

UNICAMP

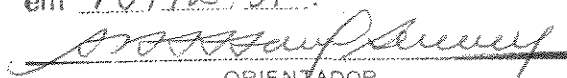
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA
DE RESERVATÓRIOS

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO
ATRAVÉS DE TÉCNICAS ESTATÍSTICAS
MULTIVARIADAS E MODELAGEM ESTOCÁSTICA
NO CAMPO DE BAIXA DO ALGODÃO, BACIA POTIGUAR**

ANA BEATRIZ FANHA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Este exemplar corresponde à a
redação final da tese defendida
por Ana Beatriz Fanha
e aprovada pelo Conselho Julgador
em 19/12/94.


ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZ - 1994

F214c

Fanha, Ana Beatriz

Caracterização de reservatórios através de técnicas estatísticas multivariadas e modelagem estocásticas no Campo de Baixa do Algodão, Bacia Potiguar / Ana Beatriz Fanha. - Campinas [SP:s.n.],1994.

178 p.

Orientador: Alberto Sampaio de Almeida

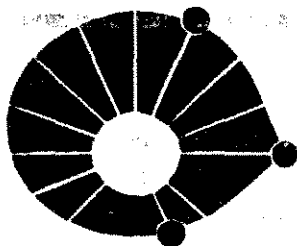
Co-orientador: Carlos H. Lima Bruhn

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

Inclui bibliografia.

1. Reservatórios. 2. Análise Multivariada. 3. Processos Estocásticos. 4. Geologia de Reservatórios. 5. Modelagem Geoestatística.

CDD- 627.86



UNICAMP

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

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO
ATRAVÉS DE TÉCNICAS ESTATÍSTICAS MULTIVARIADAS
E MODELAGEM ESTOCÁSTICA NO CAMPO DE BAIXA
DO ALGODÃO, BACIA POTIGUAR**

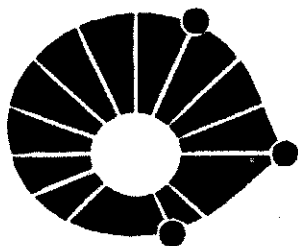
ANA BEATRIZ FANHA

Dissertação/Tese apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre em Geoengenharia de
Reservatórios.

Orientador: ALBERTO SAMPAIO DE ALMEIDA

Co-Orientador: CARLOS HENRIQUE LIMA BRUHN

**CAMPINAS - SÃO PAULO
DEZEMBRO - 1994**



UNICAMP

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

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO
ATRAVÉS DE TÉCNICAS ESTATÍSTICAS MULTIVARIADAS
E MODELAGEM ESTOCÁSTICA NO CAMPO DE BAIXA DO
ALGODÃO, BACIA POTIGUAR**

AUTORA: ANA BEATRIZ FANHA *n/214*

ORIENTADOR: ALBERTO SAMPAIO DE ALMEIDA *n*

CO-ORIENTADOR: CARLOS HENRIQUE DE LIMA BRUHN *t*

COMISSÃO EXAMINADORA

PRESIDENTE: *Alberto Sampaio de Almeida*
ALBERTO SAMPAIO DE ALMEIDA, Ph. D.

EXAMINADORES: ARMANDO ZAUPA REMACRE, Dr. Ing.

Sylvia Maria Couto Anjos
SYLVIA COUTO DOS ANJOS, Ph. D.

CAMPINAS, 19 DE DEZEMBRO DE 1994

**Aos meus pais, Cacilda e Fanha,
ao João, Máira e Luana, e
à todas as mulheres que ousaram...**

"Coragem não é uma virtude ou um valor entre outros valores pessoais. Ela é a base que sustenta e dá realidade a todos os valores. Sem coragem, nosso amor se transforma em dependência, sem coragem, nossa fidelidade passa a ser conformismo..."

ROLLO MAY, *in*: "A coragem de criar".

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas que encorajaram, apoiaram e ajudaram a desenvolver esta tese. À Petroleo Brasileiro S/A cujo apoio financeiro através do convênio PETROBRÁS-UNICAMP, tornou possível este curso. Agradecimentos em especial aos meus orientadores, Alberto Sampaio de Almeida e Carlos Henrique Lima Bruhn, que forneceram o suporte teórico necessário para este projeto. Ao Bruhn, agradeço de coração pelo incentivo e atenção dedicada, pela acuidade e rigor na revisão técnica dos capítulos relativos aos conceitos e aplicabilidade geológica; além da correção nos desenhos das seções e mapas. Ao Sampaio, pela paciência com que conseguiu direcionar o uso dos conceitos geoestatísticos, permitindo que se pudesse usar esta ferramenta.

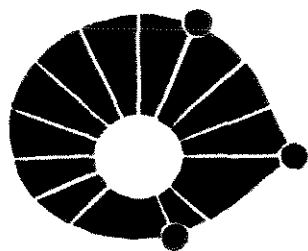
Agradeço aos meus colegas da PETROBRÁS/DEBAR em especial ao Paulo César Aquino, Ronaldo Lindenmayer, Romero Pacheco Neves e Adelbaldo Silva, pelo apoio na obtenção e correção dos dados utilizados neste trabalho. Ao Júlio Guilherme Pereira, Ubiratan Fernandes, Pedro Militão, Cezar Guimarães, Celeste Januzzi e Enrico Pedroso pela edição dos desenhos e digitalização de mapas e seções. Agradeço aos funcionários da AGP pelo apoio, quando possível, nas questões burocráticas. Ao Moacir Cornetti, pelos conhecimentos de informática requisitados no desenvolvimento dos programas; e ao amigo Dirceu, pela paciência nas explicações da linguagem Fortran. À Edumara, pelas aulas maravilhosas de hidro, único veículo de relaxamento nos últimos meses.

Ficarei eternamente agradecida a todos os meus colegas de curso, pela amizade sincera, pelo companheirismo e pelo ambiente maravilhoso de convivência que conseguimos criar, capaz de romper com o formalismo deste período.

À Maria, que me permitiu desligar dos afazeres domésticos e dedicar mais tempo a este projeto. Aos meus pais Cacilda e Fanha, que me deram a oportunidade de descobrir a vida, incentivando e tolerando as fases da idade, por vezes tão complicada. Ao meu irmão Carlos Fanha, pelo carinho e amizade, tão importantes na formação de nossas personalidades.

Ao João, meu companheiro de luta e prazer, pelo incentivo, apoio e paciência; tanto no papel de esposo e pai, como no de colega de trabalho, com suas críticas as vezes tão rigorosas, porém necessárias.

À Maíra e Luana, minhas adoradas filhas, pela coragem e determinação com que enfrentaram esta fase tão dura, e que merecem o meu perdão.



UNICAMP

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

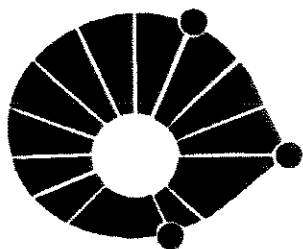
RESUMO

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO ATRAVÉS
DE TÉCNICAS DE ESTATÍSTICA MULTIVARIADAS E
MODELAGEM ESTOCÁSTICA NO CAMPO DE BAIXA
DO ALGODÃO, BACIA POTIGUAR**

ANA BEATRIZ FANHA

A modelagem das heterogeneidades de um reservatório têm sido amplamente realizada na indústria de Petróleo. Métodos tradicionais de mapeamento (contornos a mão, técnicas de interpolação determinística, métodos poligonais) dão uma representação aproximada dos parâmetros que controlam estas heterogeneidades. As técnicas de modelagem estocástica se propõem a dar uma descrição mais realista do reservatório já que representam modelos numéricos baseados na Teoria da Probabilidade. São usadas principalmente para mapear feições geológicas que afetam o comportamento do fluxo de um reservatório (variações de fácies e litologias, barreiras de transmissibilidades, fraturas, etc) e para mapear variações petrofísicas. Este estudo se propõe a obter uma modelagem geoestatística do reservatório que permita a interpolação/extrapolação dos dados disponíveis numa validação do modelo geológico. As heterogeneidades são controladas pela distribuição das fácies arenosas intercaladas às fácies pelíticas, onde as suas frequências e geometrias são fatores críticos que afetam a conectividade dos reservatórios.

Foram usadas técnicas estatísticas multivariadas para quantificar as heterogeneidades internas dos reservatórios do Campo de Baixa do Algodão, Bacia Potiguar. Os parâmetros descritivos das heterogeneidades foram obtidos a partir de registros de perfis de poços e análises de testemunhos. Através de seções geológicas, mapas faciográficos (texturais, geométricos e de variabilidade vertical) e mapas de isoproporção de eletrofácies foi possível conhecer a morfologia dos corpos arenosos, suas dimensões e relações externas. As variáveis categóricas representadas pelas eletrofácies foram simuladas numa malha regular, testando-se as técnicas geoestatísticas: Gaussiana Truncada e Simulação Sequencial da Indicadora. As diferenças nas respostas dos algoritmos foram validadas com o conhecimento do modelo geológico do reservatório, e escolhido aquele mais apropriado. Com os resultados da simulação geoestatística, uma simulação de fluxo bidimensional foi realizada com objetivo de avaliar o impacto das imagens da simulação estocástica, acessando as incertezas relacionadas à forma e a conectividade dos corpos.



UNICAMP

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ABSTRACT

**RESERVOIR CHARACTERIZATION BY MULTIVARIATE
STATISTICAL ANALYSIS AND STOCHASTIC METHODS IN THE
BAIXA DO ALGODÃO FIELD, POTIGUAR BASIN**

ANA BEATRIZ FANHA

The modeling of reservoir heterogeneities has been largely improved by the petroleum industry over the years. Traditional mapping (hand contouring, deterministic interpolation techniques, and polygonal methods) are not efficient in the prediction of reservoir heterogeneities. Geostatistical techniques provide a more realistic reservoir description, since they are based on the Theory of Probability. This study includes a geostatistic model, which incorporated geological information. Heterogeneities are controlled by facies distribution; facies frequency and facies geometry are critical factors in the control of reservoir connectivity.

Statistical methods were used to quantify descriptive parameters of heterogeneity in the sandstones and mudstones (fluvial meandering system) sampled in Baixa do Algodão Field, Potiguar Basin, Brazil. These include well logs, core analysis, facies description, diagenesis evaluation, and standard core measurements. Cross sections, facies maps (textural, geometrical, and vertical variability) and isoproportion maps were generated, in order to allow accurate estimates of sandbody morphology and width/depth ratio geometry. Log facies were simulated in regular grids, using geostatistical techniques such as Gaussian Truncated and Sequential Indicator Simulation. Differences in the answering of algorithms were compared to the geological model, and the best choice was chosen. A 2-D fluid-flow simulation was developed in two cross sections. The purpose of this fluid-flow simulation is the prediction of reservoir architecture, including sandbody connectivity.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	iv
ABSTRACT	v
SUMÁRIO	vi
LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABELAS.....	xi
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2 - ÁREA ESTUDADA	5
2.1 - Geologia Regional	5
2.1.1 - Localização	5
2.1.2 - Aspectos Gerais	5
2.1.3 - Arcabouço Estrutural / Estratigráfico	6
2.2 - Geologia Local	11
2.2.1 - Litofácies	13
2.2.2 - Zoneamento	17
2.2.3 - Geoquímica	18
CAPÍTULO 3 - CORRELAÇÃO ENTRE ATRIBUTOS PETROGRÁFICOS E A PERMEABILIDADE	19
3.1 - Descrição Petrográfica	19
3.1.1 - Cimentos	19
3.1.2 - Argilas	20
3.1.3 - Sumário Petrográfico	22

3.2 - Porosidade Secundária	23
3.3 - Correlação Entre Permeabilidade e Variáveis Petrográficas	26
CAPÍTULO 4 - RECONHECIMENTO DE FÁCIES EM PERFÍS	33
4.1 - Introdução	33
4.2 - Dados e Metodologia	34
4.3 - Análise de Eletrofácies	38
4.4 - Caracterização das Eletrofácies Usando Estatística Multivariada ...	39
4.5 - O uso de técnica de Inteligência Artificial na correlação Rocha- Perfil	43
4.5.1 - Redes Neurais - Princípios Básicos	49
4.5.2 - Conceito de Incerteza	52
4.5.3 - Desenvolvendo de um Sistema de Inteligência Artificial.	52
4.5.4 - Base de Conhecimentos	54
CAPÍTULO 5 - MAPAS FACIOLÓGICOS - UM INSTRUMENTO DE REPRESENTAÇÃO DE VARIABILIDADES	61
5.1 - Introdução	61
5.2 - Aquisição de Dados	62
5.3 - Confecção dos Mapas	63
5.3.1 - Mapas Texturais	66
5.3.2 - Mapas de Variabilidade Vertical	68
5.4 - Interpretação dos Mapas	72
5.5 - Conclusão	79

6.1 - Introdução	80
6.2 - Aspectos do Modelo	82
6.3 - Mapas Estruturais	85
6.4 - Métodos Geoestatísticos	86
6.5 - Análise Estrutural dos Dados	88
6.5.1 - Variogramas Verticais	89
6.5.2 - Variogramas Horizontais	91
6.5.3 - Ajuste Teórico dos Variogramas	99
6.5.4 - Relações Anisotrópicas ou Relações de Dimensão	104
6.6 - Escolhendo o Algoritmo Adequado	107
6.7 - Validação das Imagens dos Diferentes Algoritmos	121
6.7.1 - Cálculo do Número de Camadas de Folhelho na Saída da Simulação	121
6.7.2 - Comparação entre a saída da simulação e o modelo variográfico de Entrada	122
CAPÍTULO 7 - ACESSANDO AS INCERTEZAS NA PREVISÃO DO COMPORTAMENTO DE FLUXO	132
7.1 - Introdução.....	132
7.2 - Estimativas dos Valores de Permeabilidade e Porosidade	134
7.3 - A Malha da Simulação de Alta Resolução	139
7.4 - A simulação de fluxo.....	139
7.5 - Resultados e Discussões	147
CAPÍTULO 8 - CONCLUSÕES	155
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	162

LISTA DE FIGURAS

2.1 - Arcabouço tectônico da Bacia Potiguar	pag. 6
2.2 - Seção geológica da parte emersa da Bacia Potiguar	7
2.3 - Ambiente deposicional do estágio "drift" da Bacia Potiguar	9
2.4 - Carta estratigráfica da Bacia Potiguar	10
2.5 - Arcabouço estrutural, estratigrafia e zoneamento de BAL	12
2.6 - Perfil tipo das unidades de correlação da Formação Açu	13
2.7 - Análise sequencial de testemunho do poço: BAL-5	15
4.1 - Diagramas em caixa relacionando litofácies e curvas de perfil	41
4.2 - Diagramas de frequência das variáveis de perfil	43
4.3 - Representação esquemática de um neurônio artificial	50
4.4 - Funções de ativação mais comuns	51
4.5 - Diagramas de frequência do perfil de raios gama	55
4.6 - Grafo de conhecimentos	57
4.7 - Mapa de localização das seções geológicas	59
4.8 - Seção geológica de detalhe	60
4.9 - Seção geológica de detalhe	60
5.1 - Mapa de espessura de arenito poroso	66
5.2 - Mapa de razão arenito/folhelho	67
5.3 - Mapa de isólitais de folhelho	68
5.4 - Formulação para o cálculo de momentos e representação num perfil	70
5.5 - Mapa de centro de gravidade de arenitos, relativo ao topo da seção	73
5.6 - Mapa do número de camadas de folhelho mais espessos que 1m	74
5.7 - Mapa do desvio padrão dos arenitos da seção entre os marcos BAL e I	76
5.8 - Mapa de variância aproximada dos arenitos	77
5.9 - Mapa de distribuição vertical dos arenitos	78
6.1 - Exemplo do uso de modelos para gerar uma ação	81
6.2 - Distribuição irregular dos poços condicionantes	83
6.3 - Coordenadas estratigráficas num modelo de condensação	85
6.4 - Mapa estrutural do topo da zona Mossoró II obtido por krigagem	86
6.5 - Elementos do semivariograma	89
6.6 - Variogramas experimentais verticais	90
6.7 - Variogramas experimentais horizontais EFAC1	92
6.8 - Variogramas experimentais horizontais EFAC2	93
6.9 - Variogramas experimentais horizontais EFAC3	94
6.10 - Mapa de isoproporção da EFAC1	96
6.11 - Mapa de isoproporção da EFAC2	97

6.12 - Mapa de isoproporção da EFAC3	98
6.13 - Modelos variográficos e variogramas exepimentais EFAC 1	100
6.14 - Modelos variográficos e variogramas experimentais EFAC2	101
6.15 - Modelos variográficos e variogramas experimentais EFAC2	103
6.16 - Simulando com o SISIMPDFP (cinco níveis)	113
6.17 - Simulando com o SISIMPDF2m (cinco níveis)	114
6.18 - Simulando com o GTSIM (cinco níveis)	115
6.19a - Imagem dos cinco primeiros "layers" usando o SISIM	117
6.19b- Imagem dos "layers" 6 a 10 usando o SISIM	118
6.19c- Imagem dos "layers" 11 a 15 usando oSISIM	119
6.19d- Imagem dos "layers" 16 a 20 usando o SISIM	120
6.20 - SISIMPDF2M vs. GTSIM (número de camadas de folhelho)	123
6.21- SISIM vs.SISIMPDFP (número de camadas de folhelho)	123
6.22 - GTSIM com modelo variográficopara a EFAC1 e EFAC3	125
6.23 - SIMSIMPDF2m e o modelo variográfico para a EFAC1 e EFAC3	126
6.24- SIMSIM e o modelo variográfico para a EFAC1 e EFAC3	127
6.25 - GTSIM e o modelo variográfico para a EFAC2	128
6.26- SISIMPDF2M com o modelo variográfico para EFAC2	129
6.27- SISIM com o modelo variográfico para a EFAC2	130
7.1 - Localização das seções na simulação de fluxo bidimensional	133
7.2 - Histogramas de porosidade efetiva	136
7.3- Histograma de permeabilidade de laboratório	137
7.4 - Malha da simulação de fluxo nas seções E-W e N-S	140
7.5 - Três imagens simuladas da seção E-W, usando o algoritmo SISIM	141
7.6 - Pressão média do reservatório vs. tempo	142
7.7 - Gráfico de vazão de óleo vs. tempo para o produtor 1	143
7.8 - Imagens de três simulações estocásticas na seção N-S	143
7.9 - Gráficos-resultados da simulação de fluxo bidimensional	145
7.10 - Gráficos-resultados da simulação de fluxo bidimensional	146
7.11 - Produção acumulada vs. tempo, seção E-W	148
7.12 - Produção acumulada vs. tempo, seção N-S	149
7.13 - Vazão de óleo vs.tempo , seção N-S	149
7.14- Vazão de óleo vs. tempo, seção E-W, poço produtor 1	150
7.15 - Corte de água vs. tempo, seção N-S	151
7.16 - Corte de água vs. tempo, seção E-W, poço produtor 1	151
7.17- Pressão média do reservatório, seção N-S	152
7.18- Pressão média do reservatório vs. tempo, seção E-W	153

LISTA DE TABELAS

	Pag.
2.1 - Discriminação das litofácies de Baixa do Algodão	6
3.1 - Quantificação de produtos diagenético e parâmetros texturais	27
3.2 - Graus de seleção de um arenito baseados nos intervalos de σ_ϕ	29
3.3 - <i>R-SQUARE</i> (R^2) da regressão linear múltipla	31
4.1 - Parâmetros de corte dos reservatórios de Baixa do Algodão	35
4.2 - Coeficientes de correlação de Pearson em 566 amostras	36
4.3 - Coeficientes de correlação de Pearson em 566 amostras	37
4.4 - Estatística básica realizada com 122 amostras de <i>plugs</i> e 566 leituras de perfis	38
4.5 - Eletrofácies determinadas no Campo de Baixa do Algodão	45
4.6 - Equações do escore discriminante para cada eletrofácies	46
4.7 - Resultado da análise discriminante usando cinco variáveis de perfis	47
4.8 - Resultados da calibração dos dados da análise discriminante no poço-teste	48
4.9 - Cálculo do <i>fator de certeza individual</i> (FCI)	49
4.10 - Parâmetros texturais/diagenéticos para as eletrofácies	60
5.1 - Parâmetros faciográficos calculados pelo programa RAZÃO	64
5.2 - Parâmetros faciográficos da seção entre marcos B1 e I	65
6.1 - Relações de dimensão do mapa de isoproporção EFAC2	105
6.2 - Relações de dimensão do mapa de isoproporção EFAC1	106
7.1 - Valores de permeabilidade de laboratório obtidos do histograma	135
7.2 - Permeabilidade obtida de teste de formação	138

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Quando se lida com a caracterização de reservatórios uma dificuldade é quantificar as heterogeneidades relacionadas ao seu sistema deposicional e estimar a distribuição espacial das propriedades petrofísicas entre os poços (Lucia & Fogg , 1990). O uso de conceitos de interpretação geológica combinado com ferramentas estatísticas e geoestatísticas permite caracterizar o tamanho e a frequência dos corpos sedimentares e suas heterogeneidades internas (Eschard et alii, 1992).

A descrição detalhada do reservatório e a interpretação geológica são pré-requisitos essenciais para a consistência da modelagem Geoestatística. Na interpolação das fácies entre os poços , a função que rege este procedimento é estabelecida pelos dados condicionantes dos poços, ou seja, as fácies são simuladas de acordo com uma dada estrutura de correlação computada a partir dos dados.

O objetivo deste trabalho é modelar parâmetros de sensibilidade das heterogeneidades dos reservatórios, através de simulações estocásticas tentando destacar os elementos texturais e suas relações genéticas laterais e verticais que possam modificar a permeabilidade dos reservatórios, usando ao máximo o conhecimento geológico. A caracterização do reservatório está fortemente ligada às descrições geológicas das unidades armazenadoras de hidrocarbonetos e as heterogeneidades das propriedades petrofísicas diretamente relacionada às das litofácies.

A área em estudo compreende reservatórios de petróleo siliciclásticos da Formação Açu (Cretáceo Superior), pertencentes ao Campo de Baixa do Algodão,

CAP.1 - Introdução

Bacia Potiguar emergsa . Os dados utilizados são provenientes de 30 poços perfurados em malha de 280 metros, sendo dois poços testemunhados. Foram descritas 36 lâminas delgadas e quantificados parâmetros petrográficos que poderiam influenciar na permoporosidade dos reservatórios. Resultados de análises petrofísicas em 158 *plugs* (permeabilidade, porosidade e densidade) serviram de referência para as inferências da permoporosidade das eletrofácies.

A estratégia de modelagem tem por objetivo a construção de um modelo geológico representado pela distribuição espacial das fácies (ou variáveis categóricas) geradas por imagens estocásticas. A ferramenta básica é a análise das heterogeneidades associadas com as propriedades texturais das rochas. O modelo geológico da área estudada foi detalhado em termos de descrições de litofácies, relações destas litofácies com as características petrofísicas e definição das eletrofácies. Pretende-se também avaliar os impactos das heterogeneidades do reservatório na produção, usando um simulador de fluxo em imagens estocásticas geradas entre os poços condicionantes. Esta simulação bidimensional é considerada de alta resolução pois usou-se o mesmo sistema de malha da simulação estocástica.

A modelagem geoestatística compreende um modelo 3D construído com dados de poços. A técnica de modelagem deverá reproduzir na escala de campo as variações de fácies e as direções principais de continuidade espacial.

Os modelos de ajuste variográfico das indicadoras incorporam feições geológicas e inferências estatísticas do reservatório em estudo. Os semivariogramas construídos têm um cunho qualitativo porque permitem verificar as hipóteses geológicas e quantitativo porque medem a variabilidade espacial de um fenômeno. Mapas geológicos e mapas de isoproporção de fácies foram ferramentas utilizadas

CAP. 1 - Introdução

para a consolidação do modelo geoestatístico com o modelo geológico, e definição da estacionariedade do fenômeno estudado, bem como fornecer uma estimativa preliminar da anisotropia do mesmo.

As etapas deste trabalho compreendem:

(1) A descrição quantitativa do reservatório disponível para o exercício da modelagem, principalmente com dados de testemunhos (microscópicos e macroscópicos), dados de perfis elétricos e radioativos (interpretações de "logcalc" e quantificação de parâmetros estratigráficos como razão arenito/folhelho, número de camadas de folhelho, centro de gravidade de areias, etc.).

(2) Definição das litofácies, caracterização dos corpos geológicos em seções geológicas e mapas estratigráficos.

(3) Análise estrutural dos dados, construindo-se semivariogramas e fitando os modelos teóricos para as variáveis categóricas. Após a calibração dos semivariogramas com os mapas geológicos e de isoproporção, e construção de seções geológicas de detalhe (para comparação das relações de dimensão dos corpos) , um sistema de malha em três dimensões pode ser definido na simulação estocástica.

(4) Para a modelagem estocástica de variáveis categóricas dispõe-se de vários algoritmos; cada um deles possui vantagens e desvantagens particulares. Nenhum é perfeito , no sentido de ser capaz de reproduzir um fenômeno estudado com exatidão . A escolha dos algoritmos depende da qualidade, quantidade e distribuição dos dados disponíveis, do objetivo principal da modelagem, dos programas e equipamentos disponíveis e do conhecimento prático e teórico de quem realiza o estudo (Haldorsen & Damsleth, 1990). A estratégia de modelagem

CAP. 1 - Introdução

estocástica passou pelo uso de quatro algoritmos de simulação que se fundamentam no formalismo da indicadora, cuja distribuição é modelada por uma função aleatória tipo indicadora (Journel, 1983; Journel & Isaacks, 1984). Os algoritmos da Simulação Sequencial da Indicadora: SISIMPDF e SISIM ; e Simulação Sequencial Gaussiana Truncada (GTSIM) fazem parte da biblioteca do GSLIB (Universidade de Stanford) e o SISIMPDF2m que é uma versão adaptada do SISIMPDF original do GSLIB, por alunos do curso de mestrado de Geoengenharia da Universidade de Campinas (UNICAMP). Avaliam-se os resultados obtidos verificando-se a variografia de entrada e saída da simulação, e tentando-se reproduzir mapas de número de camadas de folhelho, os quais permitem avaliar-se a robustez ou deficiências dos métodos ou algoritmos em captar as heterogeneidades geológicas importantes no modelo.

(5) Foram selecionadas nas 10 realizações tridimensionais da simulação geoestatística, duas seções ortogonais posicionadas na borda do campo e submetidas a uma simulação de fluxo, cujos resultados forneceram uma previsão do comportamento de produção do reservatório dando as incertezas na distribuição espacial dos dados geológicos.

CAPÍTULO 2

ÁREA ESTUDADA

2.1 - Geologia regional

2.1.1 - Localização

A Bacia Potiguar está situada na porção oriental do nordeste brasileiro, recobrando parcialmente a região costeira e a plataforma continental dos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará. Possui uma área total de 48.000 km², sendo 21.000 km² na parte emersa e 27.000 km² na plataforma e talude continentais até a cota batimétrica de 200 metros (Souza, 1982; Bertani et al., 1990). Limitada a noroeste com a Bacia do Ceará pelo Alto de Fortaleza, a sudeste com a Bacia de Pernambuco-Paraíba pelo Alto de Mamanguape e a sul e oeste por uma superfície de erosão, por vezes recoberta por sedimentos recentes ou do Grupo Barreiras (Lima Neto, 1993).

2.1. 2 - Aspectos gerais

A exploração econômica de petróleo na Bacia Potiguar ocorreu com as descobertas no mar do Campo de Ubarana, em 1973, e na parte emersa com o campo de Mossoró em 1979 (Bertani et al., 1990). Em dezembro de 1993 a bacia apresentava um total de 65 acumulações de hidrocarbonetos, com reservas de 60 milhões de metros cúbicos de óleo e uma produção acumulada de óleo de 52 milhões de metros cúbicos.

2.1.3 - Arcabouço estrutural / estratigráfico

O arcabouço estrutural da Bacia Potiguar compreende um conjunto de *grabens* assimétricos com eixos orientados para NE-SW na parte emersa, e paralelos à linha de costa na parte submersa, os quais são bordejados por duas plataformas rasas do embasamentos (Aracati e Touros) e separados entre si por cristas alongadas (altos internos) do embasamento (Figs. 2.1 e 2.2).

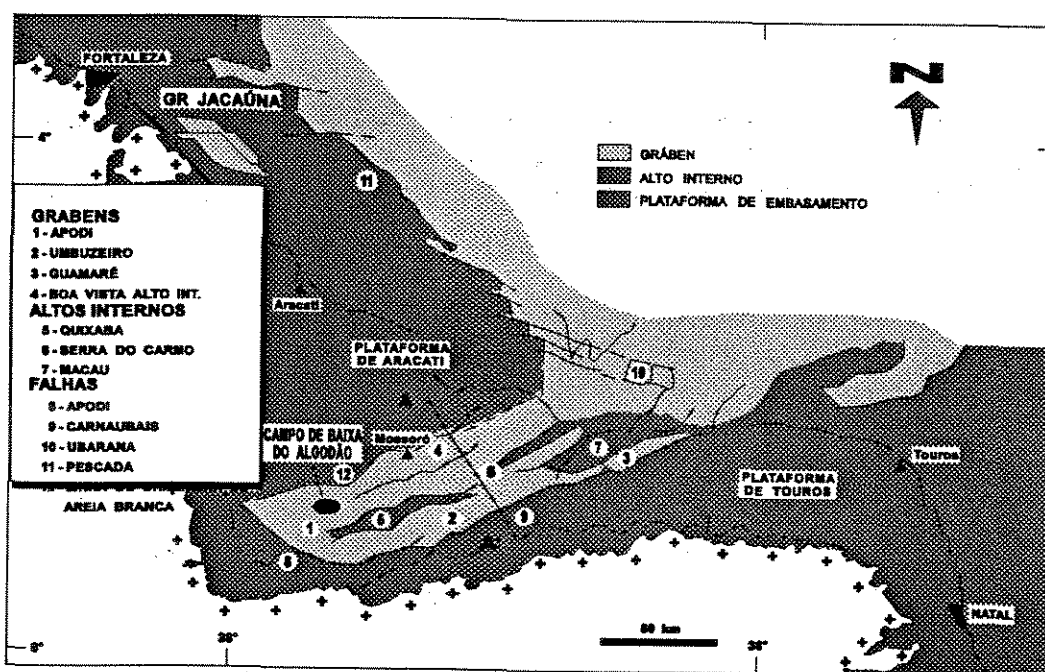
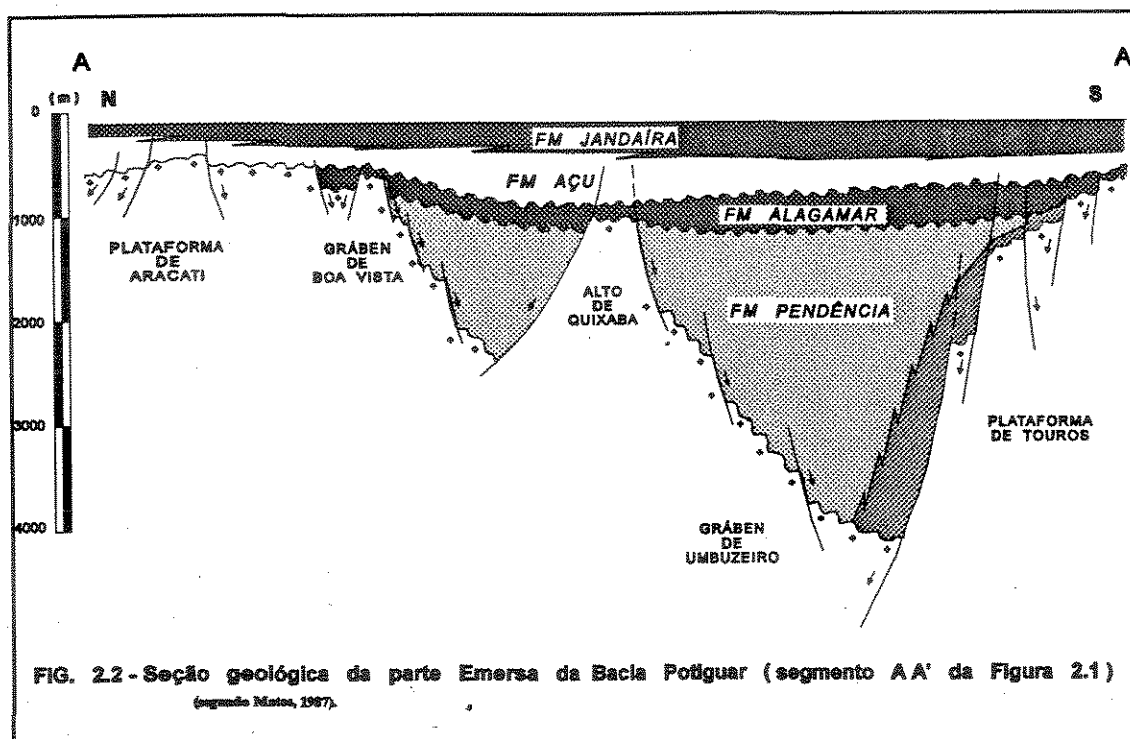


FIG. 2.1 - Arcabouço tectônico da Bacia Potiguar (modificado de Bertani et al, 1990)



No registro sedimentar da bacia Potiguar são reconhecidos três seqüências tecto-sedimentares (Souza, 1982) : *rift*, transicional e *drift* . No estágio *rift* a subsidência e sedimentação foram controladas por mecanismos de extensão e afinamento crustal, enquanto que nos estágios transicional e *drift* por resfriamento crustal e balanço isostático (Bertani et al., 1990).

O estágio *rift* caracteriza-se por falhas normais e de transferência, ativas até o Neocomiano (parte emersa) e Eoaptiano (parte submersa), as quais definiram *grabens* assimétricos contendo lagos de profundidade moderada (Bertani et al., 1990). A sedimentação é tipicamente flúvio - lacustre (Matos, 1987) caracterizada por progradações de arenitos deltaicos e de planícies aluviais ao longo dos eixos dos grabens

CAP. 2 - Área estudada

ou a partir de seus flancos menos abruptos . A seção lacustre é constituída por intercalações de folhelhos ricos em matéria orgânica , turbiditos e fandeltas (ao longo das escarpas). Todos estes sedimentos fazem parte da Formação Pendência (Bertani et al.,1990).

O soerguimento generalizado acompanhado do desenvolvimento de altos internos originou uma discordância regional erosional e angular que separa o estágio *rift* do transicional.

No ambiente tectônico relativamente calmo do estágio transicional depositou-se a Formação Alagamar (Neoaptiano), que contém folhelhos e carbonatos lagunares restritos com influência marinha (Camadas Ponta do Tubarão), intercalados com arenitos deltaicos que gradam para fácies mais grosseiras em áreas mais proximais (Costa et al.,1983).

As modificações estruturais vigentes durante o estágio *drift* deram-se por falhas normais, localizadas preferencialmente ao longo de lineamentos mais antigos. Esta fase compreende duas seqüências sedimentares (Bertani et al.,1990) : (a) uma unidade transgressiva Albiana/Turoniana composta por arenitos fluviais grosseiros/médios interdigitados com folhelhos transicionais e carbonatos de plataforma rasa (formações Açu, Jandaíra, Ponta do Mel e Membro Quebradas da Formação Ubarana; Fig. 2.3) ; (b) uma unidade regressiva ou progradacional de arenitos costeiros, carbonatos de plataforma e folhelhos marinhos rasos a profundos intercalados com turbiditos (formações Tibau, Guamaré e Ubarana).

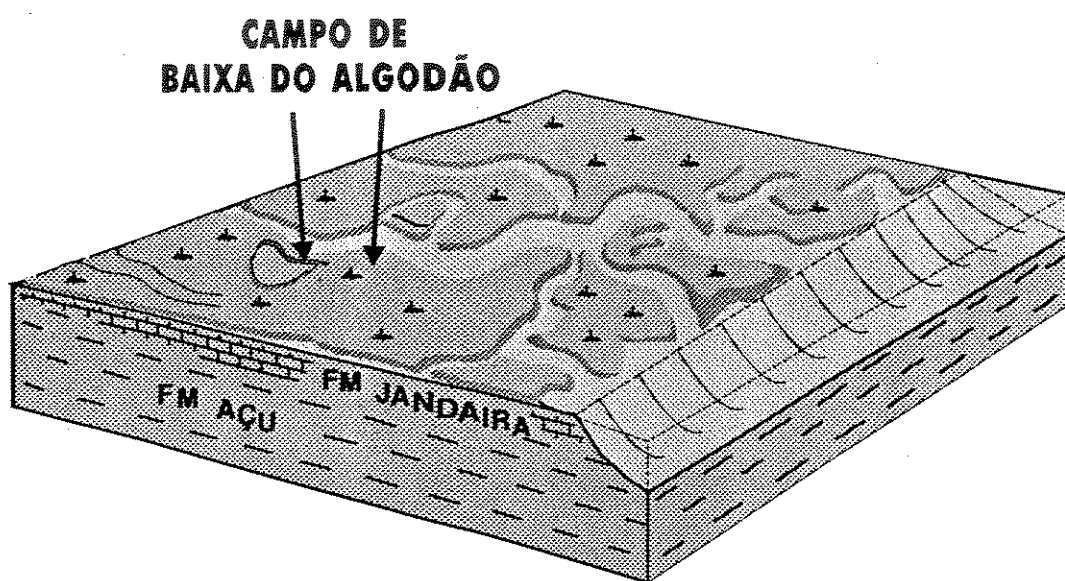


FIG. 2.3 - Bloco diagrama ilustrando o ambiente deposicional do estagio "drift" (unidade transgressiva) da Bacia Potiguar (modificado de Bertani & Costa, 1989)

CAP. 2 - Área estudada

A estratigrafia da Bacia Potiguar (Fig. 2.4) mostra na base sedimentos de idade Neocomiana, representados na porção submersa da bacia por depósitos continentais da Formação Pendência, que se acham confinados aos *grabens*. Os sedimentos flúvio-lacustres da Formação Alagamar (Aptiano/Albiano) recobrem discordantemente os grabens que contêm a Formação Pendência, extravasando os seus limites e se estendendo por sobre o embasamento. A seqüência sedimentar de idade Albo-Cenomaniana (Formação Açú) é predominantemente fluvial, passando a transicional e marinha rasa no topo; possui maior ocorrência areal e recobre a Formação Alagamar e o embasamento. A plataforma carbonática da Formação Jandaíra (Turoniano) recobre de modo gradacional os sedimentos da Formação Açú. Recobrimdo discordantemente esta seqüência ocorre a formação Barreiras, de idade Terciária.

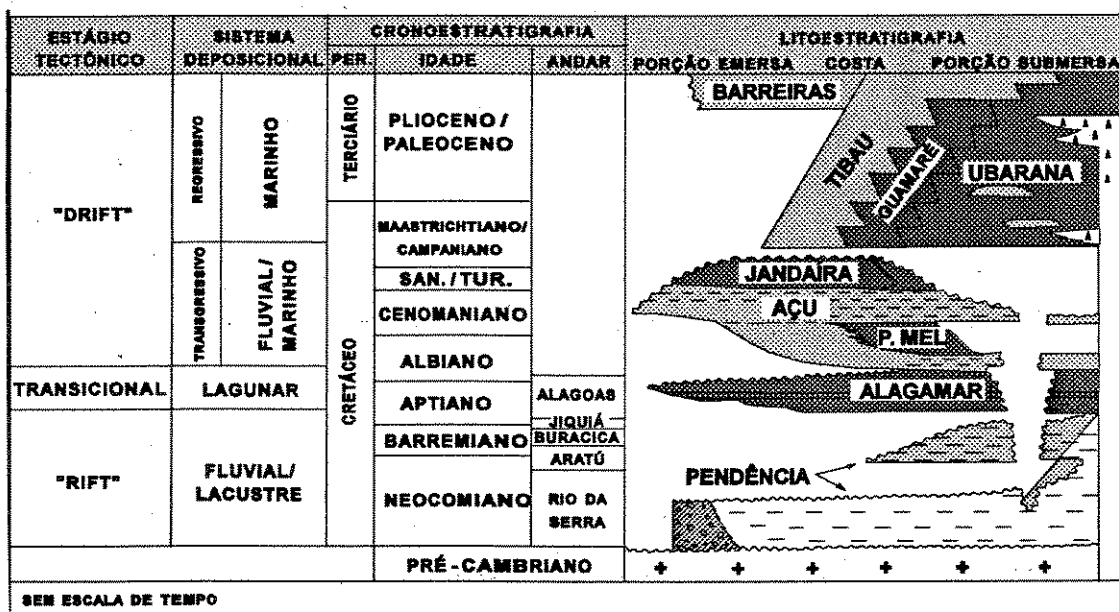


Fig. 2.4 - Carta estratigráfica da Bacia Potiguar (Matsuda, 1988).

2.2 - Geologia local

A área estudada compreende o Campo de Baixa do Algodão, localizado na porção norte do graben de Apodi com área aproximada de 4 km² (Fig. 2.1). Possui 40 poços e produz óleo de 32° API em reservatórios situados entre -210 m a -265 m de profundidade, pertencentes a Formação Açu.

Os reservatórios do Campo de Baixa do Algodão ocupam o topo de uma estrutura dômica, cuja origem está relacionada ao surgimento de pequenos *horsts* (altos do embasamento) separando os "grabens" de Apodi e Boa vista (Alto de Canudos), e à compactação da Formação Alagamar sob o peso dos sedimentos da Formação Açu (Fig. 2.5).

Com base em respostas de perfis-elétricos/radioativos, Vasconcelos et al. (1990) dividem a Formação Açu em quatro unidades de correlação. A unidade de correlação mais basal, denominada Açu 1, contém depósitos de leques aluviais e fluviais entrelaçados. Na porção mediana da formação ocorrem sedimentos fluviais meandantes de granulação grosseira que gradam verticalmente para meandantes de granulação fina (unidade Açu 2), seguidos de uma retomada de energia do sistema com a ocorrência de depósitos meandantes de granulação grosseira (Açu 3). A unidade Açu 4 inclui argilitos, folhelhos, siltitos, arenitos médios/finos e eventuais calcilutitos e margas dolomitizadas, que caracterizam uma transição desde depósitos fluviais (campos de Estreito e Baixa do Algodão) passando por fácies estuarinas a marinhas rasas. A figura 2.6 mostra o perfil-

CAP. 2 - Área estudada

tipo das unidades de correlação definidas por Vasconcelos et al., 1990.

As rochas-reservatório de Baixa do Algodão pertencem a unidades de correlação Açu 3 e Açu 4.

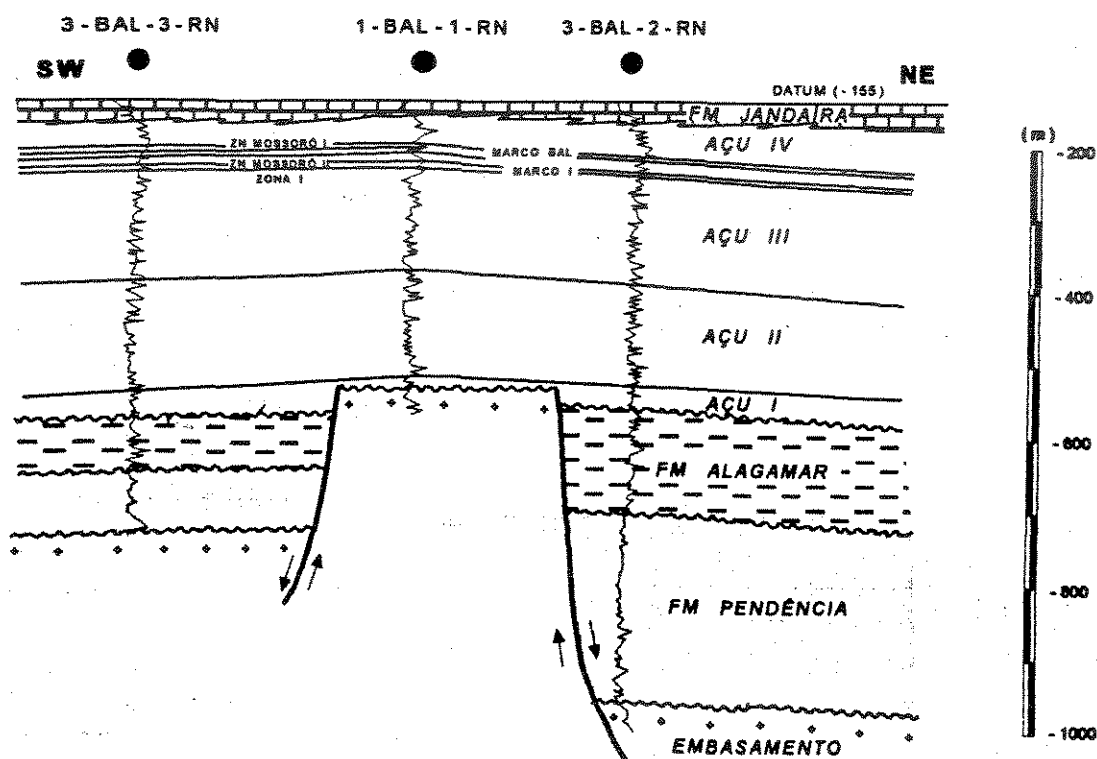


Fig. 2.5 - Arcabouço estrutural, estratigrafia e zoneamento para a produção de petróleo do Campo de Baixa do Algodão (Fanha & Castello Branco, 1988)

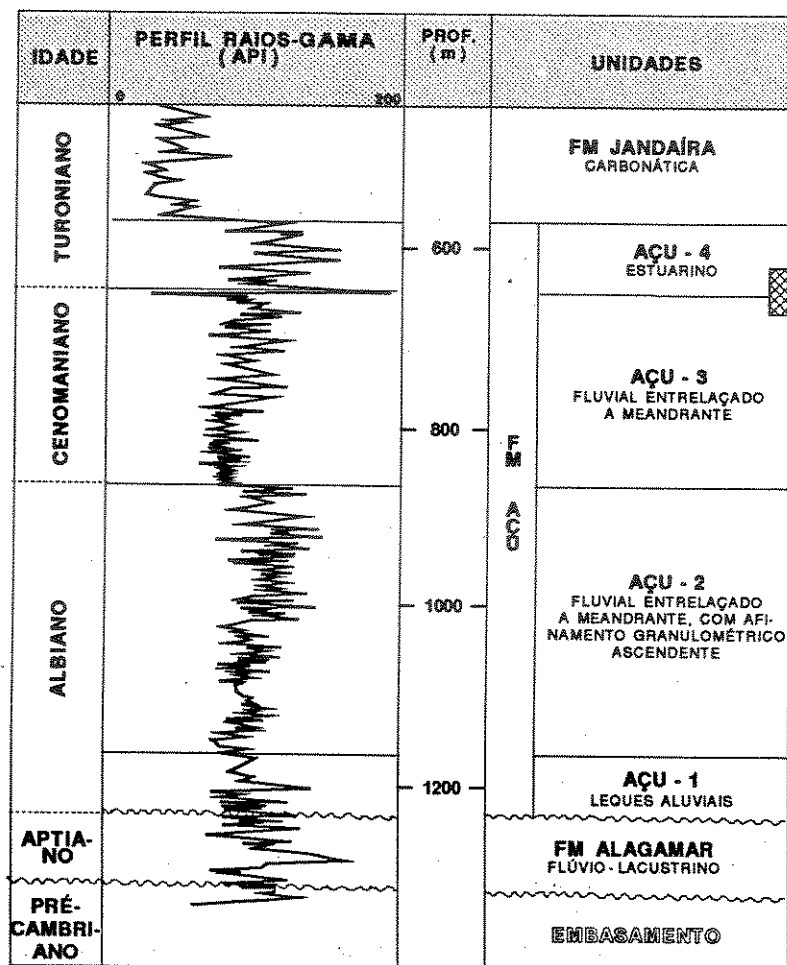


Fig. 2.6 - Perfil tipo das unidades de correlação da Formação Açú (Vasconcelos et al., 1990).

2.2.1 - Litofácies

Castro(1993) reconhece oito fácies em Baixa do Algodão, representadas por depósitos de sistema fluvial meandrante de barra em pontal, depósitos de lobos de crevasse com possível influência marinha, depósitos de *overbank* e *flood-plain*, depósitos

CAP. 2 - Área estudada

de *oxbow-lake* e depósitos transgressivos (*tidal-flat* e *storm deposits*) .

Fanha e Castello Branco (1988) interpretam os reservatórios do Campo de Baixa do Algodão como depositados em um sistema fluvial meandrante com rios migrando dentro de um vale fluvial amplo, com a deposição de sedimentos típicos de barra em pontal na base e de planície de inundação no topo .

Os modelos numéricos de reservatórios freqüentemente tentam capturar as heterogeneidades que são críticas para se observar no comportamento de um reservatório. No entanto, as diferentes fontes de informações disponíveis tais como dados petrofísicos obtidos de *plug* e registros de perfis elétrico-radioativos, são difíceis de serem integradas com as informações geológicas disponíveis, resultando em níveis diferentes de representação do mesmo reservatório.

A diferenciação em litofácies das rochas-reservatório do Campo de Baixa do Algodão baseadas em um critério ambiental como aquele reportado por Castro(1993) não é suficiente para diferenciar o reservatório quanto às suas características permoporosas, tanto a nível de dados petrofísicos obtidos em laboratório (porosidade e permeabilidade) quanto às características registradas em perfis elétricos e radioativos (Fig. 2.7).

Ressalta-se também que as fácies relatadas em Fanha & Castello Branco (1988) não permitiram que se obtivesse uma relação direta com os registros de perfis e dados petrofísicos de laboratório.

