

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

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

INTEGRAÇÃO DE DADOS PARA CARACTERIZAÇÃO  
PRELIMINAR DE RESERVATÓRIO DE HIDROCARBONETO

Autor:

MÁRCIO ANTONIO BERGAMASCHI <sup>r/43</sup>

Orientador:

ARMANDO ZAUPA REMACRE <sup>t</sup>

Co-orientador:

IVAN A. SIMÕES FILHO <sup>r</sup>

Este exemplar corresponde a  
redação final da dissertação defendida  
por MÁRCIO ANTONIO BERGAMASCHI  
e aprovada pela Comissão Julgadora  
em 05/05/93.

Armando Zaupa Remacre  
ORIENTADOR

CAMPINAS

Estado de São Paulo - Brasil

Maio, 1993

B452i

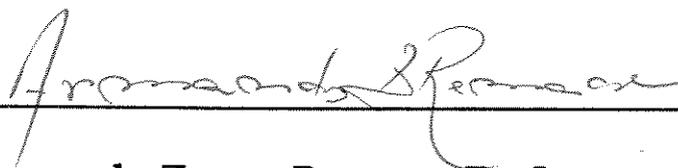
UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL

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

A dissertação "Integração de Dados para Caracterização Preliminar de Reservatório de Hidrocarboneto", elaborada por Márcio Antônio Bergamaschi e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela subcomissão de Pós-graduação em Geoengenharia de Reservatórios como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatórios .

Campinas, 05 de maio de 1993

Banca Examinadora



**Armando Zaupa Remacre, Dr. Ing.  
(Orientador)**



**Saul Barisnik Suslick, Dr  
(Examinador)**



**Paulo Tibana, Prof. Credenciado UNICAMP  
(Examinador)**

# INTEGRAÇÃO DE DADOS PARA CARACTERIZAÇÃO PRELIMINAR DE RESERVATÓRIO DE HIDROCARBONETO

(TESE DE MESTRADO: Maio/93)

MÁRCIO ANTONIO BERGAMASCHI

Orientador: Dr. Armando Zaupa Remacre  
Co-orientador: Dr. Ivan A. Simões Filho

Instituto de Geociências - Curso de Geoengenharia de Reservatório  
Convênio UNICAMP/PETROBRÁS

## RESUMO

Utilizando-se dados de um campo real, foram testadas e aplicadas na primeira parte deste trabalho, algumas correlações empíricas e técnicas geoestatísticas cujo objetivo foi obter estimativas preliminares de parâmetros petrofísicos do reservatório.

Nos procedimentos empregados tentou-se utilizar a integração de dados sísmicos e perfis elétricos, sendo que as variáveis do primeiro conjunto foram consideradas secundárias (amplitude sísmica e impedância acústica). Nesta parte testou-se e comparou-se os resultados obtidos por método empírico, técnicas de RLS (regressão linear simples), krigagem e cokrigagem para a estimativa local da porosidade e da espessura porosa. Testou-se também a possibilidade de se quantificar as incertezas sobre a estimativa de volume de óleo original, empregando-se a técnica de simulação seqüencial gaussiana sobre a variável espessura porosa estimada a partir de dados sísmicos e ajustamento por dados de poços, considerando-se conhecida a macrogeometria do reservatório.

Em uma segunda parte testou-se a aplicação de tratamento estatístico multivariado aos dados de perfil do mesmo campo, com o objetivo de gerar um modelo probabilístico da variável permeabilidade para o reservatório, com o ajustamento por dados de testemunho, verificando sua validade para a litologia apresentada (rocha calcárea). As principais técnicas empregadas foram a análise de componentes principais, análise discriminante e análise de regressão múltipla.

Por fim foi aplicada a técnica de simulação estocástica à variável resistividade da formação, obtida dos perfis dos poços. A finalidade foi apresentar uma maneira alternativa de gerar imagens da distribuição da saturação de óleo no interior do meio poroso, evitando o uso da variável saturação nos procedimentos para a transferência de escala. Apresenta-se no final as imagens geradas por simulação seqüencial gaussiana da resistividade em duas seções verticais distintas do reservatório.

# DATA INTEGRATION FOR PRELIMINARY HIDROCARBON RESERVOIR CHARACTERIZATION

(MASTER THESIS: May/93)

MÁRCIO ANTONIO BERGAMASCHI

Adviser: Dr. Armando Zaupa Remacre

Co-adviser: Dr. Ivan A. Simões Filho

Instituto de Geociências - Curso de Ge engenharia de Reservatório  
Convênio UNICAMP/PETROBRÁS

## ABSTRACT

A series of univariate and multivariate geostatistical techniques were tested and applied to a set of seismic and well-log data obtained from an oil field offshore Brazil. The goal was to estimate petrophysical parameters of the reservoir using integrated seismic and well-log data, with the use of empirical relations between seismic data and petrophysical parameters.

This part of the work tested and analysed the results of the following techniques: simple linear regression, kriging, cokriging and an empirical method. These techniques were applied to estimate porosity and porosity-thickness using seismic variables (amplitude and acoustic impedance), treated as secondary variables. As an alternative to quantify the uncertainties on the volume of oil in place estimation, the Sequential Gaussian Simulation technique was applied on the previous estimates of porosity-thickness variable. In this case seismic and well log data were used in a different manner and the macrogeometry of the field was considered known.

A second part of the work deals with a series of multivariate statistical techniques applied to well-log data of the same oil field. The goal was the generation of a probabilistic model of reservoir permeability, integrating well-log and core data. The validity of the presented method was investigated for the relatively complex lithology (carbonate rock) of the reservoir. Principal Components Analysis, Discriminant Analysis and Multiple Regression Analysis were employed in this part.

Finally, the stochastic simulation algorithm was applied to resistivity formation variable, obtained from well logs. The goal, in this case, was to illustrate an alternative way to generate equiprobable images of the oil saturation distribution in the reservoir avoiding the use of the saturations directly on scaling up procedures. Some images of the oil saturation distributions, generated by the Sequential Gaussian algorithm, are presented along two vertical sections of the reservoir.

# SUMÁRIO

Introdução.....	1
CAPÍTULO 1 - FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	4
1.1 - Geofísica.....	4
1.1.1 - Variáveis Sísmicamente Derivadas.....	4
1.1.2 - Método Sísmico Inverso.....	7
1.1.3 - Petrogeofísica.....	9
1.2 - Geoestatística Aplicada.....	11
1.2.1 - Análise Variográfica.....	12
1.2.2 - Cokrigagem.....	14
1.2.3 - Simulação Estocástica Condicional.....	18
1.3 - Estatística Multivariada.....	20
1.3.1 - Análise de Regressão Múltipla.....	20
1.3.2 - Análise de Componentes Principais.....	21
1.3.3 - Análise Fatorial Discriminante.....	22
CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	25
2.1 - Uso de Dados Sísmicos na Caracterização de Reservatórios.....	25
2.2 - Aplicação de Modelos Probabilísticos na Caracterização de Reservatórios.....	35
CAPÍTULO 3 - DESCRIÇÃO GEOLÓGICA DO RESERVATÓRIO EM ESTUDO.....	38
3.1 - Dados Gerais.....	38
3.2 - Descrição Petrográfica das Rochas Constituintes.....	40
3.3 - Estudo Faciológico.....	40
3.4 - Estudos Petrofísicos e de Qualidade de Reservatório.....	41
3.4.1 - Caracterização do Meio Poroso do Reservatório em Estudo.....	41
3.4.2 - Estatística Básica e Análises de Regressão dos Dados Petrofísicos.....	43

CAPÍTULO 4 - SISTEMÁTICAS PARA ESTIMATIVAS DE POROSIDADE MÉDIA E ESPESSURA POROSA.....	54
4.1 - Descrição dos Conjuntos de Dados.....	54
4.1.1 - Dados Sísmicos.....	54
4.1.2 - Dados de Perfis.....	56
4.2 - Estimativa de Porosidade Média Empregando Correlações Empíricas.....	56
4.2.1 - Sistemáticas Propostas.....	56
4.2.2 - Cálculo das Porosidades Sísmicas.....	60
4.3 - Estimativa de Espessura Porosa Empregando Correlações Empíricas.....	68
4.3.1 - Sistemática Empregada e Preparação dos Dados.....	68
4.3.2 - Análise das Correlações e Resultados Obtidos.....	70
4.4 - Estimativas de Porosidade e Espessuras Porosas Empregando Métodos Geoestatísticos.....	78
4.4.1 - Análise Estrutural Variográfica.....	78
4.4.2 - Estimativas de Porosidade e Espessuras Porosas.....	85
4.4.3 - Discussão e Análise dos Resultados.....	92
4.5 - Simulação Estocástica Condicional da Espessura Porosa com Óleo.....	93
4.5.1 - Sistemáticas Empregadas e Preparação dos Dados.....	94
4.5.2 - Análise Variográfica da Espessura Porosa com Óleo .....	96
4.5.3 - Simulação e Probabilização do Volume Original de Hidrocarboneto.....	99
4.5.4 - Critério Alternativo para Seleção de Realizações.....	103
 CAPÍTULO 5 - SISTEMÁTICA PARA ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE.....	 107
5.1 - Descrição e Preparação do Conjunto de Dados.....	107
5.2 - Análise de Componentes Principais dos Dados de Perfis.....	108
5.3 - Identificação de Fácies-reservatório Usando Perfis.....	112
5.4 - Estimativas de Permeabilidade.....	117

CAPÍTULO 6 - ESTUDO ESTOCÁSTICO DA RESISTIVIDADE DA FORMAÇÃO E SATURAÇÃO DE FLUIDOS.....	127
6.1 - Aplicação Qualitativa.....	129
6.2 - Interpretação das Imagens Geradas pela Simulação.....	133
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	138
7.1 - Conclusões.....	138
7.2 - Recomendações.....	140
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	142
APÊNDICE A.....	145

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Representação da função discriminante aplicada a um exemplo de distribuição bivariada.....	23
Figura 2 - Relação entre velocidade e densidade para diferentes litologias.....	26
Figura 3 - Distribuição atual dos poços que atingem o reservatório.....	39
Figura 3.1 - Correlação entre permeabilidade horizontal e vertical.....	46
Figura 3.2 - Correlação entre permeabilidade e porosidade de testemunho para dados globais e para as fácies em separado.....	47
Figura 3.3 - Histogramas da permeabilidade de testemunho.....	50
Figura 3.4 - Histogramas da porosidade de testemunho.....	51
Figura 3.5 - Correlação entre porosidade neutrônica e de testemunho.....	53
Figura 3.6 - Correlação entre porosidade de testemunho e tempo de trânsito.....	53
Figura 4 - Relações esquemáticas entre amplitude sísmica e velocidade intervalar ou porosidade.....	59
Figura 4.1 - Correlação entre $V_{son}$ e RHO (global).....	64
Figura 4.2 - Correlação entre $V_{son}$ e RHO (calota).....	64
Figura 4.3 - Correlação entre $V_{son}$ e RHO (global) com aplicação de média móvel.....	64
Figura 4.4 - Correlação entre $V_{son}$ e RHO (calota) com aplicação de média móvel.....	64
Figura 4.5 - Correlação entre porosidade e tempo de trânsito usando dados de perfis.....	65

Figura 4.6	- Ajuste entre porosidade de perfil e sísmica usando tempo de trânsito.....	65
Figura 4.7	- Correlação entre porosidade e densidade usando dados de perfis.....	65
Figura 4.8	- Ajuste entre porosidade de perfil e sísmica usando densidade.....	65
Figura 4.9	- Correlação entre porosidade e impedância acústica usando dados de perfis.....	66
Figura 4.10	- Ajuste entre porosidade de perfil e sísmica usando impedância acústica.....	66
Figura 4.11	- Correlação entre porosidade média de perfil e propriedades sísmicamente derivadas.....	67
Figura 4.12	- Correlação entre módulo da amplitude e espessura da calota de óleo.....	72
Figura 4.13	- Correlação entre módulo da amplitude e HPHI-cal.	72
Figura 4.14	- Correlação entre módulo da amplitude e espessura do reservatório.....	72
Figura 4.15	- Correlação entre módulo da amplitude e HPHI-res.	72
Figura 4.16	- Resultados da aplicação de correlação empírica na estimativa de PHI, usando dados sísmicos.....	73
Figura 4.17	- Mapa de isoporosidade obtido por correlação empírica para a região com bom controle de poços.....	74
Figura 4.18	- Mapa de espessura porosa com óleo, obtido por correlação empírica com a amplitude sísmica.....	75
Figura 4.19	- Mapa de espessura porosa total, obtido por correlação empírica com a amplitude sísmica.....	75
Figura 4.20	- Resultados da aplicação de correlação empírica na estimativa da espessura porosa com óleo.....	76
Figura 4.21	- Resultados da aplicação de correlação empírica na estimativa da espessura porosa total.....	77

Figura 4.22	- Histogramas e parâmetros estatísticos da amplitude sísmica e do inverso da impedância acústica.....	80
Figura 4.23	- Variogramas experimentais da amplitude e do inverso da impedância acústica.....	81
Figura 4.24	- Variogramas teóricos ajustados para a amplitude e inverso da impedância acústica.....	83
Figura 4.25	- Porosidade estimada usando as técnicas de krigagem e cokrigagem.....	87
Figura 4.26	- Espessura porosa com óleo estimada usando as técnicas de krigagem e cokrigagem.....	88
Figura 4.27	- Espessura porosa total estimada usando as técnicas de krigagem e cokrigagem.....	89
Figura 4.28	- Comparação dos resultados estatísticos, obtidos pelas técnicas de krigagem e cokrigagem.....	90
Figura 4.29	- Espessura porosa com óleo estimada pela correlação empírica, associada à técnica de krigagem.....	91
Figura 4.30	- Pontos condicionantes de espessura porosa com óleo.....	97
Figura 4.31	- Variograma experimental e modelo ajustado à espessura porosa com óleo gaussiana.....	98
Figura 4.32	- Comparação da imagem de espessura porosa com óleo real e uma das imagens simuladas.....	101
Figura 4.33	- Imagens simuladas de espessura porosa com óleo e respectivos histogramas.....	102
Figura 4.34	- Histograma do volume original de óleo obtido por simulação.....	106
Figura 4.35	- Correlograma obtido entre a imagem real e uma das imagens simuladas.....	106

Figura 5.1 - Importância comparativa de parâmetros geológicos no reconhecimento de fácies.....	110
Figura 5.2 - Análise de regressão linear múltipla com dados globais.....	120
Figura 5.3 - Análise de regressão linear múltipla da FR-1....	121
Figura 5.4 - Análise de regressão linear múltipla da FR-2....	122
Figura 5.5 - Análise de regressão linear múltipla da FR-3....	123
Figura 5.6 - Perfis comparativos entre dados observados e estimados para o poço PB-3.....	124
Figura 5.7 - Perfis comparativos entre dados observados e estimados para o poço PB-4.....	125
Figura 5.8 - Perfis com dados estimados para o poço PB-13D (não testemunhado).....	126
Figura 6.1 - "Plot" de resistividade versus densidade da formação.....	129
Figura 6.2 - Seções geológicas AA e BB utilizadas nas análises variográficas e na simulação estocástica da variável resistividade da formação.....	130
Figura 6.3 - Variogramas experimentais e teóricos da variável $R_t$ gaussiana, para a seção AA.....	131
Figura 6.4 - Variogramas experimentais e teóricos da variável $R_t$ gaussiana, para a seção BB.....	132
Figura 6.5 - Histogramas real e simulados para a seção AA....	134
Figura 6.6 - Imagens simuladas de $R_t$ para a seção AA.....	135
Figura 6.7 - Histogramas real e simulados para a seção BB....	136
Figura 6.8 - Imagens de $R_t$ simuladas para a seção BB.....	137

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Características permo-porosas das microfácies e do seu respectivo agrupamento em fácies-reservatório.....	44
Tabela 3.2 - Estatística básica da permeabilidade de testemunho.....	48
Tabela 3.3 - Estatística básica da permeabilidade de testemunho por fácies-reservatório.....	49
Tabela 3.4 - Estatística básica da porosidade de testemunho por fácies-reservatório.....	49
Tabela 4.1 - Parâmetros petrofísicos e sísmicos na posição dos poços.....	70
Tabela 4.2 - Modelos lineares de correção regionalização ajustados para as variáveis sísmicas e petrofísicas....	84
Tabela 4.3 - Valores médios da raiz quadrada da variância de estimativa.....	93
Tabela 4.4 - Comparação dos volumes originais de óleo obtidos pelos métodos de estimativa analisados.....	103
Tabela 5.1 - Comparação entre as análises discriminantes efetuadas para os possíveis agrupamentos em fácies-reservatório.....	116
Tabela 5.2 - Coeficientes das equações de regressão múltipla por fácies-reservatório e respectivos coeficientes de correlação.....	119

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, desejo agradecer aos professores Armando Zaupa Remacre (orientador), Ivan A. Simões Filho (co-orientador) e Paulo Tibana pelas idéias e sugestões que muito contribuíram para a elaboração deste trabalho.

À Petrobrás, pelo apoio técnico e financeiro e pela cessão de dados sem os quais este trabalho dificilmente poderia ser realizado.

Aos funcionários do Instituto de Geociências da Unicamp pelo suporte técnico na área de informática e apoio logístico.

E finalmente, à minha esposa Maria Terezinha pela constante compreensão, apoio e estímulo durante todo o processo.

## Introdução

O volume de dados normalmente gerados em determinadas tarefas realizadas com o objetivo de descobrir e desenvolver um campo petrolífero é bastante grande. Além disso, a qualidade desses dados são na maioria das vezes muito boas. Como exemplo podemos citar os dados oriundos de campanhas sísmicas e os resultados das operações de perfilagem elétrica realizadas nos poços perfurados no campo.

As características de quantidade e qualidade desses dados aliados a crescente capacidade dos computadores eletrônicos em processar grandes volumes de informações em tempos relativamente mais curtos, nos sugere a utilização desses dados não apenas nos procedimentos convencionais mas também de modo integrado usando outras informações, na tentativa de absorver todo o seu potencial. As técnicas geoestatísticas e o uso de modelos probabilísticos tem desempenhado um papel bastante adequado quando se pretende aplicar os volumes de dados citados, com o objetivo de explorar toda a sua potencialidade.

As técnicas geoestatísticas vem sendo empregadas na indústria do petróleo desde a década de 70 e na área de geologia do petróleo pode-se afirmar que algumas delas estão bastante consolidadas. No entanto, algumas técnicas geoestatísticas que apresentam grande potencial de aplicação não são normalmente utilizadas. Nesta dissertação procurou-se investigar a utilização destas técnicas de modo a explorar também os grandes volumes de dados sísmicos e de perfis, promovendo a integração de ambos.

A exploração dos dados sísmicos feita de maneira apropriada para obter-se informações a respeito das características do reservatório, ou conceitualmente denominada geofísica de reservatório, foi feita nesta dissertação com o objetivo principal de investigar a obtenção de parâmetros petrofísicos.

Dentre os parâmetros petrofísicos a porosidade é o que tem sido mais investigado, a partir de levantamentos sísmicos 3-D, pois a integração destes com informações proveniente dos poços melhora significativamente a descrição dos reservatórios já conhecidos, em seus aspectos técnicos e econômicos.

Embora as incertezas estejam presentes em todos os métodos de

estimativa empregados, vários autores tem investigado a obtenção de porosidade e de espessura porosa como Maureau e Van Wijhe (1979), Angeleri e Carpi (1982), Doyen (1988), Stanulonis e Tran (1992) e outros também relacionados no capítulo 2.

As técnicas quantitativas empregadas para a obtenção de estimativas incluem a regressão linear simples, krigagem e cokrigagem (Isaaks e Srivastava, 1989). A técnica de simulação estocástica condicional utilizando dados sísmicos tem sido empregada no sentido de quantificar as incertezas sobre determinada variável, estimada através de parâmetros petrofísicos, como por exemplo a estimativa de volume de óleo original realizada por Aquino (1991).

Sendo estas metodologias multidisciplinares a aplicação delas exige o conhecimento relativo das áreas de geofísica, geologia e engenharia de reservatório além das técnicas de estimativa que serão empregadas. Em particular a geologia contribui num estágio de interpretação para formular as hipóteses mais adequadas sobre o tipo de bacia, ambiente deposicional, litologia e suas possíveis variações e a distribuição provável dos fluidos no reservatório.

Os modelos derivados da integração dos dados obtidos por campanha sísmica e dados provenientes dos poços (perfis e testemunhos) provem um grau de detalhamento que não pode ser atingido apenas com dados de poços. Além disso, esta abordagem sinérgica pode expor discrepâncias entre as várias fontes de informação ou em hipóteses assumidas durante o processo de interpretação dos dados. Portanto, o benefício da metodologia integrada é o de produzir modelos mais compatíveis com todos os dados e hipóteses geológicas e por isso mais confiáveis.

Quanto aos modelos probabilísticos, considera-se adequado o seu emprego, na indústria do petróleo, tendo em mente que as condições em subsuperfície nunca serão plenamente conhecidas, mesmo depois de perfurados um grande número de poços. Portanto as características do reservatório entre poços também não serão exatamente conhecidas, justificando a utilização de abordagens probabilísticas as quais geram modelos possíveis do reservatório.

Importantes decisões sobre os investimentos são tomadas durante toda a vida produtiva de um reservatório, por isso o

controle da parcela aleatória das variáveis envolvidas está sendo cada vez mais implementado. Para tanto o emprego de modelos probabilísticos tem se tornado rotineiro, principalmente na área de geologia de desenvolvimento e reservatório, em diversas fases de desenvolvimento do campo.

Em geral o conjunto de dados disponíveis, principalmente para os campos em adiantado estágio de desenvolvimento, apresentam um carácter multivariado (dados de perfis elétricos, testemunhos, histórico de produção entre outros) e estão sujeitos à variabilidades aleatórias. Conseqüentemente a adoção de modelos probabilísticos se torna uma boa opção para o manuseio eficiente desse grande volume de informações.

Os resultados obtidos dos modelos gerados podem ser usados diretamente, como por exemplo na identificação de fácies usando dados de perfis ou podem ser transferidos para outras escalas de variabilidade onde serão aproveitados em outros estudos como por exemplo o de comportamento do fluxo de fluidos no reservatório (Souza Jr., 1991).

Entre as técnicas empregadas para a geração de modelos probabilístico, procurou-se focar no capítulo 5, a modelagem estatística multivariada por se mostrar bastante apropriada em relação aos objetivos propostos. Grande parte das análises multivariadas empregadas foram preliminarmente desenvolvidas para tratar problemas das ciências sociais e comportamental (Cooley e Lohnes, 1966 e Bouroche e Saporta, 1982) e mais recentemente surgiram as aplicações em outras áreas de conhecimento, como em geologia (Davis, 1973), as quais estão exemplificadas nesta dissertação.

# CAPÍTULO 1

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este capítulo foi dedicado a revisar alguns conceitos e fundamentos teóricos utilizados nesta dissertação, que podem não ser rotineiramente usados pelo leitor ou que não façam parte do seu conhecimento básico, devido suas aplicações em áreas bastante específicas. Não pretende portanto difundir conhecimento, mas tão somente fornecer subsídios para facilitar o entendimento dos temas aqui abordados. Os fundamentos foram agrupados em subitens referentes às respectivas áreas de conhecimento.

### 1.1 - Geofísica

#### 1.1.1 - Variáveis Sismicamente Derivadas

Entre as variáveis derivadas nas fases de aquisição, processamento e interpretação sísmica 3-D, algumas são citadas e efetivamente utilizadas no desenvolvimento deste trabalho, tais como:

- .traço sísmico
- .distância entre traços sísmicos;
- .número de linhas sísmicas;
- .distância entre linhas sísmicas;
- .tempo duplo de reflexão;
- .velocidade intervalar;
- .impedância acústica;
- .coeficiente de reflexão;
- .amplitude sísmica;
- .comprimento de onda;
- .resolução vertical do método sísmico.

**Traço sísmico:** é o registro dos sinais captados pelo geofone na superfície em função do tempo, em uma determinada posição

geográfica do levantamento sísmico.

**Distância entre traços sísmicos:** é a distância previamente fixadas entre dois traços sísmicos consecutivos ao longo de uma linha sísmica, que obedece uma direção previamente definida (direção do levantamento).

**Distância entre linhas sísmicas:** é a distância previamente fixada entre duas linhas sísmicas consecutivas.

Os conceitos e fundamentos apresentados a seguir referem-se ao caso onde uma onda sísmica gerada por um pulso na superfície, incide normalmente sobre um modelo em subsuperfície constituído idealmente por camadas plano-horizontais.

**Tempo duplo de reflexão (T):** é o tempo medido pelos instrumentos de registro entre o instante do disparo e o instante em que a frente de onda, refletida numa determinada interface em subsuperfície, é registrada pelo geofone.

**Velocidade intervalar ( $V_p$ ):** é a velocidade característica de propagação da onda sísmica definida para uma camada em subsuperfície. Ela pode ser calculada por:

$$V_p = \frac{2Z_i}{(T_b - T_t)} \quad (1.1)$$

onde:  $Z_i$  = espessura da camada  $i$ .

$T_b$  = Tempo duplo de reflexão da interface na base da camada  $i$ .

$T_t$  = tempo duplo de reflexão da interface no topo da camada  $i$ .

**Impedância acústica (I):** é uma propriedade definida para uma camada em subsuperfície dada pelo produto da densidade com a velocidade intervalar da mesma, ou seja:

$$I = \rho \cdot V_p \quad (1.2)$$

onde:  $I$  = impedância acústica ( $\text{ton/m}^2\text{s}$ ).

$\rho$  = densidade média ( $\text{g/cm}^3$ ).

$V_p$  = velocidade intervalar ( $\text{m/s}$ ).

**Coefficiente de reflexão (CR):** é um parâmetro que está relacionado com o contraste de impedância acústica que ocorre

entre duas camadas sobrepostas, com propriedades acústicas distintas. Sua definição para o caso de ondas com incidência normal à interface é:

$$CR = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} \quad (1.3)$$

onde: CR = coeficiente de reflexão.

$I_2$  = impedância acústica da camada na qual a onda incide.

$I_1$  = impedância acústica da camada a partir da qual a onda incide.

**Amplitude sísmica ( $A_p$ ):** é o máximo desvio da onda em relação ao seu ponto de equilíbrio. Este parâmetro está relacionado com a energia transportada pelas ondas sísmicas. Quando estas encontram uma interface, caracterizada por contraste de impedância acústica, ocorre uma partição da energia gerando ondas refletidas e transmitidas, a partir da onda incidente. Esta partição de energia está relacionada com as impedâncias acústicas das camadas envolvidas e portanto com o coeficiente de reflexão. As amplitudes das ondas refletidas e transmitidas são dadas por:

$$A_{p,R} = CR \cdot A_{p,I} \quad (1.4)$$

e

$$A_{p,T} = (1 - CR) \cdot A_{p,I} \quad (1.5)$$

onde:  $A_{p,I}$  = amplitude da onda incidente.

$A_{p,R}$  = amplitude da onda refletida.

$A_{p,T}$  = amplitude da onda transmitida.

obs.: neste trabalho quando houver menção da variável amplitude sísmica apenas, refere-se então à amplitude sísmica da onda refletida. O símbolo definido para esta situação é  $A_p$ .

**Comprimento de onda  $\lambda$ :** é a distância observada entre pontos sucessivos que apresentam o mesmo comportamento em um dado

instante, medida entre dois ciclos adjacentes e perpendicularmente à frente de onda.

Sua definição em termos de velocidade de propagação e frequência da onda é dada por:

$$\lambda = \frac{V_p}{f} \quad (1.6)$$

onde:  $\lambda$  = comprimento de onda (m).  
 $V_p$  = velocidade intervalar (m/s).  
 $f$  = frequência (1/s).

**Resolução vertical do método sísmico:** refere-se a menor espessura de uma camada, que poderá ser identificada usando as técnicas de processamento e interpretação sísmicas.

Esta limitação está associada aos fenômenos de interferência entre as ondas, que poderá ser construtiva ou destrutiva, mas que dificultam a inequívoca identificação das camadas em subsuperfície.

Esta limitação pode ser definida como sendo 1/4 do comprimento de onda ou seja:

$$Z_{\max} = \frac{\lambda}{4} \quad (1.7)$$

onde :  $Z_{\max}$  = resolução vertical do método sísmico.

### 1.1.2 - Método Sísmico Inverso

Consiste em se estimar os parâmetros sísmicos do modelo em camadas a partir do traço sísmico registrado na superfície. Os parâmetros que podem ser obtidos por inversão do traço sísmico e que são utilizados nesta dissertação são:

- . a série de coeficientes de reflexão;
- . as impedâncias acústicas;
- . velocidades intervalares.

A estimativa da série de coeficientes de reflexão pode ser obtida diretamente por processamentos especiais a partir do traço sísmico empilhado. Supondo que esta estimativa seja correta, pode-se calcular as impedâncias acústicas correspondentes a cada camada, partindo-se do conhecimento da impedância acústica da primeira camada de cima para baixo. O emprego da expressão (1.3) de forma inversa leva à expressão para calcular a impedância acústica da camada n:

$$I_n = I_1 \cdot \prod_{i=1}^n \left( \frac{1 + CR_i}{1 - CR_i} \right) \quad (1.8)$$

onde:  $I_n$  = impedância acústica da camada n.  
 $I_1$  = impedância acústica da primeira camada.  
 $CR_i$  = coeficiente de reflexão da interface i.

Utilizando alguns artifícios algébricos e simplificações (Rosa e Tassini, 1990) a expressão (1.8) pode ser escrita:

$$I_n = I_1 \cdot e^{2S} \quad (1.9)$$

onde:

$$S = \sum_{i=1}^n CR_i$$

ou ainda desenvolvendo (1.9) em série de Taylor e truncando-a após o segundo termo chega-se a uma forma linear aproximada, mas bastante prática para as estimativas de impedância acústica, que embora menos precisa é mais estável:

$$I_n = I_1 \left( 1 + 2 \cdot \sum_{i=1}^n CR_i \right) \quad (1.10)$$

As velocidades intervalares podem ter suas estimativas obtidas por processamentos especiais, tais como a análise de velocidades (VELAN) e a seção de velocidades (SEVEL). Mas pode-se também

obter estimativas a partir da calibração com dados de poços, onde as profundidades do topo e da base das camadas sejam conhecidas, e de seus respectivos tempos de reflexão. Neste caso o emprego de expressão (1.1) é suficiente para uma boa estimativa.

O uso de sismogramas sintéticos, gerados a partir dos perfis sônico e densidade, desempenha um papel fundamental na etapa de identificar corretamente nas seções sísmicas cada camada em subsuperfície.

### 1.1.3 - Petrogeofísica

A densidade da rocha e a velocidade intervalar estão intimamente relacionadas a parâmetros petrofísicos como porosidade, compressibilidade da rocha, saturação de hidrocarbonetos, entre outros. Desta forma, torna-se teoricamente possível extrair-se, dos dados sísmicos, alguns destes fatores que tem significado econômico bastante expressivo. Portanto convém conhecer as leis que governam as relações entre os fatores de carácter petrofísico e os parâmetros sísmicos.

A porosidade relaciona-se com a densidade da rocha e dos fluidos contidos nos poros, na forma de uma média ponderada pelo volume, através de uma expressão simples (Rosa e Tassini, 1990):

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho}{\rho_m - [S_{HC} \cdot \rho_{HC} + (1 - S_{HC}) \rho_w]} \quad (1.11)$$

onde:  $\phi$  = porosidade;

$S$  = saturação dos fluidos,

e os subscritos HC, W e m referem-se a hidrocarboneto, água e matriz, respectivamente.

A relação existente também entre a porosidade, velocidade da onda compressional e outros parâmetros petrofísicos, tem sido investigada por diversos autores. Numa das primeiras expressões desenvolvidas, conhecida por equação do tempo médio (Wyllie et al., 1958) os seus autores distribuíram o tempo de trânsito entre os componentes rocha, aplicando uma média ponderada em função do volume:

$$\phi = \frac{TT_f - TT}{TT_f - TT_m} \quad (1.12)$$

onde: TT = Tempo de trânsito por unidade de distância (ou inverso da velocidade intervalar).  
e os subscritos f e m se referem a fluido e matriz, respectivamente.

Existem também equações de carácter empírico, que procuram relacionar velocidade e densidade da rocha e que podem ser utilizadas para a obtenção de estimativas de porosidade. A mais conhecida dessas expressões, tem a seguinte forma (Gardner et al., 1974):

$$\rho = a \cdot V_p^b \quad (1.13)$$

onde: a e b são constantes que devem ser ajustadas localmente para o tipo de bacia e litologia presentes.

Utilizando (1.13) e (1.11) pode-se estimar a porosidade a partir apenas do conhecimento das velocidades intervalares e do conteúdo de fluidos nos poros.

Gardner et alli (1974), obtiveram os valores de a e b para várias litologias encontradas no golfo do México:

litologia	a	b
clásticos	0.31	0.25
calcáreos	0.1613	0.3212

(valores para  $\rho$  em g/cm<sup>3</sup> e  $V_p$  em m/s)

As relações dos parâmetros petrofísicos com os outros parâmetros elásticos da rocha, tais como a razão de Poisson e módulo de incompressibilidade não serão aqui abordadas em função da pouca relevância que estes apresentam em relação aos objetivos desta dissertação. Neste caso pode-se recorrer a Rosa e Tassini (1990).

## 1.2 - Geoestatística Aplicada

Embora a maioria dos fenômenos naturais estejam inseridos no contexto da não-estacionaridade serão abordados neste item apenas conceitos e fundamentos referentes a geoestatística linear estacionária, tendo em vista que os fenômenos estudados nesta dissertação foram tratados por simplificação sob esta hipótese. O detalhamento da teoria aqui apresentada pode ser encontrada em Isaaks e Srivastava (1989), a qual serviu de base para este trabalho.

Apenas a técnica de estimativa denominada cokrigagem será apresentada em maiores detalhes, por ser menos freqüentemente empregada e portanto menos difundida na indústria do petróleo.

A geoestatística estacionária está associada a um campo de variáveis aleatórias  $Z(x)$ , sob o qual pode-se adotar a hipótese de estacionaridade. Esta hipótese está baseada nos dois seguintes pressupostos:

I) A esperança matemática de  $Z(x)$  é constante e independente de sua posição espacial:

$$E[Z(x)] = m, \quad \forall x \quad (1.14)$$

onde:  $E$  = esperança matemática.

II) A covariância entre os valores de  $Z$  posicionados em locações distintas é função apenas da distância entre eles:

$$C(h) = E[Z(x) \cdot Z(x+h)] - m^2 \quad (1.15)$$

onde:  $C$  = covariância.

$h$  = distância euclidiana entre os pontos.

Portanto para que a hipótese de estacionaridade seja válida é necessário que a variância a priori exista e seja finita, ou seja:

$$C(0) = E[(Z(x))^2] - m^2 = \text{Var}[Z(x)] \quad (1.16)$$

onde:  $\text{Var}$  = variância.

### 1.2.1 Análise Variográfica

Para que se possa caracterizar a estrutura espacial de variabilidade de um determinado fenômeno, usa-se a técnica de variografia que em essência trata de estabelecer as funções de correlação espacial das variáveis aleatórias  $Z(x)$ . A análise variográfica permite que se estabeleça um modelo de variabilidade espacial para a estrutura em estudo, a partir do conhecimento do conjunto de pontos amostrados.

A observação das expressões (1.15) e (1.16) denotam que o conhecimento da média "m" é necessário para o uso da função covariância, o que é inconveniente em determinadas circunstâncias.

Para ultrapassar esta dificuldade outras funções de correlação foram idealizadas, tais como a função semivariograma:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} \{E[Z(x+h) - Z(x)]^2\} \quad (1.17)$$

onde  $\gamma(h)$  = função semivariograma.

Esta função é facilmente relacionável à função covariância através de:

$$\gamma(h) = C(0) - C(h) \quad (1.18)$$

A função semivariograma pode ser estimada na prática, a partir dos valores amostrados por:

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i+h) - Z(x_i)]^2 \quad (1.19)$$

onde:  $Z(x_i+h)$  = valor amostrado na posição  $x_i+h$ .

$Z(x_i)$  = valor amostrado na posição  $x_i$ .

$N(h)$  = número de pares de pontos separados pela distância  $h$ .

Além desta as seguintes funções foram utilizadas nesta dissertação e por isso são aqui abordadas:

. função covariograma: associada a correlação espacial de dois

atributos distintos, ambos amostrados em posições separadas pela distância  $h$ . Na prática esta função pode ser estimada por:

$$\gamma_{zy}^*(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} \{ [Z(x_i+h) - Z(x_i)] \cdot [Y(x_i+h) - Y(x_i)] \} \quad (1.20)$$

onde:  $\gamma_{zy}^*(h)$  = função covariograma.  
 $Z$  e  $Y$  são atributos amostrados.

. função correlograma: é a mesma função covariância definida em (1.15), porém normalizada em relação a variância a priori e portanto seus valores estarão situados no intervalo  $-1$  a  $1$ . tem o significado estatístico do coeficiente de correlação (linear):

$$R(h) = \frac{C(h)}{C(0)} \quad (1.21)$$

onde:  $R(h)$  = função correlograma.

$R(h)$  também pode ser estimada para o caso onde dois atributos distintos são amostrados, retratando o grau de correlação entre eles como será utilizado no capítulo 4.

Para que a função de correlação espacial, obtida a partir dos dados experimentais e suposta representativa do fenômeno em estudo, possa efetivamente ser usada nos procedimentos desenvolvidos pela geoestatística, ela precisa ser modelizada teoricamente. Isto é necessário tendo em mente que a função real não é conhecida e portanto o uso de um modelo adaptado aos valores experimentais se faz necessário. Nessa modelagem a escolha das funções matemáticas são de fundamental importância, pois estas devem obedecer ao critério de positivas definidas para garantir a estabilidade das matrizes que serão constituídas. Os modelos básicos mais utilizados para o caso da função semivariograma são: esférico; gaussiano; exponencial e potencial.

### 1.2.2 - Cokrigagem

A exemplo da krigagem (Isaaks e Srivastava, 1989), a técnica de estimativa local denominada de cokrigagem, partilha a mesma seqüência de passos, a saber:

- . Coleção de amostras.
- . Modelagem do comportamento espacial de variabilidade.
- . Constituição do conjunto de equações para estimativas locais.
- . Resolução do sistema de equações para a obtenção dos ponderadores ótimos (no sentido de minimizarem a variância de estimativa).

A diferença fundamental reside no fato de que a estimativa da variável na posição desejada, é feita utilizando os valores da variável de interesse (ou variável primária) e outras variáveis (ou atributos) denominadas secundárias. A estimativa do atributo primário é portanto obtida através da combinação linear dos valores dos atributos primário e secundários encontrados numa vizinhança previamente definida.

Existem várias situações onde o emprego deste procedimento seria desejável, tais como:

- I - A variável de interesse (primária) é uma combinação linear de outras variáveis regionalizadas. Pode ocorrer que nem sempre as estimativas feitas diretamente a partir dessa combinação linear são boas.
- II - A variável primária é subamostrada, mas apresenta um certo grau de correlação com outras variáveis muito melhor amostradas. Sendo assim pode-se tirar vantagem dessa correlação para melhorar as estimativas da variável subamostrada.
- III - A variável primária apresenta baixa autocorrelação espacial mas é altamente correlacionável com uma que apresenta alta continuidade espacial. Também neste caso os

valores amostrados da variável secundária podem ajudar a melhorar as estimativas da variável de interesse, em particular se esta foi subamostrada.

Como as situações apresentadas nesta dissertação levaram a utilização de apenas duas variáveis, restringiremos a abordagem a esta situação particular. Portanto a estimativa obtida por cokrigagem é uma combinação linear da variável primária e uma variável secundária, da seguinte forma:

$$Z^* = \sum_{\beta=1}^{n_{\beta}} \lambda_{\beta} \cdot Z_{\beta} + \sum_{\alpha=1}^{n_{\alpha}} \omega_{\alpha} \cdot Y_{\alpha} \quad (1.22)$$

Onde:  $Z^*$  = estimativa da variável primária na posição desejada.  
 $Z, Y$  = valores amostrados das variáveis primária e secundária contidos na vizinhança, respectivamente.  
 $\lambda, \omega$  = ponderadores que retratam os pesos das variáveis primárias e secundárias, respectivamente.  
 $n_{\beta}, n_{\alpha}$  = número de amostras contidas na vizinhança para as variáveis primária e secundária, respectivamente.

A aplicação da técnica matemática de Lagrange para minimização das derivadas parciais, tal como no caso da krigagem ordinária, gera um sistema linear de equações. A solução desse sistema fornece os coeficientes multiplicadores ótimos procurados. O sistema de equações no caso da cokrigagem ordinária é:

$$\begin{cases} \sum_{\beta=1}^{n_{\beta}} \lambda_{\beta} \cdot C(Z_{\beta}, Z_{\alpha}) + \sum_{\beta=1}^{n_{\alpha}} \omega_{\beta} \cdot C(Y_{\beta}, Z_{\alpha}) + \mu_1 = C(Z, Z_{\alpha}) & , \alpha=1, n_{\beta} \\ \sum_{\beta=1}^{n_{\beta}} \lambda_{\beta} \cdot C(Z_{\beta}, Y_{\alpha}) + \sum_{\beta=1}^{n_{\alpha}} \omega_{\beta} \cdot C(Y_{\beta}, Y_{\alpha}) + \mu_2 = C(Z, Y_{\alpha}) & , \alpha=1, n_{\alpha} \\ \sum_{\beta=1}^{n_{\beta}} \lambda_{\beta} = 1 \\ \sum_{\alpha=1}^{n_{\alpha}} \omega_{\alpha} = 0 \end{cases} \quad (1.23)$$

onde:  $C(Z_\beta, Z_\alpha)$  = função covariância entre os pontos amostrados da variável primária, situados na vizinhança.

$C(Y_\beta, Y_\alpha)$  = função covariância entre os pontos amostrados da variável secundária, situados na vizinhança.

$C(Y_\beta, Z_\alpha)$  e  $C(Z_\beta, Y_\alpha)$  = função covariância entre os pontos amostrados da variável primária com a secundária, situados na vizinhança.

$C(Z, Z_\alpha), C(Z, Y_\alpha)$  = função covariância entre o ponto onde se deseja a estimativa da variável primária com as variáveis primárias e secundárias situadas na vizinhança, respectivamente.

$\mu_1, \mu_2$  = parâmetros de Lagrange.

A condição de não tendenciosidade nesse caso é dada pelas duas últimas equações de (1.23).

A variância do erro de estimativa, que foi minimizada, pode ser então calculada por:

$$\sigma_{ck}^2 = \sigma_z^2 + \mu_1 - \sum_{\beta=1}^{n_\beta} \lambda_\beta \cdot C(Z, Z_\beta) - \sum_{\alpha=1}^{n_\alpha} \omega_\alpha \cdot C(Z, Y_\alpha) \quad (1.24)$$

onde:  $\sigma_z^2$  = variância a priori da variável primária.

O procedimento descrito é aplicado para cokrigagem ordinária ou também conhecida como tradicional. Existem algumas variações em relação a este procedimento e nesta dissertação foi utilizada uma dessas variantes denominada cokrigagem ordinária normalizada. Esta variante torna o sistema de equações um pouco mais simples, além de permitir o uso das funções variograma em substituição às funções covariância. A expressão (1.22) neste caso é modificada para:

$$Z^* = \sum_{\beta=1}^{n_{\beta}} \lambda_{\beta} \cdot Z_{\beta} + \sum_{\alpha=1}^{n_{\alpha}} \omega_{\alpha} \cdot (Y_{\alpha} + m_z - m_y) \quad (1.25)$$

onde:  $m_z$  = média da variável primária.

$m_y$  = média da variável secundária.

