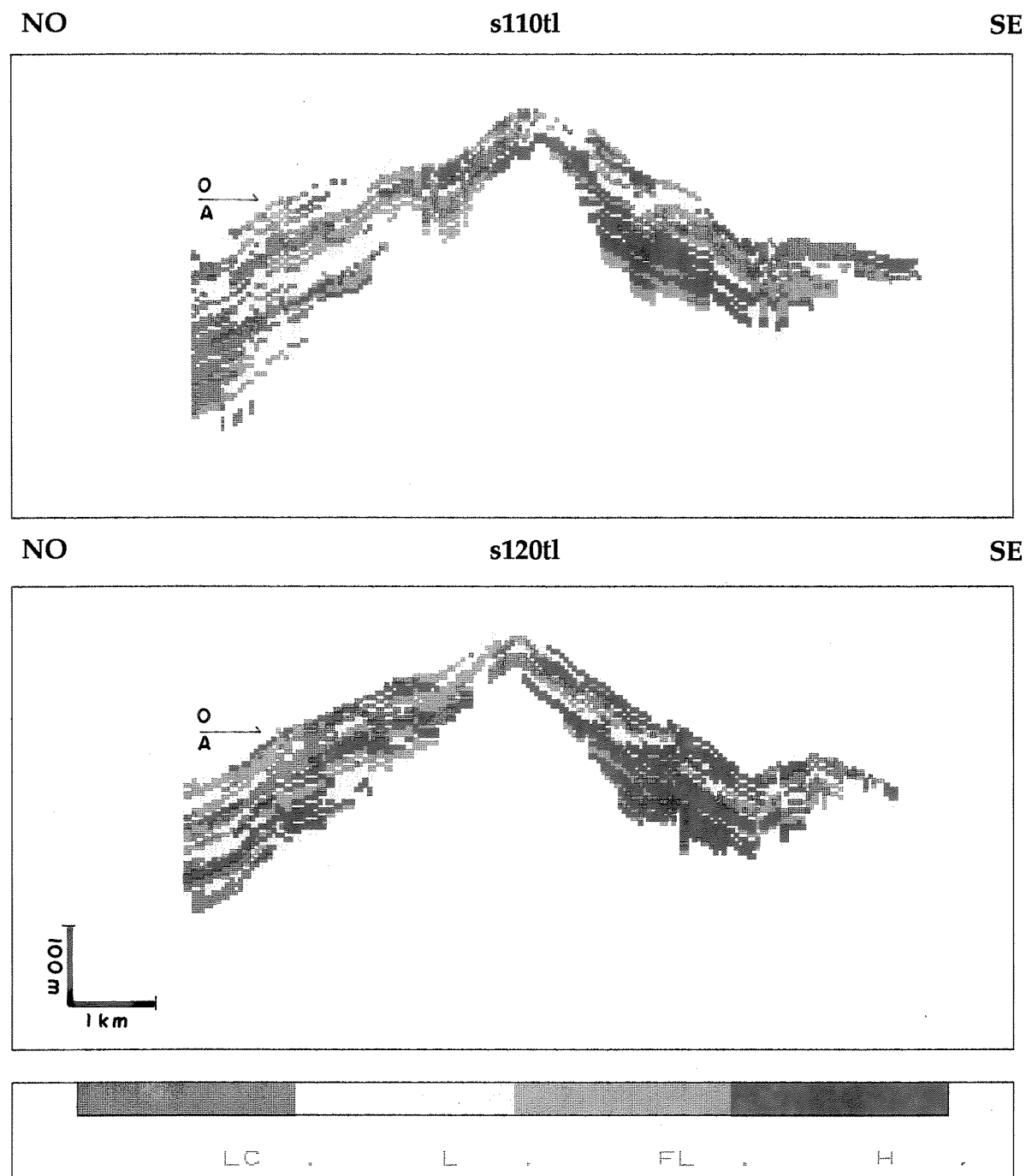


Figura 6.26 - Seções estruturais longitudinais (s110tl e s120tl). A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2755 metros e exagero vertical de 10 vezes. O número da seção é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

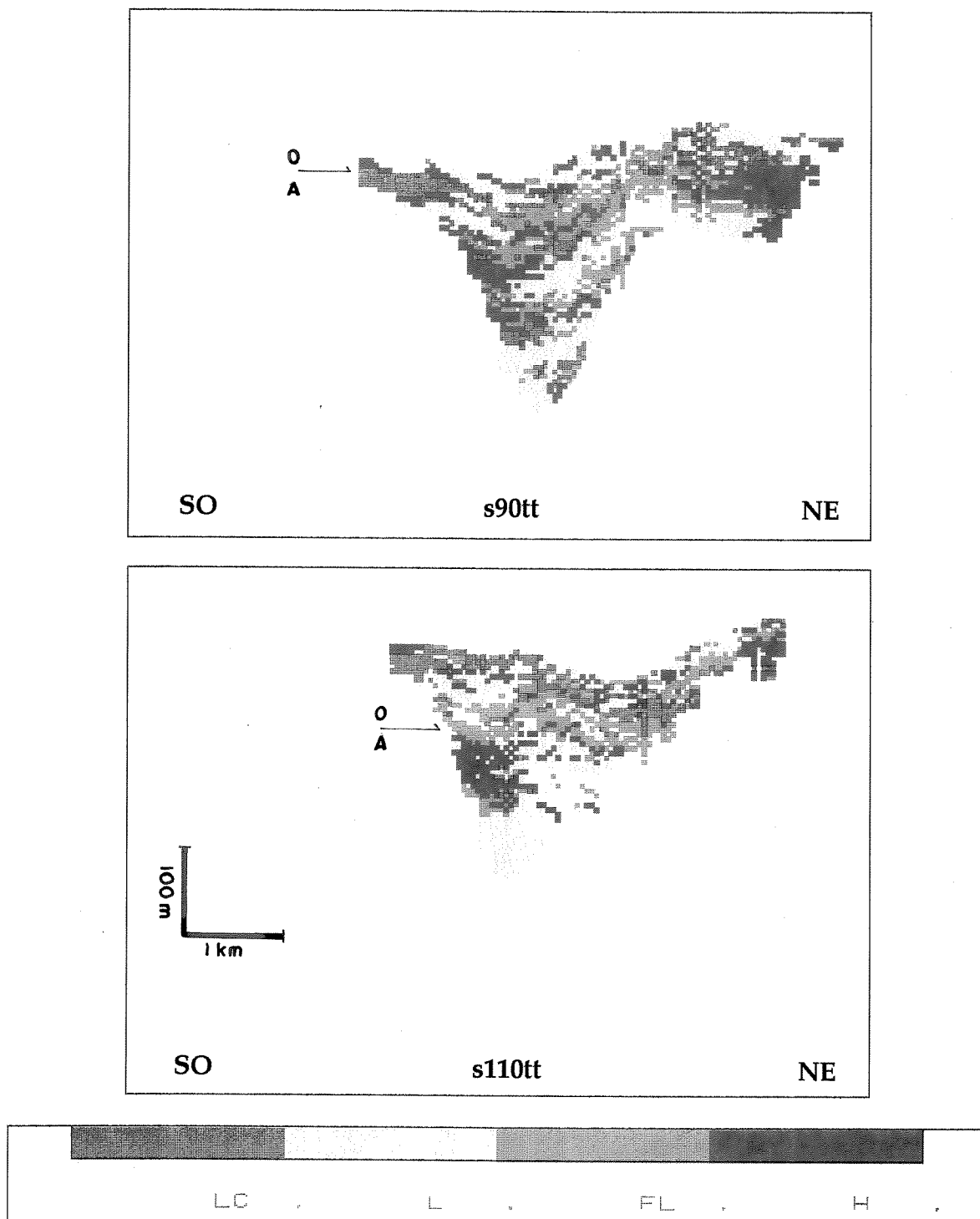


Figura 6.27 - Seções estruturais transversais (s90tt e s110tt). A dimensão horizontal do quadro externo tem 7.800 metros e a vertical 555 metros (topo a -2.575m e base a -3.130 m), contato óleo/água a -2755 metros e exagero vertical de 10 vezes.

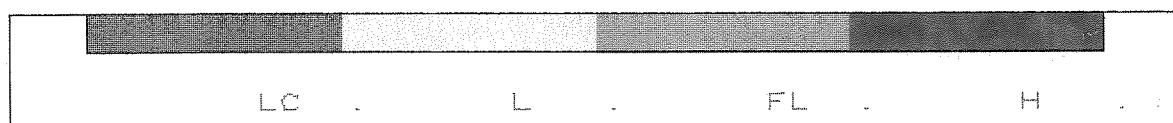
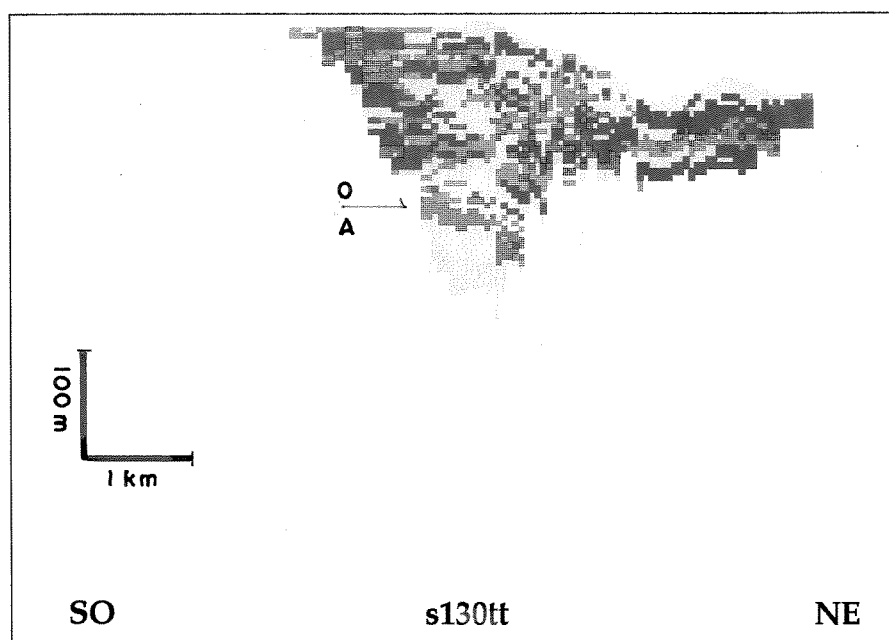
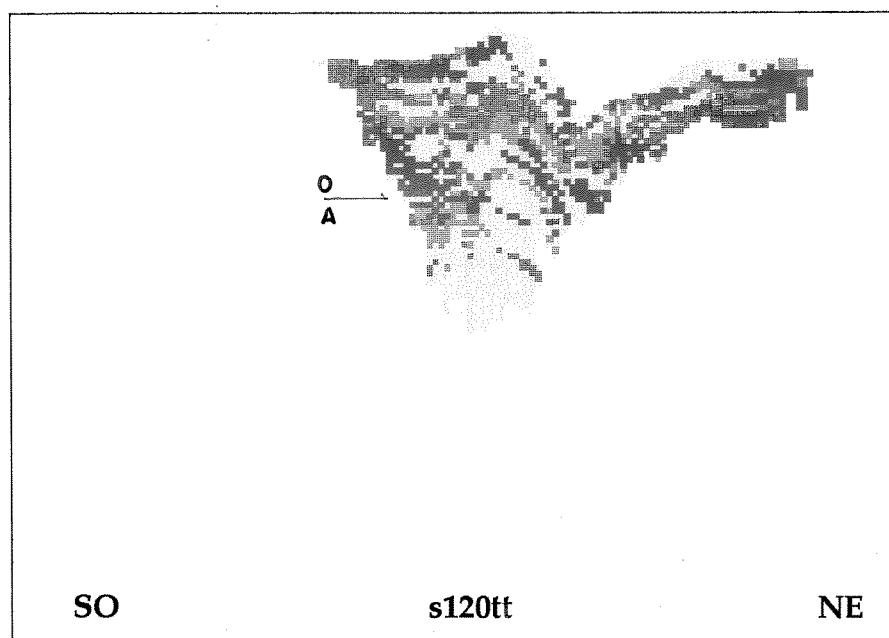


Figura 6.28 - Seções estruturais transversais (s120tt e s130tt). A dimensão horizontal do quadro externo tem 7.800 metros e a vertical 555 metros (topo a -2.575m e base a -3.130 m), contato óleo/água a -2755 metros e exagero vertical de 10 vezes.

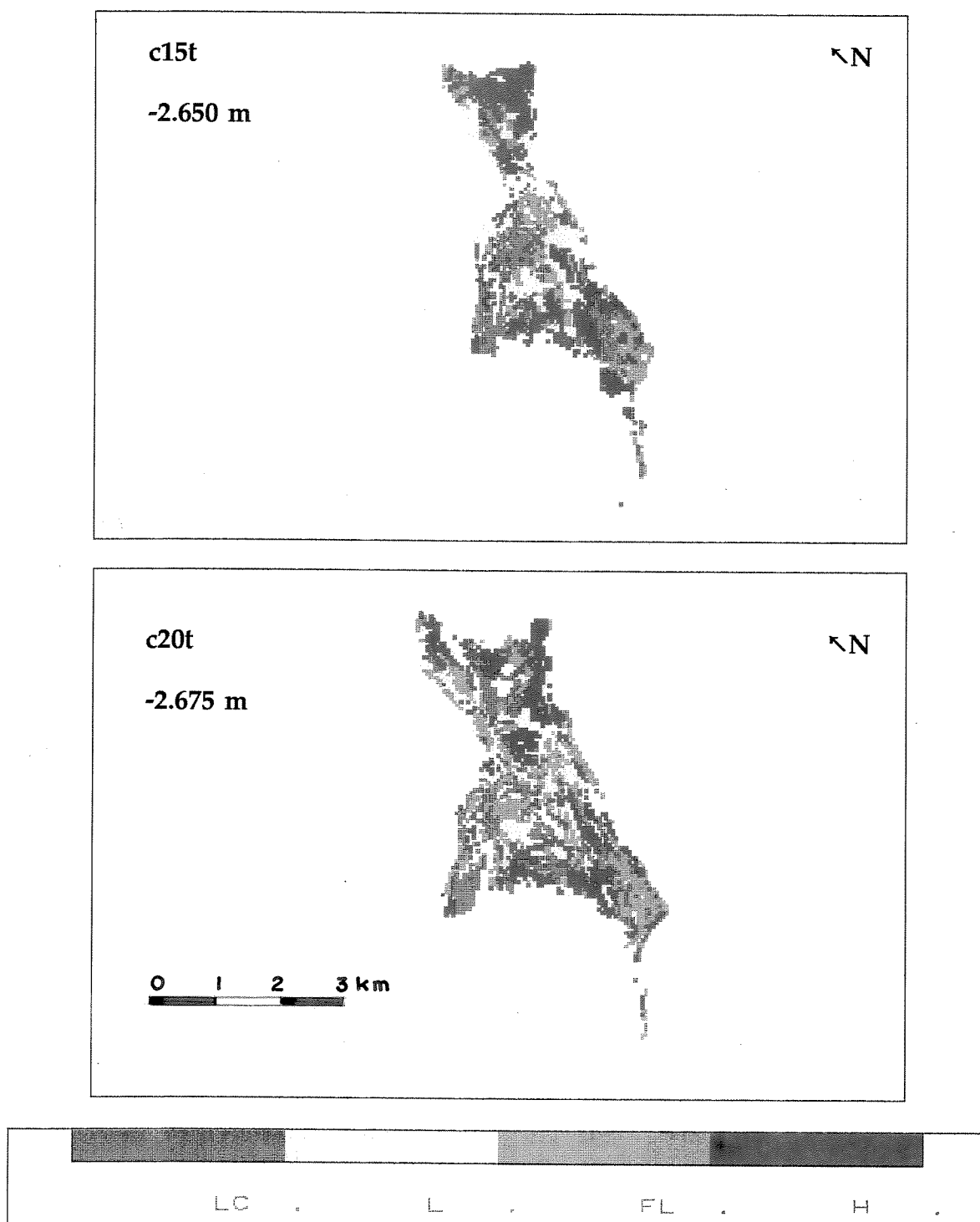


Figura 6.29 - Cortes estruturais c15t e c20t. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número da camada é equivalente ao plano correspondente da matriz (40,156,111).

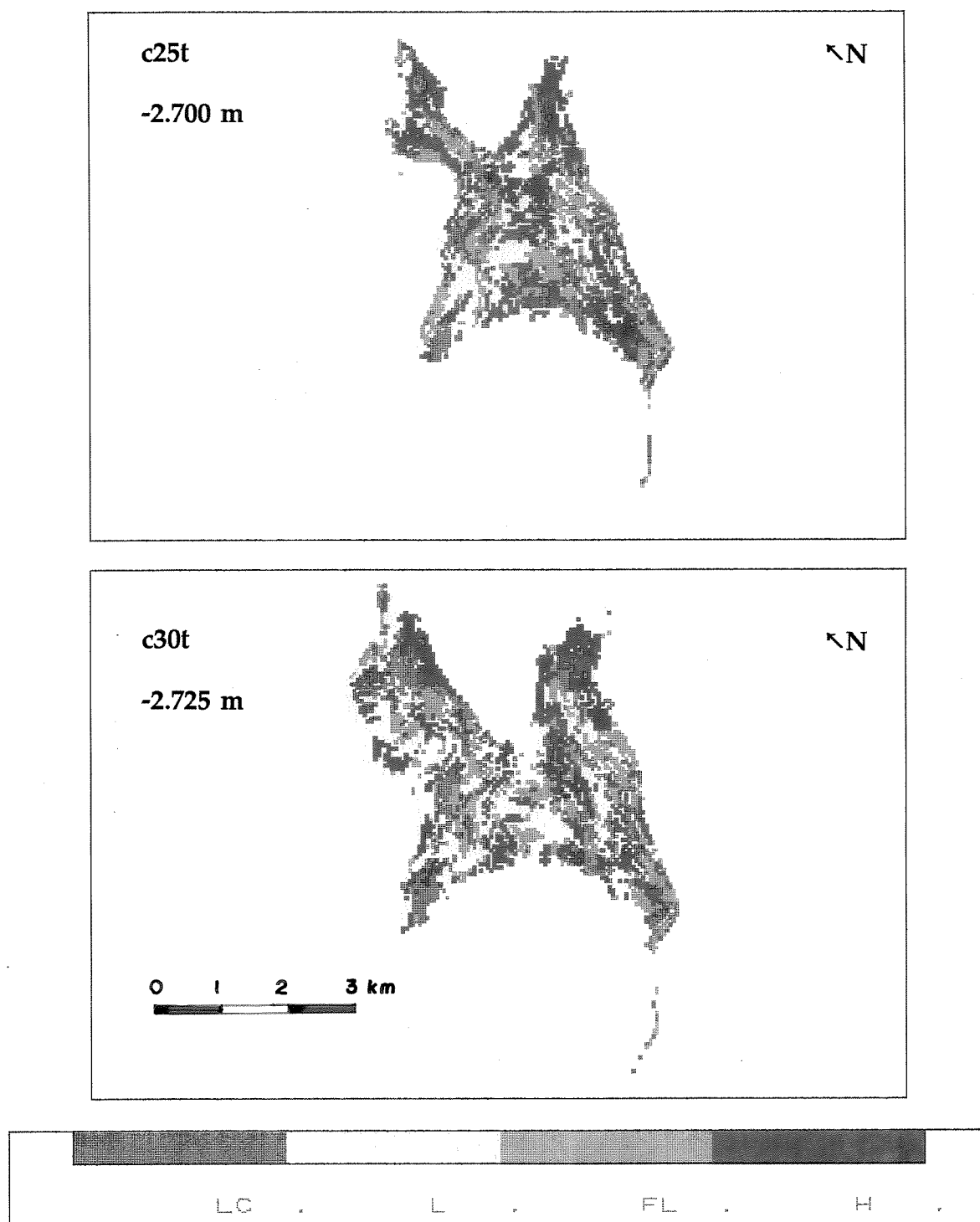


Figura 6.30 - Cortes estruturais c25t e c30t. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número da camada é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

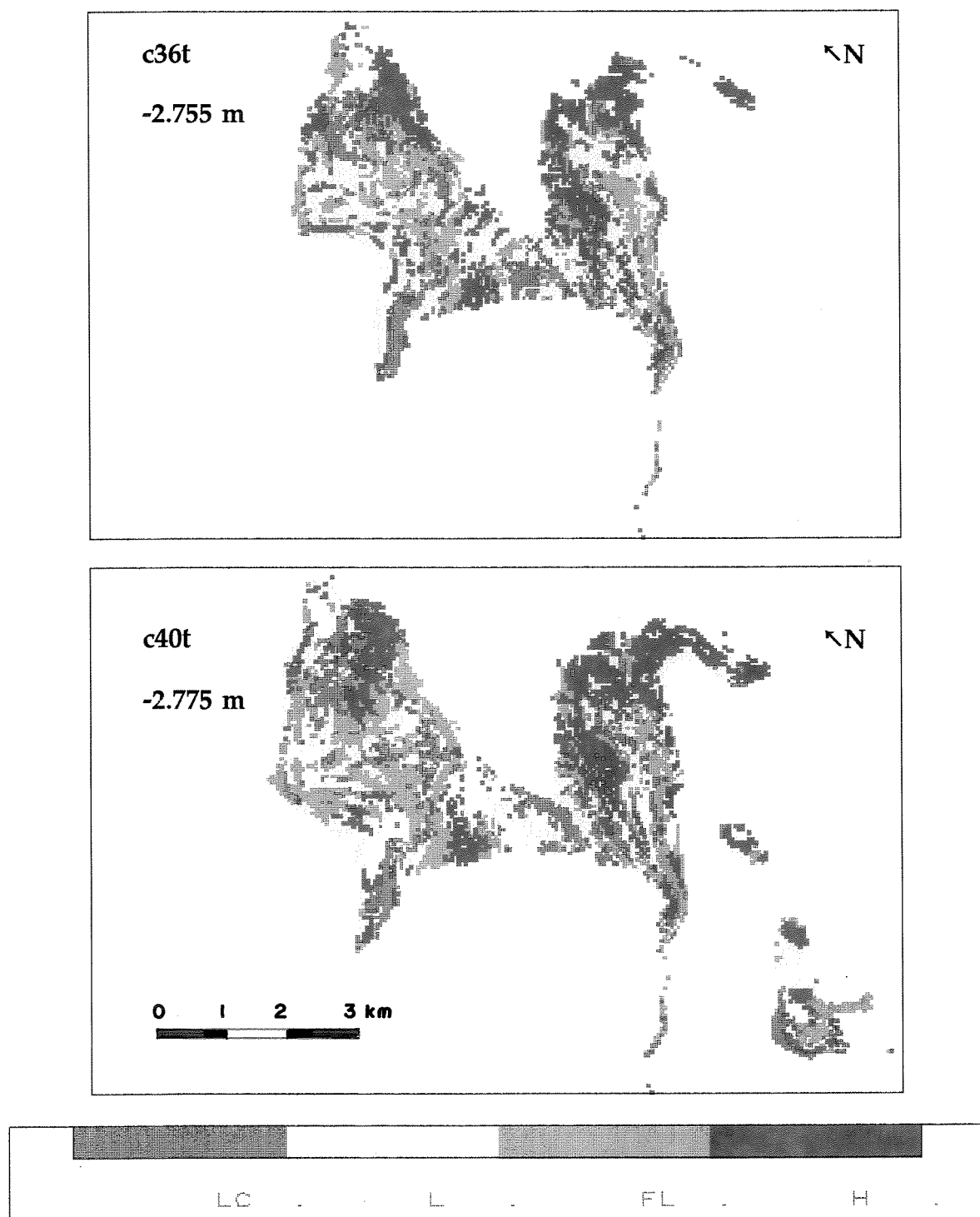


Figura 6.31 - Cortes estruturais c36t (óleo/água) e c40t. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número da camada é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

CAPÍTULO 7

MODELAGEM ESTOCÁSTICA PETROFÍSICA

Modelos probabilísticos de propriedades petrofísicas estão cada vez mais sendo utilizados como conjunto de dados para entrada em simulações de fluxo de reservatórios de hidrocarbonetos. Os modelos atuais de modelagem estocástica preconizam a idéia que inicialmente devem ser modeladas as propriedades geométricas do reservatório (Capítulo 6). A seguir seriam modeladas as propriedades petrofísicas no interior dos modelos geométricos previamente gerados. Este tipo de modelagem, em dois estágios, tem por objetivo levar maior quantidade de parâmetros geológicos (geometria) até os simuladores de fluxo, já que o deslocamento dos fluidos nos reservatórios depende desta geometria (fácies) e das variações das propriedades internas (petrofísica).

O objetivo deste capítulo é simular as propriedades petrofísicas de porosidade e permeabilidade respeitando-se a modelagem de fácies gerada no capítulo anterior. Para efeito de comparação a simulação da porosidade será feita com e sem a restrição das fácies. O método usado para simular a porosidade é o gaussiano seqüencial.

A pequena quantidade de dados de permeabilidade somada às deformações sofridas pelas amostras, durante e após a testemunhagem (rocha friável), dificultam a correlação e confiabilidade desta para com outros parâmetros medidos em todos os poços (perfis elétricos, sônicos e radioativos). Devido a isto optou-se pela simulação de Monte Carlo para gerar a distribuição de permeabilidade respeitando-se a restrição

do modelo simulado de fácies, a partir dos dados petrofísicos de permeabilidade absoluta para cada fácies (Tabela 4.1).

7.1 SIMULAÇÃO DA POROSIDADE

A simulação estocástica da porosidade foi realizada com o programa SGSIM (*sequential gaussian simulation*) que faz parte do pacote GSLIB (*geoestatistical software library and user's guide*), Deutsch & Journel (1992). A escolha do método gaussiano é devida ao fato de ser o método mais antigo e conhecido dentre as técnicas de simulação de variáveis contínuas. Modelos gaussianos multivariados são extremamente simpáticos pela sua simplicidade analítica, por ser a distribuição limite de muitos teoremas analíticos globalmente conhecidos (teorema do limite central) e também pelo seu recorde de aplicações com sucesso.

Na prática a maioria dos histogramas dos dados de reservatórios tais como porosidades, permeabilidades e saturação não apresentam distribuição similar a distribuição gaussiana e principalmente multigaussiana. Este problema pode ser minimizado desde que seja feita e possível a verificação da hipótese bigaussiana, situação na qual uma transformação não linear de uma função de distribuição acumulada em outra é o suficiente para solucionar o problema.