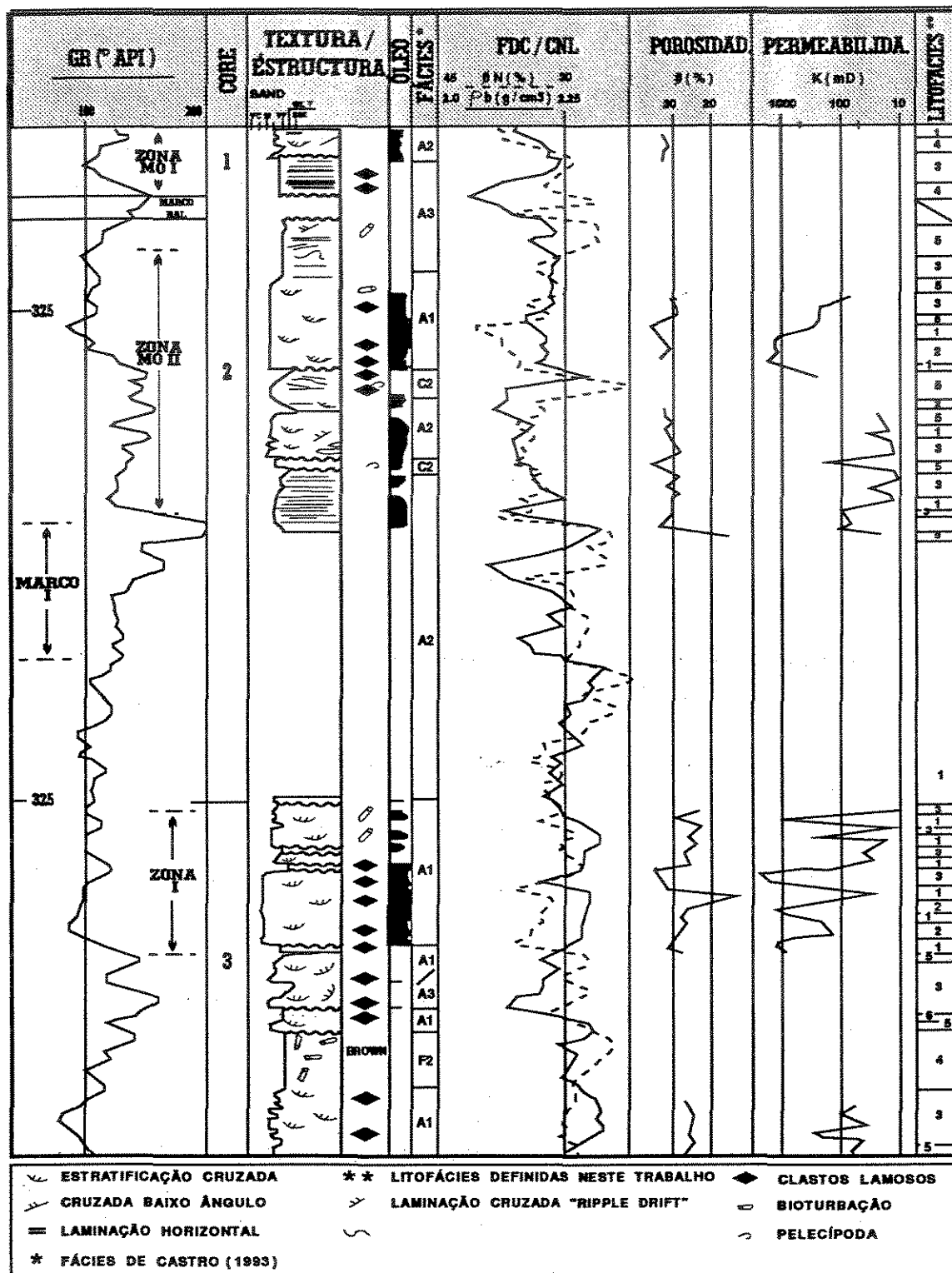


FIG. 2.7 - Análise sequencial de testemunho do poço: BAL-5
(modificado de Castro, 1990)

CAP. 2 - Área estudada

FÁCIES	LITOLOGIA	ESTRUTURAS/FEIÇÕES
AMI	Arenito médio localmente fino ($\phi_{50} = 1-2,32$), mal selecionado ($\sigma\phi = 1,7-3,32$).	Estratificação cruzada tabular. Abundantes intraclastos argilosos tamanho grânulo/seixo.
AM	Arenito médio, localmente muito fino ($\phi_{50} = 1,18-3,64$) mal selecionado ($\sigma\phi = 0,88-1,79$)	estratificação plano-paralela a cruzada de baixo ângulo. Raros intraclastos.
AF	Arenito médio / fino ($\phi_{50} = 1-3,39$), mal selecionado ($\sigma\phi = 1,29-2,82$)	Abundância de matéria orgânica. Intraclastos de argila e/ou cimentação carbonática.
AFBIO	Arenito fino / muito fino ($\phi_{50} = 2,32$), mal selecionado ($\sigma\phi = 2,4$).	Maciço / estratificação plano-paralela laminação cruzada cavalgante. Bioturbação intensa
AMF	Arenito muito fino e siltito ($\phi_{50} = 3,32$), mal selecionado ($\sigma\phi = 1,95$).	Estrutura de escape de fluidos, estratificação cruzada cavalgante. Bioturbado.
LAM	Arenito lamoso e lamito	Maciço, com marcas de raízes.

Tabela 2. 1 - Discriminação das litofácies de Baixa do Algodão .

Com o intuito de melhor agrupar parâmetros petrofísicos semelhantes, as litofácies foram discriminadas (Tabela 2.1) com base na textura, cimentação, argilosidade e presença de intraclastos argilosos usando-se a definição de fácies de Walker (1992): "fácies é um corpo de rocha caracterizado por uma combinação particular de litologia, estruturas biológicas e físicas, o que lhe confere um aspecto (*facies*) diferente dos corpos de rochas posicionados acima, abaixo e lateralmente adjacentes".

2.2.2 - Zoneamento

No campo de Baixa de Algodão distinguem-se 3 zonas portadoras de hidrocarbonetos, denominadas do topo para a base : zona Mossoró I, zona Mossoró II e zona I. Todas possuem boa correlação espacial. As zonas Mossoró I e II estão posicionadas na Unidade Açu 4 e a Zona I pertence ao topo da Unidade Açu 3. As zonas são separadas entre si por marcos estratigráficos. O marco I imediatamente sobreposto a zona I inclui-se na biozona P370/380 (Cenomaniano). Foi depositado em amplas porções da bacia, durante uma generalizada transgressão. O marco I pode ser reconhecido como "uma quebra na porosidade dos perfis de resistividade; os arenitos acima desta feição são mais porosos e o pacote como um todo tem menor resistividade por efeito de argilosidade " (Lima Neto, 1994). O Marco Bal que separa as zonas Mossoró I e Mossoró II também tem ampla distribuição na área, embora não seja muito espesso (Fig. 2.7) .

A zona I apresenta seqüências típicas de ambiente fluvial meandrante , apresentando na base arenitos médios/grosseiros com abundantes intraclastos argilosos, com porosidade em torno de 30% e permeabilidade de 600 mD até 3.500 mD, passando a arenito fino/muito fino com estratificação cruzada tabular, e chegando até um argilito pouco espesso no topo . Estas seqüências se superpõem , mas não formam um ciclo contínuo . A erosão é freqüente no topo, removendo as porções mais finas. Seqüências *fining upward* bem definidas tendem a desaparecer no topo da seção estudada, sendo

CAP. 2 - Área estudada

menos frequentes na zona Mossoró II e tendendo a desaparecer na zona Mossoró I.

2.2.3 - Geoquímica

O óleo analisado por Rodrigues (1986) no poço 1-BAL-1-RN mostra que a Formação Alagamar (rocha-geradora mais próxima dos reservatórios estudados) na área do campo de Baixa do Algodão está imatura. Desse modo pressupõe-se necessariamente uma migração a partir da Formação Pendência que é geradora de óleo continentais em ambiente lacustrino de água doce, com óleos parafínicos de alto ponto de fluidez e baixa viscosidade (Rodrigues et al., 1983).

CAPÍTULO 3

CORRELAÇÃO ENTRE ATRIBUTOS PETROGRÁFICOS E A PERMEABILIDADE

3.1 - Descrição petrográfica

As análises petrográficas foram feitas com base na descrição de 36 lâminas delgadas. Também foram analisados os resultados de permoporosidade e densidade feito pelo Centro de Pesquisas da Petrobrás, em 158 amostras de rocha com diâmetro de 1,5 polegada, dos poços 7-BAL-5-RN e 7-BAL-14-RN.

Os minerais constituintes das rochas-reservatórios do campo de Baixa do Algodão são: quartzo, feldspatos, fragmentos líticos e muito subordinadamente micas (biotitas e muscovitas), zircão, turmalina, granada, óxido de titânio. Os reservatórios são arenitos arcossianos e arcossianos líticos.

3.1.1 - Cimentos

Os tipos de cimento distinguidos em lâminas delgadas são :

a) Siderita : associado provavelmente a lixiviação e oxidação da matriz, este cimento pode ocorrer sob a forma de oóides ou aglomerados caóticos avermelhados, comumente associados com calcita e pirita.

b) Anidrita: de ocorrência restrita a Zona I, este cimento corroe o calcífero e oblitera a porosidade da rocha. A anidrita ocorre preferencialmente nos arenitos arcossianos líticos, onde desenvolvem-se cutículas argilosas formadas pela infiltração

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

mecânica de argilas. A presença deste mineral pode estar associada a percolações de águas mais salinas através da rocha. Análises de água de formação realizadas por Souto Filho & Teixeira (1988) mostraram que a concentração de íons sulfato nas Formações Jandaíra(239,63 mg/l), Açú (3 a 103 mg/l) e Pendência(até 13 mg/l) apresenta uma diminuição gradativa com a profundidade, o que favoreceria geoquimicamente o fornecimento desses íons para a formação do cimento anidritico.

c) Calcíta : É o cimento mais comum . É altamente corrosivo (PRANCHA 1), ocorrendo como mosaico bem formado (textura poiquilotópica) e também como agregados microcristalinos . Localmente os grãos do arcabouço podem apresentar-se pouco corroídos e "flutuando" no cimento calcífero.

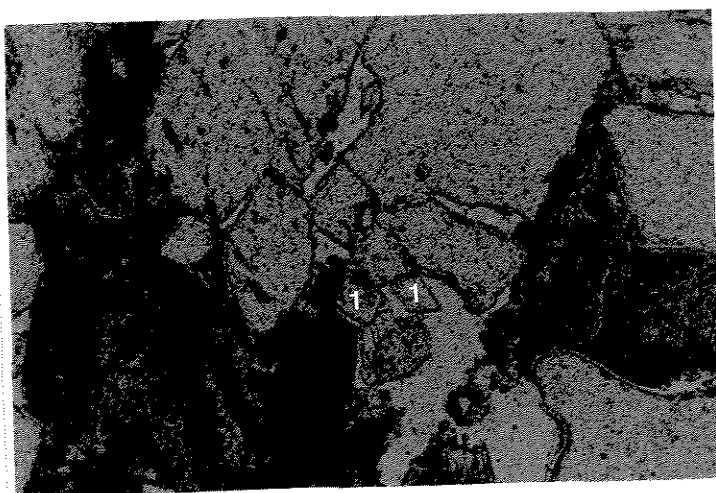
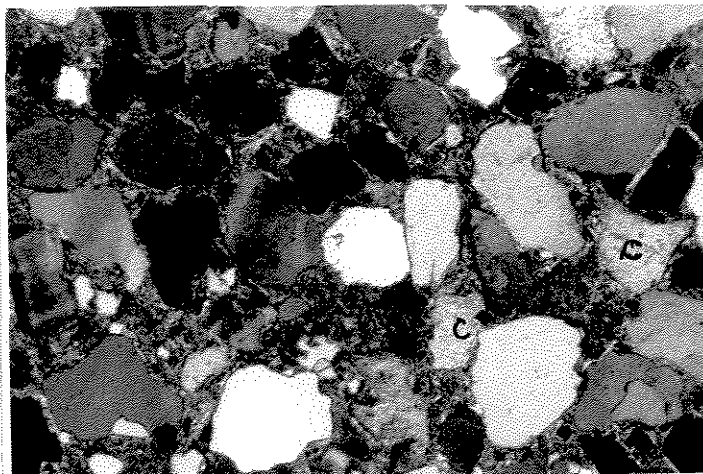
d) Dolomita : Comumente associado com calcita, este cimento é de ocorrência restrita, em geral concentrando-se nas porções mediana a basal de uma zona (PRANCHA 2). Pode apresentar composição ferrífera (PRANCHA 3). A relação entre o cimento calcífero e o dolomítico sugere uma substituição da calcita pela dolomita.

3.1.2 - Argilas

A distribuição dos minerais argilosos foi estudada em lâminas delgada, onde se destaca a presença da caulinita, esmectita e mais raramente a clorita. Estes minerais ocorrem de duas formas :

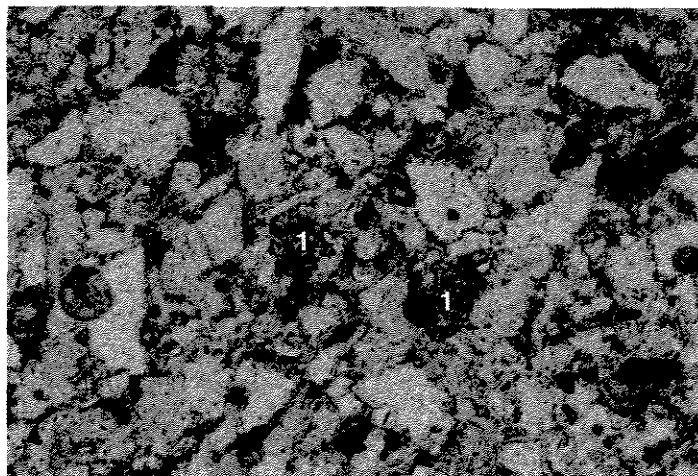
a) como pseudomatriz geradas pela compactação de intraclastos argilosos dúcteis (PRANCHA 4) e/ ou pela alteração química e mecânica de grãos instáveis como feldspatos e micas (PRANCHA 5).

PRANCHA 1 - Cimentação carbonática corrosiva (c) . Poço BAL-14, prof. 336,60m, aumento de 14X, nicóis cruzados.



PRANCHA 2 - Cimento dolomítico crescendo dentro dos poros (1). Poço BAL- 5, prof. 354,35 m, aumento de 24 X, sem polarização.

PRANCHA 3 - Dolomita ferrosa como cimento (1) . Poço BAL-14, prof. 346,70 m , aumento de 14 X, sem polarização.



CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

b) como películas argilosas (cutículas) orientadas paralelamente à superfície do grão (PRANCHA 5) e que são interpretadas como produto de infiltração mecânica de argilas (De Ros e Moraes, 1988). A oxidação destas películas dá origem à cutículas de hematita.

3.1.3- Sumário petrográfico

Os cimentos possuem posicionamento estratigráfico notadamente distinto: o cimento siderítico é muito comum no topo da Zona Mossoró II, passando a calcífero na base; enquanto que na Zona I aparece o cimento anidritico em baixos teores associado com o calcífero no topo e meio da zona, passando a dolomítico/calcífero na base.

Os tipos de argilo minerais também obedecem a uma distribuição vertical preferencial .Na Zona Mossoró I a argila predominante é do tipo esmectita, já nas zonas Mossoró II e Zona I a matriz caulínica ocorre na porção mediana, enquanto na porção superior e basal o predomínio é de esmectita. A clorita, mais rara, ocorre predominantemente na base das zonas Mossoró I e zona I.

Destacam-se ainda, como elementos amplamente distribuídos, a pseudomatriz gerada pela compactação mecânica de clastos argilosos e as cutículas argilosas geradas pela infiltração mecânica de argilas. A presença destes elementos deverão dar uma contribuição negativa para a permeabilidade do reservatório pois a morfologia das argilas promove a obliteração das gargantas dos poros.

Existe uma estreita ligação entre a presença de arenitos arcossianos líticos com

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

as cutículas e franjas argilosas observadas nas lâminas delgadas. Provavelmente esta ligação está subordinada às condições físico-químicas favoráveis à formação de argilominerais, que funcionariam localmente como elementos diminuidores da permoporosidade do reservatório.

A presença de pirita autigênica em cristais euédricos está amplamente disseminada e também funciona como elemento redutor da porosidade (PRANCHA 6).

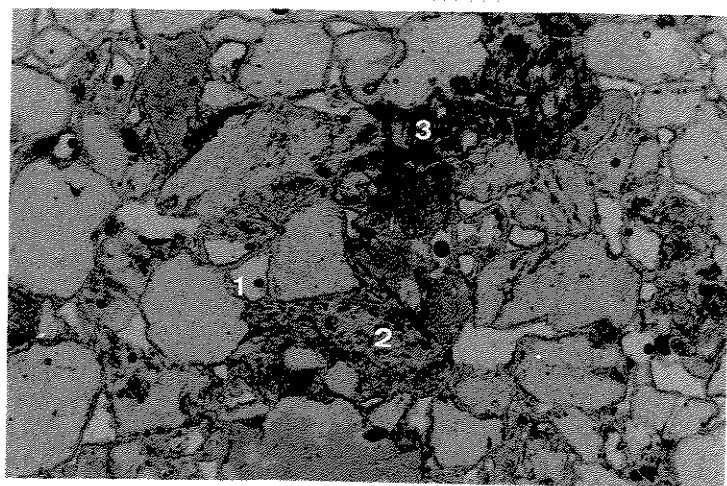
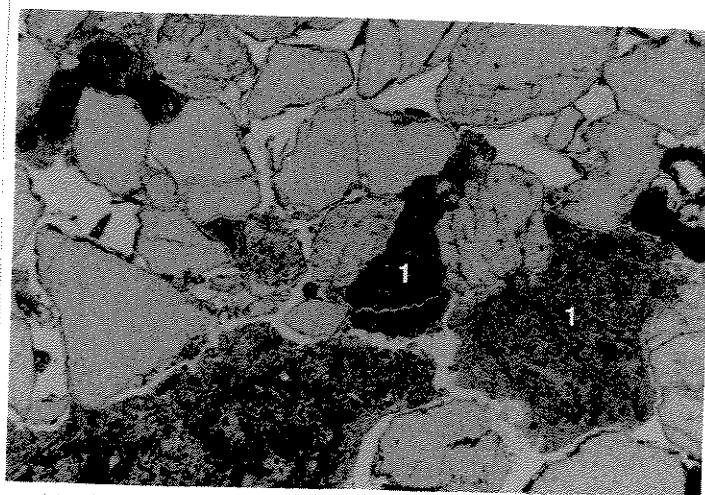
3.2 - Porosidade

A maior contribuição na geração da porosidade secundária nos arenitos amostrados no Campo de Baixa do Algodão é atribuída principalmente à dissolução dos constituintes sedimentares clásticos (feldspato e quartzo) e dos constituintes carbonáticos. As microfraturas como elementos formadores de porosidade secundária ocorrem aqui de modo subordinado e sutil. A contração (*shrinkage*) de minerais também gera porosidade secundária; porém a sua contribuição efetiva nestes arenitos é muito pequena.

A porosidade secundária também foi reduzida e texturalmente sofreu modificações pelos mesmos processos que reduziram a porosidade primária: a) cimentação (PRANCHA 5), b) dissolução nos contatos dos grãos (PRANCHA 1) e c) compactação mecânica. Estes processos além de reduzirem o tamanho dos poros e modificarem a sua forma, freqüentemente obscurecem as evidências da origem secundária da porosidade.

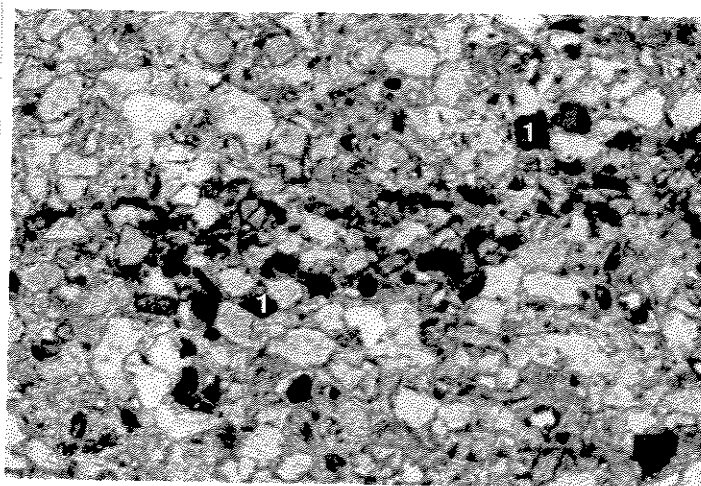
Os critérios petrográficos descritos por Schmidt e McDonald (1979) para o reconhecimento da porosidade secundária observada nas lâminas de Baixa do

PRANCHA 4 - **Intraclastos de argila (1)**. Poço BAL-5, prof. 354,35 m, aumento de 18 X, sem polarização.



PRANCHA 5 - **Cutículas argilosas nas bordas dos grãos (1), feldspato se alterando à argila (2) e cimento calcífero (3)**. Poço BAL-5, prof. 366,85m, aumento de 13 X, sem polarização.

PRANCHA 6 - **Piritização(1)**. Poço BAL - 14, prof. 336,60 m, aumento de 8X, sem polarização.

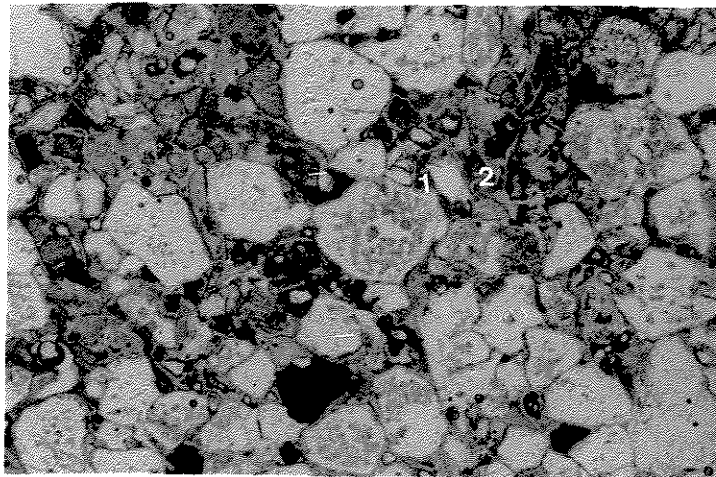
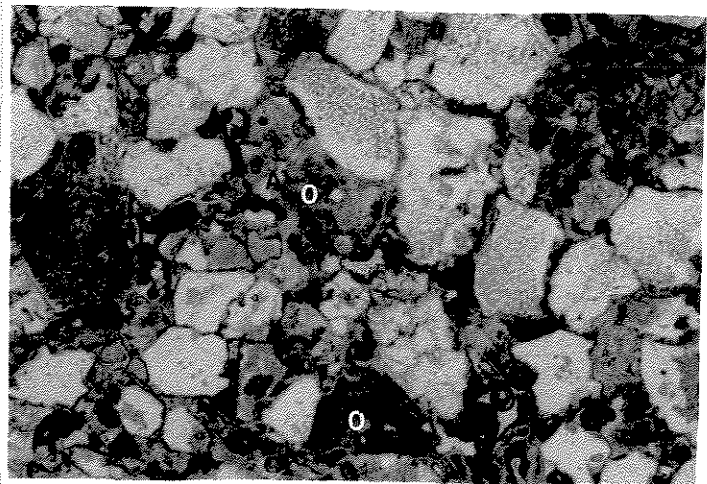


CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

algodão foram: a) dissolução parcial; b) molde de grãos; c) heterogeneidade de empacotamento (ou "grãos flutuantes"); d) poros alargados; e) grãos corroídos (muito frequentes); f) grãos alveolados (principalmente de feldspato).

Os tipos de porosidade secundária observados em Baixa do Algodão foram intergranular, móldica alargada e intragranular (PRANCHAS 7 e 8).

PRANCHA 7 - Porosidade móldica alargada (●). Poço BAL-14, prof. 368,9 m, aumento de 15 X, sem polarização.



PRANCHA 8 - Porosidade, intergranular (1) e intragranular (2), distribuída irregularmente. Poço BAL-14, prof. 372,6 m, aumento de 12 X, sem polarização.

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

3.3 - Correlação entre permeabilidade e variáveis petrográficas

Beard & Weyl(1973) destacam que a permeabilidade de arenitos inconsolidados decresce na medida que o tamanho dos grãos tornam-se mais fino e a seleção torna-se mais pobre; estes autores mostram que, para amostras pouco compactadas, a permeabilidade varia por um fator de 2 entre cada subclasse de tamanho de grão. Observam que comparações visuais obtidas em exames ao microscópio de lâminas delgadas são capazes de fornecer uma rápida estimativa da forma do grão, arredondamento, tamanho e seleção.

Bruhn & De Ros (1987) estudando os arenitos da Formação Sergi na Bacia do Recôncavo, destacam como variáveis diagenéticas controladoras da permoporosidade dos reservatórios o cimento de calcita mesodiagenética, as argilas infiltradas logo após a deposição dos arenitos, as franjas de argilas autigênicas e crescimentos secundários de quartzo, além da matriz lamosa sin-deposicional e intraclastos lamosos que deformados gerarão pseudomatriz ou matriz de compactação. Destacam ainda que quanto maior o grau de seleção, menos fechado é o empacotamento da rocha e maior será a permoporosidade; bem como, para rochas com o mesmo grau de seleção, as gargantas dos poros tendem a ser maiores em granulometrias maiores.

A tabela 3.1 apresenta variáveis diagenéticas que podem vir a influenciar a permeabilidade dos reservatórios, quantificadas em lâminas delgadas . Foram quantificadas as seguintes variáveis: teor de cimento, teor de intraclastos argilosos, mediana do tamanho de grão (percentil 50), teor de matriz lamosa e

pocos	prof.(m)	θ_{50}	σ_8	lama(%)	cimento(%)	intraclasto(%)	testemunho	litofácies
Bal-5	316.70	2.64	1.45	15	5	10	#1.cx2/4	2
	321.80	3.32	1.95	2	8	1	#2cx2/16	5
	325.50	1.74	1.5	7	3	8	#2cx6/16	2
	326.80	1.32	1.87	5	1	10	#2cx7/16	1
	328.10	2.84	1.29	3	30	20	#2cx9/16	3
	328.40	2.84	1.29	3	30	20	#2cx9/16	3
	332.10	2.06	1.73	5	10	10	#2cx13/16	3
	332.75	2.00	1.77	10	0	20	#2cx13/16	1
	332.90	1.94	1.45	15	0	20	#2cx13/16	3
	334.40	2.32	1.82	7	3	10	#2cx15/16	2
	335.45	1.74	1.33	5	3	10	#2cx16/16	1
	351.40	1.74	2.06	5	10	5	#3cx2/18	3
	351.65	1.94	1.66	7	3	5	#3cx2/18	1
	354.35	1.00	3.32	10	5	20	#3cx5/18	1
	355.90	1.18	2.32	10	5	20	#3cx6/18	2
	363.60	2.32	2.45	20	5	5	#3cx14/18	4
	366.85	1.18	1.66	10	5	5	#3cx17/18	3
Bal-14	312.10	2.83	1.66	15	2	15	#1cx9/9	3
	315.50	2.83	1.43	20	3	20	#2cx3/13	3
	325.55	3.32	1.36	20	1	10	#2cx13/13	1
	330.60	1.32	1.45	5	20	10	#3cx1/8	2
	330.80	1.74	0.88	10	0	10	#3cx1/8	2
	336.60	3.39	1.50	5	7	10	#3cx7/8	3
	346.70	2.41	1.50	4	8	10	#4cx8/18	1
	348.20	3.19	1.84	2	7	1	#4cx10/18	1
	349.90	3.64	1.79	10	5	5	#4cx11/18	2
	353.55	1.73	1.77	15	3	10	#4cx15/18	4
	355.90	1.32	1.58	5	2	5	#4cx17/18	2
	359.90	1.74	1.66	10	1	10	#5cx3/19	3
	362.90	1.74	1.52	8	1	10	#5cx6/19	2
	366.60	1.00	1.66	20	3	20	#5cx10/19	3
	368.90	2.32	2.82	15	10	5	#5cx12/19	3
	369.80	1.00	1.27	10	10	15	#5cx14/19	1
	372.60	2.06	2.06	10	5	15	#5cx16/19	1

Tabela 3.1 - Quantificação de produtos diagenéticos e parâmetros texturais dos reservatórios da zona mossoró II, Campo de Baixa do Algodão.

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

percentil 16 e percentil 84 da distribuição de tamanho de grãos.

A unidade ϕ granulométrica (escala de Krumbein) é encontrada por conversão a partir da escala de Wentworth em milímetros dada por :

$$\phi = -\log_2 \text{Diâmetro (mm)}$$

O percentil 16 (ϕ_{16}) fornece uma média razoável para o 1/3 mais grosseiro da amostra enquanto o percentil 84 (ϕ_{84}) para o 1/3 mais fino e o ϕ_{50} fornece uma média do 1/3 intermediário dando assim uma visão completa da curva de distribuição da granulometria dos arenitos.

O grau de seleção nas amostras é um aspecto importante. Os percentis 16 e 84 são usados diretamente para fornecer o desvio padrão da distribuição. Inman(1952) sugeriu um parâmetro chamado desvio de ϕ (ϕ deviation measure) calculado por :

$$\sigma_{\phi} = (\phi_{84} - \phi_{16})/2$$

Este parâmetro fornece o desvio-padrão da curva em unidades Wentworth, porque uma unidade de ϕ é igual a uma divisão Wentworth. Baseados nos valores de σ_{ϕ} existem classes de seleção que representam o grau de seleção de um arenito (tabela 3.2):

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

σ_{ϕ} (sigma fi)	GRAU DE SELEÇÃO
< 0,35	muito boa
0,35 - 0,50	boa
0,50 - 1,00	regular
1,00 - 2,00	má

Tabela 3.2 - Graus de seleção de um arenito baseados nos intervalos de σ_{ϕ} .

Com os dados quantificados na tabela 3.1 (produtos diagenéticos e parâmetros texturais) foi realizado uma regressão linear multivariada (usando o PROC REG do pacote de programas estatísticos SAS) em que o logarítmo da permeabilidade era a variável dependente e as demais variáveis independentes.

A regressão linear é um instrumento de pesquisa de relação empírica entre duas ou mais variáveis que tem como objetivo principal estabelecer o modelo de relacionamento matemático entre variáveis (Dachs,1978). A idéia de regressão se baseia em dois significados:

a) a partir de estatística da população referente a uma variável (média,mediana,média geométrica,etc) pode-se para cada faixa de valores de uma variavel x, calcular um valor de y que sumarize o comportamento desta última variável na classe de valores da primeira. É esboçado então uma curva de aproximação razoável para os vários pontos, representadas em geral por uma reta, um polinômio, uma exponencial,etc.

b) outro significado da regressão é o de buscar ajustar aos dados uma função de forma especificada. Neste caso dispomos de um número relativamente

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

pequeno de realizações inviabilizando o uso anterior em que cada valor de uma variável x conteria pequenas faixas do comportamento da variável y . Esse é o significado usado para análise dos dados geológicos, onde é freqüente dispormos de um número pequeno ou intermediário de informações.

Dachs (1978) destaca as seguintes finalidades para o uso da regressão linear:

- a) para se obter um resumo estatístico de um *dataset* exaustivo;
- b) para se detectar a presença de variáveis espúrias que cause anomalias no fenômeno a ser descrito;
- c) tentativas de se buscar relação entre causa e efeito ao se tentar descrever o fenômeno representado pelas variáveis em estudo;
- d) para se medir o efeito de uma variável sobre a outra;
- e) para se fazer previsões;

Foi corrido também a PROC STEPWISE (do pacote estatístico SAS) para se obter a contribuição de cada variável na equação da regressão. A idéia básica é que se uma variável é altamente correlacionável com a permeabilidade, é provável que ela esteja relacionada com a variação na permeabilidade de uma amostra a outra. O logaritmo decimal da permeabilidade foi usado em vez da permeabilidade porque apresentou melhor correlação com as variáveis.

A PROC STEPWISE trabalha da seguinte forma: inicialmente ela encontra uma variável independente que tenha o mais alto grau de correlação com a variável dependente $\log(KH)$ e calcula uma fórmula linear da forma:

$$a + b (\text{variável indep.}) = x$$

dando um cálculo mais aproximado do $\log(KH)$ para cada amostra do arquivo de dados.

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

A *procedure* então determina qual das variáveis remanescente da lista dada pode ser adicionada ao modelo que possa melhorar a correlação entre x e $\log(KH)$. Isto é repetido até que a adição de novas variáveis não melhore significativamente o grau de correlação.

O resultado da PROC STEPWISE está apresentado na tabela 3. 3

VARIÁVEIS	R-SQUARE (R^2)
ϕ_{50} (mediana tamanho grãos)	0,550
LAMA (matriz lamosa)	0,060
σ_{ϕ} (seleção)	0,004
intraclastos argilosos	0,005
cimentos	0,004
Σ	0,623

Tabela 3.3 - *R- SQUARE (R^2)* da regressão linear múltipla

A equação da regressão linear é:

$$\log(KH) = 9,28 - 0,1 (\%) \text{lama} - 0,02 (\%) \text{cimento} + 0,025 (\%) \text{intraclastos} - 1,98 \phi_{50} + 0,17 \sigma_{\phi}$$

A importância deste procedimento é mostrar que os elementos mais fortemente relacionados com a permeabilidade são as argilas infiltradas e a mediana do tamanho de grãos . Isto é perfeitamente compreensível quando recordamos que os reservatórios do campo são arenitos friáveis, com empacotamento frouxo, pouco soterrados

CAP.3 - Correlação entre atributos petrográficos e a permeabilidade

(profundidades variando de -210m a 265m) e que portanto os aspectos sedimentológicos primários controlam mais a permeabilidade do que os aspectos diagenéticos.

O valor positivo da variável intraclastos argilosos na equação da regressão linear se justifica pelo fato de que , os intraclastos quantificados como tal neste estudo estão presentes nas amostras de arenitos mais grosseiros onde não se acham esmagados e funcionam como grãos líticos perdendo neste caso seu caráter danoso à permoporosidade do reservatório. Ou ainda, os intraclastos se acham nos arenitos mais grosseiros que têm gargantas de poros maiores, daí a maior permeabilidade.

CAPÍTULO 4

RECONHECIMENTO DE FÁCIES EM PERFIS

...."Um fenômeno é dito controlado quando, através do uso de experiências passadas, podemos predizer, pelo menos dentro de certos limites, como o fenômeno pode ser esperado variar no futuro.."

(SHEWHART, 1931)

4.1. Introdução

Na indústria do petróleo a identificação de horizontes potencialmente produtores de hidrocarbonetos é realizada, na maioria das vezes, com auxílio de perfis elétricos, acústicos e radioativos. Paralelamente aos estudos que visam quantificar os volumes de óleo e gás nas acumulações de petróleo já descobertas, são realizados trabalhos de caracterização das heterogeneidades dos reservatórios, com o objetivo principal de subsidiar os projetos de recuperação suplementar. Para tal, são utilizadas metodologias de reconhecimento indireto de litologias, nos intervalos de interesse, a partir dos registros obtidos por intermédio dos perfis. Nesta etapa, costuma-se utilizar o conceito de "eletrofácies", introduzido por Serra & Abbott(1980), que em síntese corresponde à definição de padrões apresentados pelos perfis como resposta às diferentes litologias atravessadas pelo poço. Tais padrões são avaliados isoladamente ou em conjunto, e recebem a denominação de "assinatura dos perfis" frente às rochas em subsuperfície.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

Os trabalhos de Burke et alii(1969) e Clavier & Rust(1976) foram pioneiros na proposição do uso de perfis elétricos para a identificação de litologia. Com o advento dos computadores nas atividades da indústria de petróleo, foram desenvolvidos os mais diversos métodos de predição litológica, tendo se destacado a aplicação de técnicas de estatística multivariada, conforme reportadas por Delfiner et alii(1987), Busch et alii(1987), Souza Jr.(1988), Souto Filho et alii(1989), Sarzenski & Toledo(1990), Souza Jr.(1992), Moline et alii(1992), Doventon & Prensky(1992), Sarzenski et alii(1993) e Bucheb & Evans(1994).

4.2. Dados e metodologias

Os dados de rocha (descrições macroscópicas, microscópicas e análise petrofísicas) foram obtidos a partir de 104 metros de testemunhos dos poços 7-BAL-5-RN e 7-BAL-14-RN. Análises de porosidade, permeabilidade e densidade foram realizadas em 158 *plugs*.

Os perfis de 22 poços originalmente interpretados por Costa et alii (1988) usando o sistema Logcalc II (Scientific Software Intercomp) foram atualizados com novos poços, totalizando 28 poços, por Lindenmayer(1994). Fornecendo-se além das leituras originais dos perfis de densidade, neutrão e raios gama, valores de saturação de água (SW) , volume de argila (VSH) e porosidade efetiva (PHIE) calculados a cada 20cm de

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

profundidade.

Na interpretação quantitativa de perfis realizada por Costa et alli (1988) foram definidos parâmetros de corte distintos para as três zonas de produção do Campo de Baixa do Algodão (Tabela 4.1).

ZONAS	PHIE	VSH	SW
Mossoró I	0,23	0,31	0,53
Mossoró II	0,23	0,33	0,53
Zona I	0,19	0,33	0,60

Tabela 4.1- Parâmetros de corte dos reservatórios de Baixa do Algodão Costa et alli, 1988).

O ajuste em profundidade dos dados de rocha com as leituras de perfis foi realizado com a observação detalhada dos valores calculados pelas análises petrofísicas e com as descrições das rochas controladas pelas fotografias dos testemunhos. Em cada amostra de *plug* ajustada com a profundidade, foram reconhecidas as litofácies correspondentes possibilitando a correlação rocha- perfil.

Após estes ajustes de profundidade, realizou-se uma análise estatística básica dos dados, em função das litofácies.

A correlação entre as variáveis obtidas nos perfis e os parâmetros de rocha determinados em laboratório, foi testada inicialmente com o uso da rotina CORR do pacote estatístico SAS (Sas Institute Inc.), verificando-se os coeficientes de correlação simples entre as variáveis de perfis e os parâmetros de rocha (porosidade de laboratório

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

e permeabilidade horizontal).

As correlações perfil-perfil (Tabela 4.2) apresentam coeficientes na maioria elevados (média em torno de 0.60). Já na correlação rocha - perfil (Tabela 4. 3) os coeficientes são mais baixos, mostrando a dificuldade dessa relação.

	GR	PHIN	RHOC	RXO	VSH	PHIE
GR	1,000	0,531	0,057	0,151	0,821	-0,727
PHIN	0,531	1,000	-0,344	-0,005	0,743	-0,467
RHOC	0,057	-0,344	1,000	0,427	0,139	-0,472
RXO	0,151	-0,005	0,427	1,000	0,151	-0,247
VSH	0,821	0,743	0,139	0,151	1,000	-0,920
PHIE	-0,727	-0,467	-0,472	-0,247	-0,920	1,000

Tabela 4.2 - Coeficientes de correlação de Pearson em 566 amostras.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

	LNKL	PHIL	GR	RHOC	PHIN	PHIE	VSH
LNKL	1.00	0.25	-0.51	-0.19	-0.17	0.48	-0.52
PHIL	0.25	1.00	0.16	-0.76	0.63	0.48	0.016
GR	-0.51	0.16	1.00	-0.07	0.58	-0.60	0.92
RHOC	-0.19	-0.76	-0.07	1.00	-0.70	-0.71	0.10
PHIN	-0.17	0.63	0.58	-0.70	1.00	0.08	0.56
PHIE	0.48	0.48	-0.60	-0.71	0.08	1.00	-0.76
VSH	-0.52	0.01	0.92	0.10	0.56	-0.76	1.00

Tabela 4.3 - Coeficientes de correlação de Pearson em 566 amostras.

Foram testados dois conjuntos de dados: (1) parâmetros de petrofísica ajustados em profundidade com os registros de perfis em 122 plugs espaçados irregularmente; e (2) leituras de perfis ajustadas com os testemunhos , totalizando 566 pontos espaçados de 20 em 20 centímetros. A estatística básica das variáveis se encontra listada na Tabela 4.4.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

VARIÁVEIS	MÉDIA	DESV. PADRÃO	MEDIANA
LNKL	4,927	1,660	5,027
PHIL	27,61	4,00	26,95
GR	124,39	28,51	120,79
PHIN	30,65	4,51	30,11
RHOC	2,24	0,068	2,24
PHIE	14,75	8,15	15,14
RXO	3,75	1,07	3,83
VSH	0,44	0,26	0,41

Tabela 4.4 - Estatística básica realizada com 122 amostras de *plugs* e 566 leituras de perfis .

4.3. Análise de eletrofácies

A caracterização litológica em subsuperfície, realizada com auxílio de perfis, constitui um passo importante no estudo de heterogeneidades de reservatório. Para este fim utiliza-se um modelo de classificação equivalente ao usado em sedimentologia, que se baseia no conceito de *fácies sedimentar*. Este modelo recebe a denominação de *eletrofácies*.

O termo *eletrofácies* foi criado por Serra & Abbot (1980) para designar "o conjunto de respostas de perfis que caracteriza uma camada e permite que a mesma seja diferenciada de outras". Esta classificação pode ser feita através do formato apresentado

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

pelas curvas dos perfis ou pelo estabelecimento de intervalos onde os registros dos perfis variam dentro de um determinado limite .

A correlação rocha - perfil teve como objetivo a elaboração de um modelo de eletrofácies que permitisse identificar as litofácies (ou algum agrupamento destas) nos poços não testemunhados. A metodologia usada consistiu em métodos de estatística multivariada e no uso de um sistema especialista .

4.4. Caracterização das eletrofácies usando estatística multivariada

O método usado no zoneamento das eletrofácies foi baseado na identificação de grupos de características de perfis semelhantes, que refletissem as litofácies identificadas nas rochas.

O ideal seria que os perfis estivessem normalizados de modo que pudéssemos tratar todas as curvas dentro de um intervalo de variabilidade com a mesma ordem de grandeza . Por exemplo, uma variação de 0,5 é grande para a leitura do perfil de densidade (RHOB), pequena para o perfil neutrônico (PHIN) e insignificante para o perfil de raios gama. As curvas foram mantidas com seus valores originais.

As assinaturas de perfis correspondentes às várias litofácies que pudessem distinguí-las umas das outras foi dificultada pela superposição de valores assumidos pelas curvas mostradas nos diagramas em caixa das litofácies (Fig. 4.1), implicando numa

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

mistura dos vários litotipos presentes na seção investigada.

A literatura geológica em geral prescinde de um método classificatório para as eletrofácies e justifica o "agrupamento" das litofácies com base em conhecimento geológico e parâmetros de corte (Sarzenski et alii, 1993; Preda et alii, 1992; Fanha et alii, 1992). Nesta fase tentou-se usar técnicas estatísticas multivariadas para esta determinação. A PROC MANOVA do pacote SAS foi usada para tentar encontrar pequenos agrupamentos ou sugestões de agrupamentos que tivessem representação nos perfis e, ao mesmo tempo, correspondência nas litofácies. As técnicas de agrupamento têm a suposição básica de que os valores registrados nos perfis sejam representativos da formação. Esta suposição é bem representada em camadas espessas, mas se torna frágil nas proximidades de contato entre litologias muito diferentes e também para camadas delgadas, devido à limitação na resolução vertical das ferramentas de perfilagem. Para reduzir estes efeitos, foi feita uma seleção das litofácies com pequena espessura e dos contatos entre litofácies com mudanças texturais bruscas, como por exemplo, arenito médio passando a lamito.

Quando se compara dois ou mais grupos de dados, geralmente se está interessado em obter mais do que simplesmente as diferenças descritivas entre estes grupos. Na maioria das vezes se deseja saber quão importante são estas diferenças, e se elas são estatisticamente significantes.

A escolha da análise de variância como metodologia para agrupar as litofácies em eletrofácies distintas, deverá satisfazer, por razões teóricas, determinadas pressuposições: *independência, normalidade e homocedasticidade (variância constante)*.

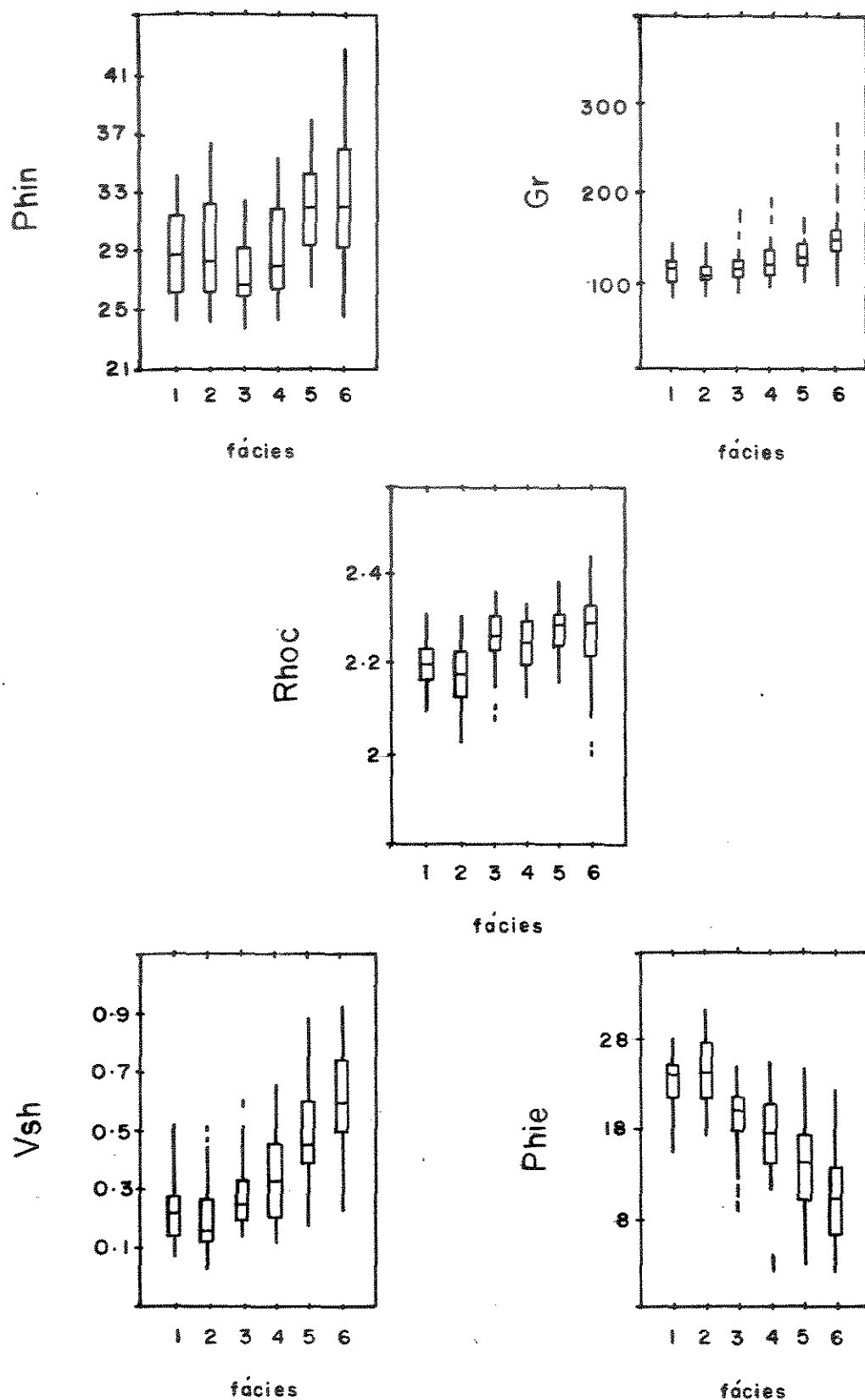


Fig. 4.1 - Diagramas em caixa relacionando litofácies e curvas de perfil.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

Considerando-se os conjuntos de perfis, é razoável admitir que as observações feitas por eles sejam independentes entre si. Cada curva tem uma unidade de medida distinta ou intervalos diferentes dentro de uma mesma unidade, e representam medidas feitas no mesmo intervalo estratigráfico, porém independentes entre si.

É preciso verificar também se é possível admitir que as variáveis em análise tenham distribuição normal ou aproximadamente normal. Vieira & Hoffman (1989) atestam que : .."a pressuposição da normalidade na análise de variância não é das mais importante; ela dará resultados bastante bons mesmo que a distribuição da variável seja apenas aproximadamente normal..". Os diagramas de frequência das variáveis de perfil (Fig. 4.2) mostram uma distribuição aproximadamente normal.

A existência de *homocedasticidade* , ou seja, a idéia de que as variâncias dentro do tratamento das variáveis sejam constantes é condição necessária para se aplicar a análise de variância. Na prática admite-se que haja homocedasticidade toda vez que a maior variância observada não exceda em três vezes a menor (Vieira & Hoffman, 1989). Analisando-se nos diagramas o resumo estatístico de cada variável observa-se que esta regra é aproximadamente cumprida.