A condição de não tendenciosidade nesta situação torna-se única e é da seguinte forma:

$$\sum_{\beta=1}^{n_{\beta}} \lambda_{\beta} + \sum_{\alpha=1}^{n_{\alpha}} \omega_{\alpha} = 1 \quad (1.26)$$

Como observado, a constituição do sistema de equações para a cokrigagem exige a estimativa de funções de autocorrelação e de correlação cruzada. Em determinadas situações a obtenção dos modelos para algumas dessas funções torna-se difícil. É o caso quando uma das variáveis é pobremente amostrada ou o variograma experimental não apresenta-se claramente definido. Para tentar solucionar problemas dessa natureza pode-se empregar o modelo linear de correionalização. É um método que permite a modelagem de autovariogramas e variogramas cruzados, de forma que a variância de qualquer combinação linear das variáveis envolvidas é sempre positiva.

Neste método o modelo para cada um dos autovariogramas e variogramas cruzados amostrais pode consistir de um ou mais modelos básicos, porém os mesmos modelos básicos devem aparecer em cada autovariograma e variograma cruzado. Ou seja, cada modelo básico de autovariograma e variograma cruzado deve ser constituído utilizando o mesmo modelo variográfico.

Assim, se tivermos duas variáveis Z e Y o modelo linear de correionalização fica constituído da seguinte forma:

$$\begin{cases} \gamma_z(h) = U_0 \gamma_0(h) + U_1 \gamma_1(h) + \dots + U_m \gamma_m(h) \\ \gamma_y(h) = V_0 \gamma_0(h) + V_1 \gamma_1(h) + \dots + V_m \gamma_m(h) \\ \gamma_{zy}(h) = W_0 \gamma_0(h) + W_1 \gamma_1(h) + \dots + W_m \gamma_m(h) \end{cases} \quad (1.27)$$

onde:  $\gamma_z$ ,  $\gamma_y$  e  $\gamma_{zy}$ : são os modelos de autovariogramas e variograma cruzado para Z e Y, respectivamente.

$\gamma_0, \gamma_1, \dots, \gamma_m$ : são os modelos variográficos básicos.

U, V e W: são os coeficientes representando os valores dos patamares dos modelos básicos.

Para garantir que o modelo linear na equação seja positiva definida, a relação entre os coeficientes de (1.32) devem obedecer as seguintes restrições:

$$U_j > 0 \text{ e } V_j > 0 \quad \text{para } j=0, m \quad (1.28)$$

$$U_j \cdot V_j > W_j \cdot W_j \quad \text{para } j=0, m$$

A aplicação desse modelo em casos onde apenas uma variável foi suficientemente amostrada para definir claramente a estrutura de variabilidade espacial, torna-se bastante conveniente. Pois se não for possível a modelização do autovariograma de uma das variáveis e do respectivo variograma cruzado, adota-se o modelo variográfico de outra variável que seja correlacionável, estimando e ajustando os coeficientes para os demais modelos.

### 1.2.3 - Simulação Estocástica Condicional

Muito embora as estimativas de variáveis aleatórias regionalizadas obtidas através de técnicas interpolativas, tais como a krigagem, sejam ótimas sob o ponto de vista da variância de estimativa (minimiza o erro de estimativa em cada ponto), nota-se que o conjunto de valores estimados em toda área de interesse possui uma variância menor que a variância observada nos dados amostrais. Ou seja a krigagem promove um efeito de "suavização" da variabilidade espacial que é observada nos dados originais.

Para eliminar este efeito que em muitas aplicações é indesejável, foram desenvolvidos métodos de simulação

condicional. As principais características destes métodos estão relacionadas a seguir:

- . Honra os pontos amostrados (ou condicionantes).
- . Respeita as propriedades estatísticas da variável.
- . Respeita o modelo variográfico informado.
- . Retrata a estruturação global e as variabilidades em pequena escala.
- . Não unicidade da solução, podendo gerar portanto infinitas imagens equiprováveis da variável a ser reproduzida.

Pelas características apresentadas os métodos de simulação condicional, tem sido um campo de aplicação e pesquisa em geoestatística, largamente explorado a partir da década de 90.

A caracterização da variável em termos de variabilidade em pequena escala e a probabilização de propriedades estimadas a partir da variável simulada, tem sido algumas das principais áreas de aplicação e pesquisa desses métodos. Para a caracterização dos aspectos globais a técnica mais usual é a krigagem ordinária.

Nas aplicações com o objetivo de probabilizar propriedades obtidas a partir da variável simulada a meta é obter uma maneira de quantificar com segurança e confiabilidade as incertezas envolvidas no fenômeno em estudo. Para isto, pode-se afirmar que quanto maior for o número de imagens geradas melhor será a quantificação dessas incertezas.

Um dos métodos de simulação condicional que tem sido largamente empregado, utiliza-se de funções aleatórias gaussianas.

A justificativa para o uso sistemático desse método reside no fato de que a grande maioria das variáveis contínuas apresenta distribuições que podem ser transformadas em gaussianas. O algoritmo utilizado nesta dissertação para proceder a transformação da variável original em variável com distribuição gaussiana foi o método de transformação gráfica. Após a simulação de cada ponto ter sido obtida no campo gaussiano, este mesmo

método foi utilizado de forma inversa para obter-se o valor simulado no campo da variável real.

O algoritmo empregado nesta dissertação para obtenção de realizações simuladas condicionalmente é conhecido como simulação seqüencial gaussiana (Deutsch e Journal, 1992).

### 1.3 - Estatística Multivariada

Alguns conceitos e fundamentos referentes ao ramo da estatística que estuda os fenômenos sob a ótica da probabilidade e onde duas ou mais variáveis são tratadas simultaneamente, foram reportadas neste item. As técnicas utilizadas nesta dissertação são a Análise de Regressão Múltipla, a Análise de Componentes Principais e a Análise Fatorial Discriminante. A técnica para a Análise de Grupamento não foi aqui abordada, já que os grupos estudados tinham sido previamente definidos por outras metodologias. O detalhamento da teoria e dos conceitos aqui apresentados podem ser encontrados em Cooley e Lohnes (1966) e Davis (1973).

#### 1.3.1 - Análise de Regressão Múltipla

Consiste em um método onde uma variável denominada variável dependente pode ser estimada a partir de duas ou mais variáveis independentes, para fins de interpolação. Para tanto os dados das variáveis dependente e independentes devem ser conhecidos em alguns pontos do espaço amostral, conforme ilustra o quadro a seguir:

$Y_i$	$X_1$	$X_2$	....	$X_k$
$Y_1$	$X_{11}$	$X_{21}$	....	$X_{k1}$
$Y_2$	$X_{12}$	$X_{22}$	....	$X_{k2}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$Y_n$	$X_{1n}$	$X_{2n}$	....	$X_{kn}$

Onde  $Y$  é a variável dependente e  $X_1$  a  $X_k$  são as variáveis

independentes.

O objetivo é obter uma combinação linear ótima das variáveis independentes, de forma que a diferença entre valores observados e estimados para a variável dependente sejam de alguma maneira minimizada. Nesta dissertação foi empregada a alternativa de obter a equação de regressão pelo método dos mínimos quadrados. Neste caso a equação de regressão a ser obtida é da seguinte forma:

$$Y^* = B_0 + B_1 X_1 + B_2 X_2 + \dots + B_K X_K \quad (1.29)$$

onde:  $Y^*$  = valor estimado da variável dependente.

$X_1$  a  $X_k$  = variáveis independentes.

$B_0$  a  $B_k$  = coeficientes da equação de regressão.

Os coeficientes  $B_0$  a  $B_k$  são obtidos pela solução de um sistema linear composto de  $(K + 1)$  equações, constituído pela aplicação da técnica de minimização citada.

### 1.3.2 - Análise de Componentes Principais (ACP)

A ACP é uma técnica descritiva, utilizada para se estabelecer a quantidade efetiva de informações existente num grupo de dados. A diversidade presente nos dados é descrita em termos de um conjunto de eixos mutuamente perpendiculares, de forma que cada um conterá uma parte da variabilidade total e não possuirá correlação com os demais. Assim, os componentes principais constituem uma forma alternativa de se apresentar os dados originais, possibilitando um melhor conhecimento de sua estrutura, sem introduzir informação adicional.

"Em alguns casos, quase toda a variabilidade pode ser descrita por um número de eixos menor que o de variáveis originais, permitindo, por conseguinte, que se reduza a dimensão do problema. Entretanto, as variações observadas em eixos de ordens superiores podem corresponder a eventos significativos,

não devendo, nestas situações, ser desconsideradas" (Buchebe, 1991: 26 e 29).

A ACP é portanto uma das técnicas de análise utilizada na interpretação da estrutura interna de uma matriz de covariância (ou correlação). Para que a estrutura dessa matriz possa ser interpretada, considera-se os seus elementos como sendo as coordenadas de pontos no espaço P-dimensional e interpreta-se os autovalores e autovetores como sendo propriedades geométricas deste arranjo de pontos.

A técnica ACP é freqüentemente utilizada com a finalidade de reduzir a dimensão do problema para posteriormente aplicar os resultados em algum outro tipo de análise multivariada. Assim pode-se citar exemplos de aplicação em análise de regressão múltipla e análise fatorial discriminante as quais foram efetivamente utilizadas no capítulo 5.

### 1.3.3 - Análise Fatorial Discriminante

Esta técnica procura solucionar o problema que consiste em classificar um indivíduo desconhecido em um dos "g" grupos possíveis e previamente definidos, tomando-se por base as medidas efetuadas em "p" atributos desse indivíduo, denominadas variáveis discriminatórias.

Os procedimentos matemáticos envolvidos na solução deste problema objetivam a ponderação e a combinação linear das variáveis discriminatórias, de forma que uma reta localizada no espaço "p" dimensional é obtida e na qual a separação entre os grupos sejam estatisticamente otimizada. "Na verdade, a razão entre a soma dos desvios quadrados entre-grupos e dentro dos grupos é maximizada" (Cooley e Lohnes, 1966).

A aplicação dos procedimentos matemáticos geram um determinado número de funções denominadas funções discriminantes, as quais são utilizadas na classificação dos indivíduos desconhecidos.

O limite para o número das funções discriminantes que poderá ser requerida pela análise é o menor valor entre "p" e "g-1". É

possível portanto, encontrar uma única dimensão onde a separação entre dois grupos, por exemplo, seja máxima.

Pode-se distinguir portanto, dois tipos básicos da análise discriminante, o que nos permite desenvolver dois tipos de procedimentos distintos.

O primeiro tipo denominado de análise discriminante múltipla, admite a classificação simultânea dos indivíduos desconhecidos em número de grupos maior ou igual a dois ( $g \geq 2$ ).

O outro tipo admite a existência de apenas dois grupos ( $g=2$ ) A e B, onde os indivíduos serão classificados. Neste caso se o número de grupos definidos for maior do que 2, então a análise poderá ser realizada em até  $(g - 1)$  etapas até que se consiga realizar a classificação.

A representação geométrica para o caso de classificação em dois grupos medindo dois atributos está ilustrada na figura 1.

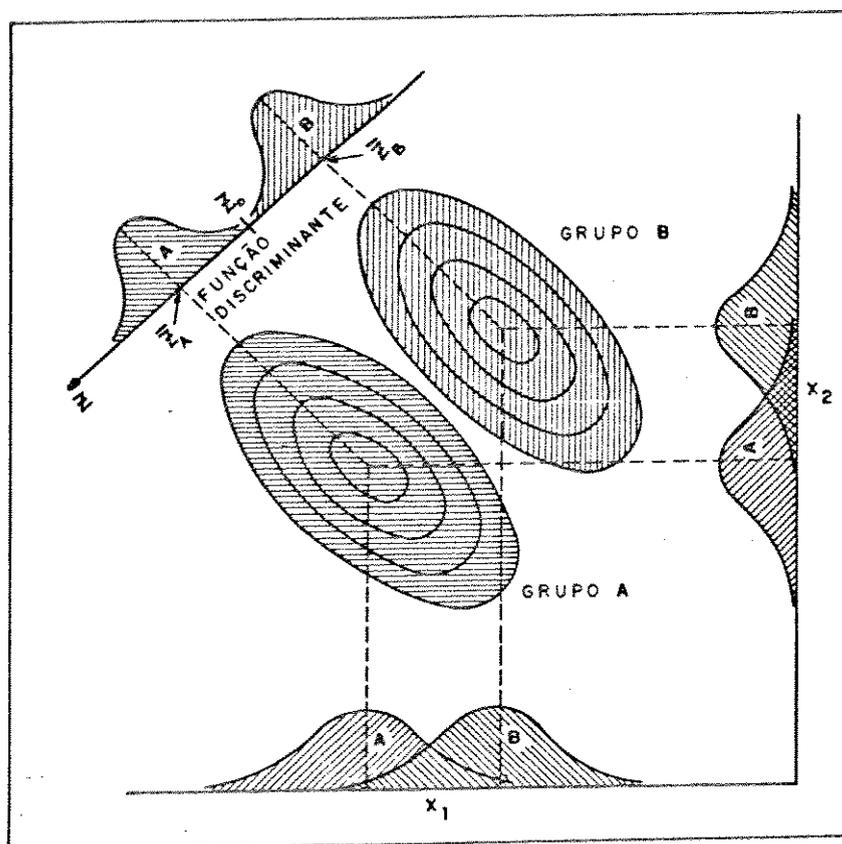


Fig. 1 - Representação da função discriminante aplicada a um exemplo de distribuição bivariada (modificada de Davis, 1973).

O procedimento para a realização da análise discriminante múltipla difere em boa parte daquele empregado quando apenas 2 grupos são considerados em cada etapa. A aplicação desta técnica produz, além das funções discriminantes já mencionadas, as funções de probabilidade de classificação. Estas últimas traduzem em suma a probabilidade do indivíduo desconhecido ser classificado em determinado grupo. Portanto o número de funções de classificação que deverá ser obtido é igual ao número de grupos. A classificação de um indivíduo desconhecido se fará neste caso no grupo cuja função de classificação apresentar maior valor. Esta técnica também foi utilizada no capítulo 5.

## CAPÍTULO 2

### REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo procurou-se verificar a existência de trabalhos correlatos na áreas de caracterização de reservatórios usando dados sísmicos e aplicação de modelos probabilísticos associados a dados de perfis e testemunhos. O objetivo primordial foi procurar alcançar uma quantidade de conhecimento a respeito do assunto, que fosse suficiente para dar suporte e incentivo ao desenvolvimento da parte prática desta dissertação. Portanto não se pretendeu esgotar os assuntos nem relacionar todos os trabalhos, resultando numa visão do estado da arte.

Para facilidade esta revisão foi dividida em duas partes que não deixam necessariamente de se inter-relacionar. A primeira parte trata de revisar os trabalhos relacionados com a previsão de parâmetros de reservatório partindo de dados oriundos de campanhas sísmicas, tais como amplitude sísmica, impedância acústica, velocidade intervalar entre outras. Na segunda parte procurou-se revisar os trabalhos que se apoiam na estatística multivariada aplicada sobre uma base de dados originada dos perfis elétricos e testemunhos dos poços, procurando verificar a validade das possíveis correlações e obter assim métodos para estimação de parâmetros do reservatório a partir de dados de perfis.

#### 2.1 - Uso de Dados Sísmicos na Caracterização de Reservatórios.

**Gardner, Gardner e Gregory (1974)**, resumiram em seu trabalho os diversos fatores e a maneira pela qual estes influenciam a velocidade das ondas compressoriais sísmicas e estabeleceram também as relações entre as diversas propriedades físicas das rochas e as condições ambientais a que estas estão submetidas, sob a ótica da geofísica. Analisaram os efeitos sobre a

velocidade da onda compressional e a densidade da rocha causados pela variação da composição mineralógica e granular da rocha matriz, cimentação, porosidade, fluido saturante e pressão de confinamento. Todos os resultados foram estabelecidos com base em vasta experimentação de laboratório e campo associadas a considerações teóricas, restritas às camadas superiores da crosta terrestre (profundidades inferiores a 7.600 m). Gardner, Gardner e Gregory (1974) apresentaram primeiramente a relação entre velocidade e densidade da rocha para várias litologias através de amplo conjunto de bacias, idades geológicas e profundidades (fig. 2), que empiricamente foi estabelecida e tem a seguinte forma:

$$\rho = a \cdot V_p^b \quad (2.1)$$

onde:  $\rho$  = densidade da rocha  
 $V_p$  = velocidade da onda compressional na rocha  
 $a, b$  = constantes determinadas empiricamente

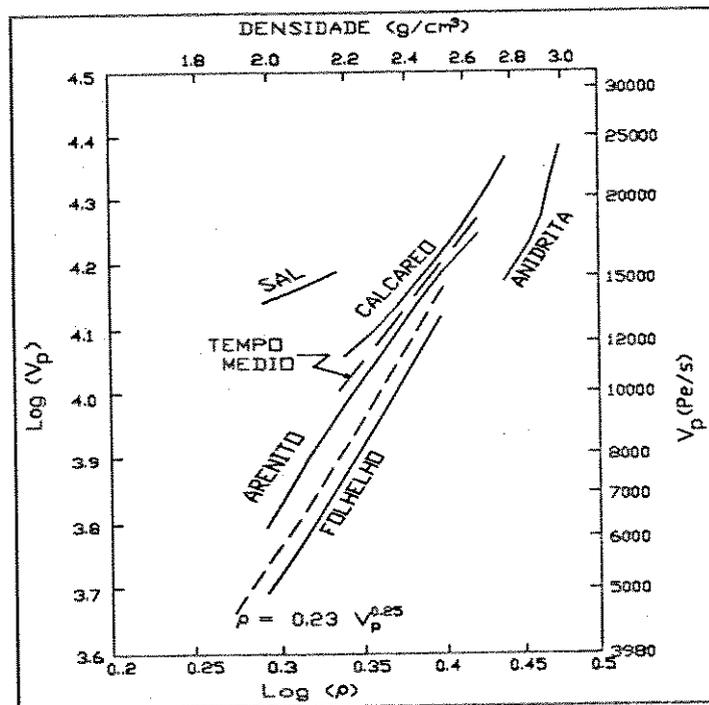


Fig. 2 - Relação entre velocidade ( $V_p$ ) e densidade ( $\rho$ ) para diferentes litologias (Gardner et al., 1974).

A aplicação da equação do tempo médio foi analisada e concluíram que nas pressões correspondentes àquelas profundidades onde encontram-se os sedimentos profundos, a influência da pressão sobre a velocidade se torna muito pequena e portanto a porosidade e a composição mineralógica determinam a velocidade.

Esta equação determinada empiricamente através de uma experimentação vasta de laboratório e campo pode ser escrita como (Wyllie et al, 1958):

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{p,f}} + \frac{1-\phi}{V_{p,m}} \quad (2.2)$$

onde:  $\phi$  = porosidade  
 $V_{p,f}$  = velocidade da onda compressional no fluido saturante  
 $V_{p,m}$  = velocidade da onda compressional na rocha matriz

Sua aplicação, no entanto, a profundidades relativamente pequenas, e conseqüentemente baixas pressões, deve ser cuidadosa devido à influência das microfaturas. Porém os autores sugerem sua aplicação nestas condições, assumindo que  $V_{p,m}$  seja entendida como uma constante empiricamente determinada por correlação linear entre o tempo de trânsito e a porosidade, usando um vasto espectro de profundidades.

A existência de uma relação sistemática e simples entre a velocidade e a densidade de muitas rochas sedimentares, permite estimar-se os coeficientes de reflexão sísmica a partir apenas da informação de velocidade. O coeficiente de reflexão pode ser calculado, no caso de incidências normais sobre interfaces planas entre dois meios, através do contraste de impedâncias acústicas por:

$$CR = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} = \frac{\rho_2 \cdot V_{p,2} - \rho_1 \cdot V_{p,1}}{\rho_2 \cdot V_{p,2} + \rho_1 \cdot V_{p,1}} \quad (2.3)$$

onde: CR = coeficiente de reflexão  
 I = impedância acústica  
 1 e 2 = designativos para os meios 1 e 2 respectivamente.

A expressão acima pode ser aproximada, na maioria dos casos práticos conforme mostrado por Peterson et al (1955), por:

$$CR = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{\rho_2 \cdot V_{p,2}}{\rho_1 \cdot V_{p,1}} \right) \quad (2.4)$$

Combinando esta última com a expressão (2.1), chega-se a uma fórmula simplificada para o coeficiente de reflexão a qual nos diz que este só depende do contraste de velocidades, uma vez que **a** e **b** são constantes para uma dada área geológica:

$$CR = \frac{1}{2} \left[ (1+b) \cdot \ln \left( \frac{V_{p,2}}{V_{p,1}} \right) \right] \quad (2.5)$$

**De Buyl et alii (1986)**, elaboraram um estudo de caso de um reservatório produtor de óleo, do tipo canal de areia, na área de Taber-Turin, Canadá.

O objetivo do estudo foi o de melhorar a caracterização do reservatório através da implementação de dados sísmicos aos dados já existentes de poços (perfis e testemunhos). Para isto, foram criados dois modelos independentes de reservatório. O primeiro modelo foi construído, baseado em dados de perfis e testemunho oriundos de seis poços produtores e dois não produtores, utilizando as técnicas convencionais de interpretação. O segundo modelo foi suplementado por parâmetros petrofísicos derivados de uma modelagem Sísmica-Litológica oriunda de um levantamento sísmico tridimensional na área. A partir destes dados os mapas estruturais e dos parâmetros petrofísicos do intervalo produtor foram elaborados e incluíam espessura, porosidade, velocidade intervalar e espessura porosa ( $h \cdot \phi$ ). A comparação entre os resultados serviram para se discutir a precisão e a

confiabilidade dos métodos.

A Modelagem Sísmica-Litológica (SLIM) foi usada por De Buyl et al. (1986) e será aqui sucintamente descrita. O método consiste de um processamento no qual a resposta sísmica de um modelo litológico bidimensional em camadas, é iterativamente variado e converge em direção ao sismograma real registrado em cada posição espacial. Diferentemente dos métodos de inversão que simplesmente transformam amplitudes em pseudo velocidades intervalares em uma única dimensão (na vertical), esta modelagem em camadas com parâmetros distintos (velocidade intervalar, densidade e espessura) pode sofrer variações individuais em locações específicas, gerando várias respostas (sismogramas sintéticos). O critério de convergência é baseado na melhoria do ajuste entre os traços sintéticos oriundos do modelo e os traços reais empilhados e migrados. O processamento termina quando um ajuste satisfatório é obtido entre a seção sísmica sintética e a registrada.

Obviamente existem limites físicos para a espessura mínima de uma camada que pode ser resolvida pelos métodos sísmicos. Portanto a determinação de camadas com velocidades distintas requer modelagens iterativas ou outras técnicas de inversão que possam contar com interferências entre pulsos sísmicos. No entanto nem mesmo técnicas sofisticadas de modelagem sísmica-litológicas conseguem distinguir camadas cujas espessuras tendam a ser menores do que um décimo do comprimento de onda, embora sua contribuição na amplitude esteja registrada.

A porosidade sísmica foi calculada depois de se obter as variações da impedância acústica do reservatório em toda sua extensão, e com algumas informações externas como a estratigrafia, conteúdo de fluidos nos poros e argilosidade pode-se inferir as variações laterais de velocidade (ou tempo de trânsito). As equações utilizadas nesta etapa incluíram:

.Equação do tempo médio corrigida para arenitos argilosos;

$$\Delta t = \phi \cdot \Delta t_f + (1 - \phi - v_{sh}) \cdot \Delta t_m + v_{sh} \cdot \Delta t_{sh} \quad (2.6)$$

onde  $\Delta t = 1/V_p$

.Equação da densidade média corrigida para a argilosidade:

$$\rho = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi - v_{sh}) \cdot \rho_m + v_{sh} \cdot \rho_{sh} \quad (2.7)$$

onde:  $\rho_f$  = densidade média dos fluidos nos poros.

$\rho_m$  = densidade da rocha matriz

$\rho_{sh}$  = densidade da argila presente nos poros

.A impedância acústica do meio é definida por:

$$I = \rho \cdot V_p = \frac{\rho}{\Delta t} \quad (2.8)$$

Combinando as equações (2.6), (2.7) e (2.8) e resolvendo-se para a porosidade obtém-se:

$$\phi = \frac{(1 - v_{sh})(\rho_m - I \cdot \Delta t_m) + v_{sh}(\rho_{sh} - I \cdot \Delta t_{sh})}{I(\Delta t_f - \Delta t_m) + (\rho_m - \rho_f)} \quad (2.9)$$

Para elaboração do mapa de espessura porosa ( $h\phi$ ) os valores obtidos pelo método sísmico, de porosidade não calibrada e isópacas, foram multiplicadas após terem sido devidamente interpolados em pontos de uma malha regular. O mapa elaborado posteriormente com dados calibrados apresentou-se bem mais confiável do que o obtido apenas com os dados dos poços e poderia ter evitado a perfuração de dois poços secos. Finalmente, o volume poroso foi estimado pelo método sísmico e apresentou-se cerca de 20% maior do que o calculado pelo modelo convencional.

**Doyen (1988)**, usou e comparou três técnicas distintas para estimar a distribuição horizontal de porosidades de um reservatório hipotético e outro real. As técnicas usadas foram as seguintes:

correlação linear entre um parâmetro sísmicamente derivado (ex: tempo de trânsito ou inverso da

impedância acústica) e porosidades derivadas de perfis elétricos de poços perfurados, usando o método dos mínimos quadrados.

Krigagem das porosidades derivadas dos perfis

Cokrigagem entre parâmetros sismicamente derivados e porosidades de perfis

O reservatório hipotético foi numericamente simulado e o reservatório real foi o mesmo estudado por Buyl et alii (1986), o reservatório da área de Taber-Turin, Alberta, Canadá.

Para o reservatório hipotético foi atribuído um número de 41 poços perfurados com valores de porosidade conhecidos e o tempo de trânsito sismicamente derivado foi o parâmetro densamente amostrado. O reservatório real foi estudado com apenas oito poços perfurados e portanto com porosidades derivadas de perfis conhecidas. O parâmetro densamente amostrado foi o inverso da impedância acústica sismicamente derivada, obtida empregando-se a Modelagem Sísmica-Litológica (SLIM).

No caso do reservatório hipotético as técnicas de krigagem e cokrigagem puderam ser empregadas sem muitas dificuldades, uma vez que as funções de autocorrelação e correlação cruzada puderam ser obtidas a partir dos dados amostrados (sísmica e poços).

No caso do reservatório real a função de autocorrelação para a porosidade de perfil não pode ser construída devido o número de poços ser pequeno e a distância entre eles ser superior ao alcance de correlação, parecendo então ter uma distribuição espacial puramente aleatória. No entanto para o parâmetro sismicamente derivado as funções de autocorrelação e correlação cruzada com os dados de poços puderam ser modeladas, mostrando uma estrutura de correlação espacial muito próxima da gaussiana. Foi então assumido o modelo de correlação intrínscico para o emprego das técnicas de krigagem e cokrigagem, isto é, assumiu-se que todas as funções de correlação normalizadas possuem o mesmo modelo de variabilidade espacial, ou seja:

$$\frac{C_{\phi\phi}(h)}{\sigma_{\phi}^2} = \frac{C_{tt}(h)}{\sigma_t^2} = \frac{C_{\phi t}(h)}{C_{\phi t}(0)} \quad (2.10)$$

onde:  $C_{\phi\phi}(h)$  = função de autocorrelação da porosidade de perfil.  
 $C_{tt}(h)$  = função de autocorrelação de um parâmetro sismicamente derivado.  
 $C_{\phi t}(h)$  = função de correlação entre um parâmetro sismicamente derivado e a porosidade de perfil.  
 $\sigma_{\phi}^2$  = variância dos dados de porosidade de perfil.  
 $\sigma_t^2$  = variância do parâmetro sismicamente derivado.  
 $C_{\phi t}(0)$  = covariância entre a porosidade e o parâmetro sismicamente derivado.

Este modelo de correlação mostrou-se apropriado porque as variações dos parâmetros sismicamente derivados, no intervalo do reservatório, são primariamente controlados pelas variações de porosidade. Em geral quando a avaliação direta das funções de correlação espacial não é possível, então informações geológicas indiretas devem ser usadas para modelar a estrutura de variabilidade espacial.

Os resultados encontrados, para o reservatório simulado, mostraram que a raiz quadrada da variância de estimativa (RMSE, "root-mean-square-error") por cokrigagem foi 50% menor do que por regressão linear simples da porosidade sobre o parâmetro sísmico. Em ambos os reservatórios a técnica de krigagem simples mostrou resultados cuja análise indicou uma eficácia intermediária, como ferramenta preditiva para os casos estudados. Portanto o autor conclui que a cokrigagem deve ser aplicada sempre que a área em estudo possuir alta densidade de medidas sísmicas que estejam indiretamente relacionadas à porosidade.

**Aquino (1991)**, usou dados sísmicos em sua tese de mestrado para realizar uma abordagem estocástica na estimativa de volume de hidrocarboneto. A motivação para esta abordagem advém do fato que as informações necessárias para uma avaliação mais confiável da economicidade de uma jazida petrolífera somente são obtidas após ter sido atingido um estágio de desenvolvimento do campo bastante avançado. Por isso o autor procurou adicionar dados

sísmicos, que já estavam disponíveis em grande quantidade nas etapas precoces de desenvolvimento do campo, aliados a uma ferramenta geoestatística, para implementar as informações dos poços existentes. O uso dos dados sísmicos para a avaliação de volumes de hidrocarbonetos quase sempre foram de importância secundária até então.

Os dados sísmicos utilizados enfocaram basicamente a amplitude sísmica e espessura do reservatório, obtidos de um levantamento sísmico tridimensional na área.

As etapas do trabalho constituíram em gerar várias imagens simuladas equiprováveis do reservatório para cada estágio de desenvolvimento do campo, comparando seus resultados em termos de cálculo de volume de hidrocarboneto. A análise final dos resultados permitiu concluir que a utilização dos dados sísmicos para caracterização macroscópica de um reservatório mostrou-se bastante útil, principalmente nas fases iniciais onde poucos poços estão disponíveis.

**Stanulonis e Tran (1992)**, desenvolveram um procedimento para calcular valores de espessura porosa total ( $h\phi$ ), diretamente da amplitude sísmica, sem a necessidade de mapas intermediários de espessura e porosidade médias. O procedimento foi aplicado a um reservatório carbonático bastante complexo do campo de Lisburne norte do Alaska.

O estudo foi iniciado com 35 poços perfurados e com cobertura de sísmica tridimensional. Ao reservatório é estratigraficamente sobreposta uma camada relativamente espessa de Folhelho Permo-Triássico cuja a velocidade de propagação de ondas compressionais média é de aproximadamente 3650 m/s. Esta velocidade é muito menor que a velocidade média do reservatório que é aproximadamente 5180 m/s, portanto este horizonte é facilmente reconhecido nas seções sísmicas através de um pico de amplitude.

Devido a inexistência de variações laterais de litologia nas zonas superiores deste reservatório, as variações observadas na amplitude sísmica podem ser atribuídas às variações da qualidade do reservatório, sendo que a porosidade é um dos fatores que afetam a qualidade.

Através de correlações entre porosidade de testemunho e velocidade sônica concluíram que quando a velocidade intervalar média do reservatório diminui a sua porosidade média aumenta, de tal forma que o contraste com a velocidade média da rocha sobreposta será menor. Isto sugere que quando a espessura porosa total dentro do reservatório aumenta, a amplitude sísmica deste horizonte deve diminuir.

Partindo das idéias anteriormente estabelecidas os autores traçaram um gráfico de  $(h\phi)_t$ , medido em cada poço contra a amplitude sísmica em cada locação de poço. A partir da análise deste gráfico notaram a existência de relações lineares entre as variáveis, porém separadas em quatro regiões distintas. A separação em regiões distintas não é apenas estatística mas também geográfica.

Estes resultados mostraram que a amplitude sísmica em qualquer locação proposta pode ser diretamente convertida para o valor de  $(h\phi)_t$ , usando o gráfico obtido, desde que se conheça a região que contém a locação proposta.

Para cada região identificada no gráfico uma equação linear pode ser escrita:

$$A_p = -m. (h\phi)_t + A_{pm} \quad (2.11)$$

onde:  $A_p$  é a amplitude sísmica da onda compressional,  $m$  é o coeficiente angular da reta e  $A_{pm}$  é o intercepto com o eixo da amplitude sísmica. Os autores identificaram neste estudo quatro processos geológicos responsáveis pelo padrão regional observado no gráfico. O primeiro deles é um padrão de falhas bem diferenciado na região R1. O segundo processo é de variação na espessura do folhelho sobreposto ao reservatório que diminui gradativamente para este até ser totalmente substituído por folhelhos cretácicos, com velocidade bem menor ( $\sim 2740\text{m/s}$ ), na região R4. Outros processos geológicos são as variações na espessura de algumas zonas do reservatório e a presença de capa de gás no alto da estrutura, responsáveis pela identificação das regiões R2 e R3 respectivamente. Obviamente é a combinação de todos estes processos que produz as quatro regiões

estatisticamente separadas, e os autores acreditam que uma única região possa existir em casos onde as interpretações estratigráficas e estruturais mostrem uma geologia mais simples.

## 2.2 - Aplicação de Modelos Probabilísticos na Caracterização de Reservatórios.

**Sakurai e Melvin (1988)**, aplicaram as técnicas de análise discriminante e regressão linear múltipla aos dados de um reservatório do Campo de Endicott no Mar Beaufort. As informações sobre o reservatório, necessárias ao desenvolvimento do trabalho, foram obtidas de nove poços testemunhados. A partir destas informações e usando as ferramentas estatísticas citadas eles efetuaram a discriminação do reservatório em fácies e estimaram a permeabilidade em cada uma delas.

Os resultados obtidos foram avaliados através de comparações ponto a ponto ou através de médias de intervalos, cujas análises petrofísicas haviam sido realizadas. As equações mostraram-se satisfatórias, permanecendo seus resultados dentro de uma faixa de erro aceitável para os propósitos da aplicação.

**Souza Jr (1991)**, aplicou as técnicas de estatística multivariada e geoestatística para a caracterização dos reservatórios da Zona 400 dos Campos de Canto do Amaro e Alto da Pedra, Bacia Potiguar, Brasil.

Através de análise estatística convencional foi possível agrupar as litofácies em dois grupos distintos, onde um deles foi denominado de unidade grosseira inferior (UGI) e o outro de unidade fina superior (UFS). A UGI foi considerada com características de reservatórios e a UFS como selantes locais.

Definidos os grupos o autor procedeu uma análise discriminante e estabeleceu uma função discriminante linear. As variáveis de perfil que constaram desta função foram selecionadas automaticamente, de modo que produzissem uma melhor separação entre os grupos.

Usando a análise de regressão múltipla, o autor estabeleceu um modelo de regressão linear que a princípio contou com seis

variáveis de perfis para previsão da permeabilidade absoluta medida em testemunhos. No entanto, o programa computacional usado selecionou apenas a porosidade efetiva e a diferença entre a porosidade neutrônica e densidade, como o subconjunto que produziria o maior coeficiente de correlação para a análise de regressão múltipla.

Em seguida uma modelagem geoestatística foi apresentada, em duas abordagens distintas: krigagem e simulação não condicional. A variável escolhida foi a média aritmética das permeabilidades na vertical, calculadas a cada 20 cm através da equação de regressão ao longo da subzona 430, em cada um dos 276 poços estudados.

**Bucheb (1991)**, aplicou tratamento estatístico multivariante em dados de perfis de poços em sua tese de mestrado. O campo de Camorim (Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil) foi utilizado como fonte de dados neste trabalho. As técnicas estatísticas multivariadas testadas foram a análise de grupamentos, de componentes principais e discriminante além da análise de regressão múltipla. As três primeiras técnicas foram utilizadas no sentido de avaliar sua eficácia na identificação de fácies, previamente definidas em poços testemunhados, por meio de perfis viabilizando o reconhecimento das mesmas nos poços não testemunhados da área. A análise de regressão foi utilizada para efetuar estimativas de permeabilidade em poços não testemunhados, usando as variáveis de perfis segundo a forma recomendada por Allen (1982), calibradas por meio de dados petrofísicos.

Outras metodologias foram testadas visando a determinação de fácies, como a análise composicional e de seqüência de fácies e sua combinação com as técnicas multivariantes citadas. Além desta foram testadas as perspectivas de integração do estudo realizado com sistemas estatísticos de descrição de reservatórios e outras técnicas de determinação de fácies ainda em desenvolvimento.

As técnicas para determinação de fácies a partir de dados de perfis, como a análise de grupamentos, análise de componentes principais e a análise composicional entre outras, não serão aqui abordadas. No entanto o leitor poderá recorrer às referências

citadas na bibliografia, tais como:

Mohn et alii (1987), Elek (1988), Souto Filho et alii (1989) e Bucheb (1991).

As técnicas estatísticas multivariadas empregando a análise composicional como base de dados pode ser encontrada em Bruhn (1986) e Bucheb (1991).

## CAPÍTULO 3

### DESCRIÇÃO GEOLÓGICA DO RESERVATÓRIO EM ESTUDO

Uma breve descrição das principais características geológicas do reservatório é relatada neste capítulo. O objetivo é evidenciar o contexto geológico que o reservatório está inserido, de forma a poder comparar os estudos anteriormente realizados em outros reservatórios semelhantes do ponto de vista geológico. Portanto não se pretende detalhar a descrição existente, mas apenas elucidar as principais conclusões a que chegaram os autores de relatórios internos da Petrobrás e dos trabalhos envolvendo o reservatório em estudo, destacando-se Paumer (1984).

#### 3.1 - Dados Gerais

O reservatório em estudo é parte de um campo de petróleo localizado na plataforma continental brasileira, cuja lâmina d'água se situa em torno de 180 m. O campo foi descoberto em 1976, através de um poço pioneiro cujo objetivo principal era constituído por arenitos do Período Terciário de idade Eocênica. No entanto este reservatório só foi descoberto em 1981, quando decidiu-se aprofundar um dos poços de desenvolvimento encontrando-se calcarenitos porosos de idade Albiana com excelentes qualidades permo-porosas. Desde então as rochas carbonáticas passaram a constituir-se em novos prospectos para o campo.

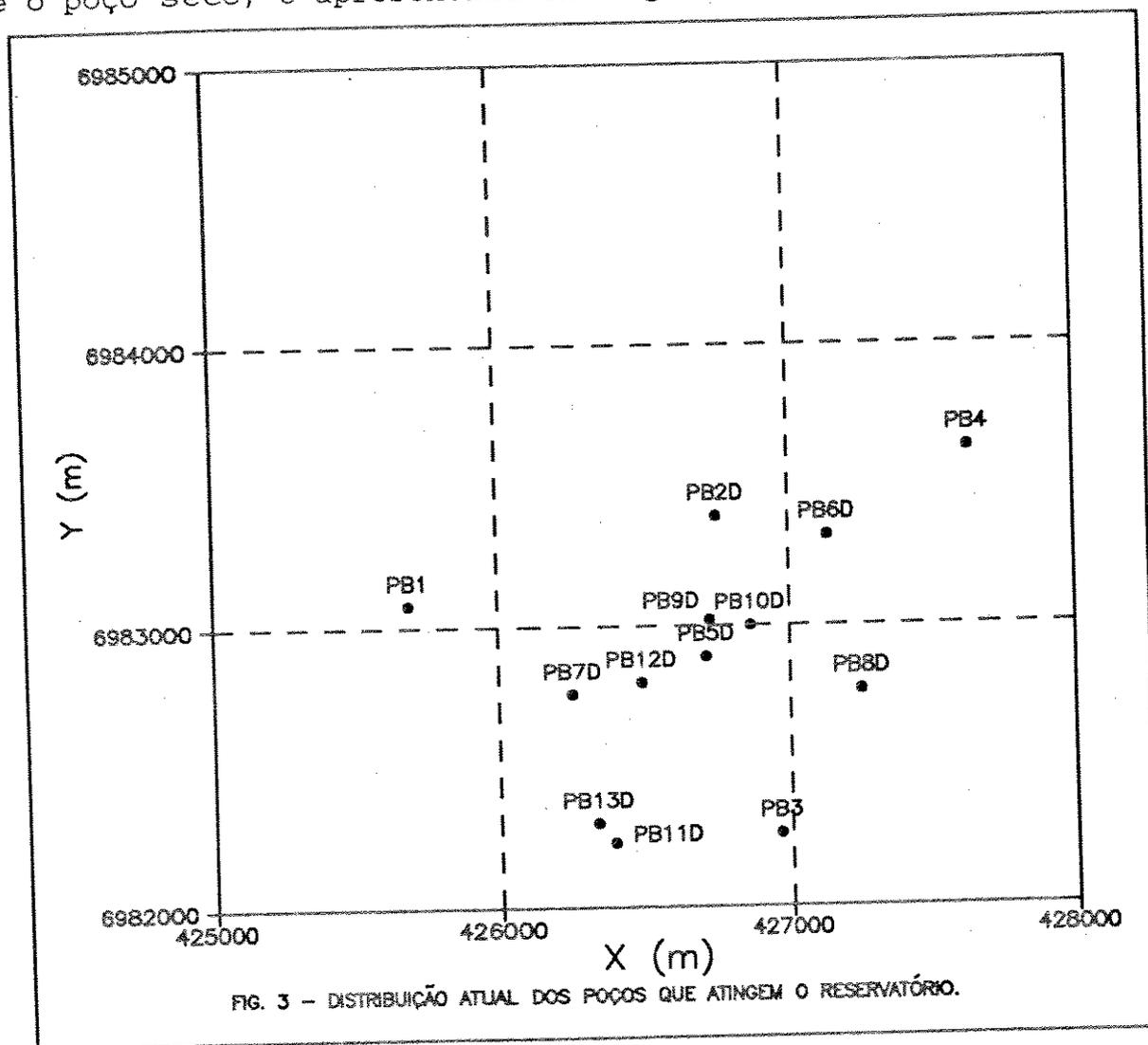
Este reservatório configura-se como um alto estrutural limitado por falhas lístricas, alongado no sentido SW-NE, e capeado por rochas carbonáticas finas (calcissiltitos e calcilutitos).

A área de fechamento da estrutura é de aproximadamente 5 km<sup>2</sup> e a coluna de óleo da ordem de 130 m.

A produção iniciou-se em março de 1982 e atualmente quatorze poços atingem este reservatório. A vazão do primeiro poço em

produção foi de aproximadamente 530 m<sup>3</sup>/dia e a razão gás óleo do reservatório esta estimada em 95,70 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. O óleo é de 22 graus API, com pressão original de 229 kgf/cm<sup>2</sup>, viscosidade de 2.0 centipoise ( à pressão original) e cuja pressão de saturação foi estimada em 221,5 kgf/cm<sup>2</sup> através de ensaios laboratoriais.

Dos quatorze poços que atualmente atingem o reservatório pode-se considerar que um foi poço pioneiro, três de extensão e dez de desenvolvimento. Do total, doze são produtores comerciais de óleo , um é subcomercial e outro é seco. A distribuição espacial atual dos poços que atingem o reservatório, excetuando-se o poço seco, é apresentada na fig. 3.



Até o início deste trabalho o volume original de óleo estava estimado em 68,330x10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> e o gás em solução associado em 6,539x10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>.

### 3.2 - Descrição Petrográfica das Rochas Constituintes

O estudo detalhado das rochas-reservatório é a base para a avaliação e desenvolvimento de um campo petrolífero, além de permitir a integração de novos dados no conhecimento geológico das bacias sedimentares. Em rochas carbonáticas, esta análise é especialmente importante para a compreensão da origem e distribuição do sistema poroso.

Para o estudo petrográfico Paumer (1984) utilizou os testemunhos dos poços na obtenção de amostras de mãos para análise macroscópica e na confecção de lâminas delgadas para análise microscópica. Os "plugs" para análise microscópica e medições petrofísicas foram amostrados em intervalos de aproximadamente de 30 cm. Quatro poços haviam sido testemunhados até o início deste trabalho, mas apenas os testemunhos de três deles foram utilizados nessa tarefa devido ao mal estado de conservação e o baixo índice de recuperação do outro.

A composição da rocha carbonática deste reservatório inclui diversos componentes de origem orgânica ou inorgânica, tendo sua natureza determinada pelas condições do ambiente deposicional, tempo geológico e processos diagenéticos. Os principais componentes constituintes da rocha são: intraclastos, oolitos, oncolitos, bioclastos, pelóides, matriz micrítica e cimento.