Estas transformações são necessárias para a confecção dos variogramas de entrada na simulação gaussiana e quando desejamos fazer transformações da distribuição gaussiana para os dados originais (Journel & Huijbregts, 1978:508 e Deutsch & Journel, 1992:138). A transformação normal de y_i associado com z_i é calculada pela equação,

$$y_i = G^{-1}(F(z_i)) \quad (7.1)$$

onde $G(y)$ é a função de distribuição cumulativa normal padrão e $G^{-1}(\cdot)$ é a inversa correspondente normal padrão. A transformação da distribuição gaussiana para os dados originais é dada por,

$$z_i = F^{-1}(G(y_i)) \quad (7.2)$$

onde $F(z)$ é a função de distribuição cumulativa dos dados originais.

A abordagem da simulação estocástica da porosidade efetiva foi feita de duas maneiras. Primeiro foi simulada a porosidade sem restrição de fácies, ou seja, simulou-se a porosidade em todo o domínio condicionadas aos parâmetros de média, variância e dados condicionantes. A seguir foi simulada a porosidade com restrição de fácies, obtida da simulação estocástica de fácies com o modelo variográfico esférico. Nesta etapa foram simuladas as porosidades no domínio de cada fácies, ou seja, para cada uma delas condicionou-se os parâmetros de média e variância, além é claro, dos dados condicionantes da sua respectiva fácies, sendo os outros dados ignorados. A fácies hemipelágica não foi simulada por não apresentar porosidade efetiva. O resultado final da simulação com restrição de fácies é o somatório dos resultados de cada simulação. O objetivo é comparar os dois resultados em relação ao que é esperado das variações de porosidade dentro do sistema deposicional estudado.

Na restrição das fácies bem como para as áreas externas ao sistema deposicional foi realizada a mesma modificação no programa SGSIM feita no programa IPCSIM (Figura 6.3). A única diferença é que além da matriz de restrição, para o sistema deposicional, foram adicionadas restrições para cada fácies.

Em ambas etapas foi utilizado o mesmo modelo variográfico das variáveis transformadas em distribuição normal. Nos variogramas horizontais nas direções de azimute 0° e 90° ¹ foi ajustado um modelo exponencial com anisotropia zonal, com

¹ As direções em azimutes são sempre relativas aos dados rotacionados.

patamares de 0.9 e 0.7, respectivamente (Figura 7.1). A maior variabilidade na direção de azimuth 0° se deve às características do modelo deposicional, que apresenta maior continuidade das fácies na direção de azimuth 90° . Esta maior continuidade também se reflete na porosidade efetiva que tem relação direta com o modelo deposicional. A maior variabilidade, patamar igual a 1, está no variograma vertical, o que era esperado, devido ao fato da variabilidade estar entre o acamamento e não na direção do fluxo deposicional².

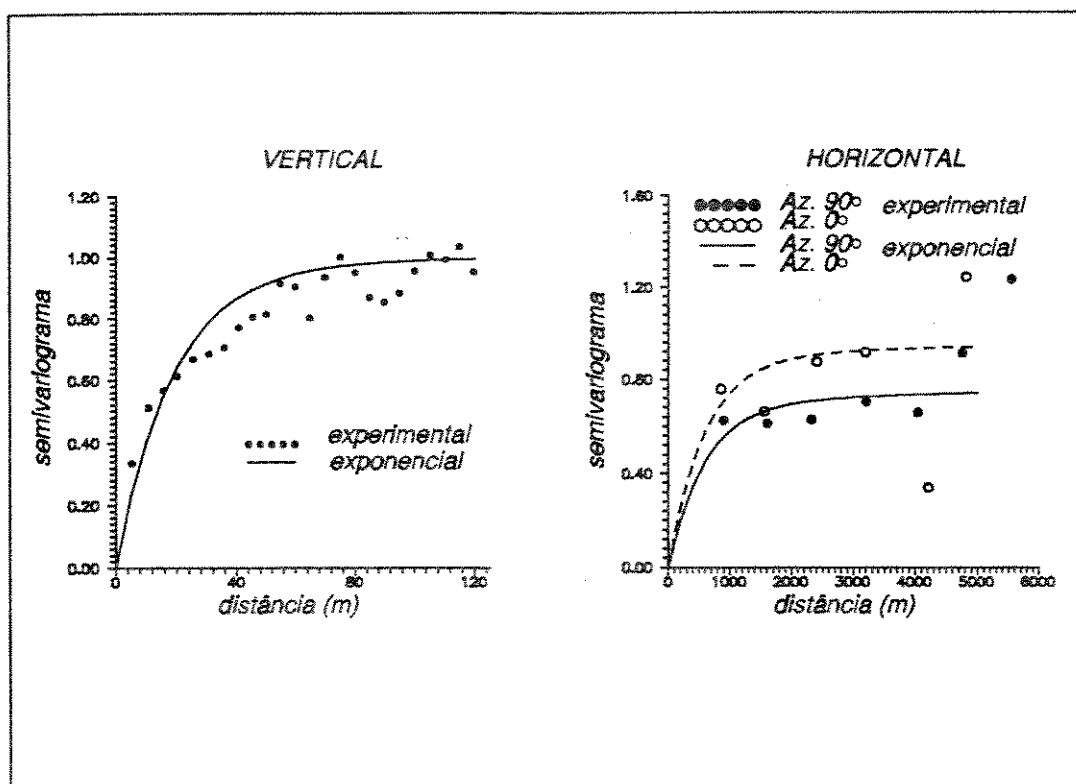


Figura 7.1 - Ajuste do modelo de variograma exponencial aos dados de porosidade no espaço gaussiano.

As simulações e os variogramas foram feitos em coordenadas estratigráficas. A transformação para coordenadas estruturais é feita da mesma maneira que aquela utilizada nos resultados da simulação estocástica das fácies (Figura 6.24). O tempo de CPU total da simulação ficou em aproximadamente 55 minutos na estação SUN SLC/8 Megabytes de RAM para cada realização.

² Um ajuste "mais fino" deste variograma seria possível mas devido a precariedade dos variogramas horizontais isto seria pouco útil, no momento.

7.1.1 Comparação dos resultados

Os resultados obtidos com a simulação estocástica da porosidade com (fácies) e sem a restrição das fácies (global) serão apresentados neste item. O objetivo é fazer uma análise crítica destes resultados comparando-se dados estatísticos e analógicos.

7.1.1.1 Análise comparativa estatística

Na análise estatística serão mostrados os resultados obtidos em termos de média, variância, histogramas e variogramas entre as simulações sem e com restrição de fácies. A Tabela 7.1 a seguir mostra os resultados obtidos em termos de média e variância entre a simulação sem e com restrição de fácies. Note que é obtido o mesmo valor de porosidade média na simulação global, o mesmo não acontecendo com a variância.

Tabela 7.1 - Comparação entre médias e variâncias dos dados e simulações.

	dados	global	c/ fácies
média (%)	15,3	15,3	14,2
variância (% ²)	161	149	159

No histograma da Figura 7.2 são comparadas as classes de porosidades entre os dados experimentais e os resultados obtidos com a simulação estocástica. O ajuste obtido é satisfatório sendo observada certa tendência de aumento da ocorrência das porosidades mais altas (principalmente a classe de 24% a 28%) na simulação sem restrição de fácies, enquanto que na simulação com restrição das fácies tende a diminuir a frequência destas porosidades com altos valores (principalmente na classe de 20% a 24%). As duas simulações apresentam desvio inverso para a classe inferior (de 0% a 4%).

A comparação entre os variogramas verticais e horizontais dos dados experimentais e aqueles obtidos com a simulação estocástica estão na Figura 7.3. Os resultados variográficos da simulação global (sem restrição de fácies), tanto na vertical como na horizontal, foram razoáveis dentro daquilo que se poderia esperar de um ajuste variográfico, apesar dos poucos pontos nos variogramas horizontais dos dados experimentais. As diferenças encontradas, tanto na vertical quanto na horizontal, estão mais relacionadas à flutuação ergódica do que à falta de estacionaridade dos dados. Os variogramas resultantes do somatório das simulações com restrição de fácies também são apresentados. Nota-se que aparece uma pequena anisotropia geométrica, provavelmente refletindo a restrição de fácies aplicada. O variograma na vertical da simulação com restrição de fácies apresenta maior variabilidade também relacionada à restrição aplicada.

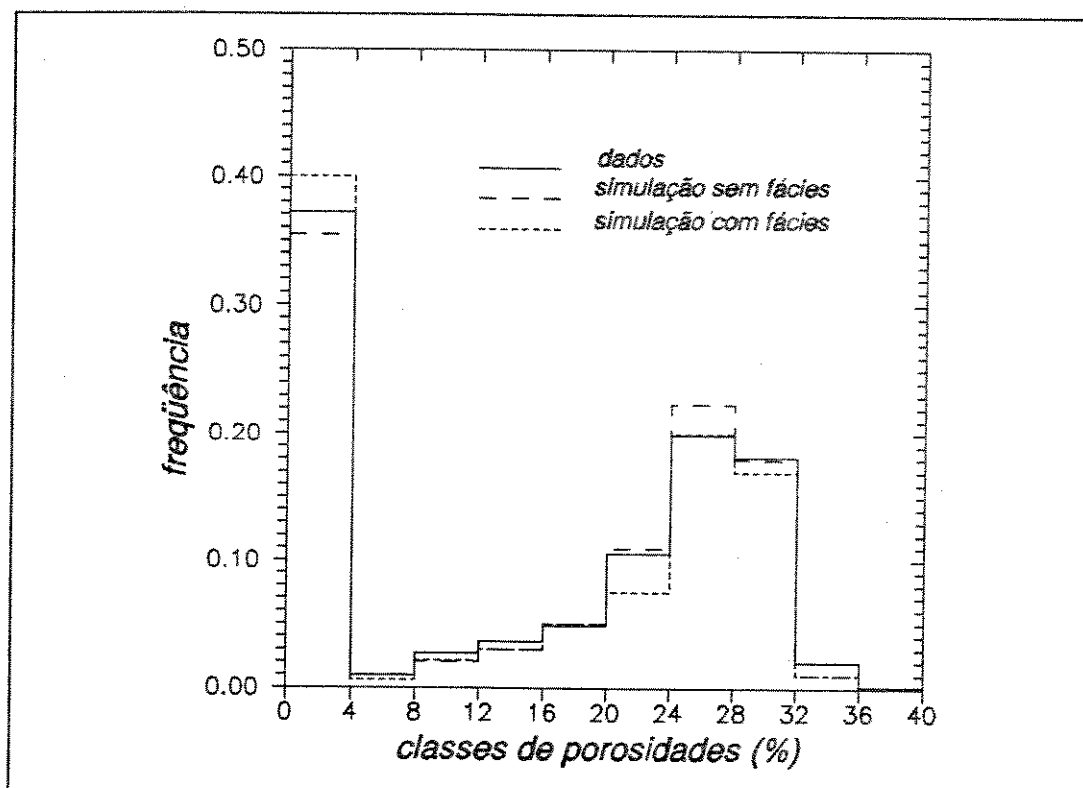


Figura 7.2 - Histograma dos dados de porosidade e simulados.

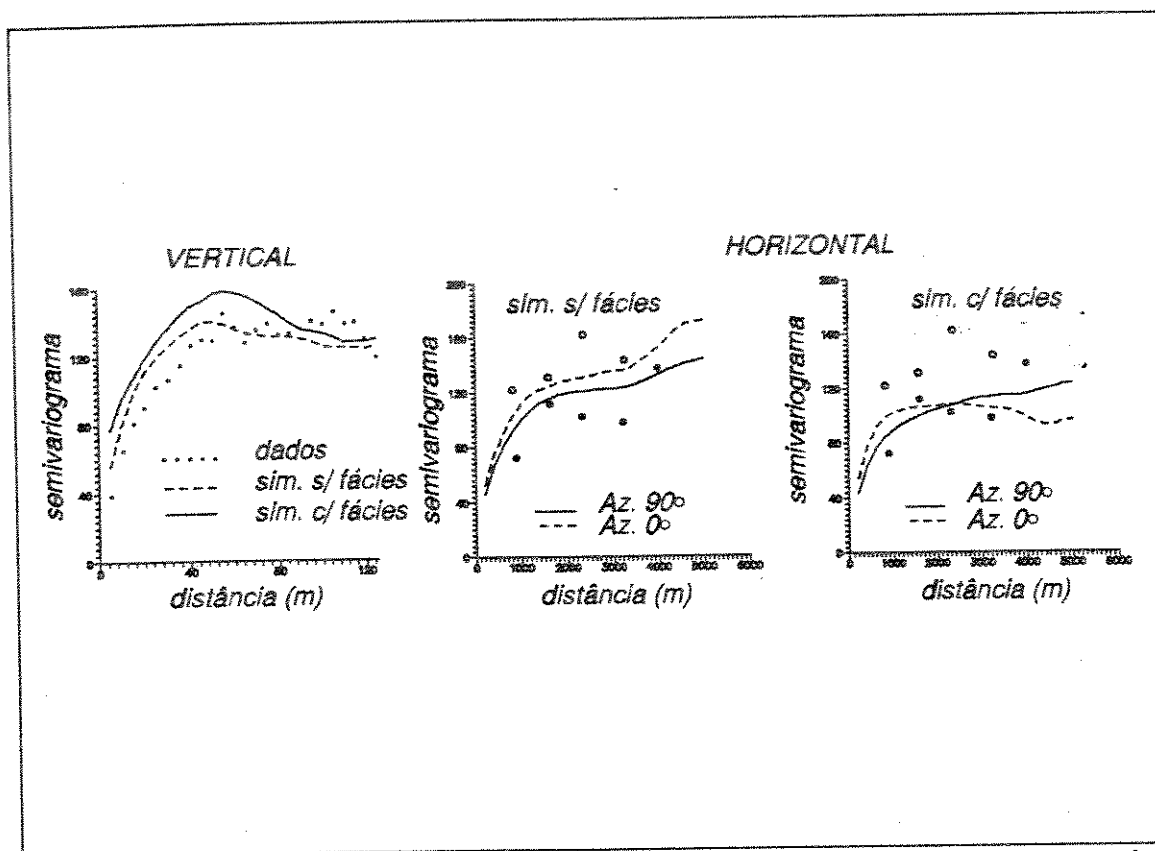


Figura 7.3 - Comparação entre os variogramas verticais e horizontais dos dados e resultantes das simulações.

7.1.1.2 Análise analógica dos resultados

Nas Figuras 7.4 a 7.8 é feita análise comparativa analógica entre os resultados obtidos nas simulações com e sem a restrição das fácies. De maneira geral há tendência das porosidades mais altas terem uma maior distribuição na simulação sem restrição de fácies. A maior ocorrência da fácies de lobos canalizados na área proximal do sistema deposicional também fica bem caracterizada na porosidade em ambas as simulações (Figuras 7.4 e 7.5). Esta situação se traduz por maior homogeneidade na distribuição da porosidade nestas áreas em relação às outras (intermediária - Figura 7.6 e distais).

A ocorrência da subdivisão em três regiões distintas de associação de fácies observadas no Capítulo 6 são também constatadas na simulação estocástica da

porosidade sem a restrição de fácies. As Figuras 7.7 e 7.8 mostram a ocorrência de uma associação de porosidade diferente para a área proximal, intermediária e distal - reflexo direto da associação entre parâmetros litológicos e fácies.

Uma diferença marcante entre os dois modelos resultantes é que o modelo sem restrição de fácies, pelas próprias características do método gaussiano, apresenta transição mais suave de porosidades maiores para menores. Na simulação estocástica com restrição de fácies, a utilização de simulação independente e com posterior união dos resultados apresenta variações mais bruscas, comuns no empilhamento vertical de seqüências turbidíticas. Análise mais geral mostra que o modelo de porosidade sem restrição de fácies tende a apresentar melhores resultados de variação de porosidade na horizontal (gradativa) enquanto que o modelo com restrição de fácies apresenta na vertical (brusca).

A simulação com restrição de fácies foi escolhida para transformar os resultados de coordenadas estratigráficas para coordenadas estruturais. Nas Figuras 7.9 a 7.12 estão seções longitudinais e transversais estruturais e cortes estruturais representativos do resultado da simulação estocástica da porosidade. Os blocos sem porosidade são relacionadas às fácies hemipelágica (total) e franja de lobos (parcial).

Salienta-se a importância dos resultados de porosidade em relação aos cálculos de volumes, que associados à medida de saturação fornecem o volume de hidrocarboneto e água nos reservatórios. Outro uso possível da simulação estocástica da porosidade, além de caracterizar os volumes porosos dos blocos para o simulador de fluxo, é aplicada ao cálculo de volumes de hidrocarbonetos em regiões prováveis de adensamento de malha. Os volumes de hidrocarbonetos resultantes destas regiões, em algumas realizações estocásticas, poderiam fornecer subsídios sobre a necessidade ou não de tal adensamento de malha, em função dos volumes calculados. Estas realizações, em estudos mais globais, também poderiam sugerir ou não a ampliação da malha de drenagem do campo. A análise de realizações estocásticas de porosidade conjuntamente com realizações estocásticas de permeabilidades são úteis para a seleção de zonas favoráveis e zonas desfavoráveis ao deslocamento de fluidos.

7.2 SIMULAÇÃO DA PERMEABILIDADE

A distribuição de permeabilidades é normalmente a propriedade de mais difícil caracterização num reservatório de hidrocarbonetos. Independente do método para obtenção das permeabilidades absolutas, estas só tem sentido a nível de reservatório se relacionadas às propriedades geométricas dos sistemas deposicionais (primárias e secundárias).

Os poucos dados de permeabilidade absoluta e a dificuldade de se obter correlação com outros parâmetros petrofísicos amplamente amostrados (porosidade, argilosidade³), levaram a utilização da metodologia de Monte Carlo para simulação estocástica da permeabilidade absoluta no interior das fácies. A escolha deste método deveu-se a existência de poucos dados, simplicidade do método, distribuição igual das propriedades em todo o domínio e para criar uma variabilidade no reservatório para estudos subseqüentes.

A simulação estocástica da permeabilidade absoluta foi realizada utilizando-se da distribuição geométrica de fácies resultante da modelagem estocástica de fácies com o modelo variográfico esférico.

A primeira constatação é que praticamente não existem dados de permeabilidade absoluta na direção vertical e na fácies franja de lobos (Tabela 4.1). A Figura 7.13 mostra a relação entre permeabilidade horizontal e vertical de 189 amostras, a partir de 8 poços, num campo de hidrocarboneto em ambiente sedimentar correlato e de mesma idade (Cretáceo Superior). Observa-se que, pelo menos a nível de plugues⁴, existe uma boa correlação entre k_H e k_V , isto é, as permeabilidades medidas nos plugues para direção horizontal e para direção vertical são praticamente

³ Estes parâmetros são facilmente obtidos de forma contínua através de perfis elétricos, sônicos e radioativos.

⁴ Os plugues têm aproximadamente 1 a 1,5 polegadas de diâmetro por 2 a 3 polegadas de comprimento.

as mesmas. Deste modo a pouca quantidade de dados de k_v pode ser suprida, para este tipo de sistema deposicional, pela relação entre k_H e k_v .⁵

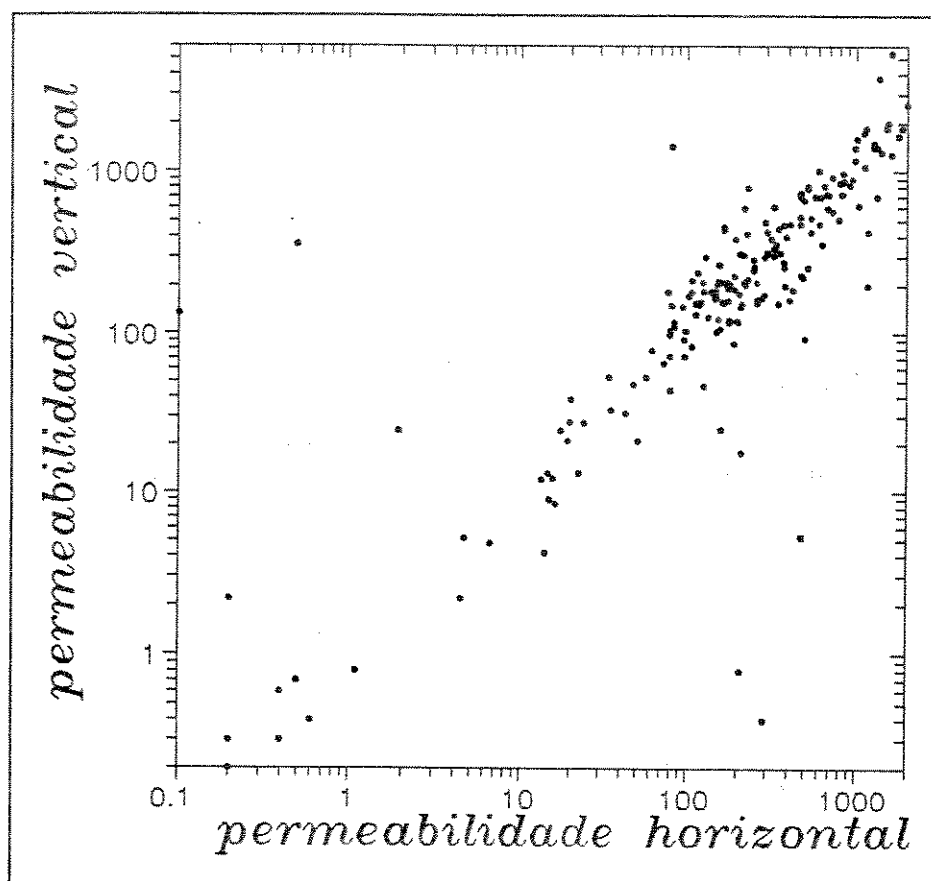


Figura 7.13 - Relação entre permeabilidade absoluta horizontal e vertical.

Outro ponto a ser considerado é a inexistência de dados de permeabilidades (apenas 1) na fácies de franja de lobos (Tabela 4.1). As mesmas classes litológicas existentes na fácies de lobos se repetem na fácies franja de lobos, com a diferença que nesta os litotipos de granulometrias mais finas ocorrem com maior frequência (Capítulo 4). Assim sendo, fez-se um corte dos litotipos não permeáveis da fácies de franja de lobos através dos perfis de porosidade. Litologias com porosidades abaixo de 12% foram consideradas fechadas pela análise qualitativa dos perfis de porosidade. Este corte redundou em 38% da fácies franja de lobos considerada fechada para

⁵ Algumas interpretações posteriores são necessárias nestes dados visto que as permeabilidades absolutas na fácies de lobos é significativamente menor. Este fato está relacionado a variações internas deposicionais e diagenéticas.

permeabilidades absolutas horizontais. Para os 62% restantes foi utilizada a mesma distribuição de permeabilidade absoluta da fácies de lobos. A fácies franja de lobos não apresenta permeabilidade vertical, já que é composta por estratos permeáveis e impermeáveis (Capítulos 4 e 5).

O programa utilizado para a simulação estocástica da permeabilidade absoluta é bastante simples. Inicialmente é visitado o nó e constatada qual a fácies presente. Após é sorteado um número aleatório, entre zero e um, e busca-se na curva de distribuição cumulativa de permeabilidade da respectiva fácies o valor de permeabilidade absoluta referente ao nó. Repete-se esta sequência até que todos os nós sejam visitados.

A Tabela 7.2 mostra as funções de distribuição cumulativas para cada fácies utilizadas na simulação⁶. As permeabilidades absolutas nas direções x e y foram obtidas a partir das três funções de distribuição cumulativas. Para as permeabilidades absolutas na direção z foram utilizadas somente as distribuições das fácies de lobos canalizados e lobos, já que franja de lobos e hemipelágica não apresentam permeabilidades efetivas nesta direção.

Tabela 7.2 - Função de distribuição cumulativa da permeabilidade absoluta das fácies.

LOBOS CANALIZADOS		LOBOS		FRANJA DE LOBOS	
Pa	k(mD)	Pa	k(mD)	Pa	k(mD)
0,125	170	0,310	400	0,310	fechado
0,250	570	0,620	760	0,570	400
0,500	850	0,680	1100	0,760	760
0,750	1100	0,870	1400	0,800	1100
0,875	1500	1,000	1530	0,920	1400
1,000	1670			1,000	1530

⁶ As proporções foram obtidas através do estudo de classes de histogramas da tabela 4.1 e, os valores selecionados são a média de cada classe.

7.2.1 Resultados da simulação da permeabilidade absoluta

Os resultados da simulação estocástica da permeabilidade absoluta podem ser vistos nas Figuras 7.14 a 7.21, sendo apresentados somente em coordenadas estruturais.

As Figuras 7.14 a 7.17 são resultados gráficos da simulação que representam as direções *x* e *y*, já que foram consideradas permeabilidades idênticas para estas duas direções. A Figura 7.14 mostra 3 seções longitudinais (sk80lxy, sk100lxy e sk110lxy), na Figura 7.15 são três seções transversais ao sistema deposicional (sk90txy, sk110txy e sk120txy) e nas Figuras 7.16 e 7.17 são apresentados cortes em diferentes níveis estruturais acima, abaixo e no contato óleo/água do campo (ck20xy, ck30xy, ck36xy e ck45xy).

As barreiras horizontais de permeabilidade nestas seções e cortes estão representadas pela totalidade das fácies hemipelágicas e por 38% das fácies franja de lobos (Figuras 7.14 a 7.17). De maneira geral o fluxo horizontal não apresenta grandes heterogeneidades sugerindo boa conectividade entre as unidades de fluxo (fato resultante da análise geológica - Capítulo 4 e da simulação estocástica das fácies - Capítulo 5).

Os problemas mais graves de heterogeneidades de reservatório são mostrados nas Figuras 7.18 a 7.21, e estão relacionados à permeabilidade vertical (conectividade entre as subunidades de fluxo). Tanto nas seções longitudinais como transversais são identificadas barreiras verticais ao fluxo e subunidades de fluxo diretamente ligadas ao aquífero entre estas barreiras. Mesmo sendo obtidas através de simulação estocástica de fácies, devido a quantidade de dados condicionantes nesta área, existe uma grande probabilidade de que estas seções e cortes estruturais não sejam apenas fruto do acaso, mas bastante próximas do real.

Pela posição do contato óleo/água pode-se constatar, principalmente na seção sk80lz (Figura 7.18), a existência de subunidades de fluxo que encontram respaldo nas

outras seções longitudinais, bem como nas transversais. Subunidades de fluxo parcialmente individualizadas por barreiras verticais podem acarretar a entrada e produção precoce de água. As fácies responsáveis pelas barreiras verticais ao fluxo são a franja de lobos e hemipelágica.