A análise de variância compara dois ou mais grupos de dados através da quantificação do grau de diferença existente entre as médias de cada grupo, ou seja, permite avaliar se as médias são significativamente diferentes uma das outras. Em termos estatísticos, esta comparação de médias corresponde à elaboração de um teste de hipótese que possui as seguintes características : a) hipótese nula é aquela que considera as médias dos diferentes grupos como sendo a mesma ; b) a hipótese alternativa é

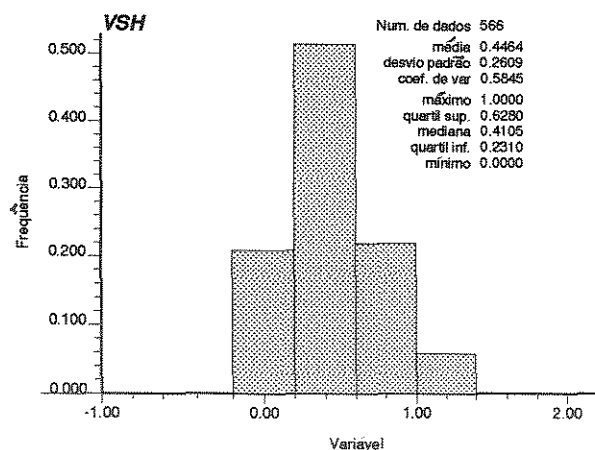
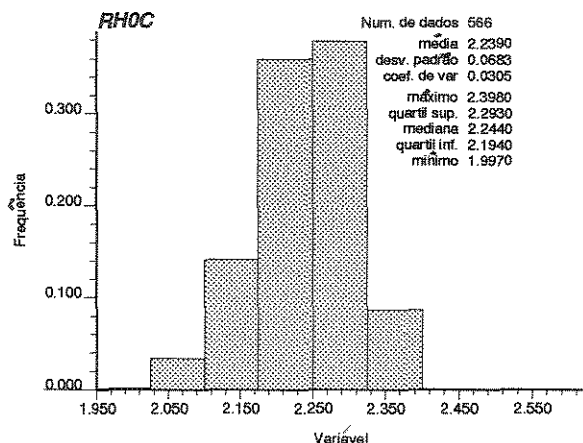
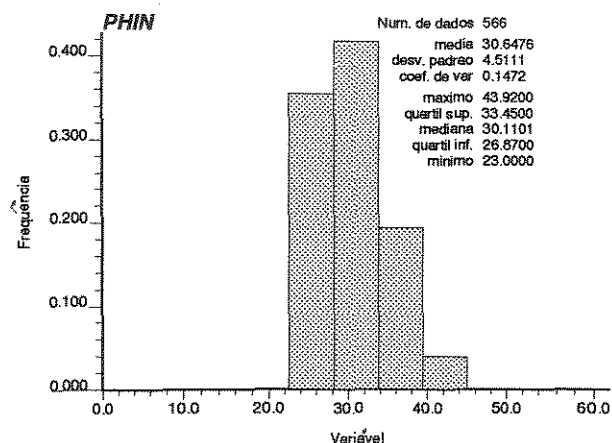
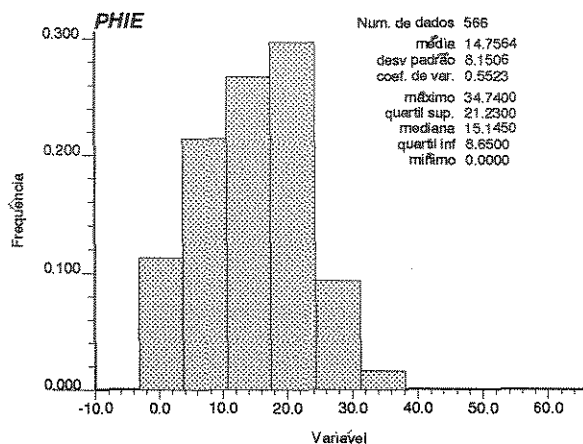
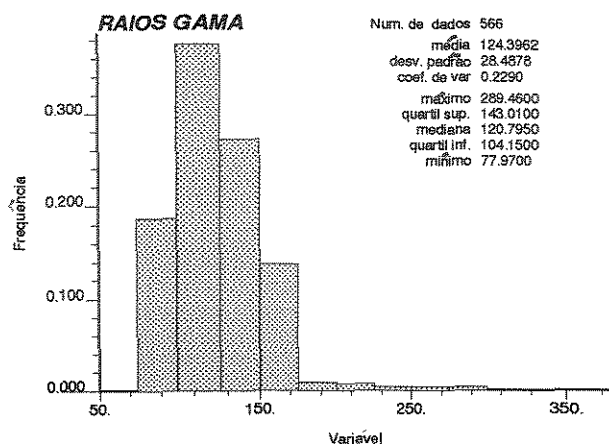


Figura 4.2 - Diagramas de frequência das variáveis de perfil

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

aquela que considera as médias diferentes . Associado ao teste de hipótese, outro parâmetro a ser considerado na análise de variância é o nível de significância do teste. Se o valor de probabilidade calculado é menor que a probabilidade de referência, a hipótese nula é rejeitada e neste caso se conclui que as médias dos grupos são significativamente diferentes. É importante observar que a hipótese alternativa não especifica o quanto uma média é diferente da outra, mas que apenas uma diferença existe.

O teste F aplicado ao conjunto de dados forneceu várias sugestões de agrupamentos , sendo que a escolha final de qual agrupamento adotar é um processo contínuo e não é recomendado que seja totalmente automatizado(in Wolff & Combescure,1982). Neste estágio foi necessário uma interação da saída da máquina(método estatístico) com o controle manual contínuo, onde as sugestões de agrupamentos foram comparadas com as informações dos testemunhos, tentando-se obter como resposta final um comprometimento com a geologia local. Desse modo, a escolha recaiu nas seguintes eletrofácies:

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

Eletrofácies 1 : Agrupando as litofácies AMI (arenito médio com intraclastos) e AM (arenito médio), consideradas como os melhores reservatórios.
Eletrofácies 2 : Correspondendo à litofácies AF (arenito fino),um reservatório com permoporosidade regular.
Eletrofácies 3: Agrupando as litofácies AFBIO (arenito fino, bioturbado), AMF (arenito muito fino/siltico) e LAM (arenito lamoso/lamito) correspondendo às fácies selantes ou não reservatórios.

Tabela 4.5 - Eletrofácies determinadas no Campo de Baixa do Algodão.

O passo seguinte foi reconhecer estes agrupamentos nos poços não testemunhados, para tal lançando-se mão da análise discriminante classificatória. Um método estatístico usado para classificar observações em dois ou mais grupos conhecidos, com base em uma ou mais variáveis numéricas. A PROC DISCRIM (do SAS) é apropriada para o uso de classes com distribuição aproximadamente normal e foi por isto aplicada aos dados.

Este processo deu-se em três etapas: primeiramente gerou-se uma análise discriminante com os dados do poço 7-BAL-14. Em seguida testou-se o acerto no segundo poço testemunhado (7-BAL-5), e posteriormente foi aplicada genericamente nos demais poços. A Tabela 4.6 mostra as equações do escore discriminante de cada eletrofácies a cada profundidade, usando as curvas de perfis raios gama (GR), densidade (PHIN), neutrão (RHOB), porosidade efetiva (PHIE) e volume de argila(VSH). A fácies

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

classificada numa dada profundidade será aquela que possuir o maior escore.

VARIÁVEIS	EFAC 1	EFAC2	EFAC3
constante	-2532	-2543	-2593
GR	-0,47915	-0,47025	-0,41135
PHIN	-3,629	-3,4398	-2,84
PHIE	39,802	-0,2352	-0,20568
RHOC	1842	1849	1866
VSH	1255	1244	1229

Tabela 4. 6 - Equações do escore discriminante para cada eletrofácies.

Esta análise discriminante, foi baseada em 286 observações com frequências de:

ELETROFÁCIES	OBSERVAÇÕES	PROPORÇÃO
EFAC1	101	0,35
EFAC2	44	0,15
EFAC3	141	0,49

O resultado da análise discriminante encontra-se na Tabela 4.7, atingindo um acerto total máximo de 76,24% (eletrofácies 1) baseando-se em cinco variáveis de perfil com um acerto médio de 72,92%.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

Número de observações e % classificadas				
EFAC	1	2	3	TOTAL
1	77	22	2	101
	76,24	21,78	1,98	100
2	14	28	2	44
	31,82	63,64	4,55	100
3	8	26	107	141
	5,67	18,44	75,89	100
TOTAL	99	76	111	286
	34,62	34,62	34,62	100
ERROS	23%	36%	24%	28%

acerto total $(77+28+107)/286=74\%$	acerto médio $(76,24+63,64+75,89)/3=72\%$
--	--

Tabela 4.7 - Resultado da análise discriminante usando cinco variáveis de perfis.

A validação da análise discriminante foi realizada no poço testemunhado BAL-5, usando-se o modelo de calibração do SAS baseado no cálculo dos escores discriminantes. A tabela abaixo mostra os números de observações e percentagens classificadas dentro das eletrofácies, bem como o percentual de erros na estimativa das eletrofácies usando o discriminante. Pode-se observar um pequeno aumento nos acertos individuais das eletrofácies discriminadas (chega-se a um acerto máximo de 83,61%), mas o acerto total e o acerto médio têm resultado semelhantes para os dois poços. Considera-

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

se que as eletrofácies atingiram níveis aceitáveis de acertos com o uso da análise discriminante.

CLASSIFICAÇÃO NO POÇO 7-BAL-5RN				
EFAC	1	2	3	TOTAL
1	51 83,61	9 14,75	1 1,64	61 100
2	7 25,93	17 62,96	3 11,11	27 100
3	14 7,29	30 15,63	148 77,08	192 100
TOTAL	72	56	152	280
%	25,71	20	54,29	100
ERROS	0,16	0,37	0,22	0,25
acerto total (51+17+148)/280=77%		acerto médio (83,61+62,96+77,08)/3=74,5%		

Tabela 4.8 - Resultados da calibração dos dados da análise discriminante no poço-teste.

4.5. O uso de técnica de inteligência artificial na correlação rocha-perfil

Nesta fase do estudo foram aplicados os conceitos de inteligência artificial, mais especificamente, fez-se uso de raciocínio baseado em "redes neurais", com o objetivo de avaliar a potencialidade desta ferramenta na caracterização litológica a partir

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

de registros de perfis. Registram-se na literatura aplicações de redes neurais com êxito na geologia de reservatórios, destacando-se os trabalhos de Griffiths & Bakke (1989); Einstein & Edwards (1990), e Rodrigues & Neto (1992).

Foram utilizados na caracterização das eletrofácies os seguintes perfis :

NOME	CURVA	UNIDADE DE MEDIDA
Raios Gama	GR	UAPI
Densidade	RHOB	g/cm ³
Neutrão	PHIN	%

Também foi utilizado o parâmetro DND, que representa o grau de separação entre as curvas RHOB e PHIN. Para o cálculo de DND foram usadas as seguintes relações:

$$DD = (RHOB - 2,0) / 0,05$$

$$DN = (45,0 - PHIN) / 3,0$$

$$DND = DN - DD$$

4.5.1. Redes neurais - princípios básicos

Uma rede neural artificial tem como objetivo final emular o cérebro humano. A sua grande aplicação, especialmente nos campos como medicina, inteligência artificial e reconhecimento de formas, se baseia fundamentalmente na sua capacidade de *aprender*, *memorizar* e *generalizar* (ou abstrair). As primeiras tentativas de aplicação foram para

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

representar tarefas humanas de processar informação, como som, visão, conhecimento ou controle-motor. Nos últimos anos tem-se observado a fusão de paradigmas de lógica difusa e redes neurais (Requena,1991).

Os componentes elementares de uma rede neural são os neurônios, que se caracterizam por serem um processador elementar que recebe uma série de entradas (do exterior ou de outros neurônios), com pesos diferentes, as processa e proporciona uma saída única (Fig.4.3). As entradas se processam como uma soma ponderada, e a saída, normalmente é ativada quando a soma ponderada ultrapassa um determinado valor limite pré-fixado. O termo S costuma-se denominar de *nível de excitação*, e o termo U de *nível de ativação* (ou *limiar*).

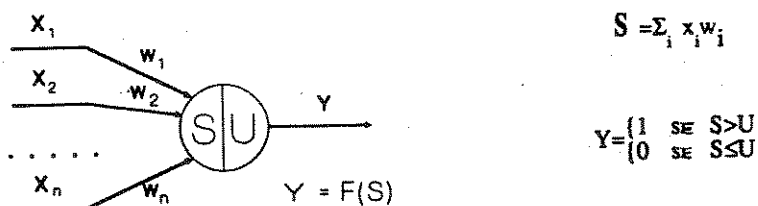


Fig.4.3 - Representação esquemática de um neurônio artificial.

Em geral, se utiliza uma *função de ativação* do tipo $Y = F(S)$, que pode ter formas e características distintas. As *funções* mais comumente utilizadas são apresentadas na Fig. 4.4.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

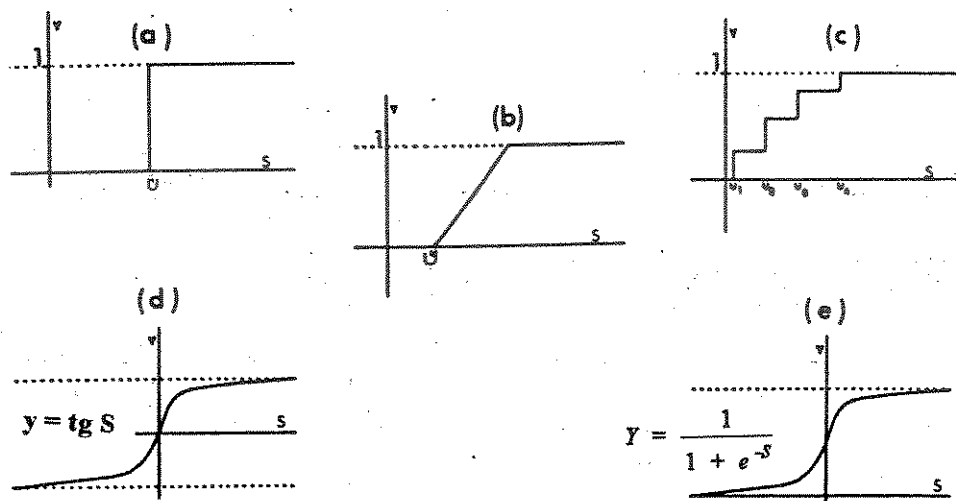


Fig. 4.4 - Funções de ativação mais comuns: (a) degrau simples ("umbral"); (b) degrau crescente ("umbral linear") ; (c) degrau; (d) tangente hiperbólica; (e) sigmóide.

Simpson(1990) define rede neural como sendo um "grafo dirigido e não linear com arcos ponderados, capaz de armazenar padrões alterando os pesos dos arcos, e capaz de recordar padrões a partir de entradas incompletas e desconhecidas".

4.5.2. CONCEITO DE INCERTEZA

Os problemas usando o mundo real não estão livres de incertezas. Em geral as incertezas são ocasionadas pela deficiência nas informações(ou amostragens)do fenômeno estudado. Estas informações podem ser incompletas, fragmentadas, vagas, contraditórias ou probabilísticas por natureza. A convivência com a incerteza requer uma tática onde na solução de um problema (que não está livre de incerteza) haja credibilidade das soluções obtidas. Klir(1991) diz que "...a quantidade de informação obtida por uma ação pode ser medida pela redução da incerteza que resulta da ação". Diferentemente dos programas convencionais os sistemas especialistas podem resolver problemas que exigem julgamentos e dão como respostas percentagens de (in)certeza com a propagação ao longo do programa de graus de confiança associados às diversas informações . Para se usar as incertezas dentro da Teoria da Confiança precisamos ser capazes de medi-las. Em geral se associa um número não negativo que caracterize a incerteza e,envolvida no fenômeno estudado.

4.5.3- Desenvolvendo um sistema de inteligência artificial

Para se compor um sistema especialista é necessário a definição dos objetivos. No caso em estudo o *objetivo* era "qual fácies está presente na profundidade

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

x de um poço? ". Como toda situação tem um cenário particular, todo objetivo tem seus próprios fatos. Os depósitos fluviais têm certas características peculiares e estas características são os fatos que apoiam o objetivo. As seqüências de rochas de um ambiente fluvial se caracterizam por : a)apresentar alta variação granulométrica; b)apresentar alguma argilosidade; c)apresentar associação com rochas de granulometria fina . Como características em perfis : a)ter raios gama baixo nos fácies de canal, b)apresentar variação nos perfis de porosidade, c)ter boa separação *rhob-phin*.

Uma vez definido os fatos, é preciso adquirir os dados necessários para iniciar as variáveis. No caso da caracterização das eletrofácies, deve-se estabelecer o que define cada tipo litológico em termos de registros de perfis. Nesta fase, os fatos necessitam ser convertidos em perguntas cujas respostas serão os dados que irão compor a base de conhecimentos. Por exemplo: -as fácies têm raios gama abaixo de 100 UAPI? ou as fácies têm teor de argila acima de 25%? . Neste momento, os fatos iniciarão as variáveis e tornar-se-ão dados. Ou seja, as respostas (sim) ou (não) são os dados atribuídos aos fatos. Estes dados são então colocados numa *base de dados* onde serão analisados durante a avaliação (pesquisa da eletrofácies). Os *fatos* e as *regras* são armazenados em uma área do computador conhecida como *base de conhecimento*. A cada resposta feita a este banco de dados será atribuído um peso dependente da sua relevância com relação ao problema (objetivo buscado). Os números associados às respostas são os "*índices ou pesos de confiança*". A soma destes pesos é que vai definir o grau de afastamento ou proximidade da solução desejada.

4.5.4. Base de conhecimentos

Com o objetivo do reconhecimento das litofácies a partir dos registros de perfis foram feitos diagramas de frequência das litofácies em cada variável de perfil (Figura 4.5 exemplifica o perfil de raios gama) e estabelecidas regras para a sua caracterização . Como pode-se observar, os limites das curvas de frequência se sobrepõem para algumas litofácies. Isto requereu que fosse introduzido o conceito de **fator de certeza** usado na Lógica Nebulosa, nos casos em que as regras do Sistema Especialista são apreendidas com a experiência e não temos a garantia de que as regras baseadas em SE-ENTÃO estão com valores cem por cento corretos e que valem sempre. Atribuímos assim às regras um *fator de confiança* (FC), que seria "o valor aproximado do grau que achamos que a regra está correta" (Rocha, 1994).

O índice "*fator de certeza individual* " (FCI) corresponde a percentagem da frequência da litofácies num determinado intervalo da curva de perfil. No exemplo abaixo, os índices de certeza individual da litofácies AMI (ou fácies 1) denotam a possibilidade de ocorrer esta litofácies dentro dos intervalos de leituras do perfil de raios gama apresentados na Tabela 4.9.

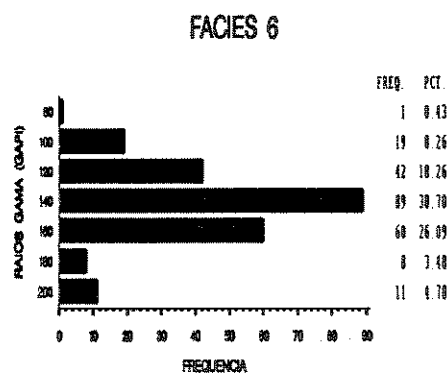
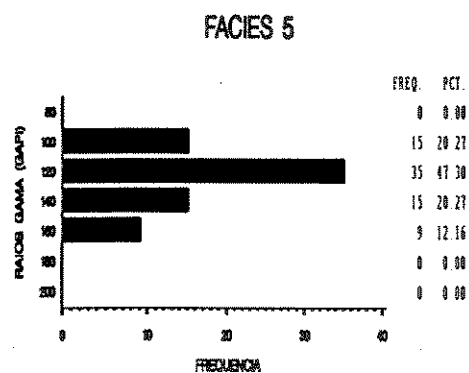
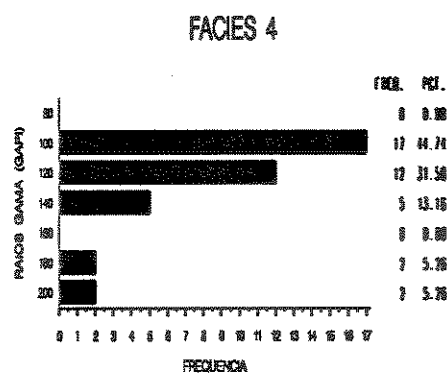
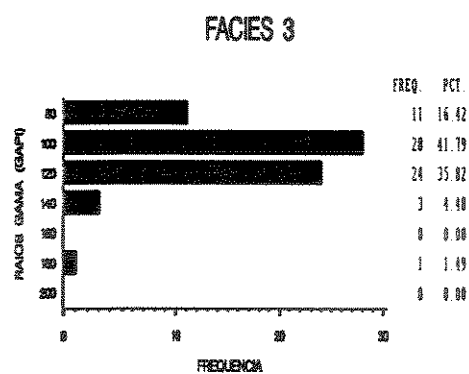
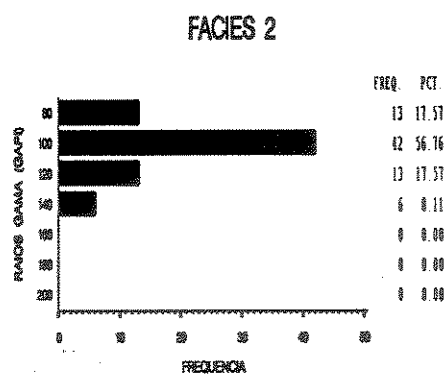
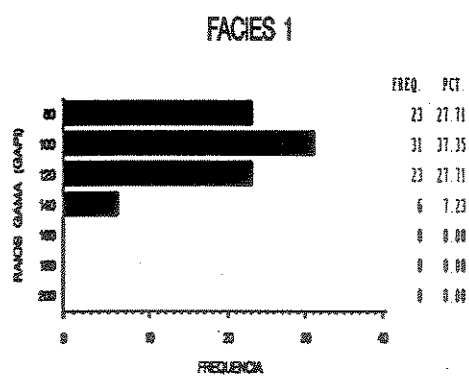


Fig. 4.5 - Diagramas de frequência do perfil de raios gama.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

POSSIBILIDADES INDIVIDUAIS DE OCORRÊNCIA DA LITOFÁCIES AMI (FÁCIES 1) USANDO O PERFIL DE RAIOS GAMA

Se GR ≥ 190 UAPI então FCI = 0.00;
Se 170 ≤ GR < 190 UAPI então FCI = 0.00;
Se 150 ≤ GR < 170 UAPI então FCI = 0.00;
Se 130 ≤ GR < 150 UAPI então FCI = 0.07;
Se 110 ≤ GR < 130 UAPI então FCI = 0.28;
Se 90 ≤ GR < 110 UAPI então FCI = 0.37;
Se GR < 90 UAPI então FCI = 0.28;

Tabela 4.9 - Cálculo do *fator de certeza individual* (FCI) baseado na frequência da fácies 1 no perfil de raios gama.

Como há mais de uma curva de registros de perfil que nos fala acerca das litofácies, teremos mais de uma regra para montar o sistema, e desse modo precisaremos conectar estes conjuntos diferentes de condições. Baseados nas regras de conectores lógicos, tomamos o FCI mínimo das cláusulas conectadas por E, no caso as leituras de perfis ponto a ponto em diferentes curvas, e calculamos então o fator de certeza como:

$$FCF1 = (\text{MAX}(FCR1, FCD1, FCH1, FCN1) * 0.8)$$

onde,

FCF1= fator de certeza para a fácies 1

FCR1= fator de certeza individual da curva de raios gama

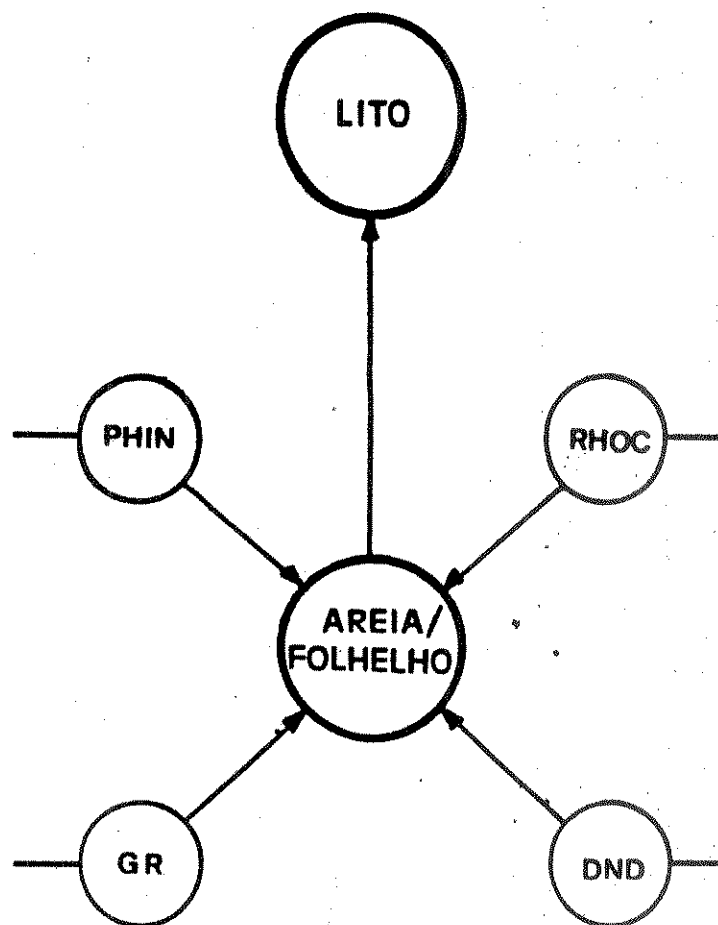
FCD1= fator de certeza indiv.da diferença densidade/neutrão

FCH1= fator de certeza individual do perfil de densidade

FCN1= fator de certeza individual do perfil de neutrão

	FC1	FC2	FC3	FC4	FC5	FC6
<22,5	0	0	0	0	0	0
22,5	0,23	0,20	0,27	0,18	0	0,02
25,5	0,29	0,33	0,48	0,40	0,19	0,19
28,5	0,24	0,16	0,17	0,05	0,23	0,24
31,5	0,24	0,26	0,07	0,32	0,33	0,19
34,5	0	0,05	0,01	0,05	0,16	0,16
>37,5	0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,20

	FC1	FC2	FC3	FC4	FC5	FC6
>190	0	0	0	0,05	0,0	0,05
190	0	0	0,01	0,05	0,0	0,03
170	0	0,0	0,0	0,0	0,12	0,26
150	0,07	0,08	0,05	0,13	0,20	0,39
130	0,28	0,18	0,36	0,32	0,48	0,18
110	0,37	0,56	0,42	0,45	0,20	0,08
<90	0,28	0,18	0,16	0,00	0,00	0,01



	FC1	FC2	FC3	FC4	FC5	FC6
<2,07	0	0,09	0,0	0,0	0	0,02
2,07	0,19	0,27	0,05	0,05	0	0,09
2,17	0,45	0,34	0,18	0,34	0,16	0,17
2,22	0,32	0,23	0,43	0,13	0,30	0,17
2,27	0,04	0,07	0,28	0,45	0,42	0,30
>2,31	0,0	0,0	0,06	0,03	0,12	0,25

	FC1	FC2	FC3	FC4	FC5	FC6
<-0,75	0	0	0,03	0,0	0,53	0,53
-0,25	0	0	0,02	0,03	0,23	0,17
0,25	0,04	0,02	0,07	0,24	0,14	0,14
0,75	0,19	0,14	0,31	0,44	0,04	0,06
1,75	0,31	0,27	0,52	0,24	0,01	0,04
2,225	0,33	0,32	0,05	0,05	0,05	0,01
>2,75	0,12	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,01	0,18	0,0	0,0	0,0	0,0

FIG.4.6- GRAFO DE CONHECIMENTOS

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

O valor de 0.8 é o *fator de regra*, ou seja, uma estimativa da confiança que se poderá dar a essa combinação.

Deste modo foi construído um programa em ambiente SAS(Statistical Analysis Inc.), cuja árvore de decisão (Fig. 4.6) empregando os perfis de raios gama(GR) e diferença neutrão-densidade(DND) constituía-se na base primitiva de conhecimentos. Para separá-los nas litofácies individuais foram incorporadas mais regras com as curvas dos perfis de densidade (RHOB) e neutrão(PHIN).

Corrido o programa, no mesmo arquivo de dados da análise discriminante, vimos que o índice de acerto para os fácies agrupados (eletrofácies da análise de variância) ,ou seja, fácies 1+2, 3 e 4+5+6 é de 60%(em 566 dados acertou 325 pontos). Para os fácies individuais (tentativa do reconhecimento individual de cada litofácies) o índice de erro atingiu 59,54% (dos 566 pontos lidos, 337 pontos erram a classificação).

Comparando-se esses acertos com os da análise discriminante, donde se discriminou basicamente as litofácies agrupadas com um índice de acertos médio de 70% , enquanto que com o sistema especialista obteve-se um índice de 60% . Embora atingindo uma percentagem mais baixa de acertos , vemos que esta metodologia é compensadora computacionalmente, uma vez que não se envolveu nenhum estudo estatístico tão complicado para a sua realização. Contudo, na continuidade deste estudo optou-se pela caracterização das eletrofácies através do uso da análise discriminante.

A Tabela 4.10 mostra os parâmetros texturais e produtos diagenéticos para as eletrofácies 1, 2 e 3.

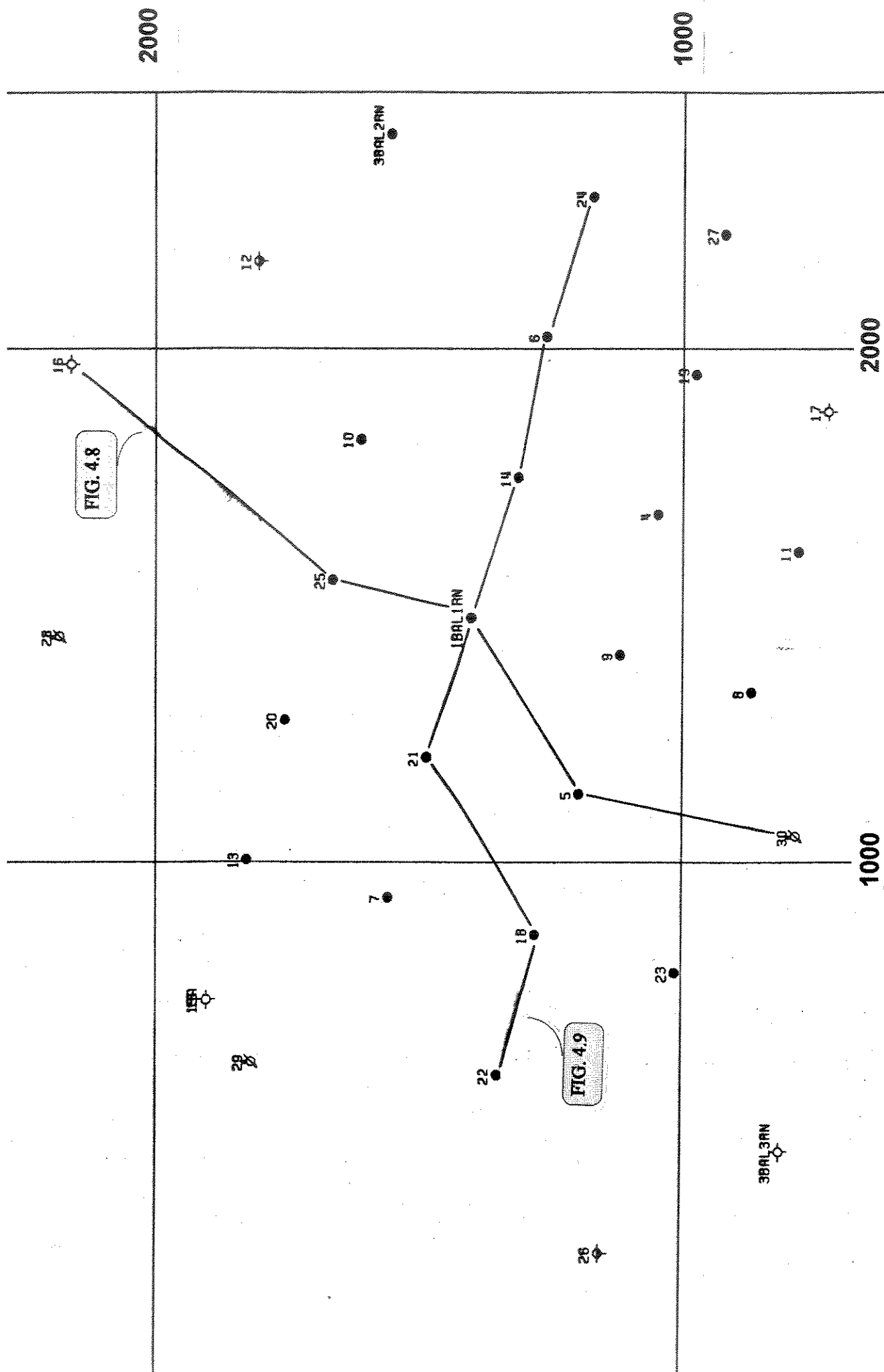


Fig. 4.7 - Mapa de localização das seções geológicas de detalhe.

CAP. 4 - O reconhecimento de fácies em perfis

	θ_{50}	Sigmafi	lama	cimento	intraclastos
EFAC 1	1-3,64 (1,98)	1,27-3,32 (1,69)	0-10 (8)	0 - 20 (4,3)	1 - 20 (10)
EFAC 2	1-3,39 (2,22)	1,29-2,82 (1,68)	3-20 (11)	2 - 30 (10)	5 - 20 (9,6)
EFAC 3 *	2,3-3,3	1,95-2,4	2-20	3 - 8	1 - 10

* poucas amostras

Tabela 4.10 - Intervalos dos parâmetros texturais/diagenéticos para as eletrofácies. O valor médio se acha entre parênteses.

Foram confeccionadas oito seções geológicas de detalhe ao longo do campo (Fig. 4.7), onde foram plotadas as eletrofácies classificadas pela análise discriminante e correlacionadas entre os poços. As Figuras 4.8 e 4.9, mostram duas destas seções cujo limite superior é dado pelo marco Mossoró I e para o limite estratigráfico inferior foi escolhida uma camada de rochas não-reservatório (eletrofácies 3) de ampla continuidade lateral no campo estudado.

Com o resultado da análise discriminante foram criados arquivos a serem usados para o exercício da modelagem geoestatística. Estes arquivos contém informações de 28 poços, porém restritos à zona Mossoró II. Possuem informações de rocha (parâmetros petrofísicos), de perfis (RHOB, PHIN, GR, VSH, PHIE, SW), coordenadas UTM, X e Y modificadas (para eixos com valores entre 0 e 3000) e eletrofácies resultantes da aplicação do modelo de análise discriminante espaçados verticalmente de 20 em 20 cm.

CAPÍTULO 5

MAPAS FACIOLÓGICOS - UM INSTRUMENTO DE REPRESENTAÇÃO DE VARIABILIDADES

.. "O Rei - Por que rotulas todas as coisas para justificar teus sentimentos?

Becket - Porque sem o rótulo o mundo não teria forma, meu príncipe.

O Rei - E é importante que o mundo tenha forma?

Becket - É capital meu príncipe, pois do contrário não se saberia mais o que fazer."

JEAN ANOUILH,

Becket ou a hora de Deus (in :^a Upinsky 1989).

5.1 - Introdução

Mapas faciológicos são amplamente utilizados na geologia de petróleo. Os mapas de isópacas foram introduzidos durante a Primeira Grande Guerra, embora o termo isópaca tenha aparecido em 1920 (Krumbein, 1952). A representação dos dados de subsuperfície em forma de mapas permitindo que se visualize um intervalo estratigráfico em três dimensões, foi responsável pelo sucesso destes mapas na década de cinquenta. O termo **mapa de fácies** (Moore, 1949) compreenderia "qualquer representação areal da variação das características físico-orgânicas das rochas". Krumbein and Sloss (1951) destacam que mapas faciológicos representam "a variação areal de um aspecto dominante, um aspecto médio ou um aspecto característico das rochas". Obviamente mapas mais sofisticados foram surgindo com a introdução das quantificações numéricas dos dados estratigráficos e sedimentológicos e a intensificação do uso de computadores mais velozes e precisos.

A qualidade de um mapa reside no detalhamento das descrições quantificadas dos tipos de arenitos, folhelhos e carbonatos presentes na seção estudada, combinado

CAP 5. Mapas faciológicos - Um instrumento de representação de variabilidades

com a quantidade de dados disponíveis (controle da malha de distribuição dos poços) que permita uma boa correlação entre as unidades mapeadas .

Os mapas faciológicos são agrupados em : (a) **mapas** que descrevem a **geometria externa** de um corpo de rocha (isópaca,estrutural); (b) **mapas** que descrevem a **composição ou textura** de uma unidade (isólitas, percentagem, razão, função classificadora, entropia e afastamento); (c) **mapas** que fornecem a **posição** de uma unidade dentro do intervalo estratigráfico (os chamados **mapas de variabilidade vertical**), (Ribeiro,1980). Estes mapas são ferramentas imprescindíveis na determinação da geometria dos corpos e sua relação vertical.

Os mapas faciológicos que serão analisados no presente capítulo têm a finalidade de subsidiar a construção de um modelo geológico tri-dimensional que será usado como referência para o desenvolvimento do modelamento estocástico; uma vez que um modelo conceitual, em primeira instância, requer algum conhecimento substancial acerca da natureza do fenômeno estudado .

5.2 - Aquisição dos dados

A seção estudada compreende o intervalo estratigráfico correspondente à zona Mossoró II, que estende-se da base do marco estratigráfico denominado Marco Bal até o topo do Marco I (Figs. 4.8 e 4.9). Usando-se o programa Razão (PETROBRÁS, Distrito de Exploração da Bacia Potiguar) nas curvas de perfis interpretadas pelo "Log-calc", obteve-se a **tabela 5.1** onde estão listados : espessura total de areia e de folhelho; razão areia/folhelho; número de camadas de arenito (maior ou igual a 1 metro;

CAP 5. Mapas faciográficos - Um instrumento de representação de variabilidades

entre 1,2 metros e 2 metros ; entre 2,2 e 3 metros , e maior do que 3,2 metros) e respectiva porosidade média; número de camadas de folhelho (com espessura menor ou igual a 1 metro; entre 1,2 e 2 metros , entre 2,2 e 3,0 metros; e maior ou igual à 3,2 metros). O parâmetro de corte das areias foi a separação positiva - indicativo da presença de arenito, entre o perfil de porosidade neutrônica (PHIN) e o perfil de densidade (RHOC).

Com o mesmo programa Razão foi construída a Tabela 5.2, em que quantificou-se a profundidade do centro de gravidade, a variância aproximada, o desvio padrão aproximado das areias, o desvio padrão relativo e o centro de gravidade relativo (a partir do topo da zona) no mesmo arquivo de saída do "Log-calc".

5.3 - Confeção dos mapas

Foram confeccionados mapas de isópacas (areia e folhelho), mapa de razão arenito/folhelho, mapa do número de camadas de folhelho, mapa de centro de gravidade relativo relacionado ao topo da seção , mapas de dispersão média de areia (desvio padrão e variância aproximada) e mapa de configuração vertical de areias (combinação dos mapas de desvio padrão e mapas de centro de gravidade).

NC	NA1	PO1	NA2	PO2	NA3	PO3	NA4	PO4	NF1	NF2	NF3	NF4
01	2	27	2	29,7	0	0	1	30,1	5	0	0	0
02	1	24,8	0	0	1	33,4	2	30,2	2	0	0	1
03	1	27,6	1	33,6	2	30,0	0	0	3	0	1	1
04	1	28,9	1	27,2	2	29,4	0	0	1	1	1	0
05	4	29,2	1	29,5	0	0,0	1	30,7	4	0	1	0
06	2	26,4	1	28,4	1	32,5	0	0	2	1	0	1
07	1	29,8	0	0	0	0	1	33,6	1	0	0	1
08	0	0	1	27,8	2	27,4	1	33,3	3	0	0	1
09	0	0	1	32,4	0	0	1	32,0	2	0	0	1
10	3	30,2	2	28,7	1	34,0	0	0	5	1	0	0
11	0	0	0	0	0	0	1	30,0	1	1	0	0
12	1	24,6	1	30,4	2	31,3	1	33,1	4	0	0	0
13	1	30,8	0	0	0	0	1	31,9	0	1	0	1
14	1	21,2	1	27,6	0	0	2	29,9	4	0	0	0
15	1	32,4	0	0	0	0	1	30,3	2	0	0	1
16	0	0	0	0	1	29,1	1	32,1	1	1	0	0
17	1	25,4	1	26,6	1	28,0	1	28,5	2	0	1	0
18	1	27	0	0	1	30,7	1	31,6	2	0	0	1
19	0	0	1	28,2	1	33,1	1	34,5	2	0	0	0
20	0	0	1	36,1	1	36,2	0	0	1	0	1	1
21	0	0	1	35,9	1	35,3	0	0	1	0	1	1
22	0	0	1	24,4	0	0	1	33,9	2	0	0	1
23	2	20,3	1	26,4	2	29,1	1	28,9	4	0	1	1
24	4	28,6	2	26,4	0	0	0	0	3	2	1	1
25	1	26,9	1	28,1	0	0	1	32,7	2	0	0	1
26	0	0	0	0	0	0	2	31,2	1	2	0	0
27	2	23,6	1	30,4	1	28,2	0	0	3	0	0	2
28	0	0	1	29,6	0	0	2	30,9	2	0	1	0
30	4	29,7	0	0	0	0	1	32,9	3	2	0	0

NO= poço ; NA1 =camadas areia <= 1m ; PO1= porosidade média das NA1; NA2= camadas de areia >=1,2m e <=2 m; PO2 - porosidade média das camadas NA2; NA3- n, de camadas de areia >=2,2m e <=3 m; PO3 - porosidade média das camadas NA3; NA4- n, camadas de areia >=3,2 m ; PO4- porosid, média camadas NA4; NF1- n, camadas de folhelho <=1m; NF2- n, camadas de folhelho ,=1,2m e <=2m; NF3- n, camadas de FLH >=2,2m e <=3m ; NF4- n, camadas de FLH >= 3,2m.

Tabela 5.1 - Parâmetros faciológicos da seção sedimentar entre os marcos BAL e I, calculados pelo programa RAZÃO.

POÇO	TOPO (m)	BASE (m)	ARN (m)	FLH (m)	ARN/ FLH	PCG (m)	CGR (%)	VAR (m ²)	STDR (%)
01	321	333	9,6	2,4	4,0	327,1	51 %	10,9	27,5
02	333	348	10,0	5,0	2,0	341,4	56 %	20,3	30,0
03	340	354	7,0	7,0	1,0	344,4	31 %	6,1	17,7
04	319	331	7,4	4,6	1,61	324,2	43 %	12,2	29,1
05	322	336	9,4	4,6	2,0	329,0	50 %	18,1	30,4
06	325	337	5,8	6,2	0,93	330,3	44 %	10,2	26,6
07	318	332	8,2	5,8	1,41	323,3	38 %	9,3	21,7
08	329	345	9,4	6,6	1,42	336,5	47 %	27,8	33,0
09	322	334	6,0	6,0	1,00	326,4	36 %	10,2	26,7
10	324	337	8,2	4,8	1,71	330,5	50 %	13,7	28,5
11	328	339	8,8	2,2	4,00	332,8	43 %	0,0	0,0
12	334	349	13,2	1,8	7,33	341,4	49 %	16,9	27,4
13	319	334	10,2	4,8	2,13	324,6	37 %	6,1	16,5
14	324	336	9,4	2,6	3,61	330,0	50 %	9,6	25,9
15	328	336	4,0	4,0	1,00	333,5	69 %	0,7	10,7
16	341	354	11,0	2,0	5,50	347,8	52 %	8,1	21,9
17	332	347	11,4	3,6	3,17	339,2	48 %	20,2	29,9
18	319	336	10,8	6,2	1,74	325,8	40 %	19,5	26,0
19	323	332	7,6	1,4	5,43	327,8	53 %	5,7	26,4
20	318	328	3,8	6,2	0,61	323,7	57 %	1,4	11,6
21	316	330	4,2	9,8	0,43	320,5	32 %	4,5	15,2
22	323	335	7,6	4,4	1,73	330,3	61 %	10,6	27,2
23	324	345	12,4	8,6	1,44	335,3	54 %	42,0	30,9
24	322	340	4,6	13,4	0,34	327,8	32 %	13,6	20,5
25	324	335	5,6	5,4	1,04	328,6	42 %	12,7	32,4
26	332	345	10,0	3,0	3,33	338,8	62 %	7,2	20,7
27	322	338	5,8	10,2	0,57	327,1	39 %	15,7	24,8
28	346	363	13,0	4,0	3,25	354,1	48 %	24,1	28,9
30	335	348	8,2	4,8	1,71	340,3	41 %	12,6	27,3

ARN- espessura de areia; FLH- espessura de folhelho; ARN/FLH - razão arenito/folhelho
PCG- profundidade do centro de gravidade das areias ; CGR - centro de gravidade relativo
VAR- variância aproximada; STDR - desvio padrão relativo da distribuição dos arenitos.

Tabela 5. 2 - Parâmetros faciológicos da seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

5.3.1 - Mapas Texturais

No mapa de espessura total de areia (Fig. 5. 1) há uma área de menor espessura de areia, região dos poços Bal- 20, Bal- 21 e Bal- 25. A distribuição em área das areias sugere uma seção com ampla ocorrência de corpos de areia. Isto é corroborado pelo mapa de razão ARN/FLH (Fig.5.2), em que áreas com razão menor que um estão reduzidas às porções ESE (poços Bal- 6, Bal- 27 e Bal- 24) e centro-oeste (poços Bal-20 e Bal-21).

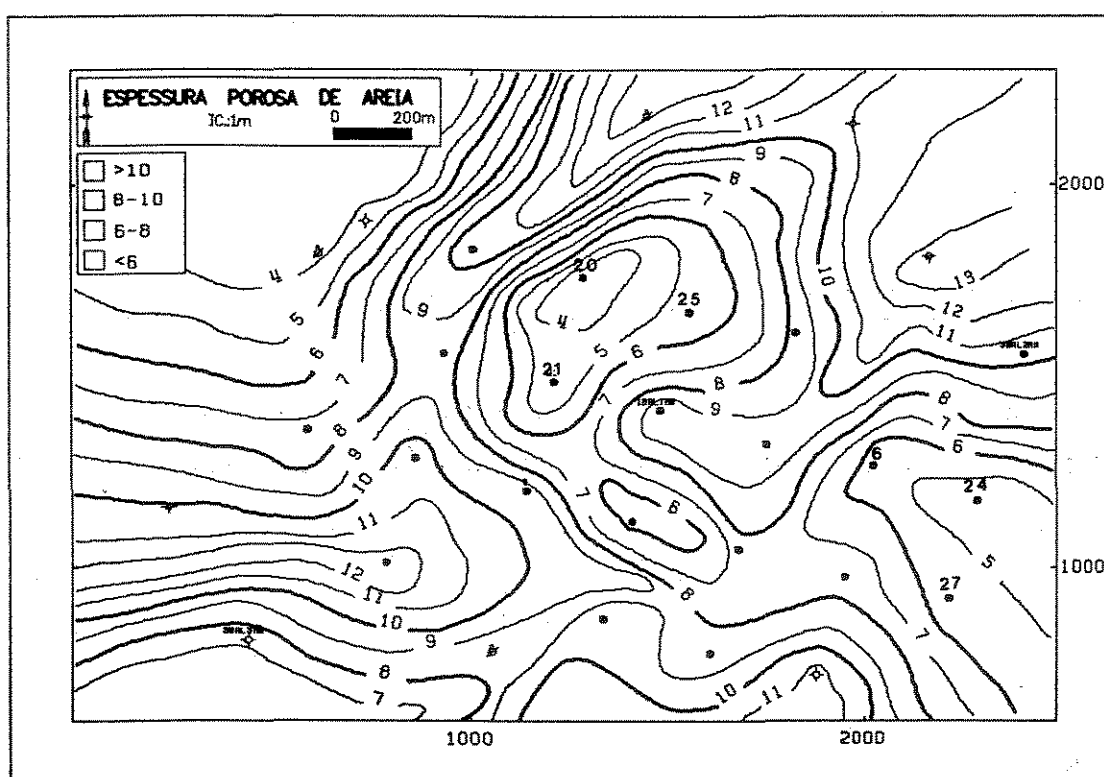


Fig. 5.1 - Mapa de espessura de arenitos porosos da seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

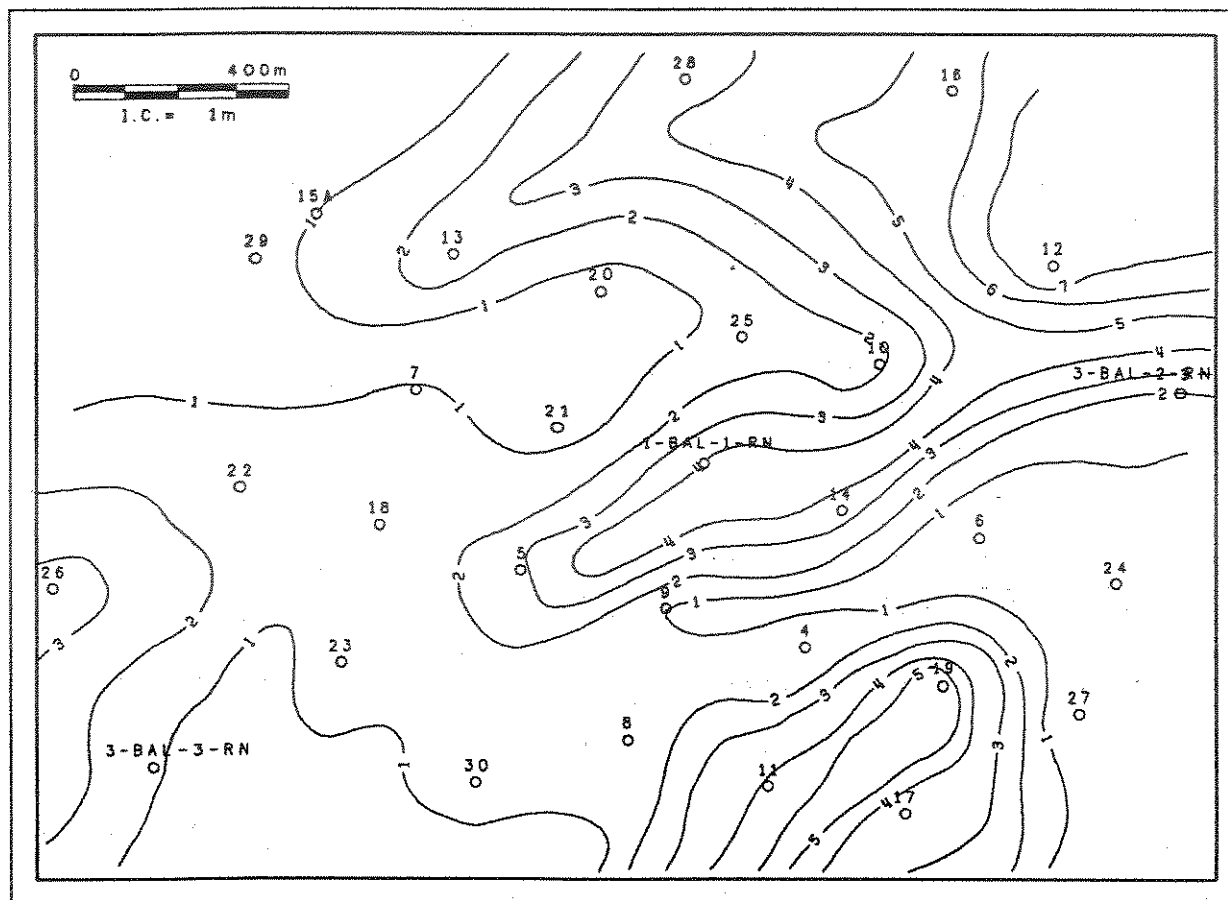


Fig. 5.2 - Mapa de razão arenito/folhelho da seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

A distribuição dos folhelhos na área estudada também é expressiva (Figura 5.3) ocorrendo espessuras que variam de 2 metros (porção NNE) até 13 metros (porção ESE) dentro de um pacote que têm espessura máxima de 21 metros. Vemos um equilíbrio entre as porções argilosas e os níveis arenosos, embora a espessura média das areias seja um pouco maior que as dos folhelhos.