A rocha reservatório em estudo pode ser classificada como um calcarenito, onde mais de 30 % dos constituintes tamanho areia são dos tipos citados anteriormente, segundo Paumer (1984).

### 3.3 - Estudo Faciológico

Para a análise de fácies Paumer (1984), baseou-se essencialmente na identificação de tipos diferentes de microfácies. Os caracteres utilizados nesta identificação geralmente compreendem tipo, tamanho e forma dos grãos, matriz, cimento, tipos de organismos, texturas deposicionais, etc.

O estudo macroscópico e microscópico dos testemunhos dos poços permitiu a identificação de sete microfácies distintas nas

rochas carbonáticas. As microfácies A, B, C, D, e E são compostas por calcarenitos . As microfácies F e G são constituídas por calcáreos de granulação fina (calcissiltitos e calcilutitos).

O agrupamento das microfácies em fácies-reservatório, possibilita também o uso de amostras de calha para identificação destas últimas.

A análise dos dados de permo-porosidade realizada por Paumer (1984) nas sete microfácies em conjunto com as curvas de pressão capilar permitiu o agrupamento em três fácies-reservatório com sistemas porosos distintos, conforme pode ser observado na tabela 3.1.

Sabe-se que a porosidade, permeabilidade e a distribuição e tamanho dos poros definem a capacidade de uma rocha em transmitir fluidos. A porosidade pode ser dividida em duas categorias quanto a intercomunicação entre os poros, a efetiva na qual os poros estão interligados e portanto confere permeabilidade a rocha e a não efetiva na qual os poros estão isolados.

O grau de interconecção, o tamanho e a forma dos poros controla a permeabilidade alterando assim a característica da rocha no que diz respeito a transmissão de fluidos.

As análises ao longo de vários anos tem demonstrado que quanto menores os poros, mais difícil é o fluxo de fluidos e portanto menor a permeabilidade. Portanto a correta avaliação das porosidades efetiva e absoluta (ou porosidade total) se faz necessário para se correlacionar estes dois parâmetros petrofísicos.

### 3.4 - Estudos Petrofísicos e de Qualidade de Reservatório

#### 3.4.1 - Caracterização do Meio Poroso do Reservatório em Estudo.

A geometria do espaço poroso em carbonatos pode se

apresentar de formas muito variadas, e como é ela quem controla basicamente o fluxo de fluidos, as rochas carbonáticas podem apresentar permeabilidades bastantes distintas para porosidades absolutas semelhantes.

Basicamente a eficiência em transmitir fluidos está muito relacionada à relação tamanho de poro/garganta bem como à relação número de poros ligados a um determinado número de gargantas.

No reservatório estudado Paumer (1984) identificou basicamente três tipos de porosidade: interpartícula, poros de dissolução e microporosidade.

A porosidade interpartícula pode ser facilmente visualizada em lâmina delgada, com poros interligados por grandes gargantas.

Os poros de dissolução podem afetar as características de reservatório das rochas, dependendo da disposição, tamanho, e quantidade além de outras porosidades associadas. De maneira geral pode-se afirmar que nas rochas calcareníticas onde grande parte da porosidade é interpartícula os poros de dissolução tendem a melhorar ainda mais as características permo-porosas da rocha, porém se o volume destes poros for pequeno não haverá alteração substancial destas características. Nas rochas carbonáticas de granulação fina, nas quais a microporosidade é dominante, a presença dos poros de dissolução não parece exercer muita influência sobre as características permo-porosas destas rochas, que apresentam em geral baixíssimas permeabilidades, embora a tendência seja sempre no sentido de melhorá-las.

A microporosidade não pode ser detectada através de observação visual ao microscópio petrográfico. No entanto ela é normalmente detectada nos ensaios petrofísicos e também em medições indiretas de perfis, integrando a porosidade absoluta ou total.

Nas rochas do reservatório em estudo os ensaios petrofísicos realizados pela Petrobrás mostraram que todas as microfácies possuem alta porosidade, no entanto visualmente a porosidade é bastante variável nas diferentes microfácies. A microporosidade esta presente e é dominante nas rochas carbonáticas de granulação fina e portanto apresentam permeabilidades baixíssimas (microfácies F e G).

Conclui-se portanto que o reservatório em estudo é constituído por três fácies com características permo-porosas bastante diferenciadas. As fácies-reservatório I e II podem ser consideradas como capazes de transmitir fluidos e portanto produtoras e a fácies-reservatório III considerada como selante local.

Embora houvesse a expectativa de que a relação entre a macro e a microporosidade pudesse ter algum efeito no reconhecimento do topo sísmico do reservatório e desta forma identificar as áreas com melhores propriedades permo-porosas, isto não ocorreu. O pequeno contraste de impedância acústica entre a rocha capeadora (selante) e o reservatório, observado em toda a área, mostra que a natureza da porosidade tem pouco ou nenhum efeito sobre as propriedades elásticas da rocha e portanto sobre as variáveis sísmicamente derivadas.

### 3.4.2 - Estatística Básica e Análises de Regressão dos Dados Petrofísicos.

Os valores de porosidade (macro e micro) e permeabilidade foram medidos para todas as microfácies possibilitando conhecer seus valores médios e suas faixas de variação, as quais foram extrapoladas para fácies-reservatório. Estes dados estão resumidos na tabela 3.1, onde observa-se que todas as microfácies possuem alta porosidade total porém macroporosidades e permeabilidades bastante distintas. Esta característica dificulta a identificação das fácies-reservatório apenas através da análise de perfis elétricos ou petrofísica uma vez que ambas registram as duas naturezas de porosidade (macro e micro).

D- ES	POROSIDADE MÉDIA (%)			TIPO DE POROSIDADE PREDOMINANTE	FÁCIES RESERVATÓRIO	POROSIDADE (%)	PERMEABILIDADE (md)
	TOTAL	MACRO	MICRO			VARIACÃO TOTAL	VARIACÃO TOTAL
A	29.17	25.15	4.02	interpartic.	I	15.1	3.6
B	29.70	19.60	10.10	interpartic.		a	a
C	27.88	19.46	8.42	interpartic.		35.2	8908.2
D	24.24	9.38	14.86	microporos (poros de dissolução)	II	18.2	0.5
E	29.88	8.53	21.35	interpartic. (poros de dissolução)		a	a
F	23.64	1.19	22.45	microporos	III	36.5	104.0
G	13.30	0.88	12.42	microporos		6.9	0.1
						a	a
						36.3	34.0

TABELA 3.1 - Características permo-porosas das microfácies e do seu respectivo agrupamento em fácies-reservatório (modificada de Paumer, 1984).

Cabe ressaltar que as análises petrofísicas anteriores constaram de medições em "plugs" horizontais e verticais as quais possibilitaram a obtenção de permeabilidade horizontal ( $K_H$ ) e vertical ( $K_V$ ) e de dois valores de porosidade total, para cada profundidade medida.

Para fins de estudos estatísticos foram analisadas neste trabalho as relações entre permeabilidade horizontal e vertical e os dois valores de porosidade total. Como os valores de porosidade diferiam muito pouco entre si, um valor médio foi tomado para cada profundidade aplicando média aritmética.

Para os valores de permeabilidade foi verificado o grau de correlação entre os valores na direção vertical e horizontal. O resultado pode ser visualizado no gráfico da figura 3.1, onde constata-se um alto coeficiente de correlação ( $R=0.962$ ). Esta

constatação permitiu otimizar os dados amostrais de permeabilidade através da substituição de um dos parâmetros pelo outro quando da inexistência de um deles. Desta forma o conjunto de dados de permeabilidade pode ser entendido como se para cada profundidade duas medições deste mesmo parâmetro tivessem sido obtidas.

Como a distribuição de permeabilidade pode ser aproximada pela distribuição log-normal, a média geométrica dos dois valores obtidos para cada profundidade ( $K_H$  e  $K_V$ ) foi tomada como o valor mais representativo deste parâmetro petrofísico. Portanto as análises estatísticas seguintes foram efetuadas com base nestes valores médios de porosidade e permeabilidade.

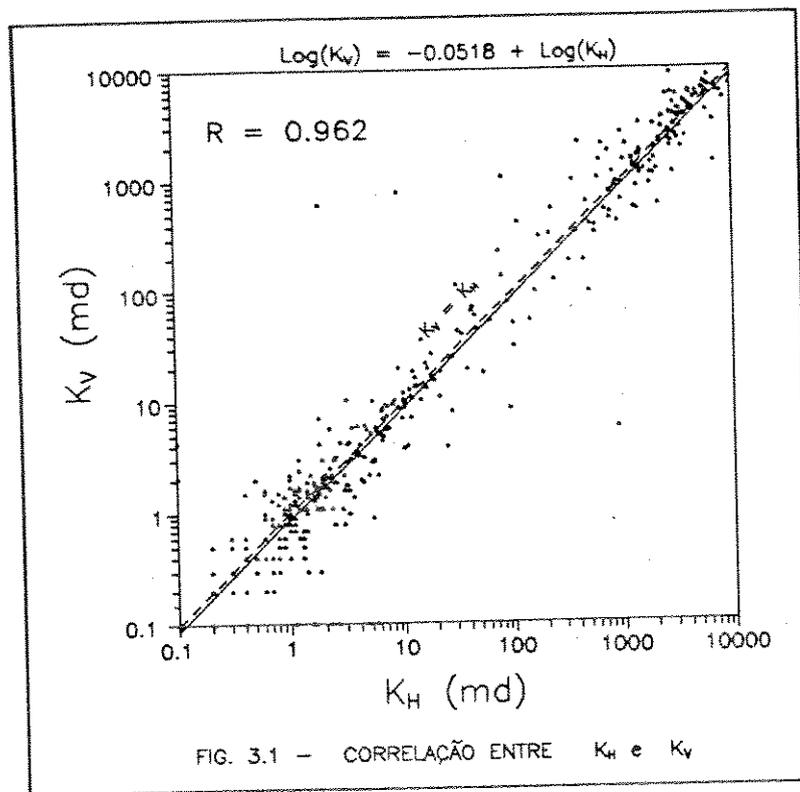
Foi também aqui avaliada a correlação entre a permeabilidade e a porosidade de testemunho através de análise de regressão simples. Os resultados constam das figuras 3.2 A até 3.2 D.

Conforme pode ser observado no gráfico da figura 3.2 A, onde os dados globais sem separação de fácies foram usados, a porosidade de testemunho sozinha não consegue explicar satisfatoriamente a variabilidade observada na permeabilidade.

Esta mesma análise foi efetuada para as fácies em separado. Observa-se através dos gráficos das figuras 3.2 B e 3.2 C que para fácies FR-I e FR-II a correlação entre os dois parâmetros é ainda pior.

Apenas para a fácies FR-III (fig 3.2 D) a correlação entre as duas variáveis mostrou-se razoável, permitindo a obtenção de estimativas de permeabilidade mais confiáveis, embora esta não seja de grande interesse já que esta fácies pode ser considerada como selante local.

O emprego da técnica de análise de variância utilizando os conjuntos de dados anteriormente mencionados, confirmou as conclusões já obtidas com os outros métodos de análise. Portanto reforçou o embasamento teórico quanto as ações tomadas sobre os citados dados.



Estas análises permitem concluir que a porosidade de testemunho apenas não consegue fornecer estimativas confiáveis de permeabilidade. Outras variáveis devem ser introduzidas e avaliadas através de análise de regressão linear múltipla para a obtenção de estimativas de permeabilidade mais confiáveis, principalmente para as fácies FR-I e FR-II, conforme estabelecido no capítulo 5.

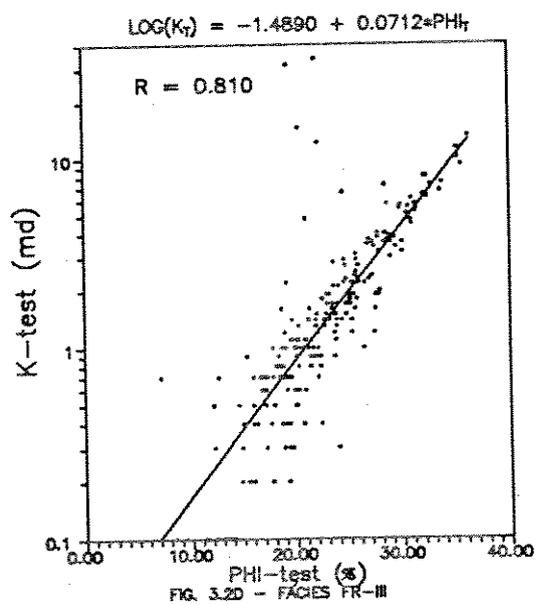
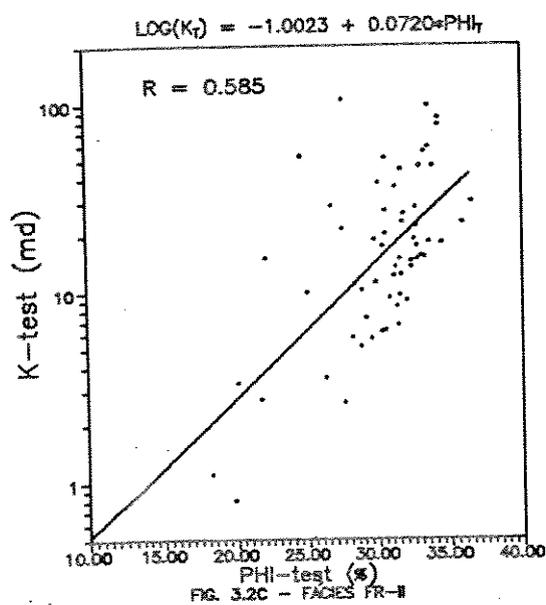
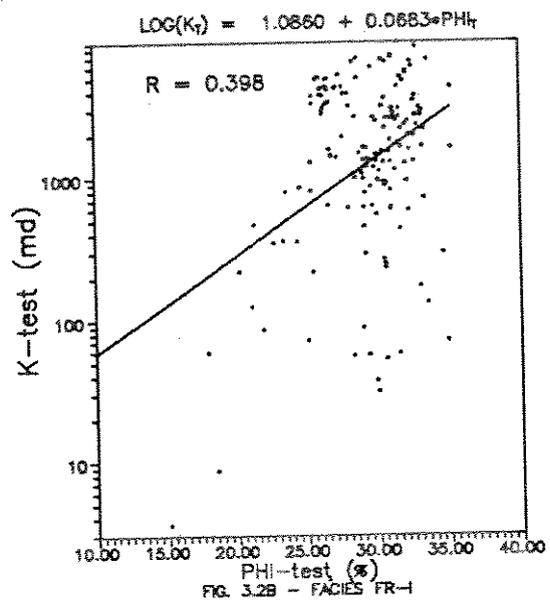
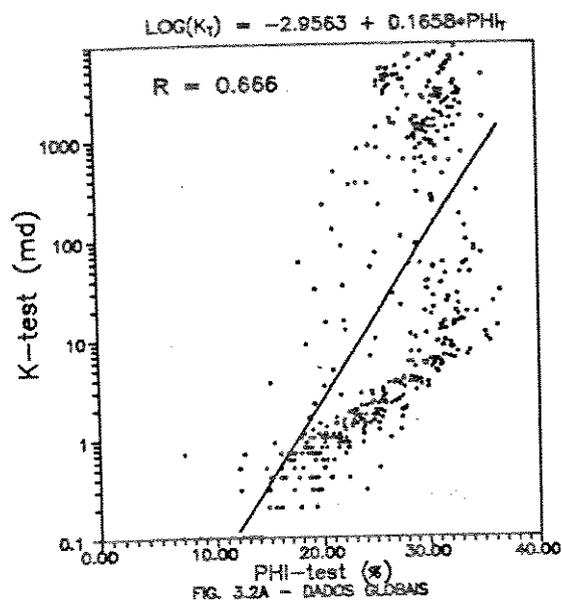


Fig. 3.2 - CORRELAÇÕES ENTRE PERMEABILIDADE E POROSIDADE DE TESTEMUNHO PARA DADOS GLOBAIS E PARA AS FÁCIES EM SEPARADO.

As tabelas 3.2 e 3.3 contêm a estatística básica dos dados petrofísicos globais e agrupados por fácies-reservatório. Através da tabela 3.2 observa-se que a distribuição da permeabilidade tomada como média geométrica de  $K_H$  e  $K_V$  representa satisfatoriamente as distribuições da permeabilidade horizontal e vertical. Testes estatísticos específicos permitiram verificar que a hipótese da distribuição da permeabilidade ser mais próxima de uma distribuição log-normal, e a da porosidade por sua vez mais próxima da distribuição normal, podia ser adotada.

A natureza da distribuição da permeabilidade pode ser observada através dos parâmetros estatísticos obtidos e apresentados na tabela 3.3, ou visualmente através dos histogramas da figura 3.3. O mesmo pode ser observado para os dados de porosidade, cujos resultados estão apresentados na tabela 3.4 e nos histogramas da figura 3.4.

PERMEABILIDADE (md)	HORIZONTAL	VERTICAL	MÉDIA GEOMÉTRICA
Tamanho da amostra	437	437	437
Média Aritmética	849.5	876.0	838.4
Mediana	6.4	5.8	6.2
Moda	1.0	0.1	0.7
Variância	2.717E6	2.899E6	2.593E6
Desvio Padrão	1648.3	1702.6	1610.2
Primeiro quartil	1.4	1.2	1.2
Terceiro Quartil	1002.5	1068.9	1086.5
Coef. de Variação	1.9	1.9	1.9
Coef. de Assimetria	21.8	20.1	19.9

TABELA 3.2 - Estatística básica da permeabilidade de testemunho.

PERMEABILIDADE (md)	GLOBAL	FR-I	FR-II	FR-III
Tamanho da Amostra	494	188	68	238
Média Aritmética	830.2	2169.9	23.4	2.4
Mediana	8.5	1548.2	15.1	1.3
Moda	0.7	1287.9	13.4	0.7
Média Geométrica	24.0	1212.8	14.5	1.2
Variância	2.459E6	3.570E6	561.9	16.9
Desvio Padrão	1568.2	1889.4	23.7	4.1
Mínimo	0.1	3.6	0.5	0.1
Máximo	8908.2	8908.2	104.0	34.0
Coef. de Variação	1.9	0.9	1.0	1.77
Primeiro Quartil	1.3	750.2	8.6	0.7
Terceiro Quartil	1086.5	3049.4	27.1	2.4
Coef. de Assimetria	21.0	6.4	6.4	33.5

TABELA 3.3 - Estatística básica da permeabilidade de testemunho por fácies-reservatório.

POROSIDADE (%):	GLOBAL	FR-I	FR-II	FR-III
Tamanho da Amostra	494	188	68	238
Média Aritmética	26.0	29.2	30.1	22.3
Mediana	27.3	30.0	31.0	22.1
Moda	30.6	31.0	33.6	19.4
Variância	35.6	12.2	14.6	32.9
Desvio Padrão	6.0	3.5	3.9	5.7
Mínimo	6.9	15.1	18.2	6.9
Máximo	36.5	35.2	36.5	36.3
Coef. de Variação	0.23	0.12	0.13	0.26
Primeiro Quartil	21.7	27.2	28.3	18.8
Terceiro Quartil	30.9	31.6	32.7	25.9
Coef. de Assimetria	-6.4	-7.0	-4.2	-0.7

TABELA 3.4 - Estatística básica da porosidade de testemunho por fácies-reservatório.

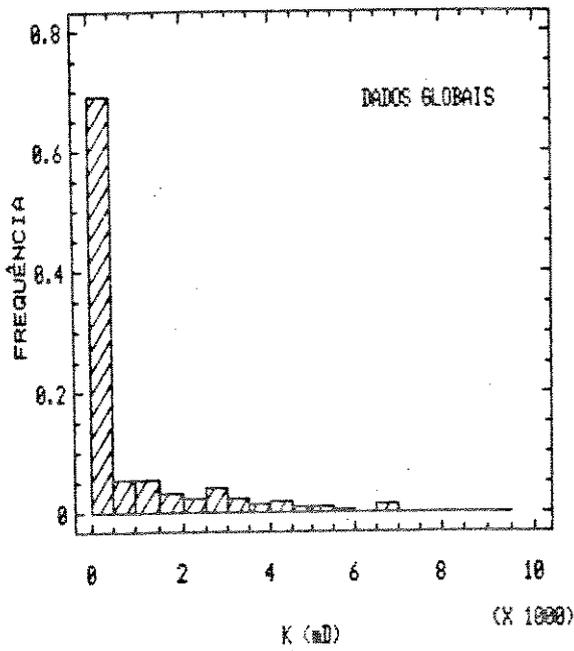


FIG. 3.3A

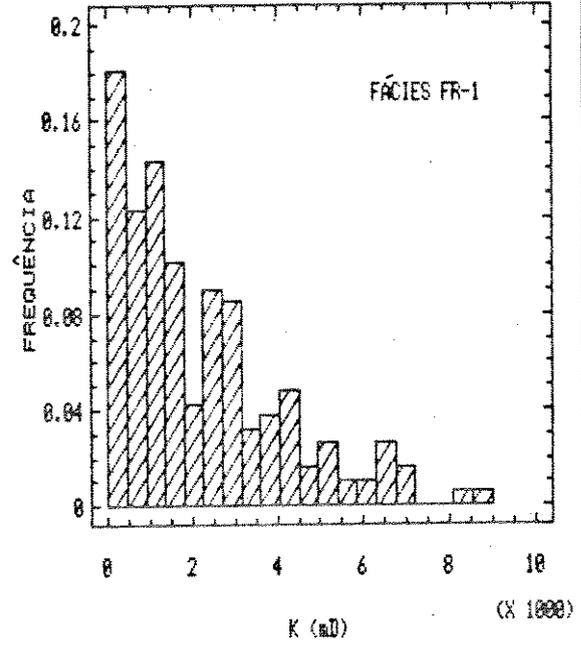


FIG. 3.3B

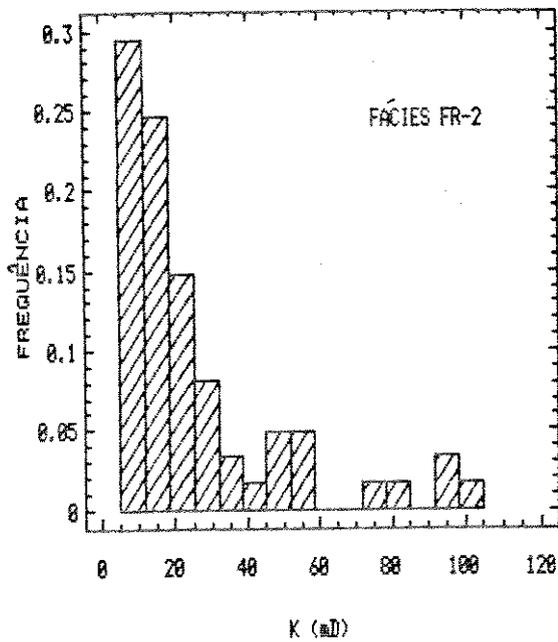


FIG. 3.3C

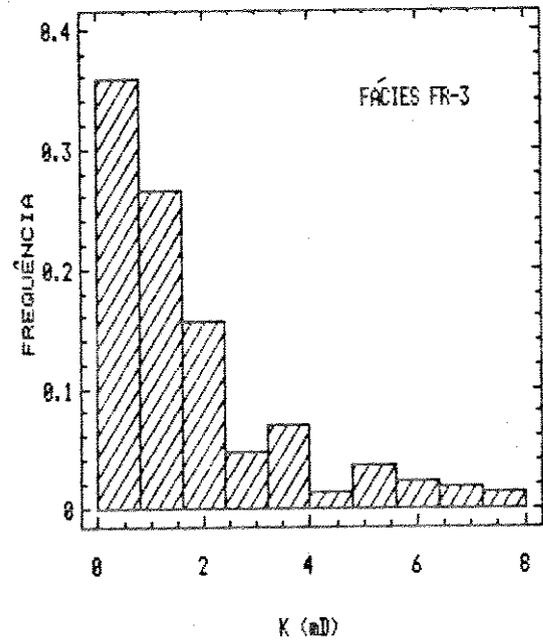


FIG. 3.3D

Fig. 3.3 - Histogramas da permeabilidade de testemunho para dados globais e para as fácies em separado.

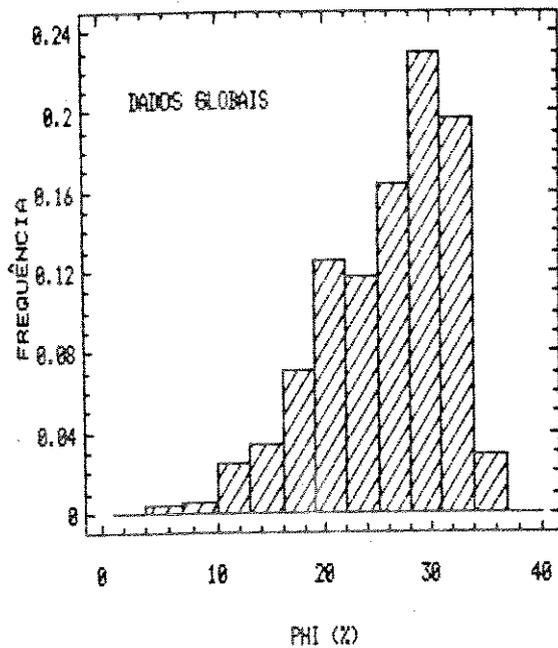


FIG. 3.4A

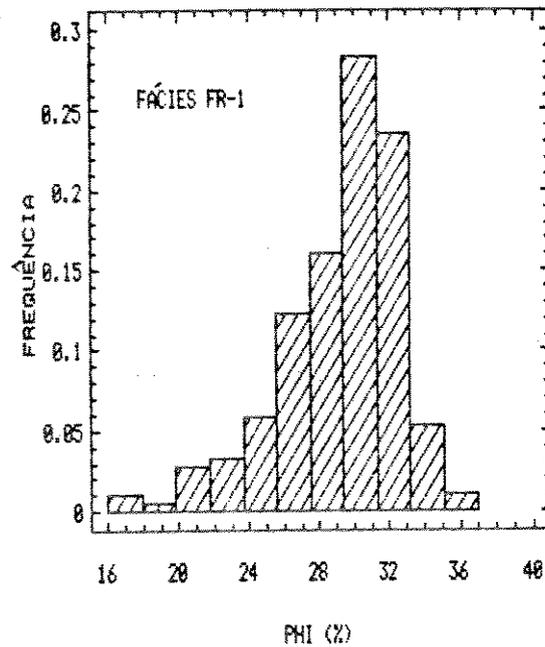


FIG. 3.4B

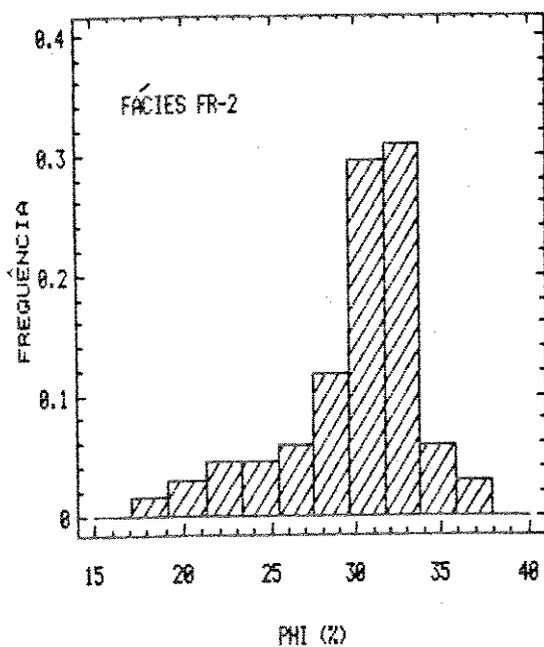


FIG. 3.4C

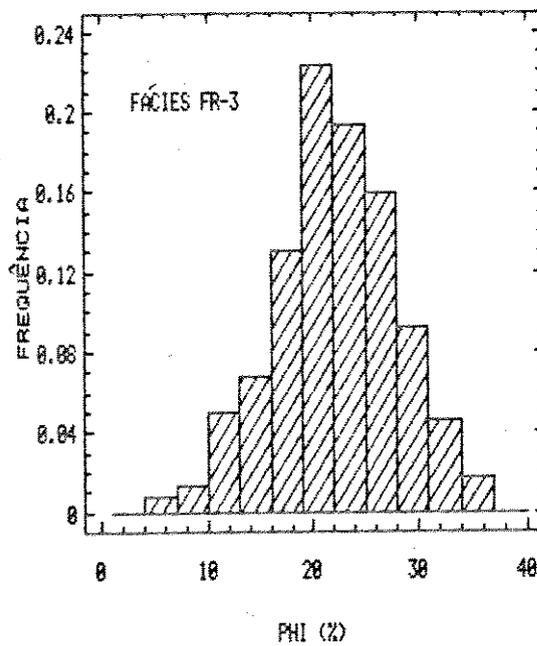


FIG. 3.4D

Fig. 3.4 - Histogramas da porosidade de testemunho para dados globais e para as fácies em separado.

Foram ainda obtidas as correlações entre porosidade de testemunho e a do perfil neutrônico (Fig. 3.5) e entre porosidade de testemunho e o tempo de trânsito obtido do perfil sônico (Fig. 3.6). A análise destas correlações permitiu concluir que estatisticamente a porosidade de testemunho pode ser estimada pelo perfil neutrônico, do qual se obtém melhores respostas para rochas carbonáticas, e portanto avaliada nos poços não testemunhados. E que a resposta acústica da rocha também pode ser convertida para estimativas da porosidade de testemunho dentro de determinados limites de confiança, portanto o emprego de dados sísmicos para a avaliação de porosidade é viável e deve ser melhor investigado, conforme exposto no capítulo 4.

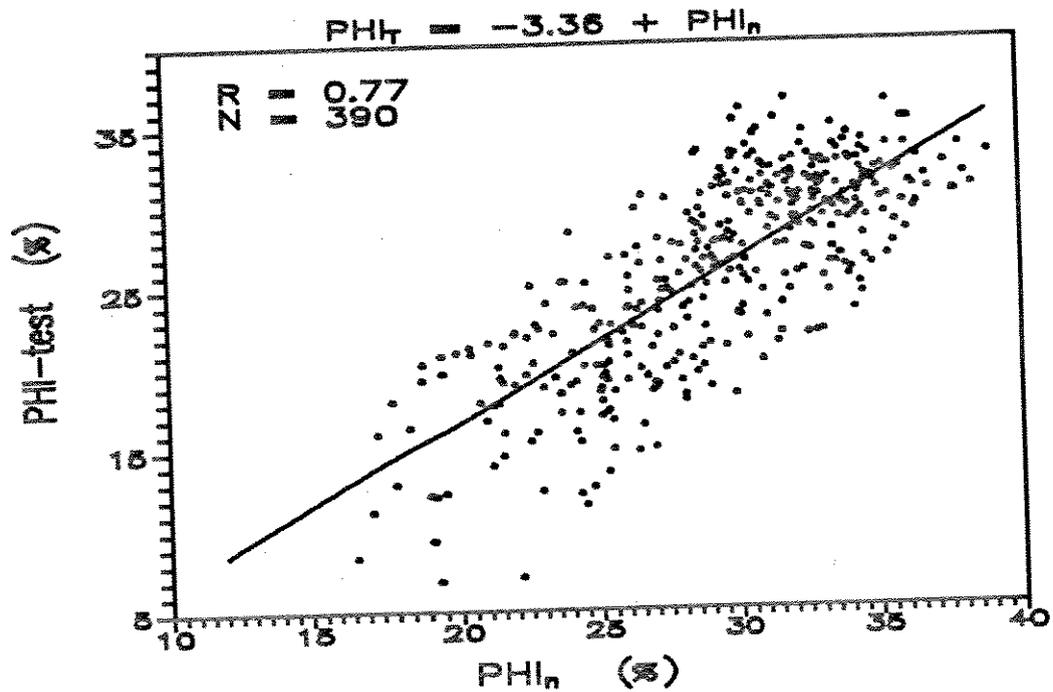


FIG. 3.5 - CORRELAÇÃO ENTRE POROSIDADE NEUTRÔNICA E DE TESTEMUNHO.

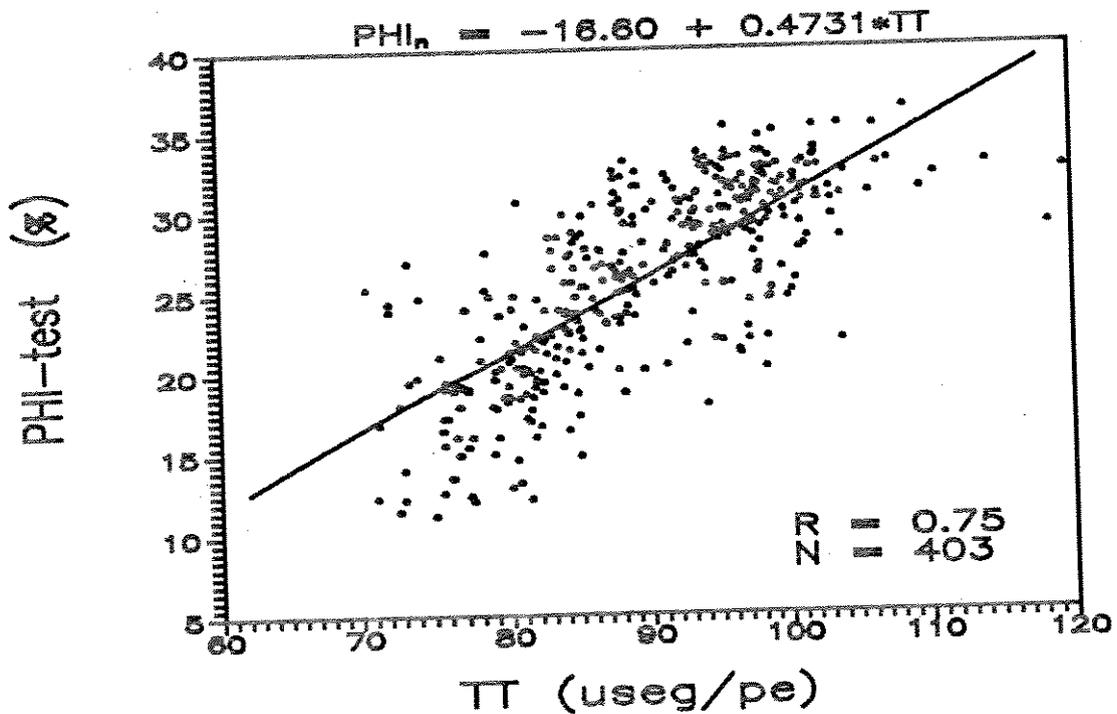


FIG. 3.6 - CORRELAÇÃO ENTRE POROSIDADE DE TESTEMUNHO E TEMPO DE TRANSITO.

## CAPÍTULO 4

### SISTEMÁTICAS PARA ESTIMATIVAS DE POROSIDADE MÉDIA E ESPESSURA POROSA

Neste capítulo procurou-se integrar um conjunto de dados sísmicos a dados de perfis com a finalidade de apresentar alguns procedimentos para obtenção de estimativas de parâmetros petrofísicos do reservatório em estudo. Os parâmetros petrofísicos escolhidos foram a porosidade média (PHI) e a espessura porosa (HPHI), devido à existência de relações determinísticas e empíricas destes com as variáveis integrantes dos conjuntos de dados considerados.

Além disso, estes parâmetros influenciam diretamente no cálculo de volume de óleo original, que também será abordado neste capítulo como subproduto da aplicação das sistemáticas apresentadas.

#### 4.1 - Descrição dos Conjuntos de Dados

##### 4.1.1 - Dados Sísmicos

O conjunto de dados sísmicos aqui utilizados é parte integrante de um levantamento sísmico 3D realizado na área do reservatório. A janela de dados sísmicos utilizada possui forma retangular e abrange uma área de aproximadamente 14,4 km<sup>2</sup>. Ela contém 76 linhas sísmicas e cada linha é composta por 136 traços, fornecendo um total de 10.336 traços sísmicos. A distância entre linhas é de 53,0 m e a distância entre traços de 26,5 m, aproximadamente.

As variáveis obtidas diretamente deste conjunto de dados foram a amplitude sísmica e o tempo duplo de reflexão ao nível do topo do reservatório. Para isto foi realizado o rastreamento de um refletor caracterizado por anomalias de amplitude, que nas

seções sísmicas apresenta-se como um pico branco. Esta anomalia apresenta-se na forma de um anticlinal alongado na direção SW-NE, que tende a ser mais intensa no centro e diminuir para os flancos, conforme pode ser observado nas duas seções sísmicas arbitrarias em tempo e nos mapas de amplitude e topo em tempo, apresentados no apêndice A.

A partir dos dados sísmicos diretos e dos dados dos 13 poços obtidos dos perfis, tais como profundidade do topo do reservatório e do contato óleo/água (O/A), puderam ser elaborados os mapas do topo em profundidade e isópacas de óleo.

Para a elaboração do mapa do topo em profundidade foi construído, numa etapa intermediária, o mapa de velocidade média ao nível deste que posteriormente foi multiplicado com o respectivo mapa em tempo. No caso do mapa de isópacas de óleo, foi considerado o contato óleo/água (O/A) plano e horizontal na profundidade -2.390,0 m. As isópacas em tempo puderam então ser obtidas nos poços que possuíam perfil sônico, contando o tempo entre o topo do reservatório e a profundidade do contato O/A. Os mapas de isópacas de óleo em tempo e em profundidade puderam ser elaborados desta forma e no apêndice A está apresentado o mapa em tempo, cuja precisão não é boa já que apenas cinco poços possuíam o perfil sônico.

Idealmente estas isópacas deveriam ser obtidas, através da identificação e rastreamento de um refletor sísmico (base do reservatório ou contato óleo/água) de maneira que os seus valores em tempo e profundidade pudessem ser conhecidos. Com isto haveria uma melhoria substancial da precisão dos valores de velocidade intervalar. Porém não foi possível identificar nas seções a base pretendida e além disto os dados necessários para obter tal base em profundidade não estavam disponíveis.

A delimitação da área do reservatório foi feita com base nos valores de amplitude sísmica conforme o método proposto por Varela e Esteves (1990). Na área estudada os valores da amplitude foram normalizados para valores entre 127 (máxima amplitude positiva) e -128 (máxima amplitude negativa). O reservatório em estudo aparece nas seções sísmicas como um refletor cujas anomalias de amplitude são negativas e portanto sua área de

ocorrência foi considerada onde as amplitudes se situaram no intervalo 0 a -128. Para a delimitação da calota de óleo foram consideradas as profundidades do topo do reservatório que apresentavam valor menor do que a profundidade do contato O/A, admitindo que para profundidades maiores o reservatório estaria 100% saturado de água. Portanto os contornos externos do mapa de isópacas de óleo (em tempo e em profundidade) puderam ser estimados.

A partir das variáveis sísmicas diretas e dos mapas elaborados foram obtidas as estimativas de velocidade intervalar e tempo de trânsito na calota de óleo em cada posição dos traços sísmicos, respeitando o contorno estabelecido.

#### 4.1.2 - Dados de Perfis

Pode-se contar neste trabalho com os perfis de raios gama, neutrônico, resistividade e densidade para todos os 13 poços e com o perfil sônico para os poços PB1, PB2D, PB3, PB4 e PB13D. Todos os perfis foram fornecidos na forma digitalizada a intervalos de 20 cm para profundidades medidas e verticalizadas.

Quando necessário foram realizadas mudanças de escala, de forma a adequar o suporte utilizado ao tipo de análise efetuada. Nestes casos usou-se a média aritmética ou harmônica dos dados fornecidos pelo perfil, de acordo com o tipo de variável estudada e estudo realizado.

#### 4.2 - Estimativa de Porosidade Média Empregando Correlações Empíricas

##### 4.2.1 - Sistemáticas Propostas

Neste item procurou-se obter estimativas de porosidade média da vertical para o reservatório com óleo (calota). O objetivo foi obter uma imagem da distribuição espacial de

porosidades na área delimitada pelo contorno dado pelo contato óleo/água, inferida em cada posição do traço sísmico. A imagem obtida pode, de uma forma preliminar, indicar as áreas mais adequadas para a perfuração de novos poços, bem como permitir um cálculo mais preciso do volume original de hidrocarbonatos.

Optou-se pela estimativa da média da porosidade, obtida dos seus valores observados na vertical entre o topo do reservatório e o contato O/A, projetada em um plano horizontal, basicamente devido à limitação imposta pela resolução vertical do método sísmico. Esta limitação dificulta bastante a subdivisão da camada estudada em camadas mais finas, dificultando a obtenção de estimativas também na vertical (3D). Além disso, a pequena variabilidade na vertical observada nos perfis de densidade, porosidade neutrônica e sônico entre o topo do reservatório e o contato óleo/água, demonstrou ser pertinente a opção por uma média dos valores na vertical. A estatística básica dos dados de perfis para cada poço e os respectivos variogramas verticais confirmam a pequena variabilidade e exemplos destas análises estão no apêndice A. Os variogramas verticais evidenciam estruturas imbricadas com pequenas variabilidades, e amplitudes no intervalo que vai de 10 a 20 m e não apresentam patamar bem definido. A espessura de cada subestrutura observada nos variogramas está abaixo da resolução vertical do método sísmico e portanto não é identificável nas seções sísmicas, conforme já se havia previsto. Nestas análises o suporte utilizado foi de 2 metros.

Existem relações teóricas que mostram a dependência da porosidade com parâmetros sísmicamente derivados, conforme descrito no capítulo 1. É fácil demonstrar a relação entre a amplitude sísmica e velocidade intervalar e desta com a porosidade. Há portanto uma relação teórica entre amplitude sísmica e porosidade. Se imaginarmos uma interface entre duas camadas com propriedades acústicas distintas, sabe-se que haverá um coeficiente de reflexão nesta interface, devido ao contraste de impedâncias acústicas. A amplitude sísmica medida em cada posição será diretamente proporcional ao coeficiente de reflexão, ou seja:

$$A_p \propto CR = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} = \frac{\rho_2 \cdot V_{p,2} - \rho_1 \cdot V_{p,1}}{\rho_2 \cdot V_{p,2} + \rho_1 \cdot V_{p,1}} \quad (4.1)$$

onde os sub-índices 1 e 2 indicam os atributos das camadas superior (um selante, por exemplo) e inferior (reservatório), respectivamente.

Considerando que a densidade das rochas variam pouco em comparação com as variações da velocidade intervalar, pode-se admitir que  $\rho_2 \cong \rho_1$  e portanto:

$$A_p \propto \frac{V_{p,2} - V_{p,1}}{V_{p,2} + V_{p,1}} \quad (4.2)$$

Admitindo-se ainda que a velocidade da rocha capeadora, seja aproximadamente constante em toda a área, as variações observadas na amplitude sísmica seriam ocasionadas exclusivamente pelas variações na velocidade intervalar da rocha reservatório.

Teoricamente é possível obter-se boas correlações entre amplitude sísmica e velocidade intervalar. As variações na velocidade da rocha reservatório devem-se em grande parte às variações laterais da qualidade do reservatório, sendo que porosidade é um dos fatores que afetam a qualidade (Stanulonis e Tran, 1992). Pela equação de Wyllie (2.2) pode-se relacionar a velocidade com a porosidade e esta com a amplitude sísmica.