As mesmas conclusões observadas nas seções e cortes estruturais da simulação estocástica de fácies, na análise geral do reservatório (Capítulo 6), também podem ser estendidas para a permeabilidade absoluta pela associação íntima entre fácies, permeabilidade e unidade de fluxo.

Mudanças nos valores da Tabela 7.2 obviamente causariam mudanças nos valores de permeabilidade, assim como outras realizações, mas não alterariam muito a globalização dos resultados já que estes estão amarrados aos das fácies. Esta dependência entre permeabilidade e fácies é proposital visto que se procurou desde o início deste trabalho demonstrar a íntima associação entre fácies (geometria) e unidade de fluxo (permeabilidade).

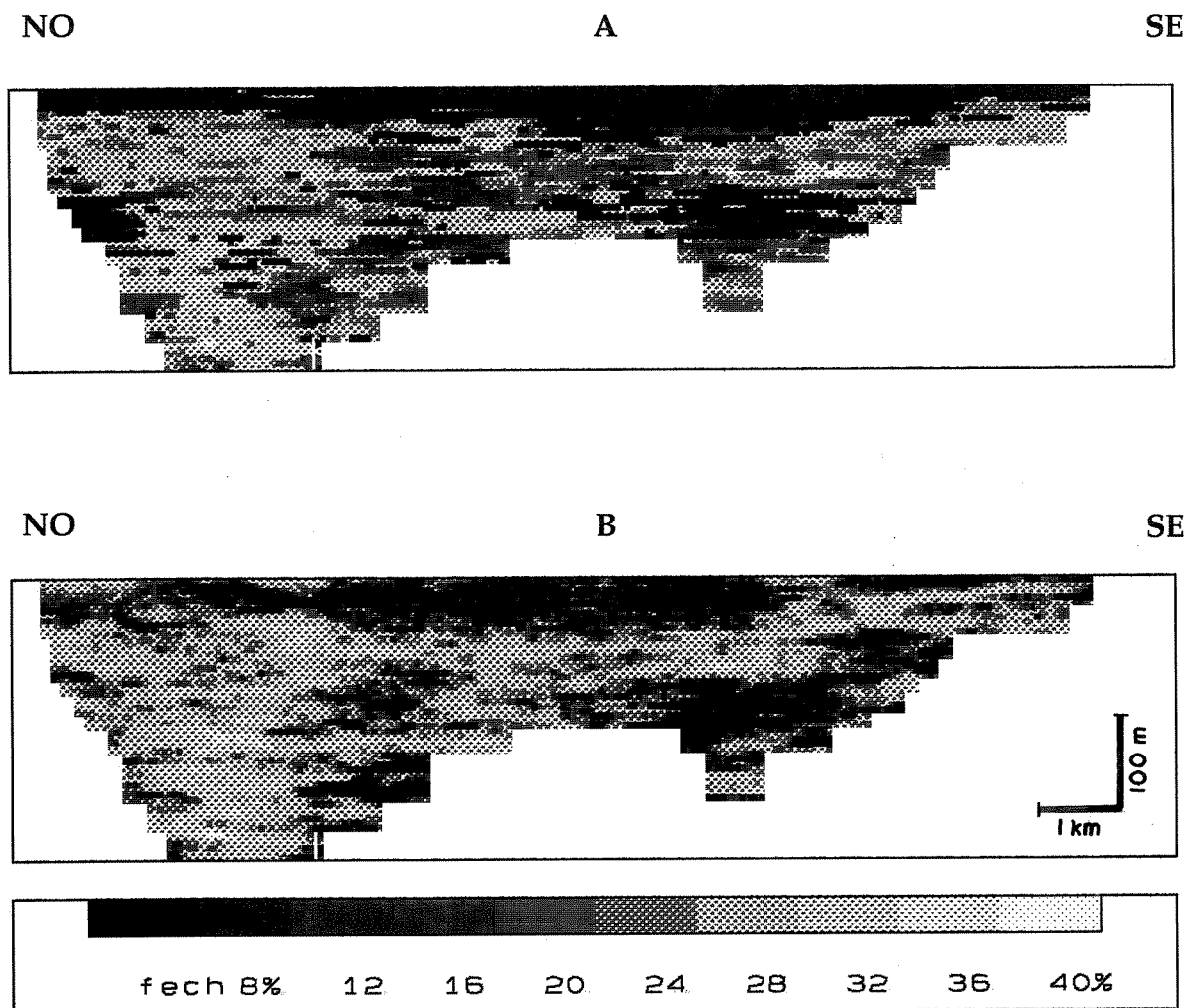


Figura 7.4 - Seções longitudinais de porosidade (p100l) comparativas entre as simulações estocásticas resultantes com (A) e sem (B) a restrição de fácies. O quadro externo de cada figura representa uma extensão de 12.000 metros, espessura de 290 metros e exagero vertical de 10 vezes. Estas seções estão posicionadas aproximadamente na calha deposicional. O número da seção é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,58).

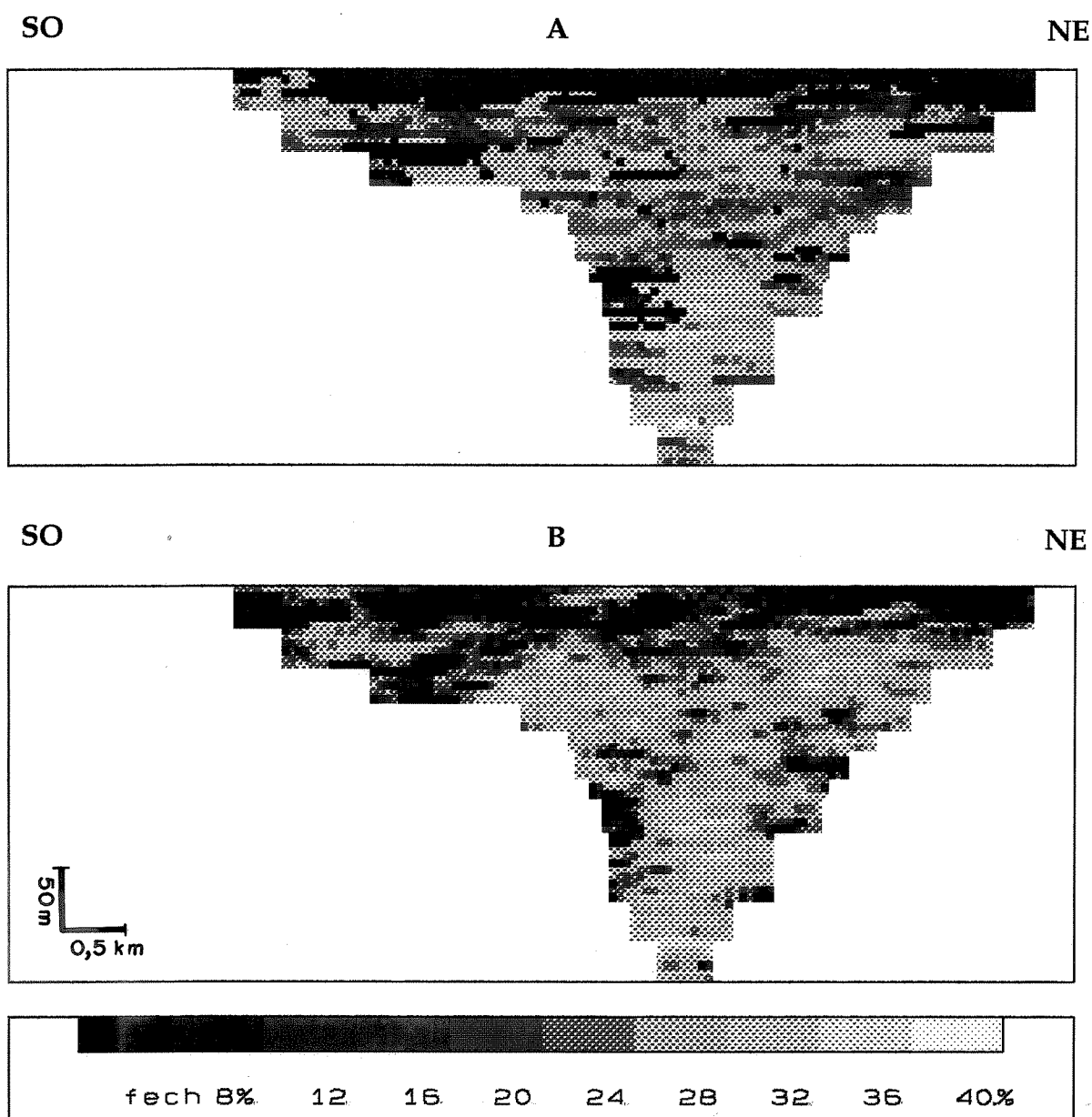


Figura 7.5 - Seções transversais de porosidade (p40t) comparativas entre as simulações estocásticas resultantes com (A) e sem (B) a restrição de fácies. O quadro externo de cada figura representa uma extensão de 7.800 metros, espessura de 290 metros e exagero vertical de 10 vezes. Estas seções estão posicionadas na área proximal do sistema deposicional. O número da seção é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,58).

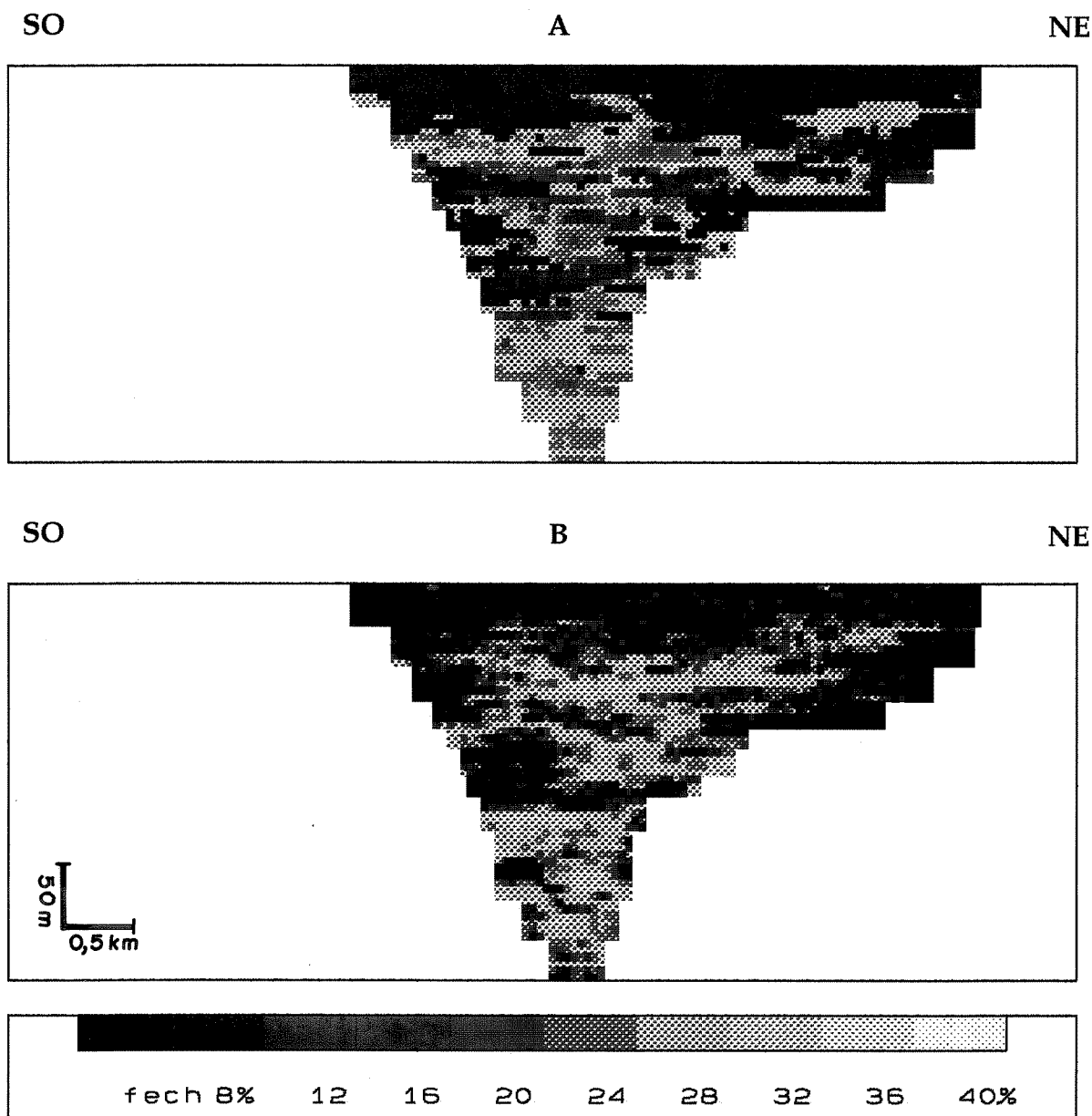


Figura 7.6 - Seções transversais de porosidade (p126t) comparativas entre as simulações estocásticas resultantes com (A) e sem (B) a restrição de fácies. O quadro externo de cada figura representa uma extensão de 7.800 metros, espessura de 290 metros e exagero vertical de 10 vezes. Estas seções estão posicionadas na área intermediária do sistema deposicional. O número da seção é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,58).

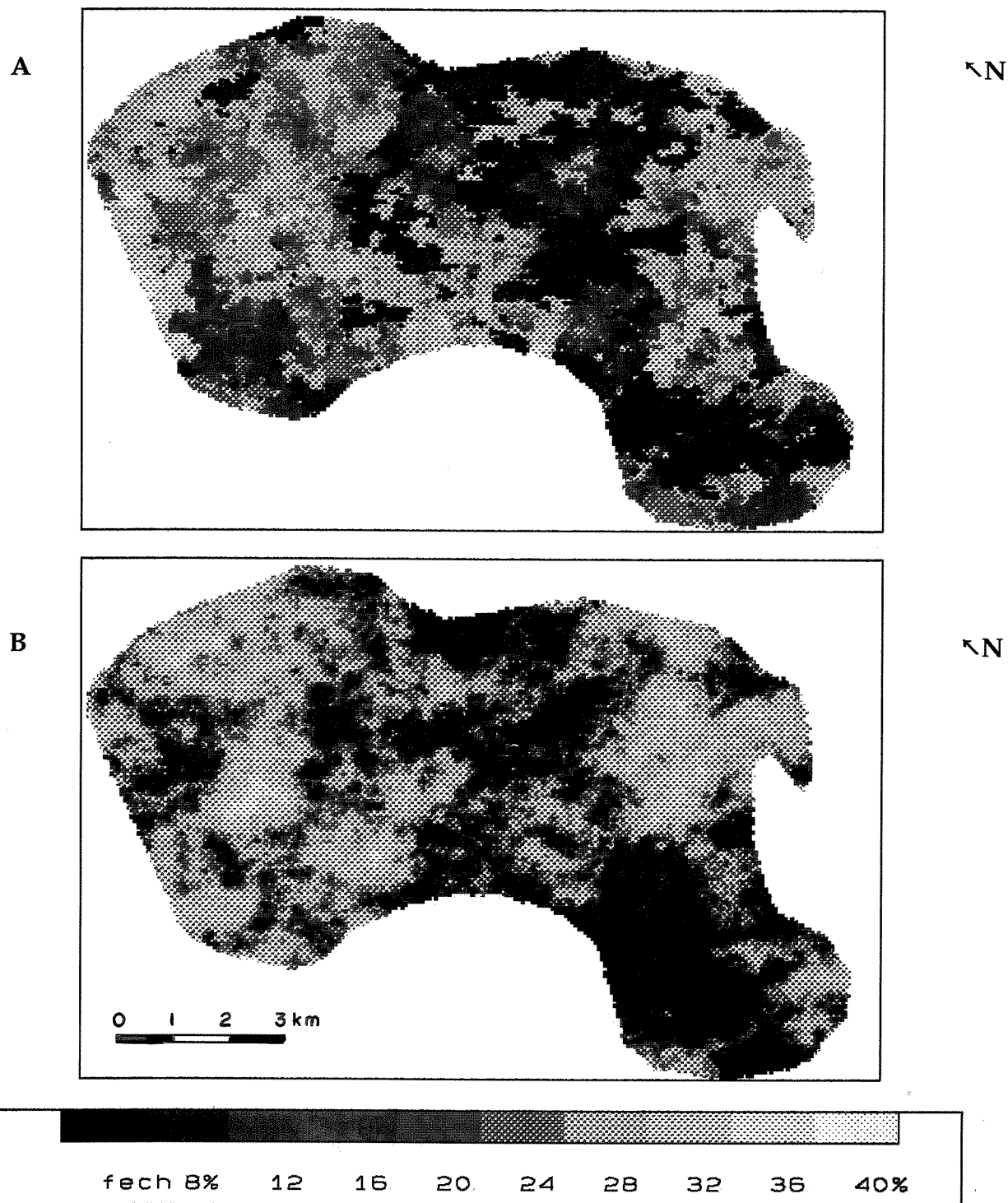


Figura 7.7 - Cortes estratigráficos de porosidade (p10e), a 50 metros do marco temporal comparativos, entre as simulações estocásticas resultantes com (A) e sem (B) a restrição de fácies. O quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,58).

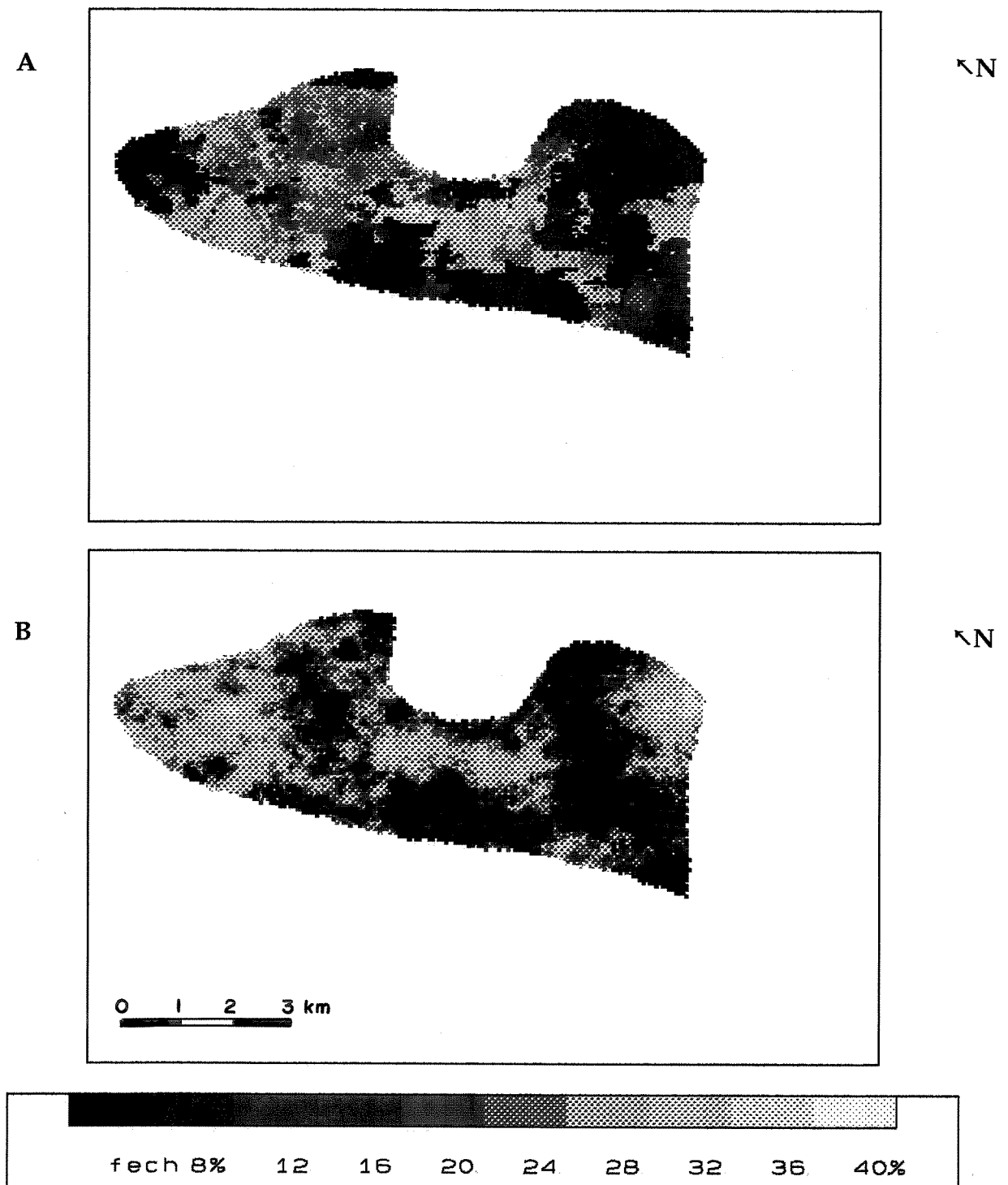


Figura 7.8 - Cortes estratigráficos de porosidade (p25e), a 125 metros do marco temporal comparativos, entre as simulações estocásticas resultantes com (A) e sem (B) a restrição de fácies. O quadro externo de cada figura com extensão maior de 12.000 metros e menor de 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,58).

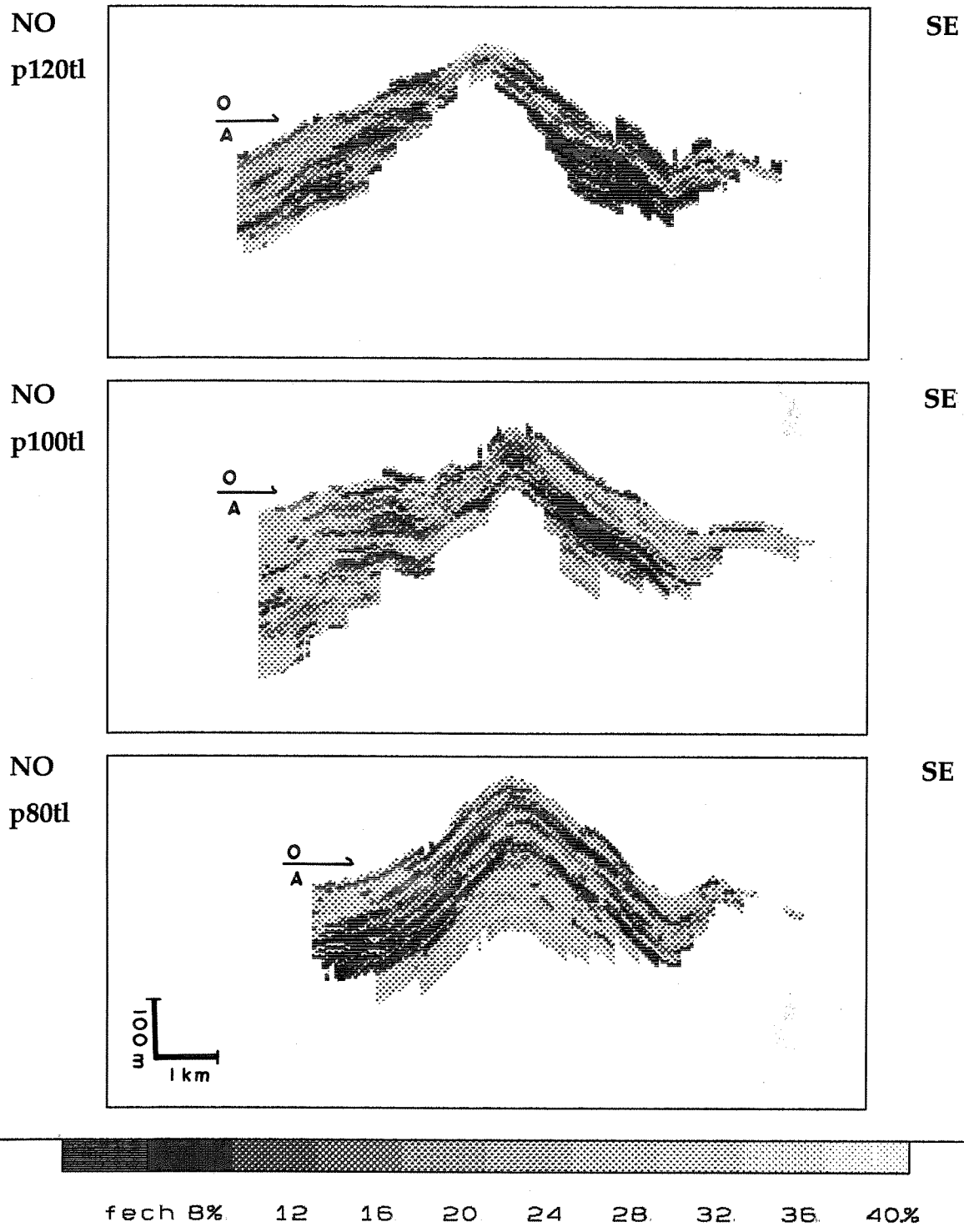
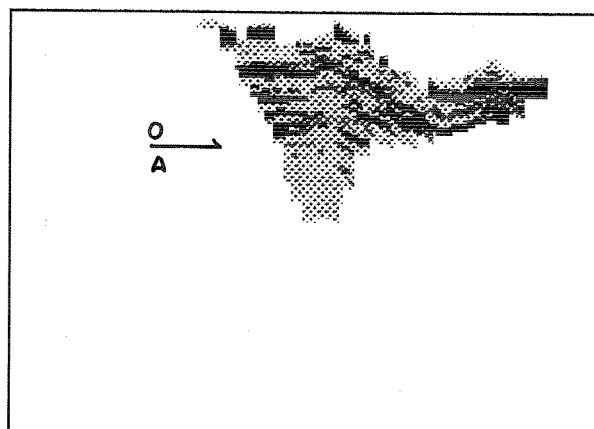


Figura 7.9 - Seções estruturais longitudinais de porosidade. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2.755 metros, exagero vertical de 10 vezes.