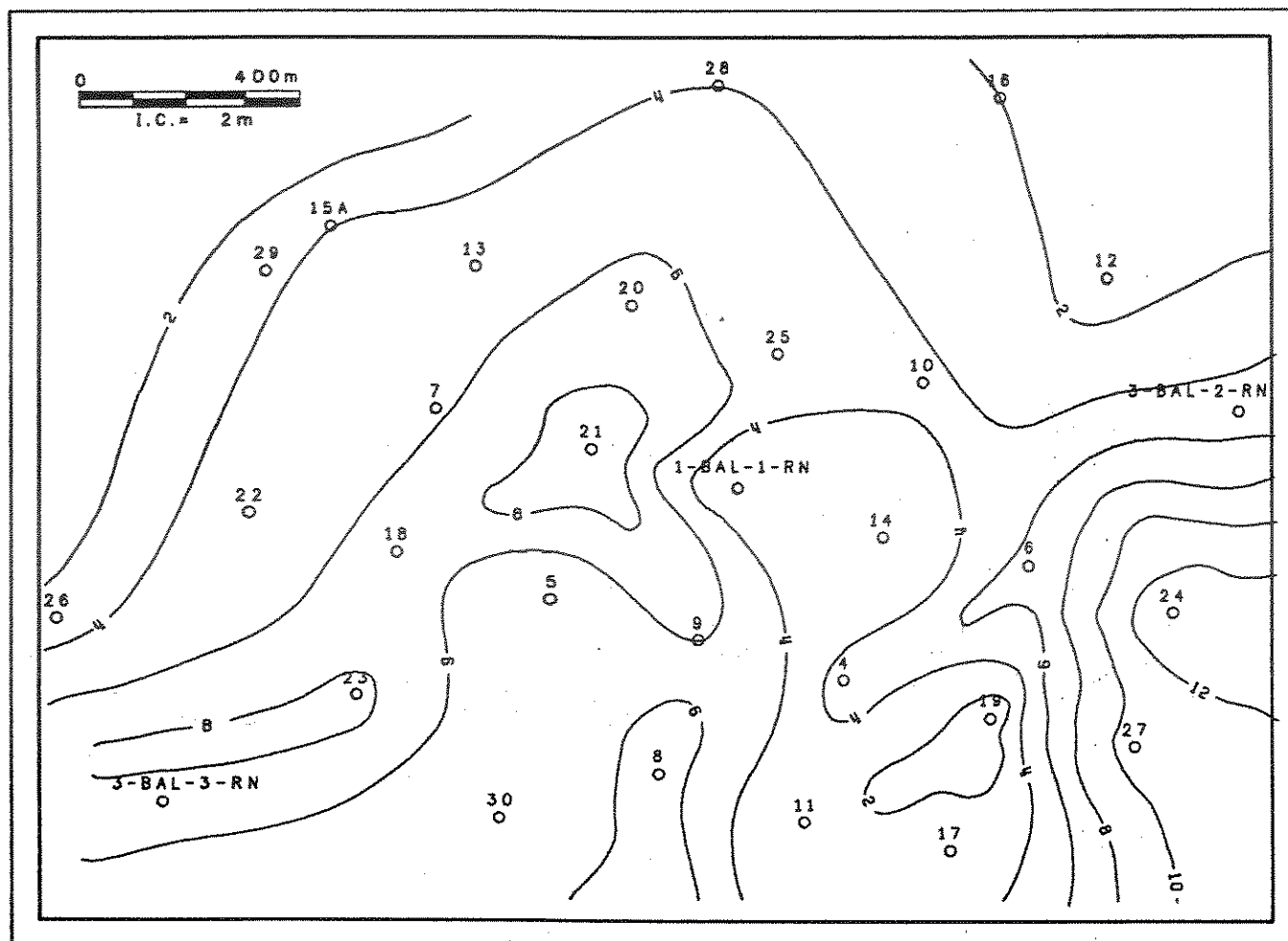


Fig. 5.3 - Mapa de isólitos de folhelho da seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

5.3.2 - Mapas de Variabilidade Vertical

Os mapas de variabilidade vertical mostram a posição relativa ou a distribuição vertical dos tipos litológicos presentes na seção estudada. São por definição "mapas faciológicos que dão a variação em área na posição relativa ou localização de tipos de rochas dentro de uma unidade estratigráfica" (Krumbein and Libby, 1957). Os mapas de isópacas ou razão indicam as quantidades relativas ou

CAP 5. Mapas faciológicos - Um instrumento de representação de variabilidades

absolutas das litologias presentes na seção estratigráfica, mas nada dizem sobre a maneira como estas litologias estão distribuídas verticalmente. Por exemplo, uma seção contendo corpos delgados e disseminados não será distingüida de outra com estratos discretos e espessos.

Os mapas de variabilidade vertical podem ser expressos de várias maneiras. Na maioria se relacionam ao número de camadas presentes na seção ou a feições relacionadas às próprias camadas como a espessura média (Krumbein & Sloss, 1951; Krumbein & Nagel, 1953; Forgotson, 1954). Para tentar expressar relações de posição das camadas, autores como Krumbein & Libby (1957) usam a noção de momento (denominado *Método dos Momentos*) para transformar estas relações em variáveis contínuas. O primeiro momento fornece a posição média das camadas medidas a partir do topo da unidade correspondente ao Centro de Gravidade, que pode ser expresso de modo relativo como a percentagem da distância do centro de gravidade ao topo da seção. O segundo momento mede a dispersão das camadas em torno de sua posição média (desvio padrão).

A figura 5.4 exemplifica a maneira como o programa RAZÃO calculou a posição média do centro de gravidade dos arenitos. Foi lido, a partir dos perfis elétricos, a posição de cada arenito ou corpo poroso dentro do intervalo em estudo. A seguir, foi estabelecida a distância do centro de cada arenito ao topo da unidade que é uma camada-chave(Marco BAL) de extensão ao longo do campo.

Ao multiplicar-se a distância de cada arenito ao topo da seção(d_i) pela espessura de cada camada (e_i) obteve-se o momento de primeira ordem (M_i) :

$$M_i = d_i \cdot e_i$$

CAP 5. Mapas faciológicos - Um instrumento de representação de variabilidades

A distância do centro de gravidade foi então dada por :

$$CG = \sum M_i / \sum e_i$$

Para se expressar esta distância em valores relativos dividiu-se esta distância(**CG**) pela espessura total da seção (e_i) e multiplicou-se o resultado por 100. Este valor em percentagem foi tomado em relação ao topo da zona Mossoró II, equivalendo -se a dizer que baixos valores implica num centro de gravidade próximo ao topo. O mapa da figura 5.5 foi obtido plotando-se os valores relativos do centro de gravidade (em %) em cada poço traçando-se então linhas de contorno com intervalo de 5%.

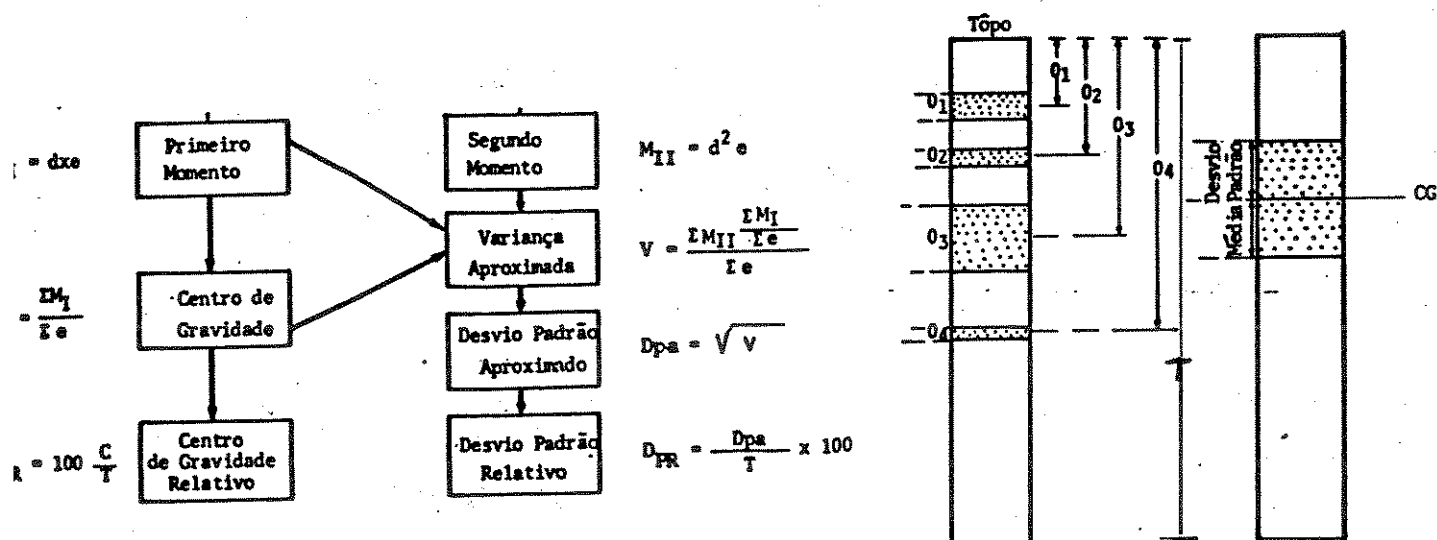


Fig.5. 4 - Formulação para o cálculo dos momentos e representação esquemática num perfil vertical (in Ribeiro, 1980)

CAP 5. Mapas faciológicos - Um instrumento de representação de variabilidades

Os mapas de centro de gravidade fornecem a posição média dos arenitos em relação ao topo da seção, porém não indicam se esses arenitos estão concentrados numa determinada posição ou se estão dispersos ao longo da seção. O controle do mapa da distância do centro de gravidade é feito pela espessura das camadas individuais, implicando que um conjunto de corpos de areias dispostos simetricamente podem ter o mesmo valor que um só arenito espesso (Ribeiro, 1980). O mapa de desvio padrão se proporia a fornecer o modo como se acham dispersos os arenitos dentro da seção. O calculo do desvio padrão é dado por:

$$dp^2 = \frac{\sum d_i^2 e_i - CG^2}{\sum e_i}$$

onde ,

d_p = desvio padrão

d_i = distância do centro do corpo de cada areia ao topo da seção.

e_i = espessura de cada corpo de arenito

CG= distância do Centro de Gravidade ao topo da seção.

Do mesmo modo que o centro de gravidade relativo, pode-se calcular a posição relativa do desvio padrão multiplicando-se o d_p por 100 e dividindo-se o resultado pela espessura total da seção considerada (e_t). O desvio padrão adicionado ou subtraído à posição média do C.G. resulta num intervalo que contém cerca de 2/3

CAP 5. Mapas faciológicos - Um instrumento de representação de variabilidades

dos arenitos presentes na seção. Baixos valores de desvio padrão indicam maior concentração de areia, valores altos acusam grande dispersão em torno do centro de gravidade (Ribeiro, 1980).

Esta metodologia de cálculo dos dados para a confecção dos mapas de variabilidade vertical bem como os mapas descritivos da geometria externa ou texturais, usadas pelo programa RAZÃO, foi obtida dos trabalhos de Krumbein & Loss (1951), Krumbein & Nagel (1953), Forgotson (1954), Krumbein & Libby (1957) e Ribeiro (1980).

5.4 - Interpretação dos mapas

Ao se analisar o mapa do Centro de Gravidade relativo (Fig. 5. 5) vemos que na porção central e uma área que se estende para Norte/NE, o centro de gravidade das areias está a 35-45% do topo da seção; e decresce até 60-69% do topo no sentido oeste. Na direção Sul/SE, ocorre analogamente uma diminuição do centro de gravidade tanto a Sul quanto a ESE, voltando a aumentar de valor no sentido ENE.

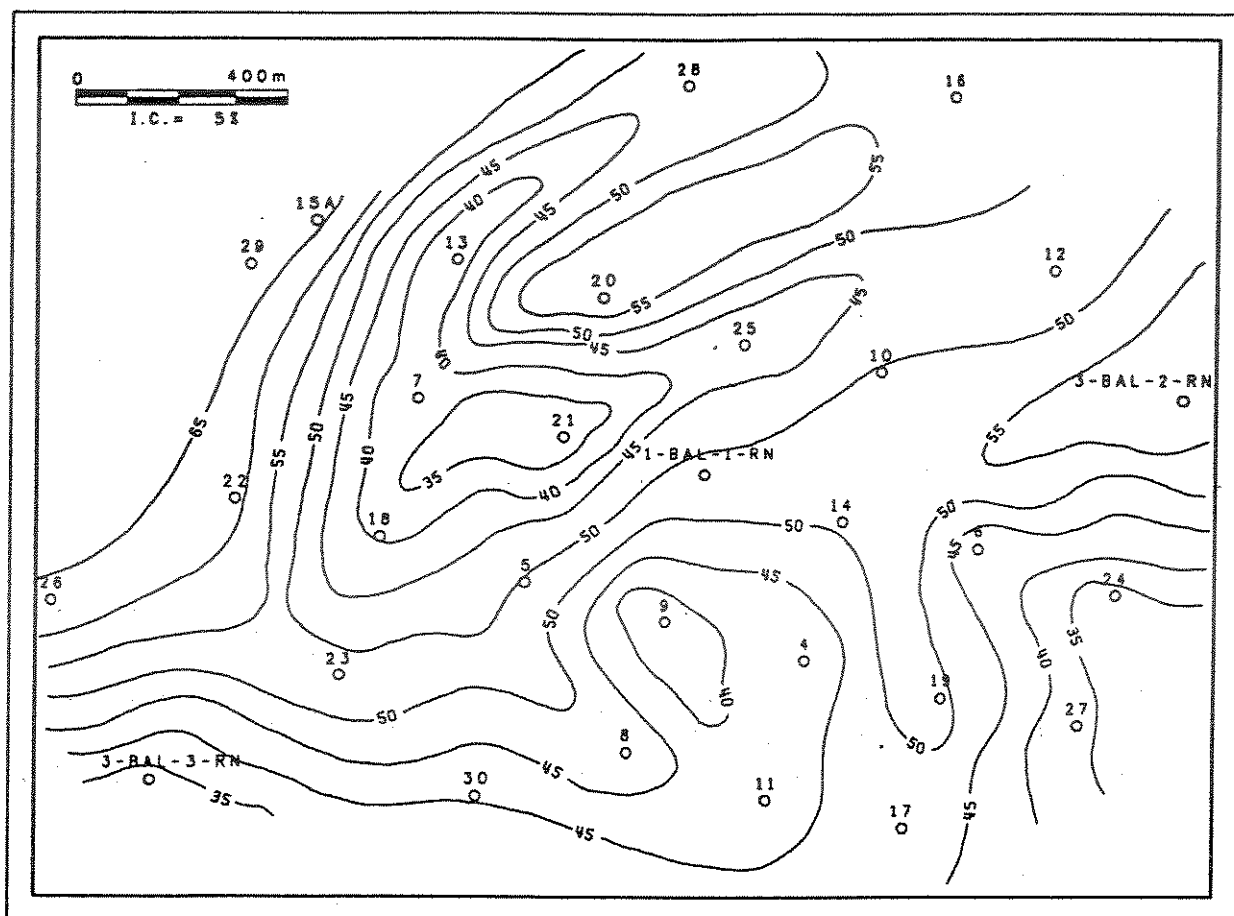


Fig. 5.5 - Mapa de centro de gravidade de arenitos, relativo ao topo da seção estudada.

Observando-se o mapa de espessura de arenitos porosos (Fig.5. 1), nota-se que na porção central alinhada à Norte/NE há um gradativo adelgaçamento das areias, significando que as areias do topo da seqüência são mais persistentes e controlam a posição do centro de gravidade. Este raciocínio é válido para as outras porções do campo, ou seja, o centro de gravidade mais próximo do topo coincide com a menor espessura de areia (destacando-se a área do Bal - 23, em que há um espessamento das areias coincidindo com um centro de gravidade a 50-60% distante do topo da zona).

CAP 5. Mapas faciológicos - Um instrumento de representação de variabilidades

O mapa do número de camadas de folhelhos (Fig. 5.6) com espessuras menores ou iguais a 1 metro mostra variações na qualidade do reservatório. Na porção central do mapa, alinhado segundo NE/SW, ocorre um maior número de camadas de folhelho, coincidindo com os valores de 45-50% do centro de gravidade relativo. Isto implica que os valores de centro de gravidade abaixo de 50% são devidos a um espessamento dos arenitos superiores. Na porção oeste do campo o número de camadas de folhelho é pequeno, enquanto o centro de gravidade é maior, implicando necessariamente num desenvolvimento de arenitos na base da seção.

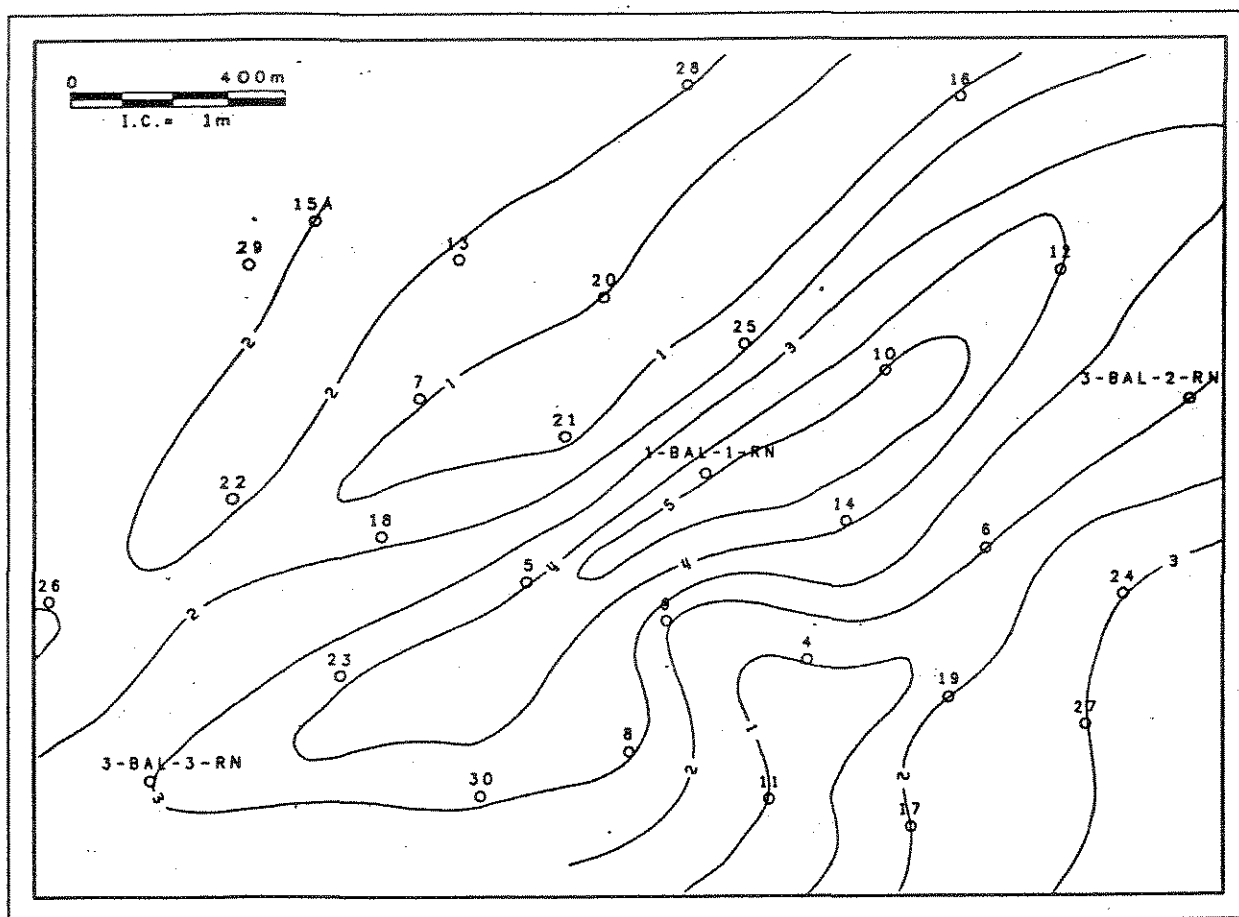


Fig. 5.6 - Mapa de número de camadas de folhelho mais espessos que 1 metro, para a seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

O desvio padrão é por definição "aquele intervalo que ao ser adicionado ou subtraído do centro de gravidade contém em média cerca de dois terços dos corpos de areia ou zonas porosas em uma unidade estratigráfica" (Krumbein & Libby, 1957). Portanto, o mapa de dispersão média ou mapa de desvio padrão descreverá como se distribuem os corpos de areias em torno do centro de gravidade. Os desvios padrões das areias no intervalo correspondente a Zona Mossoró II estão na figura 5. 7, sendo os desvios padrões expressos em percentagem, obtidos ao se dividir o valor do desvio padrão pela espessura total do intervalo. As areias compreendidas pela linha de contorno maior ou igual a 27% no mapa de desvio padrão relativo indicam que a maior parte das areias ficam dentro de aproximadamente um terço(27%) do intervalo estratigráfico e que a depender da posição do centro de gravidade se concentrarão na parte superior ou inferior da seção. Comparando-se este mapa com o mapa de distribuição relativa do centro de gravidade (Fig. 5.4) vemos que há uma dispersão pequena das areias (<21%) na porção oeste e leste do mapa coincidente com áreas de valores altos do centro de gravidade. Há um gradiente de desvio padrão que tende a aumentar para o centro do mapa, implicando que as areias que antes se achavam concentradas na base da seção (centro de gravidade menor ou igual a 55%) se espalham mais na porção central tendendo a se distribuir mais em toda a unidade. Esta área compreende a região com maior número de camadas de folhelhos (Fig.5.6), o que ocasiona uma maior mistura dos corpos de areias da seção.

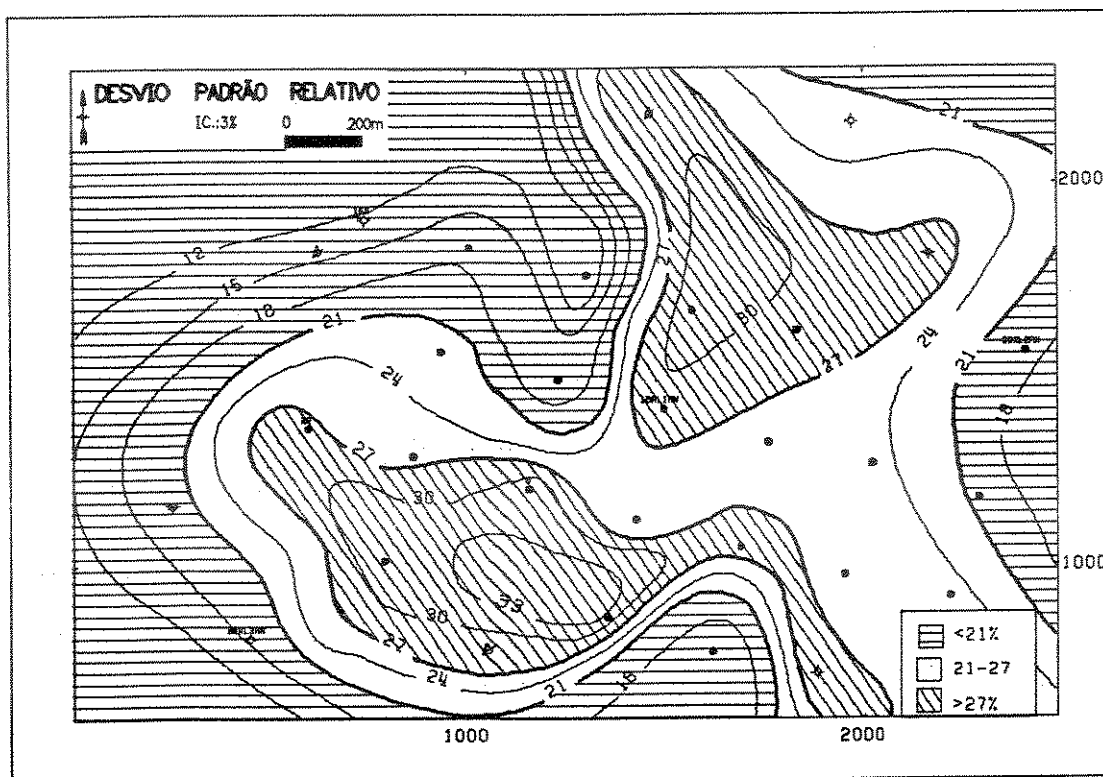


Fig. 5.7 - Mapa de desvio padrão dos arenitos da seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

O mapa de variância aproximada (Fig. 5. 8) pode dar informações a respeito do grau de "mistura" dos corpos de areias com os de folhelho . Variância maior implica que as areias estão mais espalhadas e, portanto, suscetíveis às maiores heterogeneidades verticais, já que contém mais intercalações de níveis de folhelho. Os maiores valores situam-se na porção sudoeste do campo (área dos poços BAL- 23 e BAL-18). Observa-se também que na porção central do campo, mais especificamente na área dos poços BAL-21 e BAL- 20, as maiores espessuras de folhelho (Fig. 5.3) correspondem à fácies selante com maior continuidade vertical, ou seja, com menores intercalações com as fácies reservatório.

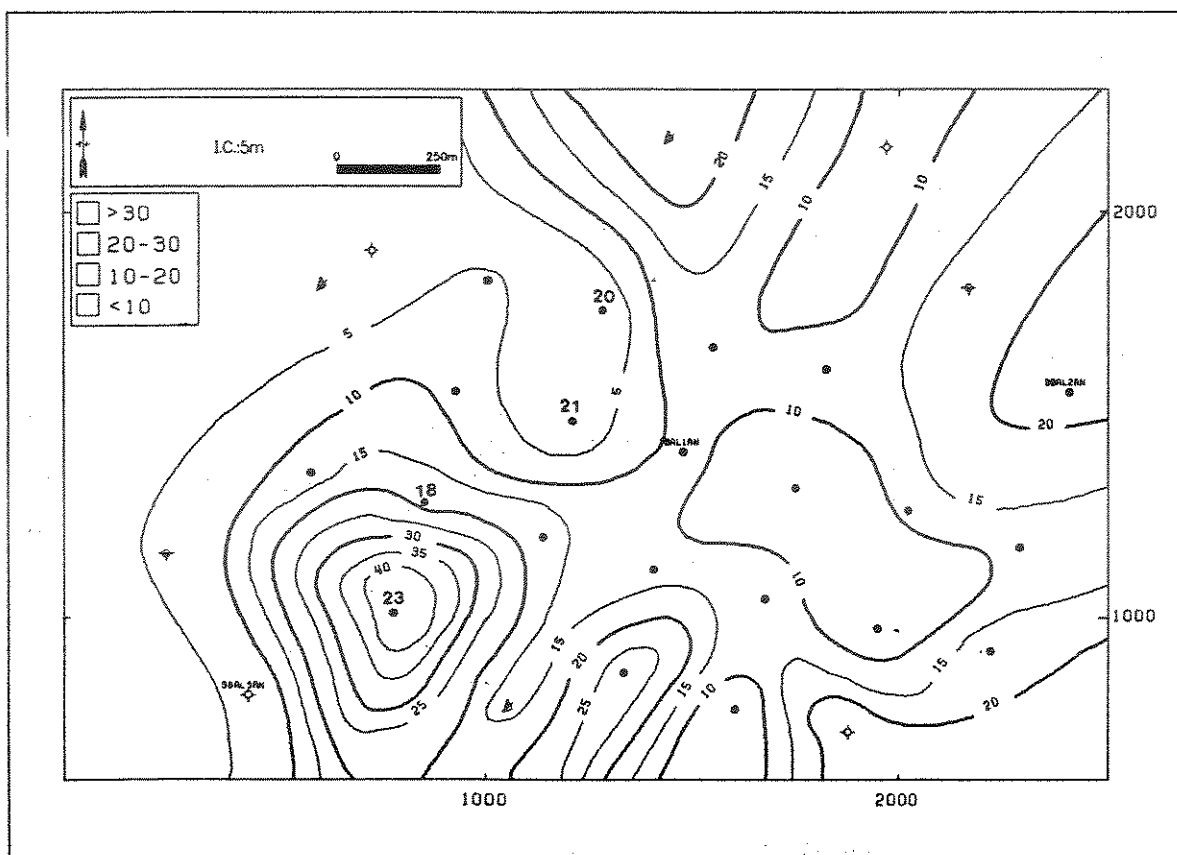


Fig. 5.8 - Mapa de variância aproximada dos arenitos da seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

A figura 5.9 representa um mapa de configuração da distribuição vertical das areias na zona Mossoró II, obtido da superposição dos mapas de desvio padrão e do centro de gravidade. Os intervalos relativos aos desvios padrões menores que 27% e centro de gravidade menor ou igual a 45% ou centro de gravidade maior ou igual a 55%, respectivamente, significam que as areias encontram-se mais concentradas no topo ou na base da seção. Obviamente valores intermediários com baixo desvio padrão implicam uma concentração de areia no meio da seção. Por outro lado, valores de desvio padrão muito altos indicam muitas intercalações de arenitos ao longo de toda

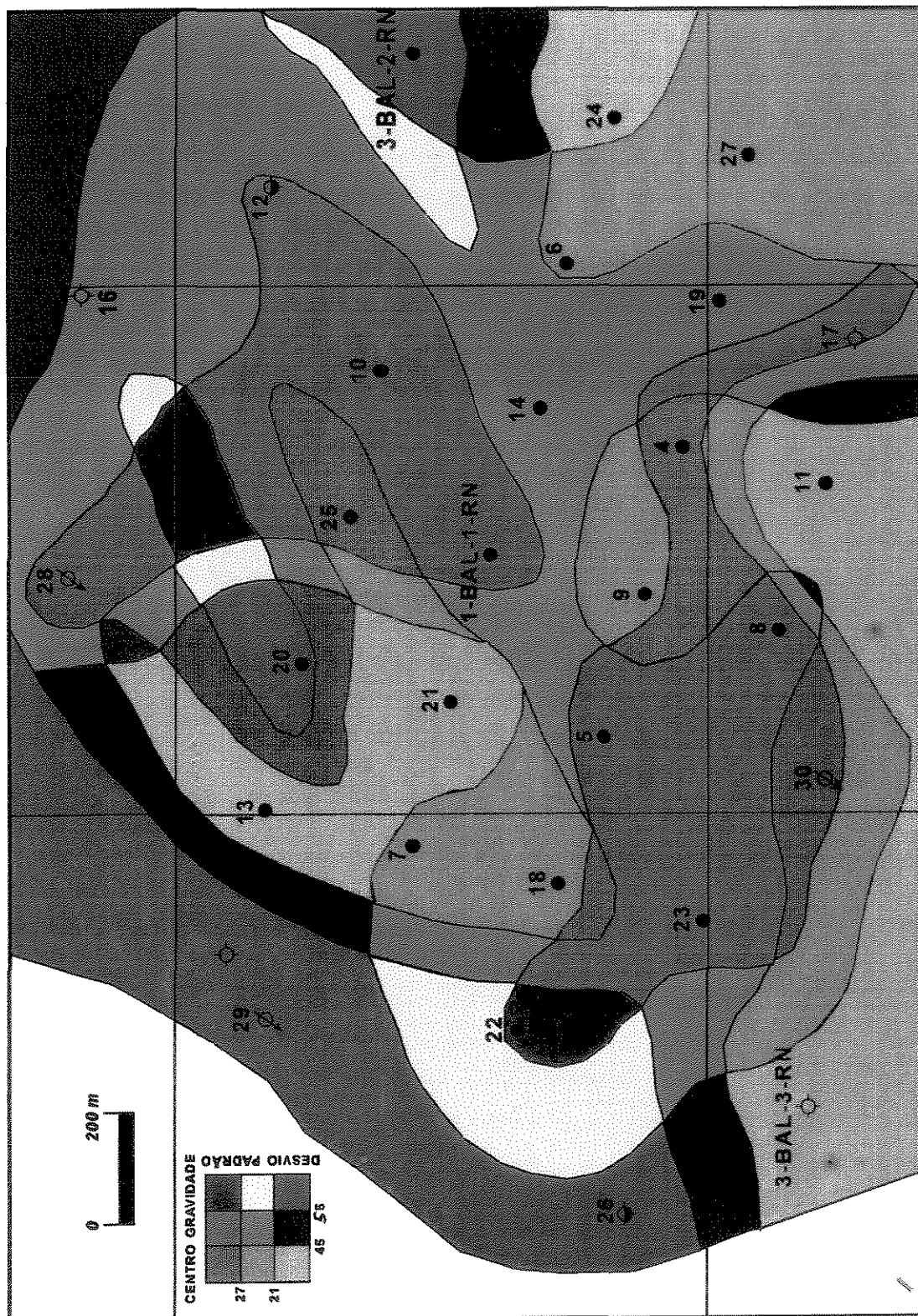


Fig. 5.9 - Mapa de distribuição vertical dos arenitos na seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

CAP 5. Mapas faciológicos - Um instrumento de representação de variabilidades

a seção. Existe um gradiente de concentração de areias na base da zona passando para o topo, no sentido NW-SE, até a porção central do campo. A quantidade de cores presentes no mapa mostra que as areias se interligam verticalmente.

5.4 - Conclusão:

Os mapas aqui discutidos forneceram informações sobre a distribuição em área dos elementos estratigráficos que controlam a qualidade dos reservatórios em estudo. Foi destacado a influência das camadas de folhelho intercaladas com os arenitos e sua distribuição vertical, usando-se para isto os dados condicionantes dos poços. Os dados de poços transformados em variáveis contínuas, usando-se a Teoria dos Momentos, permitiu que se fizesse esse mapeamento. A seção em estudo (espessura máxima de 21 metros) inclui a modelagem de um intervalo de rocha depositado entre dois marcos regionais: a base do marco Bal correspondendo ao topo do intervalo, e o topo do marco I, correspondendo a base.

Com este mapeamento não se objetivava elaborar uma evolução ambiental da seção sedimentar em estudo, mesmo porque ela abrange uma espessura total muito pequena: mas tinha-se como meta, definir a distribuição dos corpos de arenitos e folhelhos, suas relações comprimento/ largura (mesmo aparentes) e alinhamentos preferenciais. Estes elementos ajudarão a compor a modelagem geoestatística, além de servirem como referência para a validação dos algoritmos da simulação estocástica.

CAPÍTULO 6

A MODELAGEM GEOESTATÍSTICA

A diferença na quantidade de informação obtida reside não tanto no valor da inferência como na qualidade da observação. O importante é descobrir o que se deve observar... (EDGAR ALLAN POE).

6.1- Introdução

O mundo real tem sido uma preocupação do homem desde os primórdios da civilização. Os primeiros filósofos e estudiosos na tentativa de simplificar as observações rotineiras do mundo criavam os sistemas- com a esperança de se obter previsões a partir deles. Até o século XVII estas previsões eram calcadas em especulações filosóficas usando o método dedutivo - a obtenção de resultados a partir de hipóteses. A "filosofia científica " criada por Francis Bacon em 1620 introduziu o método indutivo em que as hipóteses ou conclusões retiradas de um sistema real investigado devem ser coerentes com as observações dos fatos (Bettini, 1989). Nas últimas décadas a estratégia de modelagem tem sido sistematizada e faz parte da Teoria de Sistema (Gazzetta et ali, 1986).

Modelos são sistemas artificiais criados para representar o mundo real. Através de modelos o ser humano é capaz de transformar uma realidade complexa e aproximá-la para variáveis capazes de serem manejadas e tratadas adequadamente. De forma figurativa, podemos exemplificar a modelagem ao tentarmos calcular a área da figura abaixo em que " aproximamos" a realidade para uma forma que tem representação matemática (modelo) e desse modo podemos calcular o seu valor.

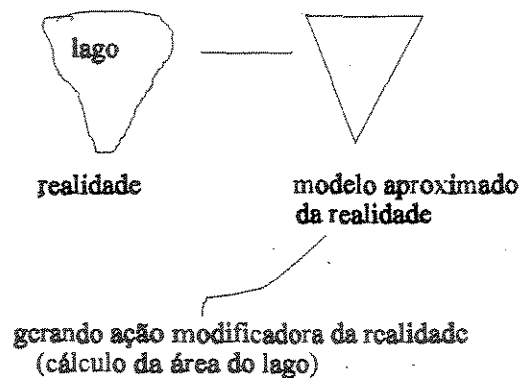


Fig. 6.1- Exemplo do uso de modelos para gerar uma ação : cálculo da área de um lago por aproximação com uma figura geométrica.

O Método Científico que faz parte da Teoria dos Sistemas compreende 4 etapas (Naylor et ali, 1971) : (1) extrair do mundo real uma amostragem em geral incompleta para montar um sistema; (2) formulações de hipóteses ou modelos matemáticos que estejam de acordo com os fatos observados - etapa indutiva responsável pela organização dos conceitos e conhecimentos aprendidos sobre o assunto em estudo; (3) predição do sistema real a partir das soluções matemáticas e/ou hipóteses obtidas na etapa 2 (etapa dedutiva); (4) validação do modelo confrontando-se a previsão obtida com a solução do modelo e o mundo real. Estas etapas compõem um processo recursivo até que se considere ter atingido uma previsão satisfatória do comportamento do sistema em estudo.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

A observação do mundo real é a base da geologia. É através da descrição dos processos atuais que se infere sobre o passado e torna possível o uso sistemático de modelos- os chamados modelos geológicos. A geologia tida como uma ciência descritiva, poderia se imaginar que o uso da estatística e matemática teria um valor limitado. Em parte isto é verdade na medida em que a geologia não é tão rigorosamente exata como por exemplo os cálculos estruturais em Engenharia Civil. No entanto, sendo ela uma ciência lógica, a grande maioria das observações geológicas podem ser codificadas ou quantificadas de modo sistemático, e os processos geológicos descritos e modelados (Robinson,1982). A utilização das facilidades computacionais nos permite manipular uma grande quantidade de dados geológicos de maneira mais rápida e precisa, quantificando e transformando matematicamente as informações, condensando-as e reorganizando-as, e fornecendo como resultado um dado novo, simples e muito mais efetivo. É prudente considerar o uso desse produto final não como respostas mágicas ou místicas, mas como um resultado ótimo desde que se compreenda e conheça os dados usados pelo computador e o processo que converte esses dados num produto final. Aqui reside a importância do papel do geólogo na medida em que ele conhecendo os fenômenos geológicos consegue interpretar os resultados matemáticos /estatísticos obtidos com a quantificação dos parâmetros geológicos.

6.2 - Aspectos do modelo

O modelo aqui elaborado terá características tri-dimensionais, representando um pacote rochoso depositado em um sistema fluvial meandrante fino, em planície de

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

inundação regionalmente extensa, com oscilações contínuas de pelitos e arenitos médios / finos. Constitui-se num processo contínuo de sedimentação em forma de "fining-upward" com interrupção do ciclo por estaqueamento dos corpos arenosos.

O arquivo de dados que comporá o modelo é o resultado da análise discriminante (após a discretização da rocha / ajustada com os perfis e conseqüente classificação das eletrofácies e o reconhecimento destas nos poços não-testemunhados) classificando o tipo de eletrofácies em cada ponto lido de 20 em 20 centímetros , em 28 poços espaçados irregularmente (Fig. 6.2).

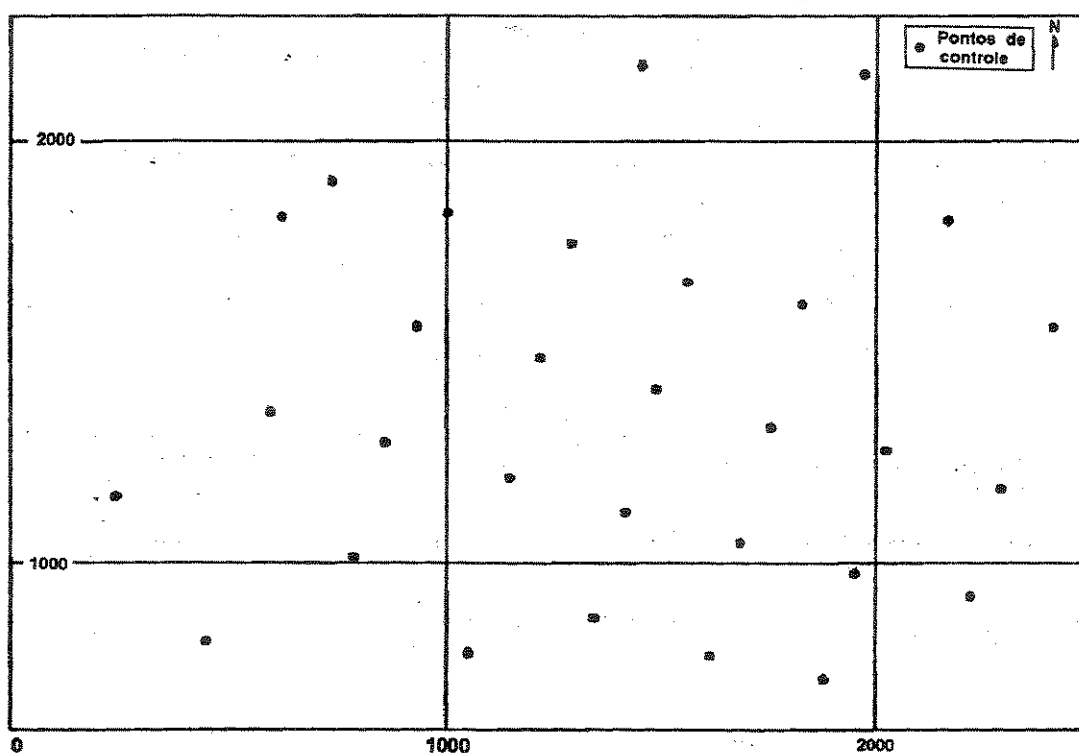


fig. 6.2 - Distribuição irregular dos poços condicionantes.

O pacote estudado - denominado zona mossoró II, é limitado no topo e na base pelos marcos estratigráficos regionais marco Bal e marco I (Figs. 4.8 e 4.9).

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

A simulação estocástica das eletrofácies deve ser desenvolvida considerando coordenadas estratigráficas ao invés de coordenadas cartesianas, de modo a assegurar que a medida de continuidade espacial horizontal se refere a geometria das camadas e não a uma elevação vertical constante. Desta forma, as coordenadas cartesianas foram transformadas em coordenadas estratigráficas. O modelo usado para fazer esta transformação foi o de condensação (Journel & Gómez-Hernández, 1989; Almeida, 1993) admitindo-se que a deposição do pacote tenha sido contínua sem discordâncias geológicas efetivas, embora seja possível ocorrer pequenos hiatos de sedimentação (Fig. 6.3).

Esta transformação é dada por (Almeida, 1993):

$$z' = \frac{z - \text{base}(x,y)}{\text{espessura}(x,y)} \quad (6.1)$$

onde,

z' = coordenada estratigráfica

Z = coordenada cartesiana

$\text{base}(x,y)$ = profundidade da base do pacote

$\text{espessura}(x,y) = \text{topo}(x,y) - \text{base}(x,y)$

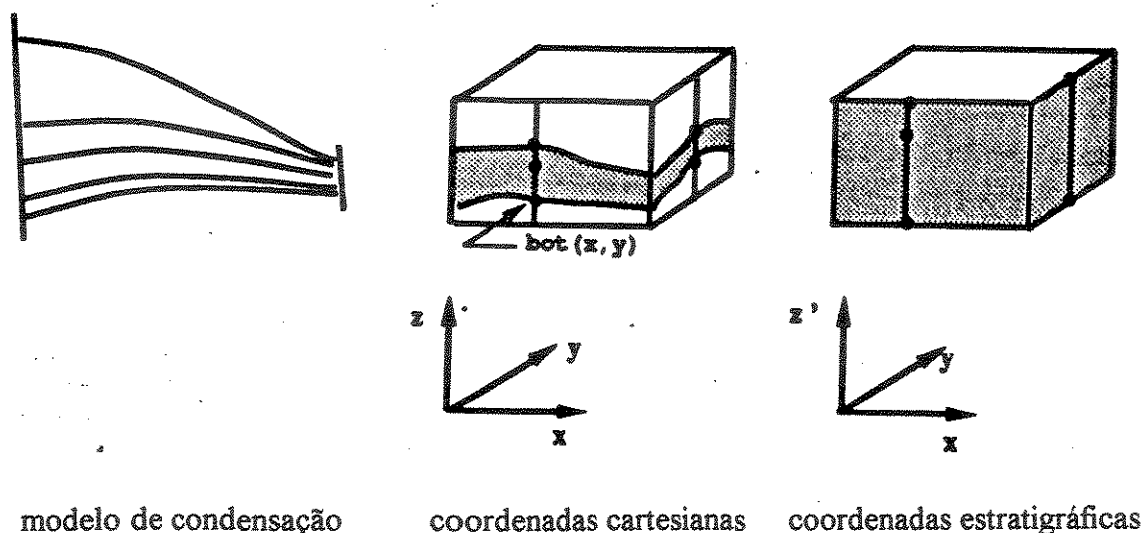


Figura 6.3- Transformação de coordenadas estratigráficas num modelo de condensação (Almeida, 1993).

A área simulada considera uma malha regular de 100x68x20 células com dimensões de 25x25 m no sentido horizontal (x, y) e 0.05 unidades na vertical (em coordenadas estratigráficas onde um 'layer' corresponde a 5% do intervalo considerado). O sistema de malhas não sofreu rotação o que significa dizer que sua orientação coincide com o norte geográfico.

6.3 - Mapas estruturais

O mapa estrutural da base e do topo da zona Mossoró II foi obtido usando-se krigagem com modelo de tendência (algoritmo KTB3D da biblioteca do GSLIB-versão 1.2) num grid mais amplo de 10x10 celas, onde cada cela tem dimensão de 30x30 m. O mapa estrutural do topo está representado na figura 6.4 e mostra uma estrutura dômica suave na área do campo.

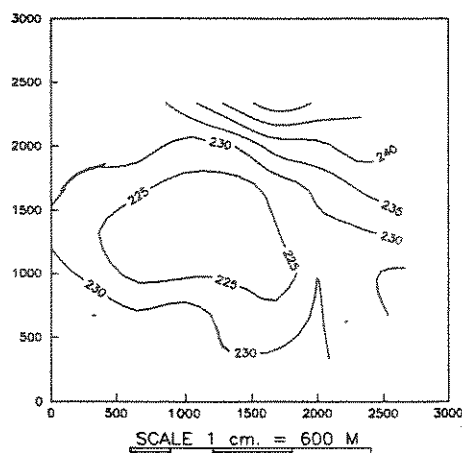


Fig. 6.4 - Mapa estrutural do topo da zona Mossoró II obtido por krigagem

6.4 - Métodos geoestatísticos

O limite do uso da Estatística clássica em Geologia está baseada no fato de que as hipóteses levantadas pelos conceitos estatísticos são muito restritas enquanto os fenômenos geológicos possuem alta complexidade: multidimensionalidades, anisotropias, tendências e correlações espaciais. Matheron (1970) assegura que os "fenômenos geológicos apresentam simultaneamente um aspecto estrutural e um aleatório. Do ponto de vista epistemológico é sempre possível considerar um fenômeno (geológico) como uma realização de uma Variável Regionalizada (função aleatória)".

O fundamento da Geoestatística está ligado à teoria de Variável Regionalizada - uma função que varia de um lugar ao outro no espaço com certa aparência de continuidade (Matheron, 1962). São variáveis cujos valores estão relacionados com a posição espacial que ocupam, e já que podem tomar valores diferentes em diferentes lugares de observações demonstram uma certa independência de um lugar ao outro (Guerra, 1988). As variáveis regionalizadas têm características

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

qualitativas tais como : localização, continuidade e anisotropia que estão ligadas ao fenômeno natural que elas representam. A variável regionalizada atua num espaço geométrico em que foi definida e onde será estudado sua variação. Este campo geométrico não é arbitrário e deverá obedecer certas condições de homogeneidade física. A continuidade se refere a flutuações entre os valores das amostras vizinhas e reflete o grau de dependência entre os dados. A anisotropia estuda direções privilegiadas onde os valores variem muito pouco em contraste com direções em que esta variação é muito grande. A continuidade e anisotropia do fenômeno é estudada num suporte geométrico correspondente ao volume sobre o qual a variável regionalizada foi definida e calculada (Guerra, 1988).

O variograma é definido como a medida do grau de dissimilaridade das amostras na proporção que a distância entre as observações aumenta. O variograma, é portanto uma função que expressa a variabilidade de uma dada propriedade entre dois pontos separados de uma distância h , em função desta distância h . A expressão que o define é:

$$2\gamma(h) = \frac{1}{n(h)} \sum_{i=1}^{n(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \quad (6.2)$$

onde ,

$Z(x_i)$ é o valor da variável no ponto x_i

$Z(x_i+h)$ é o valor da variável no ponto (x_i+h)

$n(h)$ é o número de pares separados por uma distância h

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

Como o variograma é um função crescente de h justificado pelo fato de que "os valores tomados entre dois pontos são mais diferentes em média quanto mais afastados estão um do outro" (Guerra, 1988), ele reflete a zona de influência entre os pontos. Esta noção faz com que o variograma possa representar as características estruturais de uma variável regionalizada.

A rigor, o variograma é definido como $2\gamma(h)$ o que faz com que seja introduzido o conceito de semi-variograma para se definir $\gamma(h)$. De maneira simplificada, a notação variograma e semivariograma serão usadas como sinônimo neste trabalho.

6.5 - Análise estrutural dos dados

Nesta etapa objetivava-se a variografia das variáveis categóricas : EFAC1 (eletrofácies 1), EFAC2 (eletrofácies 2) e EFAC3 (eletrofácies 3) de modo a descrever a continuidade espacial dos corpos geológicos. Considerando simplifcadamente que as eletrofácies 1 e 2 correspondem às fácies arenosas e a eletrofácies 3 ao folhelho, foram realizados variogramas experimentais em várias direções, totalizando 180 graus com direções variando de 5 em 5 graus para as três variáveis categóricas e determinada as suas direções de maior e menor anisotropia.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

São os seguintes parâmetros que descrevem um variograma: : o **alcance** - é a distância no variograma a partir da qual as amostras se tornam espacialmente independentes; o **patamar ("sill")** - é o valor do variograma correspondente ao seu alcance. Reflete a dispersão própria

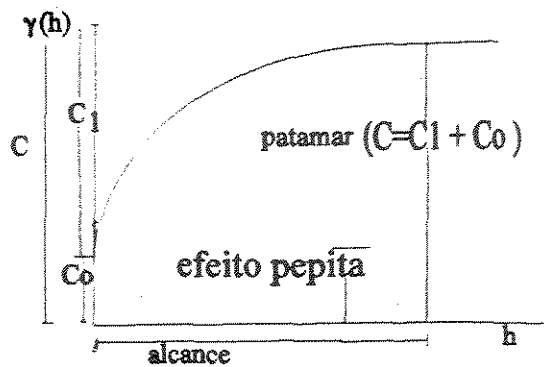


Fig. 6.5 - Elementos do semivariograma

(variância) da variável para distâncias superiores ao alcance ($C = C_1 + C_0$); **efeito pepita ("nugget effect")** - é a cota do ponto onde o variograma corta o eixo das ordenadas. Reflete microestruturas ou variabilidades de pequena escala não captadas pela amostragem. Reflete também erros relacionados à amostragem do fenômeno. Royle(1979) considera que quando o efeito pepita relativo ($e = C_0/C$) é menor que 0,15 a componente aleatória do fenômeno é pequena. No caso em estudo o efeito pepita relativo é 0,08 o que equivale a dizer que a amostragem tem representatividade.