A figura 4 mostra esquematicamente as correlações teóricas entre o módulo da amplitude e velocidade intervalar ou porosidade da rocha reservatório, assumindo válidas as premissas aqui estabelecidas, de acordo com o tipo de refletor (pico branco ou pico preto) observado na seção sísmica. Esta figura pretende ilustrar o caso de duas camadas sobrepostas cujas densidades são aproximadamente iguais. Uma dessas camadas pode ser entendida como uma rocha capeadora cuja velocidade intervalar ( $V_{p,1}$ ) seja aproximadamente constante em toda área. A outra camada representaria a rocha reservatório cuja velocidade intervalar ( $V_{p,2}$ ) varia num intervalo bastante amplo na mesma área. A situação apresentada gera valores de amplitude (equação 4.2) que

poderiam ser normalizados entre um máximo positivo ( $A_{p, \max}$ ) e um máximo negativo ( $A_{p, \min}$ ). Quando o módulo da amplitude ( $|A_p|$ ) é analisado, nota-se a existência de duas regiões com características distintas. A região onde  $V_{p,2} < V_{p,1}$  apresenta na seção sísmica refletores com pico branco e a correlação entre  $|A_p|$  e  $V_{p,2}$  é negativa. A região onde  $V_{p,2} > V_{p,1}$  apresenta refletores com pico preto e a correlação citada torna-se positiva. As correlações entre  $|A_p|$  e porosidade apresentam-se de maneira inversa em relação a  $V_{p,2}$ .

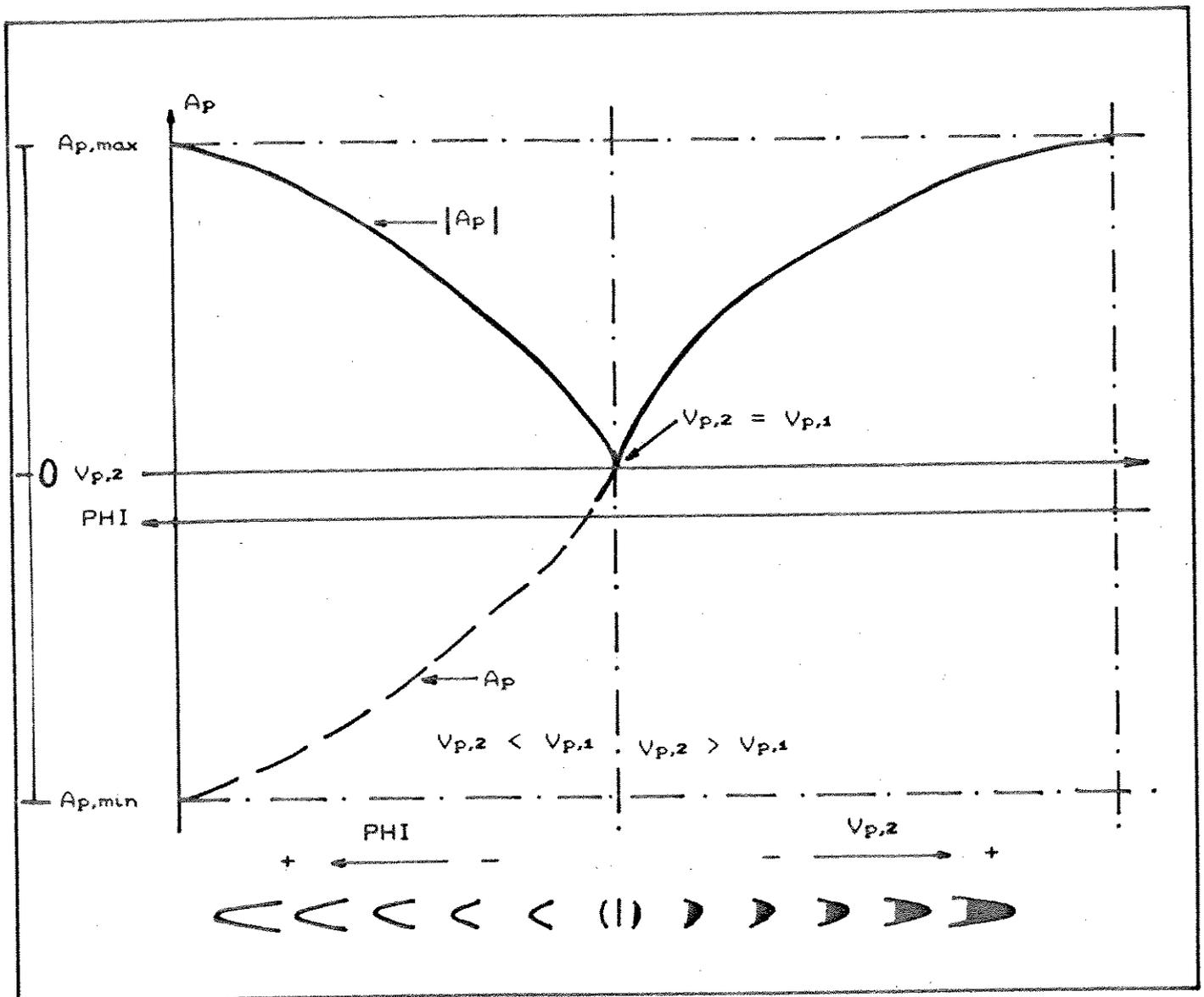


Fig. 4 - Relações esquemáticas entre amplitude sísmica e velocidade intervalar ou porosidade da rocha reservatório.

#### 4.2.2 - Cálculo das Porosidades Sísmicas

Embora a correlação entre porosidade e amplitude sísmica seja teoricamente possível, deu-se preferência a obtenção de estimativas de porosidade usando correlações empíricas com outras variáveis sísmicamente derivadas, uma vez que a correlação com a amplitude não mostrou-se satisfatória conforme será discutido adiante.

As correlações empíricas utilizadas foram a fórmula de Gardner (2.1), e as correlações entre porosidade e densidade, tempo de trânsito (2.2) e impedância acústica.

A fórmula de Gardner permite estimar a densidade média da rocha a partir da estimativa da velocidade. Embora Gardner et alli (1974) tenham efetuado levantamentos para determinação dos parâmetros da fórmula para um amplo conjunto de bacias e litologias, preferiu-se ajustar localmente estes parâmetros. Para isto foram utilizados os perfis sônico e densidade como fonte de dados na aplicação de regressão linear simples com suporte de 1 metro. As figuras 4.1 e 4.2 ilustram os ajustes obtidos para todo o reservatório e para o reservatório com óleo, respectivamente. Como a frequência das ondas emitidas pela ferramenta sônica é muito superior àquela das ondas sísmicas recuperadas no levantamento para a profundidade em questão, tentou-se verificar o impacto que uma média móvel das variáveis poderia gerar nos resultados. O objetivo foi simular um comprimento de onda compatível com aquele observado nos levantamentos sísmicos. Aplicou-se então uma média móvel de onze elementos equivalente a onze metros de comprimento na vertical, nas duas variáveis envolvidas. As figuras 4.3 e 4.4 ilustram os resultados da regressão e embora pequenas diferenças nos parâmetros da equação foram verificados, os resultados da aplicação da mesma geraram diferenças consideradas sem significado prático. Os ajustes obtidos em todos os casos podem ser considerados bons, mas para efeito de aplicação a regressão da figura 4.1 foi a selecionada, uma vez que os parâmetros obtidos aproximam-se mais daqueles presentes na literatura para a mesma litologia, ou seja:

$$\rho = 0,1639.(V_p)^{0,3243}$$

(4.3)

para  $\rho$  em g/cm<sup>3</sup> e  $V_p$  em m/s.

Idealmente as estimativas de velocidade intervalar e impedância acústica deveriam ser obtidas para a camada em questão, através de processamentos sísmicos especiais. No entanto, neste trabalho não foi possível obtê-los desta forma devido a não preservação dos dados necessários para a execução de tais processamentos.

Para contornar esta dificuldade foram usados o mapa de isópacas de óleo em tempo e a espessura da calota de óleo (profundidade do contato óleo/água menos a profundidade do topo) de forma que em cada posição do traço sísmico estimativas de velocidade intervalar e tempo de trânsito puderam ser obtidas. Este procedimento ocasionou por vezes a produção de velocidades fora do intervalo esperado para a litologia em questão, principalmente nas bordas e em algumas áreas onde a presença de falhamentos e a pequena quantidade de pontos de calibração tornaram o mapa de isópacas em tempo bastante impreciso. Apenas a região com bom controle de poços pode ser considerada satisfatória por apresentar valores de velocidade mais realistas.

As estimativas de impedância acústica foram obtidas utilizando a fórmula de Gardner, ajustada localmente (4.3), e a definição  $I = \rho.V_p$ , levando a:

$$I = 0,1639.(V_p)^{1,3243} \quad (4.4)$$

para  $I$  em ton/m<sup>2</sup>.s e  $V_p$  em m/s.

As estimativas de porosidade média em cada posição do traço sísmico foram então obtidas através de regressão linear simples, correlacionando a porosidade neutrônica com as variáveis tempo de trânsito, densidade e impedância acústica usando dados de perfis (figuras 4.5, 4.7 e 4.9). Posteriormente, procedeu-se um ajuste entre a porosidade sísmica obtida em cada posição de poço com o respectivo valor médio verificado pelo perfil neutrônico para as

três variáveis analisadas, obtendo assim curvas de calibração de porosidades sísmicas com poços (figuras 4.6, 4.8 e 4.10).

Em todas as análises o suporte dos dados de perfil foi de 1 metro e o intervalo considerado foi do topo ao contato óleo/água. Cabe comentar que as curvas de calibração foram obtidas usando apenas 10 dos 13 poços, pois três deles apresentaram valores anômalos de velocidade intervalar e foram portanto desprezados. Observa-se também nestas curvas o agrupamento dos poços, restando apenas o poço PBI deslocado, com porosidade menor. Isto deve-se à concentração de poços perfurados em áreas de alta porosidade e apenas o poço PBI foi perfurado na borda, onde a presença de fácies de baixa energia conferiu menor porosidade a rocha reservatório. Portanto o deslocamento deste poço nas curvas de calibração é significativo e possibilitou uma melhoria no ajuste entre a porosidade sísmica e a de perfil.

Embora o uso de qualquer uma das três variáveis estudadas produzisse resultados semelhantes, deu-se preferência à impedância acústica para obter estimativas de porosidade média e a geração de mapas de isoporosidade. Esta escolha deveu-se principalmente ao fato de que a impedância condensa as informações das outras duas variáveis (tempo de trânsito e densidade) e talvez por isso os coeficientes de correlação obtidos (figuras 4.9 e 4.10) podem ser considerados melhores.

Na figura 4.11 estão apresentadas as correlações entre a porosidade média (PHIn) obtida do perfil neutrônico e algumas propriedades sísmicamente derivadas. Como comentado anteriormente nem todas as variáveis sísmicas apresentaram boa correlação com a porosidade, sendo que a velocidade intervalar ( $V_p$ ) e o inverso da impedância acústica ( $J$ ) (figs. 4.11a e 4.11d) são as melhores. As correlações com a amplitude sísmica ( $A_p$ ) e a isópaca em tempo (DT) (figs. 4.11c e 4.11b) são bastante pobres e embora esta última não seja teoricamente correlacionável com a porosidade, ela apresenta-se melhor do que a primeira.

Na parte superior da figura 4.16 é apresentada a imagem da porosidade média obtida para áreas onde valores mais realistas de velocidade intervalar foram observados, empregando o procedimento desenvolvido e usando a variável impedância acústica. Ressalta-se

que apenas a região R apresentou maior confiabilidade, proporcionada pelo bom controle de poços. Todo o restante da imagem não apresenta-se confiável, incluindo as estruturas observadas, que podem ser artefatos induzidos pela imprecisão dos dados associada à falta de controle de poços.

A parte inferior da figura 4.16 apresenta a imagem da porosidade para a região R e o respectivo histograma.

A figura 4.17 mostra o mapa de isoporosidade média elaborado apenas para a região R do reservatório.

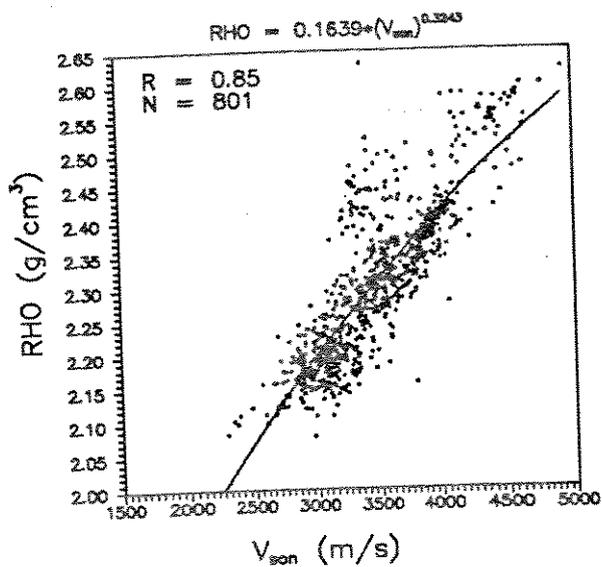


FIG. 4.1 - CORRELAÇÃO ENTRE  $V_{son}$  e RHO (global)

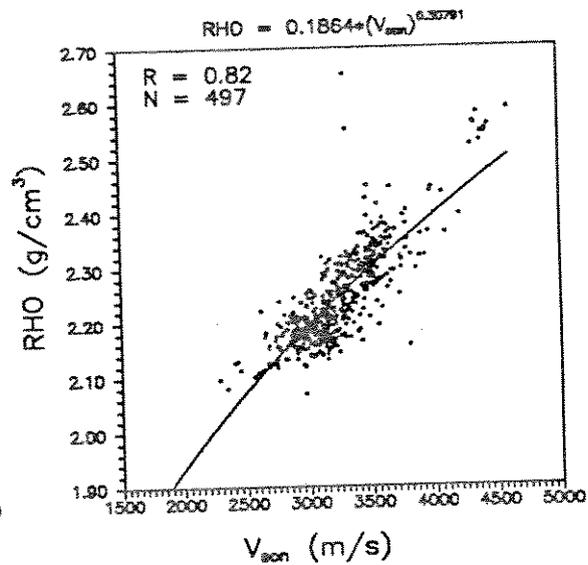


FIG. 4.2 - CORRELAÇÃO ENTRE  $V_{son}$  e RHO (calota)

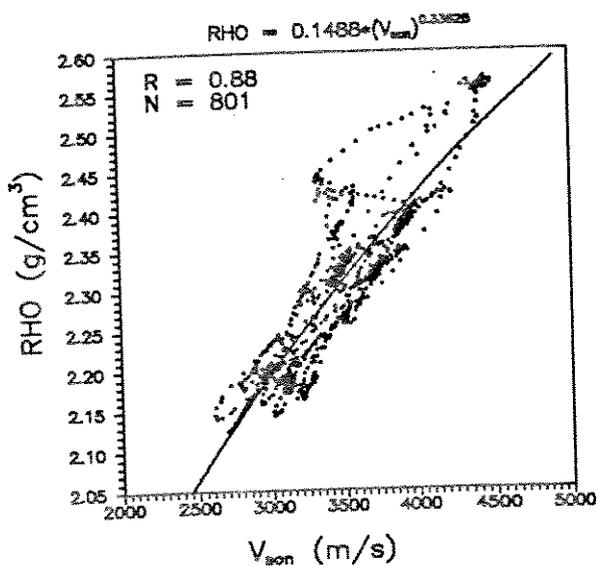


FIG. 4.3 - CORRELAÇÃO ENTRE  $V_{son}$  e RHO (global) COM APLICAÇÃO DE MÉDIA MÓVEL

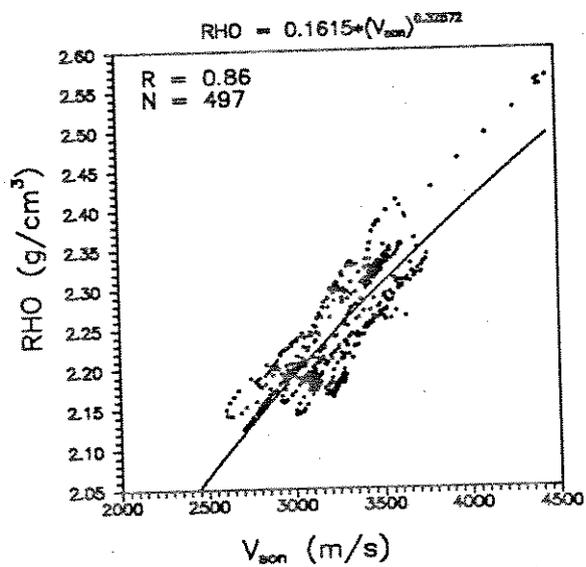


FIG. 4.4 - CORRELAÇÃO ENTRE  $V_{son}$  e RHO (calota) COM APLICAÇÃO DE MÉDIA MÓVEL

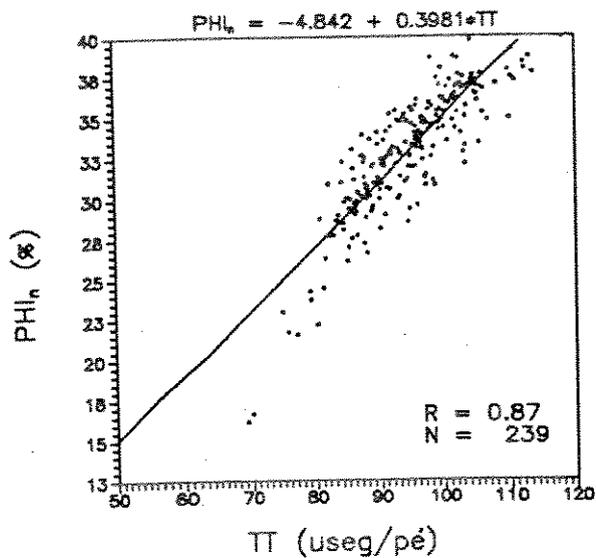


FIG. 4.5 - CORRELAÇÃO ENTRE POROSIDADE E TEMPO DE TRANSITO USANDO DADOS DE PERFIS.

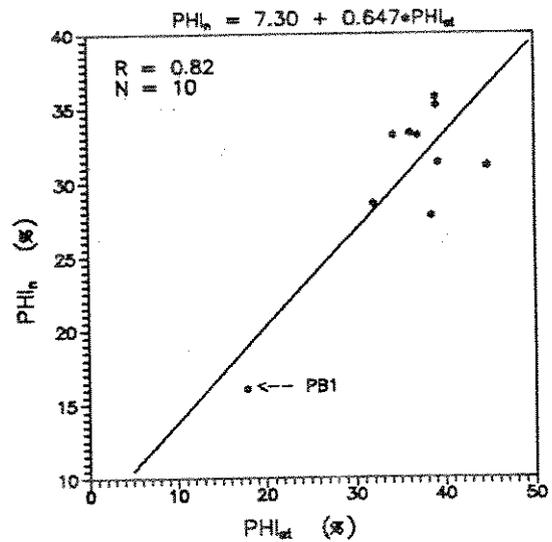


FIG. 4.6 - AJUSTE ENTRE POROSIDADE DE PERFIL E SISMICA USANDO TEMPO DE TRANSITO.

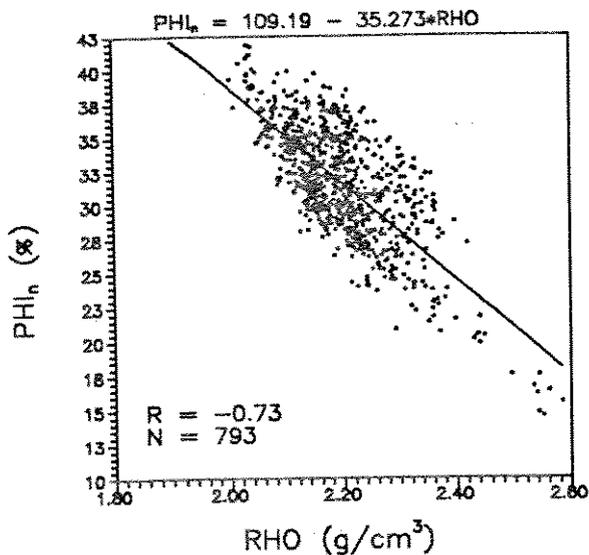


FIG. 4.7 - CORRELAÇÃO ENTRE POROSIDADE E DENSIDADE USANDO DADOS DE PERFIS.

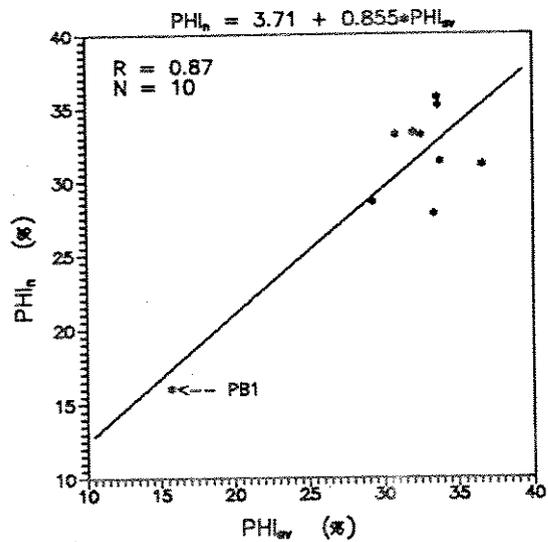


FIG. 4.8 - AJUSTE ENTRE POROSIDADE DE PERFIL E SISMICA USANDO DENSIDADE.

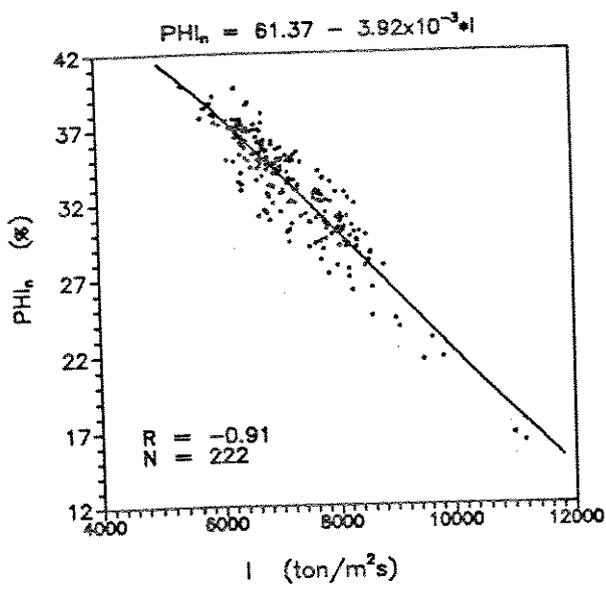


FIG. 4.9 - CORRELAÇÃO ENTRE POROSIDADE E IMPEDÂNCIA ACÚSTICA USANDO DADOS DE PERFIL

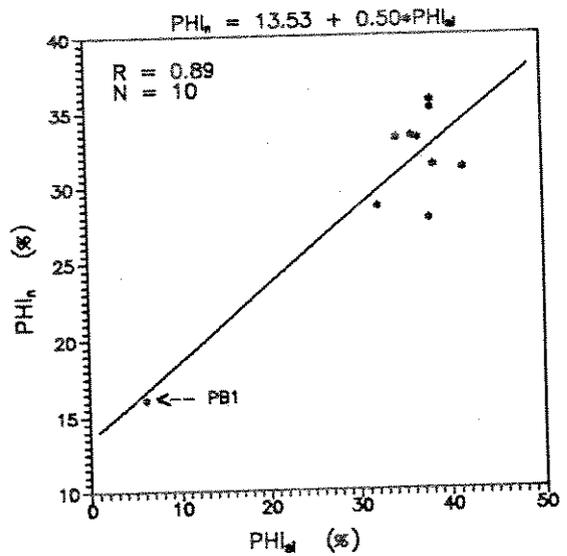


FIG. 4.10 - AJUSTE ENTRE POROSIDADE DE PERFIL E SISMICA USANDO IMPEDÂNCIA ACÚSTICA.

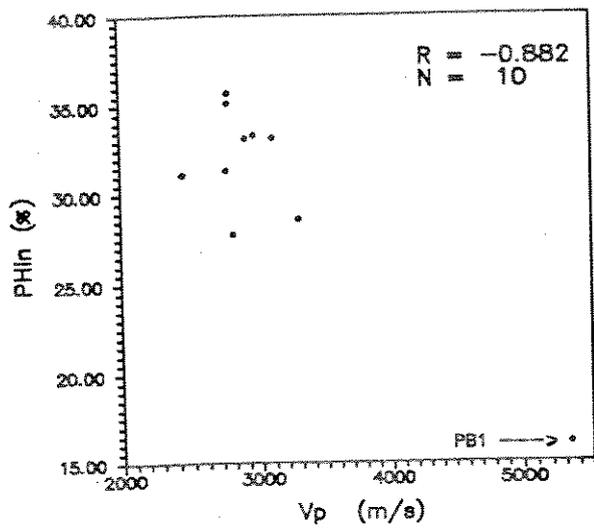


Fig. 4.11a

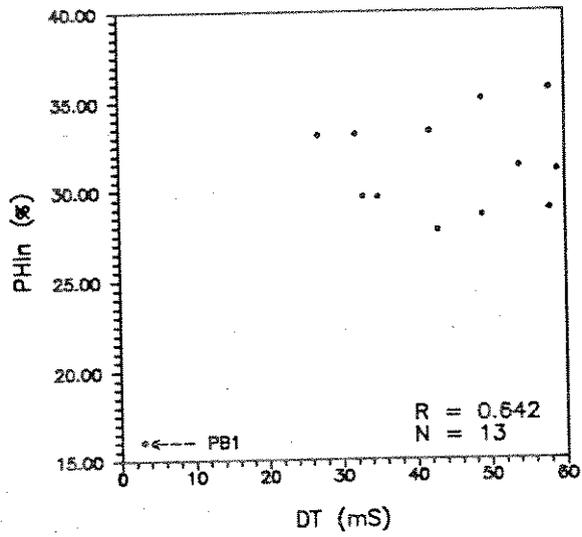


Fig. 4.11b

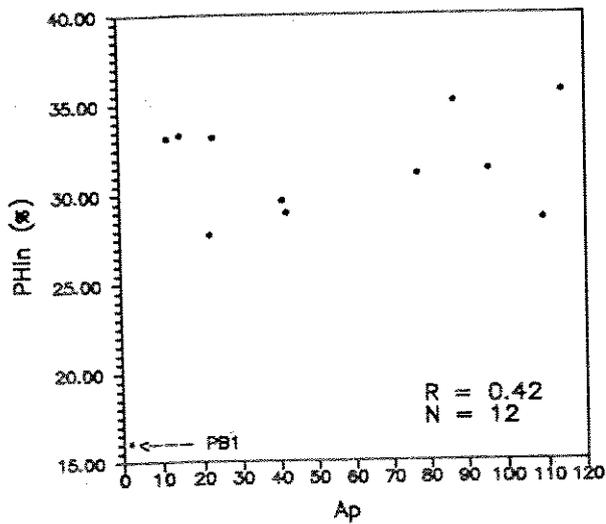


Fig. 4.11c

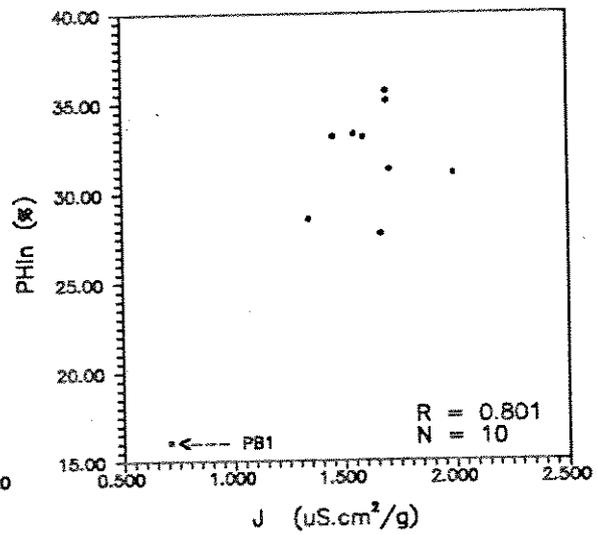


Fig. 4.11d

FIG. 4.11 - CORRELAÇÃO ENTRE POROSIDADE MÉDIA DE PERFIL E ALGUMAS PROPRIEDADES SISMICAMENTE DERIVADAS.

## 4.3 - Estimativa de Espessura Porosa Empregando Correlações Empíricas

### 4.3.1 - Sistemática Empregada e Preparação dos Dados

Neste item testou-se a possibilidade de obter estimativas de espessura porosa a partir de um parâmetro sísmicamente derivado. A razão para se obter estimativas precisas deste parâmetro petrofísico advém do fato de que ele está intimamente relacionado com a estimativa de volumes de hidrocarbonetos. Além disso ele pode influenciar na escolha de locações para perfuração dos novos poços. Existe portanto uma relação estreita entre este parâmetro e os fatores econômicos que definem as possíveis alternativas de desenvolvimento do campo.

Embora não exista teoricamente uma relação direta entre a espessura porosa e algum parâmetro sísmico, a investigação buscando por correlações entre eles tem se intensificado nas últimas décadas, principalmente após o desenvolvimento da sísmica 3-D.

Neste trabalho testou-se o emprego da correlação entre a espessura porosa e a amplitude sísmica, nos moldes daquele desenvolvido por Stanulonis e Tran (1990).

Para este estudo o reservatório foi considerado de duas maneiras distintas objetivando testar os resultados das correlações obtidas. Numa primeira visão o reservatório foi considerado como sendo constituído apenas pela parte saturada com hidrocarbonetos, ou seja, a calota de óleo. A outra maneira considerou o reservatório como um todo, ou seja, desde o seu topo até a base.

Para distinguir os parâmetros estudados de duas maneiras diferentes adotou-se a variável H e HPHI para representar respectivamente a espessura e espessura porosa, e os complementos **cal** e **res** para referi-los a espessura porosa com óleo (calota) e espessura porosa total (todo o reservatório), respectivamente.

Os dados de espessura e espessura porosa utilizados tiveram como fonte os mapas respectivos, elaborados pela Petrobrás com

base no conjunto de perfis dos poços. Para a elaboração desses mapas, o reservatório foi subdividido em 9 (nove) intervalos compreendendo o topo até a base considerada. Isto permitiu e facilitou a divisão deste estudo uma vez que os parâmetros necessários para cada poço já estavam praticamente determinados.

O conjunto de dados sísmicos utilizado foi o mesmo empregado no estudo da porosidade, mas a variável selecionada foi a amplitude sísmica limitada ao intervalo 0 a -128. Após a seleção dos valores neste intervalo preferiu-se usá-los em módulo para evitar a utilização de números negativos e por facilidade de interpretação dos resultados.

Para definir o contorno externo do reservatório, foram desprezados os dados que apresentavam profundidade do topo, superior à do contato óleo/água, para as duas situações propostas.

A escolha do traço sísmico que representaria cada poço foi feita primariamente selecionando um grupo de traços sísmicos contidos num círculo com centro no poço e raio de 60 m. Optou-se por este critério devido a não coincidência entre as posições espaciais de traços e poços. O raio de 60 m foi adotado para limitar a quantidade de traços a analisar e também para que a distância máxima entre os traços do grupo selecionado ficasse abaixo da resolução horizontal do método sísmico, evitando comparar as respostas sísmicas de eventos geológicos distintos.

Do grupo selecionado analisou-se os parâmetros, profundidade do topo, isópaca em tempo, isópaca em profundidade e velocidade intervalar elegendo o traço que possuísse este conjunto de parâmetros mais semelhante ao do poço em questão. Do traço sísmico escolhido foram extraídas a amplitude sísmica e a impedância acústica representativas do poço.

A tabela 4.1 resume os dados de amplitude, inverso da impedância acústica ( $J$ ), espessura porosa e distância do poço ao traço sísmico representativo ( $D_{p-t}$ ), para cada poço.

A variável  $J$  neste caso está definida apenas para o reservatório com óleo e será usada para estimar a porosidade média nos itens subseqüentes, uma vez que ela não apresentou boa correlação com os parâmetros analisados neste item.

Poço	H-cal (m)	HPHI-cal (m)	H-res (m)	HPHI-res (m)	Ap	J ( $\mu\text{s} \cdot \text{cm}^2/\text{g}$ )	D <sub>p-t</sub> (m)
PB1	11,1	1,77	180,0	32,00	-2	0,708	22,67
PB2D	138,0	48,44	180,8	49,02	-87	1,697	56,32
PB3	100,0	29,60	147,2	38,47	-41	2,230	49,37
PB4	88,0	29,13	132,8	37,26	-12	1,594	25,96
PB5D	169,0	54,14	169,0	54,14	-114	1,694	15,52
PB6D	160,0	42,81	160,5	42,96	-42	2,231	57,56
PB7D	156,1	46,22	156,1	46,22	-19	0,898	29,68
PB8D	117,3	38,84	143,3	40,16	-23	1,456	46,62
PB9D	159,0	49,35	161,2	49,35	-96	1,709	14,87
PB10D	164,7	50,23	164,7	50,23	-77	1,992	15,65
PB11D	120,2	33,36	138,2	37,55	-22	1,779	48,05
PB12D	178,0	50,64	202,0	57,47	-109	1,344	47,54
PB13D	129,0	37,50	141,10	38,71	-15	1,500	21,38

Tab 4.1 - Parâmetros petrofísicos e sísmicos na posição dos poços.

#### 4.3.2 - Análise das Correlações e Resultados Obtidos

Foram testadas diversas alternativas para correlacionar a espessura porosa com o módulo da amplitude sísmica e a premissa básica adotada para empreendê-las foi a de que as variações laterais observadas na amplitude eram devidas exclusivamente às variações na qualidade do reservatório. Ou seja, as propriedades acústicas da rocha capeadora deveriam manter-se aproximadamente constantes em toda a área do reservatório. A análise do perfil sônico dos poços onde este foi corrido, revelou pequenas variações de velocidade da rocha capeadora de um poço para outro, mas consideradas desprezíveis do ponto de vista prático. A análise do perfil de densidade para a rocha capeadora revelou uma uniformidade bem maior deste parâmetro, para todos os poços do campo.

A correlação que melhor resultado proporcionou quando o reservatório foi analisado usando os dados do reservatório com óleo foi a correlação linear simples com o logaritmo da amplitude. As figuras 4.12 e 4.13 ilustram os resultados obtidos, incluindo as expressões ajustadas para cada parâmetro.

Para a espessura porosa total o melhor ajuste foi uma correlação linear simples diretamente com a amplitude sísmica. As figuras 4.14 e 4.15 ilustram também estes resultados.

Como já se havia previsto teoricamente a correlação entre o módulo da amplitude sísmica e um parâmetro que relaciona-se à porosidade do reservatório, apresentou correlação positiva já que

o refletor considerado apresenta-se como uma anomalia de amplitude negativa.

Observa-se também que as correlações da amplitude obtidas com a espessura porosa são melhores, em todos os casos estudados, do que apenas com a porosidade ou espessura isoladamente.

As análises efetuadas não revelaram a existência de regiões distintas geograficamente, a exemplo das identificadas por Stanulonis e Tran (1992), implicando em ajuste de correlações particulares para cada uma delas. A identificação de apenas uma região pode ser geologicamente possível ou então uma consequência do limitado número de poços disponíveis, sendo que a primeira hipótese deve ser a mais provável considerando a geologia da área estudada.

A partir das correlações ajustadas foram gerados mapas e imagens da distribuição espacial da espessura porosa para os dois casos estudados. As figuras 4.18 e 4.19 mostram os mapas de iso-HPHI enquanto as figuras 4.20 e 4.21 mostram as imagens e os histogramas da variável estudada para a calota de óleo e para o reservatório todo, respectivamente. As áreas em branco no centro e/ou nordeste das imagens geradas são devidas a valores anômalos da amplitude sísmica, atributos à dificuldade em se rastrear com precisão o refletor selecionado em algumas seções sísmicas.

Convém algumas considerações sobre as correlações obtidas neste capítulo. Em todas as análises de regressão foram efetuados testes de hipóteses que estabeleciam como hipótese nula ( $H_0$ ) a nulidade do coeficiente de correlação ( $R = 0$ ), contra a hipótese ( $H_1$ ) de não nulidade ( $R \neq 0$ ). Os testes foram realizados ao nível da significância de 0,1% ou 1%, conforme o caso, sendo que em todos eles a hipótese nula foi rejeitada, confirmando portanto que existe a interdependência entre as variáveis correlacionadas.

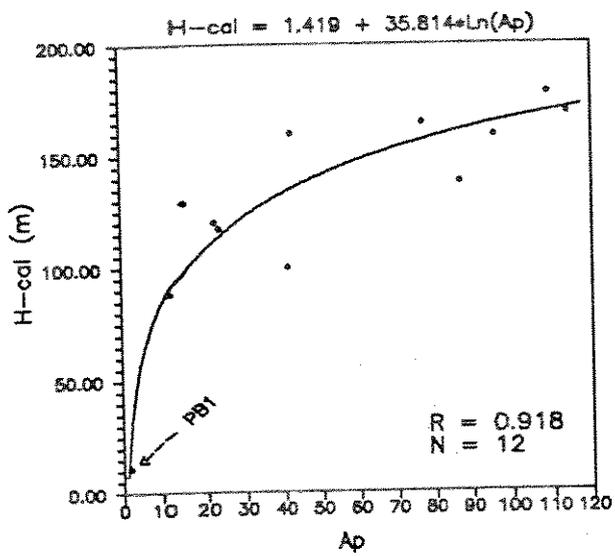


Fig. 4.12 - CORRELAÇÃO ENTRE AMPLITUDE SÍSMICA EM MÓDULO E ESPESSURA DA CALOTA DE ÓLEO.

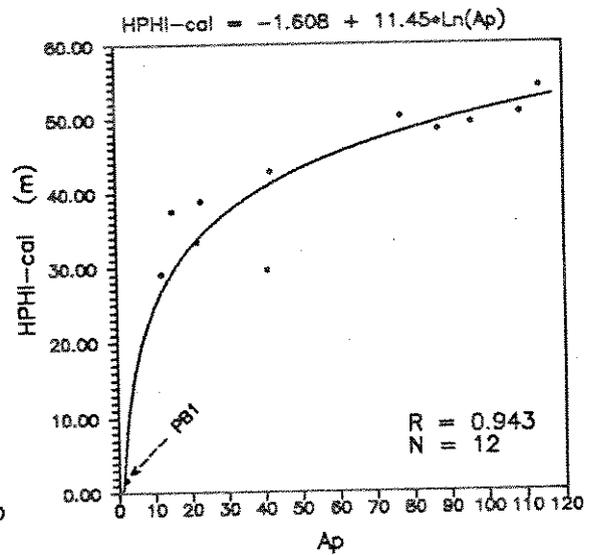


Fig. 4.13 - CORRELAÇÃO ENTRE AMPLITUDE SÍSMICA EM MÓDULO E HPHI-cal.

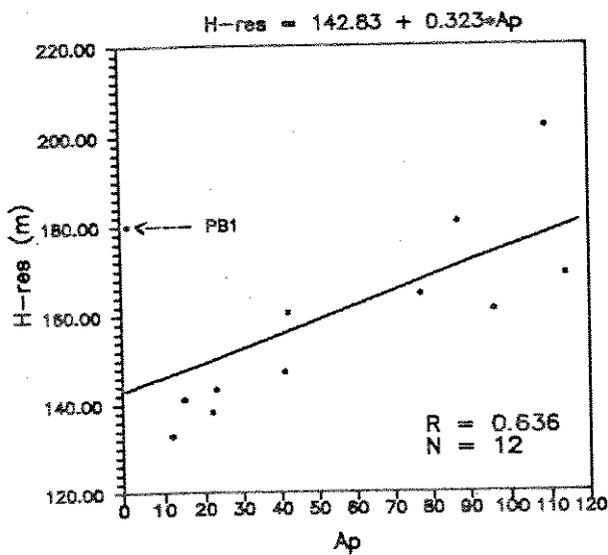


Fig. 4.14 - CORRELAÇÃO ENTRE AMPLITUDE SÍSMICA EM MÓDULO E ESPESSURA DO RESERVATÓRIO.

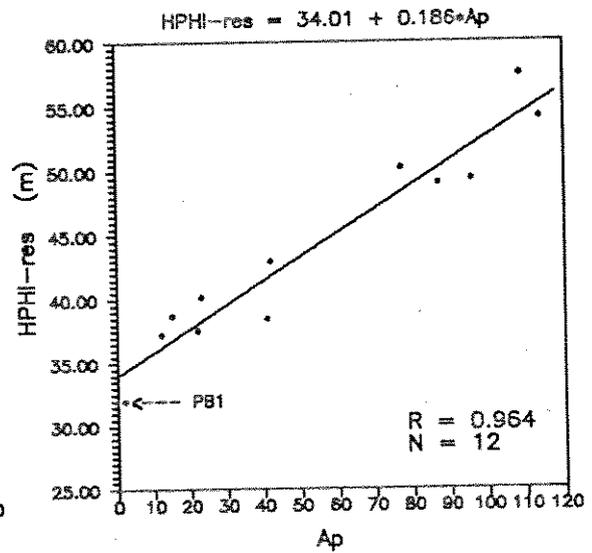
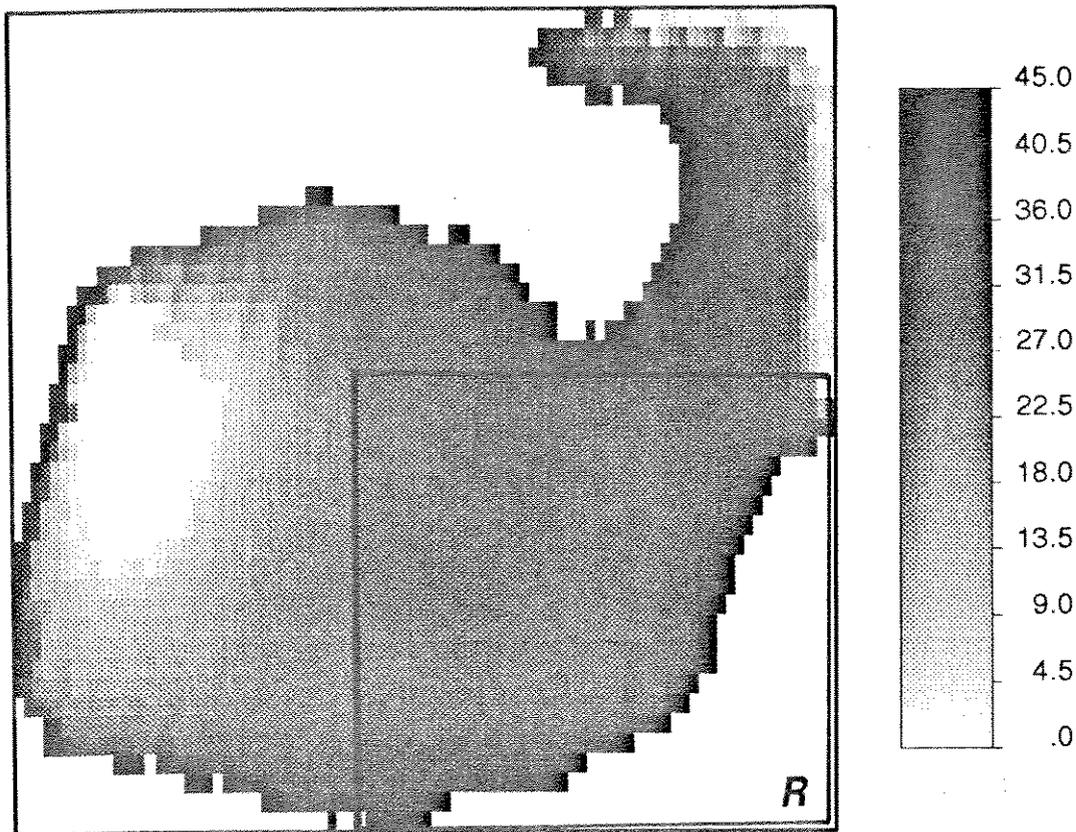


Fig. 4.15 - CORRELAÇÃO ENTRE AMPLITUDE SÍSMICA EM MÓDULO E HPHI-res.