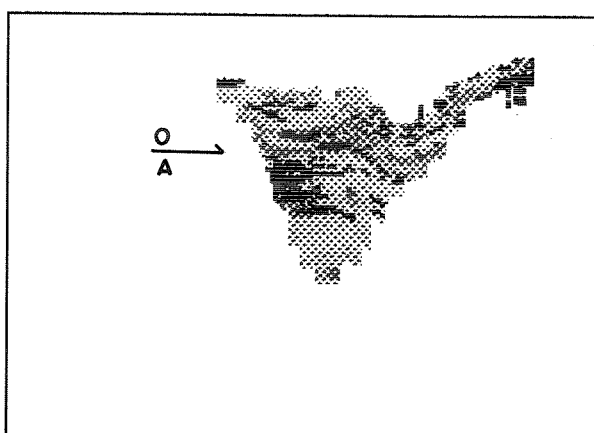
SO
p130tt

NE



SO
p110tt

NE



SO
p90tt

NE

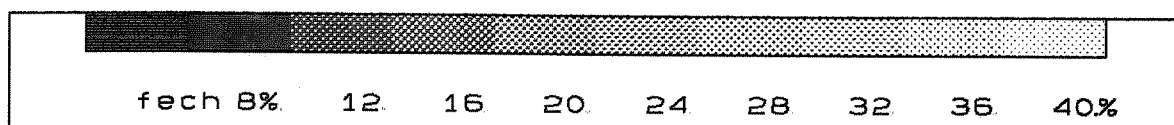
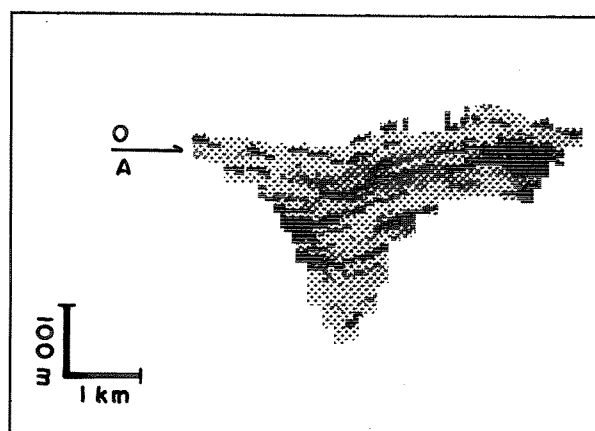


Figura 7.10 - Seções estruturais transversais de porosidade. A dimensão horizontal do quadro externo tem 7.800 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2.755 metros, exagero vertical de 10 vezes.

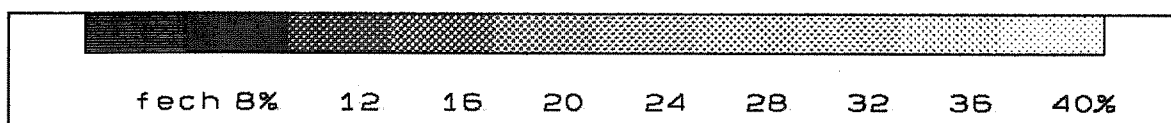
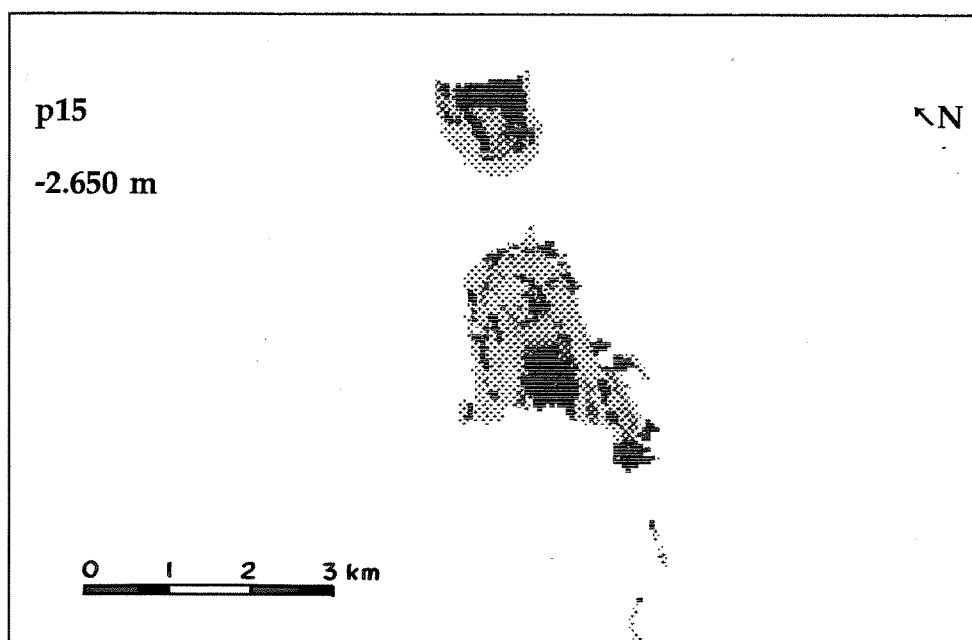
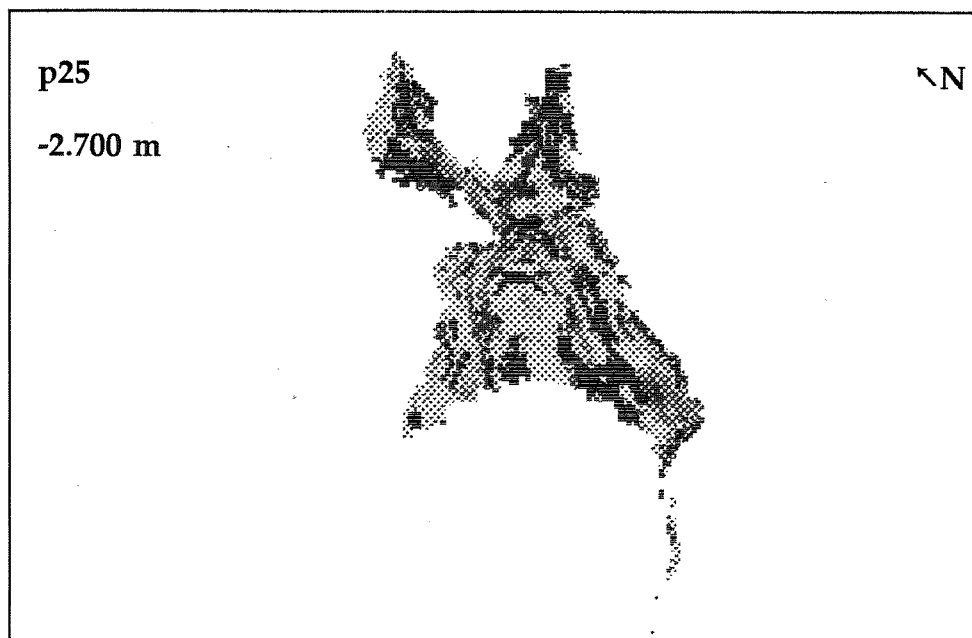


Figura 7.11 - Cortes estruturais de porosidade p25 e p15. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

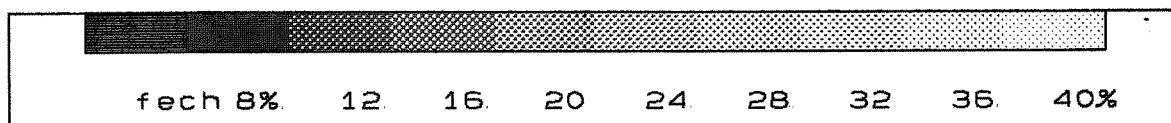
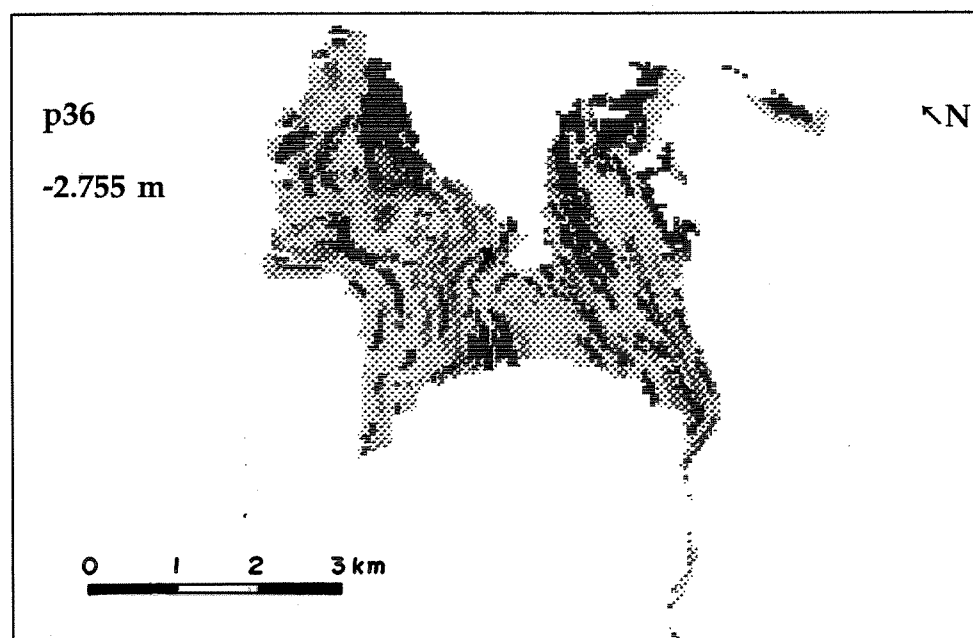


Figura 7.12 - Cortes estruturais de porosidade p45 e p36. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

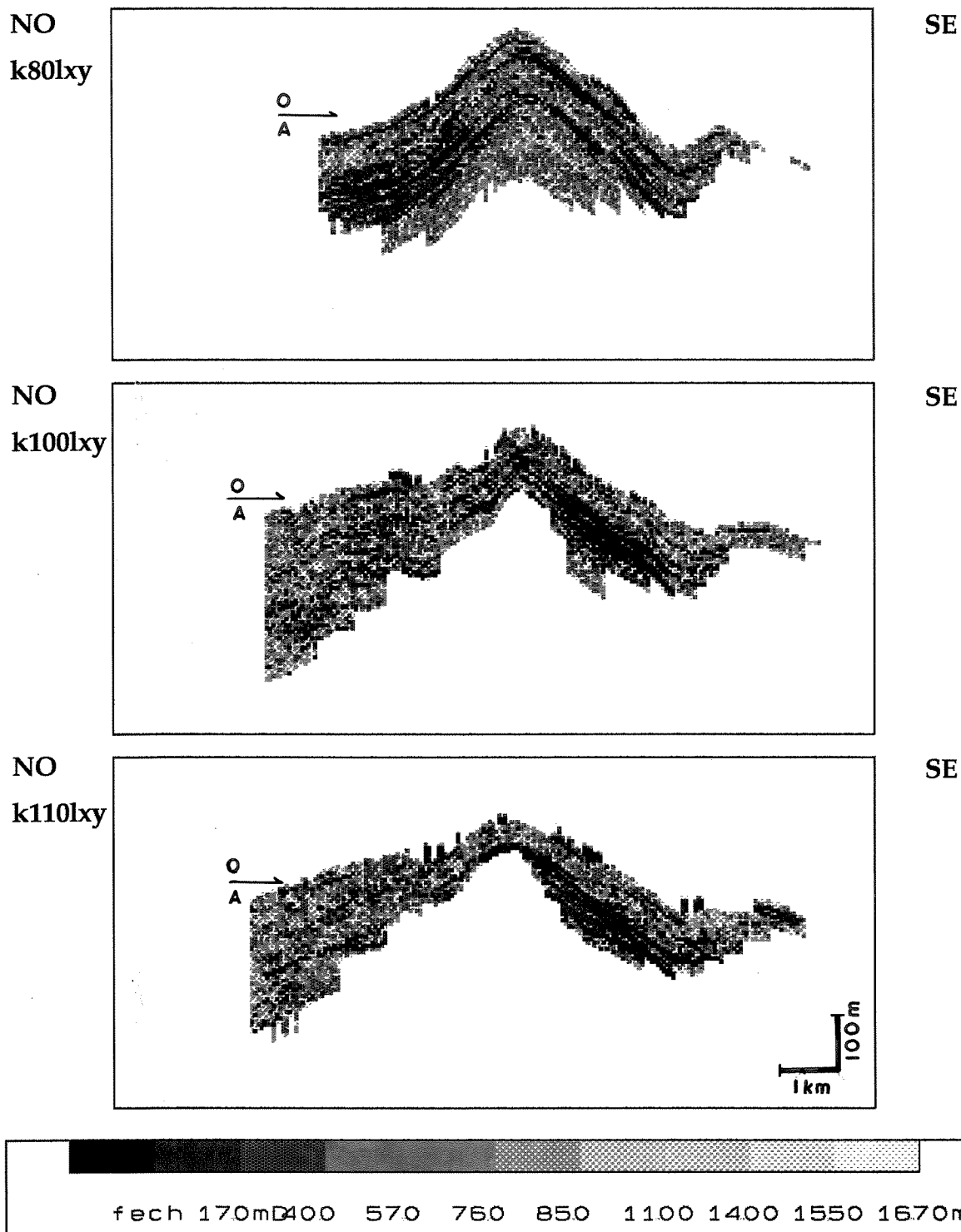


Figura 7.14 - Seções estruturais longitudinais de permeabilidade nas direções x e y. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2.755 metros, exagero vertical de 10 vezes.

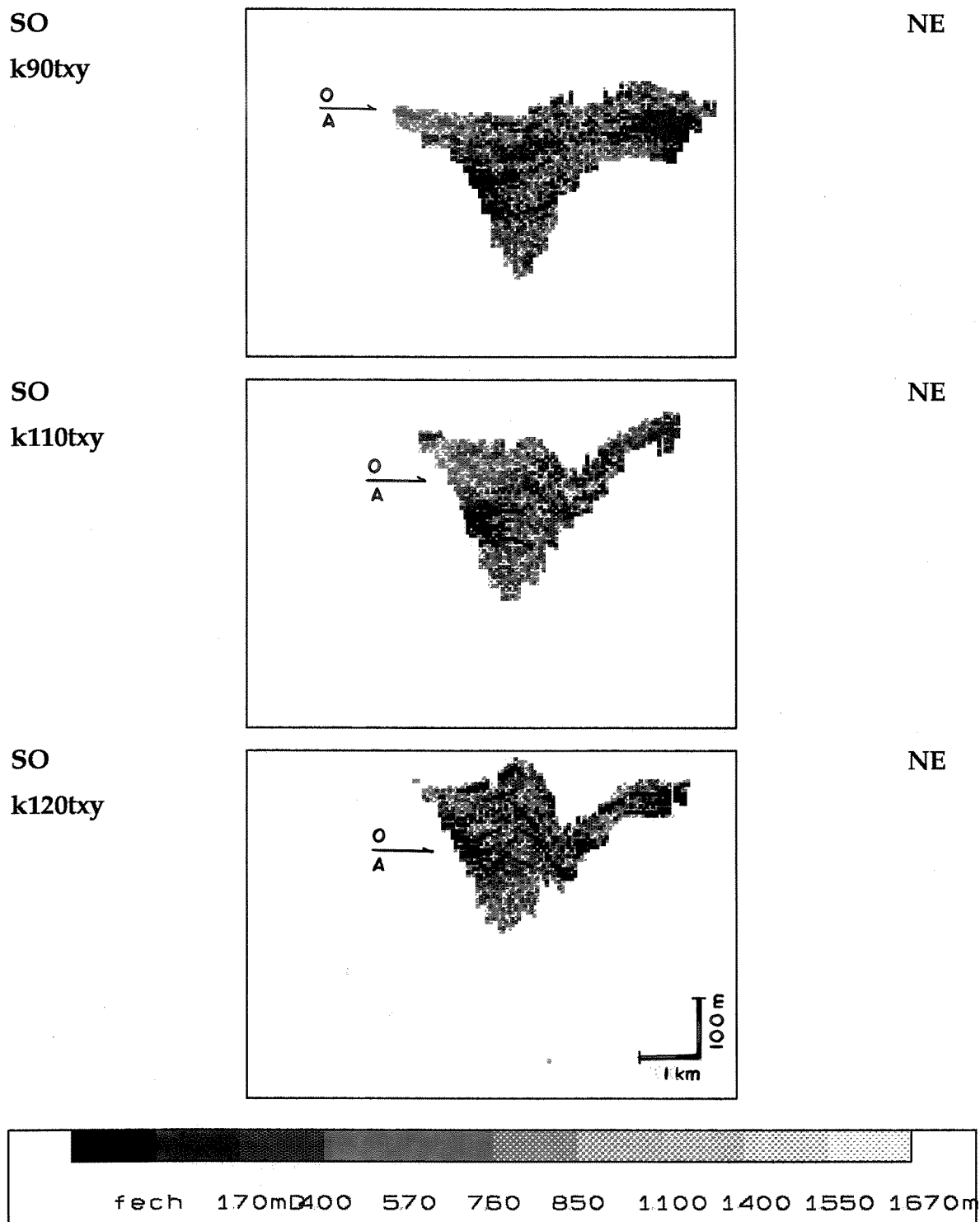


Figura 7.15 - Seções estruturais transversais de permeabilidade nas direções x e y. A dimensão horizontal do quadro externo tem 7.800 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2.755 metros, exagero vertical de 10 vezes.

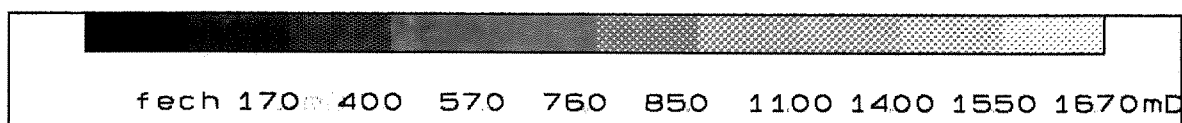
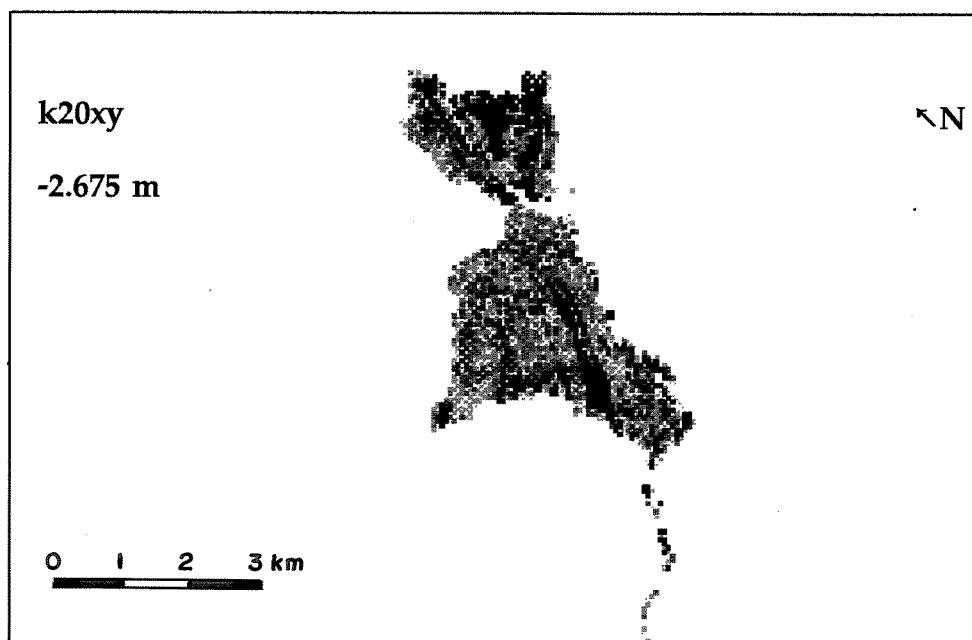
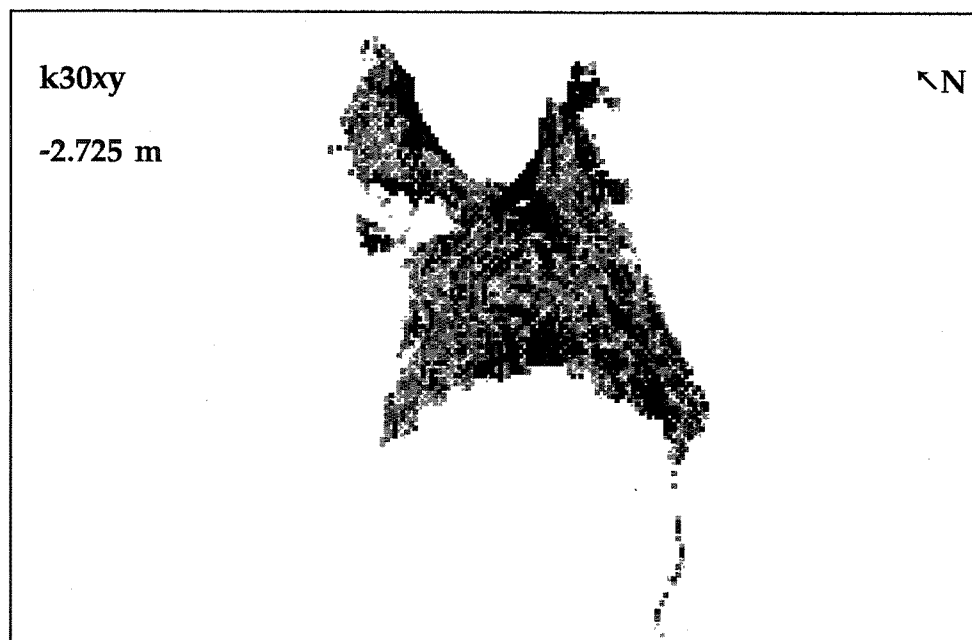


Figura 7.16 - Cortes estruturais de permeabilidade nas direções x e y. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

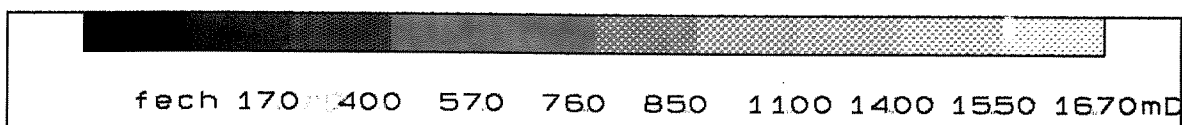
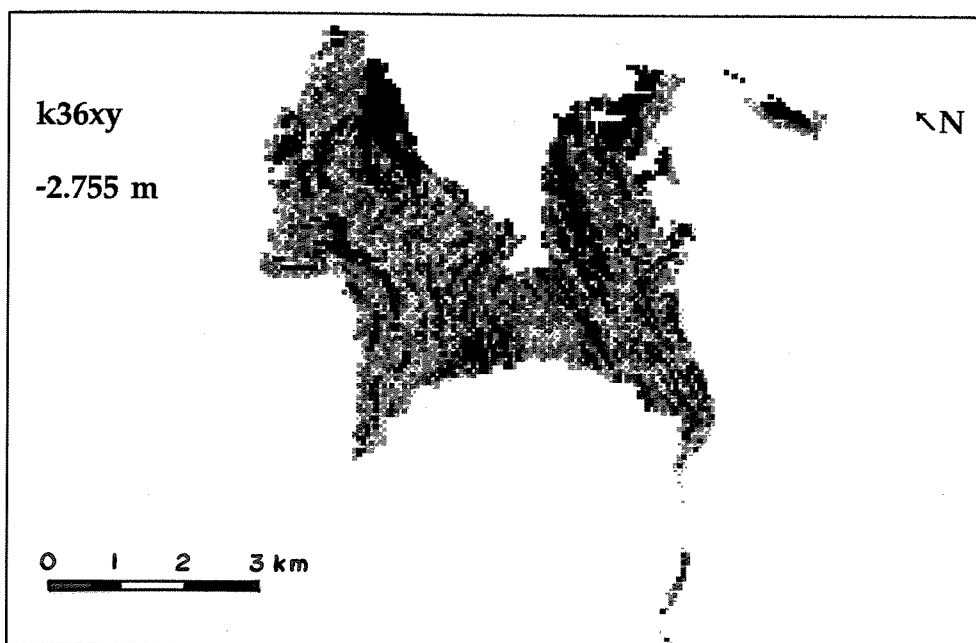


Figura 7.17 - Cortes estruturais de permeabilidade nas direções x e y. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

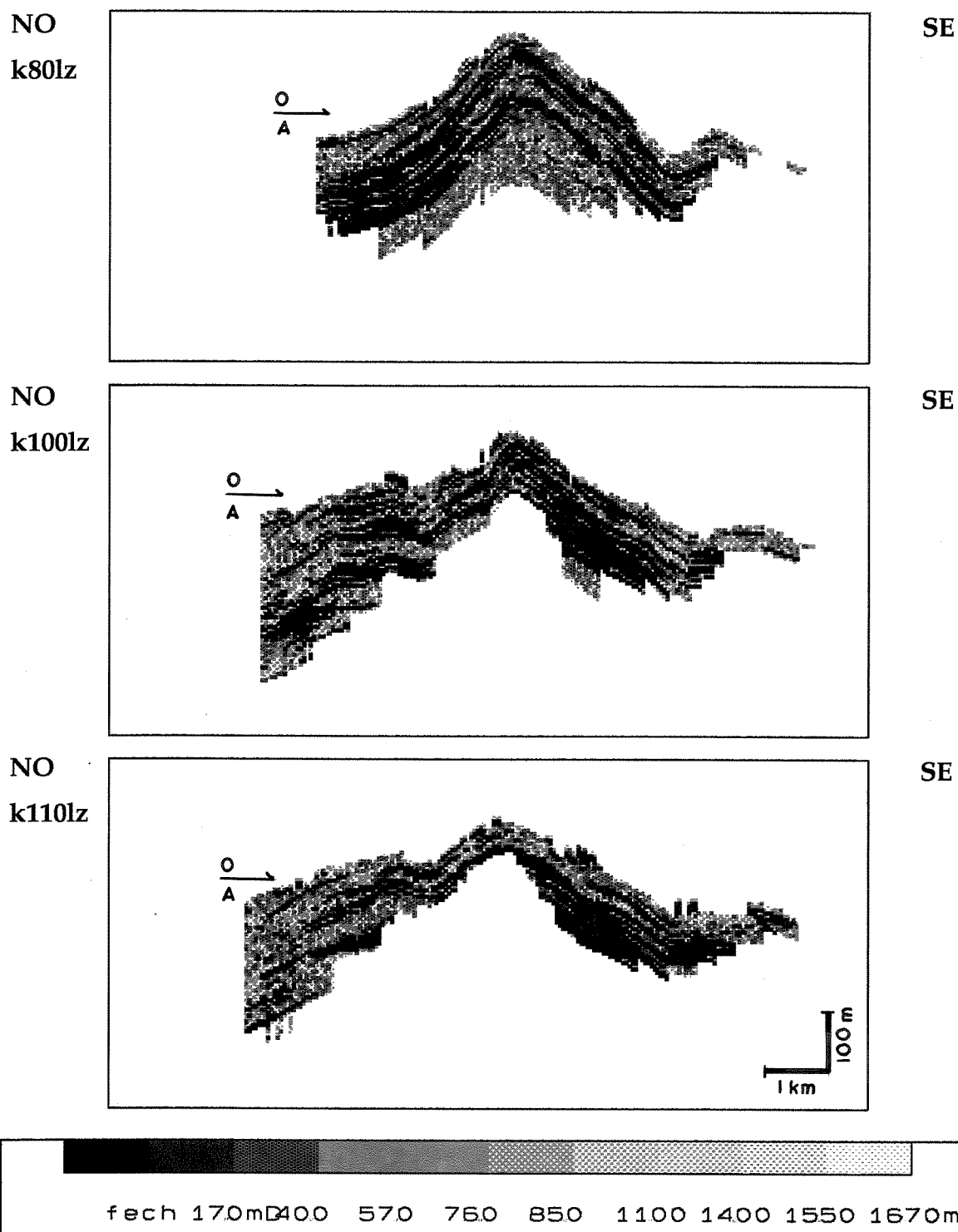
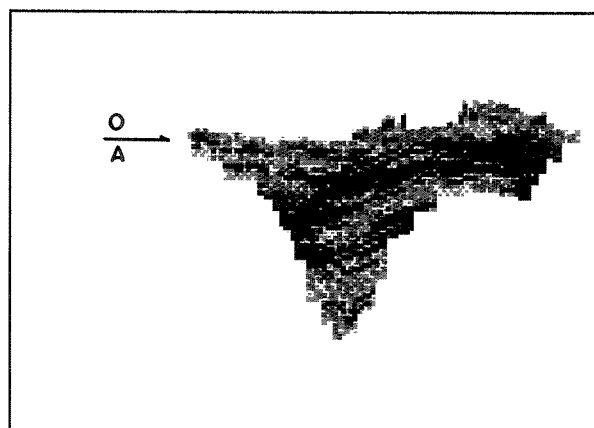


Figura 7.18 - Seções estruturais longitudinais de permeabilidade na direção z. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2.755 metros, exagero vertical de 10 vezes.