6.5.1 - Variogramas verticais

Os semivariogramas verticais experimentais das três variáveis categóricas mostram um comportamento contínuo próximo a origem, porém com algum efeito pepita(Fig. 6.6). As variáveis 1 e 3 têm verticalmente uma continuidade relativa maior do que a variável 2 correspondendo a um alcance efetivo de 0,13 unidades para a variável 2 e 0,30 unidades para a variável 1 e 3. . Este comportamento é bem evidenciado nas seções geológicas (Figs. 4.8 e 4.9) em que as areias

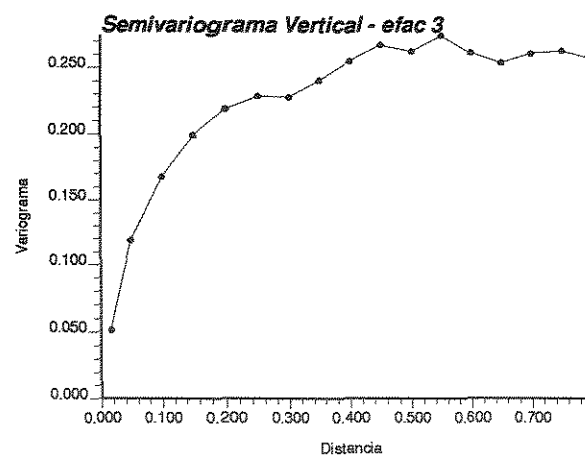
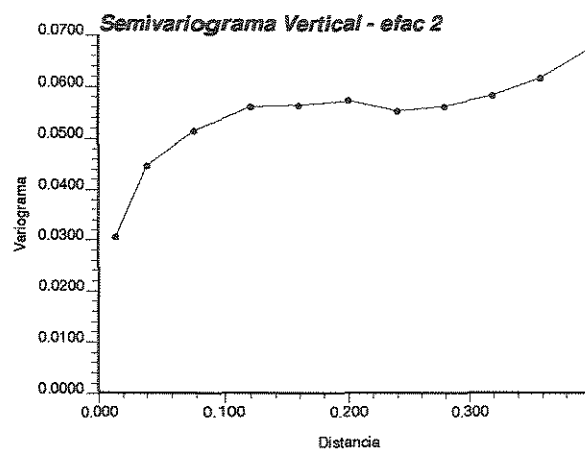
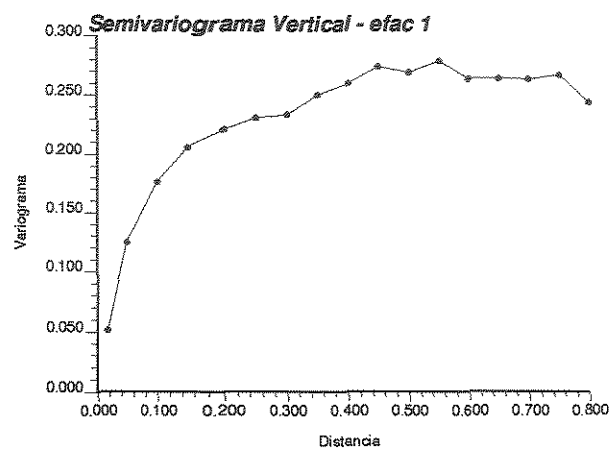


Fig. 6.6 - Semivariogramas experimentais verticais.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

correspondentes à eletrofácies 1 (EFAC 1) são mais contínuas verticalmente que as areias da eletrofácies 2 (EFAC 2) que são mais erráticas. Os folhelhos (EFAC 3) também possuem maior continuidade vertical que as areias da EFAC 2. Esta "discontinuidade" vertical da EFAC 2 se relaciona também à origem destas areias de rompimento de diques de extravasamento (*crevasse splay*) que é um fenômeno mais instantâneo e ocasional que o suprimento principal alimentador de areias de um sistema fluvial (correspondente à EFAC 1) ou por sedimentos da planície de inundação de um rio (EFAC 3).

O patamar dos semivariogramas verticais para as variáveis 1 e 3 apresentam valores semelhantes (em torno de 0,23) enquanto que para a variável 2 o patamar registrado é 0,053. Os semivariogramas verticais também não apresentam *efeito buraco* indicando que é coerente tratar o pacote da zona mossoró II como um só fenômeno, ou seja não estamos misturando registros sedimentares distintos de ambientes distintos.

6.5.2 - Variogramas horizontais

Como é comum nos campos de petróleo a malha de perfurações dos poços - ou seja, a distância horizontal entre as amostras é em geral bem espaçada o que torna difícil a obtenção de variogramas com boa resolução vertical na direção horizontal (Figs. 6.7, 6.8 e 6.9) . Neste estudo a distância média entre os poços é de 283 metros (apenas dois poços distam 147 metros entre si) o que significa uma dificuldade em captar estruturação menor que esta distância. Após a variografia em várias direções (cobrindo 180 graus com semivariogramas direcionais de 5 em 5

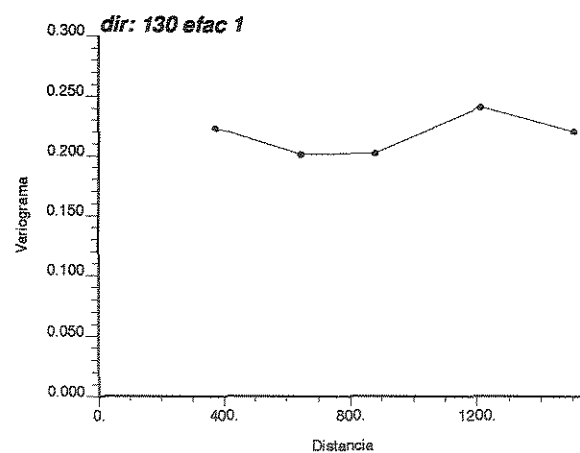
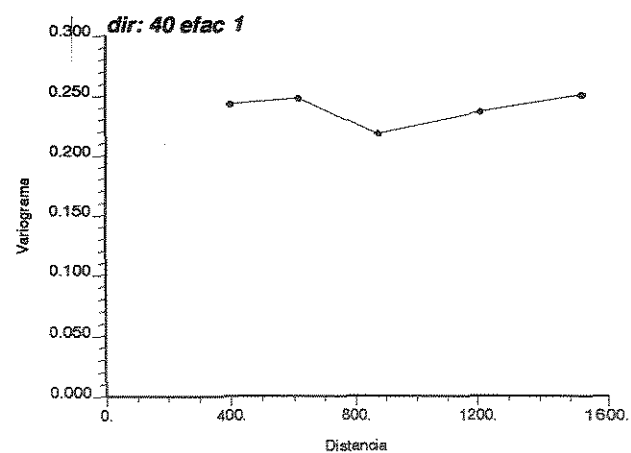
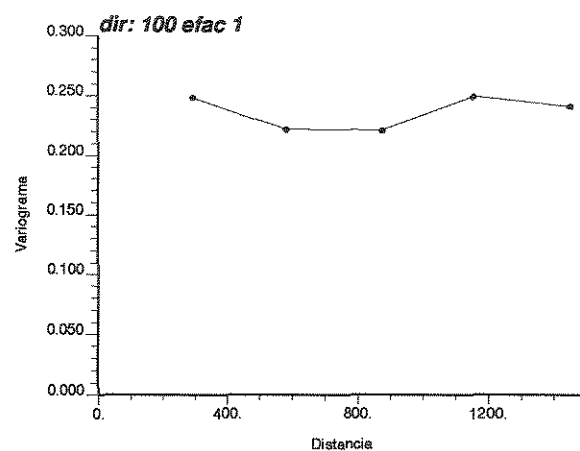
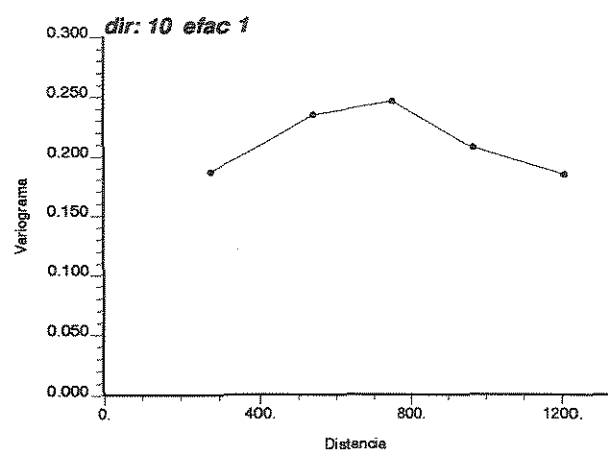
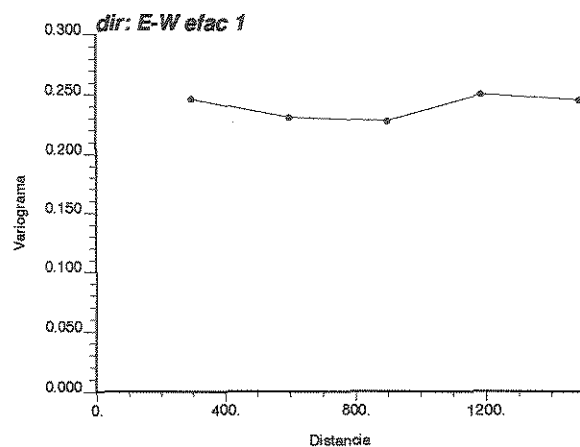
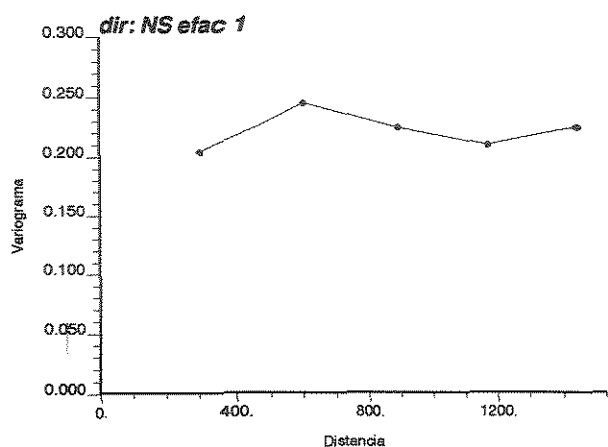


Fig. 6.7 - Semivariogramas experimentais horizontais EFAC1.

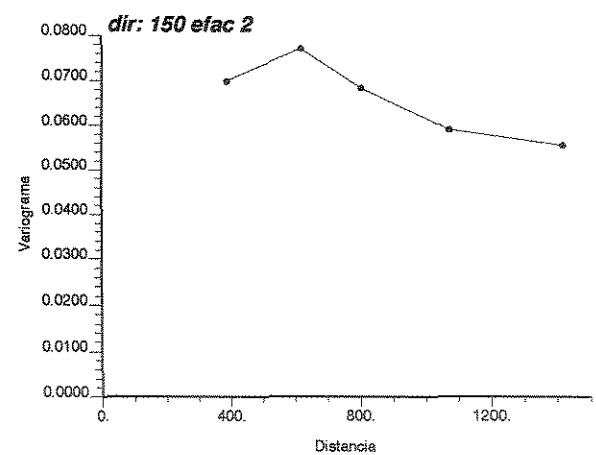
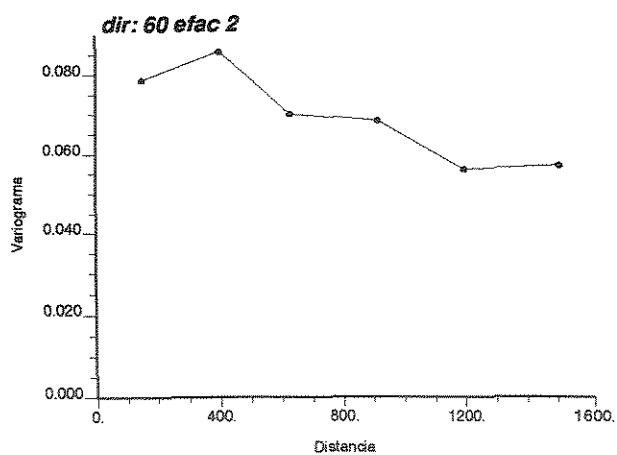
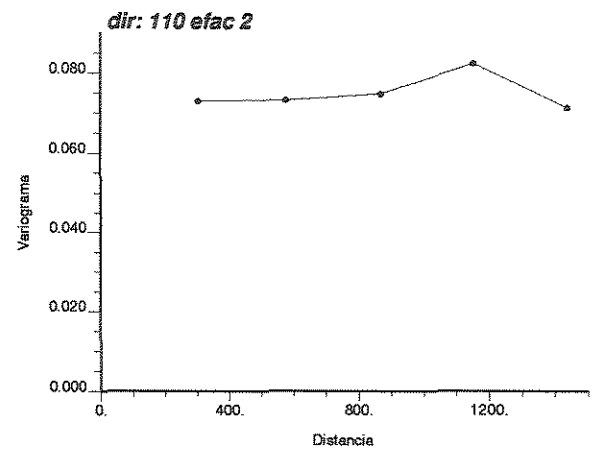
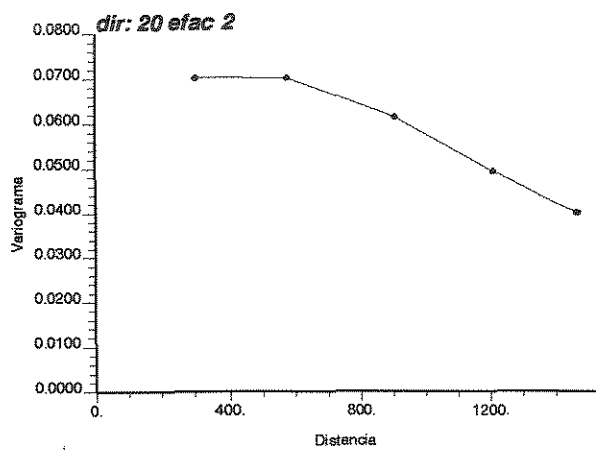
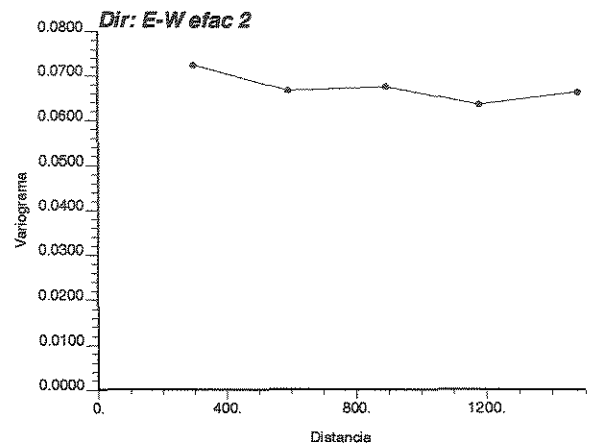
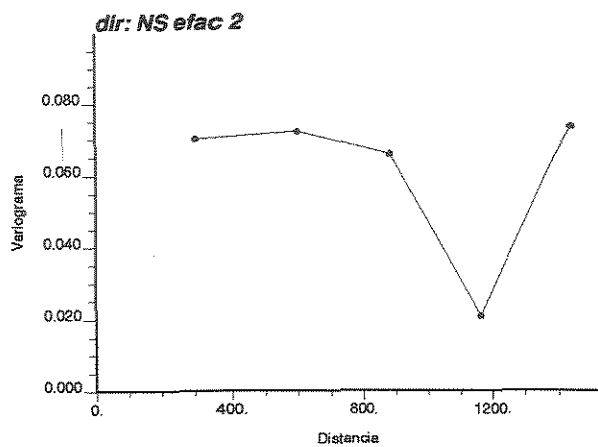


Fig. 6.8 - Semivariogramas experimentais horizontais EFAC2.

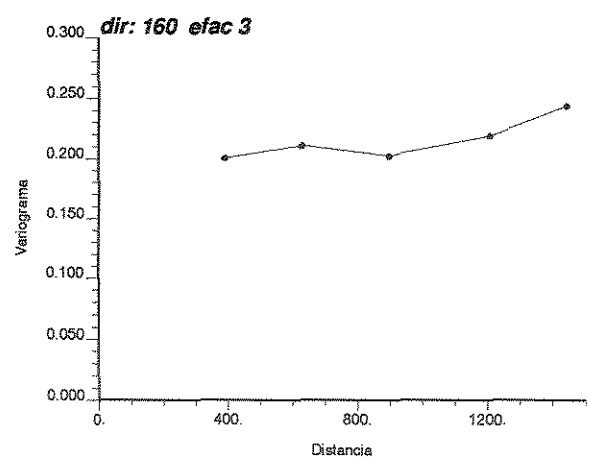
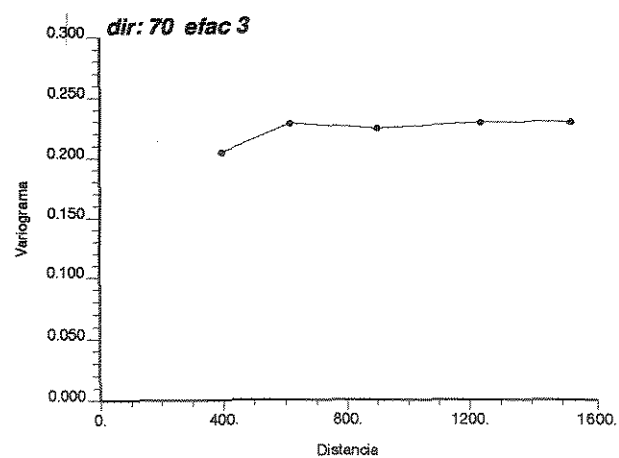
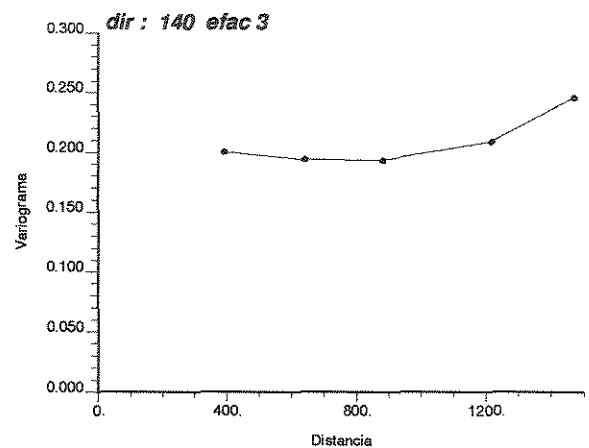
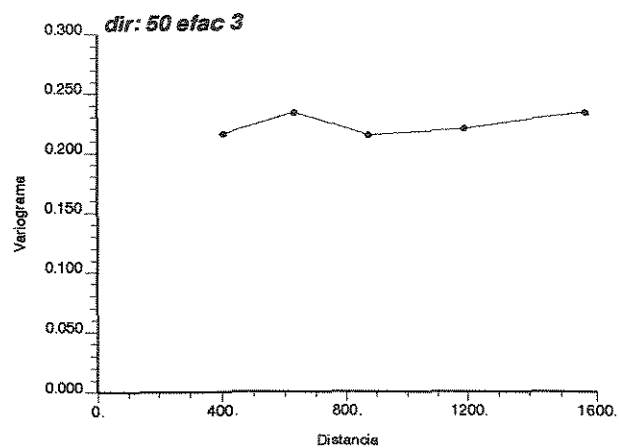
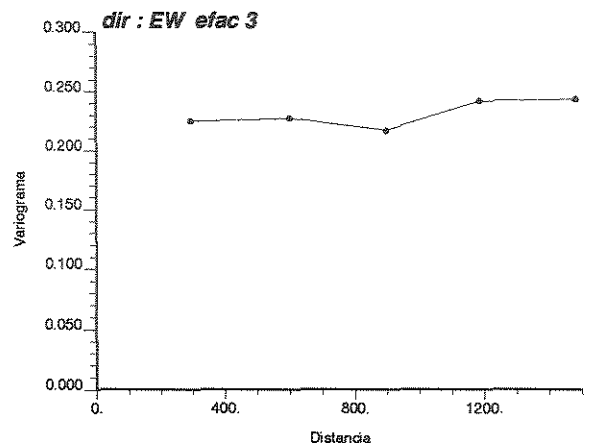
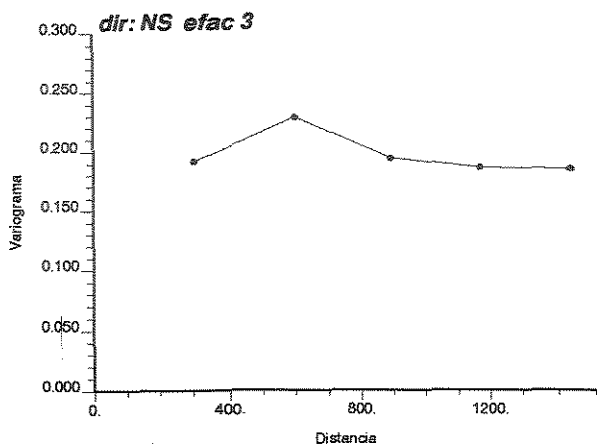


Fig. 6.9 - Semivariogramas experimentais horizontais EFAC3.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

graus) com tentativas de se obter semivariogramas experimentais bem comportados, decidiu-se buscar controles para se ajustar os modelos variográficos teóricos aos dados experimentais que fossem coerentes com o modelo geológico até agora estudado. No capítulo anterior foi mapeada a distribuição vertical das variáveis categóricas culminando com o mapa de variabilidade vertical que nos forneceu as heterogeneidades verticais relativas a estas variáveis. Nesta fase do trabalho foi utilizado os resultados obtidos com os mapas estratigráficos aliado às seções geológicas bem como os mapas de proporção vertical das variáveis categóricas que foram confeccionados para representar as curvas de isoproporção das eletrofácies 1, 2 e 3, correspondendo às figuras 6.10, 6.11 e 6.12 respectivamente. Estes mapas mostram alguma orientação das direções de maior e menor continuidade dos corpos. Por exemplo, nos mapas das variáveis categóricas correspondentes às eletrofácies mais arenosas (EFAC 1 e 2) vemos estruturas arredondadas ou quase- arredondadas. Isto está coerente com o modelo geológico em que os ciclos fluviais incompletos geraram corpos arenosos coalescentes, perdendo o caráter anisotrópico de deposição mostrando mais uma vez que estamos lidando com um vale fluvial deposicional extenso. As direções preferenciais de anisotropia nestes dois mapas são pequenas e estão orientadas no sentido aproximado N-S e E-W (com desvios de mais ou menos 20 graus). No mapa da eletrofácies 3 (Fig. 6.12) vemos uma anisotropia maior com estruturas mais alongadas no sentido N70E obtida também pelos mapas de número de camadas de folhelho (Fig. 5.6) coincidente com a variografia exhaustiva e corroborada pelas seções geológicas (Figs. 4.8 e 4.9).

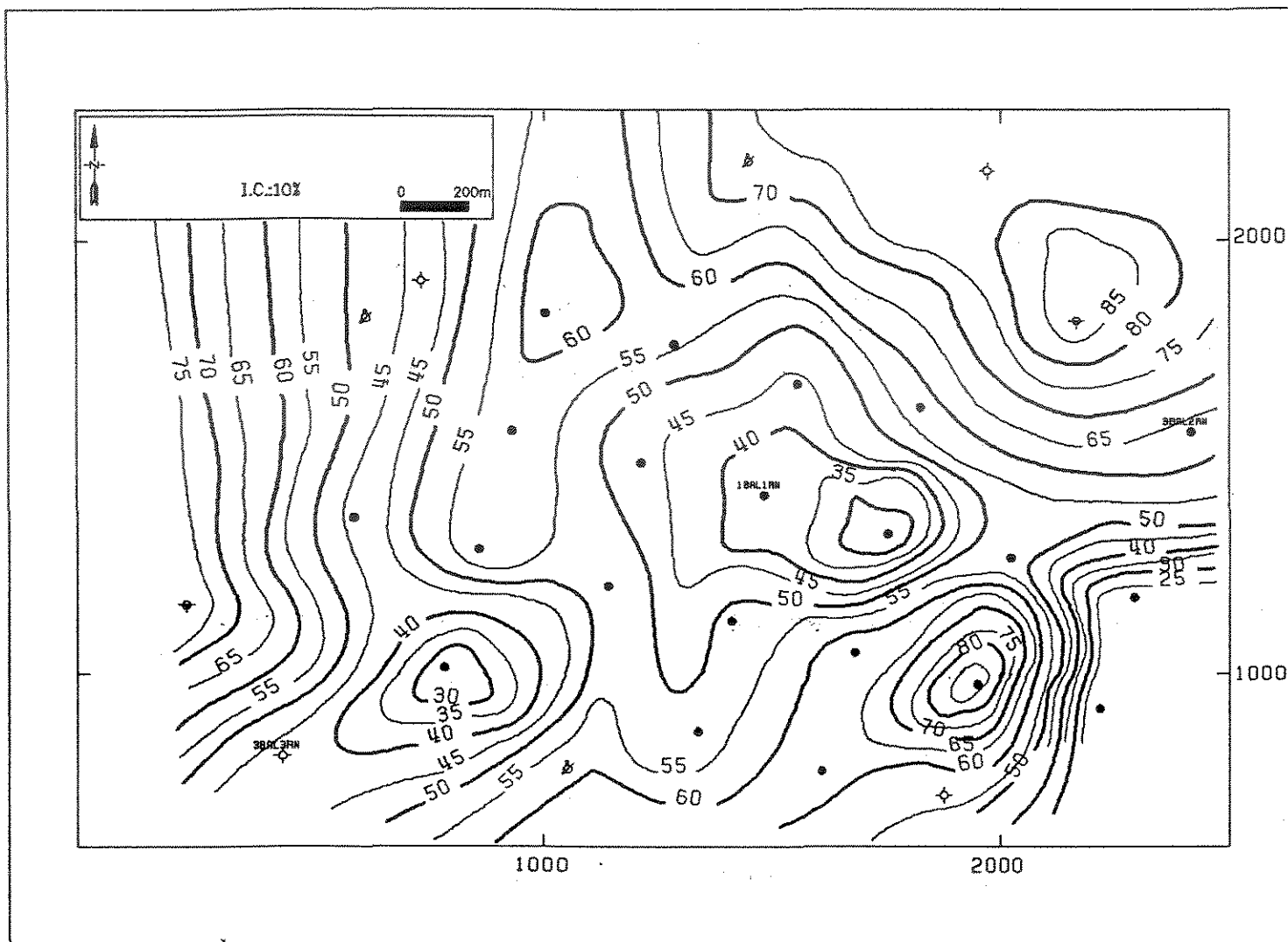


Fig. 6.10 - Mapa de isoproporção da eletrofácies 1 na seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

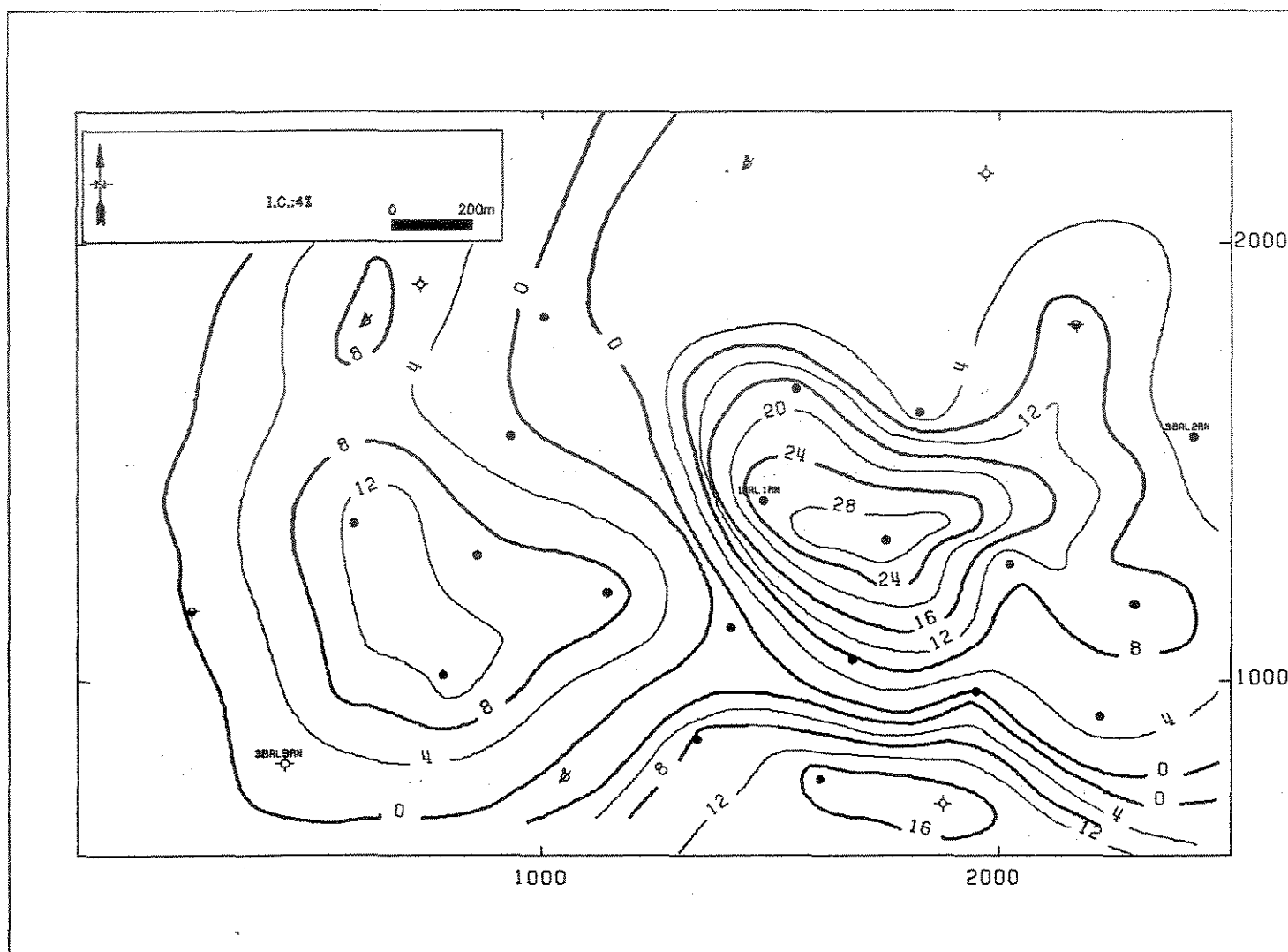


Fig. 6.11 - Mapa de isoproporção da eletrofácies 2 na seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

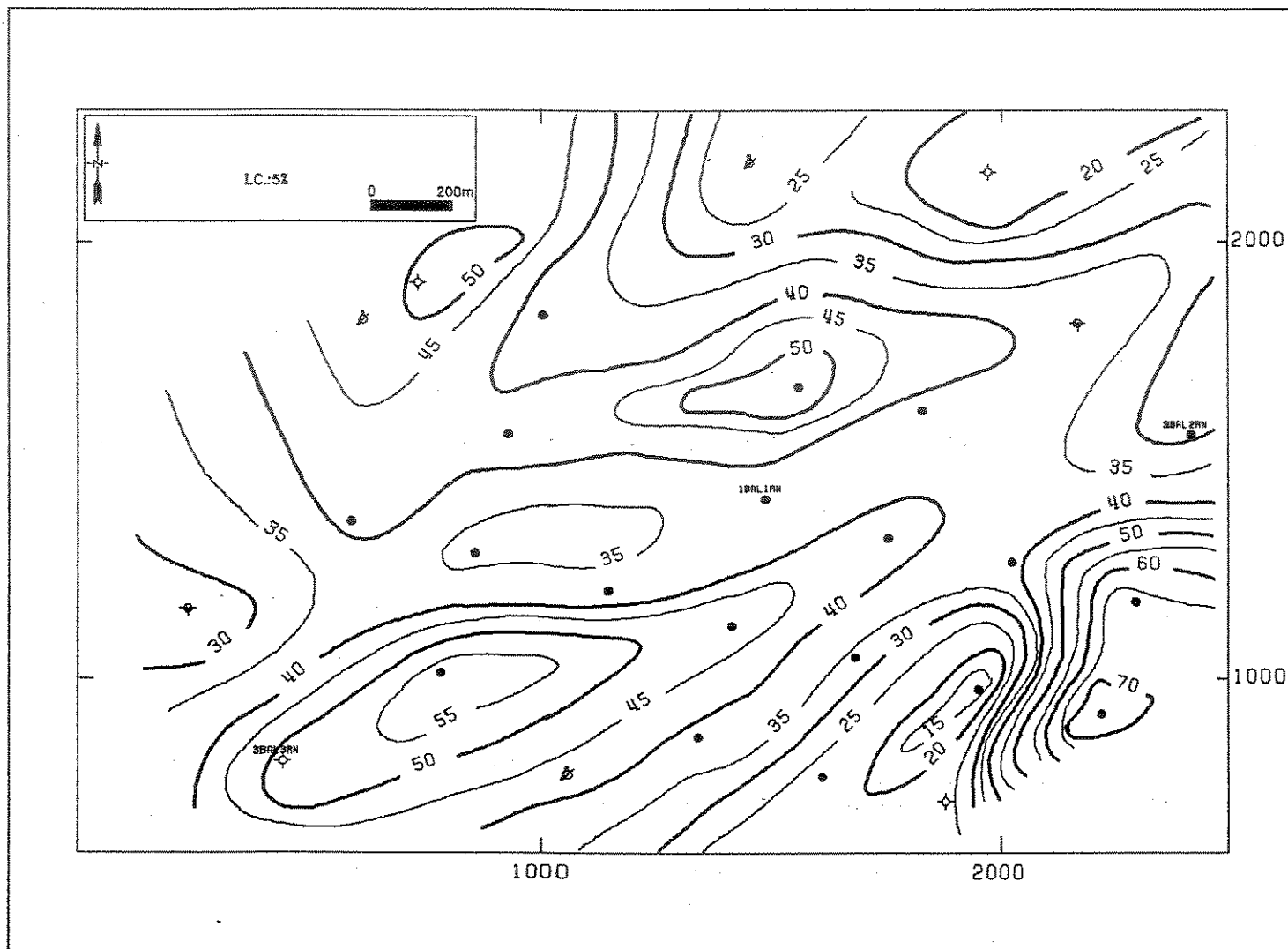


Fig. 6.12 - Mapa de isoproporção da eletrofácies 3 na seção sedimentar entre os marcos BAL e I.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

6.5.3 - Ajuste teórico dos variogramas

As figuras 6.13 , 6.14 e 6.15 mostram os modelos teóricos ajustados para representar o fenômeno deposicional das eletrofácies 1, 2 e 3 com os pontos dos semivariogramas experimentais. O ajuste dos modelos levou em conta o conhecimento a interpretação geológica dos dados .

O modelo variográfico para a EFAC 1 apresentou:

$$\gamma_1(h_x, h_y, h_z) = 0,02 + 0,23 \exp \sqrt{\left(\frac{h_x}{300}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{600}\right)^2 + \left(\frac{h_z}{0,30}\right)^2} \quad (6.3)$$

É um modelo anisotrópico, com um efeito pepita de 2%, com alcance vertical de 0,30 unidades e, 600 metros na direção N-S e 300 metros na direção E-W.

Para a EFAC 2 o modelo teórico ajustado foi:

$$\begin{aligned} \gamma_1(h_x, h_y, h_z) = & 0,02 + 0,014 \exp \sqrt{\left(\frac{h_x}{250}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{188}\right)^2 + \left(\frac{h_z}{\infty}\right)^2} \\ & + 0,038 \exp \sqrt{\left(\frac{h_x}{250}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{188}\right)^2 + \left(\frac{h_z}{0,13}\right)^2} \end{aligned} \quad (6.4)$$

Este modelo propõe um efeito pepita de 2%, alcances de 250 metros e 188 metros nas direções horizontais e 0,13 unidades na vertical , com uma pequena anisotropia zonal no plano horizontal .

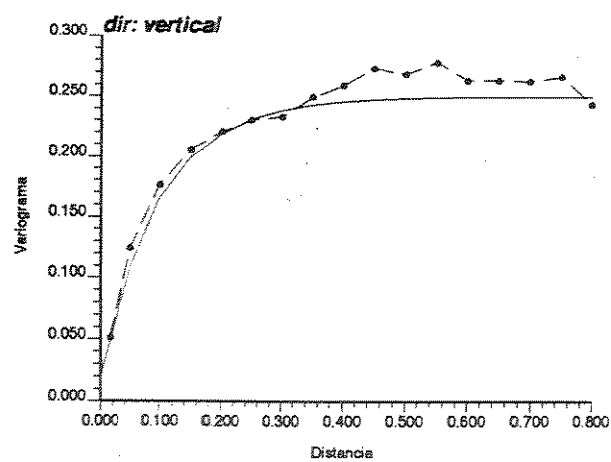
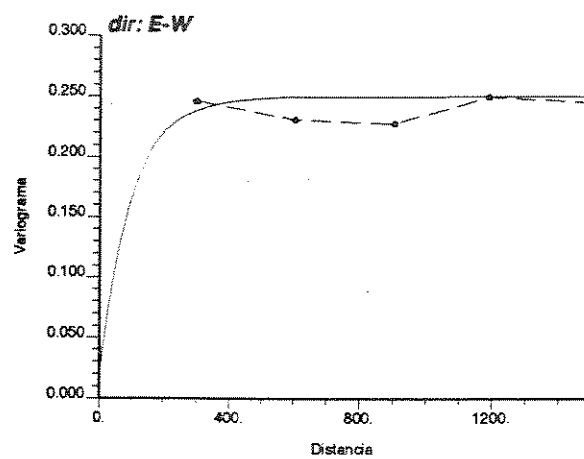
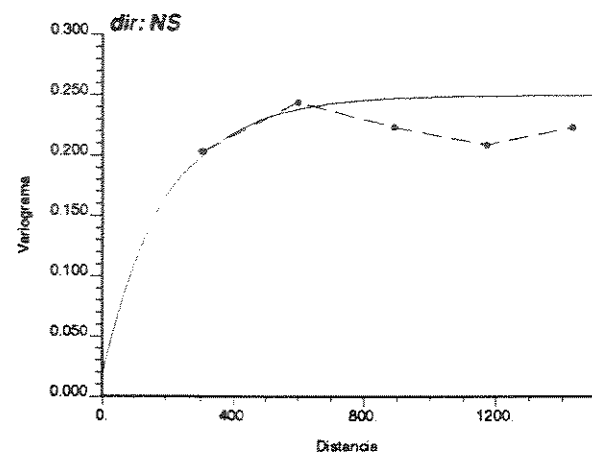


Fig. 6. 13 -Modelos variográficos e variogramas experimentais horizontais EFAC1.

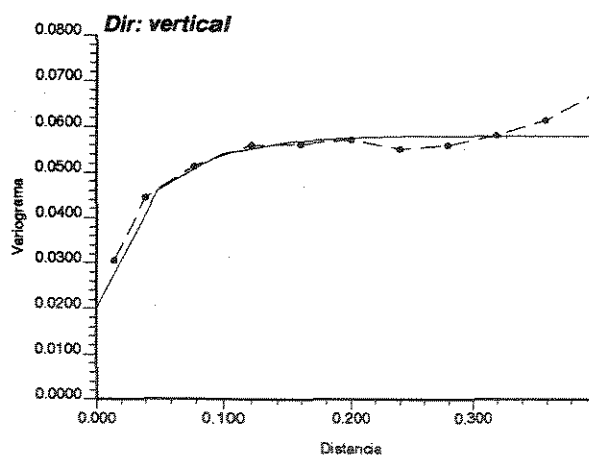
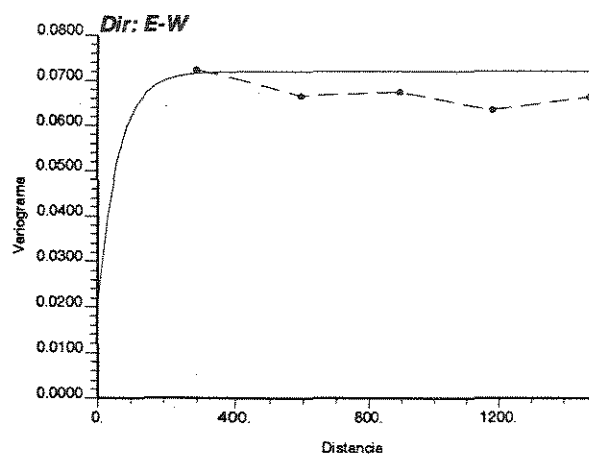
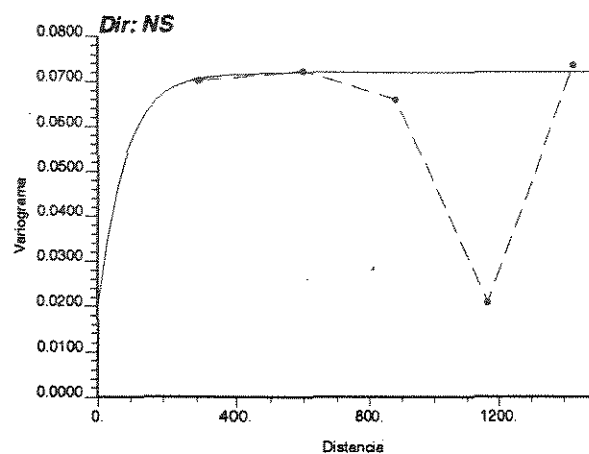


Fig. 6. 14 -Modelos variográficos e variogramas experimentais horizontais EFAC2.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

O modelo ajustado para a EFAC 3 foi:

$$\begin{aligned} \gamma_1(h_x, h_y, h_z) = & 0,03 + 0,179 \exp \sqrt{\left(\frac{h_x}{855}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{214}\right)^2 + \left(\frac{h_z}{0,3}\right)^2} \\ & + 0,04 \exp \sqrt{\left(\frac{h_x}{600}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{\infty}\right)^2 + \left(\frac{h_z}{0,3}\right)^2} \end{aligned} \quad (6.5)$$

Este modelo teórico prevê um efeito pepita de 3%, um alcance de 855 e 600 metros na direção N70E, e 214 metros na direção N160; sendo que na vertical o alcance é igual a 0,3 unidades.

Foi observado neste modelamento a presença de anisotropia geométrica, significando que temos alcances diferentes nas diferentes direções. Isto é corroborado pelos mapas de isoproporção que mostram estruturas de tamanhos diferentes. A anisotropia zonal ou seja diferentes patamares em diferentes direções está presente nos modelos ajustados para EFAC2 e EFAC3, porém ausente no modelo ajustado para a EFAC1.

Convém salientar que o alcance vertical das eletrofácies 1 e 3 sendo iguais a 0,3 unidades, equivale a 30% dos *layers*, ou seja, dos 20 *layers* do sistema de malha o alcance vertical atinge 6 deles; isto ocorre porque estamos trabalhando em coordenadas estratigráficas. Em termos numéricos um *layer* poderá variar de espessura desde 4 até 21 metros, tendo uma espessura média em torno de 13 metros.

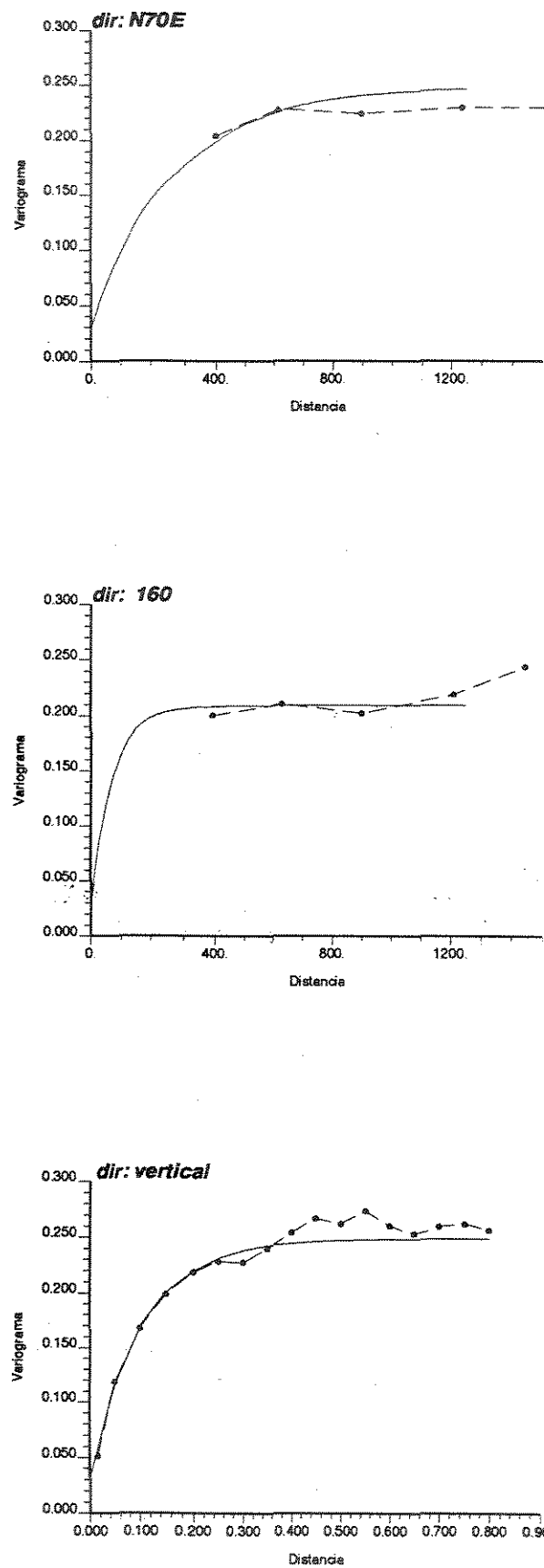


Fig. 6. 15 - Modelos variográficos e variogramas experimentais horizontais EFAC3.

6.5.4 - Relações anisotrópicas ou relações de dimensão

Uma das relações importantes na caracterização espacial de um fenômeno é a razão entre as dimensões vertical /horizontal (largura/comprimento) dos corpos e dimensões na direção de menor e maior direção de orientação dos corpos , capazes de fornecer elementos para se compor um modelo tridimensional. A caracterização ou a constatação destes elementos deverá ter correspondência no modelo variográfico.

(a) relações de dimensão vertical / horizontal

Usando-se as seções geológicas bidimensionais (Figs. 4.8 e 4.9) obteve-se para a eletrofácies 1 uma relação de 1:375 correspondendo a razão entre a dimensão vertical e a dimensão na direção NE-SW. Para a eletrofácies 2 os corpos medidos têm razão de 1: 280 metros em seção de direção NW/SE. A EFAC 3 tem razões de comprimento/ largura de 1:250 e 1:400 nos corpos medidos. Poucas quantificações na literatura geológica têm sido publicada relativo às dimensões de corpos fluviais, exceto quando se dispõe de afloramentos capazes de amostrar com segurança os reservatórios. Outra dificuldade quanto à relação largura/espessura dos corpos arenosos é que eles podem ser isolados ou superimpostos (canais derivados de formas compostas). No entanto, mesmo com um nível de incerteza quanto à extensão lateral dos corpos , estes parâmetros foram levantados; já que na previsão da geometria dos reservatórios e suas características internas, a proposta dos sistemas

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

probabilísticos seria ajudar a obter modelos de reservatório que permitam extrapolar/interpolar os dados disponíveis, numa validação do modelo geológico (Martin et al., 1988).

(b) relações de dimensão horizontal/horizontal

Na obtenção destas relações para a EFAC 3 foram usados os mapas do número de corpos de folhelho (Fig. 5.6) e o mapa de isoproporção da EFAC 3 (Fig. 6.12). No mapa de número de camadas de folhelho as estruturas na direção N70E tem comprimento de 900 a 1600 metros medidos do topo à base da linha de contorno do mapa; enquanto que nas direções N160 as estruturas têm comprimento de 200 a 300 metros. Do mapa de isoproporção os valores atingem 1500 a 900 metros na direção N70E e 300 metros na direção perpendicular. Estas relações dão uma razão aproximada de 1/4.

As relações medidas nos mapas de isoproporção para a eletrofácies 2 são apresentadas na tabela 6.1.

	porção oeste do mapa	porção leste do mapa
direção N/S	700 metros	1000 - 700 metros
direção E/W	500 metros	800 -500 metros
razão de dimensão	1: 1,27	1:1,25 / 1:1,4
TABELA 6.1 - Relações de dimensão do mapa de isoproporção para efac 2.		

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

A tabela 6.2 mostra as relações de dimensão observadas no mapa de isoproporção da eletrofácies 1.

	porção NW	porção central	porçõesNE/SE
direção maior	700 - 800 m	800 m	500 metros
direção menor	400 m	600 m	400 metros
razão de dimensão	1:1,75 e 1:2	1:1,33	1:1,25

TABELA 6.2 - Relações de dimensões do mapa de isoproporção p/ EFAC1.

Os modelos ajustados calcularam, portanto, alcances que estão de acordo com as relações de dimensão observadas nos mapas e seções geológicas. Embora saiba-se que as relações de dimensões verticais/horizontais calculadas nas seções tenham direções diferentes daquelas de maior e menor continuidade mapeadas pela variografia.

Comparando-se as tabelas de relações de dimensão com os alcances obtidos pelos modelos variográficos, vemos que os modelos estão coerentes com o observado nos mapas. É possível captar as relações de dimensões, onde mesmo de maneira "imbricada" obtém-se valores que estão dentro do intervalo amostrado pelos mapas e seções. Nas eletrofácies que prevêem mais de uma estrutura, o modelo está coerente com os mapas, pois "tenta" captar tamanhos de corpos distintos.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

6.6 - Escolhendo o algoritmo adequado

O uso da simulação condicional na modelagem de sistemas geológicos para este trabalho ocorreu da necessidade de se implementar as etapas do método científico (in Naylor et al, 1971) para se realizar uma pesquisa. O uso de modelos estocásticos para simular fenômenos geológicos têm sido muito difundido nos últimos anos, principalmente pelos seguintes fatos (Bettini, 1989):

- 1) devido ao caráter multivariado dos dados geológicos;
- 2) à complexidade dos modelos multidisciplinares envolvidos;
- 3) às incertezas dos dados reais que advém de uma amostragem vaga, incompleta ou duvidosa;
- 4) a interação complexas entre as variáveis geológicas;
- 5) o custo ou risco na obtenção do dado real; e
- 6) consistência entre o método de simulação e o método científico de pesquisa.