### PHI SISMICA REAL



### PHI Sismica - regio R

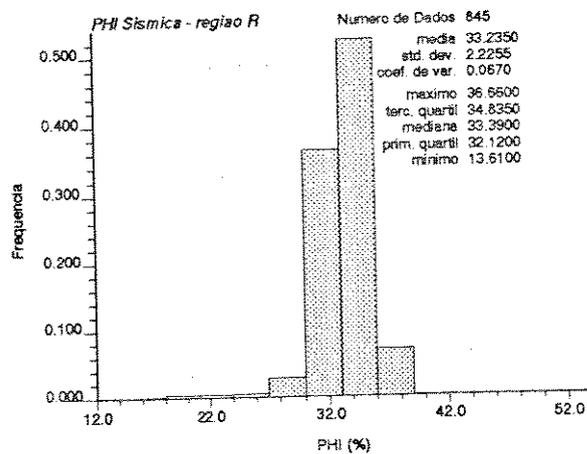
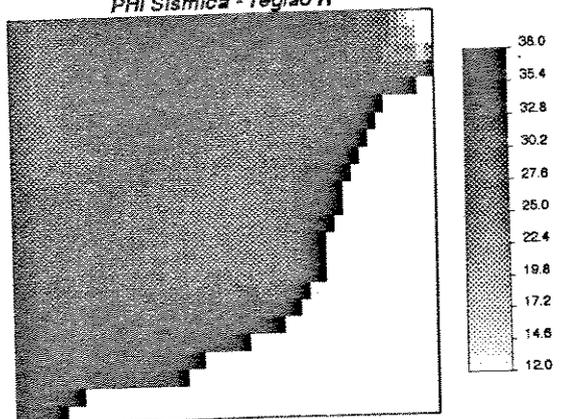


Fig. 4.16 - Resultados da aplicação de correlação empírica na estimativa de PHI, usando dados sísmicos.

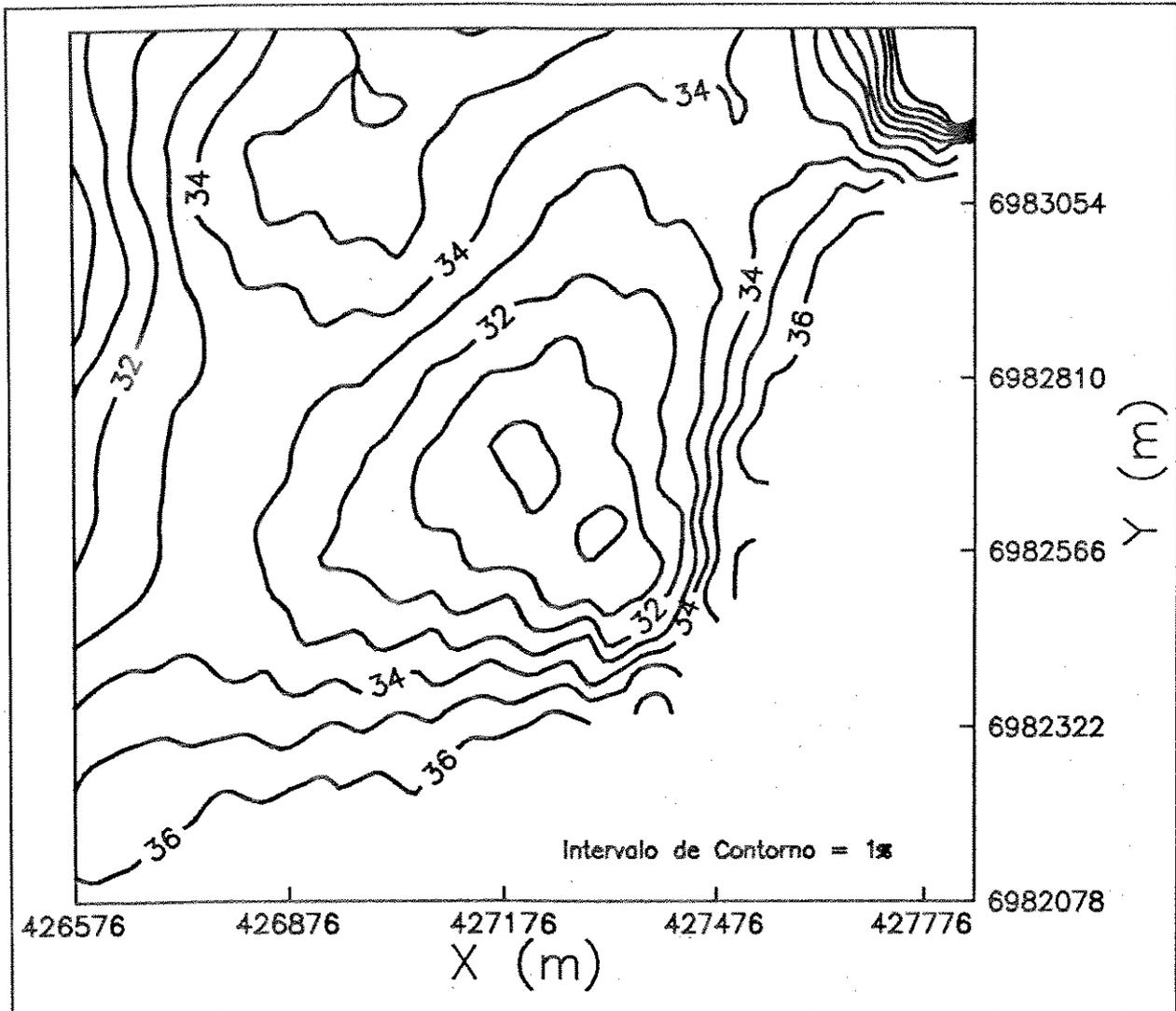


Fig. 4.17 - Mapa de isoporosidade (em %) obtido por correlação empírica para a região com bom controle de poços.

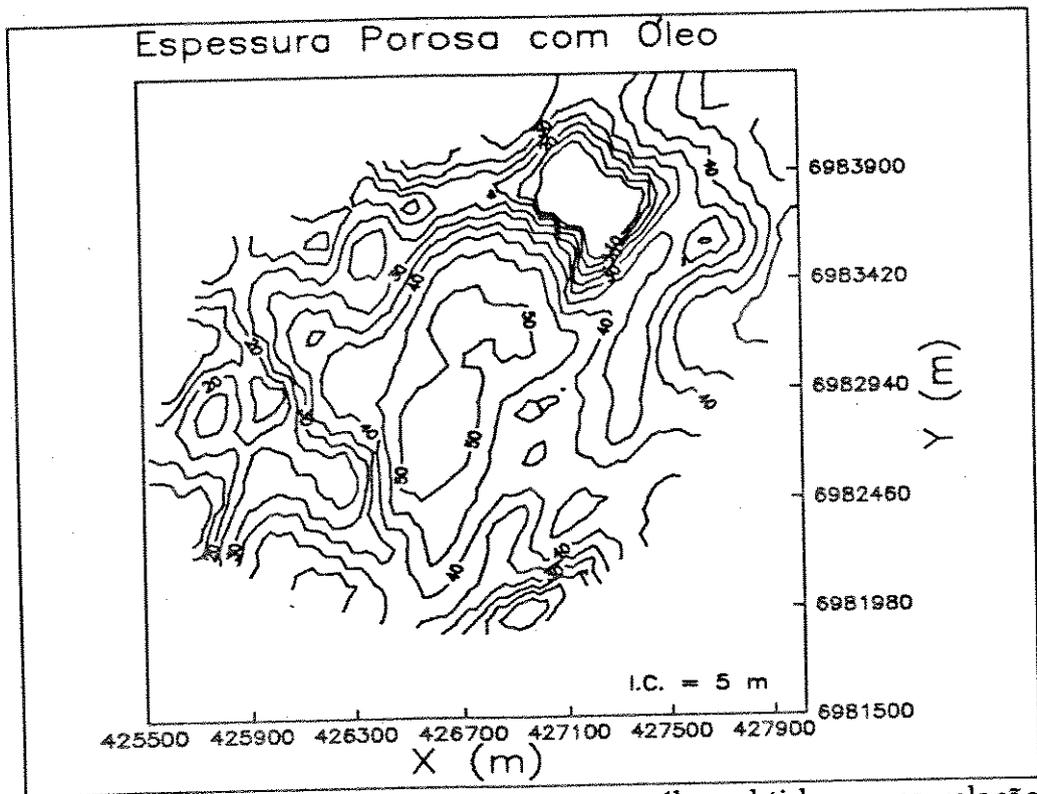


Fig. 4.18 - Mapa de espessura porosa com óleo, obtido por correlação empírica com a amplitude sísmica.

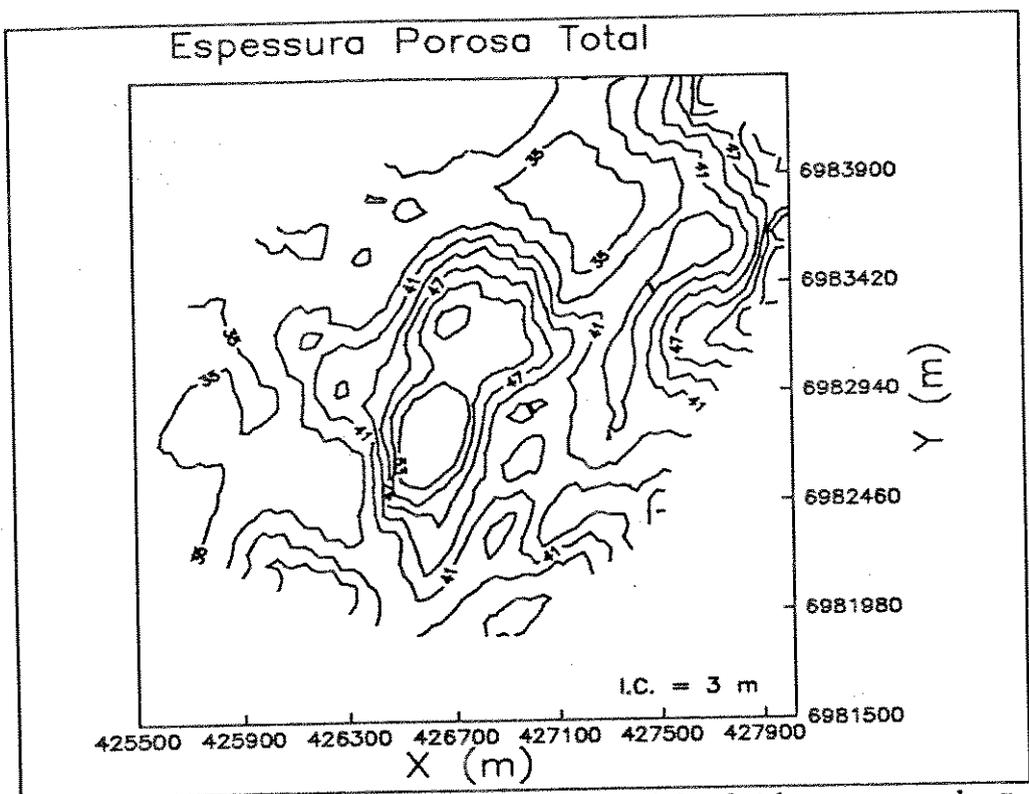


Fig. 4.19 - Mapa de espessura porosa total, obtido por correlação empírica com a amplitude sísmica.

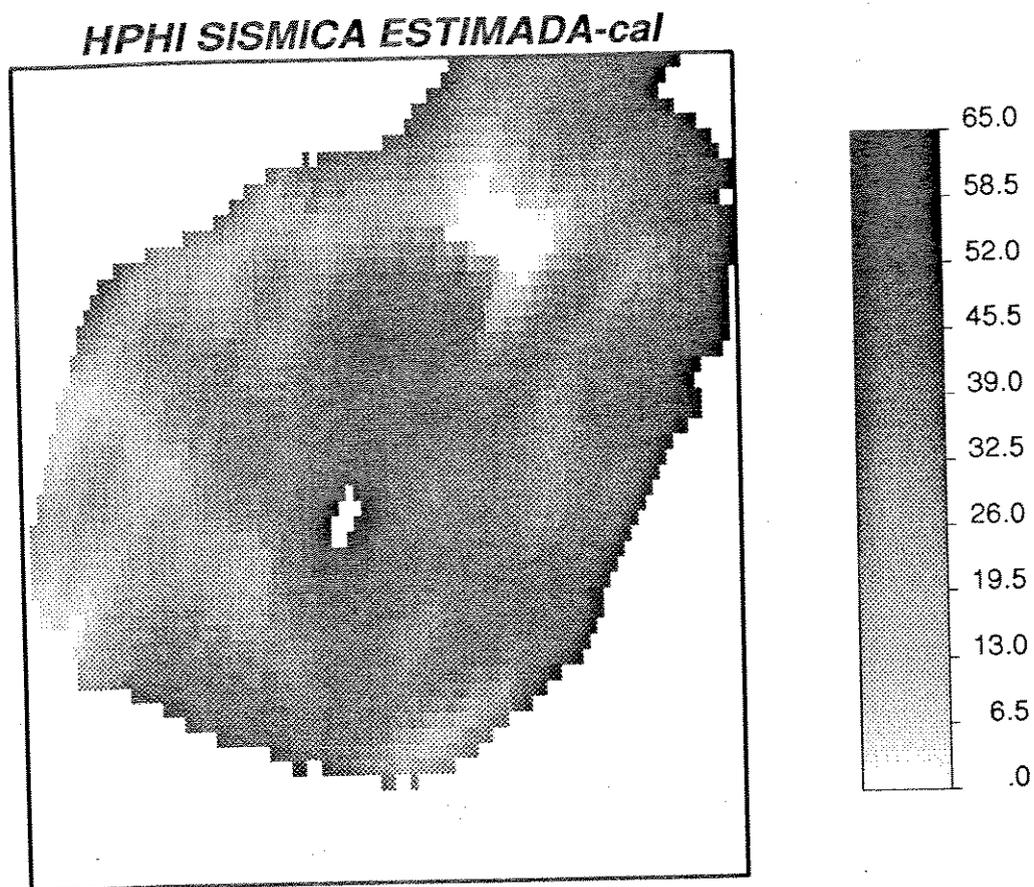
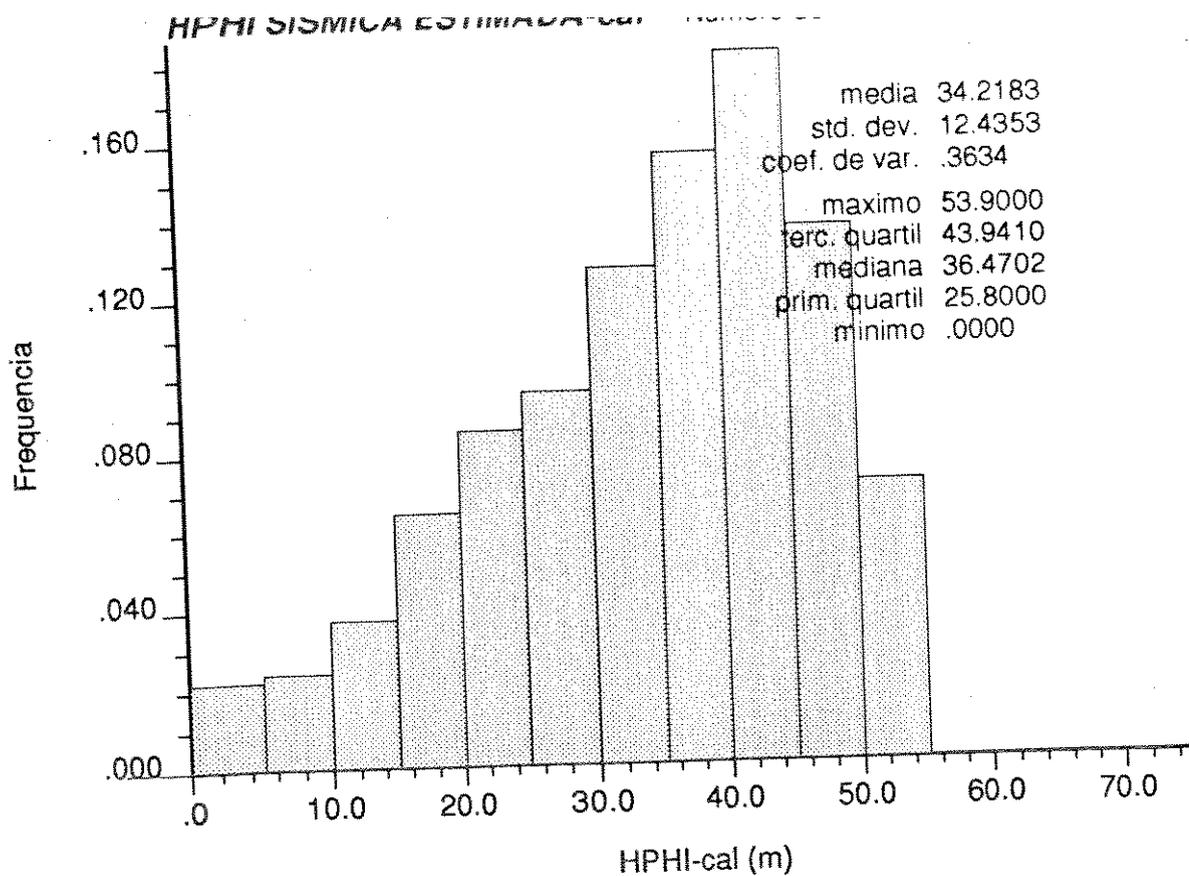


Fig. 4.20 - Resultados da aplicação de correlação empírica na estimativa da espessura porosa com óleo, usando dados sísmicos.

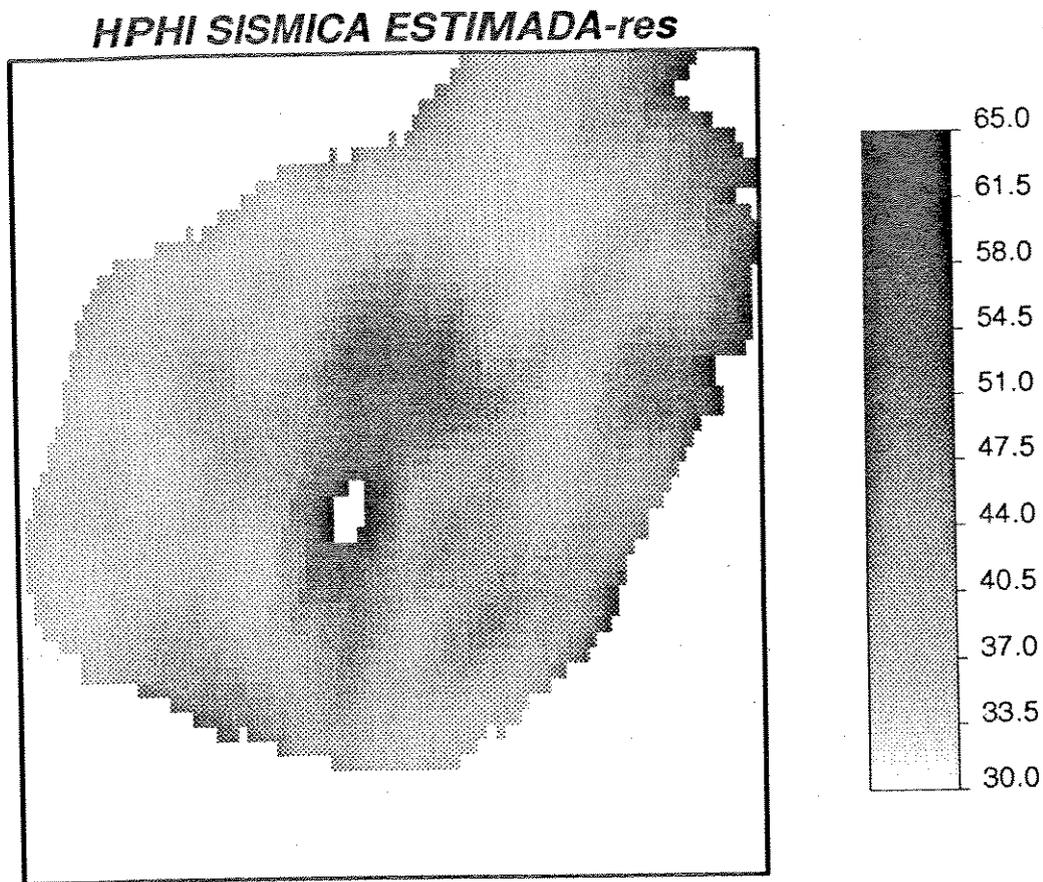
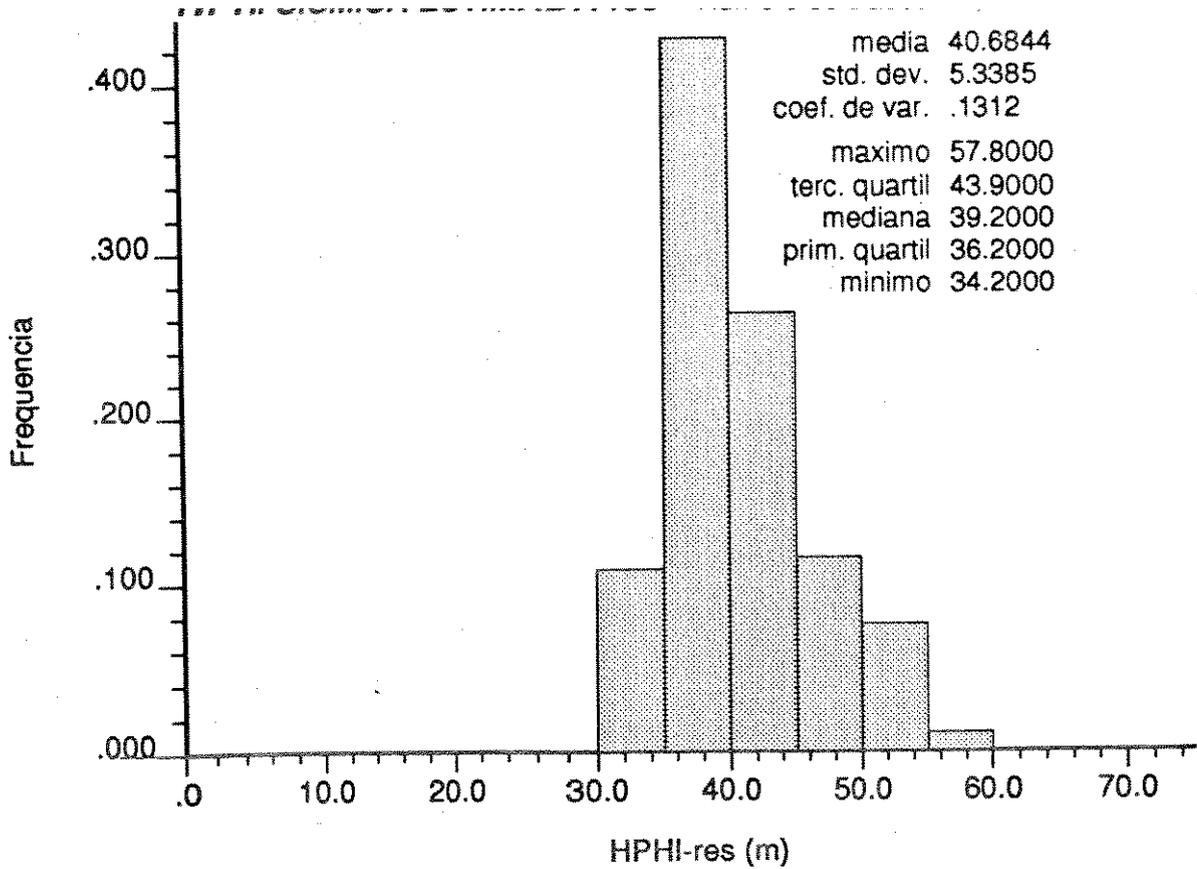


Fig. 4.21 - Resultados da aplicação de correlação empírica na estimativa da espessura porosa total, usando dados sísmicos.

#### 4.4 - Estimativas de Porosidade e Espessuras Porosas Empregando Métodos Geoestatísticos

As estimativas dos parâmetros de interesse foram obtidas até agora por correlações empíricas, que não consideram a estrutura de variabilidade espacial das mesmas. Os métodos geoestatísticos proporcionaram uma maneira de incorporar a estruturação espacial da variável nas estimativas efetuadas. Para que estimativas mais confiáveis sejam obtidas é necessário que a estrutura de variabilidade seja extensivamente explorada e analisada, sendo necessário portanto uma quantidade de informações por vezes maior do que dispomos. Nestes casos o emprego de métodos geoestatísticos multivariados pode trazer uma contribuição valiosa, caso a variável de interesse seja correlacionável com outras variáveis que foram amplamente amostradas.

O objetivo deste item é verificar o impacto que os métodos geoestatísticos uni e multivariados proporcionam sobre o emprego de correlações empíricas simples, empregando dados sísmicos que são amplamente amostrados, como variáveis secundárias.

##### 4.4.1 - Análise Estrutural Variográfica

A análise estrutural foi realizada, partindo do princípio de que havia dois grupos de informações disponíveis. O primeiro grupo continha as variáveis de interesse, oriundas dos poços, mas era pobremente amostrada. O segundo grupo continha as variáveis sísmicas, amplamente amostradas, consideradas secundárias.

A análise variográfica das variáveis primárias (porosidade e espessura porosa) realizada horizontalmente a duas dimensões, não revelou a estruturação espacial das mesmas, devido a existência de poucas informações, que se originaram dos 13 poços. Por outro lado o segundo grupo de variáveis (amplitude e inverso da impedância) revelou-se favorável a realização da análise variográfica.

Considerando que as variáveis primárias mantêm um certo grau de correlação com alguma variável secundária (vide figuras 4.11d, 4.13 e 4.15) optou-se pela adoção do modelo linear de correionalização (Isaaks e Srivastava, 1989). Esta opção possibilitou a inferência dos modelos variográficos para as variáveis primárias com base nos modelos básicos de variogramas das variáveis secundárias.

Para fins de aplicação do modelo linear de correionalização e do método geoestatístico multivariado assumiu-se as seguintes variáveis primárias e secundárias:

Variável Primária	Variável Secundária	Coef. de Correl.
Porosidade (PHI)	Inverso da Impedância (J)	0,801
Espessura porosa com óleo (HPHI-cal)	Amplitude Sísmica (A <sub>p</sub> )	0,804
Espessura Porosa Total (HPHI-res)	Amplitude Sísmica (A <sub>p</sub> )	0,964

O inverso da impedância acústica foi escolhida como variável secundária para a porosidade, para que a correlação entre elas fosse positiva evitando a introdução do variograma cruzado com valores negativos, caso a impedância fosse utilizada (Doyen, 1988).

Os variogramas da amplitude e inverso da impedância foram obtidos usando a malha original do levantamento sísmico (26,5 x 53,0 m) nas direções coincidentes com as do levantamento. A direção principal (direção 1, azimute 30°) coincidiu com a direção dos traços sísmicos enquanto que direção de maior variabilidade (direção 2, azimute 120°) coincidiu com a direção das linhas sísmicas. A análise dos mapas de espessura porosa e porosidade elaborados pela Petrobrás com base em complexos modelos geológicos, confirmaram o posicionamento dos eixos principais de variabilidade aproximadamente coincidentes com os do levantamento sísmico.

A figura 4.22 mostra o histograma e os parâmetros estatísticos da amplitude sísmica e do inverso da impedância. A figura 4.23 ilustra os variogramas experimentais obtidos nas duas direções selecionadas para as mesmas variáveis. Observa-se nos

histogramas que estas variáveis não podem ser assumidas como normalmente distribuídas.

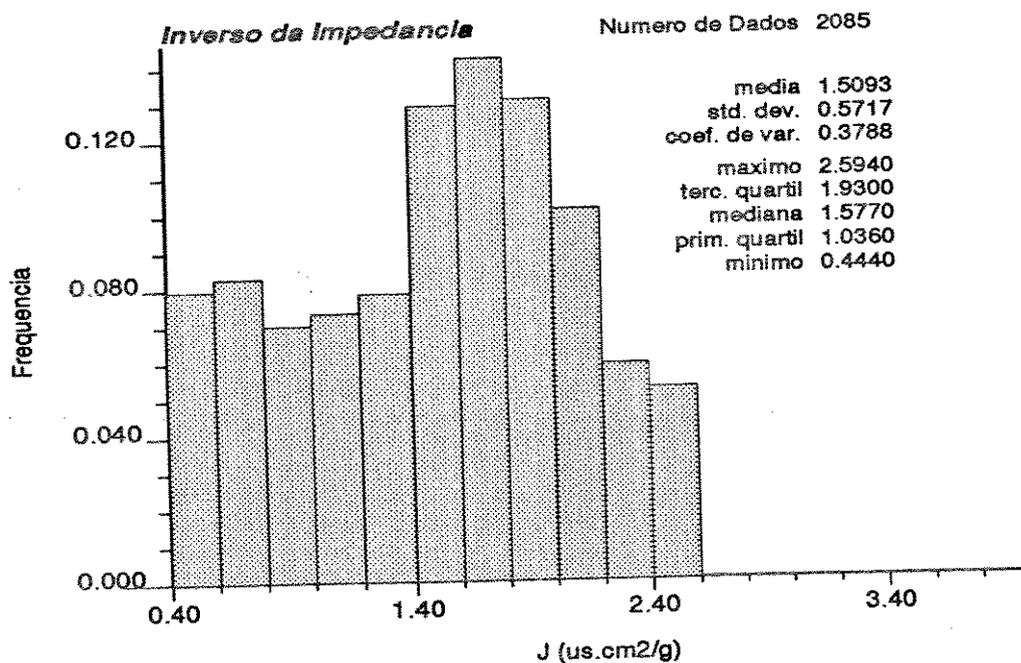
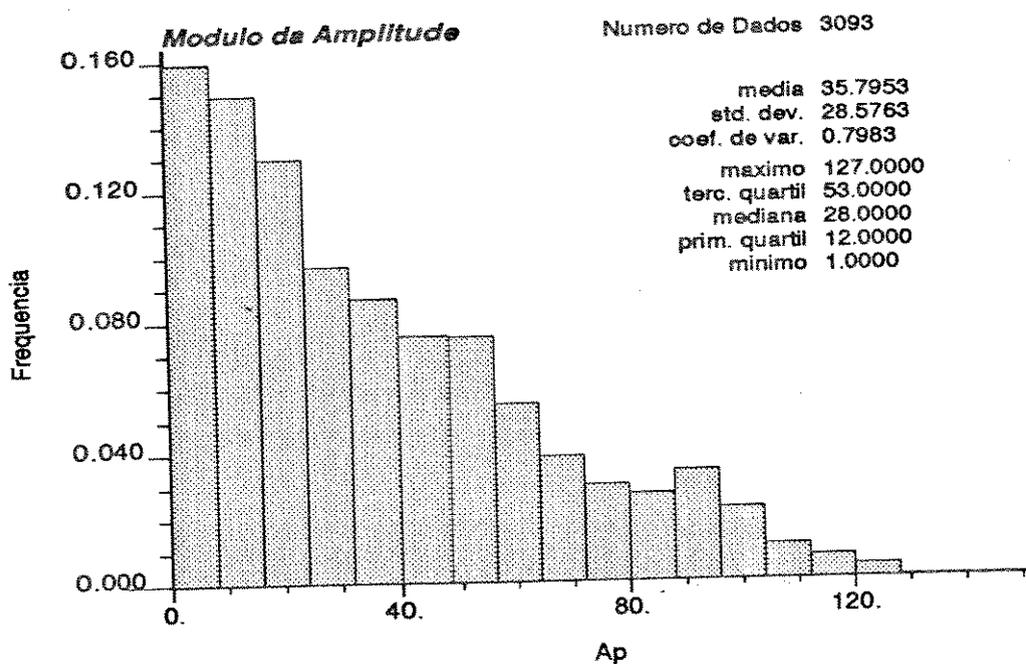


Fig. 4.22 - Histogramas e parâmetros estatísticos da amplitude sísmica e do inverso da impedância acústica.

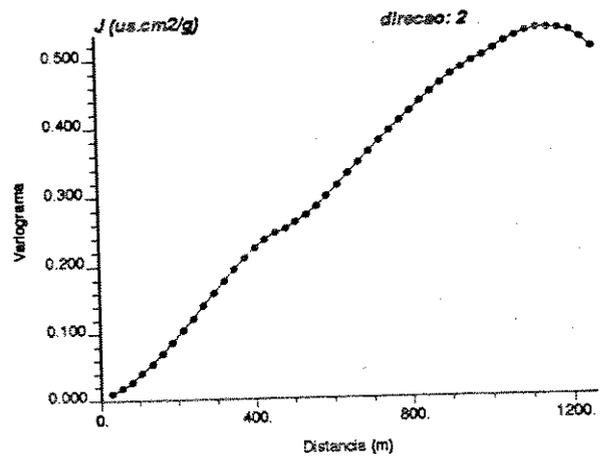
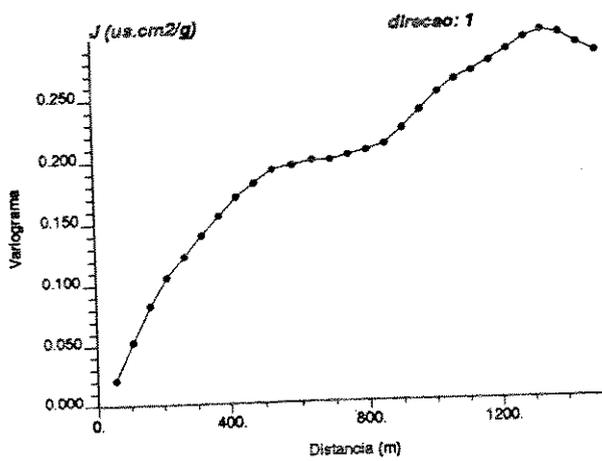
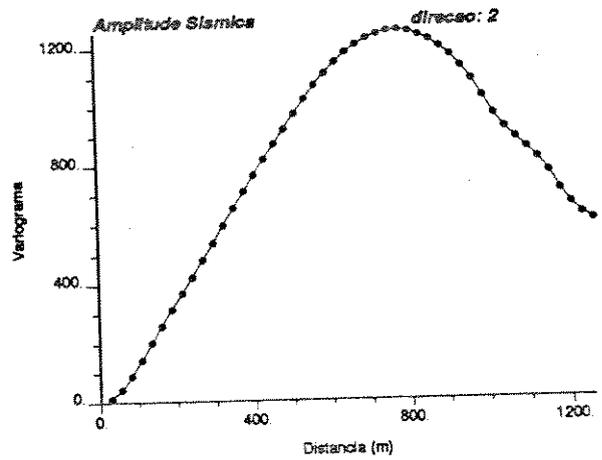
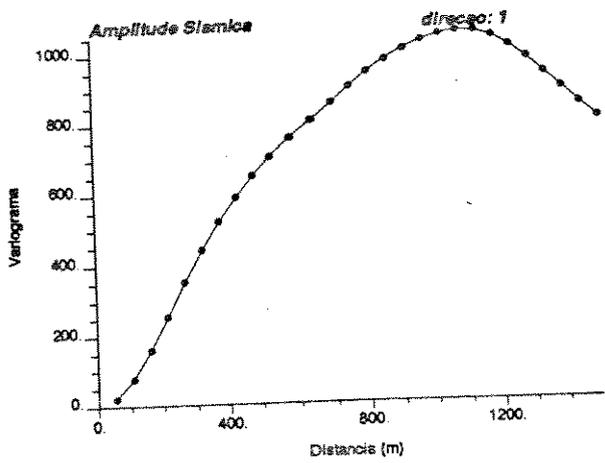


Fig. 4.23 - Variogramas experimentais da amplitude e inverso da impedância acústica.

Observa-se nos variogramas um leve comportamento parabólico na origem, que pode ser atribuído ao efeito de suavização inerente ao processo de aquisição e processamento de dados, no qual a mesma área em subsuperfície é amostrada diversas vezes e posteriormente um único valor é fornecido pelo processamento sísmico. Foi também verificada a presença de anisotropias zonal e geométrica para as duas variáveis. A variável amplitude apresentou uma distância de correlação maior do que a do inverso da impedância, sendo que esta última apresentou estruturas imbricadas nas duas direções analisadas. Nenhum dos variogramas apresentou patamar bem definido, pois a partir de determinada distância as variáveis voltam a apresentar correlação, no entanto isto ocorre para distâncias muito grandes e portanto sem interesse para fins de estimativa.

A figura 4.24 ilustra os modelos teóricos de variogramas ajustados para a amplitude e inverso da impedância. Duas estruturas gaussianas foram introduzidas no modelo de variograma de cada variável de forma que a anisotropia zonal pudesse estar presente nos variogramas teóricos. A anisotropia geométrica foi obtida através da adoção de coeficientes de anisotropia apropriados. Um pequeno efeito pepita foi introduzido em cada modelo apenas para garantir a estabilidade das matrizes e sistemas a serem constituídos com variogramas gaussianos (Deustsch e Journel, 1992). Convém ressaltar que os modelos foram ajustados até uma distância de aproximadamente 700m, correspondendo a distância máxima de interesse para fins de estimação.

Os variogramas teóricos para a porosidade e espessuras porosas foram obtidos usando-se os mesmos modelos básicos dos variogramas ajustados para as respectivas variáveis secundárias. O patamar e efeito pepita adotados para os variogramas das variáveis primárias foram ajustados a partir da variografia da porosidade, HPHI-cal e HPHI-res obtidas através das correlações empíricas anteriormente ajustadas. Justifica-se este procedimento em função do desconhecimento das variâncias a priori destas variáveis. O ajuste do patamar e efeito pepita para as variáveis primárias respeitou as condições impostas pelo modelo linear de

corregionalização para funções positiva definidas.

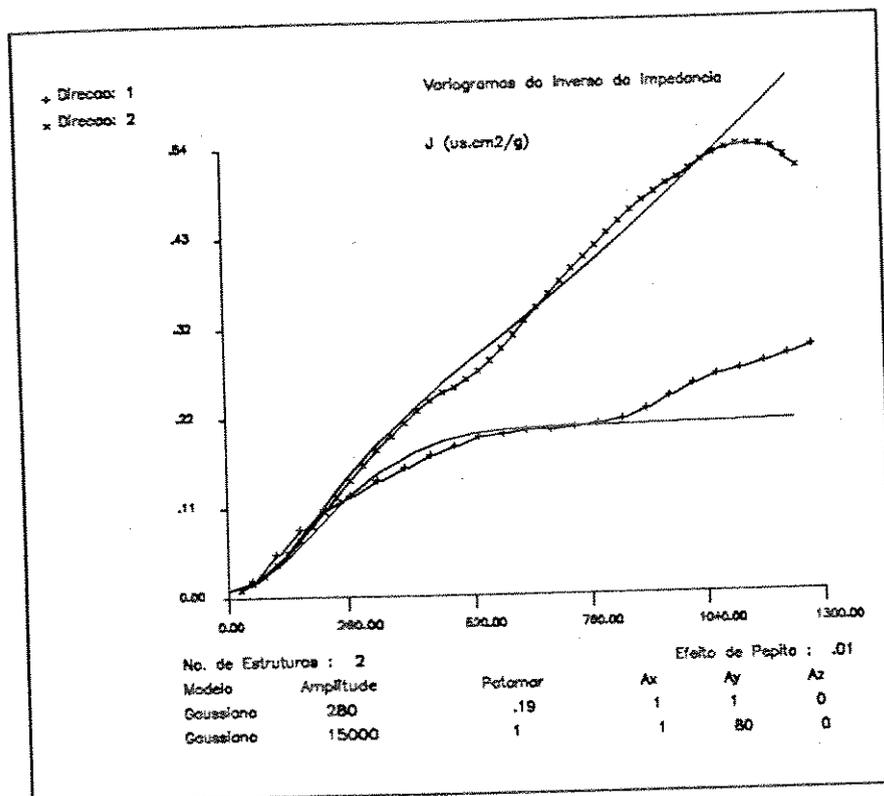
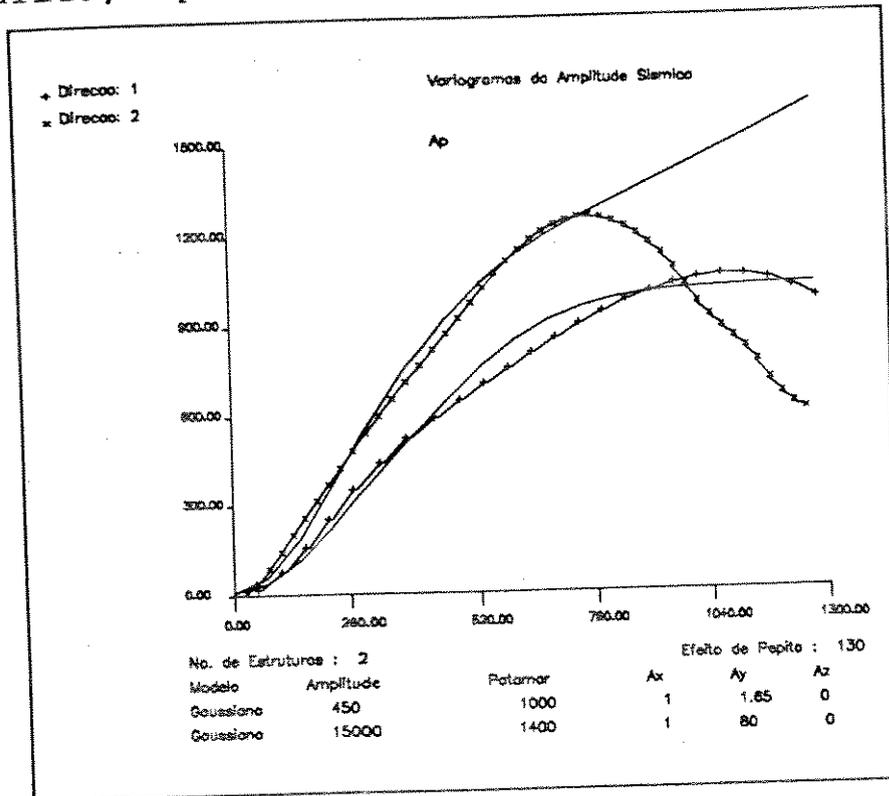


Fig. 4.24 - Variogramas teóricos ajustados para a amplitude e inverso da impedância acústica.

Os variogramas experimentais das variáveis PHI, HPHI-cal e HPHI-res nas mesmas direções consideradas anteriormente constam do apêndice A, e apresentam características semelhantes a das variáveis secundárias, como esperado. Os variogramas cruzados entre as variáveis primárias e respectivas variáveis secundárias foram obtidos de maneira semelhante e também constam do apêndice A. Os variogramas teóricos ajustados não foram apresentados, considerando que seriam figuras redundantes em relação à figura 4.24 apenas com diferenças nos valores dos patamares.

Os modelos lineares de correção regionalização ajustados para a direção principal no azimute 30° e modelos estruturais básicos gaussianos, constam da Tabela 4.2.

Cabe lembrar que a amplitude informada nos modelos gaussianos deve ser multiplicada por  $\sqrt{3}$  para se obter a amplitude efetiva e que o coeficiente de anisotropia está definido como sendo a amplitude na direção de menor continuidade dividido pela amplitude na direção de maior continuidade. Os parâmetros Ax, Ay e Az constantes nas figuras 4.24 e 4.31 são usados pelo algoritmo computacional que realiza a tarefa de modelar variogramas. Estes parâmetros definem a anisotropia do modelo e relacionam-se com o coeficiente de anisotropia, definido acima, através do inverso da raiz quadrada.

Variável	Efeito Pepita	Estrutura Gaussiana - 1			Estrutura Gaussiana - 2		
		Amplitude	Patamar	Coef. Anis.	Amplitude	Patamar	Coef. Anis.
J	0,01	280	0,19	1,0	15.000	1,00	0,112
PHI	3,0		35,0			320,0	
JxPHI	0,15		2,25			17,5	
A <sub>p</sub>	13	450	1000	0,778	15.000	1400	0,112
HPHI-cal	5		170			80	
A <sub>p</sub> x HPHI-cal	5		370			330	
A <sub>p</sub>	13,0	450	1000	0,778	15.000	1400	0,112
HPHI-res	0,5		35			50	
A <sub>p</sub> x HPHI-res	2,5		185			260	

Tab. 4.2 - Modelos lineares de correção regionalização ajustados para as variáveis sísmicas e petrofísicas.