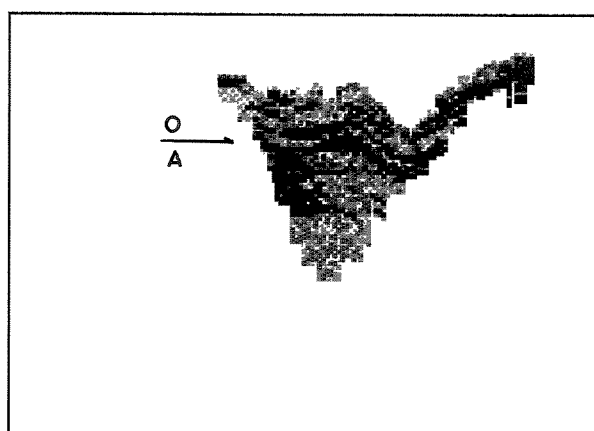
SO
k90tz

NE



SO
k110tz

NE



SO
k120tz

NE

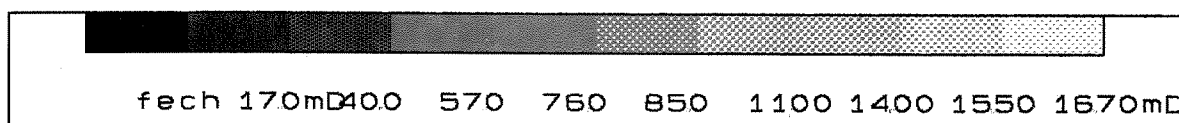
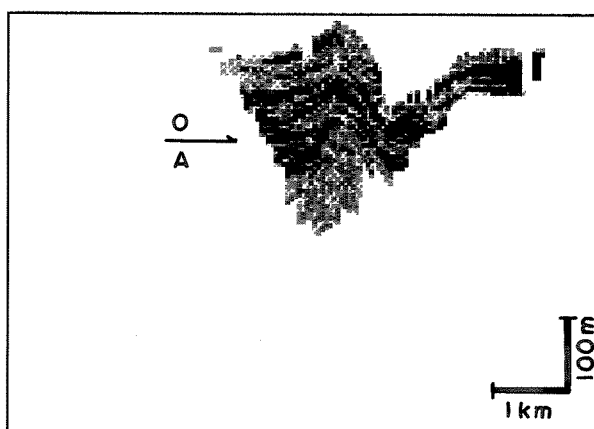


Figura 7.19 - Seções estruturais transversais de permeabilidade na direção z. A dimensão horizontal do quadro externo tem 7.800 metros e a vertical 555 metros com topo a -2.575 metros, base a -3.130 metros, contato óleo/água a -2.755 metros, exagero vertical de 10 vezes.

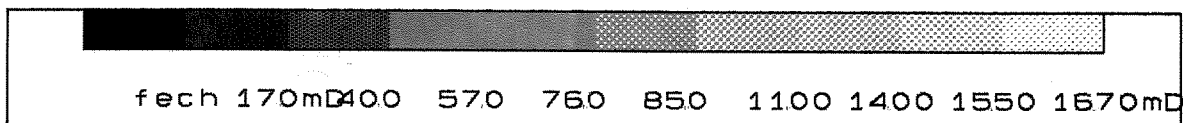
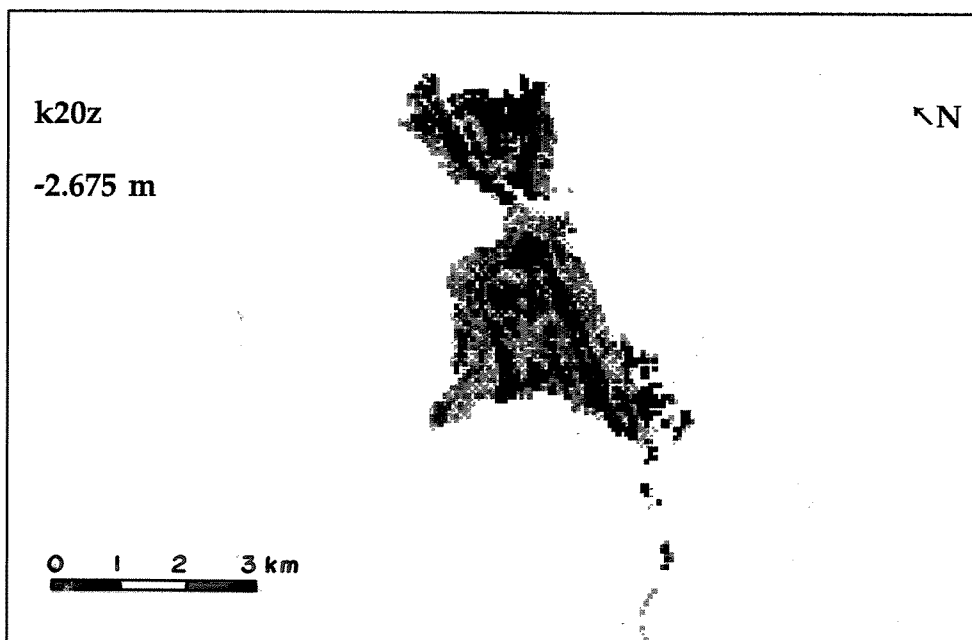
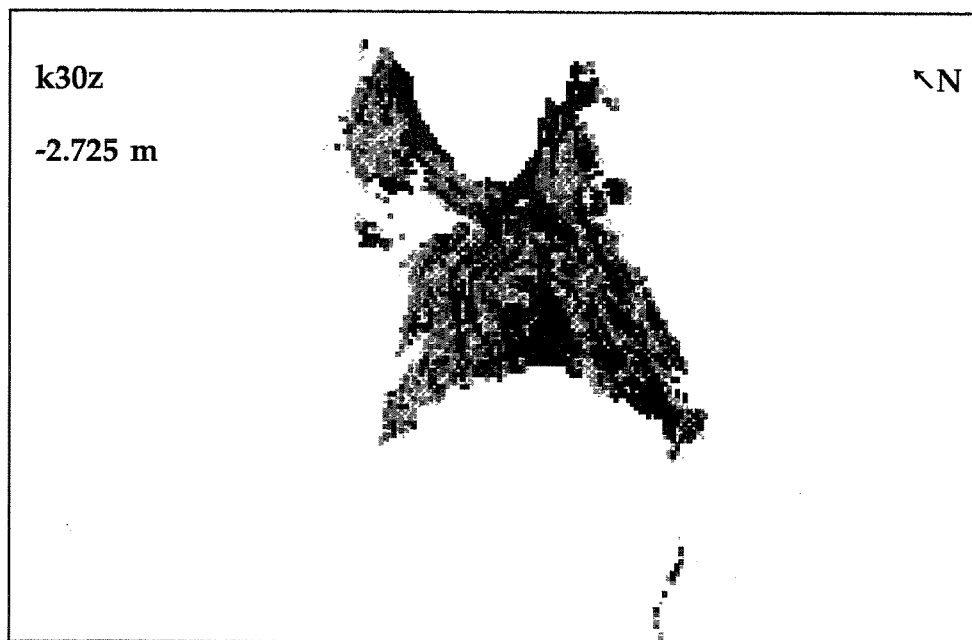


Figura 7.20 - Cortes estruturais de permeabilidade na direção z. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

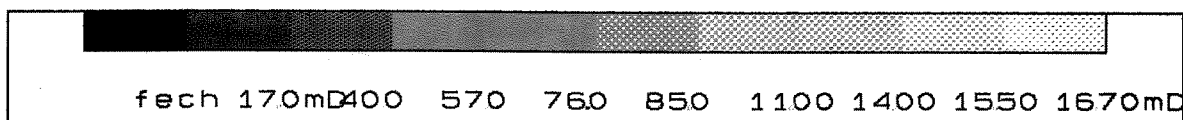
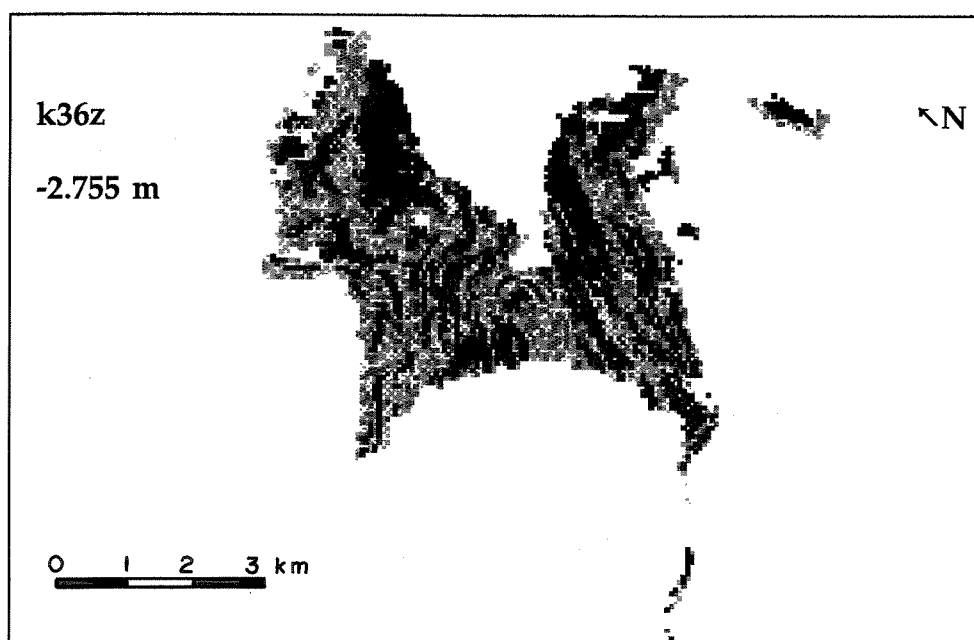
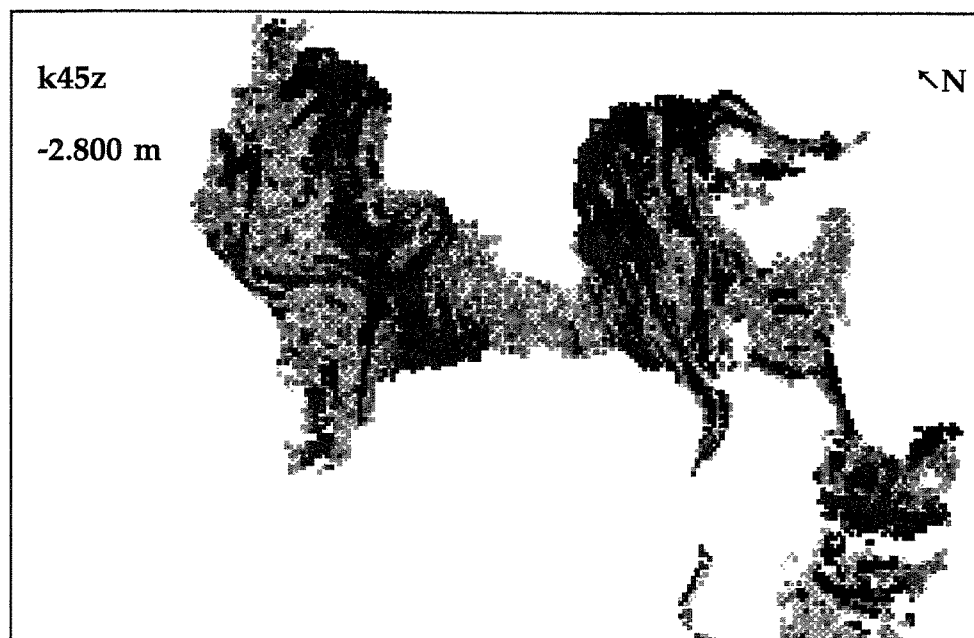


Figura 7.21 - Cortes estruturais de permeabilidade na direção z. A dimensão horizontal do quadro externo tem 12.000 metros e a vertical 7.800 metros. O número do corte é equivalente ao plano correspondente da matriz (240,156,111).

CAPÍTULO 8

TRANSFERÊNCIA DE ESCALA

Os dados provenientes da simulação estocástica de reservatórios de hidrocarbonetos fornecem uma discretização fina demais para ser diretamente incorporada de maneira eficiente aos simuladores de fluxo, por razões relacionadas a capacidade dos computadores. Portanto existe uma necessidade prática de transferência de uma escala fina de discretização de reservatórios, para uma escala de blocos maiores de simuladores de fluxo. É desejável que seja incorporada a esta escala de simulador a maior quantidade possível de informações do reservatório, principalmente aquelas ligadas a geometria das unidades de fluxo.

Neste trabalho é feita uma comparação de transferência de escala com resultados obtidos na simulação estocástica, em coordenadas estratigráficas e estruturais, para a permeabilidade absoluta e porosidade. Procura-se demonstrar que as transferências de escala realizadas em coordenadas estratigráficas tendem a distorcer menos as informações do reservatório do que em coordenadas estruturais.

A transferência de escala para a porosidade é bastante simples por esta ser uma propriedade aditiva. Já o cálculo da permeabilidade absoluta equivalente, por ser uma propriedade não aditiva, não é tão simples. Existe na literatura grande número de metodologias para este cálculo, que podem ser subdivididas de uma maneira geral em métodos algébricos (baseados em cálculos de médias) e numéricos (baseados em equações de fluxo).

A tese de mestrado de Cruz (1991) apresenta uma extensa revisão bibliográfica de muitos estimadores de propriedades equivalentes e analisa os resultados obtidos no escalonamento de diversos métodos para fluxo monofásico e multifásico. Bonet; Perreira & Romeu (1989) desenvolveram uma metodologia para determinação de permeabilidade equivalente em meio poroso heterogêneo, através de um simulador para fluxo monofásico em regime permanente. Bonet (1992) faz um estudo comparativo dos métodos algébricos e numéricos para cálculo de propriedades equivalentes.

Podemos dizer ainda que a transferência de escala não é um assunto plenamente resolvido e muitos estudos são ainda necessários, principalmente aqueles relacionados à distribuição geométrica destas propriedades.

O método algébrico fundamentado em médias e composições de médias foi escolhido para utilização na transferência de escala da porosidade e permeabilidade absoluta, por ser um método simples, rápido e por atender os objetivos propostos, neste trabalho.

Na execução da transferência de escala foi feito o programa TRANS.FOR que é uma derivação do programa ALGEB.FOR (Bonet, 1992). Esta modificação teve como objetivo realizar a transferência de escala diretamente da matriz de simulação estocástica (escala fina) para uma matriz de blocos maiores, a partir das rotinas de cálculo utilizadas no ALGEB.FOR. O programa calcula os seguintes tipos de estimadores algébricos: aritmético, harmônico, geométrico, Lemouzy, Guérillot, Noettinger (anexo 4).

Para a mudança de escala da porosidade foi utilizada uma média aritmética, já que esta variável é uma propriedade aditiva. Para a mudança de escala de permeabilidade absoluta foi utilizado o estimador algébrico proposto por Lemouzy. Neste estimador são empregados os seguintes cálculos: média harmônica no sentido do escoamento e média aritmética nas direções perpendiculares ao escoamento. O

cálculo da média final é a média geométrica dos resultados anteriores (Bonet, 1992) - anexo 4.

O estimador de Lemouzy tem propriedades semelhantes a média geométrica, utilizada para distribuições aleatórias, e não apresenta o inconveniente desta que é muito afetada quando em presença de apenas um bloco sem permeabilidade. Nos estudos comparativos em duas dimensões feitos por Cruz (1991) para as médias aritmética, harmônica, geométrica, estimadores de Le Loc'h e de Desbarats ficam bem caracterizados os problemas com os usos de médias simples. O estimador Lemouzy é o equivalente tridimensional ao estimador Le Loc'h (bidimensional).

Nas matrizes resultantes da simulação estocástica em coordenadas estruturais a mudança é direta, isto é, entra-se com a matriz de permeabilidade absoluta e o resultado é uma outra matriz com blocos maiores. Para as matrizes em coordenadas estratigráficas, primeiro é efetuada a mudança de escala e o resultado é posteriormente transformado para coordenadas estruturais. (assim pode-se fazer a comparação analógica entre os dois resultados - Figuras 8.4 a 8.11).

Para caracterização dos objetivos propostos a transferência de escala foi realizada em dois níveis. O primeiro nível foi obtido com uma matriz de 4x4x2 blocos a qual transforma a matriz de 240x156x111 blocos (blocos de 50x50x5 metros) em uma matriz de 60x39x55 blocos (blocos de 200x200x10 metros). No segundo nível é utilizada uma matriz de transferência de 8x8x4 blocos que transforma a matriz original de 240x156x111 blocos em uma matriz de 30x19x27 blocos (blocos com 400x400x20 metros). Desta última transferência obtém-se uma matriz em escala de simulador de fluxo com 15.390 blocos, os quais podem chegar em torno de 10.000 blocos ativos retirando-se alguns blocos desnecessários que foram mantidos na matriz por questões de estética apenas para representação gráfica.

Alguns casos representando seções geológicas hipotéticas foram utilizados para transferência de escala da permeabilidade absoluta em coordenadas estratigráficas e estruturais e são mostrados nas Figuras 8.1 e 8.2, a título de melhor

ilustrar o que ocorre durante a transferência. A transformação é feita de uma matriz de 144 blocos para outra de 16 blocos com permeabilidades equivalentes calculadas em duas direções (no caso x e z). A situação encontrada na Figura 8.1 superior não é muito comum em campos petrolíferos devido as altas inclinações das camadas (45 graus). Os casos de transferência de escala em coordenadas estruturais mais comuns estão nas Figuras 8.1 intermediária e na Figura 8.2 (superior e intermediária). Os casos mais comuns de transferência de escala em coordenadas estratigráficas são ilustrados pela Figura 8.1 (inferior) e derivações desta. Na Figura 8.2 (inferior) é mostrado o caso ideal para transferência de propriedades equivalentes, onde o tamanho do bloco da propriedade equivalente e sua posição espacial coincide com os blocos heterogêneos da malha fina.

Uma análise geral destas figuras mostra que as transformações em coordenadas estratigráficas tendem a colocar as restrições ao fluxo (barreiras) e as permeabilidades equivalentes de modo mais coerente com a distribuição espacial real no reservatório.

Na Figura 8.3 são mostradas duas seções representando modelos de uma simulação de fluxo em coordenadas estruturais e em coordenadas estratigráficas. No modelo estrutural o reservatório é dividido em camadas paralelas (fatias) com topo e base constantes para todos os blocos da respectiva camada, isto é, são respeitados apenas os níveis estruturais. No modelo estratigráfico cada bloco tem seu respectivo topo e base sendo guardadas as relações de espessura entre os blocos do mesmo horizonte estratigráfico, isto é, além da posição estrutural são respeitadas as relações estratigráficas do reservatório.

Como na quase totalidade dos casos as heterogeneidades de reservatório relacionadas às unidades de fluxo são menores que os blocos do simulador, o modelo estratigráfico tem maiores probabilidades de incorporar estas geometrias. Se pudéssemos utilizar malhas bem mais finas nos simuladores de fluxo provavelmente, os dois modelos, estrutural e estratigráfico, tenderiam a incorporar parâmetros semelhantes relacionados as geometrias de reservatório.

8.1 RESULTADOS OBTIDOS

Os resultados são apresentados em três seções longitudinais de mesma localização no reservatório, sendo a superior a da matriz original, a intermediária do primeiro nível e a inferior do segundo nível (escala de simulador de fluxo).

As transferências de escala da porosidade são mostradas nas Figuras 8.4 e 8.5 em coordenadas estratigráficas e estruturais, respectivamente. Nota-se que a transferência efetuada em coordenadas estruturais (Figura 8.5) tende a homogeneizar as porosidades. A consequência disto é que regiões com menores volumes reais de hidrocarbonetos passam artificialmente a ter maiores volumes e o contrário acontece nas zonas com porosidade efetivas maiores. A transferência de escala em coordenadas estratigráficas tende a manter as porosidades, conseqüentemente os volumes, na sua exata posição no reservatório.

Este fato é bem mais grave quando relacionado a permeabilidade absoluta já que esta não é uma grandeza escalar. A transferência de escala em coordenadas estruturais, devido as inclinações das camadas resultantes de processos tectônicos e atectônicos, deveria ser obtida através de métodos que utilizam-se de tensores de segunda ordem,

$$\bar{k} = \begin{vmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{vmatrix} \quad (8.1)$$

onde os simuladores de fluxo também deveriam considerar a permeabilidade como um tensor, nestes casos.

Na prática, os simuladores comerciais não tratam a permeabilidade como um tensor. O que se considera, normalmente, é que os eixos das coordenadas estão

orientados segundo as direções principais do tensor de permeabilidade. Assim os termos cruzados do tensor de segunda ordem da permeabilidade absoluta deixam de existir, isto é, são nulos,

$$\bar{k} = \begin{vmatrix} k_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & k_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & k_{zz} \end{vmatrix} \quad (8.2)$$

A transformação de escala em coordenadas estratigráficas é a que pode chegar mais perto deste modelo de orientação das coordenadas segundo as direções principais do tensor de permeabilidade.

Na prática o que se quer dizer é que não basta simplesmente orientar o reservatório nas direções de maior e menor continuidade (exemplo a rotação anti-horária de 45 graus da matriz de simulação de fácies - *gigatensor*), mas também é necessária a horizontalização do reservatório em coordenadas estratigráficas (*megatensor*). Deste modo estamos minimizando os termos cruzados tensor de permeabilidade tanto na gigaescala (campo) como na megaescala (unidades de fluxo).

Algumas figuras são apresentadas para ilustrar os fatos discutidos acima. Na Figuras 8.6 e 8.7 estão os resultados obtidos na transferência de escala estratigráfica e estrutural na direção *x*, respectivamente. Pode-se observar que devido a inclinação das camadas, lado direito das seções, as barreiras de permeabilidade são maximizadas quando a transferência é feita em coordenadas estruturais e, se aproximam mais do esperado quando em coordenadas estratigráficas. Nota-se que nesta região, direita das seções de permeabilidade, existe uma composição das fácies hemipelágica (fechada) e fácies de franja de lobos (com permeabilidades horizontais), como pode ser visto nas Figuras 6.20, 6.21 e 6.25.

Como o reservatório apresenta-se deformado em ambas as direções *x* e *y* os mesmos fatos se repetem na direção *y*, como pode ser visto nas Figuras 8.8 e 8.9, transferência na escala estratigráfica e estrutural, respectivamente.

Na direção *z*, também relacionado às deformações sofridas pelo reservatório (inclinações das camadas), ocorre o inverso do que ocorre nas direções *x* e *y*, isto é, a transferência de escala feita em coordenadas estruturais tende agora a minimizar as barreiras verticais de permeabilidade. A Figuras 8.10, transferência em coordenadas estratigráficas, e a Figura 8.11, transferência em coordenadas estruturais, ilustram este fato. As barreiras verticais de permeabilidade são ocasionadas pelas fácies hemipelágica e a totalidade das fácies franja de lobos.