A simulação condicional que honra os pontos conhecidos, propõe-se a produzir "uma família de imagens equiprováveis de um reservatório *real* não conhecido e que corretamente representa a variação espacial dos dados" (Srivastava, 1994). Os valores simulados devem honrar, portanto, os dados condicionantes, o histograma e também a variação espacial dos valores verdadeiros.

Com uma série de usos a simulação geoestatística permite que se integre as propriedades das rochas com o seu arcabouço sedimentar acoplando-se informações primárias/secundárias como os dados petrofísicos, testes de formação e dados geofísicos chegando-se a modelar as heterogeneidades mais complexas. Permite ainda caracterizar incertezas volumétricas dos reservatórios de petróleo e analisar os

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

riscos envolvidos no seu gerenciamento (Srivastava,1994).

As técnicas de simulação geoestatística podem ser classificadas pela variação de uma dada propriedade num dado ponto em dois modelos: o *modelo contínuo* elaborado para representar propriedades como permeabilidade, porosidade, teores de minérios, velocidades sísmicas que podem assumir qualquer valor, e o *modelo discreto* que possui um caráter não paramétrico, onde os valores numéricos que se associam a eles não possuem entre si uma relação quantitativa mas uma relação qualitativa (Alambert & Journel,1989). Nestes últimos modelos se encontram as variáveis categóricas que representam um caráter litológico (litologias, fácies,etc.).

O modo como se chega às variáveis categóricas poderá ser obtido a partir da presença ou ausência de um atributo: carbonato=1 e não-carbonato=0; a partir de características excludentes: arenito =1, folhelho=2 e carbonato=3; hierarquizando variáveis a partir de parâmetros de corte em variáveis contínuas: permeabilidades ≥ 1000 md =1, permeabilidades entre 900-400 md =2 e permeabilidades < 400 md=3. No caso deste modelo as variáveis categóricas foram obtidas a partir das características excludentes: 1= eletrofácies 1, 2= eletrofácies 2 e 3= eletrofácies 3.

A simulação geoestatística realizada objetivava caracterizar as variáveis categóricas 1, 2 e 3 correspondendo a presença das eletrofácies 1, 2 e 3 respectivamente. Na simulação geológica das eletrofácies optou-se pelo uso das técnicas: Gaussiana Truncada e Simulação Sequencial da Indicadora.

A Simulação Sequencial da Indicadora é uma técnica não-paramétrica, que não está calcada num modelo gaussiano ou função aleatória paramétrica (Almeida,93). O processo da Simulação Sequencial Condicional pode ser resumido nos seguintes passos:

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

- 1) Obtém-se um modelo variográfico das variáveis a simular;
- 2) Preenche-se os nós da malha: ocupados (*dados condicionantes*) ou vazios (*a ser simulado*) ;
- 3) Sorteia-se um caminho aleatório de visita aos nós.
- 4) Nos nós vazios, verifica-se se há pontos suficientes na vizinhança para se efetuar a simulação, caso contrário o nó não é simulado ou se admite o valor da probabilidade *a priori*.
- 5) Estima-se uma curva de distribuição de probabilidade condicional com os dados disponíveis (os condicionantes e os dados previamente simulados) correspondentes às "N" variáveis categóricas, usando a krigagem da Indicatriz ; define-se uma ordenação das "N" variáveis categóricas, gerando uma função tipo cdf com N intervalos. Sorteia-se um número p de uma distribuição uniforme $[0,1]$, a classe em que cair, será a litofacies simulada naquela posição.
- 6) Atualiza-se o conjunto de dados condicionantes com o novo valor simulado;
- 7) Vai-se para o próximo nó e termina-se este processo somente quando todos os nós já tenham sido visitados;
- 8) O conjunto resultante representará uma imagem da simulação das "N" variáveis categóricas. Para se obter outra realização (imagem equiprovável do fenómeno) todo o processo sequencial deverá ser repetido.

São vários os algoritmos propostos para a simulação da indicatriz (Alabert, 1987; Journel, 1989; Journel & Alabert, 1990; Alabert & Massonat, 1990; Deutsch & Journel, 1992). Os algoritmos: SISIMPDFP, SISIMPDF2m E SISIM são algoritmos sequenciais da Indicadora e diferem entre si pela maneira como se obtém a estimativa da probabilidade condicional (Krigagem da Indicatriz). O **SISIMPDFP**

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

Simulação seqüencial da Indicadora (Biblioteca GSLIB) , usa a proporção vertical de cada fácies nos nós da malha . Procedendo-se para isto a krigagem da indicatriz a partir das informações disponíveis nos pontos condicionantes (poços) . O **SISIMPDF2M**- Simulação seqüencial da indicadora, versão 2.0 atualizada na UNICAMP pelos estudantes de mestrado do Curso de Geoengenharia, em que se adiciona ao programa SISIMPDF original da biblioteca do GSLIB(que usava as proporções globais de cada variável indicatriz) a curva de proporção dos pontos condicionantes denominada de matriz de proporção, além de possibilitar a entrada da matriz de controle(que assume 1 para os pontos a simular e zero para os que não serão simulados) para eliminar da simulação pontos que não tenha o valor da indicadora, como por exemplo a ausência de rocha num afloramento. Este algoritmo também estima a probabilidade condicional a partir das proporções verticais das fácies.

O algoritmo **SISIM** (Simulação Seqüencial da Indicadora) se baseia numa transformação onde as fácies originais são definidas em intervalos (p.ex. variando de 1,2,3...N) que comporão a curva de probabilidade condicional com "N" intervalos correspondentes a cada litofácies.

As principais vantagens dos algoritmos seqüenciais (Gómez-Hernandez & Journel,1992) são: a) grande flexibilidade por não ter base teórica muito complicada e não se limitar às aplicações somente no campo gaussiânico; b) os dados condicionantes não necessitam de transformação *a priori* ;c) teoricamente não têm limitações quanto ao tipo de covariância ou anisotropia envolvida; a distribuição dos pontos condicionantes não precisam necessariamente de um sistema de malha regular.

A grande desvantagem da simulação seqüencial da indicadora é o problema de relações de ordem introduzida quando se estima a curva de distribuição de

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

probabilidade condicional, chegando-se a introduzir ruídos nas imagens simuladas. Outra desvantagem é a não-reprodução da "probabilidade de transição" - correlação cruzada entre as variáveis categóricas (Almeida, 1993).

O algoritmo da Simulação Gaussiânica Truncada (Journel & Isaaks, 1984; Matheron et al., 1987; Galli et al., 1990; Dowd, 1992; Xu & Journel, 1993) se baseia na transformação das variáveis categóricas por um campo gaussiano contínuo; após a simulação desta informação, são transformadas deste campo gaussiano para as litofácies codificadas (Almeida, 1993). O algoritmo **GTSIM** -Simulação Gaussiana Truncada, foi obtido da biblioteca do GSLIB da Universidade de Stanford. É baseado no conceito de truncamento de um campo Gaussiano por parâmetros de corte ("thresholds"). Este algoritmo tem sido reportado em estudos de depósitos fluviais, o que levou também à incluí-lo nestes testes iniciais. Este algoritmo transforma os dados condicionantes originais em variáveis gaussianas "pseudocontínuas"; constroi variogramas destes dados normalizados; determina as curvas de "thresholds" - curvas de corte definidas a partir das curvas de proporção local das fácies; obtém a distribuição condicional gaussiana usando a krigagem simples nos dados transformados, e finalmente trunca o campo gaussiano por K-1 curvas de "thresholds" ou superfícies de corte, gerando uma distribuição espacial de K litofácies. A principal vantagem deste algoritmo (Xu e Journel, 1993; Almeida, 1993) é honrar os dados condicionantes e reproduzir as curvas de proporção. A deficiência do método é que não permite a reprodução de um fácies específico, os variogramas são impostos pelos valores das "pseudofunções" e a distribuição no espaço está baseada nos valores das proporções das fácies.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

Com o intuito de melhor caracterizar as variáveis categóricas foram testados nas eletrofácies de Baixa do Algodão, inicialmente 3 algoritmos : **SISIMPDFP**, **SISIMPDF2m** e **GTSIM**.

As imagens obtidas com estes algoritmos dos *layers* (ou níveis): 1, 2, 3, 4 e 5 estão mostradas nas figuras 6.16, 6.17 e 6.18 e se mostraram algo pepíticas e com baixa reprodução da anisotropia observada para a EFAC3 (1:4). As eletrofácies 1 e 2 que não apresentam anisotropias tão grandes mas por outro lado representam uma proporção de 61% , mostram uma compensação de anisotropias fazendo com que a EFAC3 perca a estruturação ou a tendência de alinhamento . Outro possível motivo para ocorrer este "efeito pepítico" seria inerente aos algoritmos seqüenciais onde o caminho aleatório exigido, pode gerar vizinhanças diferentes, e como o valor simulado no passo anterior é usado como condicionante para o passo seguinte a estruturação diferenciada entre as eletrofácies (razão de anisotropia da EFAC3 é muito maior que as outras duas eletrofácies) provavelmente será atenuada. Como resultado a imagem para a EFAC3 será mais descontínua do que se tem no modelo. Deutsch & Journel (1992) atentam para alguns cuidados na implementação do algoritmo seqüencial.."o tamanho dos arquivos de dados condicionantes aumenta de (n) dados condicionantes originais para (n+N-1) onde N são os dados condicionantes previamente simulados num passo anterior, ou seja as informações mais próximas mascaram a influência das mais distantes.

O ideal seria obter um algoritmo que evidenciasse estas diferenças de razões anisotrópicas, já que a EFAC 3 têm significado importante na caracterização das

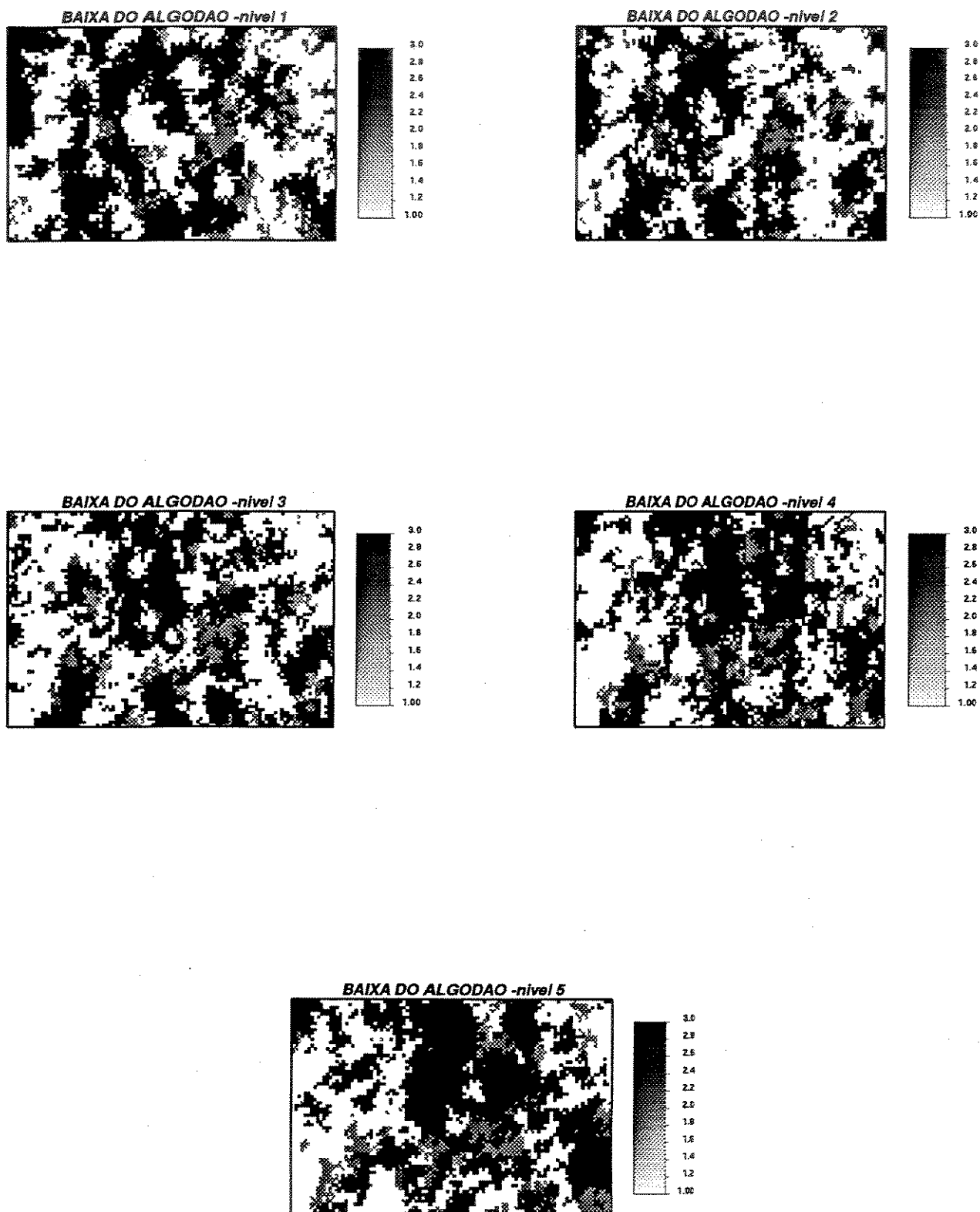


Fig. 6. 16 - Simulando com o SISIMPDFP(cinco níveis).

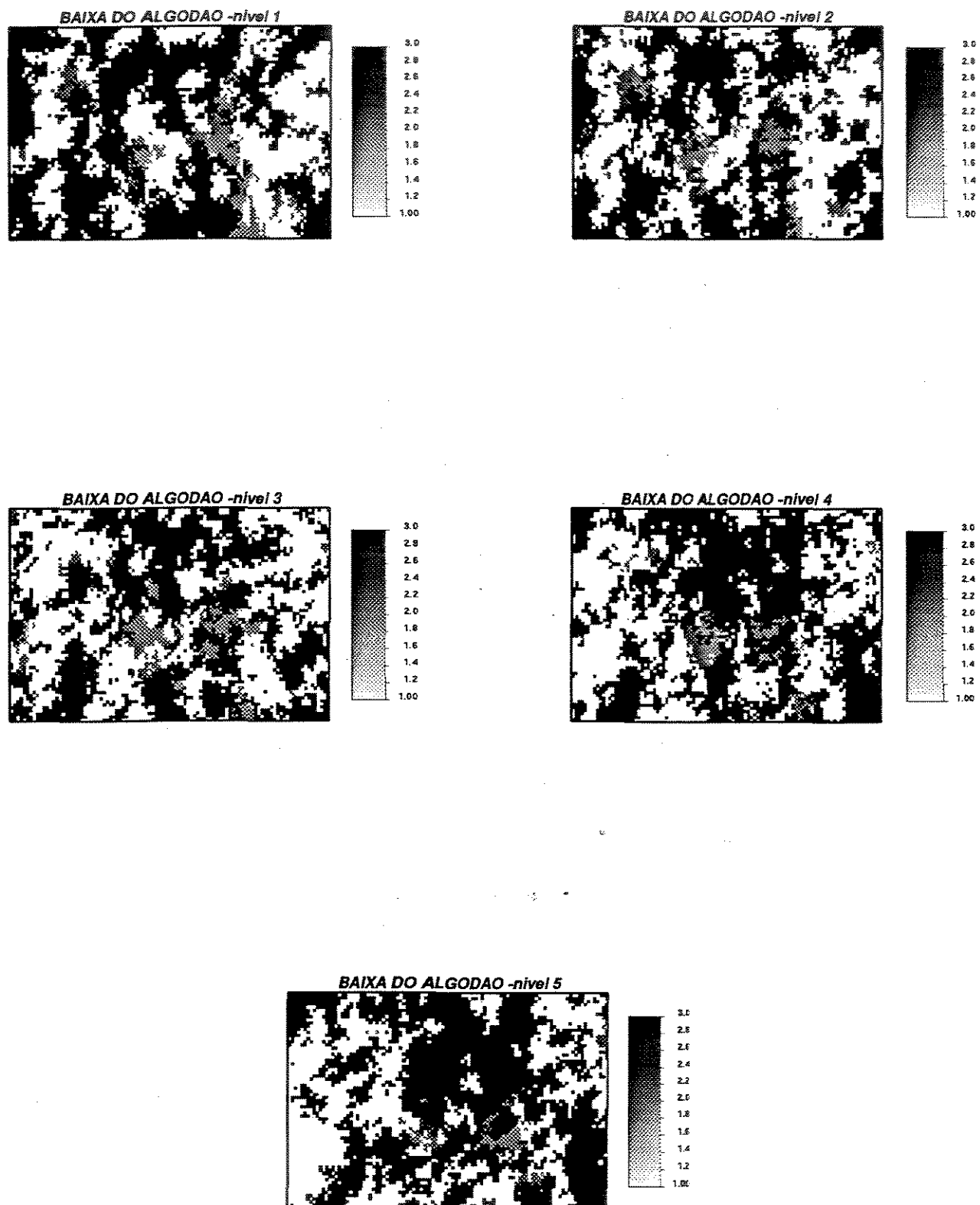


Fig. 6. 17 - Simulando com o SISIMPDF2m (cinco níveis).

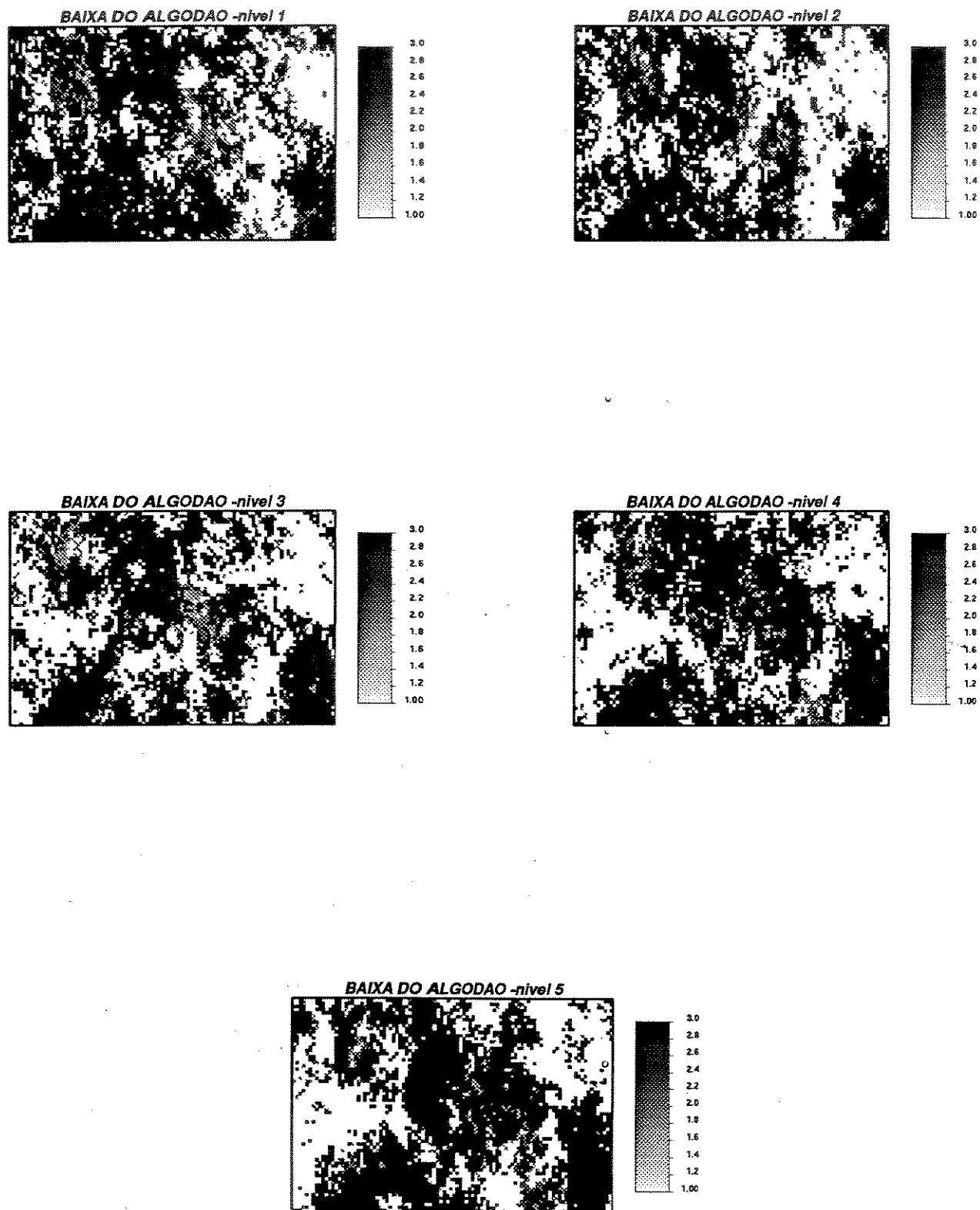


Fig. 6. 18 - Simulando com o GTSIM (cinco níveis).

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

heterogenidades do reservatório em estudo. A solução para este problema poderia ser feita de duas formas:

a) simulação em duas fases: simular EFAC3 e EFAC1 e EFAC2 juntas gerando uma saída. Em seguida, simular EFAC1 e EFAC2 separadas, não simulando os nós onde a EFAC3 ocorresse. A seguir, compor o modelo de simulação final pesquisando o nó na primeira fase se for EFAC3. Caso contrário buscar na fase dois, se o nó for da EFAC2 ou EFAC1.

b) usar o algoritmo SISIM montando-se uma curva de distribuição de probabilidade acumulativa (cdf) com os limites das eletrofácies e obedecendo-se a seguinte ordem: primeiro a variável que tenha maior anisotropia (EFAC3), seguida da variável que tenha maior proporção (EFAC1) e, finalmente, a variável com menor proporção, que será dada pela diminuição das proporções das outras duas. Embora neste procedimento ocorra uma perda da correlação espacial da variável 2, já que seu modelo variográfico não será introduzido no algoritmo, tem-se como objetivo primordial caracterizar os corpos de folhelho como heterogeneidades principais. Desse modo optamos pelo uso do algoritmo **SISIM**.

Na simulação com o **SISIM**, foram construídos variogramas para um *cut-off* de 1,5: $I(u,1,5)$ representando a EFAC3, compondo o primeiro intervalo da curva de probabilidade acumulativa(cdf). O modelo teórico ajustado foi o da equação 6.5. Para o próximo intervalo da cdf usou-se o *cut-off* de 2,5 : $I(u,2,5)$,representando as eletrofácies 1 e 3 conjuntas e neste caso foi usado o modelo :

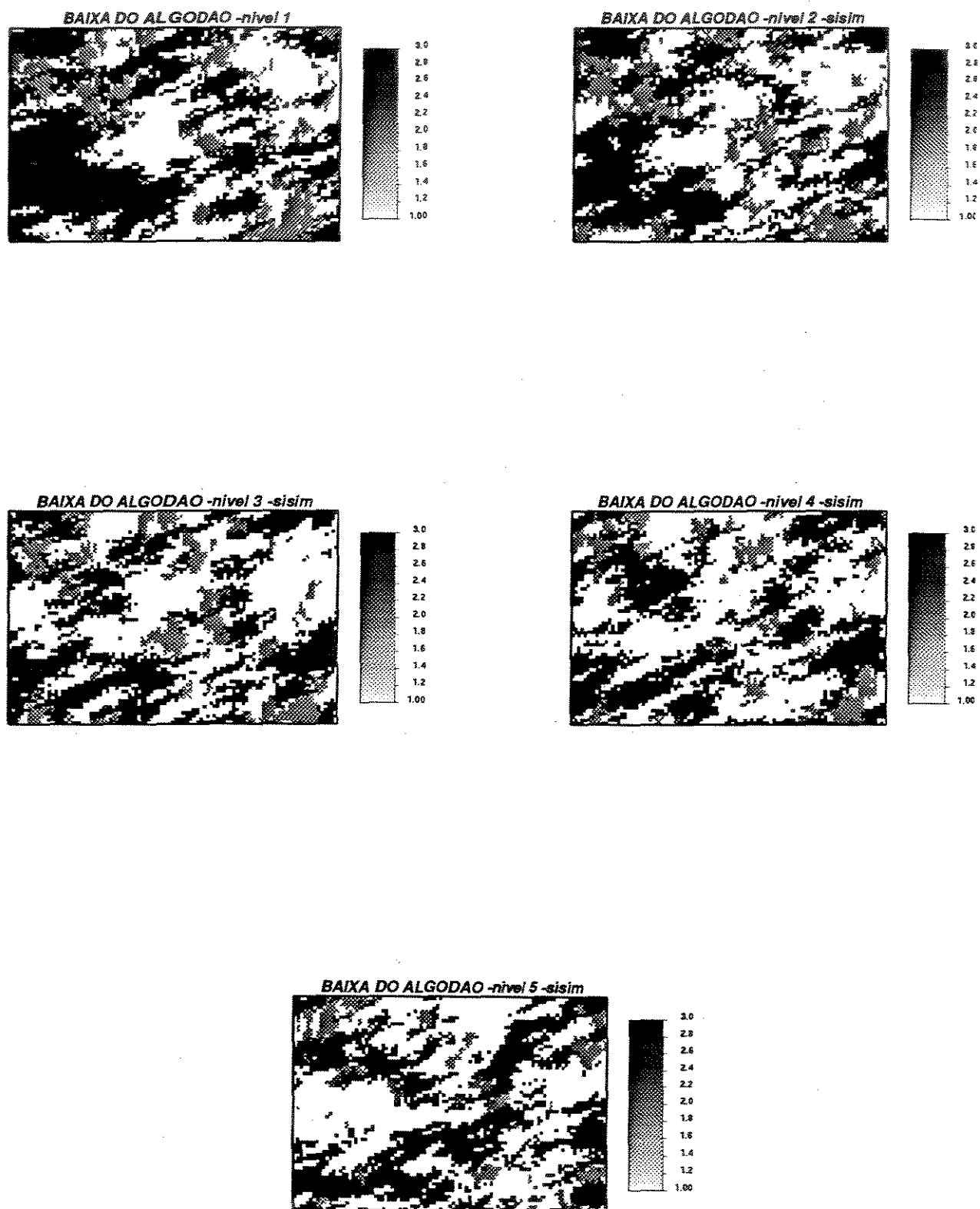


Fig. 6. 19a - Imagens dos cinco primeiros "layers" usando o SISIM.

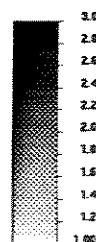
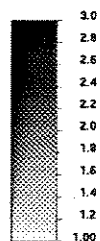
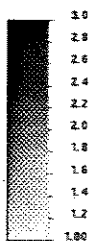
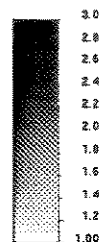


Fig. 6. 19b - Imagens dos "layers" 6 a 10 usando o SISIM

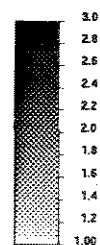
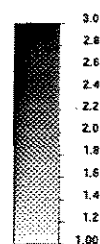
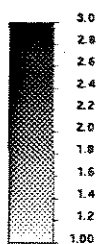
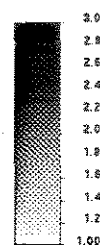
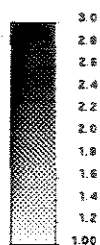


Fig. 6. 19c - Imagens dos "layers" 11 a 15 usando o SISIM.

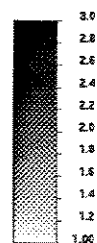
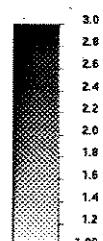
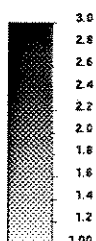
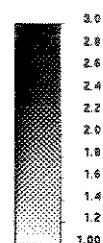
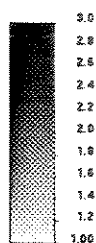


Fig. 6. 19d - Imagens dos "layers" 16 a 20 usando o SISIM.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

$$\begin{aligned} \gamma(h_x, h_y, h_z) = & 0,02 + 0,037 \exp \sqrt{\left(\frac{h_x}{750}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{623}\right)^2 + \left(\frac{h_z}{0,12}\right)^2} \\ & + 0,02 \exp \sqrt{\left(\frac{h_x}{750}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{623}\right)^2 + \left(\frac{h_z}{\infty}\right)^2} \end{aligned} \quad (6.6)$$

Este modelo propõe um efeito pepita de 0.02 alcances de 750 m e 623 m nas direções horizontais N-S e E-W e 0.12 unidades na vertical. Como o terceiro *cut-off* (valores acima de 2,5) é o complemento dos outros dois, o algoritmo não prevê o uso de um modelo variográfico específico para ele.

As figuras 6.19 a, b, c e d mostram uma realização do algoritmo **SISIM** para os 20 *layers* que compõem a malha da simulação estocástica; podemos observar uma nítida tendência de reproduzir a anisotropia da EFAC 3 : um alongamento mostrado pela distribuição desta eletrofácies ao longo dos *layers*.

6.7 - Validação das imagens dos diferentes algoritmos

6.7.1 - Cálculo do número de camadas de folhelho na saída da simulação

Para tentar checar as imagens dos diferentes algoritmos, foi feita uma contagem do número de camadas de folhelho obtidas com a saída da simulação para ser comparada com o mapa original (Fig. 5.6). O programa **Transf.for** (transição do

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

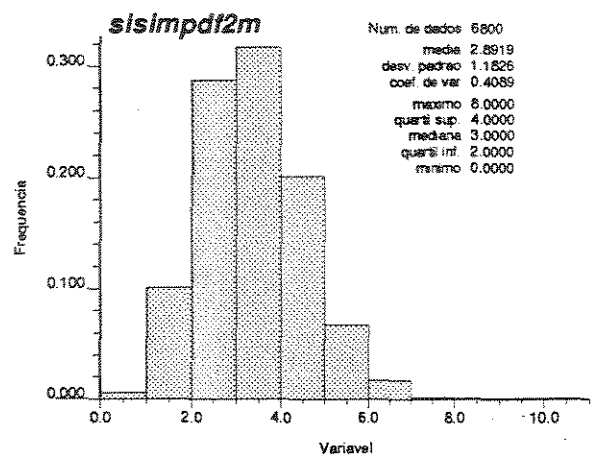
número de camadas de folhelho) foi escrito para calcular a transição de uma fácies de folhelho para as outras fácies arenosa . A partir do arquivo de saída da simulação foi feita a contagem de quantas vezes a fácies de folhelho (espessura equivalente a um *layer* ou seja aproximadamente camadas de folhelho ≥ 1 metro) passava para areia. Como cada *layer* representa 5% da espessura da seção, considerou-se também para efeito de simplificação, cada nó sendo um elemento mínimo representativo de uma camada de folhelho. Como produto final foi obtido um plano (i,j) onde em cada nó havia um valor correspondente ao número de camadas de folhelho maior ou igual a 5% da espessura total dos *layers* .

A imagem deste plano plotada com o programa *gray-scale* (da biblioteca do GSLIB) para os quatro algoritmos, em uma realização com os seus respectivos histogramas, estão mostradas nas figuras 6.20 e 6.21 . O histograma do número de camadas de folhelho calculados pelo programa RAZÃO, considerado neste caso como os pontos condicionantes, é comparado com os histogramas de saída do programa **Transf.for** para os quatro algoritmos . Pode-se observar que eles são bastante semelhantes . No entanto, a imagem resultante do algoritmo SISIM tende a mostrar os corpos de folhelho alinhados na direção N70E, enquanto que nos demais esta tendência é de certa forma perdida.

6.7.2 - Comparação entre a saída da simulação e o modelo variográfico de entrada

Outra validação dos algoritmos foi feita plotando-se os variogramas da saída da simulação com os modelos de entradas para as diferentes eletrofácies em diferentes algoritmos. As figuras 6.22 , 6.23 e 6.24 mostram os variogramas de 5

sisimpdf2m - camadas de FLH



gtsim -camadas de FLH

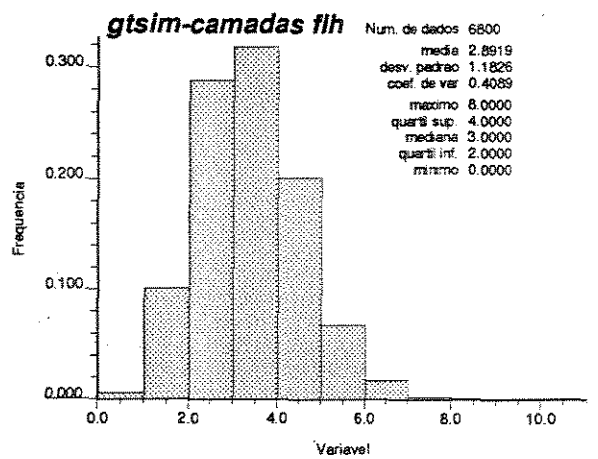
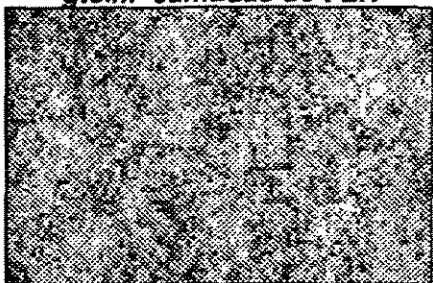
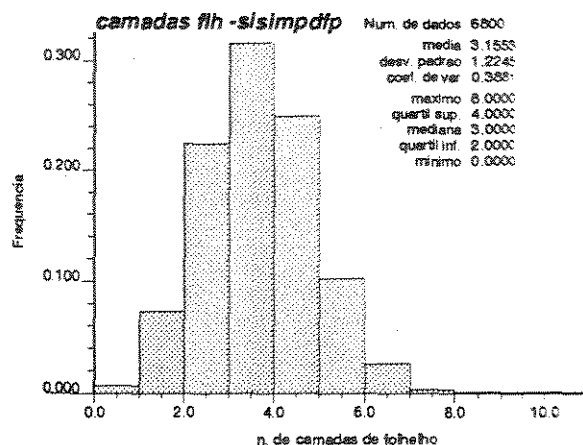
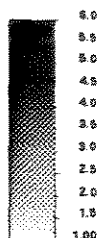


Fig. 6. 20 - Comparando o SISIMPDF2m vs. GTSIM - número de camadas de folhelho.

pdtp -numero de camadas FLH



sisim -numero de camadas FLH

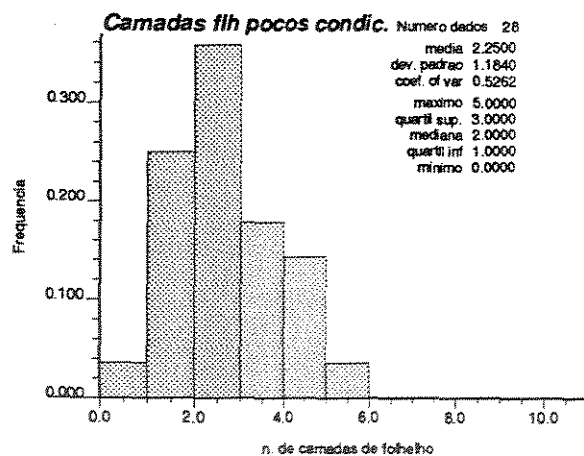
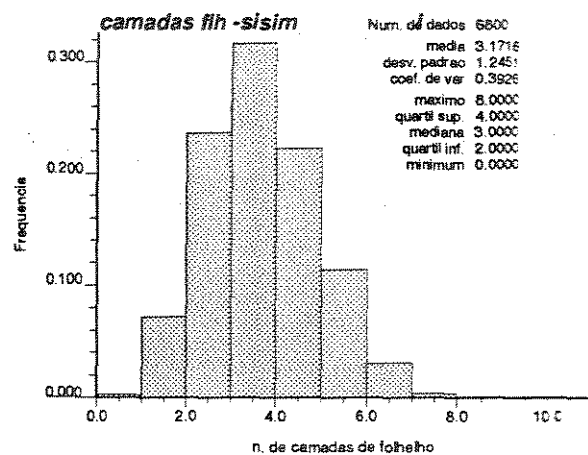
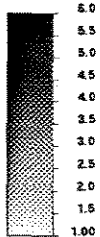


Fig. 6. 21 - Comparando o SISIMPDFP vs. SISIM - número de camadas de folhelho.

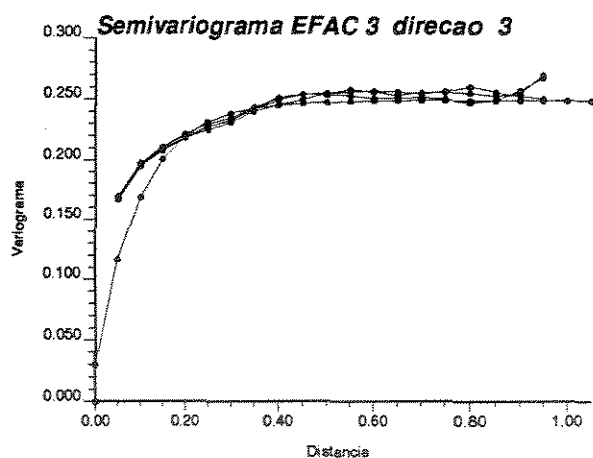
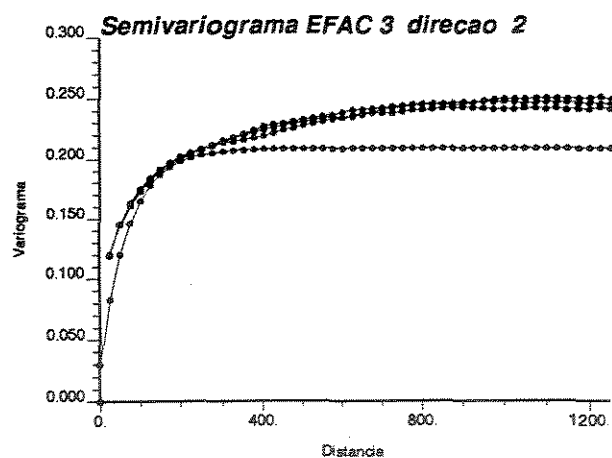
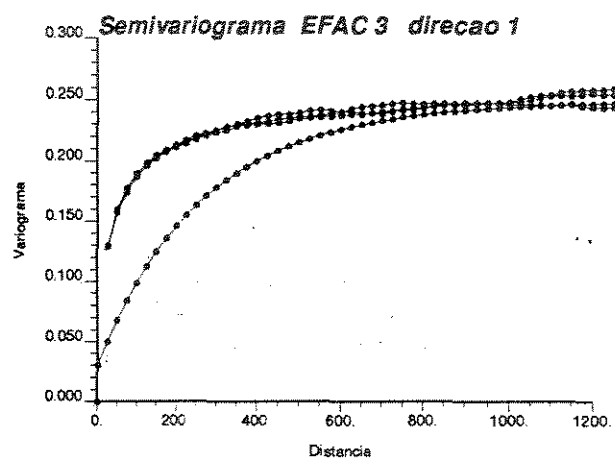
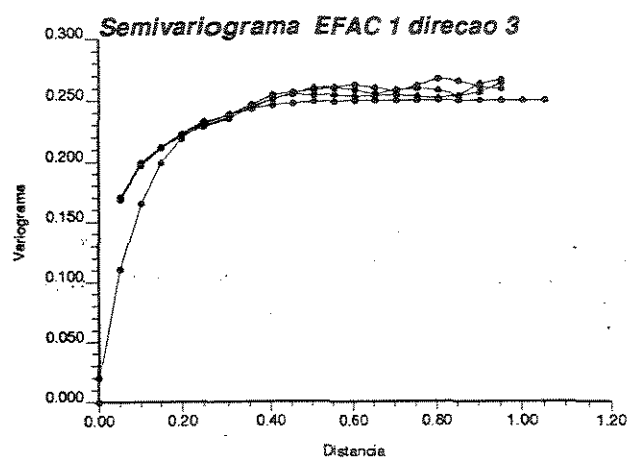
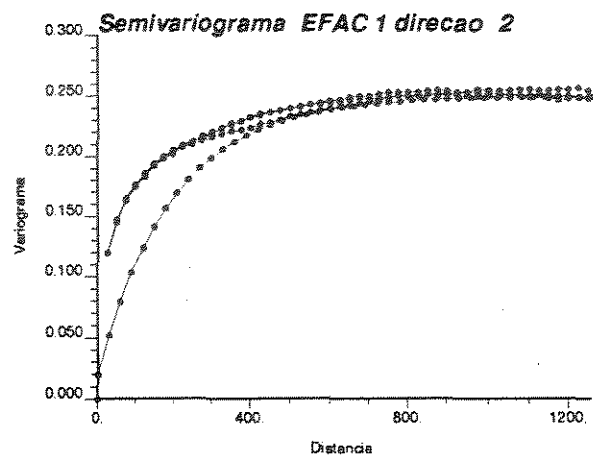
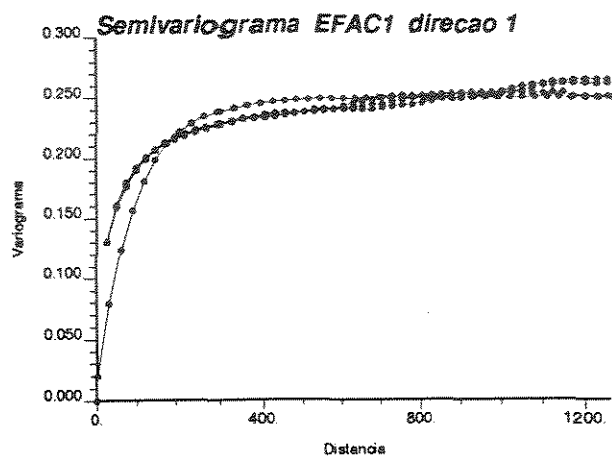


Fig. 6. 22 - Comparando as imagens GTSIM com o modelo variográfico para EFAC1 e EFAC3.

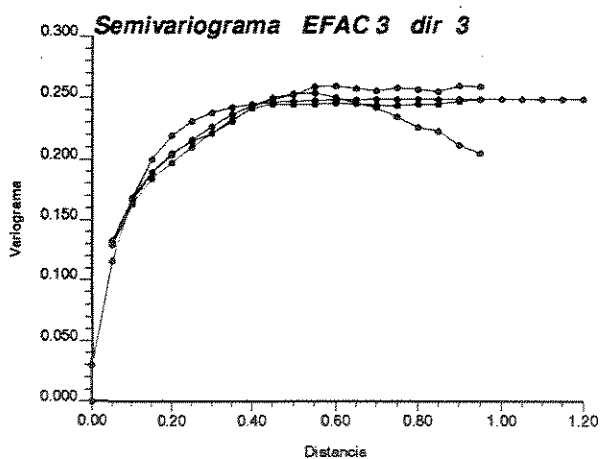
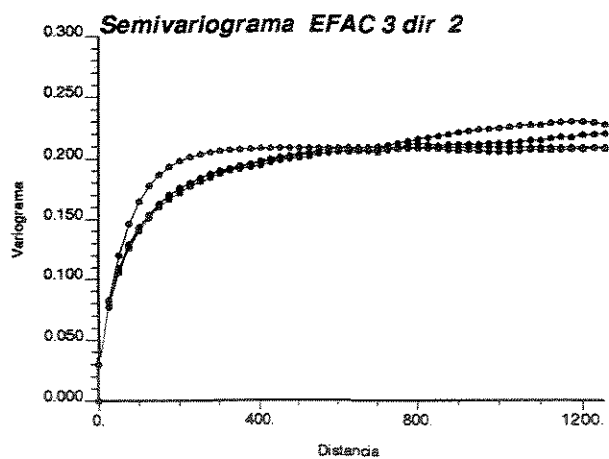
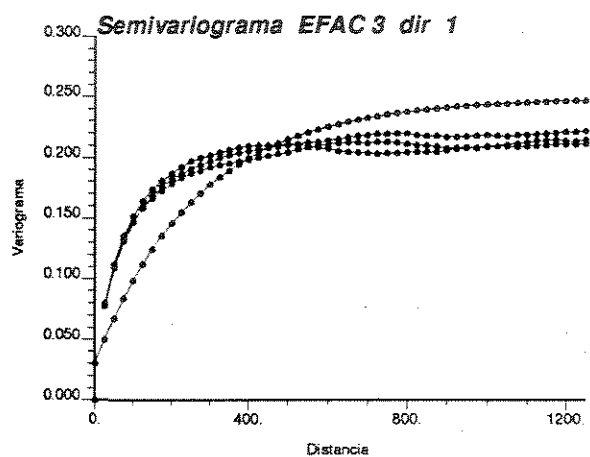
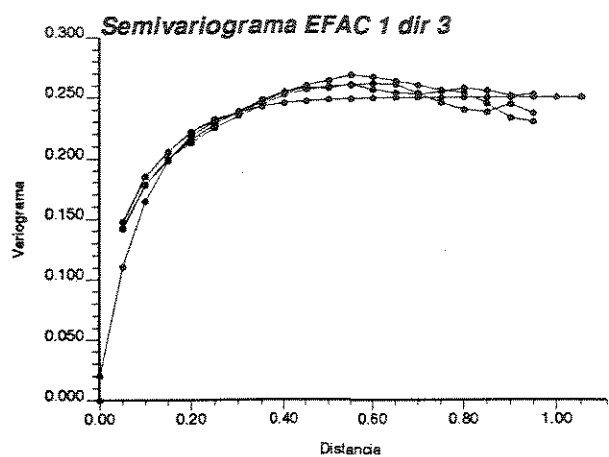
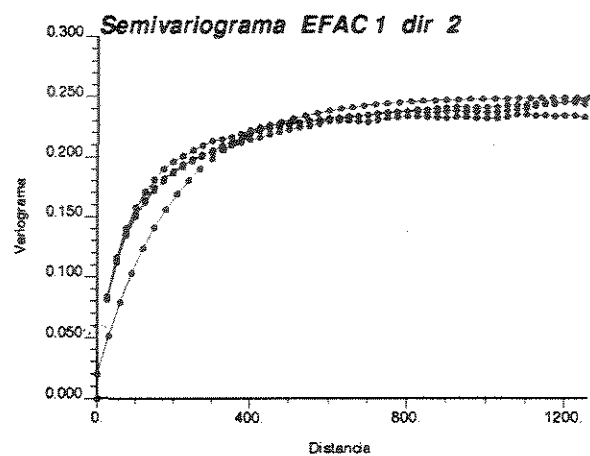
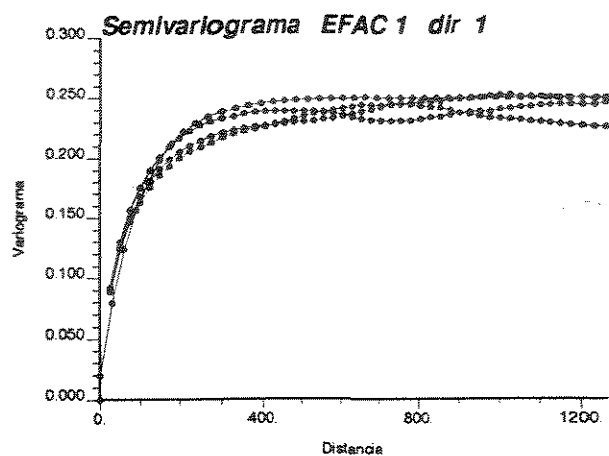


Fig. 6. 23 - Comparando imagens SISIMPDF2m com o modelo variográfico para EFAC1 e EFAC3.

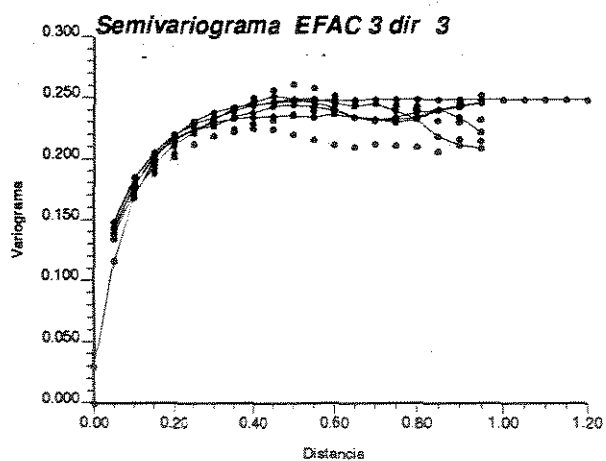
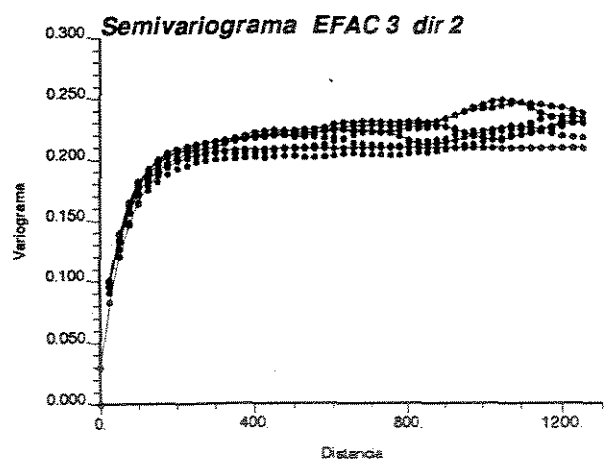
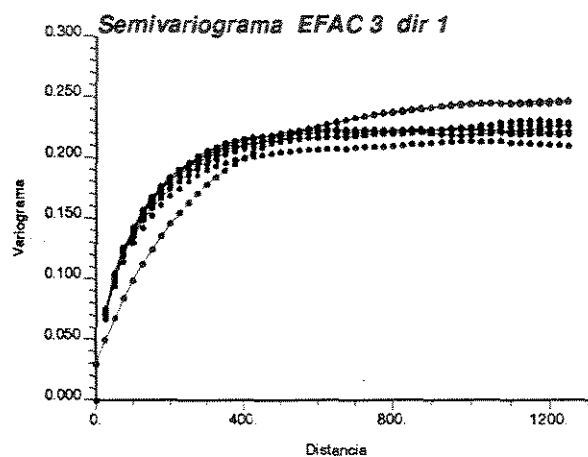
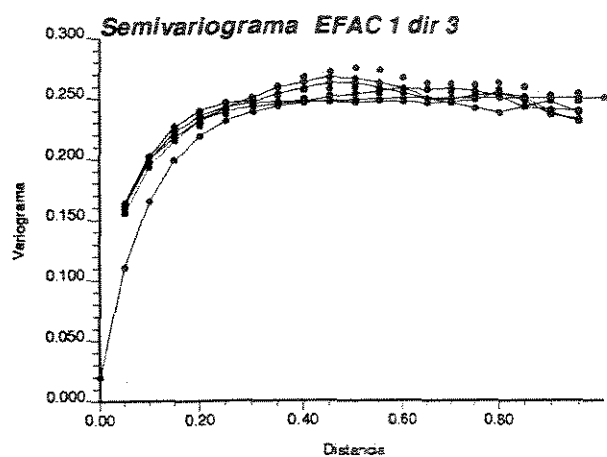
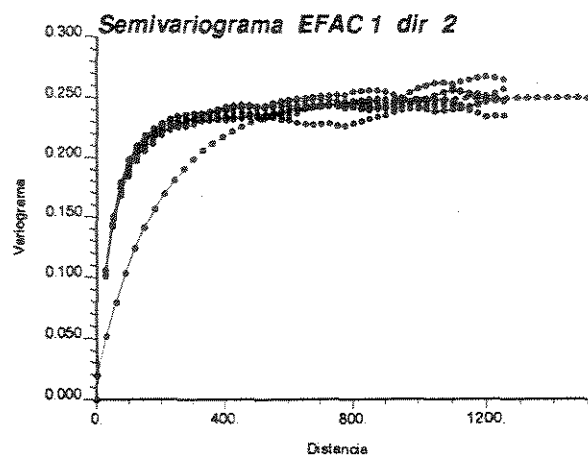
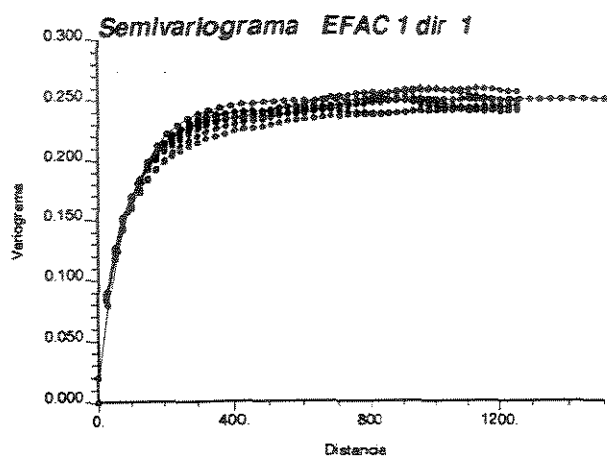


Fig. 6. 24 - Comparando imagens SISIM com o modelo variográfico para EFAC1 e EFAC3.