#### 4.4.2 - Estimativas de Porosidade e Espessuras Porosas

Usando os modelos variográficos ajustados no item anterior, foram empregadas as técnicas de krigagem e cokrigagem com o objetivo de obter estimativas de porosidade média e espessura porosa, de forma que os resultados puderam ser confrontados e as vantagens associadas à aplicação destas técnicas avaliadas. Os dados originais do levantamento sísmico (26,5 x 53,0m) foram reduzidos para aproximadamente 1/5, gerando uma malha irregular mais grosseira que posteriormente foi utilizada para pesquisa de vizinhança das variáveis secundárias.

O método de krigagem empregado foi a krigagem ordinária, usando os dados dos 13 poços e os variogramas de cada variável obtidos do modelo linear de correção regionalização.

Já o método de cokrigagem empregado contemplou a cokrigagem ordinária normalizada (Deutsch e Journel, 1992). As razões principais foram a redução do sistema de equações, com economia de tempo de processamento, e a modelagem da função variograma em substituição a função covariância, a qual é requerido pelo método de cokrigagem ordinária tradicional.

Os dados utilizados foram os dos 13 poços, considerando-os como variáveis primárias, e os dados sísmicos como variáveis secundárias da forma que foi apresentado no item 4.4.1. As estimativas foram obtidas numa malha regular mais fina 75 x 75m, empregando os modelos de correção regionalização ajustados.

A pesquisa de vizinhança variou de acordo com o alcance dos variogramas, método de estimativa empregado e com o tipo de variável pesquisada. Para as variáveis primárias o raio de pesquisa foi bem maior do que para as variáveis secundárias, uma vez que a quantidade de poços era pequena e o espaçamento entre eles bastante grande, e pelo menos um dado da variável primária foi requerido em cada sistema. Contrariamente o raio de pesquisa de vizinhança, para as variáveis secundárias, teve que ser apropriadamente ajustado de forma a limitar o número de pontos destas variáveis em cada sistema de cokrigagem, em função da alta densidade deste tipo de informação.

A figura 4.25 ilustra os resultados obtidos para a cokrigagem

e krigagem da variável porosidade média (PHI) na forma de uma imagem da distribuição espacial (2-D).

A figura 4.26 e 4.27 apresenta os resultados da krigagem e cokrigagem para as variáveis espessura porosa com óleo e espessura porosa total, respectivamente.

A figura 4.28 compara através de histogramas e parâmetros estatísticos das estimativas, os resultados da krigagem e cokrigagem para as variáveis estudadas.

Foi também efetuada a krigagem da variável HPHI-cal, usando como dados as estimativas obtidas pela correlação empírica com a amplitude sísmica e mais os dados dos 13 poços, para a malha 75 x 75 m. O resultado pode ser observado na figura 4.29 através do histograma e da imagem 2-D gerada.

A observação e análise das figuras 4.25 a 4.29 auxiliou a discussão e a análise dos resultados apresentados no item 4.4.3.

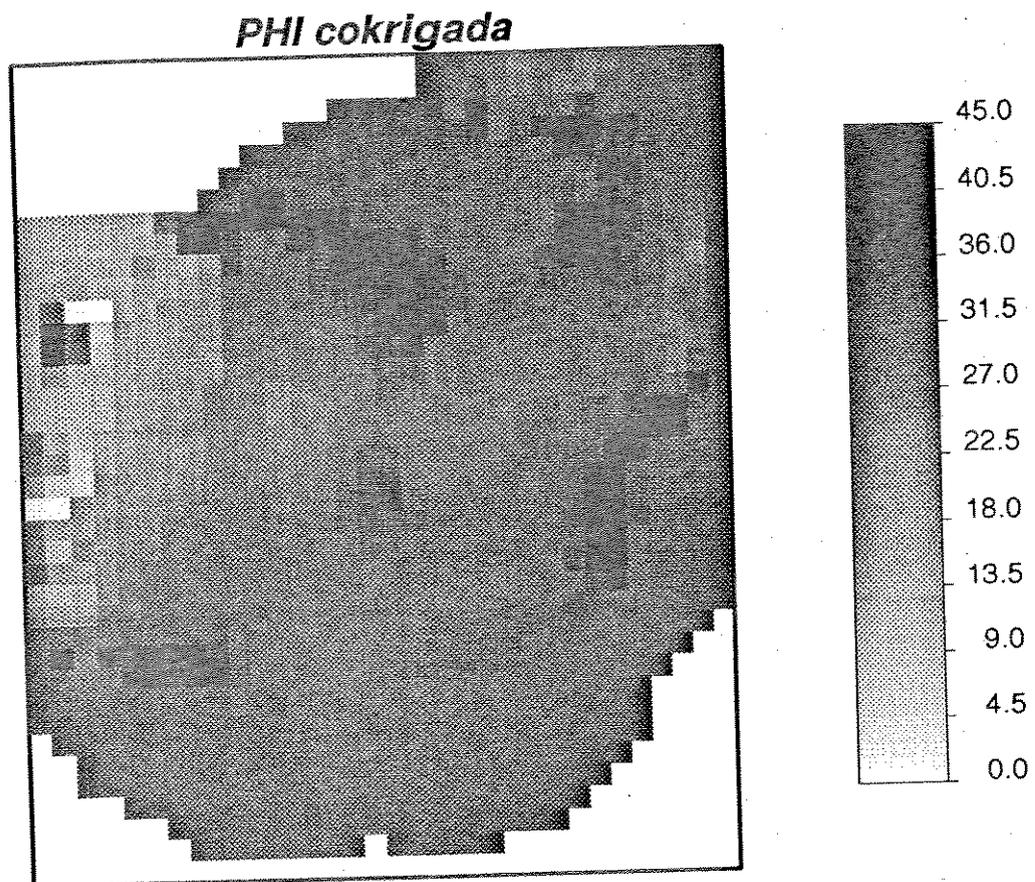
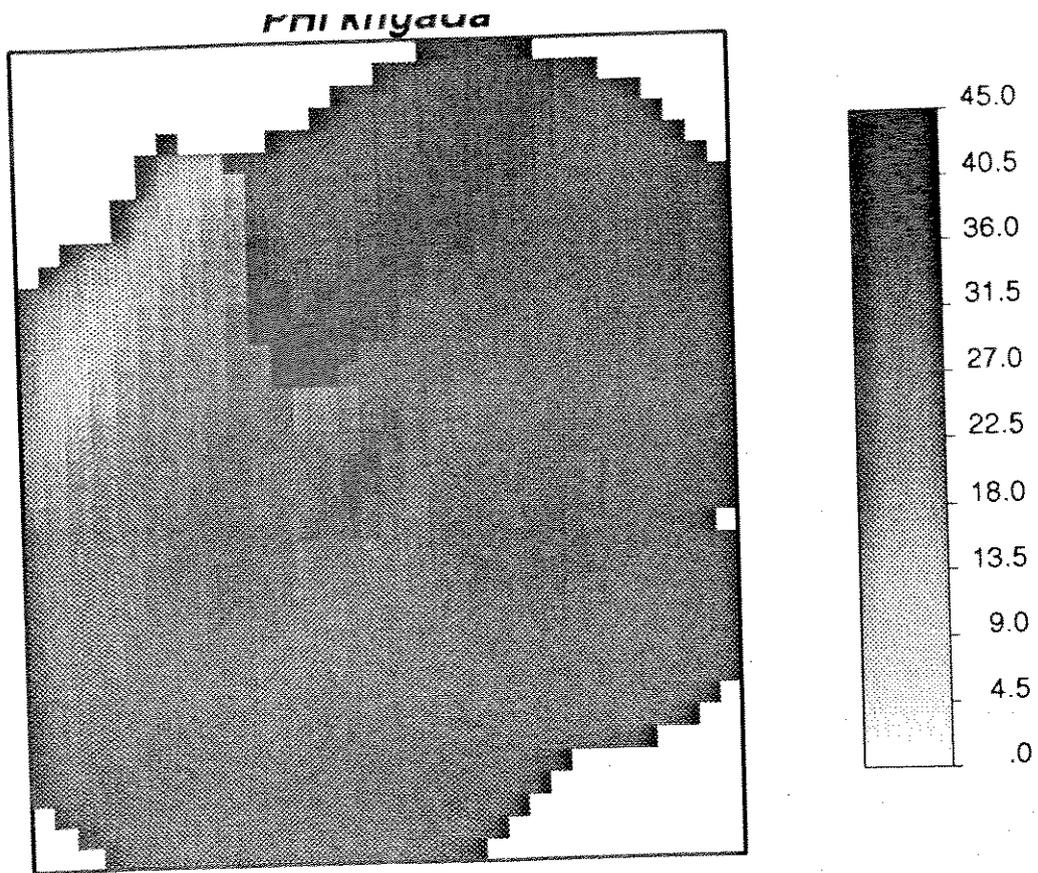


Fig. 4.25 - Porosidade estimada usando as técnicas de krigagem e cokrigagem

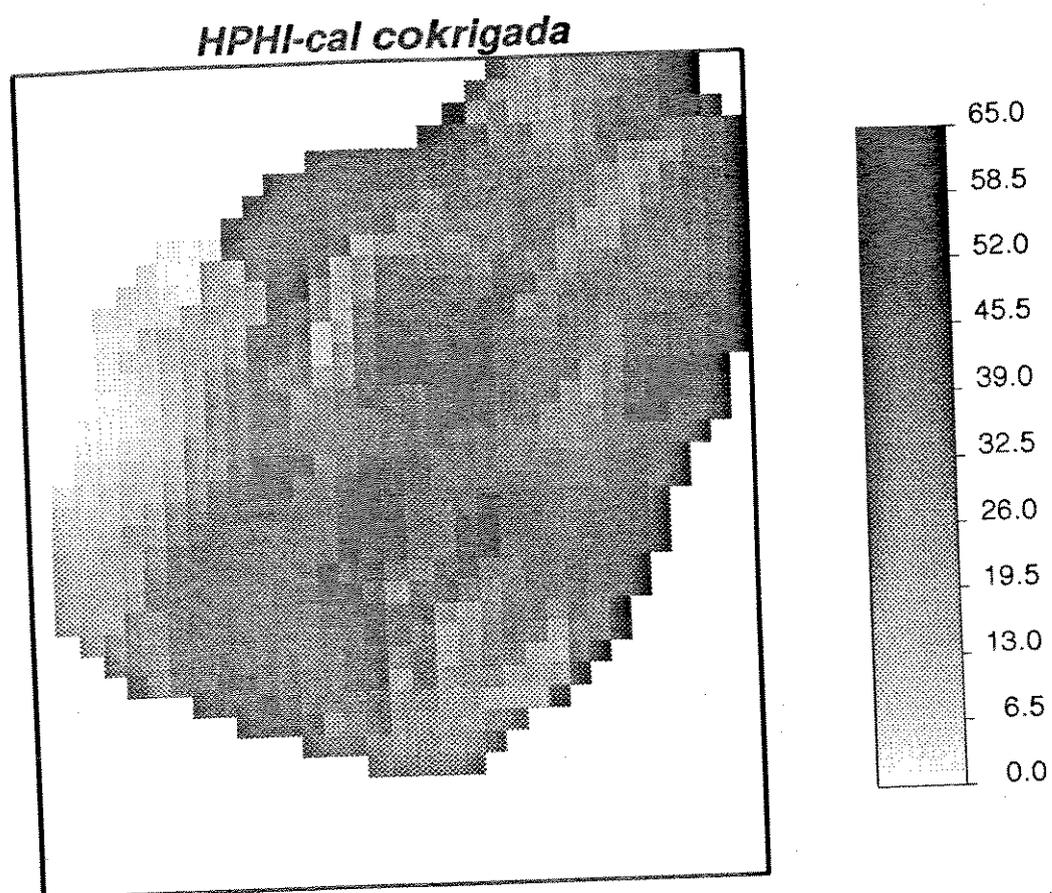
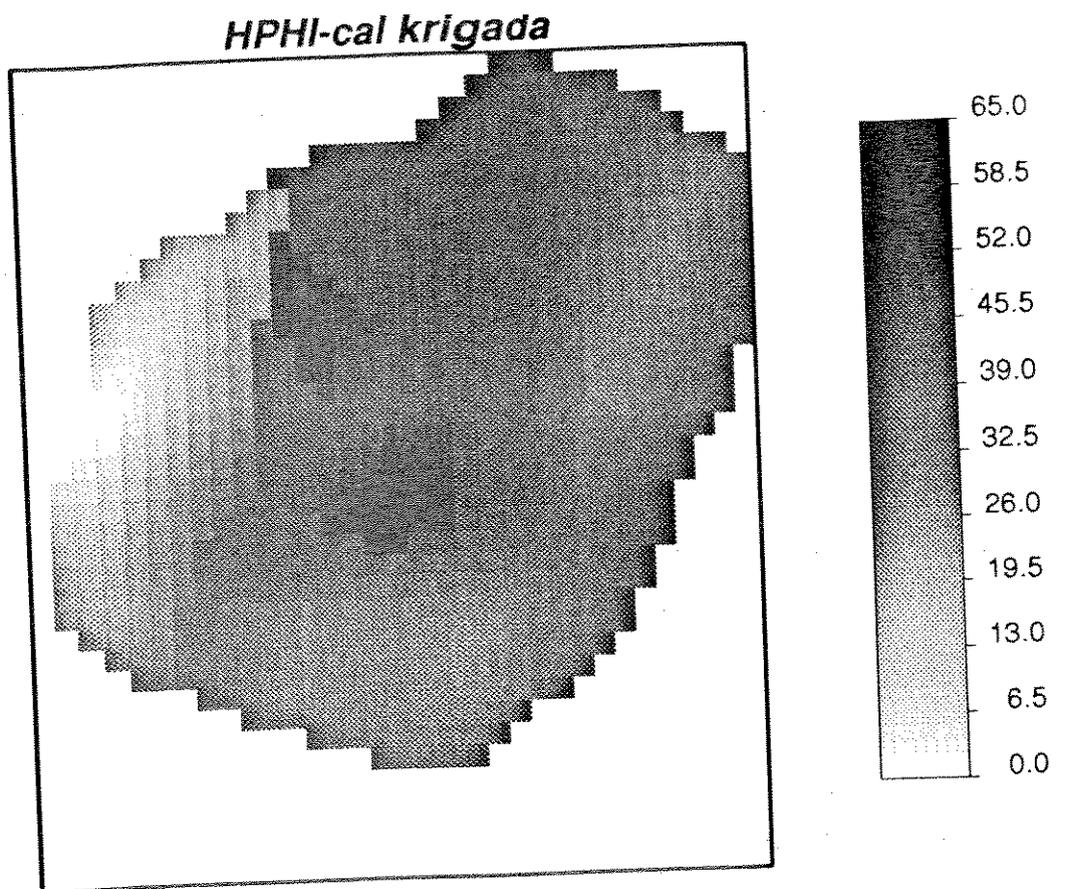
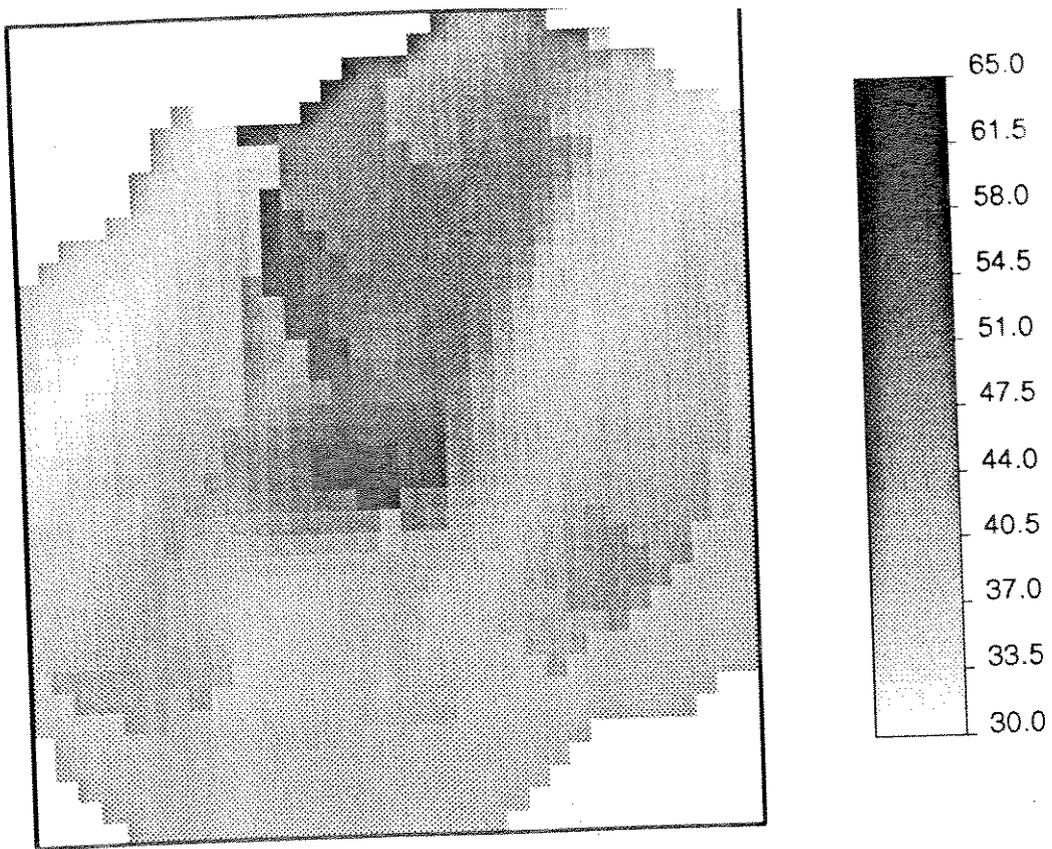


Fig. 4.26 - Espessura porosa com óleo estimada usando as técnicas de krigagem e cokrigagem.



***HPHI-res cokrigada***

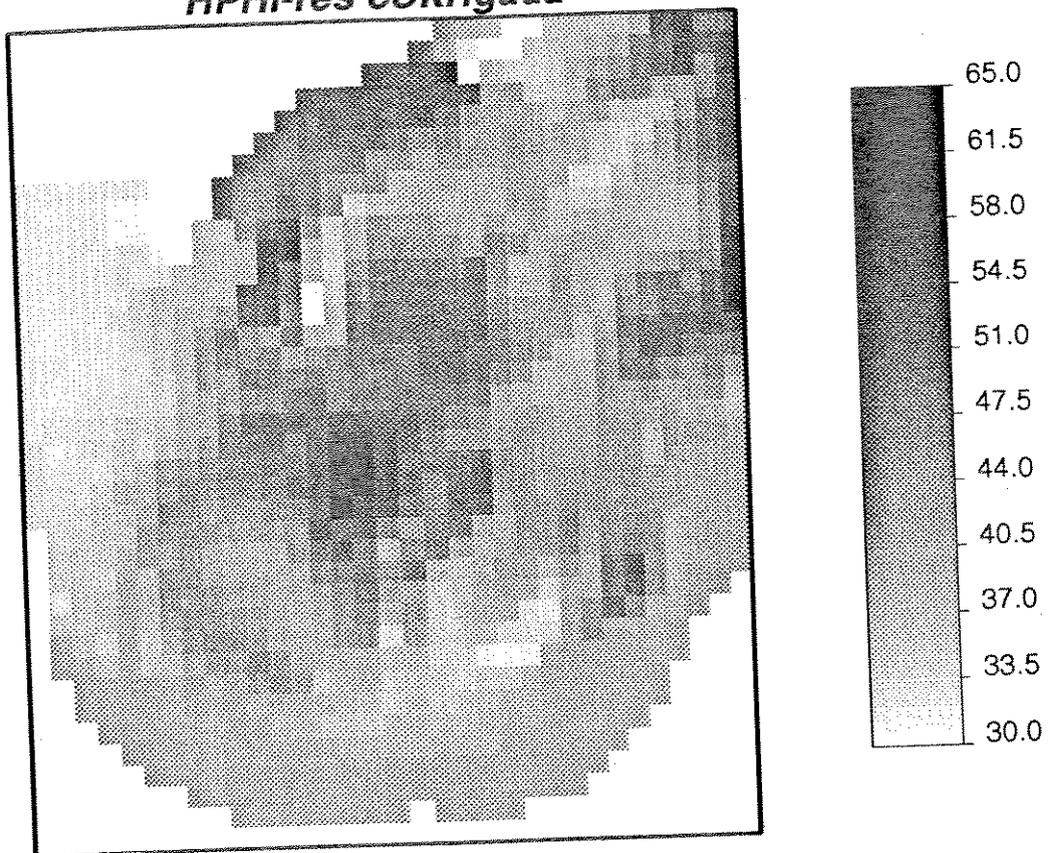


Fig. 4.27 - Espessura porosa total estimada usando as técnicas de krigagem e cokrigagem.

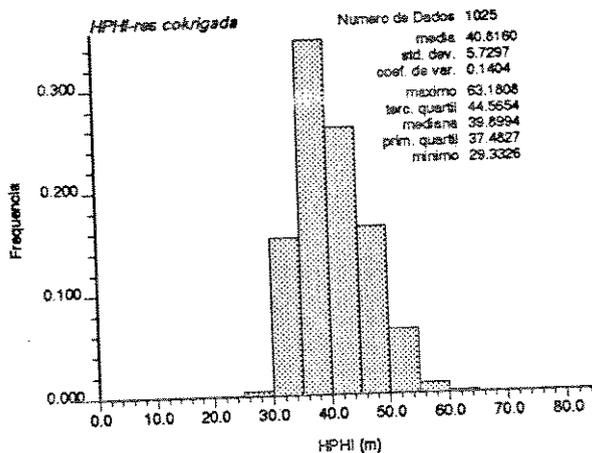
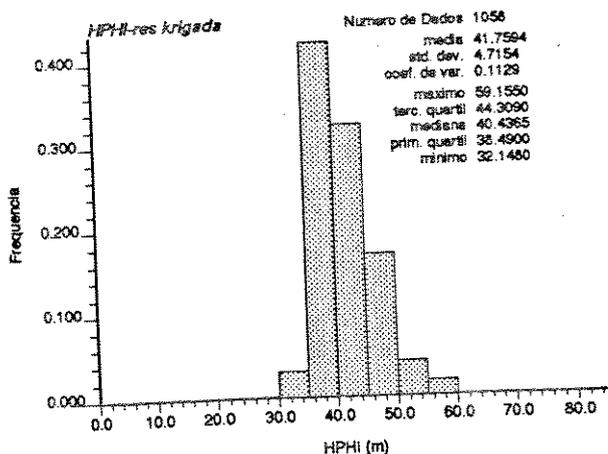
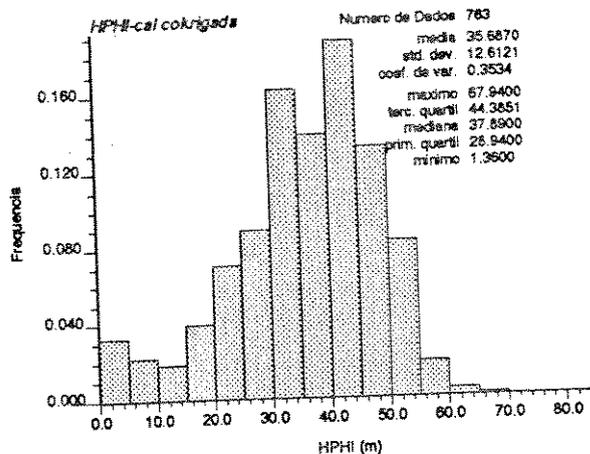
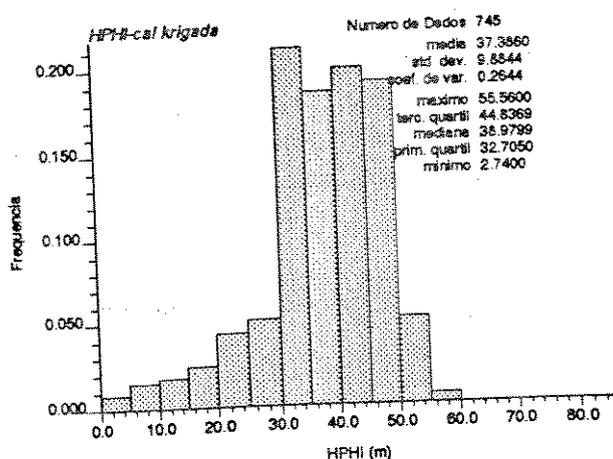
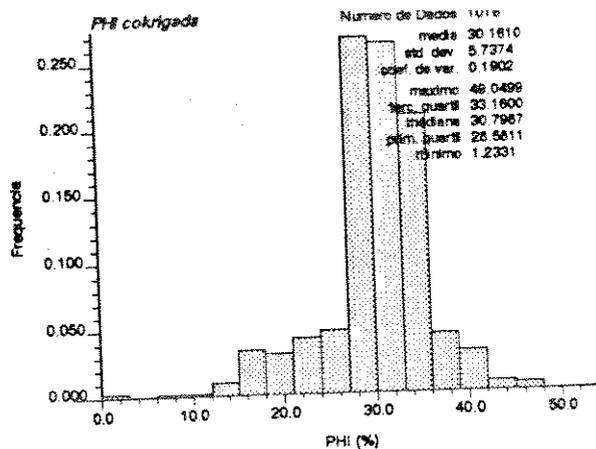
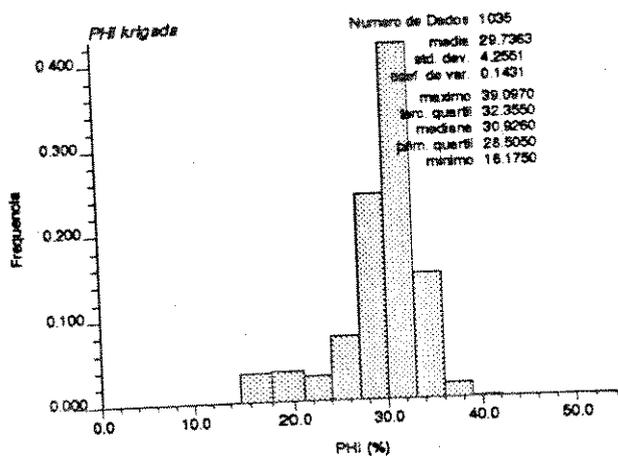


Fig. 4.28 - Comparação dos resultados estatísticos, obtidos pelas técnicas de krigagem e cokrigagem para as três variáveis estudadas.

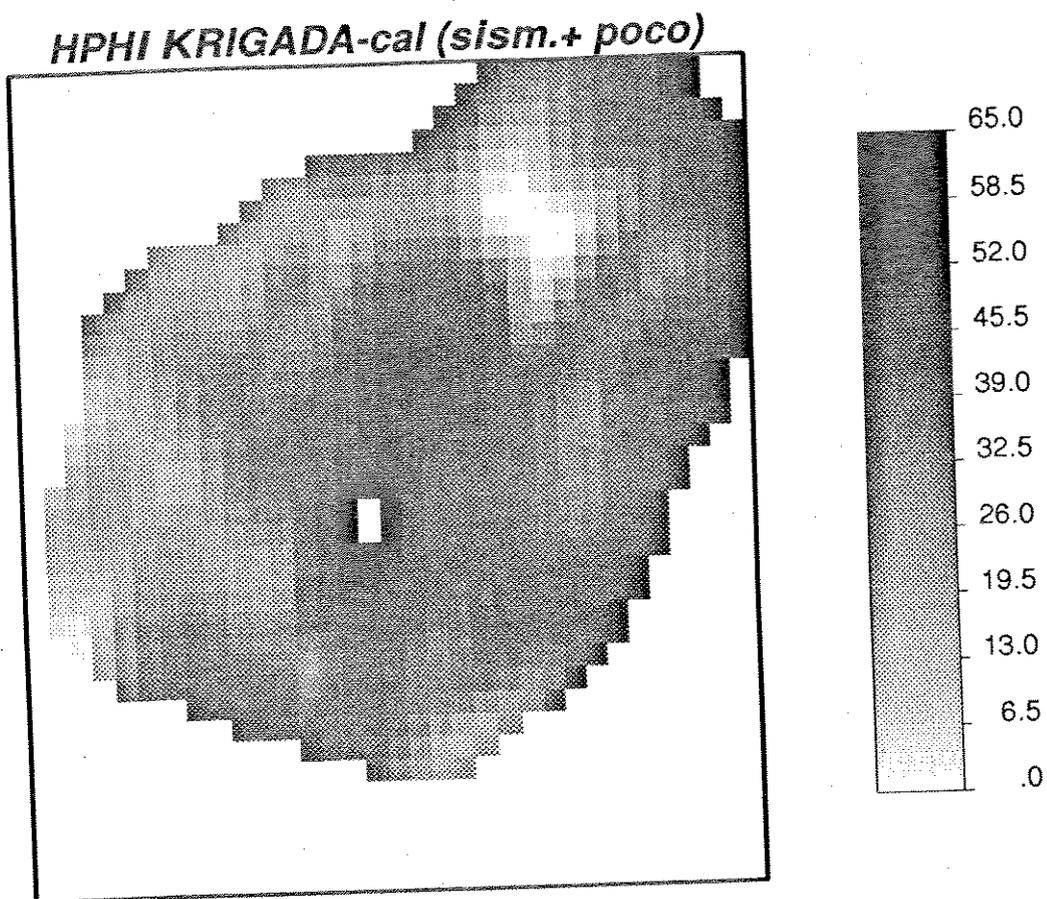
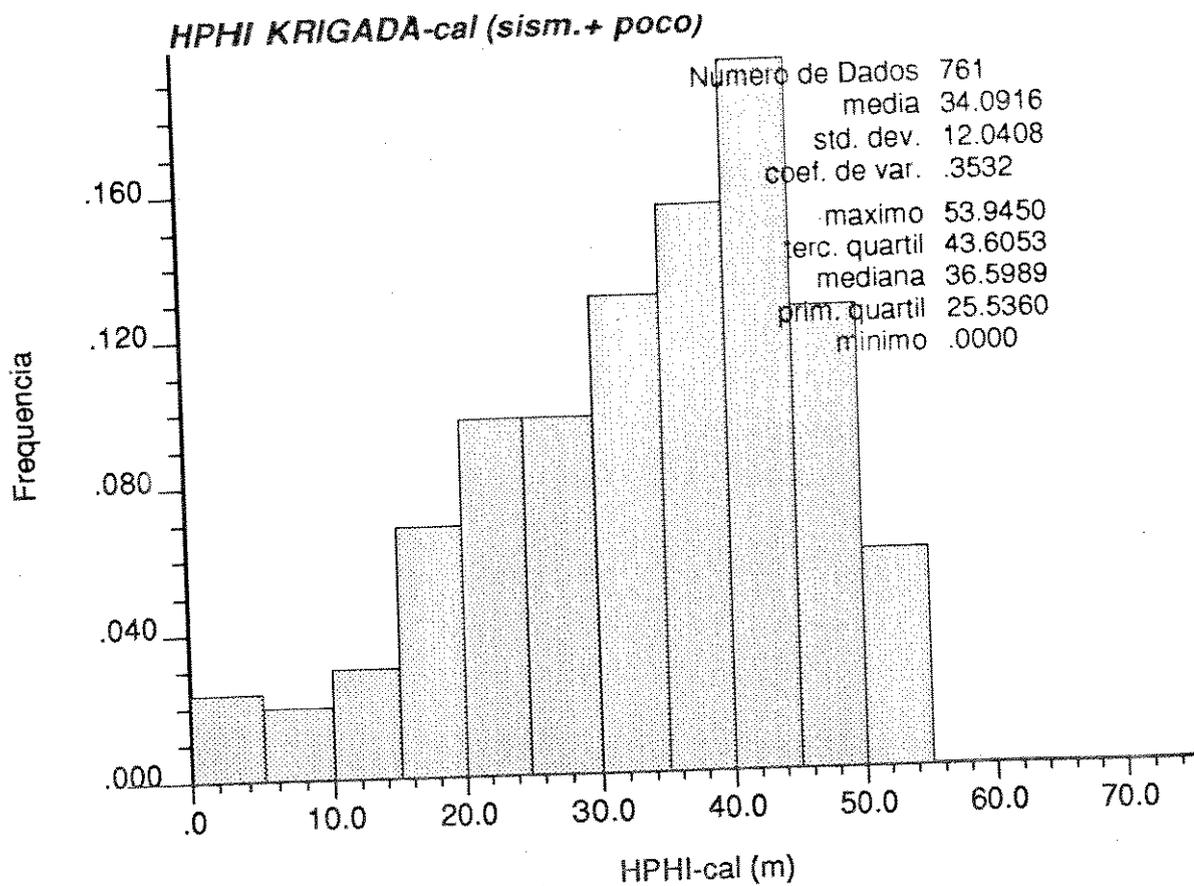


Fig. 4.29 - Espessura porosa com óleo estimada pela correlação empírica, associada a técnica de krigagem usando dados de poços.

#### 4.4.3 - Discussão e Análise dos Resultados

Considerando a imprecisão verificada no mapa de velocidade intervalar, o método de estimativa de porosidade média usando métodos geoestatísticos é mais vantajoso do que aquele que emprega a correlação empírica ajustada. Pois além de honrar os dados dos 13 poços, ele permitiu obtenção de estimativas em toda a área do reservatório uma vez que a imprecisão ou ausência da variável secundária (J) foi compensada pela presença da variável primária (PHI), nas áreas mais comprometidas, em cada sistema constituído.

Quanto aos resultados obtidos para as variáveis HPHI-cal e HPHI-res, considerando os critérios de aparência visual e da menor variância de estimativa, verificou-se não haver muita vantagem dos métodos geoestatísticos em relação às correlações empíricas ajustadas, uma vez que a densidade de informações de amplitude sísmica e as regressões obtidas podem ser consideradas muito boas. Ressalta-se que o método de krigagem nestes casos promoveu uma redução da variabilidade espacial das variáveis estudadas em relação àquela observada aplicando-se correlações empíricas. No entanto com a cokrigagem isto ocorreu de forma menos acentuada, havendo uma tendência à manutenção da variabilidade observada. Temos que considerar no entanto que os métodos geoestatísticos, também aqui propiciaram a obtenção de estimativas nas áreas onde não foi possível obtê-las com as correlações empíricas, por razões já expostas anteriormente, além de honrar os dados amostrais.

Considerando os critérios citados no parágrafo anterior verificou-se que a cokrigagem oferece vantagem sobre a krigagem no aspecto da reprodução de variabilidade observada nos dados, também verificada por Doyen (1988). Conforme pode ser observado na figura 4.28 os histogramas e os parâmetros estatísticos obtidos por cokrigagem em geral assemelham-se mais aos obtidos pelas correlações empíricas.

Com relação à variância de estimativa, pode-se concluir que a cokrigagem proporcionou menores valores deste parâmetro em relação aos obtidos com a krigagem. A tabela 4.3 mostra os

valores médios da raiz quadrada da variância de estimativa obtidos pelos métodos de krigagem e cokrigagem e do erro quadrado médio (RMSE - "Root Mean Square Error") obtido por regressão linear, para as três variáveis analisadas. A tabela compara ainda os resultados da krigagem e cokrigagem onde verifica-se que para os dados analisados a cokrigagem proporcionou estimativas com variância de erro menor do que a krigagem, confirmando parte dos resultados obtidos por Doyen (1988).

Método de Estimativa	VARIÁVEL		
	PHI	HPHI-cal	HPHI-res
Regressão Linear	3,330	4,820	2,094
Krigagem	12,727	11,157	6,720
Cokrigagem	6,871	7,681	4,290
<i><u>Cokrigagem</u></i> <i><u>Krigagem</u></i>	0,540 (- 46,0%)	0,688 (- 31,2%)	0,638 (- 36,2%)

Tab. 4.3 - Valores médios da raiz quadrada da variância de estimativa (krigagem e cokrigagem) e do RMSE (regressão linear).

A opção por empregar a krigagem para estimar a espessura porosa com óleo, usando os dados obtidos por correlação empírica e mais os dos 13 poços não oferece vantagem. Verifica-se que o resultado obtido (figura 4.29) em termos de variabilidade espacial é praticamente o mesmo fornecido pela regressão linear simples (correlação empírica), transposto para a malha 75 x 75 m. Este efeito pode ser atribuído ao pequeno número de poços, insuficiente para alterar a estrutura de variabilidade imposta pelos dados da correlação empírica.

#### 4.5 - Simulação Estocástica Condicional da Espessura Porosa com Óleo

Utilizou-se neste item a simulação estocástica condicional da espessura porosa com óleo objetivando primariamente testar o impacto resultante da aplicação de uma sistemática para probabilizar o volume original de óleo, considerando conhecidos os limites do reservatório. Este objetivo pode ser atingido tendo em vista que a aplicação da técnica de simulação estocástica permite a geração de infinitas realizações igualmente prováveis da variável em estudo. Portanto, pode-se a partir de um número finito de realizações calcular os volumes originais de óleo correspondentes, aplicando em seguida as técnicas estatísticas convencionais para a sua probabilização.

Adicionalmente, neste trabalho a técnica de simulação foi usada também para testar um critério de seleção de uma das imagens, dentre as muitas realizações geradas, como sendo a que melhor representa o fenômeno em estudo. A aplicação deste critério poderia selecionar a imagem mais representativa para fins de locação de novos poços, uma vez que ele está fundamentado na correlação espacial entre dados reais e simulados.

#### 4.5.1 - Sistemáticas Empregadas e Preparação dos Dados

A preparação dos dados empregados foi feita levando-se em conta algumas premissas básicas, estabelecidas em função dos objetivos propostos. Estas premissas são:

- Simulação condicional apenas da espessura porosa com óleo.
- Limites externos do reservatório com óleo conhecidos. Portanto não haverá probabilização da área do reservatório, sendo esta considerada conhecida e dada pelo contorno conferido pelo contato óleo/água original.
- As estimativas de espessura porosa com óleo obtidas por correlação empírica com a amplitude sísmica, são consideradas satisfatórias para serem utilizadas como dados condicionantes.
- Os dados condicionantes não estão normalmente distribuídos. Requerem portanto métodos de transformação para variáveis Gaussianas.

Para que os resultados da simulação pudessem ser comparados com os dados reais, procedeu-se a uma redução de aproximadamente 50% no número destes, gerando os dados condicionantes. Para isto os dados de espessura porosa com óleo obtidos na malha original (26,5 x 53,0 m) por correlação empírica, foram alternadamente desprezados para gerar os dados condicionantes na malha 53,0 x 53,0 m.

Os dados referentes aos 13 poços foram incluídos nesta etapa no conjunto de dados condicionantes, e a simulação realizada numa malha mais fina de dimensões 26,5 x 26,5 m.

O método de simulação empregado foi a simulação seqüencial gaussiana (Deutsch e Journel, 1992). Este método requer que a variável a ser simulada seja normalmente distribuída e as funções de correlação espacial, estimadas sobre este tipo de variável. As etapas constantes do algoritmo utilizado para simulação de cada nó da malha, pode ser resumido por:

- a) Transformação da variável original para variável gaussiana.
- b) Definição, através de um processo aleatório, de um caminho que visita cada nó da malha de simulação apenas uma vez.
- c) Para cada nó visitado é construída uma função de distribuição acumulada, a partir dos dados condicionantes e dos previamente simulados encontrados na vizinhança do ponto a simular. Esta função pode ser facilmente construída lembrando que:
  - a distribuição Gaussiana (Normal) fica inteiramente caracterizada pela sua média e variância;
  - a média condicional é dada pela krigagem, baseada nos dados condicionantes e nos previamente simulados;
  - a variância condicional é dada pela variância de krigagem do nó que está sendo simulado.
- d) Sorteio de um número aleatório no intervalo [0,1], que representa o valor da função de distribuição acumulada e a partir dela calcula-se o valor correspondente da variável gaussiana simulada.
- e) Incorporação do valor simulado ao conjunto de dados condicionantes.
- f) Transformação da variável gaussiana para a variável original,

após todos os nós terem sido simulados.

Esta técnica de simulação condicional mantém as características básicas dos outros métodos, com a vantagem de ser menos onerosa em termos de tempo de processamento.

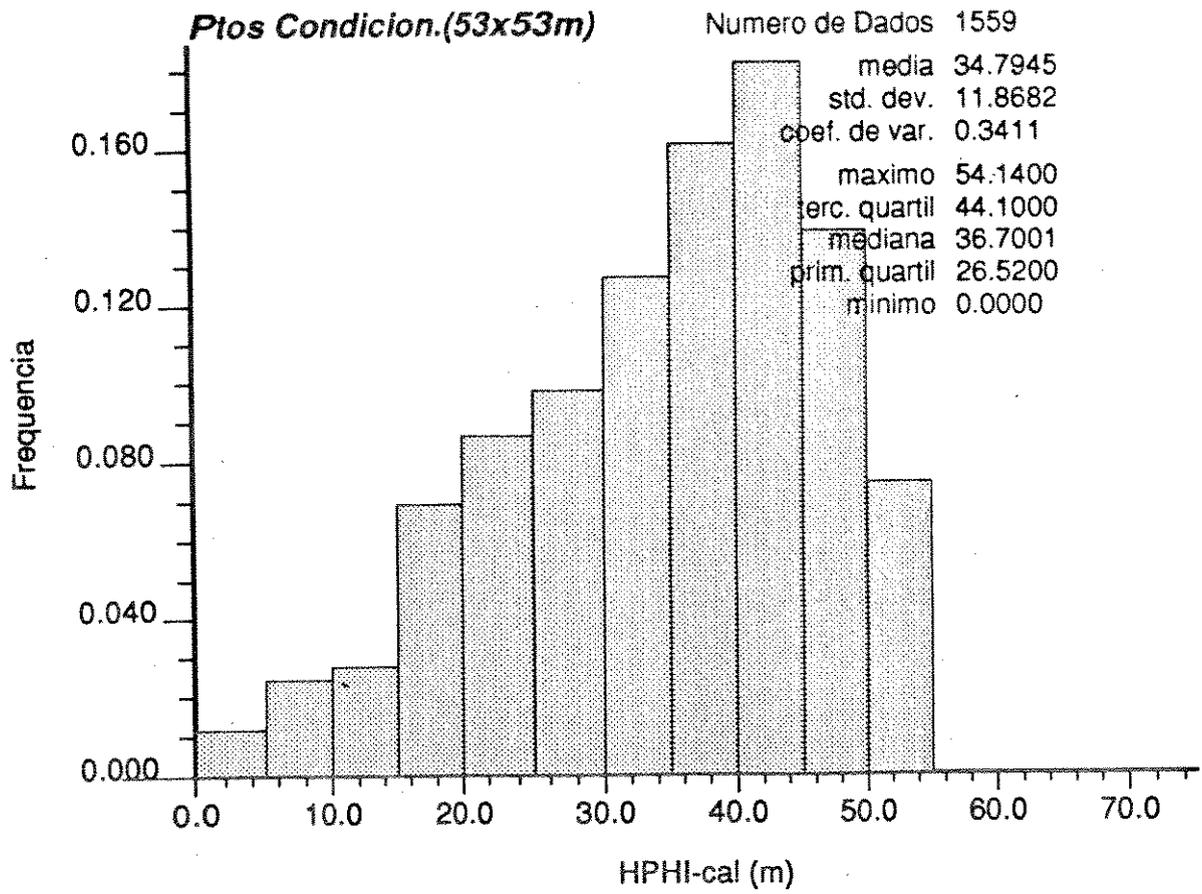
#### 4.5.2 - Análise Variográfica da Espessura Porosa com Óleo

O conjunto de dados condicionantes, composto pelas espessuras porosas com óleo obtidos por correlações empírica com a amplitude sísmica mais os dados dos 13 poços, na malha reduzida (53 x 53 m), foram transformados aplicando-se a transformação gráfica gaussiana antes de se obter os variogramas.

A figura 4.30 mostra os conjuntos de pontos condicionantes da espessura porosa com óleo na forma do histograma e da imagem 2-D correspondente.