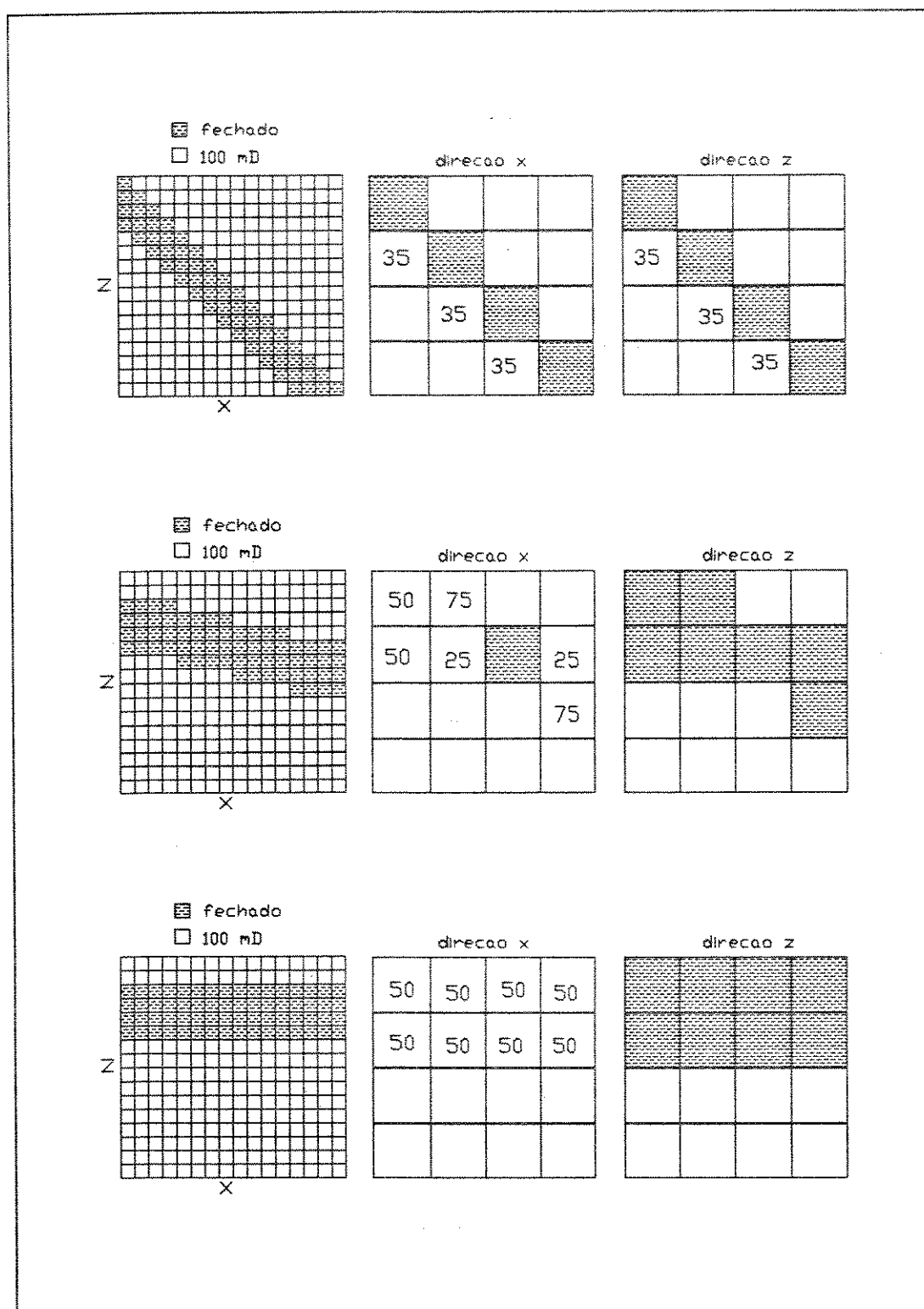


Figura 8.1 - Casos hipotéticos de mudança de escala.

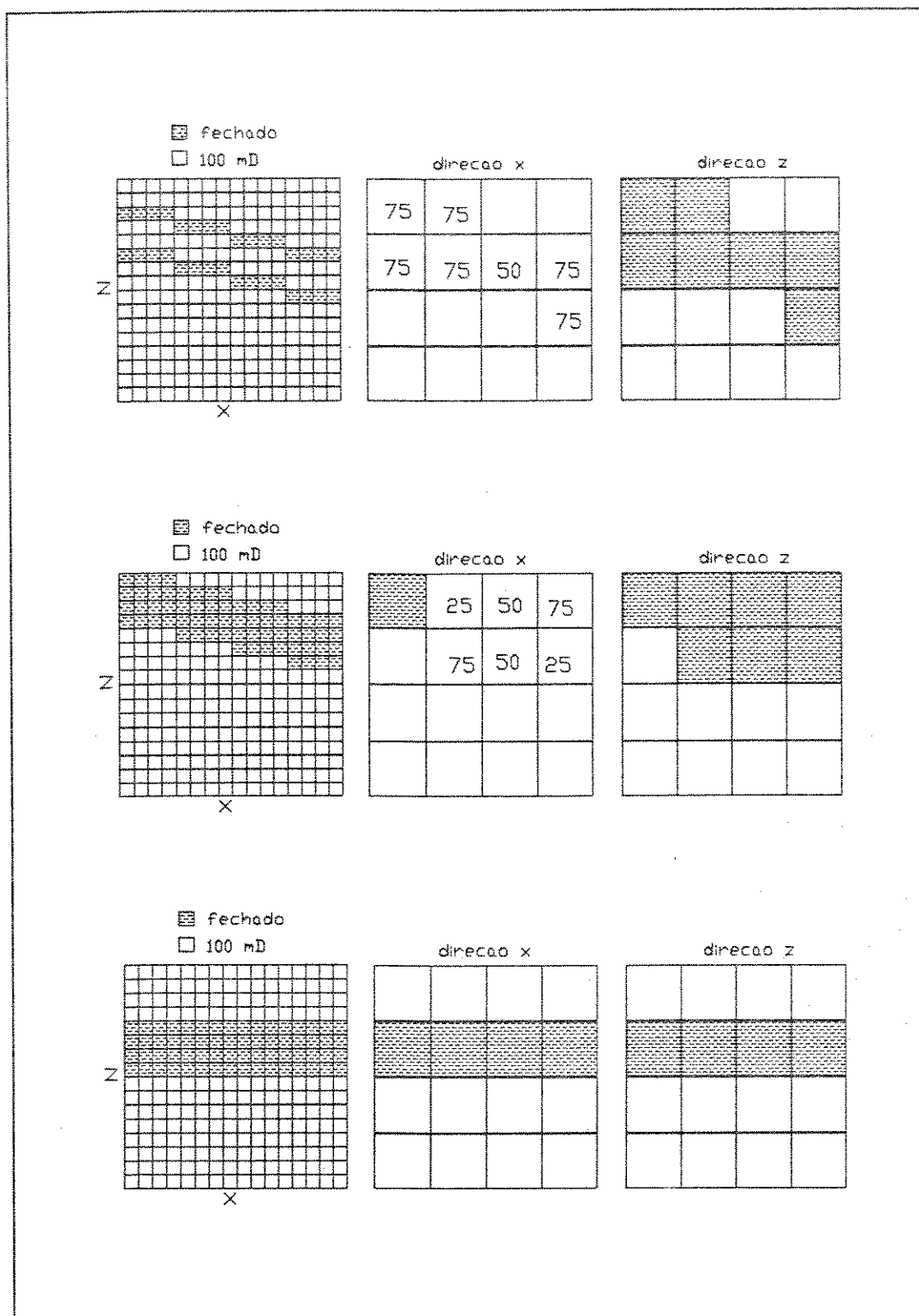


Figura 8.2 - Casos hipotéticos de mudança de escala.

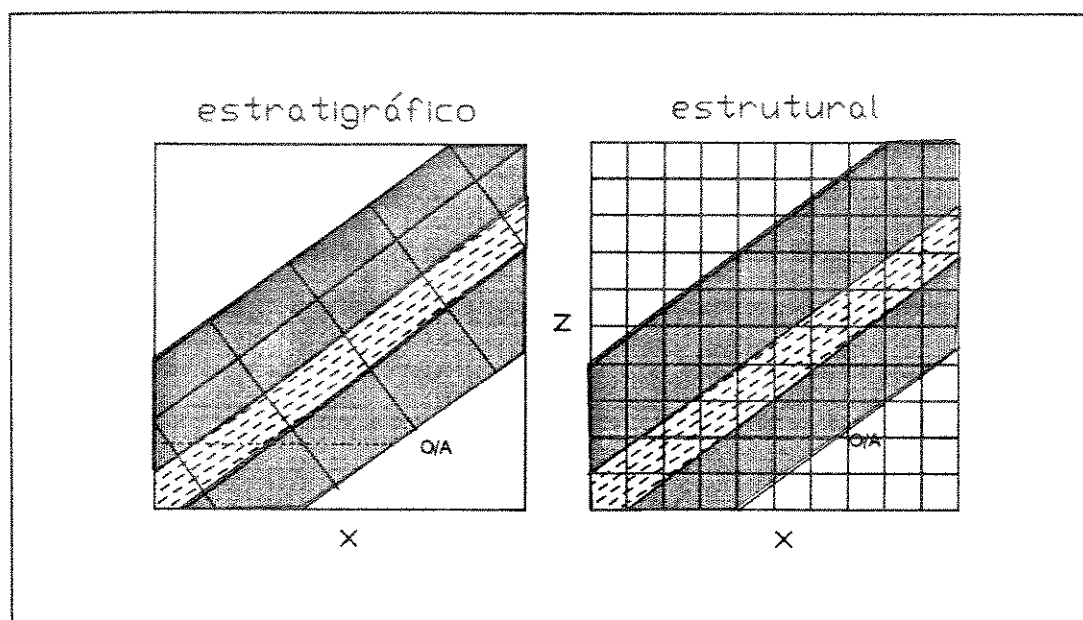


Figura 8.3 - Modelos esquemáticos de simulação em coordenadas estratigráficas e estruturais.

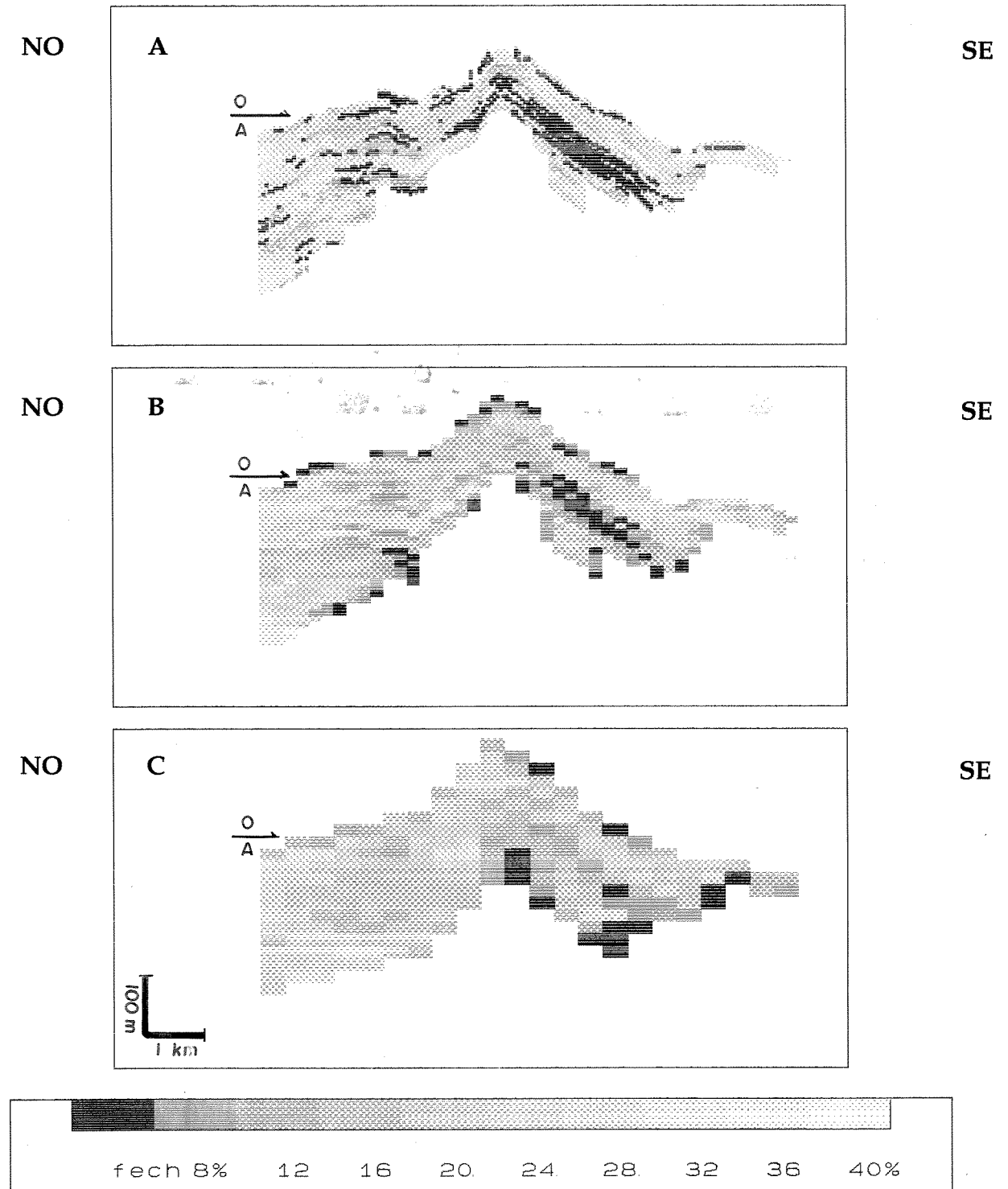


Figura 8.4 - Resultado da transferência de escala da porosidade em coordenadas estratigráficas. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

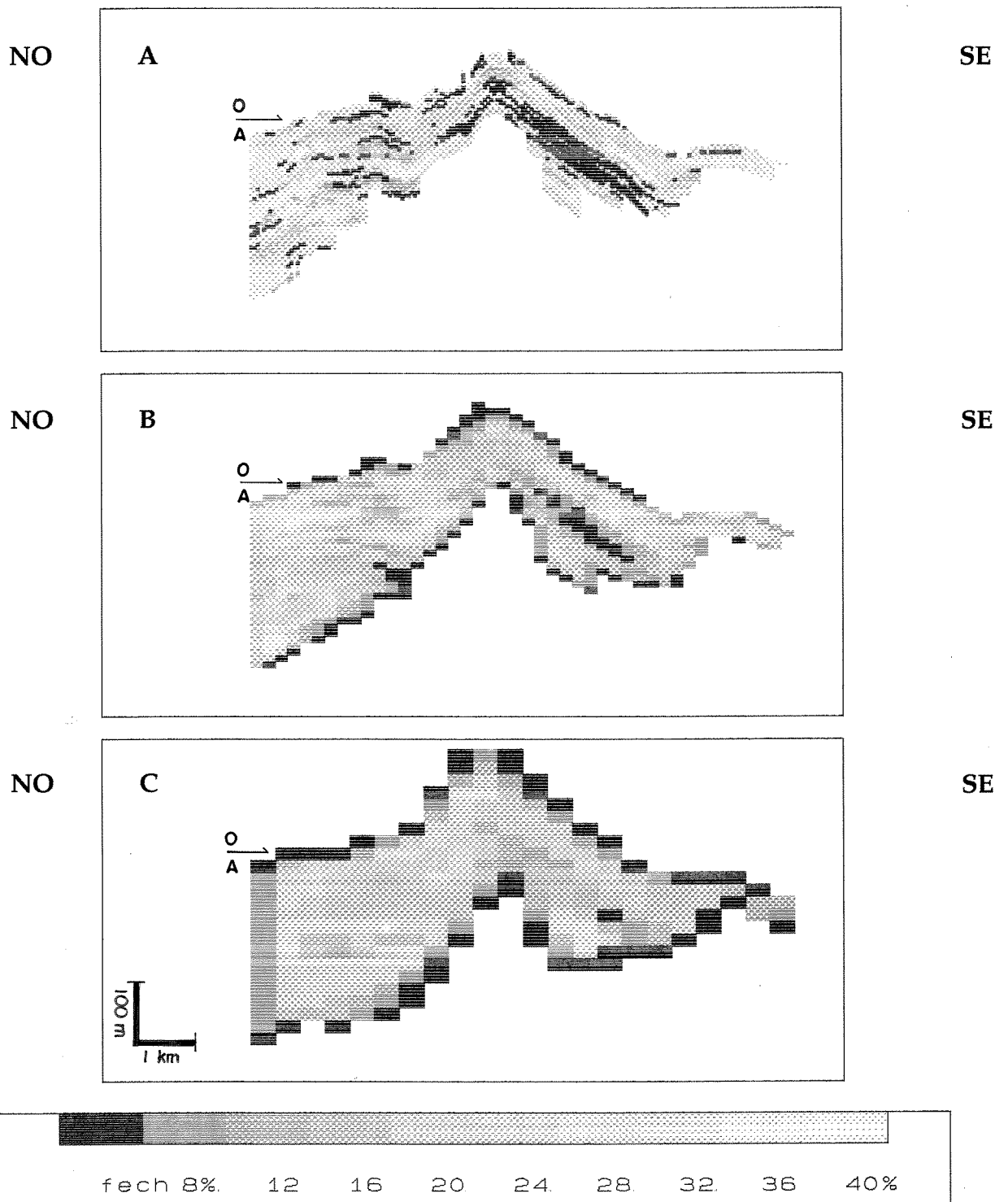


Figura 8.5 - Resultado da transferência de escala da porosidade em coordenadas estruturais. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

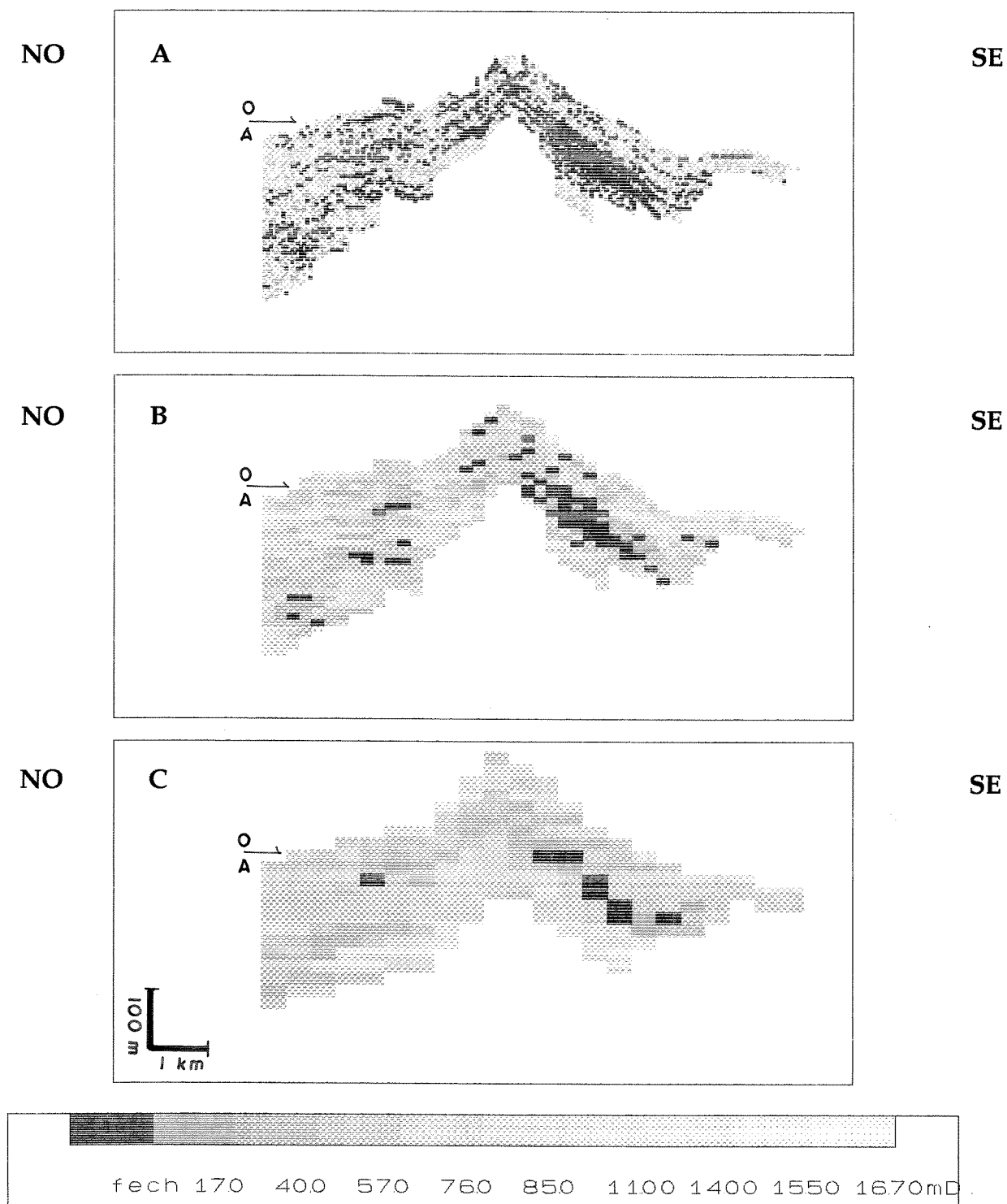


Figura 8.6 - Resultado da transferência de escala da permeabilidade absoluta na direção x em coordenadas estratigráficas. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

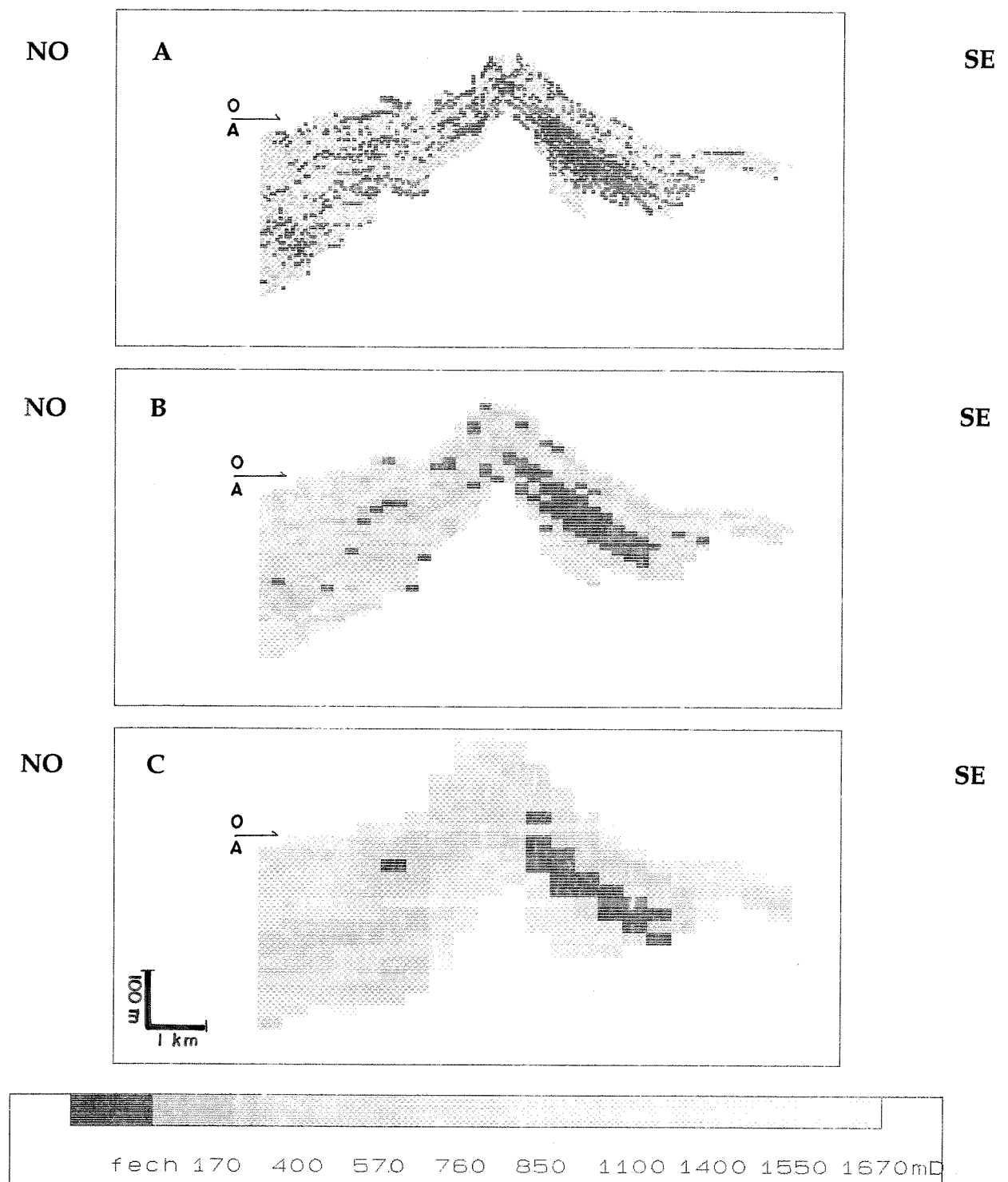


Figura 8.7 - Resultado da transferência de escala da permeabilidade absoluta na direção x em coordenadas estruturais. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

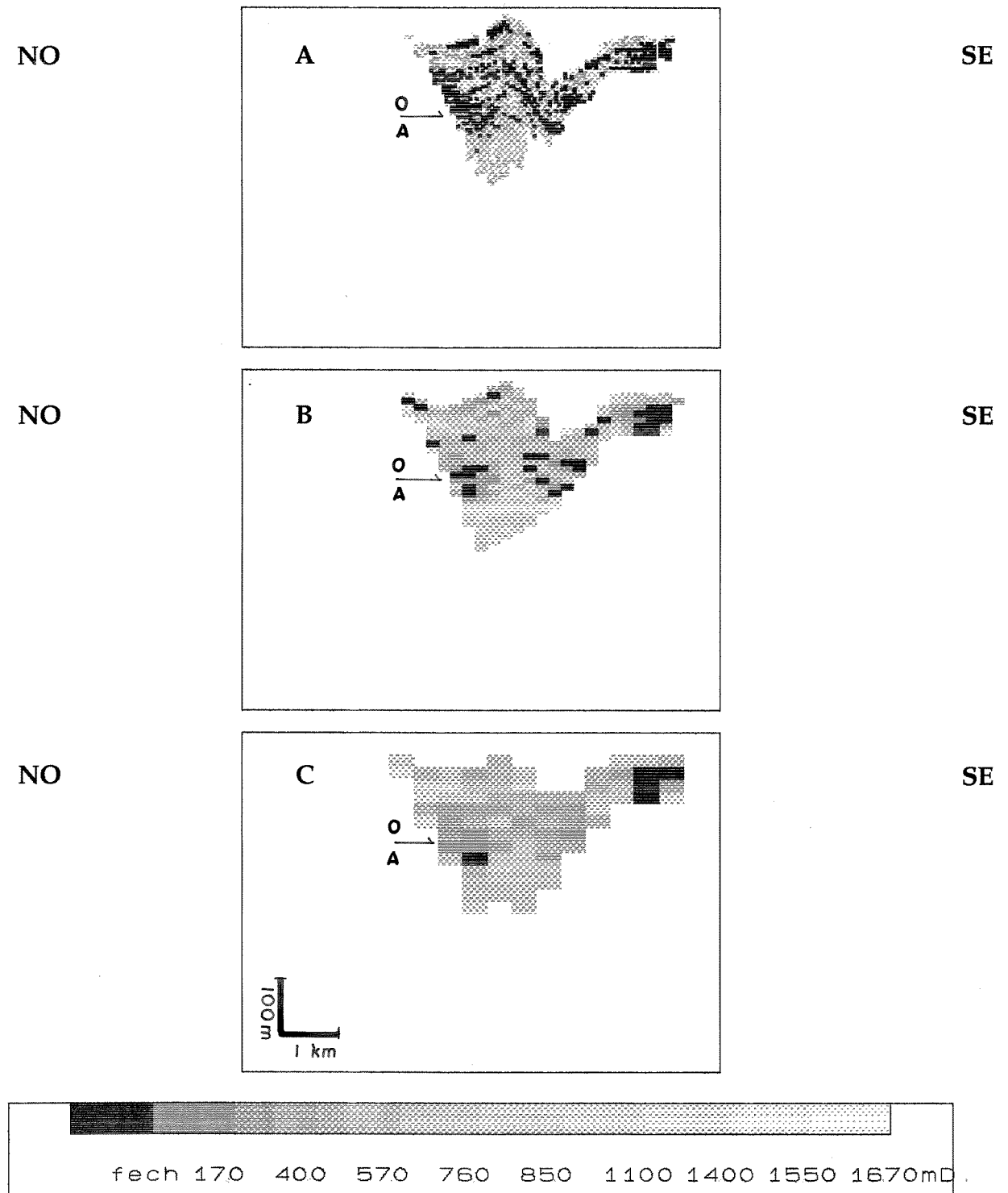


Figura 8.8 - Resultado da transferência de escala da permeabilidade absoluta na direção y em coordenadas estratigráficas. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