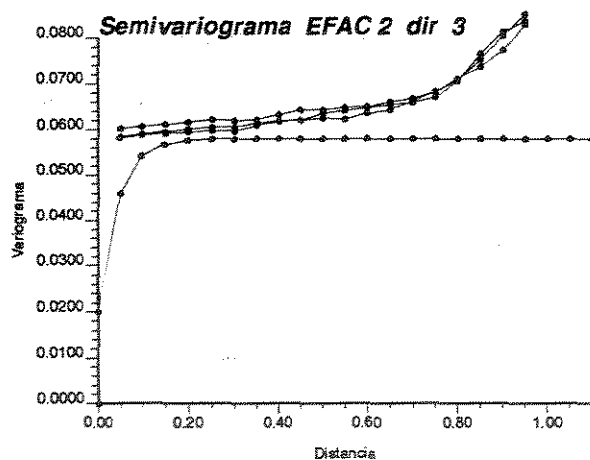
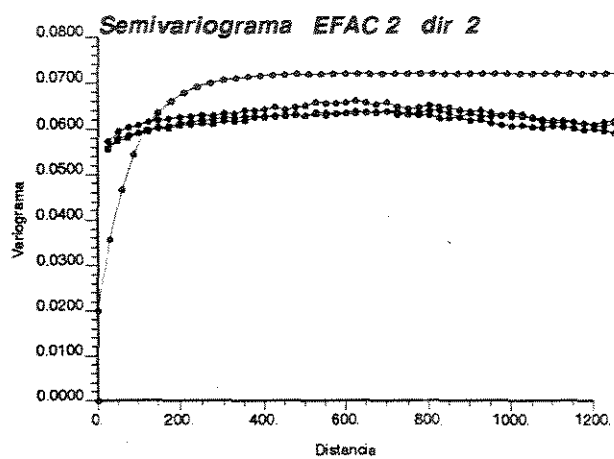
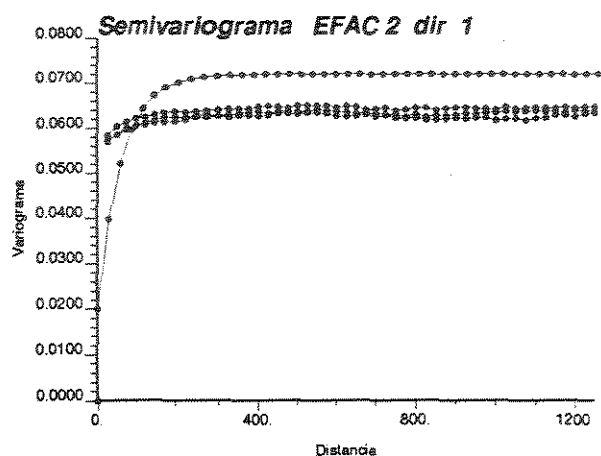


Fig. 6. 25 - Comparando imagens GTSIM com o modelo variográfico para EFAC2.

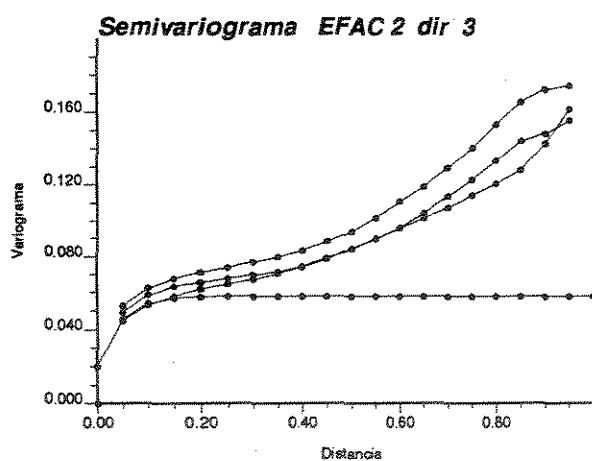
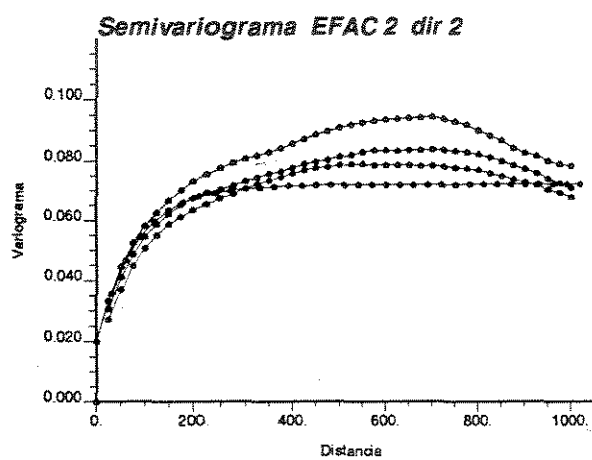
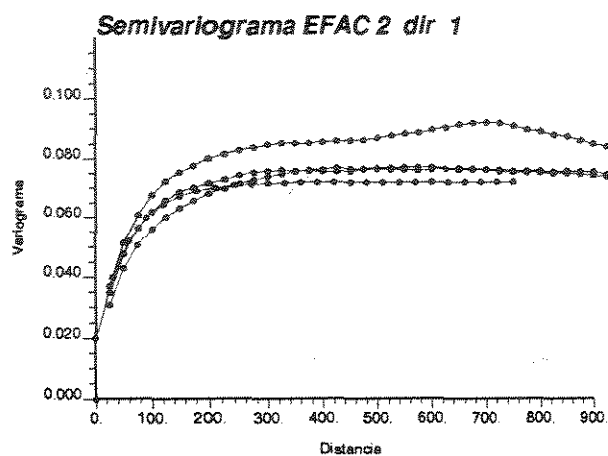


Fig. 6. 26 - Comparando imagens SISIMPDF2m com o modelo variográfico para EFAC2.

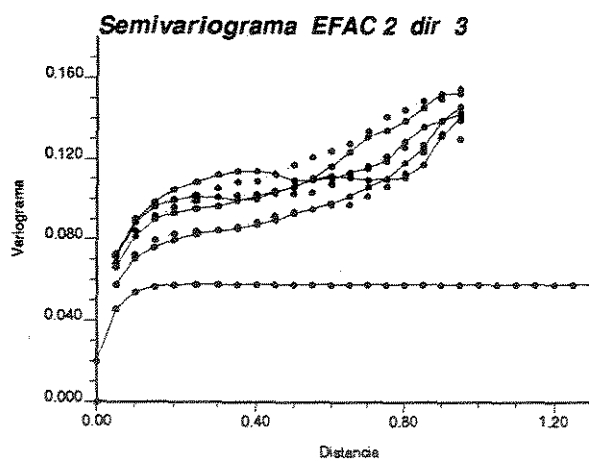
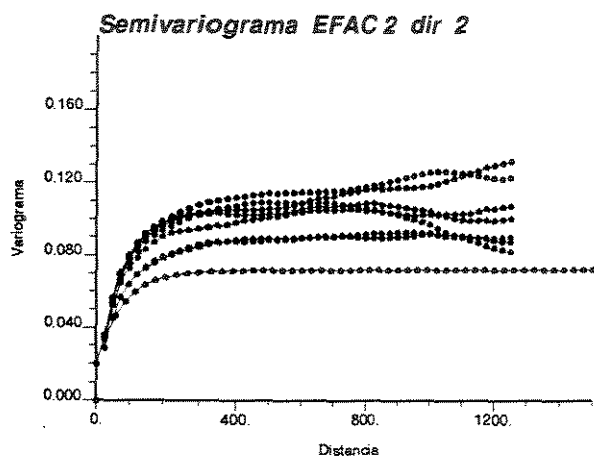
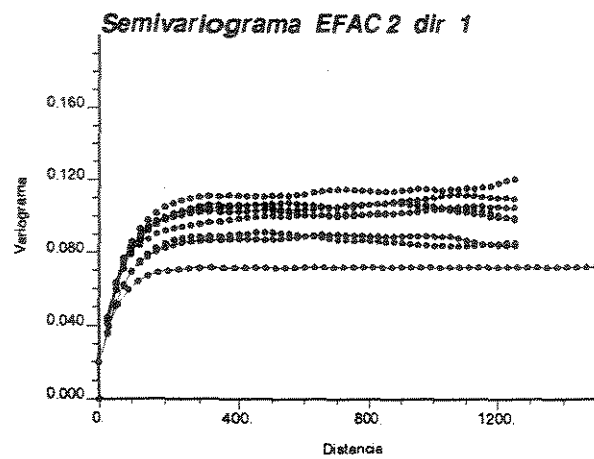


Fig. 6. 27 - Comparando imagens SISIM com o modelo variográfico para EFAC2.

CAP. 6 - A modelagem geoestatística

realizações dos algoritmos GTSIM e SISIMPDFm2 e 10 realizações do algoritmo SISIM plotados juntos com os modelos variográficos de entrada das eletrofácies. O algoritmo GTSIM parece apresentar o pior ajuste. O SISIMPDF2m se aproxima do calculado pelo SISIM, no entanto o SISIM tem um ajuste melhor para a EFAC 3. Para a EFAC 2, como já era esperado, o variograma dos dados simulados não reproduz o modelo teórico de entrada (Figs. 6.25 , 6.26 e 6.27) perfeitamente, em nenhum dos tres algoritmos ; sendo que o SISIMPDFm2 parece obter a melhor resposta para a reprodução desta eletrofácies, e o GTSIM a pior .

CAPÍTULO 7

ACESSANDO AS INCERTEZAS NA PREVISÃO DO COMPORTAMENTO DE FLUXO

"Na verdade, nós redefinimos a função da Ciência como a descoberta de leis que nos permitirão prever os eventos, dentro dos limites impostos pelo Princípio da Incerteza".

STEPHEN HAWKING (Físico Britânico, 1994)

7.1 - Introdução

Um dos aspectos críticos da simulação condicional é a validação das imagens e a demonstração de sua aplicação na simulação do fluxo dos fluidos dentro do reservatório. Obviamente o intuito da Geologia e da Engenharia de Petróleo é ver reproduzido um modelo que possa captar as heterogeneidades do reservatório : A simulação Geoestatística seria o elemento capaz de representar as diferentes imagens entre os pontos condicionantes - onde reside as incertezas da reprodução dos elementos heterôgeneos presentes no reservatório.

Com o objetivo de testar o efeito das várias imagens simuladas condicionadas às informações disponíveis de modo a balizar o caráter da correlação gerada entre os poços, decidiu-se testar as imagens num simulador de fluxo. Este procedimento visa conhecer o impacto das imagens da simulação estocástica no comportamento de fluxo do reservatório. Para tal não se pensou numa simulação de fluxo tri-dimensional, com o ajuste de históricos de poços. Foi construído um modelo simplista, gerado em duas seções bidimensionais escolhidas no campo (Fig. 7.1) com as seguintes configurações: um poço injetor de água (poço 29) e um produtor de óleo

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

(poço 22) na direção NS, e uma outra seção EW com um poço injetor de água (o mesmo poço 29 da seção NS) e mais dois poços produtores de óleo (o poço 13 e o poço 20, projetado na seção). Estas seções abrangem a borda noroeste do campo e compõem uma configuração aproximada (estes poços *hipotéticos* não coincidem exatamente com a posição dos poços reais) da injeção periférica de água na zona Mossoró II, já existente no campo de Baixa do Algodão.

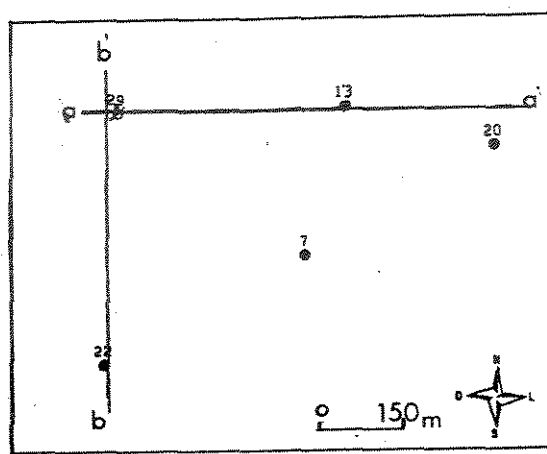


Figura 7.1 - Localização das seções 2d (aa' e bb') na simulação de fluxo.

O procedimento de se realizar uma simulação 2D tomou como base a seguinte afirmação.. "os modelos de simulação 2D são usados *primariamente* (grifo nosso) para: desenvolver pseudo-funções a serem usadas em modelos 2D (areal) ou 3D; para simular injeção periférica de água, injeção de gás no topo da estrutura ou processos nos quais as velocidades frontais em direção aos poços produtores são largamente uniformes; e para avaliar o comportamento de poços quando efeitos verticais são dominantes, como nos casos de cone de água ou de gás" (Mattax & Dalton ,1990). Como o objetivo desta simulação é checar o impacto das heterogenidades obtidas a cada imagem numa mesma escala, não haverá

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

regularização dos dados . Pretende-se testar a influência nos parâmetros de fluxo das imagens condicionadas a pares hipotéticos de poços, já que os poços não correspondem exatamente aos pontos condicionantes verdadeiros e sim a pontos muito próximos, pois as seções não passam exatamente em cima dos mesmos.

As propriedades de rocha e fluidos usadas como entrada para o simulador de fluxo foram semelhantes às utilizadas para a simulação de fluxo da zona Mossoró II no campo de Baixa do Algodão, realizadas pelos engenheiros da Região de Produção do Norte Setentrional da Petrobrás (RPNS) usando o simulador de fluxo comercial Simbest II. As propriedades das rochas que foram introduzidas como resultado da simulação estocástica das indicadoras geraram os cartões relativos à permeabilidades absoluta e porosidade das rochas presentes nas seções. O simulador de fluxo utilizado foi o IMEX (da CMG) em ambiente de microcomputador.

7.2 - Estimativas dos valores de permeabilidade e porosidade

Algumas tentativas de se obter uma equação de regressão linear múltipla da permeabilidade de laboratório combinadas com as variáveis derivadas de perfis a partir da correlação rocha/perfil foram examinadas. A obtenção da curva de regressão linear teve vários obstáculos como por exemplo:

- a) amostragem reduzida na zona Mossoró II tanto pela quantidade de poços quanto pela metragem amostrada face à extrema variação dos valores de permeabilidade medido em laboratório (variam desde 4mD até 3600 mD).
- b) O uso de características de perfis como indicador de permeabilidade, tais como a

CAP. 7 - Acessando as incertezas na previsão do comportamento de fluxo

diferença entre os perfis de densidade e neutrão (PHIN-PHID). No caso em estudo existem grãos de feldspatos no arcabouço da rocha implicando numa densidade de matriz duvidosa.

Foram feitas várias tentativas de ajuste dos dados de laboratórios com as curvas de perfis na tentativa de se obter uma regressão, mas o nível de acertos foi muito baixo (*rsquare* da ordem de 0,45).

Como a finalidade desta simulação de fluxo é verificar o impacto das imagens das variáveis categóricas, com as várias posições espaciais que elas assumem. Foi usado uma simplificação dos parâmetros petrofísicos, baseados nos histogramas de *phie* (Fig. 7.2) e no logaritmo natural da permeabilidade de laboratório (Fig. 7.3) foram estimados os valores de porosidade e permeabilidade para as várias eletrofácies.

A estimativa da porosidade foi baseada nos valores médios mostrados nos histogramas para as diferentes eletrofácies, os quais foram arredondados e obteve-se para a EFAC 1 um valor igual a 24%, 18% para a EFAC 2 e 10% para a EFAC 3.

Na estimativa da permeabilidade outro critério foi estabelecido. A tabela 7.1 mostra os valores de permeabilidade: médio (média aritmética), máximo e mínimo obtido de *plugs* em laboratório.

VARIÁVEL	média (mD)	máximo (mD)	mínimo(mD)
EFAC 1	700	3600	100
EFAC 2	45	820	10
EFAC 3	20	81	4

Tabela 7.1 - Valores de permeabilidade de laboratório obtidos do histograma.

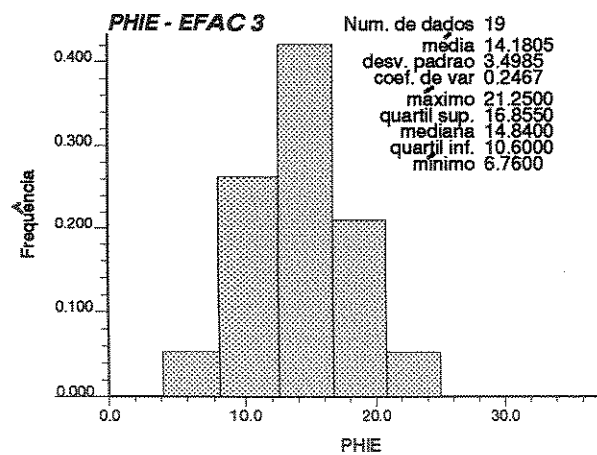
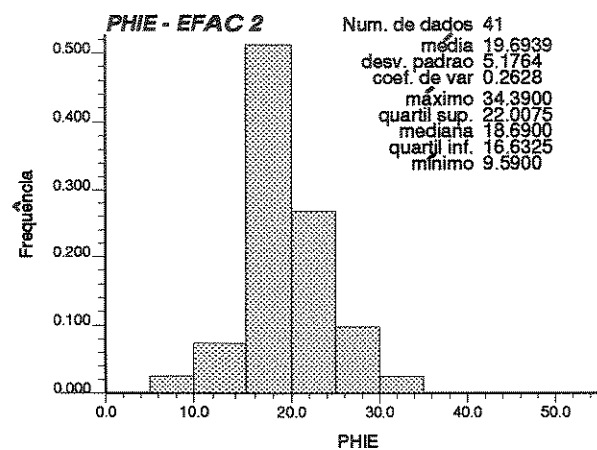
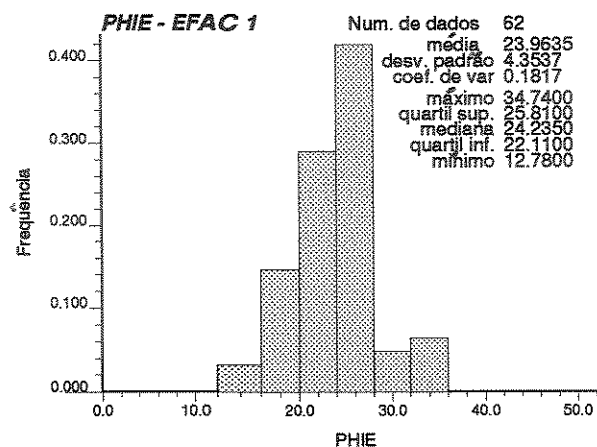


Fig. 7.2 - Histogramas de porosidade efetiva

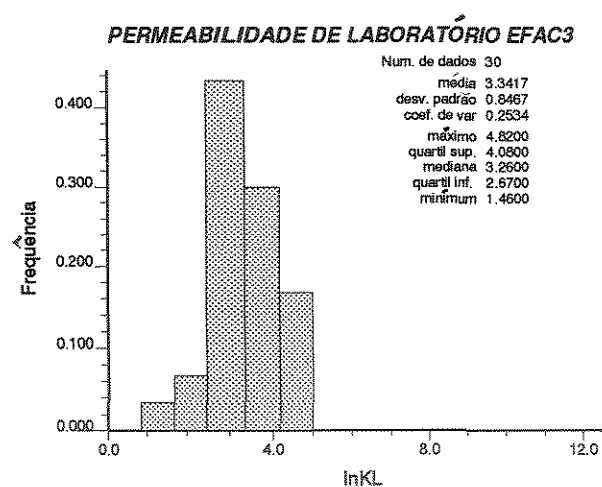
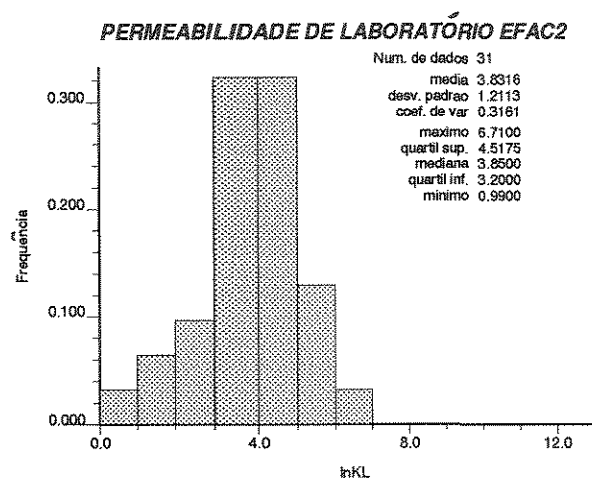
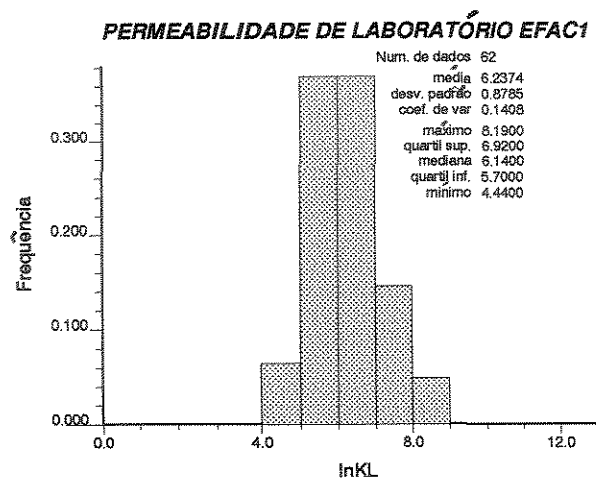


Fig. 7. 3 - Histogramas de permeabilidade de laboratório.

CAP. 7 - Acessando as incertezas na previsão do comportamento de fluxo

O efeito dos valores máximos e mínimos é importante que seja testado, porém o valor *médio* não é representativo face aos valores *máximo* e *mínimo* tão discrepantes. Para se tentar usar um valor médio mais realista, fomos buscar resultados de teste de formação feitos em intervalos correspondentes à zona Mossoró II dentro do campo e obtivemos os seguintes resultados:

poços	intervalos (prof. medida)	Permeabilidade(mD)
1	321.5 /329.0	1018
13	320/ 328	1068
22	329.5/335	900

Tabela 7.2 - Permeabilidade obtida de testes de formação.

Considerou-se assim um valor de permeabilidade igual a 1000 mD para a eletrofácies mais permeável (EFAC1). Para se estimar as outras eletrofácies baseamo-nos nas proporções de variação relativa dos valores de permeabilidade entre as eletrofácies da Tabela 7.1, onde:

a) proporção de EFAC 1/EFAC 2 entre os valores máximos e mínimos é de 10% e 20%, respectivamente ;

b) a proporção de variação dos valores máximos e mínimos assumidos pelas EFAC1/EFAC 3 é de 2,25% e 4%. Pegando-se a média desta faixa obteremos: para a EFAC 1, assume-se o valor igual a 1.000 mD ; para a EFAC 2, assume-se um valor 22% do assumido pela EFAC 1 sendo igual a 220 mD; e para a EFAC 3, assume-se um valor 3% do valor da EFAC 1 igual a 30 mD. Estes são os valores

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

considerados médios para a permeabilidade e serão testados no simulador de fluxo.

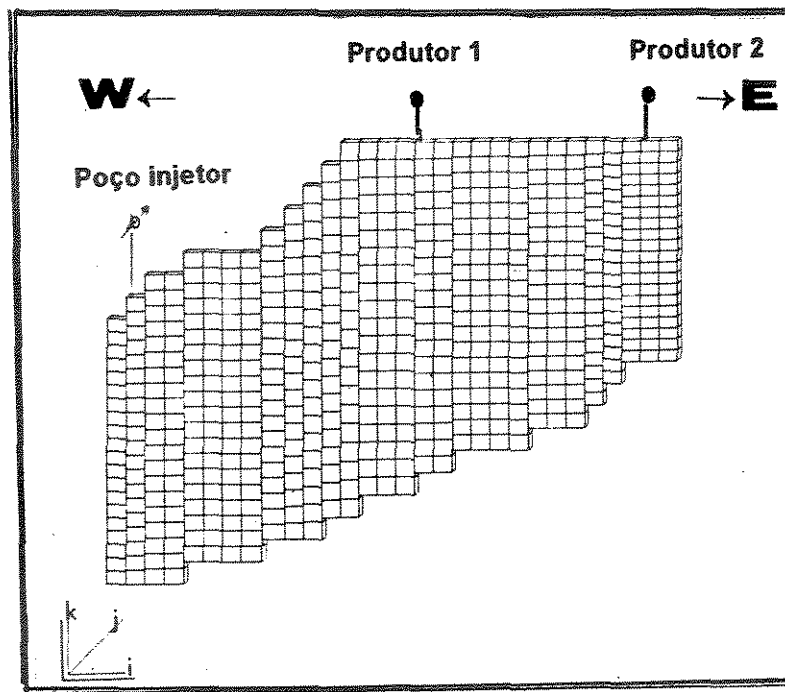
7.3 - A malha da simulação de alta resolução

As seções em 2D foram confeccionadas em duas direções ortogonais (Fig. 7.4) : uma seção E-W composta de 30 celas X 20 *layers* com dimensões de 25x25 m , iguais aos da simulação geoestatística, compreendendo um poço injetor na cela $i = 2$, um poço produtor 1 na cela $i = 18$ e um poço produtor 2 na cela $i = 29$. A outra seção Sul-Norte composta de 21 celas por 20 *layers* com dimensão de 25 X 25 metros compreendendo um poço injetor na cela $j = 2$ e um poço produtor na cela $j = 19$.

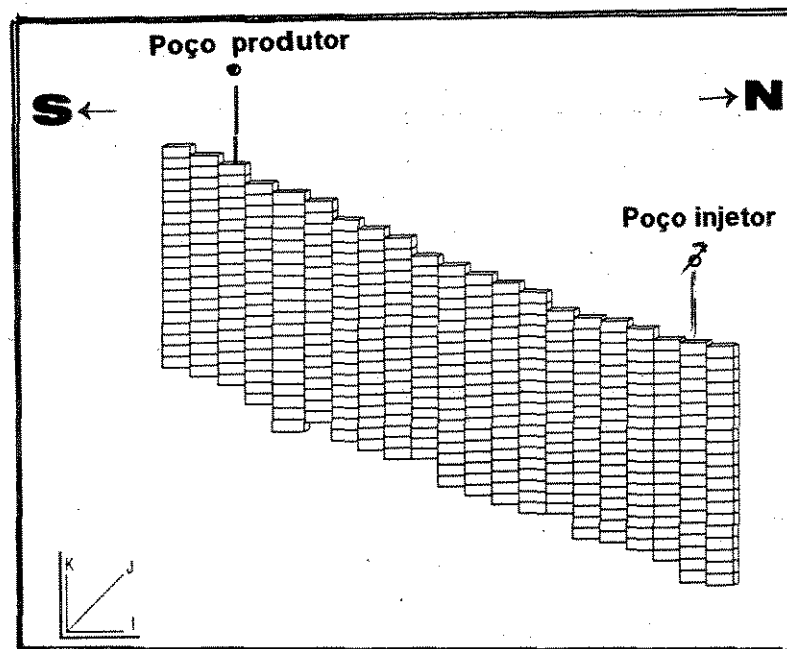
Com o objetivo de testar efeitos do fluxo frente às imagens diferentes , evitando-se envolver problemas gerados com a regularização da malha e efeitos de mudança de escala ("*scaling-up*"), optou-se por uma simulação de fluxo de alta resolução onde manteve-se a mesma dimensão de celas e o mesmo número de *layers* da saída da simulação geoestatística, apenas foi feita uma transformação das coordenadas estratigráficas para coordenadas cartesianas, de modo a posicionar estruturalmente em profundidade cada cela.

7.4 - A simulação de fluxo

Inicialmente foram feitos alguns testes com 3 realizações da simulação estocástica (Fig. 7.5) referente à seção E-W , gerando- se arquivos com os valores máximos, médios e mínimos de permeabilidade .



(a)



(b)

Fig. 7.4 - Malhas da simulação de fluxo nas seções (a) E-W e (b) N-S, em coordenadas cartesianas.

CAP. 7 - Acessando as incertezas na previsão do comportamento de fluxo

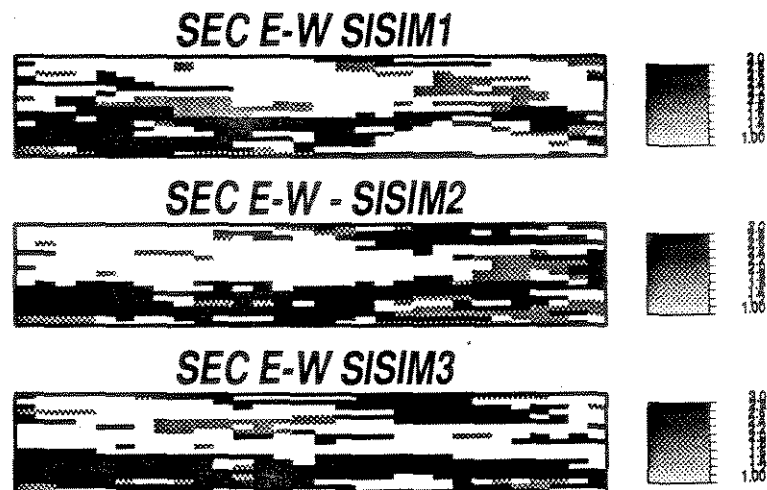


Figura 7.5 - Três imagens simuladas da seção E-W, usando o algoritmo SISIM

Nesta área do campo os poços podem atingir vazões iniciais de até 35 m³/dia, caindo rapidamente e, chegando-se até a fechar o poço em alguns casos. Como estamos testando uma seção 2D, trabalhamos com vazão limite de 5m³/dia, ou seja, um valor 7 vezes menor que o máximo registrado, correspondendo a uma área ao fluxo reduzida. Com estes parâmetros foram plotados os resultados da simulação para decidir qual conjunto de valores de permeabilidade assumir. A figura 7.6a mostra curvas da pressão média do reservatório versus tempo no poço produtor 1 (distante 425 metros do injetor) da seção E-W para valores máximos e mínimo de permeabilidade. Neste gráfico podemos ver que o comportamento do poço usando os valores mínimos de permeabilidade fornece uma curva de pressão em que a pressão aumenta inicialmente e depois de 300 dias é que começa a cair, enquanto que com os valores médios de permeabilidade o comportamento é de diminuição da pressão até aproximadamente 250 dias e tende a ficar aproximadamente constante até 750 dias.

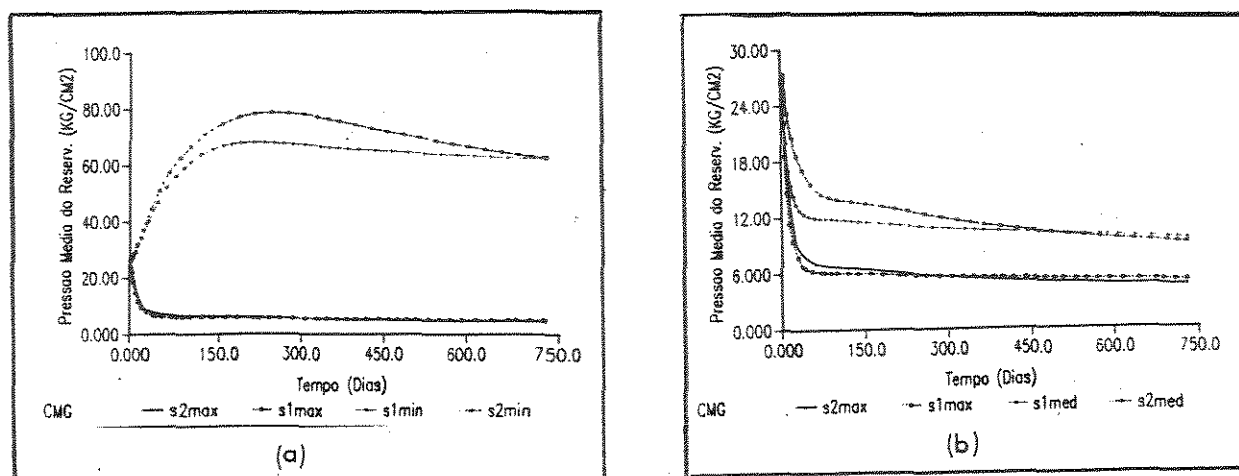


Fig. 7.6 - Pressão média do reservatório versus tempo das imagens 1 e 2, usando valores médios e mínimos de permeabilidade (a) e valores médios e máximos (b).

O formato das curvas de pressão média do reservatório (Fig. 7.6b) usando valores médios e máximos de permeabilidade são semelhantes embora correspondam a valores de permeabilidades distintos.

No gráfico de vazão de óleo versus tempo (Fig. 7.7) as curvas de valores mínimos de permeabilidade têm um comportamento atípico, indicando ocorrências de instabilidade numérica, significando provavelmente que os valores mínimos não estão coerentes com essa condição de reservatórios. Os valores mínimos de permeabilidade foram considerados pessimistas, portanto não serão usados nos testes sucessivos.

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

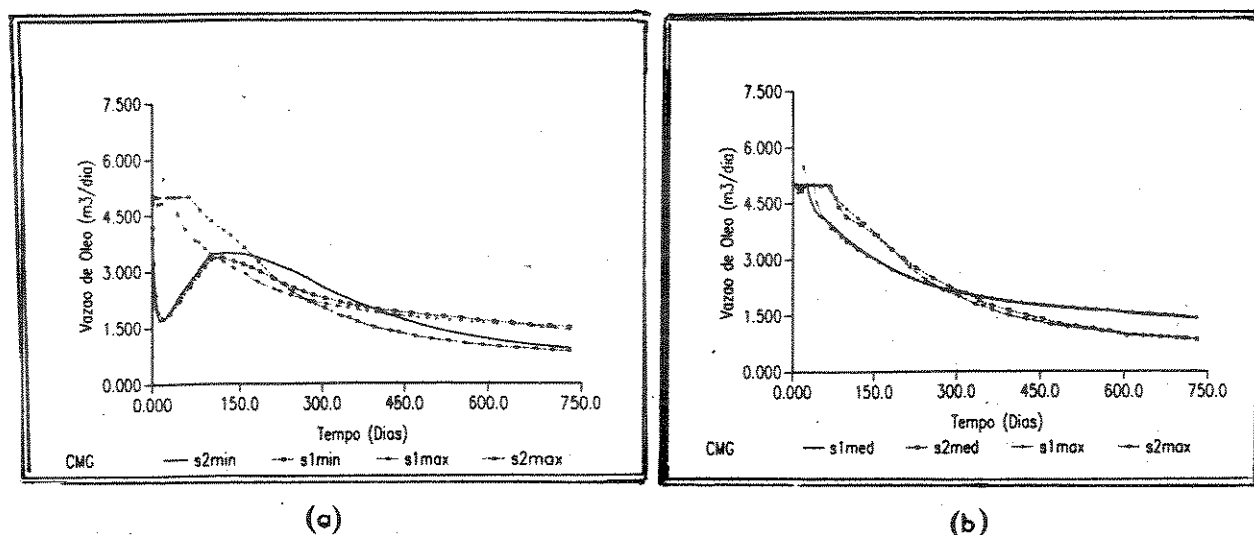


Fig. 7.7 - Gráficos de vazão de óleo versus tempo para o poço produtor 1, (imagens 1 e 2 da seção E-W). (a) valores mínimos e máximos de permeabilidade; (b) valores médios e máximos de permeabilidade.

A figura 7.8 mostra 3 realizações do algoritmo SISIM para a seção N-S, com elas foram feitos testes com valores máximos e médios de permeabilidades.

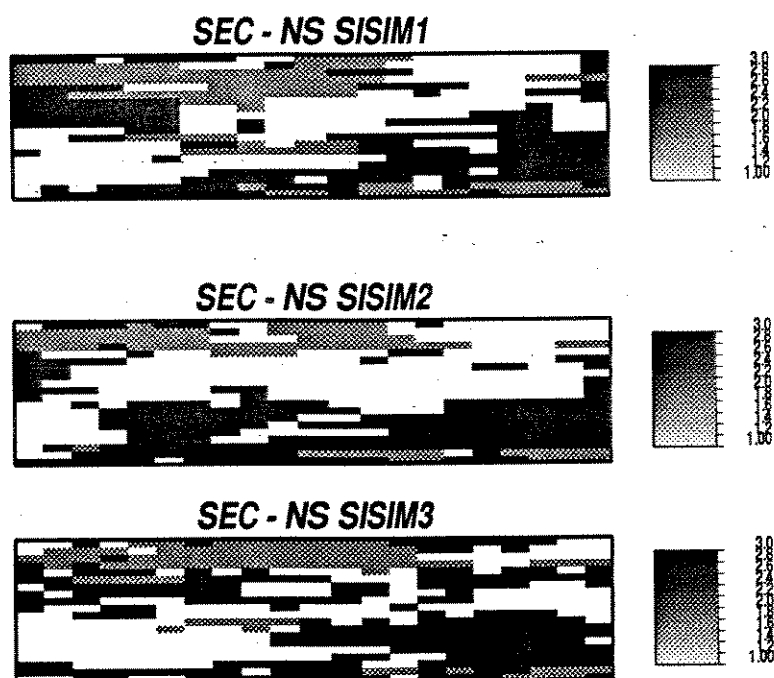
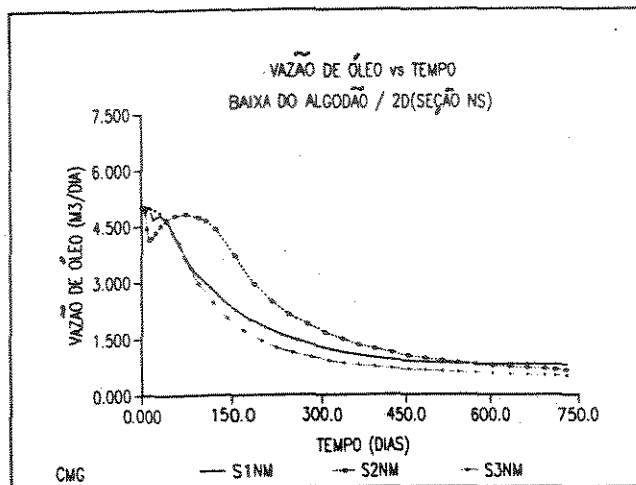


Fig. 7.8 - Imagens de 3 simulações estocásticas na seção N-S.

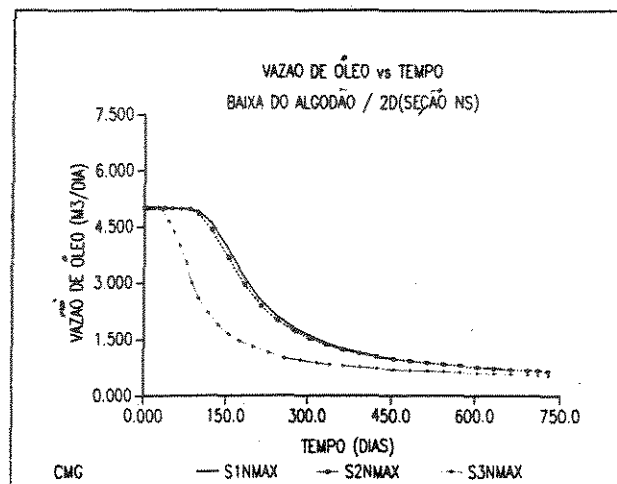
CAP. 7 - Acessando as incertezas na previsão do comportamento de fluxo

Analisando-se os gráficos de vazão de óleo (Fig. 7.9a e b) e pressão média do reservatório com o tempo (Fig. 7.9 c e d), vemos que as curvas usando os valores médios de permeabilidade têm um comportamento diferente daquelas com valores máximos. As curvas com $K_{\text{médio}}$ mostram um reservatório inicialmente pressurizado (Fig. 7.9 c - pressão média) e uma vazão de óleo (Fig. 7.9a) que aumenta, no caso da imagem 2, até 100 dias a partir da onde começa a cair com o tempo até sentir os efeitos da injeção (em torno de 300 - 500 dias), que tenderá a permanecer aproximadamente constante . Estes mesmos gráficos com valores máximos (Fig. 7.9 b e d) mostram-se mais estáveis. Isto nos leva a considerar para a direção N-S valores de permeabilidade em termos relativos, maiores que os da direção E-W. Embora estes valores de permeabilidades sejam aproximados, eles guardam entre si uma relação de proporção. Para efeito de estudos consideraremos os valores máximos de permeabilidade na direção Norte Sul.

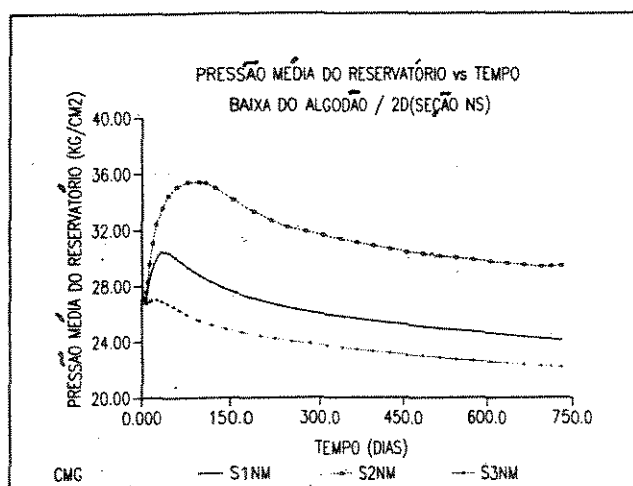
A seção Norte-Sul difere da Leste-Oeste por apresentar as areias mais contínuas e menos intercaladas com os folhelhos. As imagens da seção N-S mostram configurações distintas na distribuição dos corpos de areias/ folhelhos e este efeito pode ser sentido na simulação de fluxo. A imagem 3 tem vazão menor que as outras duas imagens (Fig. 7.9 b) , produz menor volume acumulado de óleo (Fig. 7.10 a e b) e tem maior BSW com o tempo (Fig. 7.10 c e d).



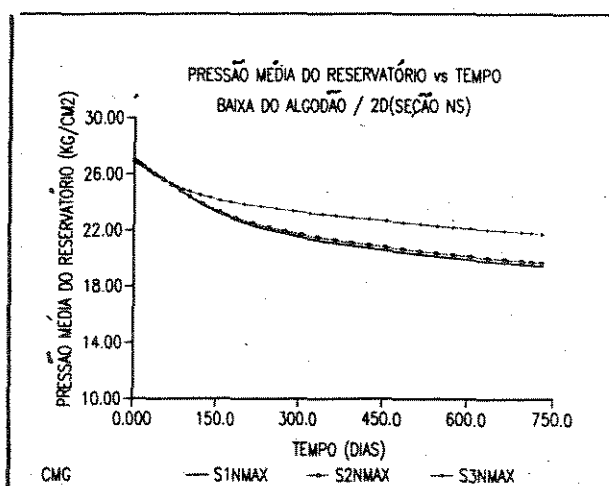
(a)



(b)

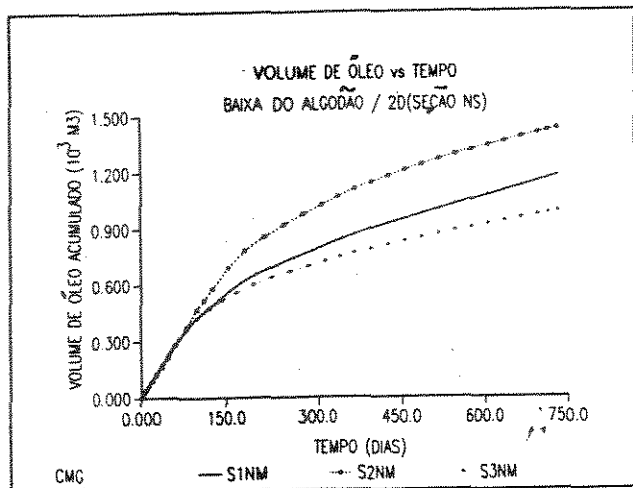


(c)

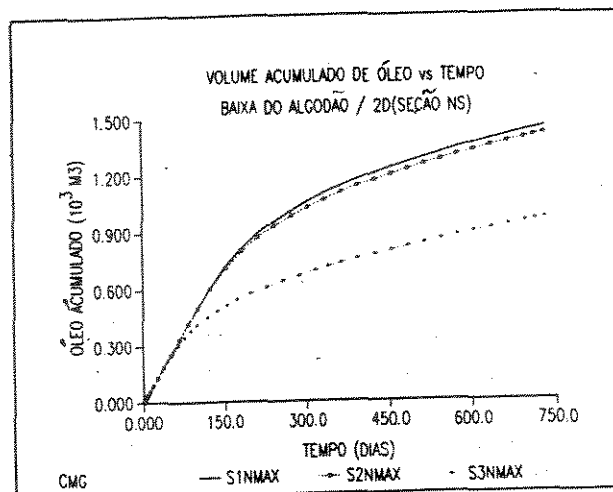


(d)

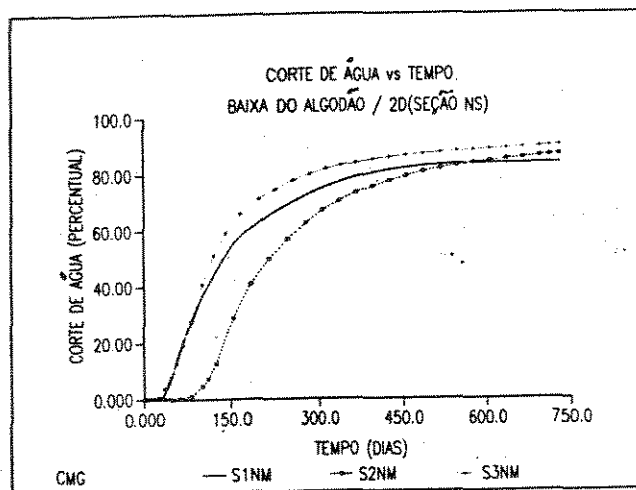
Fig. 7.9 - Gráficos - resultados da simulação de fluxo bidimensional da seção N-S, realizações 1, 2 e 3. (a) Vazão de óleo vs. tempo, com valores médios de permeabilidade ; (b) idem (a) , com valores máximos de permeabilidade; (c) Pressão média do reservatório vs. tempo, com valores médios de permeabilidade; (d) idem (c), com valores máximos de permeabilidade.



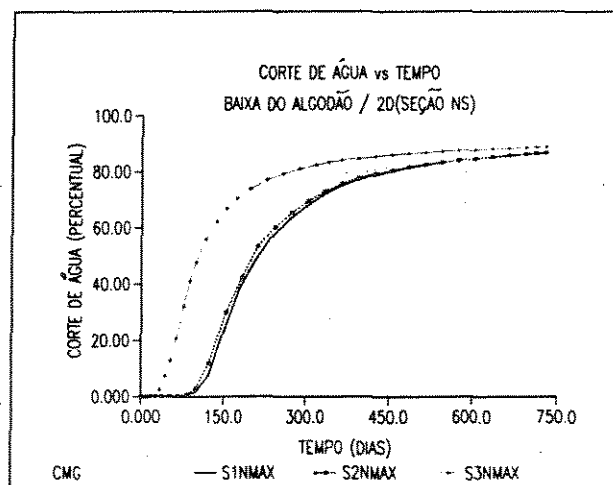
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. 7.10 - Gráficos - resultados da simulação de fluxo bidimensional da seção N-S, realizações 1, 2 e 3. (a) Volume acumulado de óleo vs. tempo, com valores médios de permeabilidade; (b) idem (a), com valores máximos de permeabilidade; (c) corte de água (razão entre: vazão de água / vazão de líquidos) vs. tempo, com valores médios de permeabilidade; (d) idem (c), com valores máximos de permeabilidade.