Os variogramas foram calculados e observou-se que as direções preferenciais de variabilidade, com a variável gaussiana, estavam muito próximas das observadas com a variável real. Por isso ajustou-se os modelos teóricos nas direções 1 (azimute 26,5°) e 2 (azimute 116,5°) de menor e maior variabilidade, respectivamente, aproveitando a regularidade do espaçamento entre nós da malha estabelecida.

Os variogramas experimentais e o modelo variográfico ajustado estão apresentados na figura 4.31. Observa-se que o modelo teórico foi ajustado até uma distância efetiva de aproximadamente 570m, usando o modelo básico gaussiano. Justifica-se este ajuste uma vez que a estrutura de variabilidade para longas distâncias será dada pelos próprios dados condicionantes. Foram identificadas anisotropias zonal e geométrica, sendo considerada na modelagem apenas a geométrica dado que até a distância ajustada este tipo de modelagem satisfazia os objetivos.



**Ptos Condicion. de HPFI-cal (53x53m)**

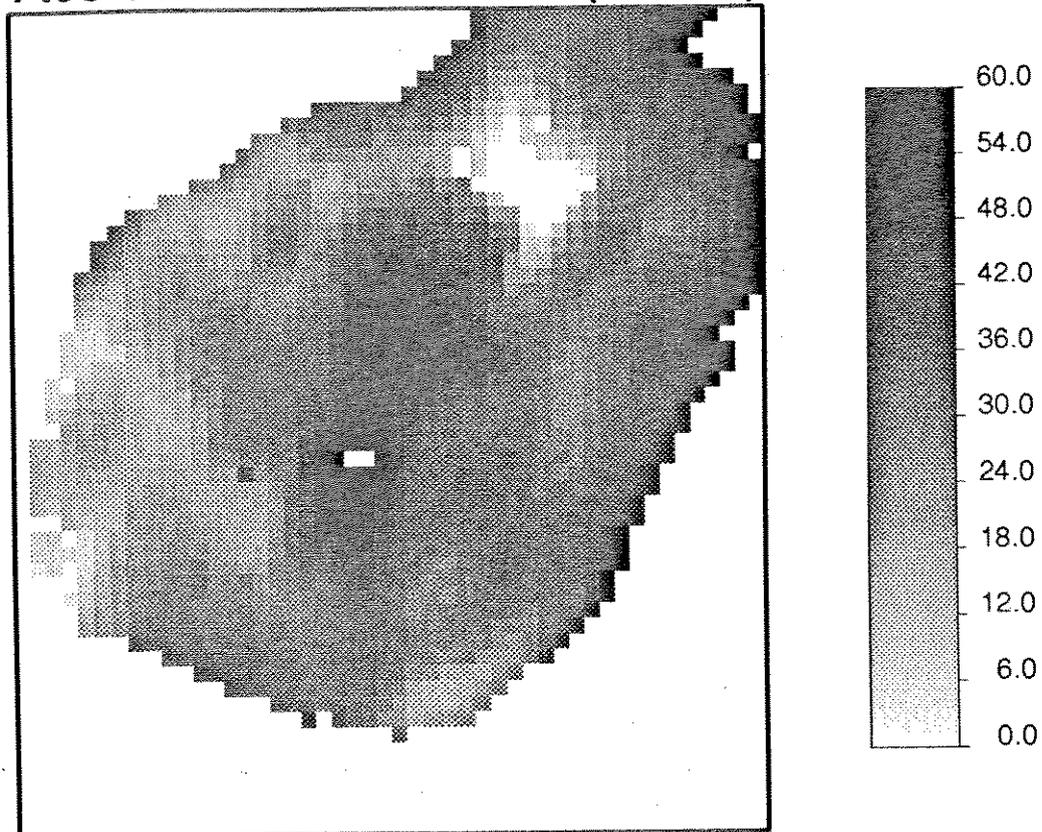


Fig. 4.30 - Pontos condicionantes de espessura porosa com óleo.

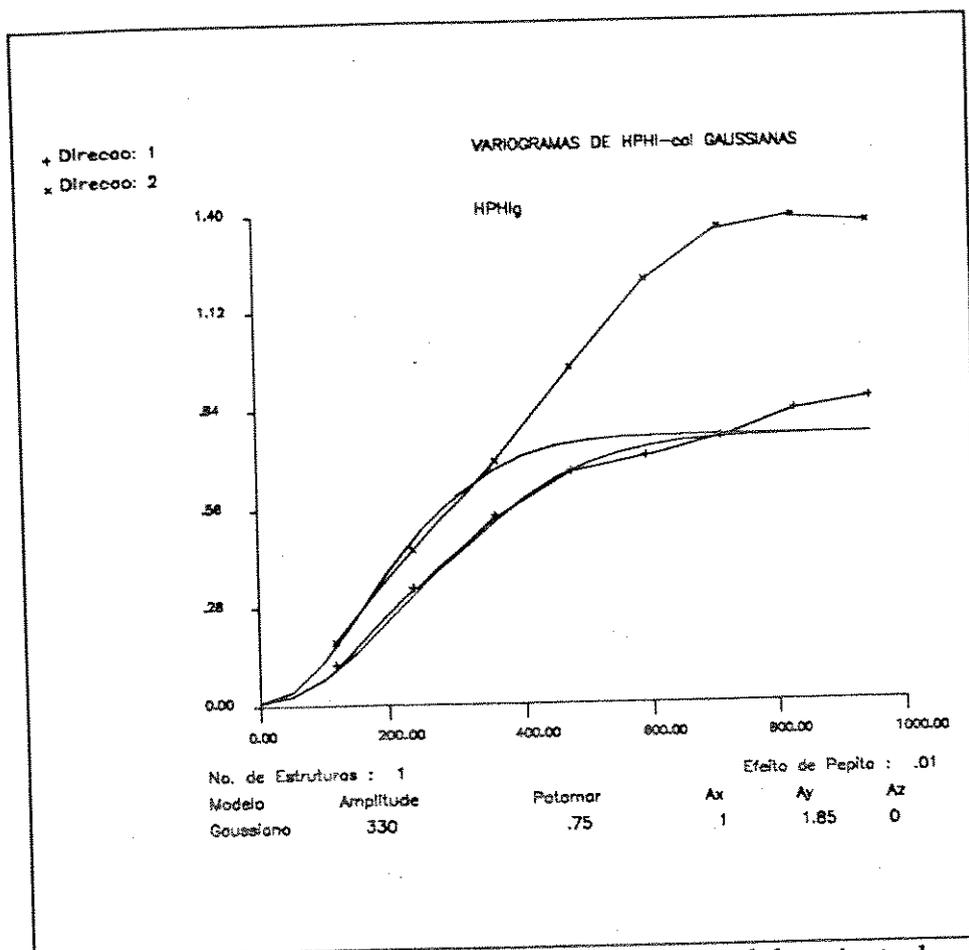


Fig. 4.31 - Variograma experimental e modelo ajustado à espessura porosa com óleo gaussiana.

Os parâmetros utilizados neste ajuste foram os seguintes:

Variável	Modelo Básico	Efeito Pepita	Amplitude (m)	Patamar	Coef. de Anis.
HPHI-cal (Gaussiana)	Gaussiano	0,01	330,0	0,75	0,735

Considerou-se um pequeno efeito pepita apenas para garantir a estabilidade dos sistemas de krigagem quando da utilização de variogramas gaussianos.

#### 4.5.3 - Simulação e Probabililização do Volume Original de Hidrocarboneto

Usando os pontos condicionantes e o modelo variográfico ajustado, foram geradas 20 realizações da variável espessura porosa com óleo, empregando-se a rotina de simulação seqüencial gaussiana. Os parâmetros definidos para cada simulação, que em média consumiu 300 segundos de tempo de processamento usando uma estação de trabalho SPARC 10 (SUN), foram mantidos constantes excetuando-se o número aleatório (semente) que gera a seqüência para visitar cada nó da malha de simulação.

Foram desenvolvidos programas computacionais para limitar os dados simulados à área contida pelo contorno do contato óleo/água e para calcular o volume original de óleo correspondente a cada simulação. Estes programas usam como dados de entrada os resultados da simulação da espessura porosa com óleo na malha 26,5 x 26,5 m e valores de saturação de água inicial média e fator volume de formação ( $B_o$ ) de 42% e 1,300  $m^3/m^3$ , respectivamente.

Este valor de saturação de água inicial, considera a zona de óleo e transição sendo adotado apenas para fins de comparação dos volumes originais de óleo, obtidos por diferentes métodos de estimativa. No entanto o valor adotado fornece valores de volume original próximos do que consta no relatório de reservas da Petrobrás em dezembro de 1991 (RR DEZ/91).

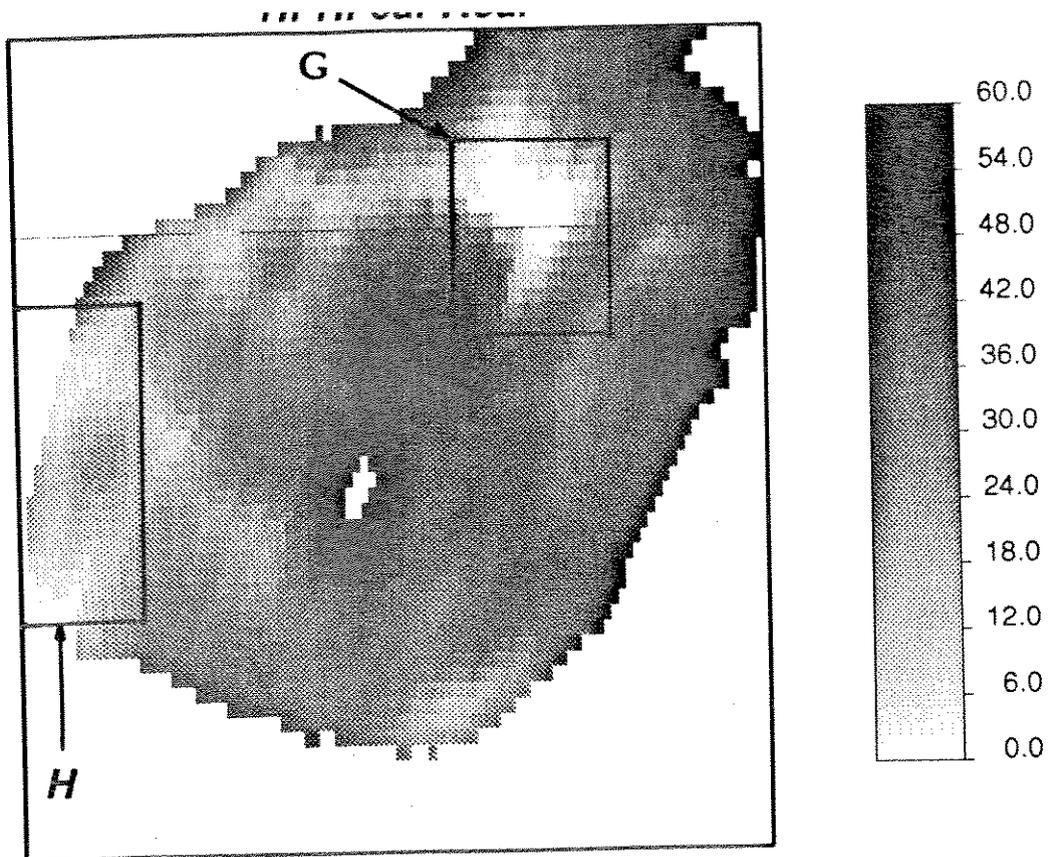
A figura 4.32 apresenta a imagem da espessura porosa com óleo real e uma das imagens simuladas. Nota-se que existe uma boa concordância entre dados simulados e reais em quase toda a área do reservatório considerada. Apenas nas áreas indicadas pelas letras G e H a imagem simulada tende a apresentar alguma diferença em relação à imagem real, efeito atribuído à menor densidade de informações contidas nestas áreas. As características observadas na simulação A parecem ser uma constante, pois estão presentes em todas as realizações obtidas, conforme nota-se na figura 4.33 onde são apresentados os histogramas e as imagens geradas de três simulações efetuadas.

A boa reprodução dos dados reais obtida pela simulação

seqüencial gaussiana pode ser atribuída ao grande número de dados condicionantes e conseqüentemente a pequenas distâncias, em termos variográficos, entre eles.

A semelhança entre todas as imagens geradas, redundou em volumes originais de óleo com valores muito próximos. Esta pequena variação nos volumes de óleo simulados, deixa a desejar em termos de probabilização levando-se em conta que qualquer intervalo de confiança adotado corresponde a um pequeno intervalo de volume de óleo original. Porém deve-se ressaltar que as variações observadas (próximas de 1%) são devidas apenas à variabilidade da espessura porosa com óleo e se considerarmos os aspectos econômicos esta variação pode ter um significado expressivo. A figura 4.34 apresenta o histograma e os parâmetros estatísticos dos volumes originais correspondentes às 20 simulações efetuadas. As pequenas variações de volume observadas são atribuídas principalmente ao pressuposto de que a área onde se desenvolve o reservatório é conhecida, constante e portanto não probabilizada. A grande quantidade de pontos condicionantes contribui também como fator secundário para a pequena variação observada no volume original de óleo.

A tabela 4.4 apresenta as variáveis envolvidas, as fontes de informação e compara os volumes originais obtidos pelos diversos métodos de estimativa de espessura porosa com óleo. O valor apresentado para a simulação estocástica foi o referente à mediana das realizações.



**HPHI-cal Simulacao A**

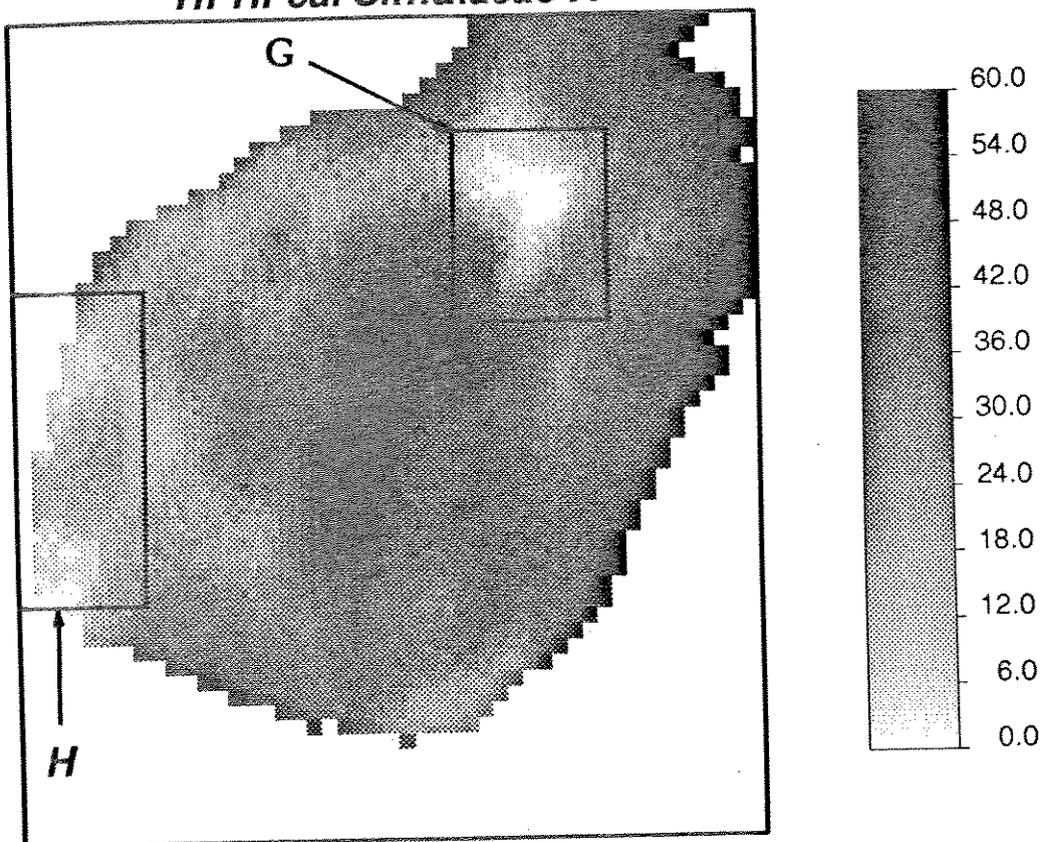


Fig. 4.32 - Comparação da imagem de espessura porosa com óleo real e uma das imagens simuladas.

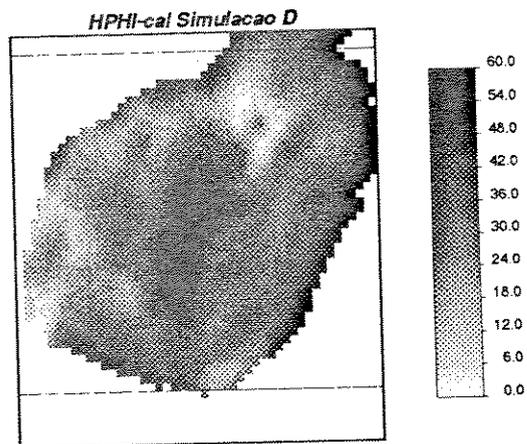
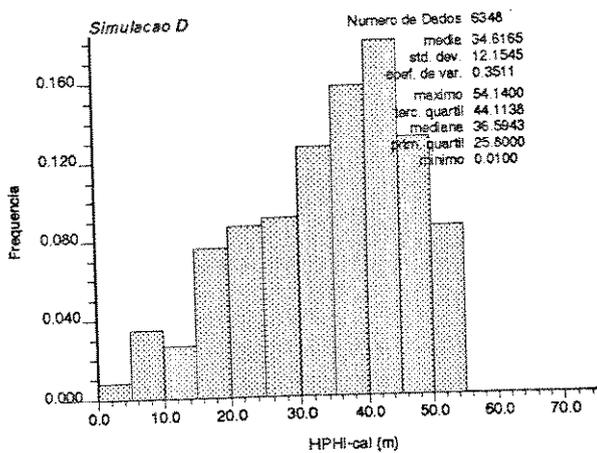
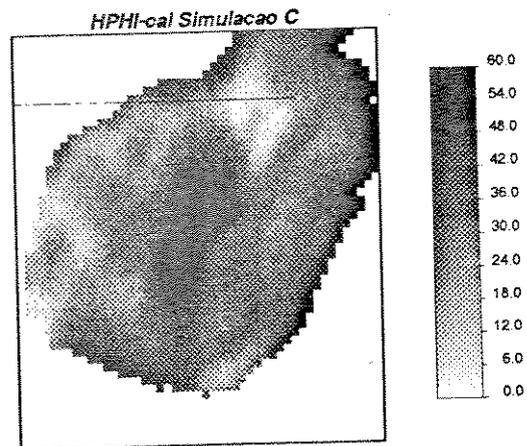
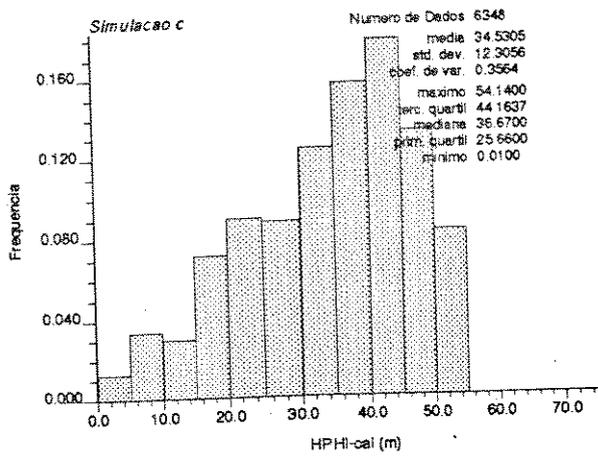
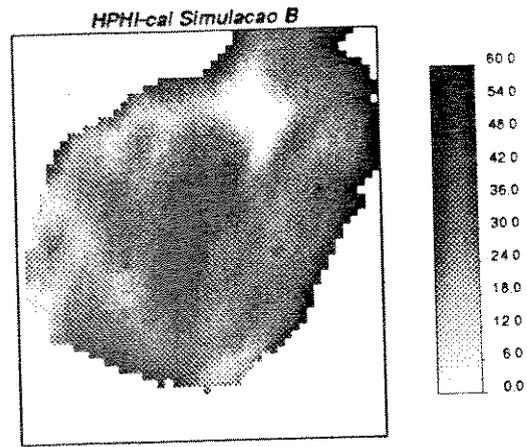
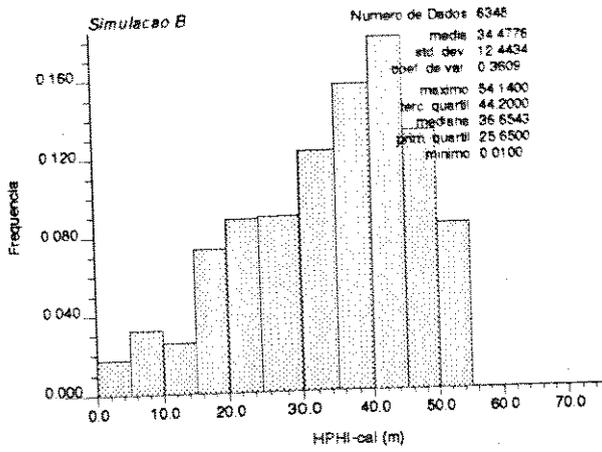


Fig. 4.33 - Imagens simuladas de espessura porosa com óleo e respectivos histogramas.

Método de Estimativa	Variáveis Envolvidas	Fontes de Informação		Volume Original (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
		Estimativas HPFI-cal	Modelagem Variográfica	
Correlação Empírica	HPFI-cal A <sub>p</sub>	Poços Sísmica	-	67,948
Krigagem	HPFI-cal	Poços	Sísmica	69,899
Correl. Emp. + Krigagem	HPFI-cal A <sub>p</sub>	Poços Sísmica	Sísmica	65,109
Cokrigagem	HPFI-cal A <sub>p</sub>	Poços Sísmica	Sísmica	68,335
Simulação Estocástica	HPFI-cal A <sub>p</sub>	Poços Sísmica	Sísmica	68,618
Abordagem Clássica	HPFI-cal	Poços	-	68,330

Tab. 4.4 - Comparação dos volumes originais de óleo obtidos pelos métodos de estimativa analisados

#### 4.5.4 - Critério Alternativo para Seleção de Realizações

Diversos critérios têm sido sugeridos para a seleção das realizações geradas por simulação estocástica, que melhor representem o fenômeno simulado. Tais critérios incluem entre outros:

- ▶ Proximidade entre os parâmetros estatísticos da realização e dos dados condicionantes.
- ▶ Apreciação subjetiva da aparência global das imagens real e simulada.
- ▶ Escolha da realização que melhor reproduza determinada propriedade que não foi inicialmente imposta ao modelo (exemplo: tempo de erupção ("Break Through") em simuladores de fluxo.
- ▶ Comparação de índices relacionando os valores reais e simulados, aos moldes do teste estatístico Chi-quadrado:

$$IC = \sum_{i=1}^n \frac{(VS_i - VR_i)^2}{VR_i} \quad (4.5)$$

onde: IC = índice comparativo

$VS_i$  = valor simulado no nó  $i$

$VR_i$  = valor real no nó  $i$

a realização selecionada deve ser a que apresenta o menor valor do índice comparativo, para os nós.

O critério aqui sugerido propõe a seleção da realização que melhor se correlaciona espacialmente com a imagem real. A motivação para este critério está fundamentada no fato de que as estruturas observadas na imagem real, embora possam estar presentes também nas imagens simuladas, muitas vezes estão defasadas espacialmente. Atribui-se este efeito a própria técnica e parâmetros utilizados na simulação do fenômeno.

O procedimento proposto procura a melhor representação entre as imagens simuladas, através do cálculo de funções de correlação espacial entre as imagens real e simuladas. Sugere-se o uso do variograma, covariância ou correlograma em função da disponibilidade de rotinas computacionais e da sensibilidade na interpretação dos resultados.

Optou-se nesta dissertação pelo uso do correlograma devido este variar no intervalo  $[-1, 1]$  e por ser mais facilmente interpretado. Calcula-se o correlograma em duas direções (W-E e N-S) perpendiculares usando-se a seguinte expressão:

$$R(h) = \frac{1}{N(h) \cdot \sigma_{VR}(h) \cdot \sigma_{VS}(h)} \left[ \sum_{i=1}^{N(h)} VR_i \cdot VS_i - \frac{1}{N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} VR_i \cdot \sum_{i=1}^{N(h)} VS_i \right] \quad (4.6)$$

onde:

$R(h)$  = função correlograma.

$N(h)$  = número de pares de pontos separados pela distância  $h$ .

$\sigma_{VR}(h)$  = desvio padrão dos valores reais separados pela distância  $h$ .

$\sigma_{VS}(h)$  = desvio padrão dos valores simulados separados pela distância  $h$ .

Usou-se como fonte de dados os valores de espessura porosa com óleo obtidos por correlação empírica considerando-os como imagem real e mais as imagens simuladas.

A realização selecionada deveria ser aquela que apresenta a função correlograma com valor máximo mais próximo da origem ( $h=0$ ), para ambas as direções. A distância  $h$  onde ocorre o máximo da função para determinada direção, determina a defasagem espacial entre as imagens real e simulada, naquela direção. Outros critérios poderiam ser adotados, como por exemplo a da imagem que apresenta maior correlação ou a tangente mais horizontal na origem, usando funções de correlação espacial.

A aplicação deste critério alternativo não surtiu o efeito desejado dado que todas as realizações geradas com os dados disponíveis apresentaram-se muito semelhantes, por razões já comentadas.

A figura 4.35 apresenta as funções correlograma para uma das imagens simuladas. No entanto esta não apresenta diferença, em termos práticos, em relação às obtidas usando as demais realizações. Observou-se que todas as simulações apresentam valor máximo do correlograma muito próximo à origem, indicando que todas estão espacialmente em fase com a imagem real, em ambas as direções.

Esta situação aponta para a busca de algum outro critério para a seleção de uma das imagens, uma vez que pelo critério testado todas as imagens seriam igualmente representativas do fenômeno em estudo. Portanto o critério proposto poderia ser usado como um teste preliminar, para selecionar um grupo de realizações que melhor se correlaciona espacialmente com a imagem real e em seguida aplicar algum outro critério de seleção se for necessário.

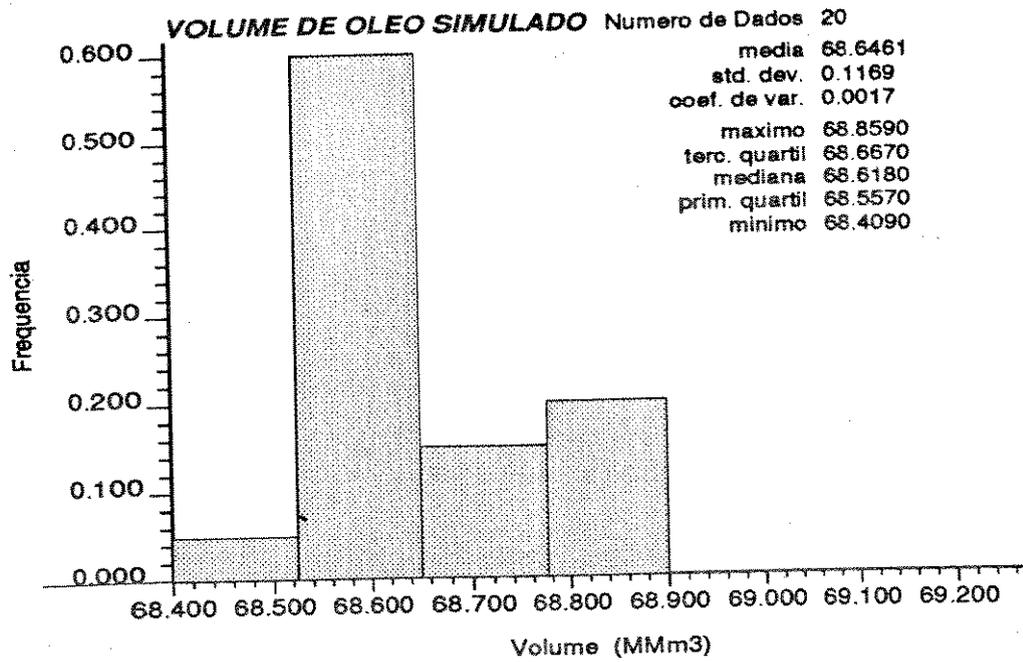


Fig. 4.34 - Histograma do volume original de óleo obtido de 20 simulações de HPHI-cal.

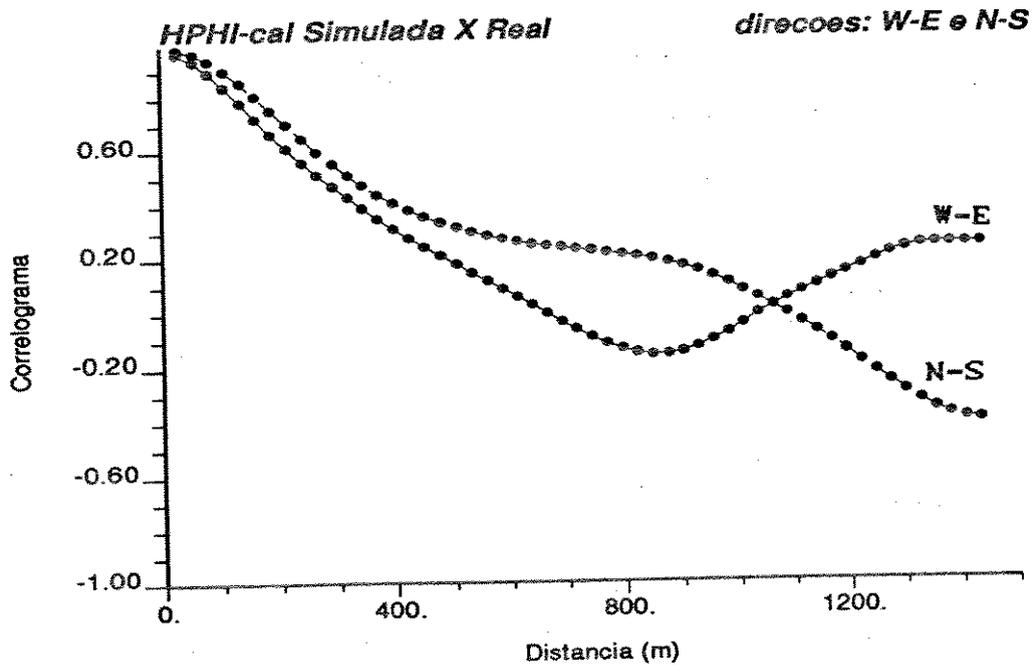


Fig. 4.35 - Correlograma obtido entre a imagem real e uma das imagens simuladas

## CAPÍTULO 5

### SISTEMÁTICA PARA ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE

Neste capítulo procurou-se integrar um conjunto de dados de perfis e testemunhos de maneira a obter como produto final o reconhecimento de fácies reservatório e a estimativa de permeabilidades ao longo de cada poço (testemunhado ou não) do reservatório.

A aplicação de tratamento estatístico multivariado aos dados citados foi a técnica utilizada na obtenção dos modelos probabilísticos propostos. E embora esta abordagem tenha sido tentada em trabalhos anteriores, sua aplicação ainda não se tornou rotineira na indústria do petróleo. Adicionalmente a aplicação das técnicas multivariadas tem sido efetuada em reservatórios compostos por rochas siliciclásticas em quase a sua totalidade.

Portanto a aplicação destas técnicas nesta dissertação procurou investigar a validade, ao menos qualitativa, dos modelos gerados para um reservatório essencialmente carbonático. Nestes reservatórios a forma e o grau de diagênese, ocorre de forma bastante distinta daquela verificada em siliciclásticos e por isso a aplicação de modelos estatísticos multivariados sempre foi vista com reservas.

#### 5.1 - Descrição e Preparação do Conjunto de Dados

Os dados utilizados foram obtidos dos perfis dos 13 poços e dos dados de testemunho de 3 deles. Dos dados de perfis que puderam ser usados para todos os poços, pode-se contar com as seguintes variáveis: raios gama, resistividade da formação, densidade, porosidade do densidade e porosidade neutrônica. O perfil sônico foi corrido em apenas 5 poços e por esta razão a variável tempo de trânsito não foi incluída. Neste caso pode

ocorrer uma perda de precisão das estimativas, uma vez que o tempo de trânsito poderia contribuir bastante para melhoria das análises multivariadas, porém as análises produzidas são uma generalização que satisfaz com vantagens os objetivos propostos (Allen, 1982).

Os dados de testemunho constaram das análises petrográficas e petrofísicas de onde obteve-se a identificação das fácies reservatório e os valores de porosidade e permeabilidade absoluta a intervalos de 30 cm para profundidades medidas. O capítulo 3 inclui maiores detalhes sobre as análises dos testemunhos.

Na preparação dos dados foram adotados alguns procedimentos já bastante conhecidos e utilizados em trabalhos anteriores. Foi realizada a normalização do perfil raios gama, uma vez que este apresentava valores em intervalos bastante distintos de um poço para outro, e a elaboração de uma rotina computacional para colocar os dados de perfis e testemunhos em profundidade comum. Para a permeabilidade foi utilizada a média geométrica das medidas verticais e horizontais para cada profundidade, por razões já comentadas no capítulo 3.

## 5.2 - Análise de Componentes Principais dos Dados de Perfis

Os objetivos desta análise foram, em primeiro lugar verificar as possíveis vantagens decorrentes da utilização de dados originais ou transformados, na identificação de fácies-reservatório empregando a análise discriminante. Em segundo lugar foi verificar a quantidade efetiva de informação que estava contida no conjunto de dados selecionado e promover uma redução da dimensão do problema, caso fosse possível.

As variáveis de perfis utilizadas nesta análise, bem como em todas as demais foram o raios gama normalizado (GRN), densidade (RHO), porosidade neutrônica (PHIN) e a diferença entre a porosidade neutrônica e a da densidade (DPHI). Embora esta última possa ser linearmente dependente de outras variáveis já incluídas, ela foi mantida no conjunto por ser boa indicadora de

argilosidade, podendo dar uma maior contribuição no processo de identificação de fácies-reservatório. Além disso o seu impacto pode ser avaliado nas análises de componentes principais e uma redução de dimensão efetuada, usando um critério mais técnico.

Esta combinação de variáveis foi escolhida em função do conjunto de perfis de que se dispunha para todos os poços e dos objetivos das análises, com base na tabela da figura 5.1 que compara a importância de parâmetros geológicos no reconhecimento de fácies.

PERFIL	COMPOSIÇÃO	TEXTURA	ESTRUTURAS SEDIMENTARES	FLUIDO
RESISTIVIDADE	● ●	● ● ●	● ●	● ● ●
POTENCIAL ESPONTÂNEO	●	● ●	● ●	● ● ●
PROPAGAÇÃO ELETROMAGNÉTICA (TEMPO DE PROPAGAÇÃO)	● ●	●	●	● ● ●
PROPAGAÇÃO ELETROMAGNÉTICA (ATENUAÇÃO)	● ●	●	●	● ● ●
RAIOS GAMA	● ●	●	●	●
ESPECTROSCOPIA DE RAIOS GAMA NATURAIS	● ● ●	●	●	●
NEUTRÔNICO COMPENSADO	● ●	● ●	●	● ●
DENSIDADE COMPENSADA ( $\rho_b$ )	● ● ●	● ●	●	● ●
LITODENSIDADE ( $P_e$ )	● ● ●	●	●	●
DECAIMENTO TERMAL ( $\Sigma$ )	● ●	● ●	●	● ● ●
SÔNICO COMPENSADO ( $\Delta t$ )	● ●	● ● ●	●	● ●
SÔNICO COMPENSADO (ATENUAÇÃO)	●	● ●	● ●	● ● ●
ESPECTROMETRIA DE RAIOS GAMA	● ● ●	● ●	●	● ● ●
MERGULHO DE ALTA RESOLUÇÃO	●	● ●	● ● ●	●
CALIPER	●	● ●	●	●
ALTA RESOLUÇÃO DE TEMPERATURA	● ●	● ● ●	● ● ●	● ●

● INFLUÊNCIA FRACA    ●● INFLUÊNCIA MÉDIA    ●●● INFLUÊNCIA FORTE

Fig. 5.1 - Importância comparativa de parâmetros geológicos no reconhecimento de fácies (Modificado de Serra e Abbott, 1982, in: Bucheb, 1991).

A análise efetuada buscou combinar linearmente as variáveis originais de maneira a obter as variáveis transformadas, em igual número e em ordem decrescente de representação da variabilidade total. Ou seja a obtenção para cada profundidade das quantias:

$$(CP)_i = C_{i,1} \cdot GRN + C_{i,2} \cdot RHO + C_{i,3} \cdot PHIN + C_{i,4} \cdot DPFI \quad i=1, \dots, 4 \quad (5.1)$$

onde:  $(CP)_i$  = componente principal de ordem  $i$ .

$C_{i,j}$  = coeficientes das combinações lineares das variáveis originais.

A seguir estão apresentados os resultados da análise efetuada para os poços PB-3, PB-4 e PB-12D (testemunhados).

### ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS DO POÇO PB-3

Coeficientes das Combinações Lineares das Variáveis Originais				
VAR	CP1	CP2	CP3	CP4
GRN	-0.0956945	0.0133632	0.995321	1.88014E-4
RHO	-0.0218296	0.0114048	-2.44076E-3	0.999694
PHIN	0.950288	0.298351	0.0873559	0.0175604
DPHI	-0.295497	0.954295	-0.0412195	-0.0174401

#### Representação em Relação à Variância Total

Componente Principal	Porcentagem da Variância	Porcentagem Acumulada
CP1	57.22887	57.22887
CP2	40.88692	98.11579
CP3	1.88419	99.99998
CP4	.00002	100.00000

### ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS DO POÇO PB-4

#### Coeficientes das Combinações Lineares das Variáveis Originais

VAR	CP1	CP2	CP3	CP4
GRN	-0.0901646	0.0795817	0.992742	3.14038E-4
RHO	-0.0187471	0.0153435	-3.24891E-3	0.999701
PHIN	0.99069	0.107814	0.08133	0.0171876
DPHI	-0.100263	0.990862	-0.0885318	-0.0173758

#### Representação em Relação a Variância Total

Componente Principal	Porcentagem da Variância	Porcentagem Acumulada
CP1	76.21741	76.21741
CP2	20.34812	96.56553
CP3	3.43443	99.99996
CP4	.00004	100.00000

## ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS DO POÇO PB-12D

Coeficientes das Combinações Lineares das Variáveis Originais				
VAR	CP1	CP2	CP3	CP4
GRN	0.0601982	0.114542	0.991593	-2.43339E-4
RHO	-4.74644E-3	0.0235365	-2.185229E-3	0.999709
PHIN	0.830644	-0.556371	0.013845	0.0170728
DPHI	0.553521	0.822665	-0.128636	-0.0170215

Representação em Relação à Variância Total		
Componente Principal	Porcentagem da Variância	Porcentagem Acumulada
CP1	55.52113	55.52113
CP2	40.49568	96.01680
CP3	3.98318	99.99998
CP4	.00002	100.00000

Esta análise também foi realizada para os demais poços (não testemunhados) e cabe ressaltar que as conclusões inferidas a partir dos resultados puderam ser generalizadas, ou seja:

- A dimensão do problema poderia ser reduzida para duas, já que quase toda a variabilidade total está representada pelas duas primeiras componentes principais.
- As variáveis PHIN e DPHI são as mais representativas para explicar a variabilidade total observada no conjunto de dados.
- A variável RHO explica uma parcela muito pequena da variância total e por isso poderia ser desprezada nos outros tipos de análise multivariada.

Apesar das conclusões obtidas, preferiu-se conservar até a terceira componente principal para fins de comparação dos resultados conseguidos em outros tipos de análises, usando variáveis originais e transformadas.

### 5.3 - Identificação de Fácies-reservatório Usando Perfis

A técnica estatística de análise discriminante foi aplicada nesta etapa com a finalidade de identificar as fácies-

reservatório através de dados de perfis, utilizando-os na forma original e transformados em componentes principais. Dois algoritmos foram empregados e seus resultados analisados. O primeiro deles realiza a análise discriminante em etapas enquanto que o outro realiza a tarefa de classificação em grupos, de uma maneira simultânea, sem a necessidade de processar os dados diversas vezes. O algoritmo em etapas utiliza funções e escores discriminantes enquanto que análise discriminante múltipla usa funções de classificação na tarefa de classificar novos elementos. Os fundamentos teóricos destes algoritmos estão resumidos no capítulo 1.

Os dados para calibração foram obtidos das análises petrográficas de testemunhos, onde o reconhecimento das microfácies foi efetuado através de lâminas delgadas e posteriormente agrupados em 3 fácies-reservatório: FR1, FR2 e FR3 constituindo reservatório de boa qualidade permo-porosa, qualidade inferior e selantes locais, respectivamente segundo Paumer (1984).

Os grupos foram portanto considerados previamente definidos e utilizados sem empregar nenhuma outra técnica de agrupamento.

As variáveis de perfis originais utilizadas nesta análise foram as mesmas da análise de componentes principais. As variáveis transformadas incluíram até a 3ª componente principal, uma vez que estas 3 variáveis explicavam mais de 95% da variabilidade total, em todos os poços do campo.

Os resultados da análise discriminante foram aplicados ao próprio conjunto de dados visando a sua validação e posteriormente aplicados em todos os poços do campo. A aplicação desta técnica a todos os poços visou a obtenção de dados discriminados por fácies-reservatório, antes da aplicação da análise de regressão múltipla para estimar a permeabilidade.

O algoritmo que realiza a análise discriminante em etapas foi empregado usando os dados nas três formas de agrupamentos possíveis. Este procedimento objetivou verificar se a maneira como os dados foram agrupados implicam em diferenças significativas nos resultados finais da classificação.

Para fins de comparação entre as diversas maneiras de

realizar a análise, foi adotado o índice de eficiência na discriminação (IED). Este índice é em suma o produto das frações de acerto de cada grupo, previsto pela análise discriminante, apresentado sob a forma de porcentagem e portanto com intervalo de variação 0 a 100%.

A seguir estão apresentados os resultados das análises discriminante múltipla e em duas etapas, usando uma das formas de agrupamento, incluindo as validações para cada maneira de proceder à análise. A tabela 5.1 resume e compara os resultados (parciais e globais) obtidos pela aplicação dos procedimentos descritos usando o índice definido (IED).

### ANÁLISE DISCRIMINANTE USANDO AS VARIÁVEIS ORIGINAIS

Análise Discriminante Múltipla das Fácies FR-1, FR-2 e FR-3				
Centros dos Grupos				
Função Discriminante	FD 1	FD 2		
FR-1	-0.12449	-1.04386		
FR-2	-1.10539	0.63019		
FR-3	0.73034	0.41691		
Estatística dos Grupos				
Grupo	FR-1	FR-2	FR-3	Total
Observações:	293	226	392	911
Médias:				
GRN	-0.63078	0.99151	0.26103	0.1554
RHO	2.17618	2.17262	2.29826	2.2278
PHIN	32.8205	30.8334	27.1284	29.878
DPHI	1.85543	-0.50553	3.07031	1.7924
Desv. Padrão:				
GRN	0.75848	0.95786	1.23139	
RHO	0.11181	0.06310	0.09300	
PHIN	3.52702	3.07243	4.70141	
DPHI	5.59605	3.20758	2.72311	
Resultados da Classificação Entre FR-1, FR-2 e FR-3				
Grupo Previsto (número, porcentagem)				
Grupo Real	FR-1	FR-2	FR-3	Total
FR-1	191 65.19	41 13.99	61 20.82	293 100.00
FR-2	32 14.16	185 81.86	9 3.98	226 100.00
FR-3	74 18.88	35 8.93	283 72.19	392 100.00
IED = 38.5%				

Análise Discriminante das Fácies FR-1, FR-2 e FR-3 em Duas Etapas

Resultados da Classificação Entre FR-1 e (FR-2 + FR-3)

Grupo Previsto (número, porcentagem)						
Grupo Real	FR-1		(FR-2 + FR-3)		Total	
FR-1	234	79.86	59	20.14	293	100.00
(FR-2 + FR-3)	129	20.87	489	79.13	618	100.00
IED = 63.2%						

Resultados da Classificação Entre FR-2 e FR-3

Grupo Previsto (número, porcentagem)						
Grupo Real	FR-2		FR-3		Total	
FR-2	203	89.82	23	10.18	226	100.00
FR-3	47	11.99	345	88.01	392	100.00
IED = 79.1%						

Resultados da Classificação Entre FR-1, FR-2 e FR-3

Grupo Previsto (número, porcentagem)								
Grupo Real	FR-1		FR-2		FR-3		Total	
FR-1	234	79.86	(59		20,14)	293	100.00	
FR-2	47	20.87	161	71.08	18	8.05	226	100.00
FR-3	82	20.87	37	9.49	273	69.64	392	100.00
IED = 39.5%								

**ANÁLISE DISCRIMINANTE USANDO VARIÁVEIS ORIGINAIS TRANSFORMADAS EM COMPONENTES PRINCIPAIS (CP's)**

Análise Discriminante Múltipla das Fácies FR-1, FR-2 e FR-3.