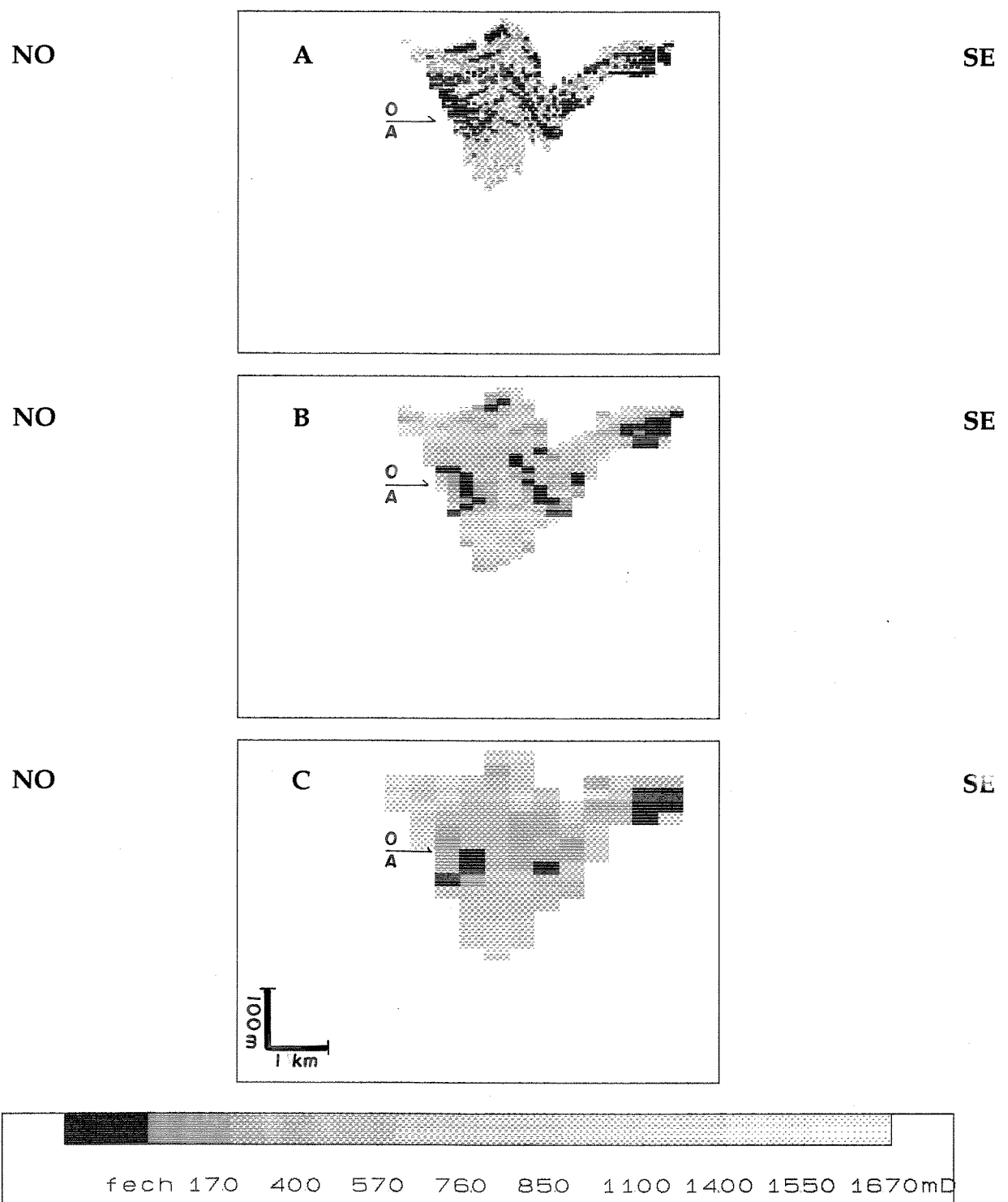


Figura 8.9 - Resultado da transferência de escala da permeabilidade absoluta na direção y em coordenadas estruturais. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

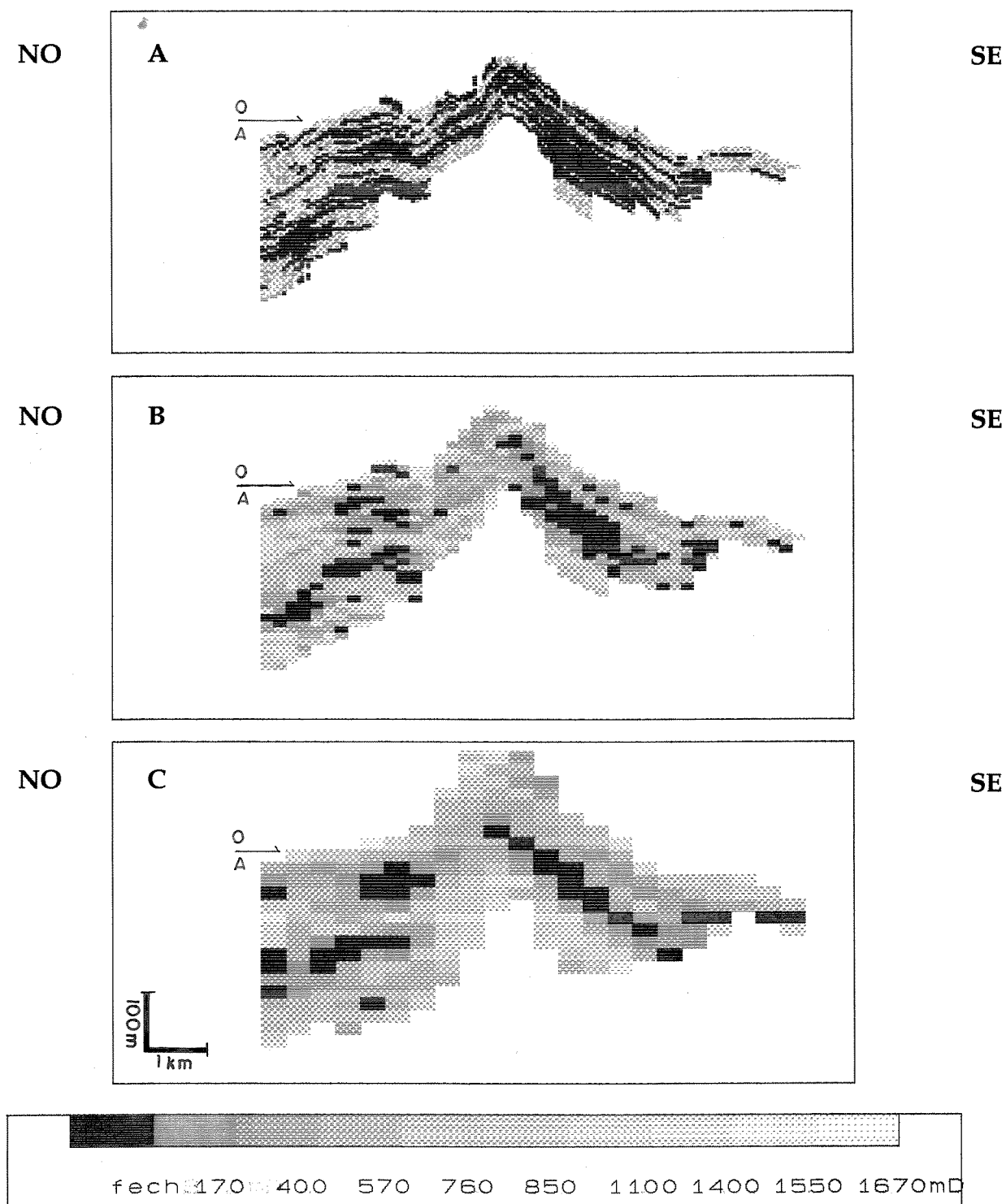


Figura 8.11 - Resultado da transferência de escala da permeabilidade absoluta na direção z em coordenadas estruturais. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

CAPÍTULO 9

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os reservatórios de hidrocarbonetos apresentam heterogeneidades desde a microescala até a gigaescala. Portanto, uma análise das heterogeneidades que mais influenciam o deslocamento de fluidos em diferentes escalas no interior do reservatório deveria anteceder qualquer estudo de simulação, tanto estocástica como de fluxo.

As fácies possuem conotação estratigráfica e o entendimento de sua distribuição espacial facilita o estudo dos reservatórios devido a sua relação estreita com as unidades de fluxo.

Estudos geoestatísticos devem ser precedidos sempre que possível de estudos geológicos detalhados para a melhor caracterização espacial do sistema deposicional. A análise variográfica, busca de variogramas representativos da continuidade espacial das variáveis dos reservatórios, deve ser feita sempre que possível em coordenadas estratigráficas para melhor captar estas variações. A existência de marcos estratigráficos próximos ao reservatório facilita este estudo.

Variogramas feitos em propriedades internas das fácies tais como porosidade, argilosidade etc, auxiliam na qualificação de parâmetros petrofísicos mais representativos bem como no reconhecimento e correlação das fácies.

Em campos de hidrocarbonetos, devido ao sistema de amostragem, variogramas verticais são ricos em detalhes enquanto que os horizontais são sempre

mais pobres, principalmente na origem. Neste estudo, foram utilizados 25 poços com uma distância média de aproximadamente 800 metros. Os variogramas horizontais ficaram aquém das expectativas, provavelmente por estarem próximos do limite estatístico para este tipo de abordagem. Esta situação é real e mais comum de ocorrer em campos de hidrocarbonetos onde na maioria dos casos a distância entre a amostragem não é compatível com o parâmetro medido.

Modificações na posição do topo do reservatório, neste caso do marco de tempo, acarretariam mudanças nas proporções globais das fácies e conseqüentemente da matriz de covariância. Desde modo seriam obtidas novas componentes principais indicadoras e outros variogramas, ocasionando alterações nos resultados globais da modelagem estocástica.

O algoritmo de simulação das componentes principais indicadoras gera alguns problemas na correlação de fácies, isto é, fácies hemipelágica ocorrendo em frente da fácies de lobos canalizados etc. Em modelos turbidíticos ocorre, na horizontal, uma passagem gradual de fácies lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica, o que o algoritmo não está apto a respeitar. Modelagem estocástica utilizando-se de modelos tipo gaussiano truncado respeitariam esta continuidade, com o inconveniente de respeitar em todas as direções.

O método da modelagem estocástica com as componentes principais indicadoras é um método sofisticado. Tem a propriedade de considerar as relações cruzadas entre as fácies, e deveria ser utilizado para modelagem em locais selecionados após um reconhecimento global com um método de simulação de fácies mais grosseiro (gaussiano truncado).

Neste estudo o resultado obtido com o modelo esférico de variograma teórico ajustado aos dados apresentou resultados mais compatíveis com aqueles da interpretação geológica.

As fácies apresentam relações geométricas relacionadas às unidades de fluxo, portanto simulações de propriedades petrofísicas devem ser realizadas, sempre que possível, com restrição de fácies.

As modelagens estocásticas podem ser utilizadas para análise das prováveis distribuições qualitativas dos reservatórios e não apenas como transformadoras de dados geológicos em números, para melhorar a entrada de dados em simuladores de fluxo.

As modelagens estocásticas podem contribuir muito para o conhecimento de um reservatório de hidrocarbonetos, mas não devem ser tratadas como ferramenta ímpar, e sim adicionadas a uma série de metodologias e ferramentas já utilizadas na importante tarefa de caracterização dos reservatórios.

Na verdade, não existe um algoritmo de simulação que responde conjuntamente a todas às questões importantes sobre as propriedades existentes em um meio geológico. Todos os algoritmos tem suas vantagens e desvantagens. Cabe ao usuário decidir sobre a metodologia que melhor se aplica em cada situação e a necessidade de tal metodologia. Lembrando que a simulação estocástica fornece em cada realização uma das possíveis imagens e tem o forte atributo da condicionalização.

Além dos critérios estatísticos e geoestatísticos, os critérios analógicos, isto é, a comparação entre o modelo geológico interpretado e o resultado obtido com a modelagem estocástica, devem participar com peso semelhante na determinação da qualidade da modelagem.

Devido a não estacionaridade dos dados geológicos, a introdução de curvas verticais de proporções de fácies muitas vezes se faz necessária para uma melhor condicionalização da modelagem estocástica.

Como a simulação é sequencial, sempre que esta atingir os limites do sistema deposicional, é recomendável introduzir uma matriz de controle da simulação para que os nós fora do sistema deposicional não sejam simulados. Evitando-se assim, que passem a condicionar nós localizados no interior do sistema.

Dados sísmicos não foram diretamente utilizados, mas poderiam ser usados para dar suporte aos variogramas horizontais. Desde que mapeáveis em sísmica, a extensão dos lobos canalizados, lobos e franja de lobos poderia fornecer subsídios na continuidade de cada fácies e nas direções de maior e menor continuidade.

Testes de poços poderiam ser interpretados e realizados com o objetivo de se obter as dimensões laterais das fácies para estudos variográficos, bem como médias areais de permeabilidade subsidiando a transferência de escala.

Modelagens estocásticas híbridas devem ser preferidas em relação apenas às contínuas ou discretas. Esta tendência é observada nos artigos recentes sobre modelagem estocástica e se deve a maior quantidade de parâmetros geológicos incorporados.

Na transferência de escala de reservatório para escala de simulador de fluxo deve-se optar pela transferência em coordenadas estratigráficas, sempre que possível. Isto porque em coordenadas estratigráficas ocorrem menores distorções nas propriedades do reservatório.

Por último, recomenda-se a continuidade deste trabalho realizando simulações de fluxo nos modelos gerados, fazendo esta simulação com transferência de escala em coordenadas estruturais e estratigráficas para comparação dos resultados.

CAPÍTULO 10

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALABERT, F. G. & CORRE, B. 1991. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: impact on field development. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 66. Dallas, 1991. *Proceedings ...* Dallas, SPE. p.177-190. (SPE 22902).
- ALABERT, F. G. & MASSONNAT, G. J. 1990. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: stochastic modelling of facies and petrophysical variability. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 65. New Orleans, 1990. *Proceedings ...* New Orleans, SPE. p.775-790. (SPE 20604).
- ALABERT, F. G. & MODOT, V. 1992. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 67. Washington, 1992. *Proceedings ...* Washington, SPE. p.355-370. (SPE 24893).
- ALPAY A. O. 1972. A practical approach to defining reservoir heterogeneity. *Journal of Petroleum Technology*. 24(7):841-848.

- BECKER, M. R.; CARRASCO, B. N.; BONET, L.; SOUZA, M. S.; ASSIS, O. C.; FARIAS, P. R. C. 1991. Estudos de afloramentos para análise quantitativa de reservatórios. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, 5(1/4):115-117.
- BOBEK, J. E. 1990. Selecting reservoir-rock and fluid properties data. In: MATAX, C. C. & DALTON R. L. *Reservoir simulation*. Richardson, Society of Petroleum Engineers. p.29-43.
- BONET, L. 1992. *Cálculo de propriedades equivalentes para simulação de reservatórios heterogêneos*. Rio de Janeiro, Petrobrás/Cenpes. 41p.
- BONET, L.; ROMEU, R. K.; PEREIRA, J. R.; SANTOS, H. A. 1989. *Metodologia para determinação de permeabilidade equivalente em meios porosos heterogêneos*. Rio de Janeiro, Petrobrás/Cenpes. 53p.
- BRUHN, C. H. L. & MORAES, M. A. S. 1989. Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada: um laboratório de campo para estudo de reservatórios canalizados. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, 3(3):235-267.
- BUCHÉB, J. A. 1991. *Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados de perfis de poço da Bacia de Sergipe-Alagoas*. Tese de Mestrado. Belém, Universidade Federal do Pará. 136p.
- CAMPOZANA, F. P. 1990. *Modelagem probabilística e simulação de reservatórios*. Tese de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas. 166p.
- CRUZ, P. S. 1991. *Análise crítica dos métodos de mudança de escala associados à simulação de reservatórios*. Tese de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas. 141p.

- DANIEL, J. W. & NOBLE, B. 1986. *Álgebra linear aplicada*. Trad. João Pitombeira de Carvalho. 2 ed. Rio de Janeiro, Editora Prentice-Hall do Brasil. 378p.
- DAVIS, C. J. 1986. *Statistics and data analysis in geology*. 2 ed. New York, John Wiley & Sons. 646p.
- DAMSLETH, E; TJØLCEN, C. B.; OMRE, K. H.; HALDORSEN, H. H. 1990. A two-stage stochastic model applied to a north sea reservoir. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 65. New Orleans, 1990. *Proceedings ...* New Orleans, SPE. p.791-802. (SPE 20605).
- DEUTSCH, C. V. & JOURNAL, A. G. 1992. *Gslib: geostatistical software library and user's guide*. New York, Oxford University Press. 340p.
- DIMITRAKOPOULOS, R. 1991. Stochastic modelling of space dependent reservoir-rock properties. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. 30(4):43-51.
- DUBRULE, O. 1989. A review of stochastic models for petroleum reservoirs. In: M.Armstrong ed. *Geoestatics*. Rijswijk, Kluwer Academic Publishers, 1989. v2, p.493-50.
- DUBRULE, O. 1992. Introducing more geology in stochastic reservoir modelling. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS. Lisboa. 14p.
- EMANUEL, A. S.; ALAMEDA, G. K.; BEHRENS R. A.; HEWETT, T. A. 1989. Reservoir performance prediction methods based on fractal geoestatics. *SPE Reservoir Engineering*. 4(3):311-318.
- FERREIRA, A. A. 1988. *Caracterização de reservatórios de petróleo através de análise geoestatística*. Tese de Mestrado. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. 152p.

- FINLEY, R. J. & TYLER, N. 1989. Geological characterization of heterogeneous reservoirs. *Notas de aula apresentada em Ouro Preto, MG*. Preparado em Austin, Texas.
- GUERRA, P. A. G. 1988. *Geoestatística operacional*. Brasília, Ministério das Minas e Energia, Departamento de Produção Mineral. 145p.
- GEOSTATISTICAL PACKAGE. 1991. Paris, Ecole des Minas de Paris, Centre de Géostatistique de Fontainebleau.
- HALDORSEN, H. H. 1983. *Reservoir characterization procedures for numerical simulation*. Ph.D. Thesis. Austin, The University of Texas. 556p.
- HALDORSEN, H. H. & DAMSLETH, E. 1990. Stochastic modeling. *Journal of Petroleum Technology*. 42(4):404-412.
- HALDORSEN, H. H. & LAKE, L. W. 1984. A new approach to shale management in field-scale models. *Transaction of the Society of Petroleum Engineers*. 277(II):447-457.
- HALDORSEN, H.H. & MACDONALD, C. J. 1987. Stochastic modeling of underground reservoir facies (SMURF). In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62. Dallas. 1987. *Proceedings ... Dallas, SPE*. p.99-113. (SPE 16751).
- HEWETT, T. A. 1986. Fractal distributions of reservoir heterogeneity and their influence on fluid transport. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 61. New Orleans, 1986. *Proceedings ... New Orleans, SPE*. p.1-16. (SPE 15386).

- HEWETT, T. A. 1992. Modeling reservoir heterogeneity with fractals. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS. Lisboa. 12p.
- HEWETT, T. A. & BEHRENS, R. A. 1988. Conditional simulation of reservoir heterogeneity with fractals. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 63. Houston, 1988. *Proceedings ...* Houston, SPE. p.645-660. (SPE 18326).
- HOWELL, D. G. & NORMARK, W. R. 1982. Sedimentology of submarine fans. In: SCHOLLE, P. A. & SPEARING, D. *Sandstone Depositional Environment*. Tulsa, The American Association of Petroleum Geologists. p.365-404.
- ISSAKS, E. H. & SRIVASTAVA, R. M. 1989. *Applied geostatistics*. New York, Oxford University Press. 561p.
- JOURNEL, A. G. 1988. *Fundamentals of geostatistics in five lessons*. Stanford, Stanford University. 90p.
- JOURNEL, A. G. & ALABERT, F. G. 1990. New method for reservoir mapping. *Journal of Petroleum Technology*. 42(2):212-218.
- JOURNEL, A. G.; DEUTSCH, C.; DESBARATS, A. J. 1986. Power averaging for effective permeability. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 56. Oakland, 1986. *Proceedings ...* Oakland, SPE. p.329-334. (SPE 15128).
- JOURNEL A. G. & GOMEZ-HERNANDEZ, J. J. 1989. *Stochastic imaging of the Wilmington clastic sequence*. SCRF- Stanford Center of Reservoir Forecasting. Stanford, School of Earth Sciences. 42p.
- JOURNEL, A. G. & HUIJBREGTS CH. J. 1989. *Mining geostatistics*. 4 ed. London, Academic Press. 600p.

- JOURNEL, A. G. & ISSAACS, E. H. 1984. Conditional indicator simulation: application to a Saskatchewan uranium deposit. *Mathematical Geology*. 16(7):685-718.
- LANGLAIS, V. & DOYLE, J. 1992. Comparison of several methods of lithofacies simulation on the fluvial gypsy sandstone of Oklahoma. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS. Lisboa. 12p.
- LASSETER, T. J.; WAGGONER, J.R.; LAKE, L. W. 1986. Reservoir heterogeneity and their influence on ultimate recovery. In: LAKE L. W. & CARROLL JR, H. B. ed. *Reservoir characterization*. New York, Academic Press Inc. p.545-560.
- LE LOCH, G. 1989. An efficient strategy for combining the permeabilities: practical application on a simulated reservoir. In: M. Armstrong ed. *Geostatistics*. Kluwer Academic Publishers. 2:557-568.
- LEWIS, J. M. 1988. Outcrop-derived quantitative models of permeability heterogeneity for genetically different sand bodies. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 63. Dallas, 1988. *Proceedings ...* Houston, SPE. p.449-463. (SPE 18153).
- LUCIA, F. J. & FOGG, G. E. 1990. Geologic/stochastic mapping of heterogeneity in carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Technology*. 42(10):1298-1303.
- LUSTER, G. R. 1985. *Practical conditional simulation or coregionalization, basic methods and transformations*. Ph.D. Thesis. Stanford, Stanford University. 513p.
- MAZZOCATO, V. 1986. *Definição de uma metodologia para estudos de reservatórios por simulação matemática*. Tese de Mestrado. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. 203p.

- MASSONNAT, G. J.; ALABERT, F. G.; GIUDICELLI, C. B. 1992. Anguille Marine, a deepsea-fan reservoir offshore Gabon: from geology to stochastic modelling. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 67. Washington, 1992. *Proceedings* ... Washington, SPE. p.477-492. (SPE 24709).
- MATHERON, G; BEUCHER, H.; FOUQUET, C. DE; GALLI, A.; GUERILLOT D.; RAVENE C. 1987. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoir. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62. Dallas, 1987. *Proceedings* ... Dallas, SPE. p.123-131. (SPE 16753).
- MENDES, J. C. 1984. *Elementos de estratigrafia*. São Paulo, T. A. Queiroz, Ed. da Universidade de São Paulo. 566p.
- MORAES, M. A. S. 1991. *Multiscale diagenetic heterogeneity and its influence on reservoir properties of fluvial, deltaic and turbiditic sandstone reservoir, Potiguar and Recôncavo rift basins, Brazil*. Ph.D. Thesis. Laramie, The University of Wyoming. 189p.
- MURRAY, C. J. 1992. *Analysis of bed thickness and grain size patterns in a turbidite section from the Great Valley Sequence, Cache Creek, northern California*. SCRF- Stanford Center of Reservoir Forecasting. Stanford, School of Earth Sciences. 38p.
- MURRAY, C. J. 1992. *Identification and 3D modelling of petrophysical rocks types: the Amos Draw case study*. SCRF- Stanford Center of Reservoir Forecasting. Stanford, School of Earth Sciences. 58p.
- MUTTI, E. 1977. Distinctive thin-bedded turbidite facies and related depositional environments in the Eocene Hecho Group (South-central Pyrenees, Spain). *Sedimentology*, 24:107-131.

- MUTTI, E. 1985. Turbidite systems and their relations to depositional sequences. In: ZUFFA, G. G. *Provenance of arenites*. NATO-ASI series, Reidel Publishing Company. p.65-93.
- NOLEN-HOEKSENA, R. C. 1990. The future of geophysics in reservoir engineering. *Geophysics: The leading edge of exploration*. p.89-97.
- PEREIRA, H. G.; COSTA E SILVA, A.; SOARES, A.; RIBEIRO, L.; CARVALHO, J. 1990. Improving reservoir description by using geostatistical and multivariate data analysis techniques. *Mathematical Geology*. 22(8):879-913.
- PETTIJOHN, F. J.; POTTER, P. E.; SIEVER, R. 1972. Sand bodies environment. *Sand and sandstone*. New York, Springer-Verlag ed. p.439-543.
- RAVENNE, C.; BEUCHER, H. 1988. Recent development in description of sedimentary bodies in a fluvio-deltaic reservoir and their 3D conditional simulations. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 63. Houston, 1988. *Proceedings ... Houston, SPE*. p.463-476. (SPE 18310).
- RAVENNE, C.; ESCHARD, R.; GALLI, A.; MATHIEU, Y.; MONTADERT L; RUDKIEWICZ, J. L. 1987. Heterogeneities and geometry of sedimentary bodies in a fluvio-deltaic reservoir. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62. Dallas, 1987. *Proceedings ... Dallas, SPE*. p.115-122. (SPE 16752).
- REMACRE, A. Z. 1986. Geoestatística e/ou fractal. In: SEMINÁRIO NACIONAL O COMPUTADOR SUA APLICAÇÃO NO SETOR MINERAL, 4. IBRAM, Belo Horizonte. s/p.