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

7.5 - Resultados e discussões

A avaliação dos parâmetros de produção está baseada no modelo geoestatístico condicional, cujo grau de incerteza se associa à curva da função probabilidade (pdf) das variáveis categóricas. A incerteza medida pelas várias realizações foi testada entre dois pontos condicionantes em seções 2 D, e é função do modelo estocástico e do número de realizações disponíveis ou efetuadas, ou seja, ela foi acessada usando apenas os resultados das imagens testadas.

As características de produção reproduzidas para cada seção estudada foram: a) $q_1(t)$ - Produção acumulada de óleo versus tempo ; b) $q_2(t)$ - vazão de produção de óleo versus tempo; c) $q_3(t)$ - Corte de água (relação entre $Q_w/(Q_o + Q_w)$) versus tempo ; d) $q_4(t)$ - pressão média do reservatório versus tempo. As características de produção mediram parâmetros de sensibilidade tais como : parâmetros geométricos de disposição dos corpos (dimensão e distribuição) , parâmetros de transmissibilidade dos fluidos (permoporosidades), orientação das areias (seção paralela e perpendicular à direção de maior continuidade dos corpos) e folhelhos e valores de permeabilidades absolutas utilizados. Simulou-se uma produção de 2 anos, aproximadamente o tempo de produção dos poços no campo sem ocorrer intervenção, usando um simulador comercial tipo "black-oil" (IMEX).

A definição de incerteza se relaciona às várias realizações e suas características de produção, da seguinte maneira:

$$[q_{1,2,3,4}(t)/\theta]_i \quad i=1, \dots, 10$$

CAP. 7 - Acessando as incertezas na previsão do comportamento de fluxo

onde θ corresponde aos parâmetros de sensibilidade e i é a realização.

A figura 7.11 contém o volume de óleo acumulado, ou seja a produção acumulada versus tempo para a seção E-W. A incerteza de previsão da produção acumulada até 150 dias é pequena, aumentando consideravelmente após 300 dias e no final dos dois anos ela pode variar desde 1250 m³ até melhores previsões de 1800 m³ (uma variação de incerteza igual a 30%). Para a seção N-S (Fig. 7.12), a melhor previsão atinge 1450 m³ e a mais pessimista 700 m³ no final dos dois anos; sendo que a incerteza de previsão aumenta logo após 100 dias e tem um *range* de variação bem maior que a outra seção, atingindo até 50 %. Esta discrepância é dada pelas realizações 1 e 2, que têm vazão de óleo maior que as demais imagens correspondendo às curvas abauladas da figura 7.13 .

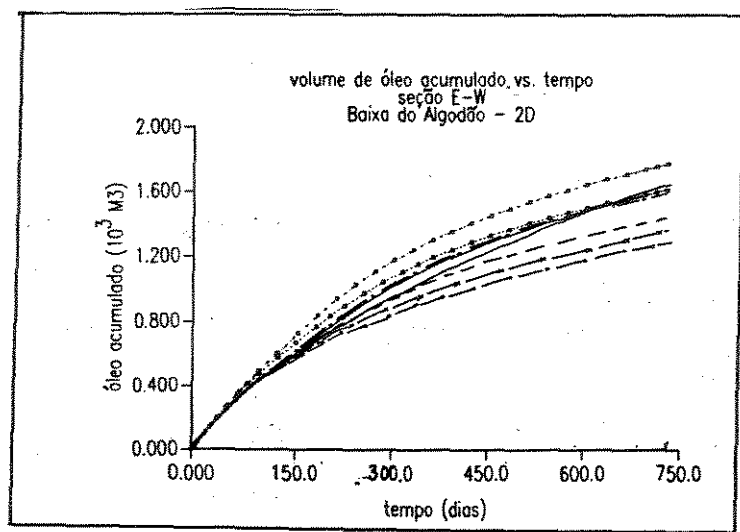


Fig. 7.11 - Produção acumulada vs. Tempo, seção E-W

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

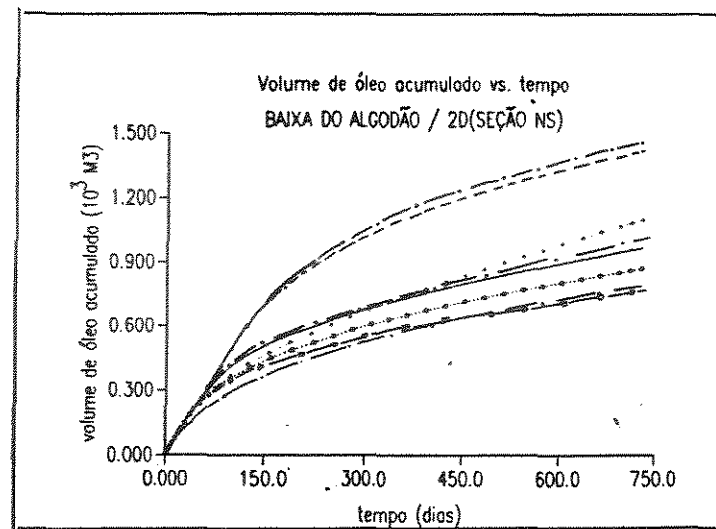


Fig. 7.12 - Produção acumulada vs. Tempo , seção N-S.

A incerteza na previsão da vazão de óleo vs. tempo pode ser observada nas figuras 7.13 e 7.14 correspondendo às seções N-S e E-W, respectivamente. A vazão de óleo permanece igual a $5 \text{ m}^3/\text{dia}$ por um período e tende a cair com o tempo, sendo que a incerteza na previsão deste tempo varia desde 40 dias até 100 dias para a seção E-W, e de 30 a 90 dias para a seção N-S.

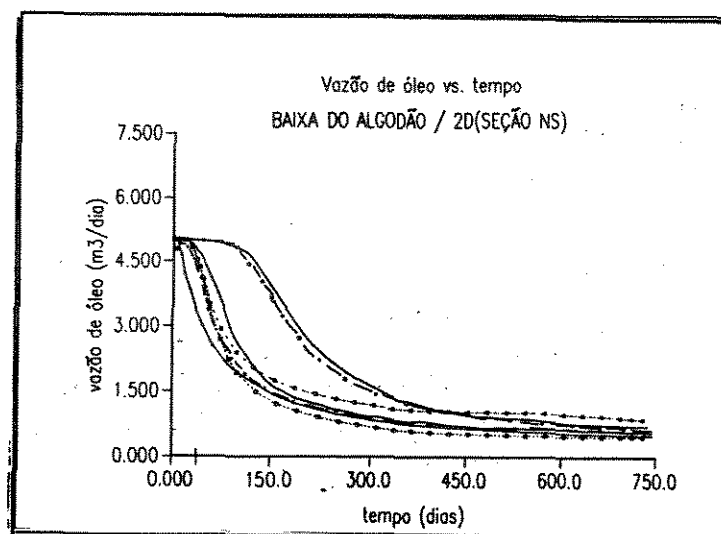


Fig. 7.13 - Vazão de óleo vs. Tempo, seção N-S.

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

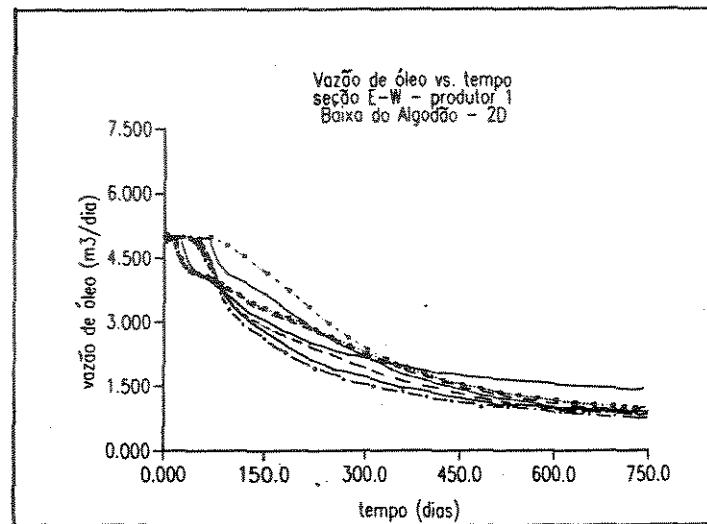


Fig. 7. 14 - Vazão de óleo vs. Tempo, seção E-W poço produtor 1.

As figuras 7.15 e 7.16 contêm os cortes de água versus tempo previstos para as seções N-S e E-W, respectivamente. A variabilidade é alta durante todo o período estudado; já começa a produzir água durante os primeiros 30 dias para a seção N-S, e nos primeiros 70 dias para a seção E-W. Embora tenham diferenças quanto ao tempo previsto para iniciar a produção de água (varia de 30 -100 dias para a seção E-W e 70 - 90 dias para a seção N-S), no final de dois anos o poço produzirá de 70-80 % de água para a seção N-S, e 55-80% para a seção E-W. Na seção N-S os poços atingem uma produção alta de água com o tempo, mais rápido que na seção E-W.

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

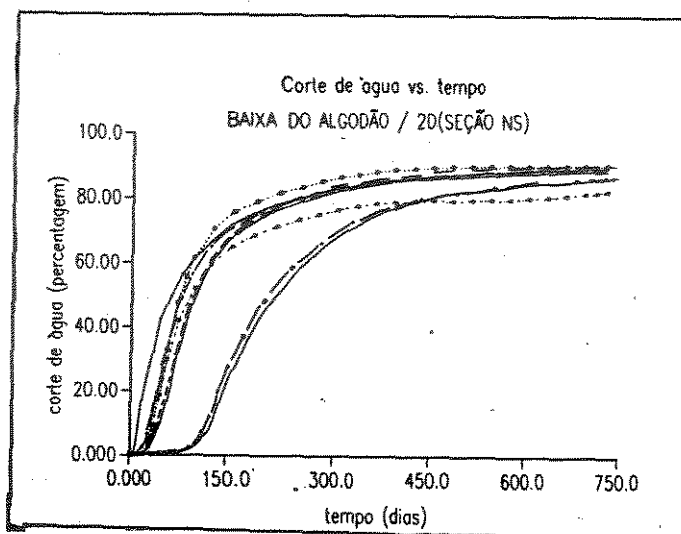


Fig. 7.15 - Corte de água vs. Tempo, seção N-S.

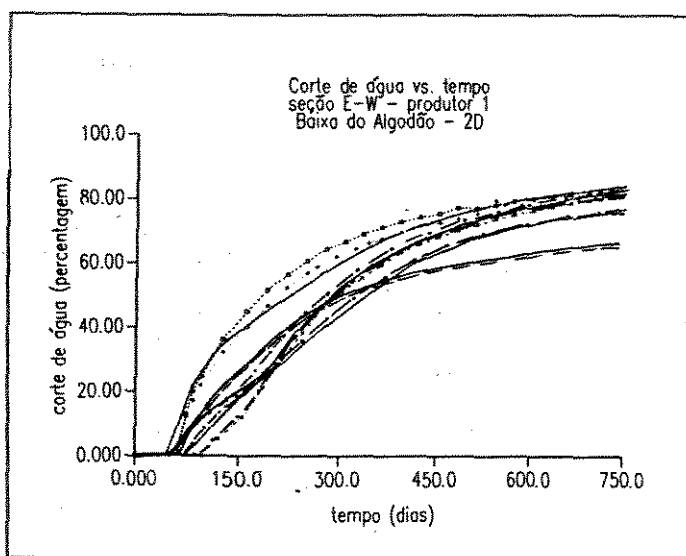


Fig. 7.16 - Corte de água vs. Tempo, seção E-W poço produtor 1.

Para a seção N-S (Fig. 7.17) a pressão média do reservatório com o tempo diminui de maneira aproximadamente linear, cuja inclinação da reta varia um pouco entre as imagens. Até o ponto em que a pressão tem um comportamento curvilíneo com o tempo (30-70 dias) a incerteza é pequena, a partir daí aumenta a dispersão

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

entre as imagens atingindo no final dos dois anos uma variação de 16 kg/cm² a 26 kg/cm². Na seção E-W (Fig. 7.18) a diminuição da pressão linearmente com o tempo tem duração menor que na seção N-S, mas o gradiente é mais rápido. As imagens diferem entre si e a dispersão da incerteza gira em torno de 20 %. As seções mostram que embora o impacto das imagens tenham uma incerteza maior no final do período de dois anos para a seção N-S, o comportamento do gradiente de pressão é menos abrupto nos primeiros meses do que para a seção E-W, em que a depleção do reservatório é mais rápida.

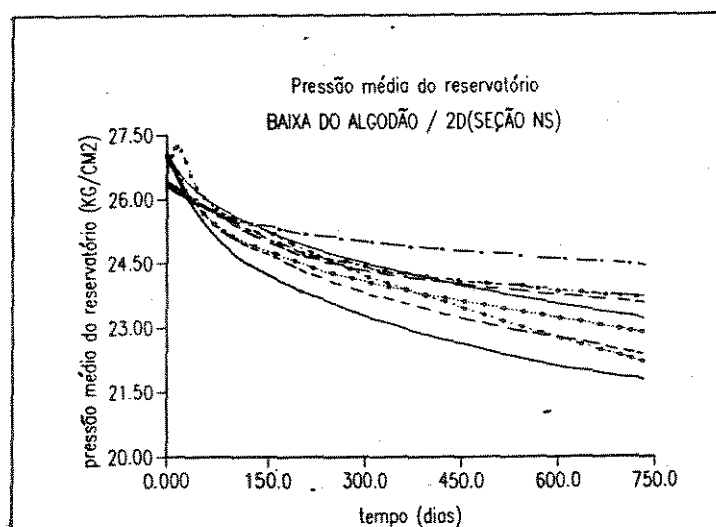


Fig. 7. 17 - Pressão média do reservatório, seção N-S.

CAP. 7 - Acessando as incertezas na previsão do comportamento de fluxo

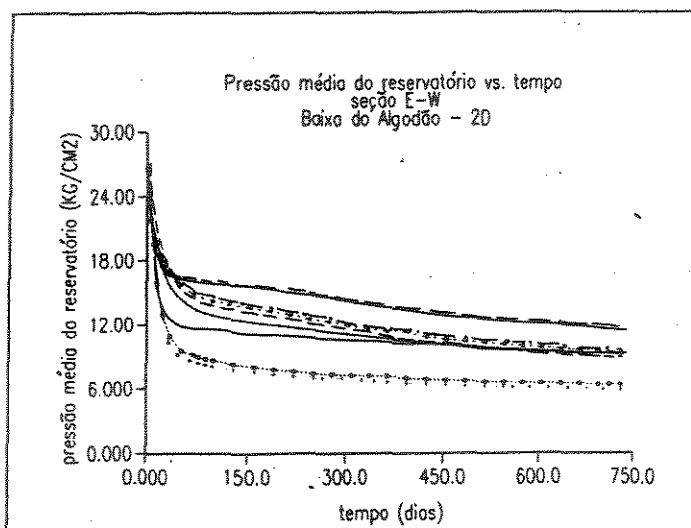


Fig. 7.18 - Pressão média do reservatório vs. Tempo, seção E-W.

As incertezas geológicas na previsão do comportamento de produção é importante no gerenciamento de um reservatório. Através do modelamento geoestatístico associado às inferências estatísticas realizadas após o reservatório ter sido descrito destacando-se as propriedades sedimentares e petrofísicas; foi possível testar os parâmetros de sensibilidades da caracterização geológica do reservatório de Baixa do Algodão. Considera-se que o modelo geoestatístico proposto tem fragilidades inerentes à própria amostragem dos dados, por ser esparsa e como tal incompleta. Algumas simplificações também foram introduzidas como considerar a permeabilidade homogênea dentro de cada eletrofácies. Contudo, as eletrofácies, como originalmente

CAP. 7 - Acessando as Incertezas na previsão do comportamento de fluxo

definidas, têm conotação de unidades de fluxo ao considerar eletrofácies distintas aquelas com características permoporosas diferentes. Esta simulação de fluxo, elaborada com o objetivo de investigar as incertezas na correlação entre as amostras (entre os poços) , testou poços distantes 400-500 metros (distâncias maiores entre os pontos condicionantes do modelo) e pode demonstrar que o modelo responde diferentemente nas duas direções simuladas, de acordo com o observado na borda do campo em região originalmente com injeção periférica de água.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES

No processo de detalhamento de um estudo de reservatórios de petróleo, há necessidade de se incorporar maior conhecimento e realizar inferências a respeito do comportamento do reservatório, no sentido de um gerenciamento mais otimizado da jazida. A sistematização de um estudo dependerá dos objetivos associados a ele, contudo, o que se espera é conseguir definir os níveis de heterogeneidades capazes de facilitar ou dificultar o fluxo de fluidos dentro do reservatório. Os níveis de heterogeneidades são variados, e neste trabalho procurou-se quantificar o reservatório de maneira detalhada, de modo a permitir acessar as incertezas do modelo geológico. Foram usados para isto análises multivariadas e a modelagem estocástica. Podemos concluir que:

(1) As litofácies reconhecidas nos testemunhos se baseiam em características permoporosas associadas ao ambiente deposicional, compreendendo a seção sedimentar abaixo do marco Mossoró I até a zona I. Compõem-se de arenitos médio/finos, arenitos muito finos, siltitos e lamitos. São arenitos arcossianos e arcossianos líticos compostos por: quartzo, feldspato, micas (biotita, muscovita), zircão, anatásio. Pouco cimentados, com bastante intraclastos de argila, mal selecionados, estes reservatórios tem um empacotamento frouxo, são bastante friáveis e muito argilosos.

CAP.8 - CONCLUSÕES

(2) Os tipos de porosidades mais freqüentes nos reservatórios estudados são: intergranular, intragranular e móldica alargada.

(3) Os cimentos mais comuns são calcita e dolomita e secundariamente pirita e anidrita. A argilosidade é dada por : *pseudomatrix* devido aos efeitos de compactação dos intraclastos dúcteis e/ou alteração química e mecânica dos feldspatos e micas; e *cutículas argilosas*, geradas por infiltração mecânica de argilas.

(4) Com a quantificação de parâmetros texturais e produtos diagenéticos realizou-se uma regressão linear multivariada da permeabilidade e obteve-se que os elementos mais fortemente relacionados com a permeabilidade dos reservatórios são as argilas infiltradas, o grau de seleção dos arenitos e a mediana do tamanho dos grãos. Podemos afirmar que, nestes reservatórios os aspectos sedimentológicos primários controlam mais a permeabilidade do que os aspectos diagenéticos.

(5) Na correlação rocha- perfil, a análise de variância sugeriu um agrupamento das litofácies em três eletrofácies: EFAC 1 e EFAC 2 constituem-se nos arenitos reservatórios e a EFAC 3 nas fácies selantes.

(6) A análise discriminante classificou estas eletrofácies nos poços não-testemunhados, após a calibração com um poço-chave, em que atingiu-se um índice de acerto total de 77%.

(7) Outras ferramentas de classificação foram testadas usando-se os conceitos de Inteligência Artificial, mas obteve-se um índice de acertos mais baixos que o da análise discriminante(59.54%).

(8) Os mapas texturais da seção sedimentar entre os marcos BAL e I mostraram uma seção com ampla distribuição em área de areias, e pouca áreas onde a razão ARN/FLH é menor que um. A distribuição dos folhelhos também é expressiva,

CAP.8 - CONCLUSÕES

mostrando um equilíbrio entre as porções argilosas e os níveis arenosos, embora haja um predomínio um pouco maior das areias.

(9) Os mapas de centro de gravidade relativo associado com mapa de isópaca de areias mostram na porção central N/NE, que as areias do topo da seção são mais persistentes, ou seja, o centro de gravidade mais próximo do topo coincide com a menor espessura de areias.

(10) O mapa de número de camadas de folhelho mais espessos que um metro, associado com o centro de gravidade das areias mostram na porção oeste do campo um desenvolvimento preferencial de arenitos na base da seção. Alinhado segundo NE/SW, ocorre um maior número de camadas de folhelho.

(11) O mapa de desvio padrão mostrou que a maior parte das areias ficam dentro de aproximadamente um terço (27%) do intervalo estratigráfico; associando-o ao mapa de centro de gravidade, vemos que as areias se espalham mais na porção central do campo. Esta área, coincide com a região de maior número de camadas de folhelho, o que lhe confere uma maior intercalação de arenitos com folhelho.

(12) O mapa de configuração da distribuição vertical das areias mostrou uma grande mistura das areias significando que elas se interligam verticalmente, mantendo um gradiente de concentração de areias na base da zona passando ao topo, no sentido NW-SE.

(13) As seções geológicas de detalhe associadas com os mapas faciológicos mostraram que a geometria dos corpos de areias tem razão largura/comprimento maior que 200 metros, evidenciando uma migração lateral extensa e contínua, compreendendo seqüências de canais superimpostos, indicando trocas nas condições de fluxo ou direções de fluxo sedimentar, mas sem evidências de erosão. Os corpos

CAP.8 - CONCLUSÕES

de folhelhos formados durante os estágios de baixa competência do rio, mostraram-se também, muito mais extensos que largos.

(14) A análise estrutural dos dados mostrou um comportamento contínuo próximo da origem evidenciado nos variogramas verticais; os quais também não apresentaram "efeito buraco", confirmando que a seção estudada representa um registro sedimentar específico.

(15) O modelo teórico ajustado à variografia experimental para a eletrofácies 1 prevê uma anisotropia com alcance de 600 metros na direção N-S e 300 metros na direção E-W; para a eletrofácies 2, o modelo foi ajustado com duas estruturas, alcances de 250 metros e 188 metros nas direções N-S e E-W respectivamente. Para a eletrofácies 3 o modelo foi ajustado com duas estruturas e alcances efetivos de 855 metros e 600 metros na direção N70E, e 214 metros na direção N160.

(16) As anisotropias mostradas pelos modelos estão coerentes com as relações de dimensão obtidas dos mapas de isoproporção, mapas faciológicos e seções geológicas. É possível reconhecer nos modelos as relações de dimensão, mesmo "imbricadas".

(17) Na simulação geoestatística usou-se inicialmente as técnicas: aussiana Truncada e Simulação Seqüencial da Indicadora. Os algoritmos testados: GTSIM, SISIMPDFP e SISIMPDF2m, não reproduziram a anisotropia da eletrofácies 3 e as imagens obtidas estavam bastante *pepíticas*.

(18) O uso do algoritmo SISIM (Simulação Seqüencial da Indicadora) capta a anisotropia da eletrofácies 3. O programa TRANS.FOR, que calcula o número de camadas de folhelho na saída da simulação, mostrou que apenas o algoritmo SISIM

CAP.8 - CONCLUSÕES

é que captou o alinhamento das camadas de folhelho na direção N70E.

(19) Testes comparando as variografias de saída da simulação com o modelo de entrada para os três algoritmos: SISIM, GTSIM e SISIMPDF2m mostraram um bom desempenho do SISIM para as eletrofácies 1 e 3 comparativamente com os outros algoritmos. Para a eletrofácies 2, o variograma da simulação não reproduz perfeitamente o modelo teórico de entrada em nenhum dos três algoritmos, sendo que a melhor resposta parece ser a do SISIMPDF2m e a pior a do GTSIM.

(20) Embora com respostas ruins para a eletrofácies 2, o algoritmo SISIM destacou bem as relações espaciais dos corpos de folhelho (EFAC 3) e das areias (EFAC 1). Um refinamento poderia ser feito com uma simulação em duas etapas, como sugerido no capítulo 6.

(21) Nas dez realizações geradas pela simulação estocástica, retirou-se duas seções ortogonais NS e EW, na borda do campo, em que foram realizadas simulações de fluxo. A escala desta simulação foi a mesma da simulação estocástica (20 camadas com dimensão de 25 x 25 metros).

(22) Testes para a estimativa dos valores de permeabilidade e porosidade usaram os valores dos histogramas de PHIE (porosidade efetiva) e LnKL (logaritmo natural da permeabilidade de laboratório) associados com dados de testes de formação. Para a permeabilidade obteve-se valores mínimos (100 mD, 10 mD e 4 mD), médios (1000 mD, 220 mD e 30 mD) e máximos (3.600 mD, 820 mD e 81 mD) respectivamente para as eletrofácies 1, 2 e 3. Para a porosidade estimou-se 24% para a eletrofácies 1, 18 % para a eletrofácies 2 e 10% para a eletrofácies 3.

(23) Para a seção E-W a simulação de fluxo usando os valores mínimos de permeabilidade não foram coerentes com as condições de reservatório. Foram

CAP.8 - CONCLUSÕES

abandonados nos demais testes de sensibilidade, por serem considerados muito pessimistas.

(24) Na seção N-S os valores médios assumidos para a permeabilidade não mostraram um comportamento típico, indicando que em termos relativos, os valores de permeabilidade da seção N-S deveriam ser maiores que os da E-W. Considerou-se os valores médios de permeabilidade para as imagens da seção E-W e os valores máximos para a da seção N-S.

(25) A simulação de fluxo das seções obtidas nas 10 imagens geoestatísticas, mediu parâmetros de sensibilidade tais como: dimensão e distribuição dos corpos, transmissibilidade dos fluidos (permoporosidades), orientação das areias (seções N-S e E-W - são paralelas e perpendiculares à direção de maior continuidade dos corpos) e folhelhos.

(26) Nos gráficos De Produção Acumulada versus Tempo calculou-se para a seção E-W uma variação de incerteza de 30%, enquanto que na seção N-S esta incerteza é maior. Dois parâmetros foram medidos: a permeabilidade máxima na seção N-S e a menor intercalação de areia que também coincide com a seção N-S.

(27) Os gráficos de corte de água, mostraram uma produção de água logo nos primeiros meses de produção. Na seção N-S, os poços atingem uma produção alta de água com o tempo, mais rápido que na seção E-W.

(28) Na seção E-W o intervalo em que a pressão do reservatório diminui linearmente com o tempo é menor que na seção N-S, mas o gradiente é mais rápido. Embora a incerteza no final de 2 anos para a seção N-S seja maior, o comportamento do gradiente de pressão é mais depletivo para a seção E-W.

(29) A simulação de fluxo de alta resolução investigou as incertezas nas

CAP.8 - CONCLUSÕES

correlações entre as amostras (entre os poços), uma vez que testou poços distantes 400-500 metros - distância considerada limite entre os pontos condicionantes, e demonstrou que o modelo responde diferentemente nas duas direções simuladas (seção N-S e E-W).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALABERT, F.** The practice of Fast Conditional Simulations Through the LU Decomposition of Covariance Matrix, *Math. Geology*, v.14, no. 3, p.249-257, 1987.
- ALABERT, F. & MASSONAT, G.J.** Heterogeneity in a Complex Turbiditic Reservoir: Stochastic Modelling of Facies and Petrophysical Variability, SPE #20604. In: Ann. Tech. Conf. of SPE, New Orleans, 1990.
- ALMEIDA, A. S.** Joint simulation of multiple variables with a markov-type coregionalization model. Stanford: Universidade de Stanford, julho 1993, 199p (Tese de Doutorado).
- BARROSO, A.S.; PEDRASSI, W; MENEZES, F.R.; PEREIRA, I.E.M; SILVA Fº, E.; SILVA M.M.; LEITE, A.E.P.; PORTO, S.R.; VIEIRA, P.M.F.; HORSCHUTZ, P.C.** Zoneamento - Homogeneização de conceitos e padronização de Termos Técnicos Afins, 1994, PETROBRÁS (*Relatório Interno*).
- BEARD, D.C. & WEYL, P.K.** Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *AAPG Bulletin*, V. 57, No. 2, 1973, p. 349-369.
- BERTANI, R.T.; COSTA, I.G. & MATOS, R.M.D.** Evolução tectono- sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. In: *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990. 415 p., p. 291-310.
- BETTINI, C.** Simulação de sistemas geológicos em computador. Notas de aula curso: *Modelagem matemática de bacias*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, abril, 1989. (*Relatório Interno*).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BRUHN, C.H.L. & DE ROS, L.F.** Formação Sergi: Evolução de conceitos e Tendências na Geologia de Reservatórios. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, v.1, n.1, p.25-40, 1987.
- BUCHER, J.A. & EVANS, H. B.** Some Applications of Methods Used in Eletrofacies Identification : The Log Analyst, Jan.Febr,1994. p. 14-26.
- BURKE, J.A., CAMPBELL, R. L. & SCHMIDT, A.W.** .The Litho-Porosity Crossplot : Trans., SPWLA Annual Logging Symposium paper Y,1969.
- BUSCH, J.M., FORTNEY, W.G. & BERRY, L.N.** Determination of Lithology From Well Logs by Statistical Analysis : SPE Formation Evaluation, December, 1987, p.412-418.
- BUSSAB, W. O.** Análise de variância e de regressão: uma introdução. Coleção Métodos Quantitativos, 1988, 2 ed. São Paulo.
- CHEENEY, R.F.** Statistical Methods in Geology - for field and lab decisions. Grant Institute of Geology, University of Edinburgh London, 1983, U.K.
- CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C.** Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG BULLETIN, 1970, vol.54 P207-250.
- CLAVIER, L. & RUST, R.L. Jr.** MID-PLOT: A New Lithology Technique : TheLogAnalyst, November - December, 1976, p.16-24.
- COSTA, I.G. et al.** Projeto Alagamar - PETROBRÁS/DEPEX , 1983(Relatório Interno).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- COSTA, E.P.R.da; TEIXEIRA, I.E.M. & LIMA, M.O.** Avaliação do Campo de Baixa do Algodão. DEBAR/DIRGEO/SERTRAG, 1988. PETROBRÁS Relatório Interno.
- CASTRO, J.C.; BARROCAS, S.L.S.; LIMA, H.P.** Fácies, diagênese e modelos de atuação da Formação Açu, parte emergente da Bacia Potiguar. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES. 1981. (*Relatório Interno*).
- CASTRO, J.C.** Facies, reservoirs and stratigraphic framework of the Mossoró member (Latest Cenomanian - Earliest Turonian) in Potiguar Basin, NE Brazil: example of tide and wave dominated delta, 1993 - Marine Clastic Reservoirs examples and analogues - Frontiers in Sedimentary Geology, RHODES, E.G. & MOSLOW, T.F. Springer Verlag.
- CASTRO, J.C.** Petrologia Sedimentar - Rochas Silicilásticas. Apostila do Curso de Pós-graduação em Geoengenharia de Reservatórios, UNICAMP. Disciplina: Reservatórios de Rochas silicilásticas, 1993, Campinas, 111p.
- COATS, K.H. & DEMPSEY, J.R.** The use of vertical equilibrium in two dimensional simulation of three-dimensional reservoir performance. *SPE Transactions*, V. 251, 1971, p. 63-71.
- CODY, R.P. & SMITH, J.K.** Applied statistics and SAS Programming Language - Second Edition, 1987, New York by Elsevier Science Publishing Co. Inc.
- CYPRIANO, J.L. & NUNES, A.B.** Geologia da Bacia Potiguar. PETROBRÁS/DEXPRO, Rio de Janeiro, 1968, 74 p. (*Relatório Interno*).
- DACHS, J. N. W.** Análise de dados e regressão. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Dep. de Estatística, julho 1978. 125p.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DELFINER, P.C., PEYRET, O. & SERRA, O. Automatic Determination of Lithology from WellLogs: SPE Formation Evaluation Sept, 1987, p. 303-310.

DE ROS, L.F. & MORAES, M.A.S. Caracterização e influência das argilas de infiltração mecânica em reservatórios fluviais da Bacia do Recôncavo, Nordeste do Brasil, Boletim de Geociências, PETROBRÁS, Rio. 2(1) p13-16, 1988.

DEUTSCH, C. V. & JOURNEL, A. G. GSLIB: Geostatistical Software Library, User's Guide. Oxford University Press, 340p., New York, 1992.

DOVENTON J.H. & PRENSKY, S.E. Geological Applications of Wireline Logs -A synopsis of Developments and Trends : The Log Analyst, May-June, 1992, p.286-302.

DOWD, P.A. A review of recent developments in Geostatistics, Computers and Geosciences vol.17, No.10, p.1481-1500, Great Britain, 1992.

EHRENBERG, S.N. & BOASSEN, T. Factors controlling permeability variation in sandstones of the Garn Formation in Trestakk field, Norwegian Continental Shelf. *Journal of Sedimentary Petrology*, vol.63 No.5, september, 1993 p929-944.

EINSTEIN, E. & EDWARDS, K.W. Comparasion of an expert system of human experts in well-log analysis and interpretation. *SPE, Formation Evaluation*, march, 1990.

ESCHARD, R; DOLIGEZ, B.; LELOCH, G. & HERESIM GROUP. From well data to a complete description of reservoirs using geostatistical methods. Six European Symposium on Improved Oil recovery, 1991, Stavanger, Norway p21-23.

ESCHARD, R & HERESIM GROUP. High resolution sequence stratigraphy and reservoir characterization of a deltaic system from outcrops, cores and logs - Cleveland basin,

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

U.K. in: VII IFP-Research conference on Exploration Production, April, 1992, Yorkshire (U.K.).

FANHA, A.B. & CASTELLO BRANCO, M.A.D. Geologia e desenvolvimento do campo de Baixa do Algodão - Bacia Potiguar emersa. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 3, Salvador, Anais... Salvador: PETROBRÁS/DEPEX/SEIDER, 1988.

FANHA, A.B.; VICENTE, N.A.; PIERETTI, V.T.; SOUZA JR, O.G.; NOLLA, F.R. Análise Integrada de reservatórios heterogêneos zona D - Campo de Livramento, Bacia Potiguar emersa. PETROBRÁS/DEBAR, 1992 (Relatório Interno).

FORGOTSON JR, J.M. Regional stratigraphy analysis of Cotton Valley Group of Upper Gulf Coastal Plain, *AAPG BULLETIN*, VOL.58, No.12, 1954, In: Review and classification of quantitative mapping techniques, *AAPG BULLETIN*, vol.62, No.5, 1954.

FORTES, F.P. Mapa geológico da Bacia Potiguar. 1:100.000. A origem da Bacia mezo-zóica do Apodi como decorrência do ciclo tecto-orogênico Brasileiro. Natal, PETROBRÁS/DEBAR/DINTER/SEBAT. 1987. 116 p. (Relatório Interno).

GALLI, A.; BEUCHER, H.; LE LOC'H, G.; RAVENNE, C. & HERESIM group. Including a regional trend in reservoir modelling using Truncated Gaussian Method, 1990(?), (referência incompleta, parte da brochura distribuída pelo Instituto Francês do Petróleo em 1992, In: SPE Annual Meeting, Washington DC).

GAZETTA.; D'AMBROSIO, U.; MACHADO, C.R.R.; AIDAR, E.M.; ZUTIN, M.C.G.; PRADO, M.E.B.B.; MASTINE, R.L.B. Iniciação à Matemática, vol.3, 1986, editora da UNICAMP (Série Manuais), Campinas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- GENARO, S.** - 1986 - Construção de Sistemas Especialistas usando o SAFO . Dissertação de Mestrado Departamento de Informática.vol.1 e 2 PUC, 1986 ,Rio de Janeiro-RJ.
- GOMES, PIMENTEL F.** Curso de Estatística Experimental, 11 Ed. São Paulo, Nobel, 1985.
- GONZALÉZ,A.** Numeros difusos: aritmetica i comparacion, alguns aspectos del tratamiento de la informacion in Inteligencia Artificial. Espanha: Universidad de Granada, Departamento de Ciencias de La Computación e Inteligencia artificial, 1991. Coletanea de artigos.
- GUANGMINGTL,TI; OGBE,D.O.;HATZIGNATIOU,D.G.** The use of flow units as a tool for reservoir description: a case study. SPE 26919 nov,1993.
- GREDER, H.N.;MARION, D.P.;PELLERIN, F.M.** Petrophysical logs on cores: A new tool for core-log calibration and reservoir characterization .SPWLA 35th Annual Logging Symposium, June,1994.
- GRIFFITHS,C.M. & BAKKE,S.** Interactive quantitative matching of stratigraphic sequences of numerical lithostates based on gene- typing techniques. In: GRAHAN & TROTMAN . Correlation in hydrocarbon Exploration Norwegian Petroleum Society, 1989, p.61-76.
- GUERRA, M.J. & DONAIRE,D.** Estatística Indutiva. Teoria e exercício, 1989. São Paulo, Livraria Ciência e Tecnologia Editora, 299p.
- GUERRA, P.A.G.** Geostatística Operacional. DNPM, Brasília, DF, 1988.
- HALDORSEN, H.H. & LAKE,L.W.** A new approach to shale management in field-scale models, *SPE Journal*, vol.24,1984, p.447-457.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- HALDORSEN, H.H. & DAMSLETH, E.** Stochastic Modeling. JPT, SPE, abril 1990. p404-412.
- HOOK, J.R.; NIETO, J.A.; KALKOMEY, C.T.; ELLIS, D.** Facies and permeability prediction from wireline logs and core - a North Sea case study. SPWLA 35th Annual Logging Symposium, June, 1994.
- HUNT, T.S.** Notes on the history of petroleum or rock oil. *Smithsonian Institution Annual Report*, 1861, p.233-329.
- HUNT, T.S.** Petroleum. *Geological Survey of Canada, Report of Progress*, 1863 to 1866. 1866, p. 233-262.
- INMAN, D.L.** Measures for describing the size distribution of sediments, *JPT*, 22, 1952, p.125-145.
- JAMES, W. R.** The geological utility of Random process Models. *Proceedings of Colloquium on Geostatistics*, 1970, New York.
- JOHNSON, R.A. & WICHERN, D.W.** Applied multivariate statistical analysis. Texas, 1992, 3d. edition, USA. 642p.
- JOURNEL, A.G.** Non-parametric estimation of spatial distributions. *Journal Math-Geology*, 1983, vol. 15, No.3. p445-468.
- JOURNEL, A.G. & ISAACKS, E. H.** Conditional Indicator Simulator: Application to a Saskatchewan Uranium Deposit, *Journal Math Geology*, 1984, vol.16 No.7. p685-718.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- JOURNEL, A.** Fundamentals of Geostatistics in Five Lessons. Volume 8 Short Course in Geology, American Geophysical Union, Washington, D.C., 1989.
- JOURNEL, A.S. & ALAMBERT, G.F.** Non-Gaussian Data expansion in the Earth Sciences, *Terra Nova*, 1(2), p.123-134, 1989.
- JOURNEL, A.S. & ALAMBERT, G.F.** New method for reservoir mapping. *JPT* 42, fev.1990, p.212-228.
- JOURNEL, A.S. & GOMÉZ-HERNÁNDEZ, J.** Stochastic imaging of Wilmington clastic sequence, SPE. Proceedings of 64th Ann. Tech. Conf. of SPE, 1989. Publ. SPEFE, mar. 1993, p.33-40.
- KLIR, G. J.** Some applications of the principle of uncertainty invariance. Japan: The international Fuzzy Engineering Symposium'91 Yokohama, Proceedings... vol. 1, part.1, Mathematics, 1991.
- KRUMBEIN, W. C. & SLOSS, L.L.** Stratigraphy and sedimentation, 1951. W.H.Freeman Company, San Francisco.
- KRUMBEIN, W. C.** Principles of facies map interpretation. *JPT*, vol.22, No.4, dec. 1952, p200-211.
- KRUMBEIN, W. C. & NAGEL, F.** Regional Stratigraphic analysis of Upper Cretaceous rocks of Rock Mountain region, *AAPG BULL.* vol. 37, 1953, p.940-960.
- KRUMBEIN, W. C. & LIBBY, W.G.** Application of moments to vertical variability maps of stratigraphic units, *AAPG BULLETIN*, vol.41, no.2, 1957, p.157.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- KRUMBEIN, W. C.** Geological Models in transition. Proceedings of Colloquium on Geostatistics, 1970, New York.
- LIMA, C.C & LIMA NETO, F.F.** A estruturação pós-rift da Bacia Potiguar e a acumulação de petróleo. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DEBAR. 1993. (*Relatório Interno*).
- LIMA, C.C.; BENTZ, C.M.; FONSECA, L.E.N; LIMA NETO, F.F. & GUSSO, G.L.N.** Correlações entre a direção do campo de tensões Neotectônicas, a topografia e estruturas geológicas na Bacia Potiguar. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DEBAR. 1993. (*Relatório Interno*).
- LIMA NETO, F. F.** Hidrogeologia da Bacia Potiguar - aplicações da hidrodinâmica à prospecção de petróleo. In: *I Seminário de Interpretação Exploratória*: Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX, 1989, p. 271-277.
- LIMA NETO, F.F.; SOUZA, C.J.; TEIXEIRA, I.E.M. & SOUTO FILHO, J.D.** Atualização do estudo hidrodinâmico da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36, Natal, RN, 1990. Anais ... Natal, SBG, V.2, p. 1031-1041.
- LIMA NETO, F.F.** Geologia da Bacia Potiguar e de suas acumulações de petróleo (notas de aula). Natal: PETROBRÁS/DEBAR. 1993. 33 p.
- LINDENMAYER, R.** Atualização do modelo de *log-calc* do poço 22 até o 30 para o campo de Baixa do Algodão. PETROBRÁS/DEBAR/DIRGEO, 1994 (*Relatório Interno*). Inédito.
- LINDENMEYR, R.** Programa RAZÃO. PETROBRÁS/DEBAR/DIRGEO. Versão, 1994 (inédito).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- LUCIA, F. G. & FOGG, C. E.** Geologic and Stochastic mapping of heterogeneity in a carbonate reservoir. JPT, 1990, p1298-1303.
- MARTIN, J.H.; A.J.EVANS; J.K. RAPER.** Reservoir modelling of low- sinuosity channel sands. SPE 18364, october, 1988 .
- MATERON, G.** Traite de Geostatistique Appliquèee. Bur. Rech. Geolog. et Min., n. 14, Tome I e II, 1962, 357 pp, 1.
- MATERON, G.** Random Functions and Their applications in Geology Proceedings of Colloquium on Geostatistics, 1970, New York.
- MATERON, G.; BEUCHER, H.; FOUQUET, H., GALLI, A. GUERILLOT, D. & RAVENNE, C.** Conditional Simulation of the Geometry of Fluvial-Deltaic Reservoirs, SPE paper 16753, 1990.
- MATSUDA, N.S.** Caracterização petrográfica, mineralógica e paleo-ambiental das anomalias radioativas associadas a rochas carboná- ticas do Cretáceo Superior da Bacia Potiguar - Rio Grande do Norte-Brasil. Tese de mestrado , UFOP, Ouro Preto, 1988 131p.
- MATOS, R.M.D** Sistemas de "rifts"cretácicos do nordeste Brasileiro. PETROBRÁS, 1987. (Relatório Interno).
- MATTAX, C.C. & DALTON, R.L.** *Reservoir Simulation*. SPE Monograph Series, Richardson, TX, 1990. 173 p.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- MIALL, A.D.** Reservoir heterogeneity in fluvial sandstones: Lessons from outcrop studies. *AAPG BULLETIN*, vol.72, No.6 (june, 1988), p682-697.
- MIURA, K.** Um método para aquisição e representação de conhecimentos sobre procedimentos operacionais em serviço de completação de poços marítimos. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Petróleo, 1992, 200p.
- MOLINE, G.R., BAHR, J.M., DRZEWIECKI, P.A & SHEPHERD, L.D.** Identification and Characterizations of Pressure Seals Through the Use of Wireline Logs: A Multivariate Statistical Approach : The Log Analyst, July-August, 1992, p.362-372.
- MOORE, R.C.** Meaning of facies. *Geol. Soc. America, Mem.*39, 1949, p.1- 34.
- NAGTEGAAL, P.J.C.** Relationship of facies and reservoir quality in Rotliegendes desert sandstones, Southern North sea region. *Journal Petrology Geology*, v.2, 1979, p145-158.
- NAYLOR, T.H.; J.L. BALINTFY, J.L.; BURDICK, D.S. & CHU, K.** Técnicas de simulação em computadores. 1971 (tradução), Ed. Vozes, Petrópolis, 402 p.
- NOLLA, F.R.** Atualização do estudo dos arenitos reservatórios da unidade 3 da Formação Açu - Campo de Alto do Rodrigues, Bacia Potiguar Emersa. Natal: PETROBRÁS/DEBAR/SELAG, Nota Técnica 001/92, 1992, 18 p. (*Relatório Interno*).
- PARKINSON, W.J.; DUERRE, K. H.; OSOWSKI, J.J. ; LUGER, G.F.; BRETZ, R.E.** Screening enhanced oil recovery methods with fuzzy logic.
- POE, EDGAR ALLAN .** Os crimes da rua Morgue, 1840.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- PREDA, W.N.; PEREIRA, I.M.; RAMOS, E.M.; LINDENMEYER, R. & NOLLA, F.R.** Análise Integrada dos reservatórios da zona I no campo de Alto do Rodrigues, Bacia Potiguar. Natal, PETROBRÁS/DEBAR, junho, 1992. (*Relatório Interno.*)
- PRYOR, W.** Permeability-porosity patterns and variations in some Holocene sandbodies. *A.A.P.G. Bulletin*, V.57, n.1, January, 1973, p.127-154.
- PRYOR, W.** Reservoir Inhomogeneities of some Recent Sand Bodies. *SPE Journal*, vol. 12, 1972, Ohio, p229-245.
- RAPOPORT, L.A.** Scaling laws for use in design and operation of water-oil flow models. *A.I.M.E Transactions*, V. 204, 1955, p. 143-150.
- REQUENA, I.** Redes Neuronales Artificiales: Algunas Ideas Basicas. in: *Algunos Aspectos del Tratamiento de la Información en Inteligencia Artificial*. Universidad de Granada. Granada, España, 1991, p. 135-153.
- RIBEIRO, J.** Mapas estratigráficos. Apostila do curso de GEOLOGIA DE PETRÓLEO, PETROBRÁS/SENBA, Salvador, 1980.
- ROBINSON, J. E.** Computer applications in Petroleum Geology. *Computer methods in the Geoscience*, 1. New York, Hutchinson Ross Publishing Company, 1982, 164 p.
- ROCHA, A. F.** Notas de aula do curso: Sistemas inteligentes em exploração de petróleo. Mestrado em Geoengenharia de Petróleo, UNICAMP, 1994, Campinas.
- RODRIGUES, F.S. & QUEIROZ NETO, I.A.** Aplicação de Inteligência Artificial na identificação de eletrofácies, redes neuronais versus análise discriminante. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, vol. 6(3/4), 1992, p.155-161.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- RODRIGUES, R., FRANÇOLIN, J.B.L. & LIMA, H.P.** Avaliação geoquímica preliminar da Bacia Potiguar terrestre. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, CENPES/DEBAR, 1983. (*Relatório Interno*).
- RODRIGUES, R.** Análise geoquímica do óleo do poço 1-BAL-1-RN, Bacia Potiguar emersa. PETROBRÁS/CENPES/SEGEQ, 1986. (*RELATÓRIO INTERNO*).
- ROLLO MAY.** A coragem de criar. In: **PETERSON, W.A.** A arte do Pensamento Criativo, 1991, Ed. Bestseller, p156.
- ROYLE, A. G.** Estimating small blocks of ore . How do it with confidence. World Mining, 1979.
- SAMPAIO, A.V. & SCHALLER, H.** Introdução à estratigrafia cretácea da Bacia Potiguar. *Boletim Interno da PETROBRÁS*, V. 11, No.1, 1968, p. 19-44.
- SARZENSKI, D. J. & TOLEDO, J. B. de.** Correlação rocha-perfil: conceitos e aplicação em reservatórios heterogeneos. PETROBRÁS/DEPEX/SEIDER - SUPCIA, 1990, Rio de Janeiro (*Relatório Interno*), 394p.
- SARZENSKI, D. J.; SOUZA, M. J.; BETTINI, C.** Correlação rocha-perfil no campo de Lagoa Parda, Bacia do Espírito Santo, junho de 1993. Relatório Interno PETROBRÁS.
- SAS INSTITUTE INC.** SAS User's Guide: Statistics, Version 5 Edition, 1985, 956p. Cary, NC, USA.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- SCHERER, M.** Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction. *AAPG BULLETIN*, vol. 71, No.5, may, 1987, p485-491.
- SCHIMIDT, V. & McDONALD, D.A.** The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis. In: **P.A. SCHOLLE & P.R. SCHLUGGER** (eds.) Aspects of diagenesis. SEPM Spec. publ. 26, p175- 207, 1970.
- SCHIMIDT, V. & McDONALD, D.A.** Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagenesis. *AAPG, Continuing Education Course Note Series* 12. Alberta, 1979.
- SCIENTIFIC SOFTWARE - INTERCOMP.** Logcalc user's Guide, versão 4.2, 1986. Scientific Software - Intercomp, Inc., Denver.
- SERRA, O. & ABBOT, H.T.** The Contribution of Logging data to Sedimentology and Stratigraphy : Am. Inst. Mining, Metall. and Petrol. Eng., Inc., 1980 SPE 9270, 19 pp.
- SERRA, O.** Sedimentary Environments from Wireline Logs. Schlumberger Ed., Houston, USA, 1985, 211 p.
- SHEWHART, W.A.** Economic Control of quality of manufactured product. 1931. in: **KEATS, J.BERT & HUBELE, N.F.** Statistical process control in automated manufacturing. 1989, Chicago. Illinois.
- SIMPSON, P.** Artificial Neural Systems. Foundations, Paradigms, Applications and Implementations. Pergamon Pres. New York, 1990.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

mestrado).

SOUZA JR, O.G. Análise quantitativa dos reservatórios da zona 400 dos campos de Canto do Amaro e Alto da Pedra, Bacia Potiguar. Natal: PETROBRÁS/DEBAR/DIRGEO, 1991. Relatório Interno.

SOUZA JR, O.G. Análise de dados multivariados: uma eficiente ferramenta na descrição e caracterização de reservatórios. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, V.6(3/4)p.149-154, jul/dez, 1992.

SOUZA, M.S. Fatores diagenéticos de controle das qualidades de reservatórios da Formação Açu (Ksup) no Campo de Estreito/Rio Panon, Bacia Potiguar - RN. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto/DEGEO. 1988. 89 p.(Tese de mestrado.)

SRIVASTAVA, R. M. Apostila do curso : *Seminar on Geostatistics* , PETROBRÁS/CENPES/DIGER , Rio, 12-16 sept., 1994.

TEIXEIRA, I.E.M. Caracterização Hidroquímica da Formação Açu. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE OPERAÇÕES GEOLÓGICAS, 3,PETROBRÁS, Cabo Frio, 1991, v.2,p541-550.

TETZLAFF, D.M.; RODRIGUEZ,E.;ANDERSON,R.L. Estimating facies and petrophysical parameters from integrated well data. Transaction of LASER Symposium, London in:SPWLA 35th Annual Logging Symposium, June, 1994.

TIBANA, P. & TERRA, G.J.S. Sequências carbonáticas do Cretáceo da Bacia Potiguar Rio de Janeiro, *Boletim Técnico Petrobrás*, V. 24; No. 3, 1981, p. 174-183.