- RICCI-LUCCHI, F. 1975. Depositional cycles in two turbidite formations of northern Apennines (Italy). *Journal of Sedimentary Petrology*. **45**(1):3-43.
- ROMEU, R. K. 1991. Calcul des proprietes equivalentes pour la simulation des reservoirs heterogenes: approche pratique. INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE. Paris, Rapport de Stage. 77p.
- SELLEY, R. C. 1985. *Ancient sedimentary environments*. 3ed. London, Chapman and Hall. 317p.
- SHIMIZU, T. 1984. *Pesquisa operacional em engenharia, economia e administração*. Rio de Janeiro, Editora Guanabara Dois. 360p.
- SOUZA JR., O. G. 1988. *Simulação condicional de unidades de fluxo na área II do projeto piloto de injeção de vapor na Formação Açu (Ksup), Campo de Estreito, Bacia Potiguar, Brasil*. Tese de Mestrado. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. 182p.
- SUGUIO, K. 1980. *Rochas Sedimentares: propriedades, gênese, importância econômica*. São Paulo, Edgard Blücher, Ed. da Universidade de São Paulo. 500p.
- SURO-PÉREZ, V. 1992. Indicator principal component kriging: the multivariate case. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS. Lisboa. 14p.
- SURO-PÉREZ, V. & JOURNAL, A. G. 1990. Stochastic simulation of lithofacies: an improved sequential indicator approach. In: EUROPEAN CONFERENCE ON THE MATHEMATICS OF OIL RECOVERY, 2. Paris, 1990. Ed. Technip, Paris. p.3-10.
- SURO-PÉREZ, V. & JOURNAL, A. G. 1991. Indicator principal component kriging. *Mathematical Geology*. **23**(5):759 -787.

- VAN DE GRAAFF, W. E. & EALEY P. J. 1989. Geological modeling for simulation studies. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. **73**(11):1436-1444.
- WALKER, R. G. 1978. Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. **62**(6):932-966.
- WALKER, R. G. 1989. *Turbidites and turbidites currents: introduction, facies, sequences and models*. Text. Ontario, McMaster University of Ontario. 177p.
- WARDLAW, N. C. 1984. Rochas, poros e melhoria na recuperação de petróleo: um desafio geológico. *Tradução de palestra patrocinada pelo Departamento de Educação da AAPG*. Tulsa, Oklahoma. 39p.
- WEBER, K. J. 1986. How heterogeneity affects oil recovery. In: LAKE L. W. & CARROLL JR, H. B. ed. *Reservoir characterization*. New York, Academic Press, Inc. p.487-544.
- WEBER, K. J. & VAN GEUNS, L. C. 1990. Framework for constructing clastic reservoir simulation models. *Journal of Petroleum Technology*. **42**(10):1248-1257.

ANEXO 1

DETERMINAÇÃO DE AUTOVALORES E AUTOVETORES

- Método dos determinantes

Muitos problemas envolvem a resolução de um sistema de equações da forma:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n &= \lambda x_1 \\ &\dots \\ a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \dots + a_{nn}x_n &= \lambda x_n \end{aligned} \tag{A1.1}$$

que pode ser escrita na seguinte forma matricial:

$$[A] \cdot [X] = \lambda [X] \tag{A1.2}$$

As equações podem ser escritas em forma homogênea:

$$\begin{aligned} (a_{11} - \lambda)x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n &= 0 \\ &\dots \\ a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \dots + (a_{nn} - \lambda)x_n &= 0 \end{aligned} \tag{A1.3}$$

ou na forma matricial:

$$([A] - \lambda [I]) \cdot [X] = 0 \tag{A1.4}$$

onde $\lambda[I]$ é a matriz identidade com λ na diagonal principal.

Para achar um autovetor $[X]$ associado com um autovalor, necessitamos escolher λ tal que a equação $A[X]=\lambda[X]$ tenha uma solução não nula em $[X]$, significando que $([A]-\lambda[I])[X]=0$, enquanto que $[X]\neq 0$. Para isso o determinante da matriz $[A]-\lambda[I]$ deve ser igual a zero, então:

$$|[A] - \lambda [I]| = \begin{vmatrix} a_{11}-\lambda & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn}-\lambda \end{vmatrix} = 0 \quad (\text{A1.5})$$

Resolvendo-se a Equação A1.5, os λ 's serão os autovalores, onde que para cada autovalor encontrado e substituído dará origem a um sistema de equações em x . Os x 's resultantes serão os autovetores de cada autovalor.

- Exemplo de cálculo (Davis, 1986)

Dada a seguinte matriz 2 X 2:

$$[A] = \begin{vmatrix} 4 & 8 \\ 8 & 4 \end{vmatrix} \quad (\text{A1.6})$$

Para encontrarmos os autovalores a matriz deve estar na forma:

$$[A] - \lambda [I] = \begin{vmatrix} 4-\lambda & 8 \\ 8 & 4-\lambda \end{vmatrix} = 0 \quad (\text{A1.7})$$

expandindo,

$$(4-\lambda)(4-\lambda) - (8)(8) = 0 \quad (\text{A1.8})$$

o que resulta em,

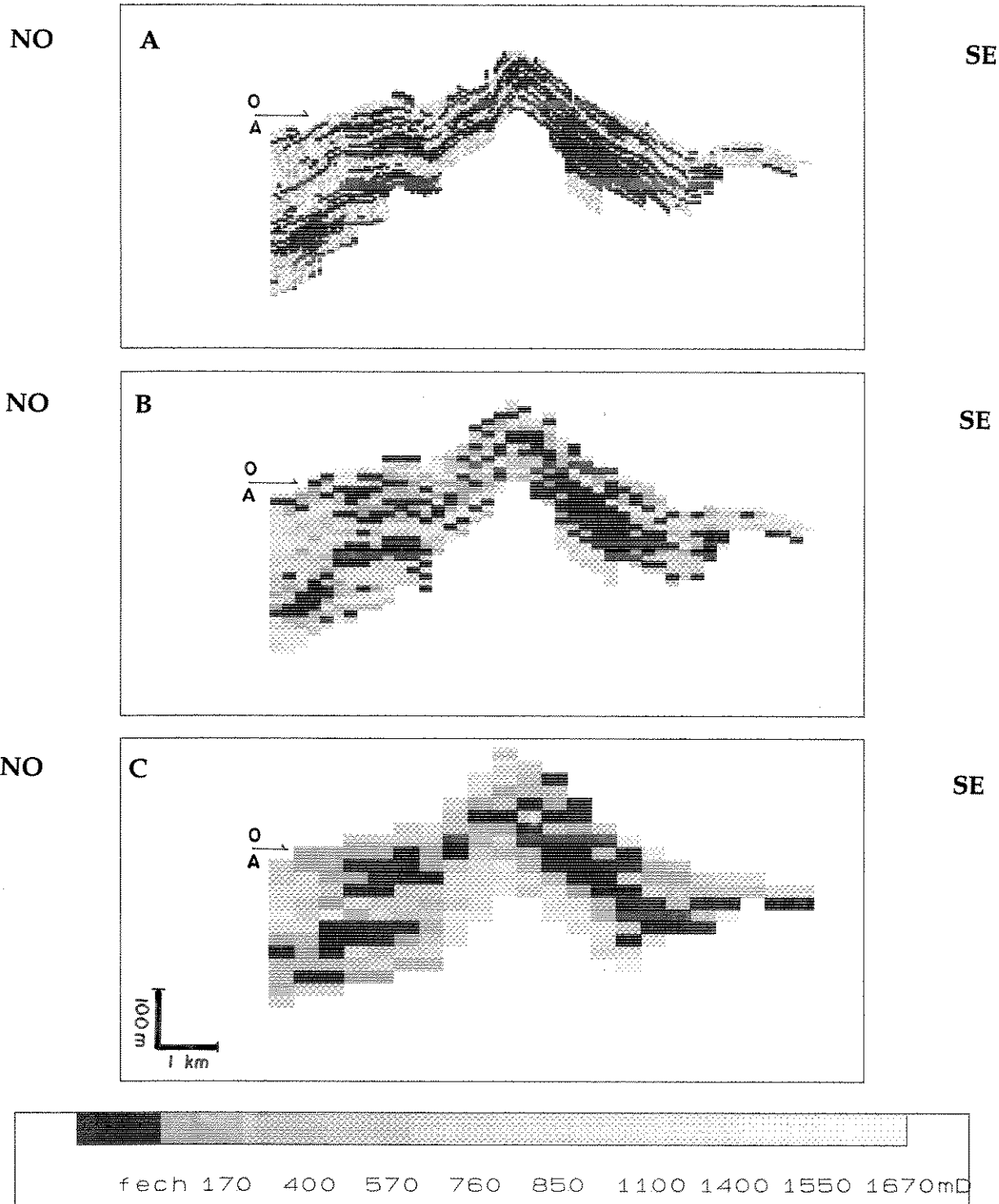


Figura 8.10 - Resultado da transferência de escala da permeabilidade absoluta na direção z em coordenadas estratigráficas. A (blocos de 50x50x5 metros), B (blocos de 200x200x10 metros) e C (blocos de 400x400x20 metros).

$$\lambda^2 - 8\lambda - 48 = 0 \quad (\text{A1.9})$$

Da Equação A1.9 resulta os dois autovalores associados a matriz os quais são: $\lambda_1=12$ e $\lambda_2=-4$.

Substituindo o primeiro autovalor como na Equação A1.3, podemos calcular os autovetores associados ao primeiro autovalor, o que resulta no seguinte sistema de equações,

$$\begin{aligned} -8x_1 + 8x_2 &= 0 \\ 8x_1 - 8x_2 &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A1.10})$$

que resolvido fornece o primeiro par de autovetores, $x_1=1$ e $x_2=1$. Substituindo o segundo autovalor $\lambda_2=-4$, resulta no segundo par de autovetores, $x_1=-1$ e $x_2=1$. Resumindo ficamos com a matriz original, os autovalores e o autovetores, respectivamente:

$$\begin{vmatrix} 4 & 8 \\ 8 & 4 \end{vmatrix} \quad | \quad 12 \quad -4 \quad | \quad \begin{vmatrix} \text{vetor1} & \text{vetor2} \\ x_1 & 1 & -1 \\ x_2 & 1 & 1 \end{vmatrix} \quad (\text{A1.11})$$

- Observações:

- Um número infinito de soluções pode ser dado com os autovalores porque a equação a ser satisfeita é:

$$\begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} = \beta \begin{vmatrix} 1 \\ 1 \end{vmatrix} \quad (\text{A1.12})$$

onde β = constante, mas estamos interessados apenas na situação especial em que $\beta=1$.

- Existem outros métodos para determinação dos autovalores e autovetores. Quando os sistemas de equações são grandes deve-se optar por métodos computacionais tais como decomposição espectral da matriz e métodos das potências.

- Cada linha de uma matriz 2×2 representa o ponto final de um vetor em um sistema cartesiano. O primeiro autovalor é o comprimento da bissetriz entre os dois vetores da matriz sendo portanto o eixo maior e o segundo autovalor é o comprimento do eixo ortogonal ao eixo anterior. Os autovetores são as direções dos seus respectivos autovalores.

- Este anexo foi baseado em: Daniel & Noble (1986), Davis (1986) e Shimizu (1984).

ANEXO 2

COMPONENTES PRINCIPAIS

Definição: componentes principais são nada mais do que os autovetores da matriz de variância covariância ou de correlação (Davis, 1986).

A seguir é apresentado um exemplo em dados reais de componentes principais retirado de Davis (1986). Dada a seguinte tabela de observações bivariada:

Tabela A2.1 Dados de observações bivariada.

x_1	x_2	x_1	x_2
3	2	12	10
4	10	12	11
6	5	13	6
6	8	13	14
6	10	13	15
7	2	13	17
7	13	14	7
8	9	15	13
9	5	17	13
9	8	17	17
9	14	18	19
10	7	20	20
11	12		

Análises estatísticas destes dados fornecem uma variância de 20,3 para x_1 e 24,1 para x_2 e uma covariância de 15,6, os quais constituem-se dos elementos da seguinte matriz de variância covariância:

$$[S^2] = \begin{vmatrix} 20,3 & 15,6 \\ 15,6 & 24,1 \end{vmatrix} \quad (\text{A2.1})$$

Do anexo 1 podemos calcular os autovalores e autovetores desta matriz os quais são respectivamente:

$$\begin{vmatrix} 37,9 & 6,5 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} cpI \\ 0,66 \\ 0,75 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} cpII \\ 0,75 \\ -0,66 \end{vmatrix} \quad (\text{A2.2})$$

Podemos reconhecer que a soma total da variabilidade dos dados é a soma das variâncias individuais, que é igual a $44,4\%^2$. A primeira variável contribui com 46% da variância total e a segunda com 54%. A soma dos autovalores deve ser igual a variância total do sistema, com a diferença que o primeiro autovalor está associado ao primeiro autovetor o qual é responsável por 86% da variabilidade do novo sistema (componentes principais). O segundo autovalor com seu respectivo autovetor com 14% da variabilidade. A Figura A2.1 representa graficamente os fatos discutidos acima.

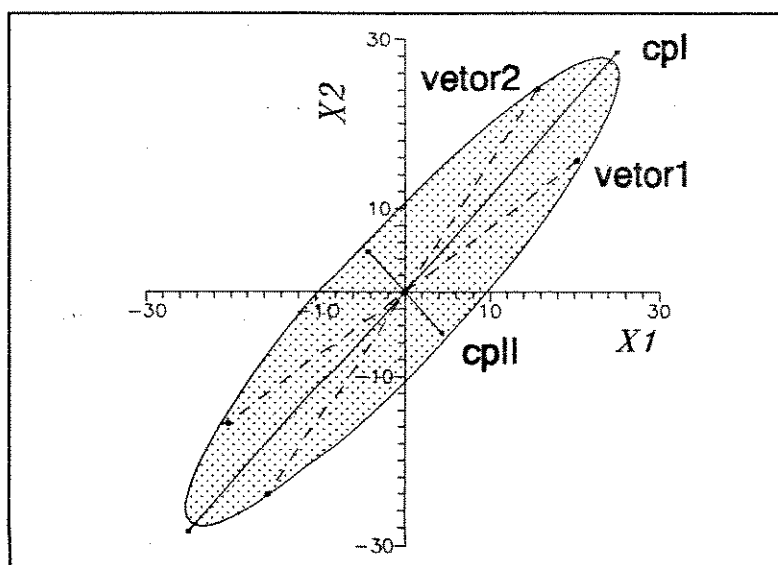


Figura A2.1 Elipse da variância e covariância dos dados da Tabela A2.1.

Os vetores 1 e 2 representam as linha da matriz de variância covariância dos dados amostrais. O comprimento dos eixos cpI e $cpII$ representam respectivamente os autovalores da matriz de correlação. A direção de cada eixo é dada pelos seus respectivos autovetores. Neste novo espaço, componentes principais, o eixo das componentes principais I explica 86% da variabilidade dos dados, enquanto que o $cpII$ por 14% (elipse de variabilidade). No espaço das componentes principais os dados não apresentam interdependência, pois são ortogonais. Uma simples multiplicação dos dados, Tabela A2.1, pelos respectivos autovetores posicionam as amostras neste novo espaço, isto é nos eixos da componentes principais. Os novos valores podem ser calculados pelas equações,

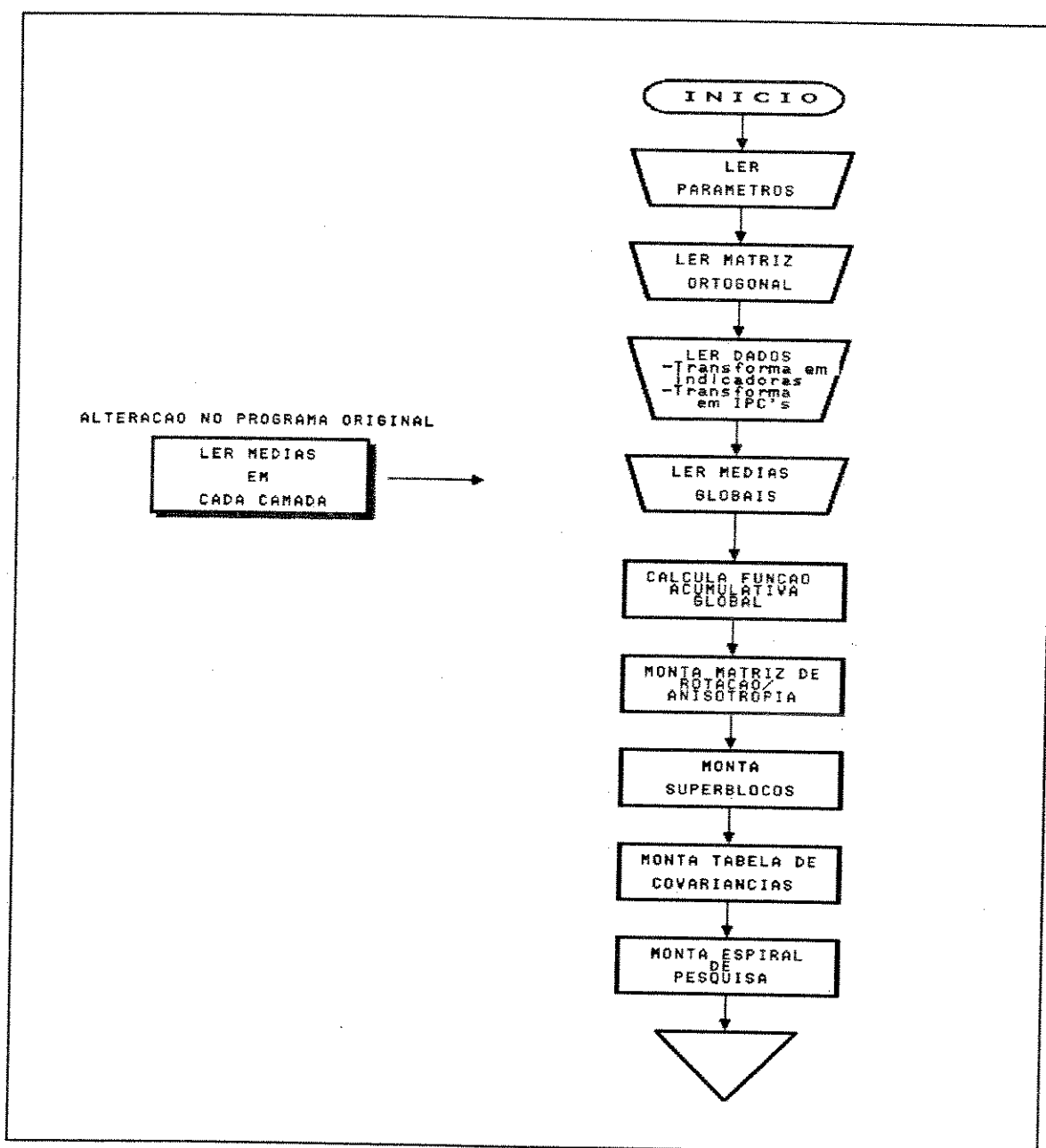
$$\begin{aligned} Y_{cpIi} &= 0,66x_{1i} + 0,75x_{2i} \\ Y_{cpIIi} &= 0,75x_{1i} - 0,66x_{2i} \end{aligned} \quad (A2.3)$$

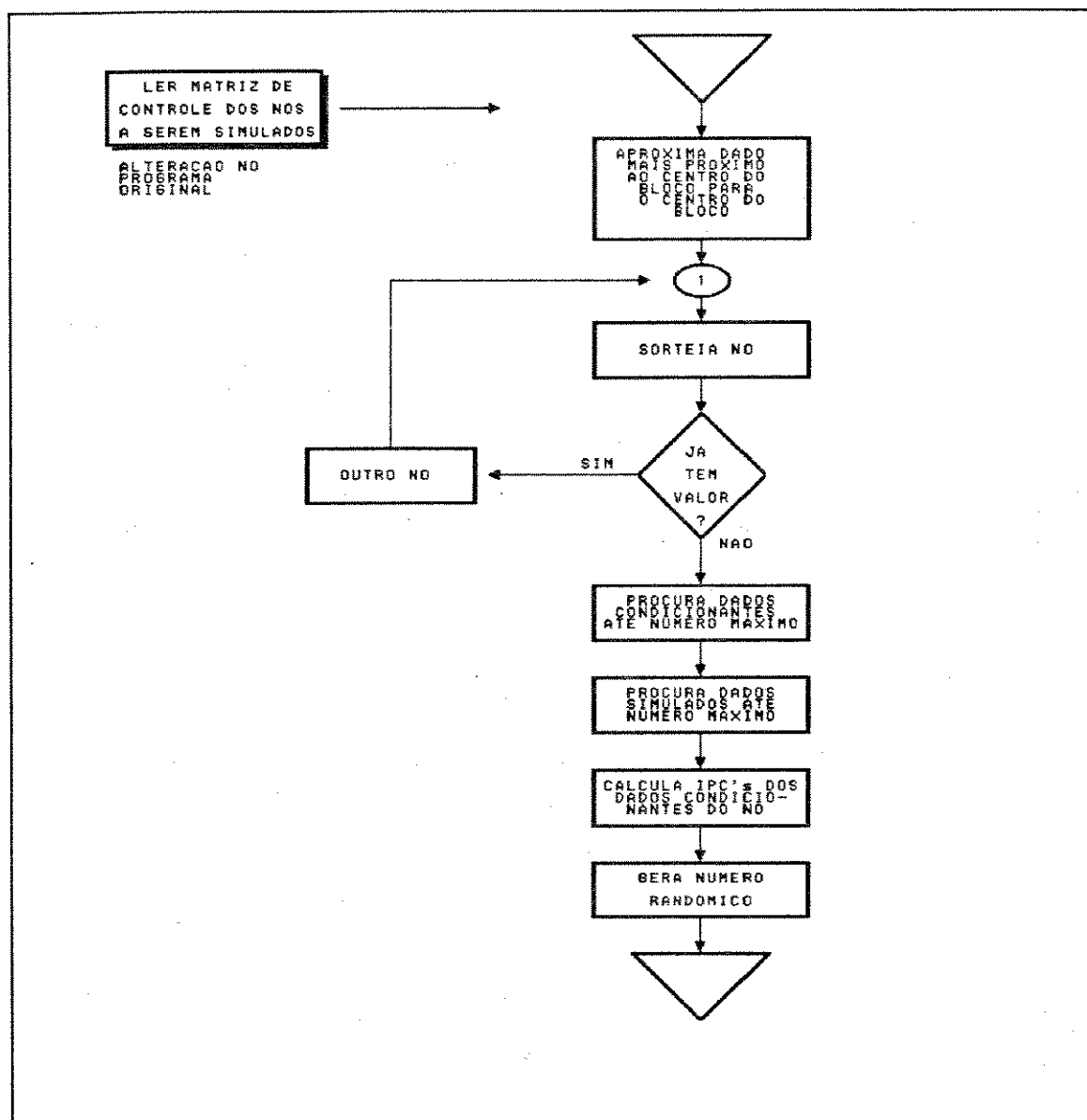
resultando nos seguinte dados,

$$\begin{bmatrix} 3 & 2 \\ 4 & 10 \\ 6 & 5 \\ \dots & \dots \\ 20 & 20 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0,66 & 0,75 \\ 0,75 & -0,66 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3,49 & 0,92 \\ 10,14 & -3,64 \\ 7,72 & 1,18 \\ \dots & \dots \\ 28,23 & 1,70 \end{bmatrix} \quad (A2.4)$$

ANEXO 3

FLUXOGRAMA REDUZIDO DO PROGRAMA IPCSIM





ANEXO 4

ESTIMADORES ALGÉBRICOS PARA PERMEABILIDADE ABSOLUTA

- Média aritmética:

$$Keq_A = \frac{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} k_{ijk}}{nx \cdot ny \cdot nz} \quad (A4.1)$$

- Média harmônica:

$$Keq_H = \frac{nx \cdot ny \cdot nz}{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} k_{ijk}} \quad (A4.2)$$

- Média geométrica:

$$Keq_G = e^{\left(\frac{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} \ln k_{ijk}}{nx \cdot ny \cdot nz} \right)} \quad (A4.3)$$

- Média potencial:

$$Keq_P = \left[\frac{\left(\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} k_{ijk} \right)^{1/\omega}}{nx \cdot ny \cdot nz} \right]^\omega \quad (A4.4)$$

para $\omega = -1, 0$ ou 1 , encontra-se, respectivamente, K_H , K_G e K_A . Para $\omega = -1$ e 1 a verificação é direta e para $\omega = 0$, demonstra-se que,

$$\lim_{\omega \rightarrow 0} K_P = K_G \quad (\text{A4.5})$$

- Estimador de Noetinger: equivalente a média potencial com $\omega = 1/3$.

$$Keq_N = \left[\frac{\left(\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} k_{ijk} \right)^{1/3}}{nx \cdot ny \cdot nz} \right]^3 \quad (\text{A4.6})$$

- Estimador de Guérillot:

$$Keq_G = \sqrt{k_1 \cdot k_2} \quad (\text{A4.7})$$

onde $K1=H_x(A_y)$ e $K2=A_y(H_x)$ isto é, $K1$ é a média harmônica na direção x das médias aritméticas da direção y e $K2$ é a média aritmética na direção y das médias harmônicas na direção x. O estimador é o resultado da média geométrica entre estes dois fatores.

- Estimador de Lemouzy:

$$Keq_L = \sqrt[6]{K1^2 \cdot K2^2 \cdot K3 \cdot K4} \quad (\text{A4.8})$$

onde se considerarmos a permeabilidade equivalente na direção x teremos a seguinte composição de médias aritméticas e harmônicas:

$$\begin{aligned} K1 &= H_x(A_y(A_z)) = H_x(A_z(A_y)) \\ K2 &= A_y(A_z(H_x)) = A_z(A_y(H_x)) \\ K3 &= A_y(H_x(A_z)) \\ K4 &= A_z(H_x(A_y)) \end{aligned} \quad (\text{A4.9})$$

- Este anexo foi baseado em : Bonet (1992) e Cruz (1991).