Centro dos Grupos

Função Discriminante:	FD 1	FD 2
FR-1	0.43770	1.00528
FR-2	-1.95375	-0.17116
FR-3	0.79924	-0.65271

Estatística dos Grupos

Grupo:	FR-1	FR-2	FR-3	Total
Observações:	293	226	392	911
Médias:				
CP1	31.7543	26.1434	25.0561	27.480
CP2	8.15730	-9.38461	10.2000	4.6845
CP3	1.96034	2.25538	2.45195	2.2451
Desv. Padrão:				
CP1	3.68099	4.08908	4.95630	
CP2	5.45786	13.2712	3.27947	
CP3	0.84604	1.11553	1.09699	

Resultados da Classificação Entre FR-1, FR-2 e FR-3

Grupo Previsto (número, porcentagem)

Grupo Real	FR-1		FR-2		FR-3		Total	
FR-1	267	91.13	7	2.39	19	6.48	293	100.00
FR-2	53	23.45	152	67.26	21	9.29	226	100.00
FR-3	87	22.19	3	0.77	302	77.04	392	100.00

IED = 47.2%

Análise Discriminante das Fácies FR-1, FR-2 e FR-3 em Duas Etapas:

Resultados da Classificação Entre FR-1 e (FR-2 + FR-3)

Grupo Previsto (número, porcentagem)

Grupo Real	FR-1		(FR-2 + FR-3)		Total	
FR-1	270	92.15	23	7.85	293	100.00
(FR-2 + FR-3)	152	24.60	466	75.40	618	100.00

IED = 69.5%

Resultados da Classificação Entre FR-2 e FR-3

Grupo Previsto (número, porcentagem)

Grupo Real	FR-2		FR-3		Total	
FR-2	178	78.76	48	21.24	226	100.00
FR-3	20	5.10	372	94.90	392	100.00

IED = 74.7%

Resultados da Classificação Entre FR-1, FR-2 e FR-3

Grupo Previsto (número, porcentagem)

Grupo Real	FR-1		FR-2		FR-3		Total	
FR-1	270	92.15	(23		7.85)	293	100.00	
FR-2	56	24.60	134	59.39	36	16.03	226	100.00
FR-3	96	24.60	15	3.84	281	71.56	392	100.00

IED = 39.2%

Proc	Agrupamentos	Variáveis Originais		Variáveis Originais Transformadas em CP's	
		IED-Parcial	IED-Global	IED-Parcial	IED-Global
MULT	FR1, FR2 e FR3	-	38.5%	-	47.2%
Z E T A P A S	FR3 e (FR1+FR2)	61.1%	36.0%	70.2%	43.2%
	FR1 e FR2	73.4%		71.1%	
	FR2 e (FR1+FR3)	70.1%	34.9%	66.1%	47.3%
	FR1 e FR3	58.8%		73.3%	
	FR1 e (FR2+FR3)	63.2%	39.5%	69.5%	39.2%
FR2 e FR3	79.1%	74.7%			

Tab. 5.1 - Comparação entre as análises discriminantes efetuadas para os possíveis agrupamentos em fácies-reservatório.

A análise da tabela 5.1 permitiu extrair as seguintes conclusões:

- A análise discriminante efetuada usando-se variáveis transformadas em componentes principais mostrou-se na maioria dos casos estudados mais eficiente do que com variáveis originais como verificado por Bucheb (1991).
- O algoritmo para análise discriminante múltipla resultou, na maioria dos casos estudados mais eficiente do que aquele em etapas. Nos casos onde isto não ocorreu a diferença não foi significativa.
- A forma de agrupamento adotada para a análise discriminante em etapas implica em diferenças na eficiência de classificação por vezes significativas, sendo estas maiores para o caso de variáveis transformadas.
- A forma de agrupamento que resultou no melhor índice de eficiência para variáveis originais, não é a mesma daquela que resulta para variáveis transformadas. Parece ocorrer inclusive uma situação inversa entre as duas formas de dados de entrada.

Para proceder a discriminação em todos os poços do campo, adotou-se os resultados (funções de classificação) obtidos da análise discriminante múltipla usando variáveis transformadas. As razões foram a alta eficiência na classificação e a facilidade e rapidez na execução das rotinas computacionais desenvolvidas, para discriminar os dados dos poços não testemunhados. Adicionalmente o procedimento adotado apresenta alta eficiência na discriminação da fácies-reservatório de melhor qualidade permo-porosa (FR-1).

#### 5.4 - Estimativas de Permeabilidade

A análise de regressão múltipla foi utilizada com o objetivo de obter estimativas preliminares do parâmetro permeabilidade absoluta, a partir de dados de perfis calibrados com dados de testemunho.

Como já foi visto no capítulo 3 a previsão de permeabilidade a partir apenas da porosidade (fig. 3.2) não é recomendável, uma vez que baixos coeficientes de correlação foram obtidos. Para rochas carbonáticas este procedimento é ainda menos adequado devido aos processos diagenéticos alterarem diferentemente estes dois parâmetros petrofísicos.

Foi adotada para a equação de regressão uma forma onde as variáveis de perfis existem para todos os poços. A análise foi obtida para os dados globais e discriminados em fácies-reservatório para fins de comparação. Para os dados discriminados a equação de regressão ótima foi obtida com coeficientes originais e normalizados, de forma que a influência de cada variável independente sobre a dependente pudesse ser avaliada.

Foram impostas ao algoritmo empregado nesta análise as seguintes condições:

- obtenção da equação de regressão com as 4 variáveis disponíveis. Para fins de comparação da influência de cada uma.
- A equação de regressão deve passar pela origem do sistema de coordenadas, ou seja, a constante é nula. Este procedimento melhorou consideravelmente o coeficiente de correlação múltipla.

O algoritmo empregado também surteu a rejeição de alguns pontos que foram considerados anômalos devido a erros de medição. Quando estas sugestões foram atendidas houve uma melhoria significativa do coeficiente de correlação.

A tabela 5.2 mostra os coeficientes da equação de regressão ótima, obtidos na forma original e também normalizados para cada variável considerada, usando dados discriminados por fácies-reservatório. Ela apresenta ainda o coeficiente de correlação múltipla obtido para cada fácies-reservatório.

Variável	FR-1		FR-2		FR-3	
	Original	Normaliz.	Original	Normaliz.	Original	Normaliz.
GRN	-9,871	-0,004	-7,219	-0,348	-0,092	-0,062
RHO	4.634,783	0,160	-14,628	-0,046	-1,449	-0,083
PHIN	-256,729	-0,492	1,876	0,334	0,1895	0,594
DPHI	166,744	0,269	-2,819	-0,629	-0,025	-0,041
R	0,853		0,880		0,874	

Tab. 5.2 - Coeficientes das equações de regressão múltipla por fácies-reservatório e respectivos coeficientes de correlação.

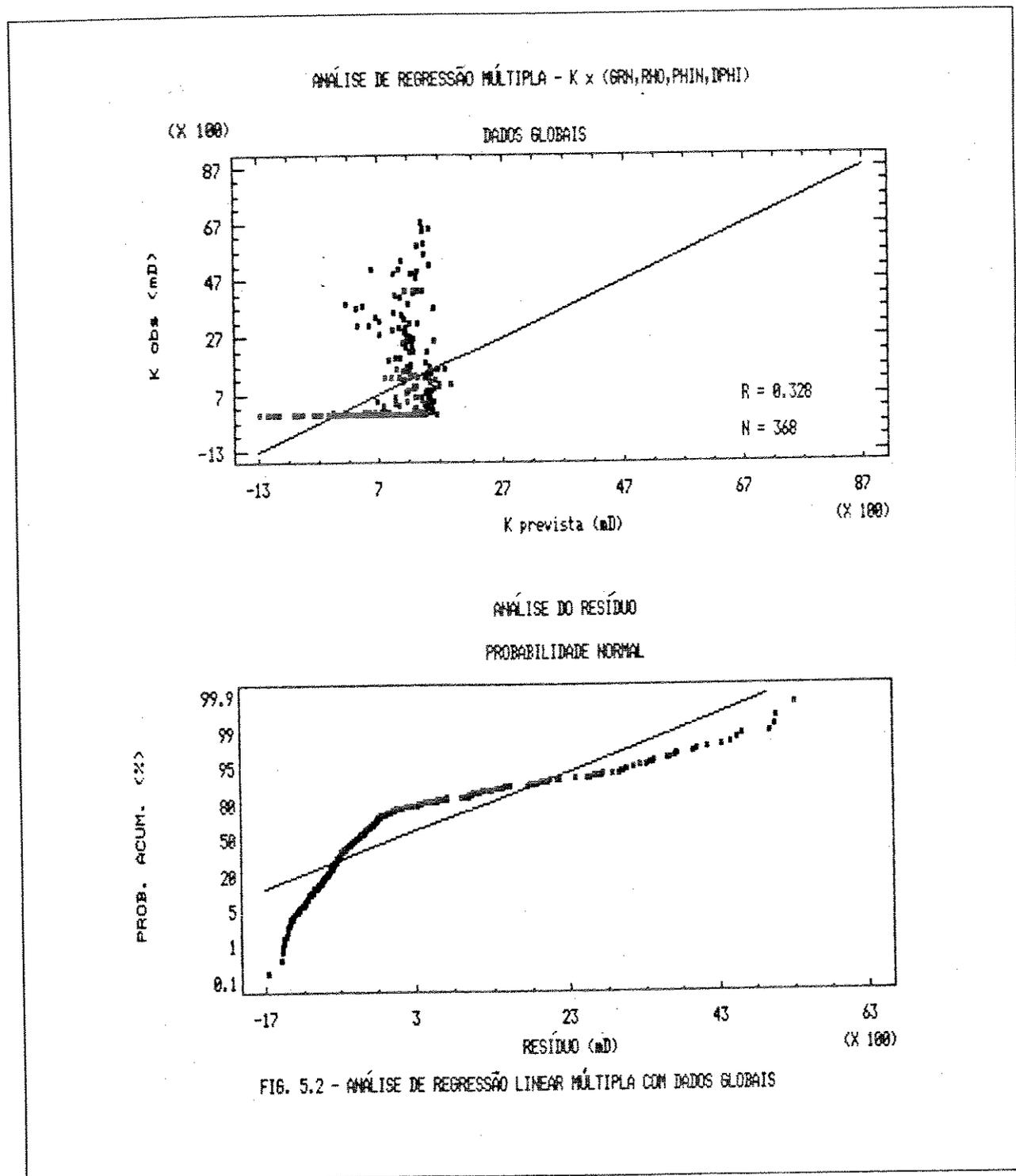
As figuras 5.2 a 5.5 apresentam os gráficos de permeabilidade prevista pela equação de regressão versus observada, bem como a análise do resíduo, para dados globais e para as fácies em separado. As figuras 5.6 e 5.7 apresentam os perfis comparativos entre dados observados e estimados para os poços PB-3 e PB-4 (testemunhados), respectivamente. A figura 5.8 apresenta os resultados das análises discriminante e de regressão múltipla aplicados sobre os dados de um poço não testemunhado. Ela compara os resultados da aplicação da análise discriminante múltipla e em etapas e o efeito provocado sobre as estimativas de permeabilidade. Nas figuras 5.6 a 5.8 foram indicadas as posições do topo da zona de transição (ZT) e do contato óleo/água (O/A) para os casos onde o intervalo analisado os continha.

Os resultados obtidos permitem concluir que as técnicas estatísticas multivariadas são aplicáveis também aos reservatórios carbonáticos e que pelo menos a nível qualitativo estes resultados podem ser considerados bons.

A aplicação das metodologias apresentadas aos dados do reservatório estudado permitiu:

- identificar através de perfis as fácies-reservatório definidas em testemunho. A eficiência na identificação da fácies FR-1 foi superior às demais;
- estimar com mais precisão as permeabilidades absolutas a partir dos dados de perfis, apenas;
- concluir que mesmo empregando-se técnicas multivariadas, a separação em fácies-reservatório é essencial para melhorar as estimativas de permeabilidade;

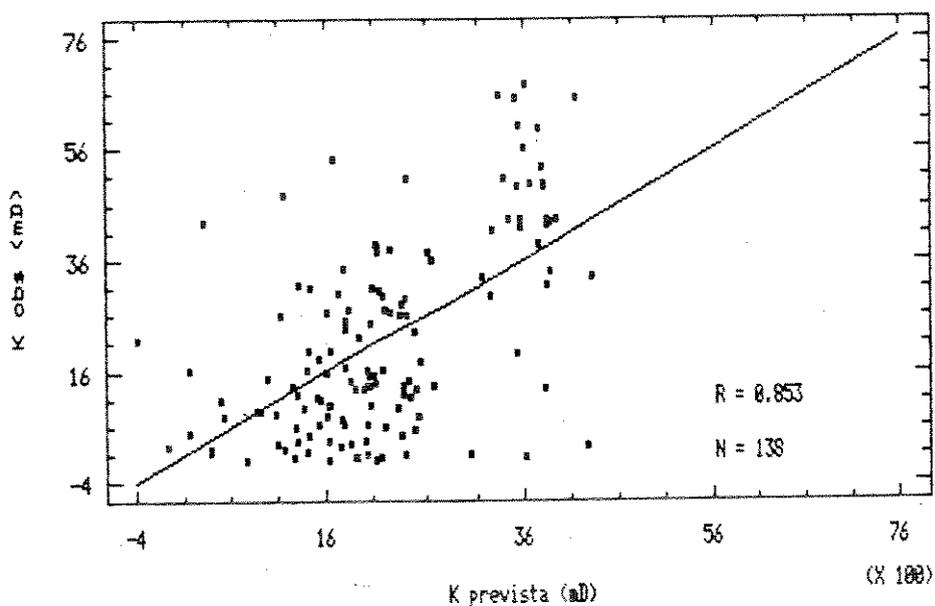
- identificar as variáveis de perfis mais importantes na estimativa de permeabilidades, para cada fácies-reservatório;
- verificar que o procedimento adotado na identificação das fácies-reservatório pode ter grande influência nas estimativas finais de permeabilidade.



ANÁLISE DE REGRESSÃO MÚLTIPLA - K x (GRN, RND, PHIN, DPHI)

(X 100)

FACIES FR-1



ANÁLISE DO RESÍDUO

PROBABILIDADE NORMAL

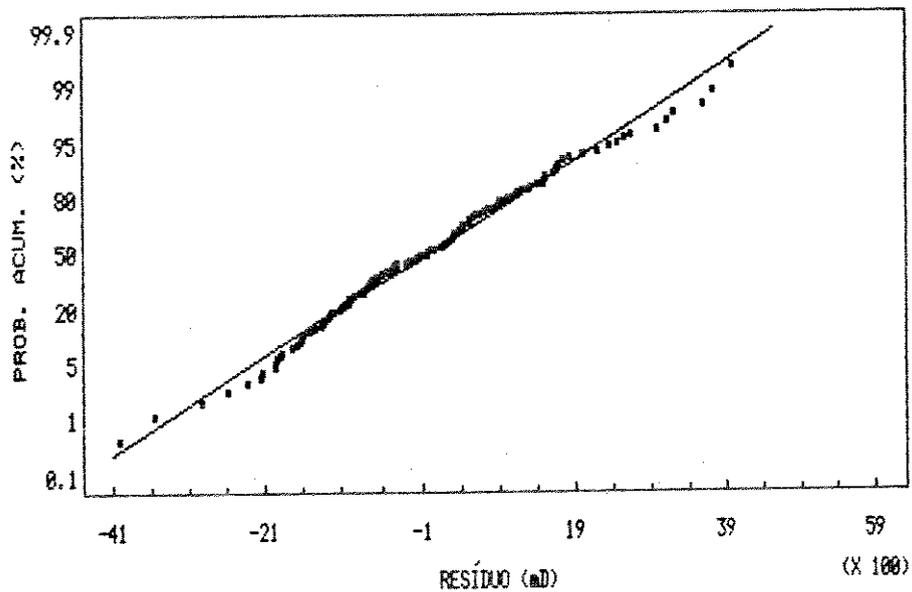
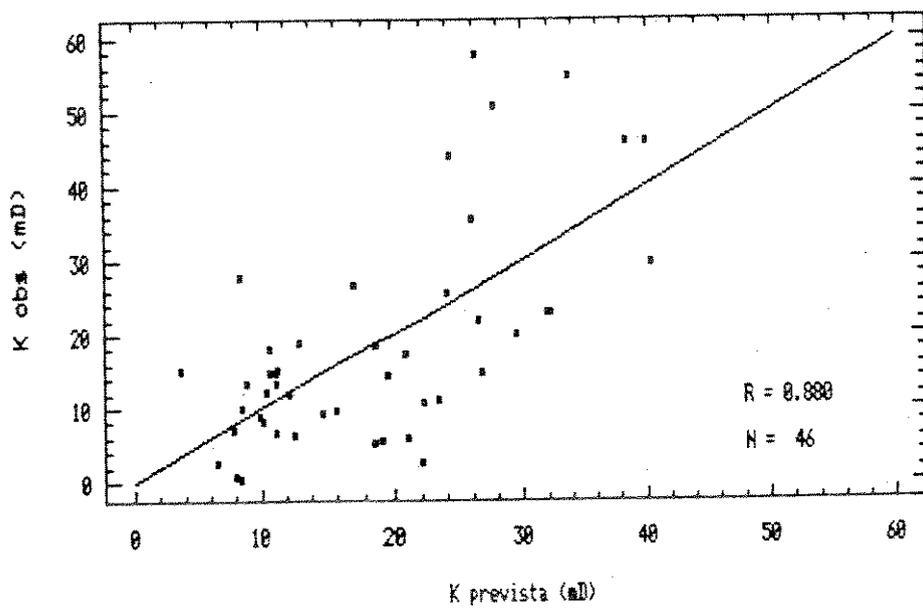


FIG. 5.3 - ANÁLISE DE REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA DA FR-1

ANÁLISE DE REGRESSÃO MÚLTIPLA - K x (GRN, RHO, PHIN, DPHI)

FÁCIES FR-2



ANÁLISE DO RESÍDUO

PROBABILIDADE NORMAL

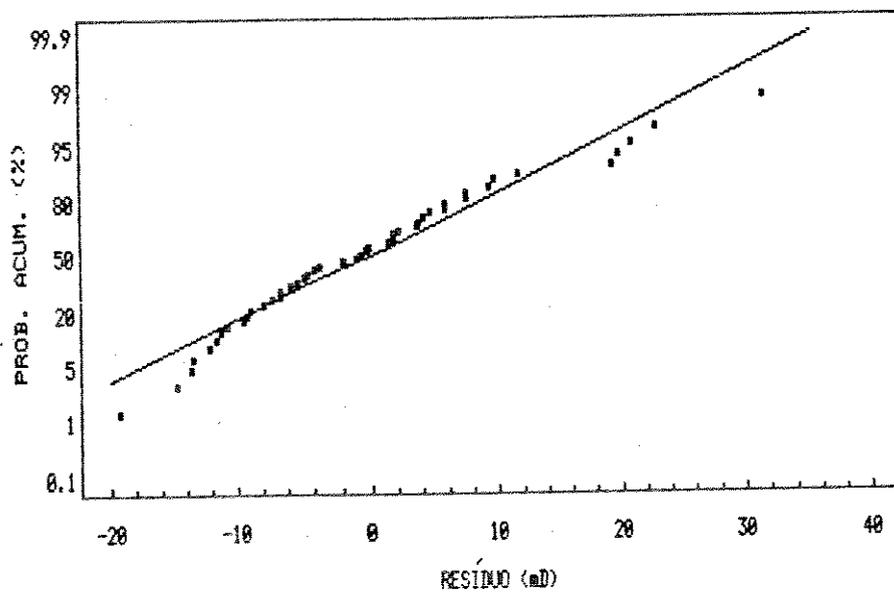
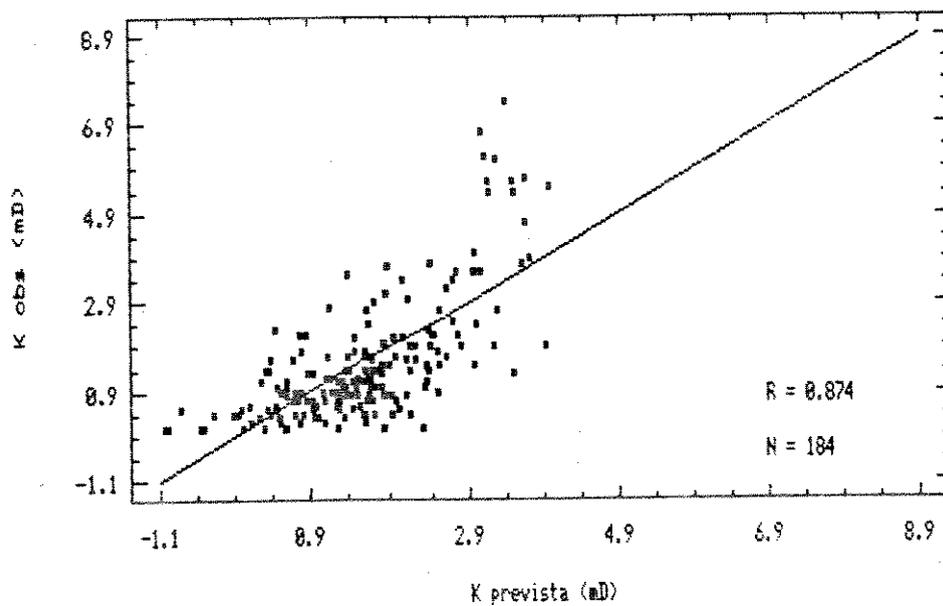


FIG. 5.4 - ANÁLISE DE REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA DA FR-2

ANÁLISE DE REGRESSÃO MÚLTIPLA - K x (GRN, RHO, PHIN, DPHI)

FÁCIES FR-3



ANÁLISE DO RESÍDUO

PROBABILIDADE NORMAL

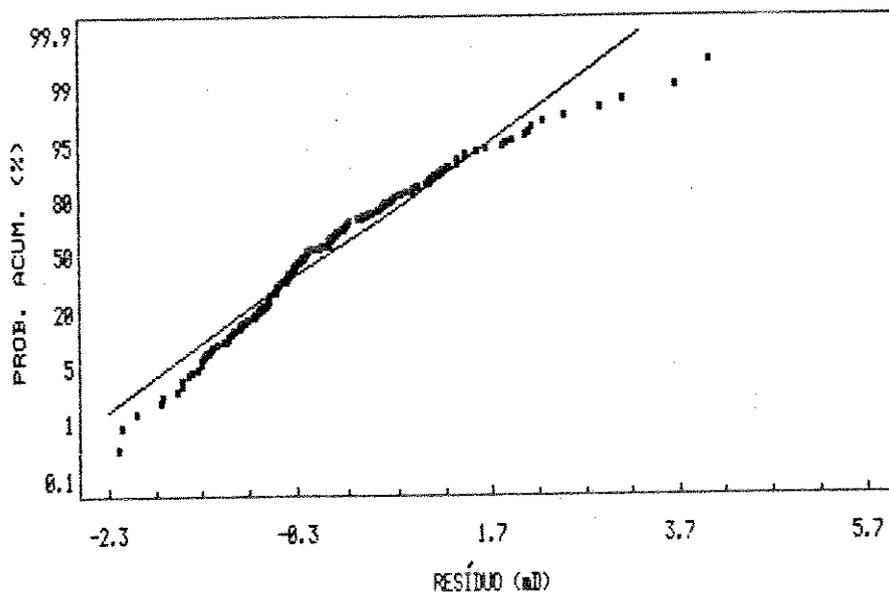


FIG. 5.5 - ANÁLISE DE REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA DA FR-3

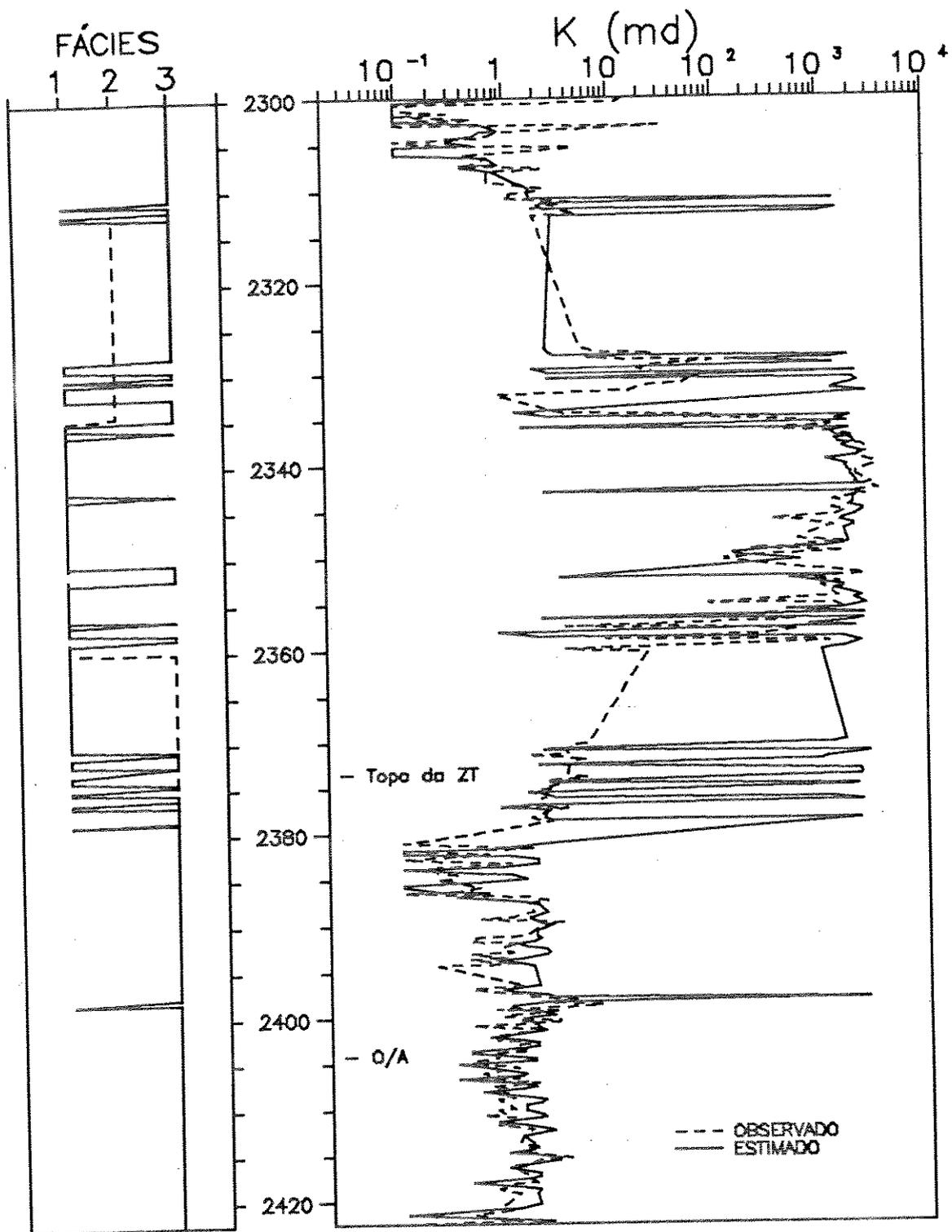


Fig. 5.6— PERFIS COMPARATIVOS ENTRE DADOS, OBSERVADOS E ESTIMADOS PARA O POÇO PB-3, UTILIZANDO METODOS MULTIVARIADOS.

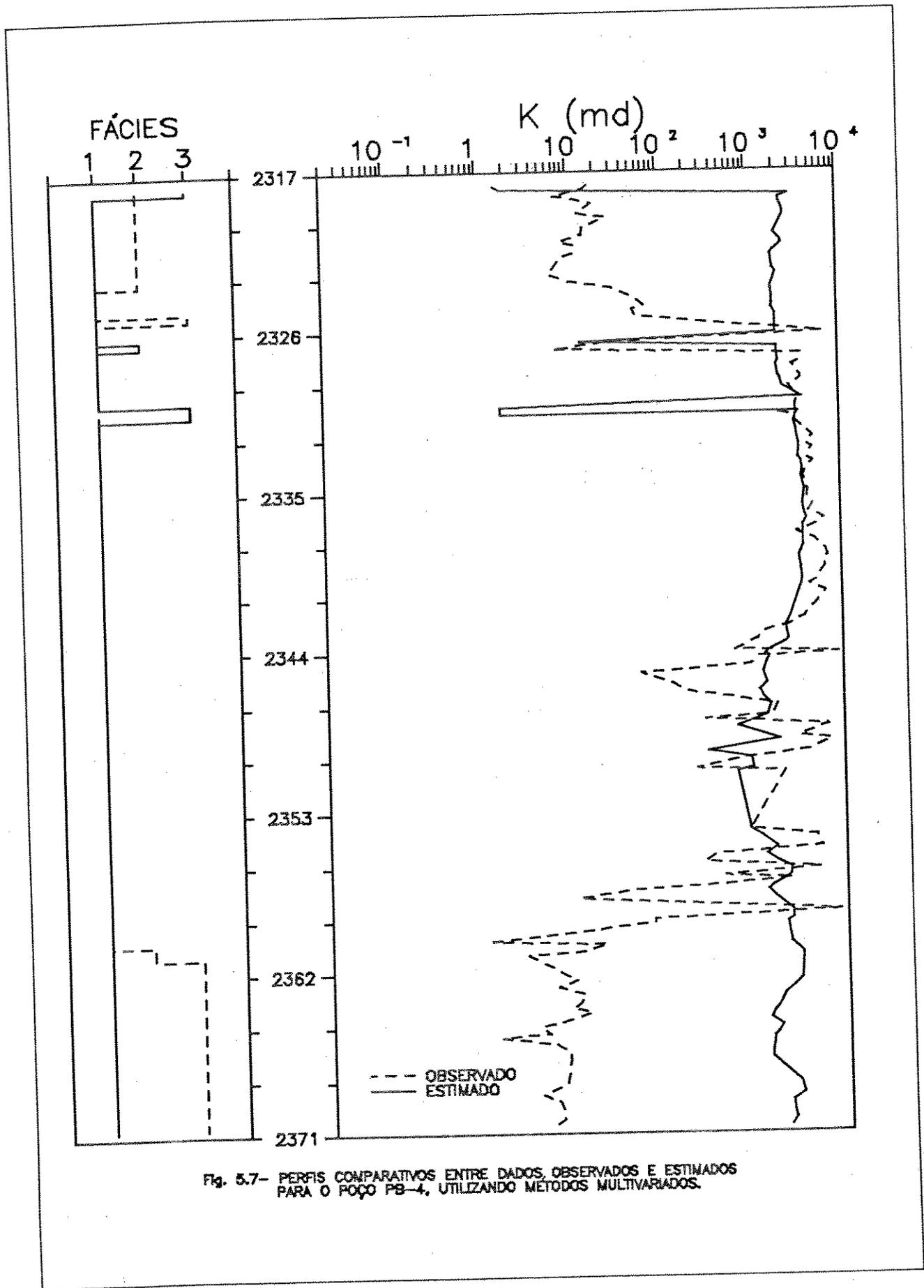
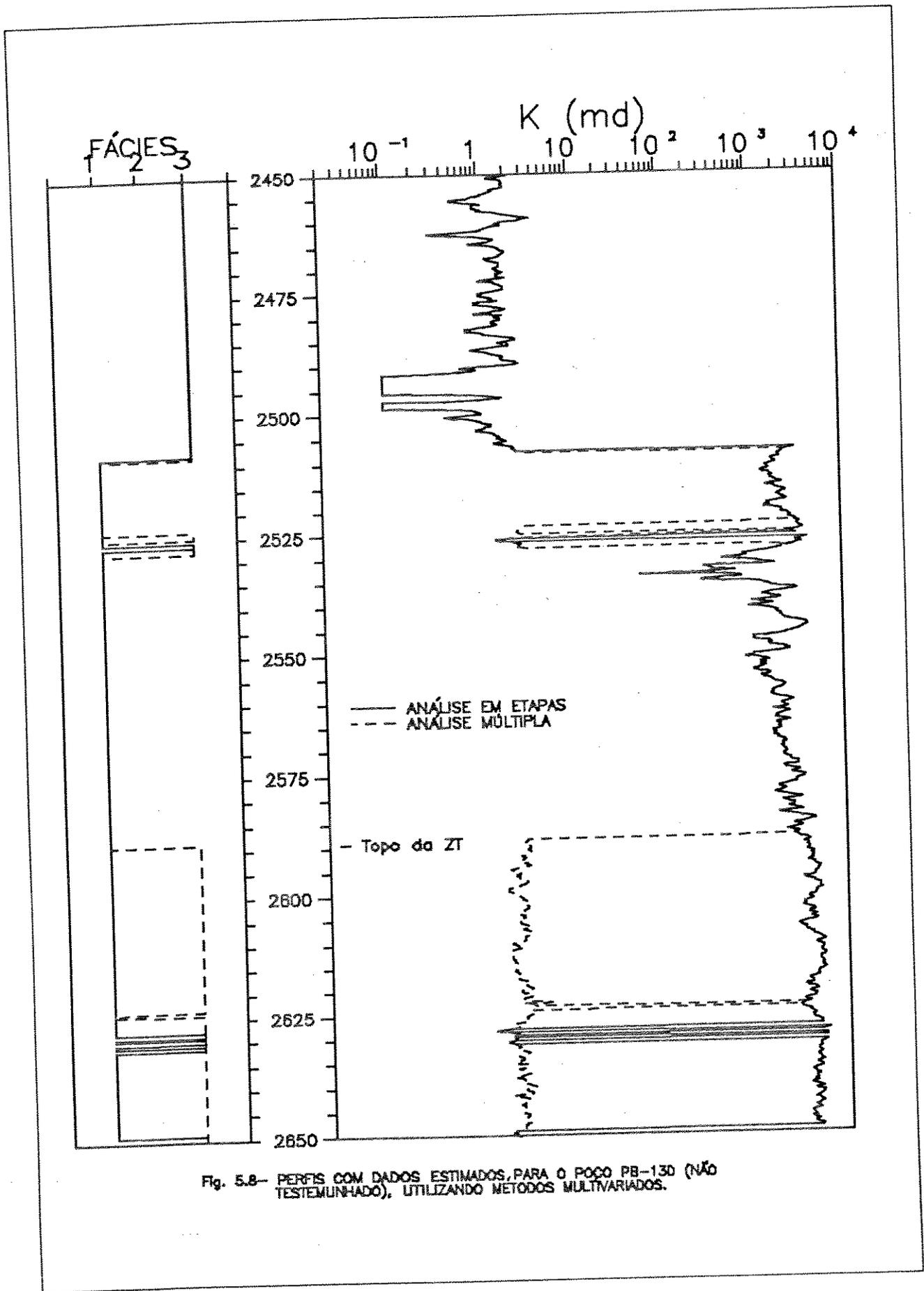


Fig. 5.7- PERFIS COMPARATIVOS ENTRE DADOS, OBSERVADOS E ESTIMADOS PARA O POÇO PB-4, UTILIZANDO METODOS MULTIVARIADOS.



## CAPÍTULO 6

### ESTUDO ESTOCÁSTICO DA RESISTIVIDADE DA FORMAÇÃO E SATURAÇÃO DE FLUIDOS

O objetivo deste estudo é apresentar um método alternativo para obter imagens estocásticas da distribuição de saturação de fluidos no reservatório. Adicionalmente a distribuição de saturação original de fluidos pode sob certos aspectos representar também a distribuição de permeabilidade dentro do reservatório. Esta relação pode ser justificada se lembrarmos que durante o processo de migração e acumulação de hidrocarbonetos, parte da água conata deve ser deslocada e parte será mantida devido a forte tendência da rocha ser originalmente molhável pela água. Portanto a água será deslocada pelo óleo até atingir um ponto de equilíbrio entre a pressão resultante da diferença entre as densidades dos fluidos (óleo e água) e a pressão capilar entre as duas fases num determinado nível. Como a pressão capilar é inversamente relacionada com o diâmetro das gargantas de poros e este por sua vez diretamente relacionado com a permeabilidade conclui-se que as áreas do reservatório que apresentam zonas de transição menos espessas devem apresentar maiores permeabilidades.

A opção por utilizar a variável resistividade da formação ( $R_t$ ) nas rotinas de simulação está justificada pelas seguintes razões:

- a variável  $R_t$  é um dado bruto, portanto não necessita de interpretação e está disponível para todos os poços;
- os procedimentos para mudança de suporte favorecem o uso de  $R_t$ , uma vez que eles são teoricamente conhecidos;
- a conversão de  $R_t$  para a saturação de água é facilmente obtida, usando formulações empíricas e interpretação local;
- a integração de dados de perfis e testemunhos, permite a calibração regional das formulações empíricas.

As formulações empíricas mais utilizadas para rochas não argilosas, tem sido a fórmula de Archie e o fator de formação (Dewan, 1983):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \quad (6.1)$$

onde:  $S_w$  = saturação de água.

$R_w$  = resistividade da água da formação.

$R_t$  = resistividade da rocha.

F = fator de formação definido por:

$$F = \left(\frac{a}{\phi}\right)^m \quad (6.2)$$

sendo a e m parâmetros litológicos e  $\phi$  a porosidade.

A expressão (6.1) também pode ser expressa por:

$$\log(S_w) = \frac{1}{n} \log(F \cdot R_w) - \frac{1}{n} \log(R_t) \quad (6.3)$$

Para uma determinada região do reservatório, a integração de dados de perfis ( $R_t$ ) e testemunho (medidas de  $S_w$ ), pode ajudar a determinar localmente o parâmetro n e o fator de formação (F) que dependendo da complexidade da área em estudo, podem ser assumidos como constantes para aquela região do reservatório. Caso a interpretação geológica da área permita assumir tal premissa, a conversão de  $R_t$  para  $S_w$  pode ser feita através de uma relação linear simples:

$$\log(S_w) = A - B \cdot \log(R_t) \quad (6.4)$$

onde A e B são constantes para uma determinada região.

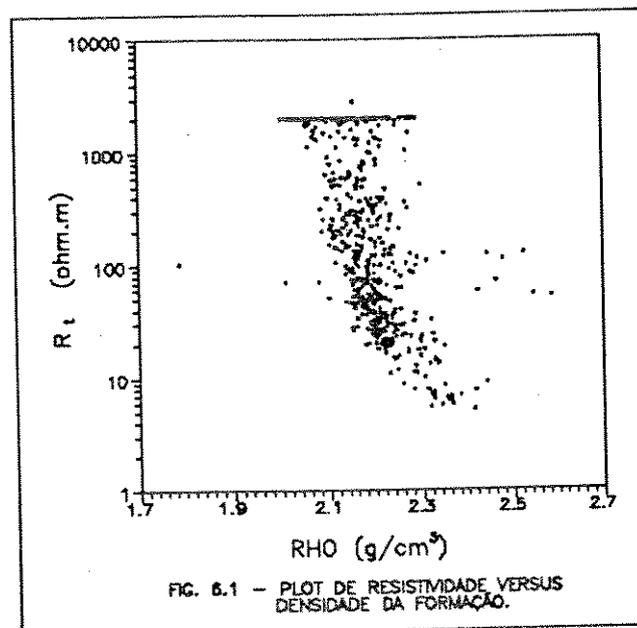
Se a calibração de (6.3) com dados de testemunho não for possível pode-se recorrer aos valores experimentais de a, m e n presentes na literatura para diversas litologias.

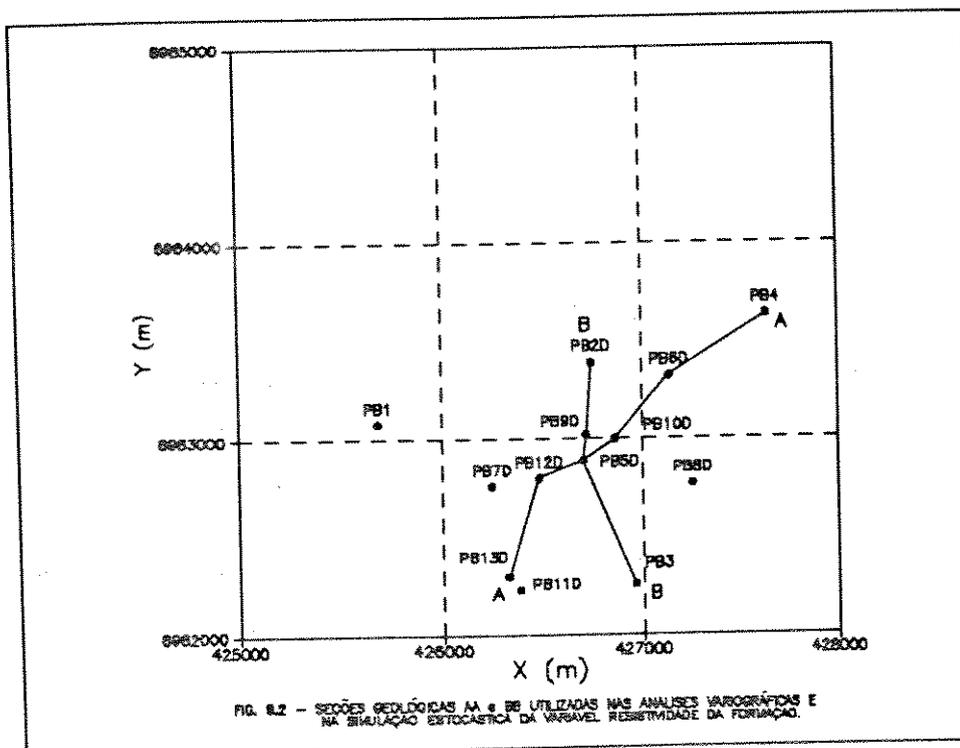
## 6.1 - Aplicação Qualitativa

Com a finalidade de ilustrar a metodologia proposta, foram geradas imagens estocásticas da variável  $R_t$  em dois planos verticais distintos, limitados à zona de óleo do reservatório.

Como estes planos foram escolhidos de forma a passar por alguns poços do campo, os dados de resistividade deles foram utilizados como dados condicionantes.

Os dados de resistividade destes poços foram plotados contra os valores de densidade, com o objetivo de verificar se ocorria na área valores altos de resistividade provocados por "fechamento" da porosidade, e não pela saturação de óleo. A figura 6.1 permite concluir que esta anomalia não estava presente nos poços estudados. A figura 6.2 ilustra as seções AA e BB, com os poços utilizados neste estudo.





Para obtenção dos dados condicionantes os valores de resistividade tiveram seu suporte alterado de 20 cm para 2 metros, seguido de transformação para variável gaussiana.

A análise variográfica foi realizada no campo gaussiano nas direções vertical e horizontal para ambas as seções. A seção BB mostrou-se com variabilidade espacial um pouco maior e alcance horizontal menor do que a seção AA. As figuras 6.3 e 6.4 apresentam os variogramas experimentais e teóricos, ajustados para ambas as seções nas duas direções. Cabe ressaltar que os variogramas teóricos ajustados foram modelos esféricos com anisotropia geométrica, cujos alcances para direções vertical e horizontal foram bastante diferentes em ambas as seções.

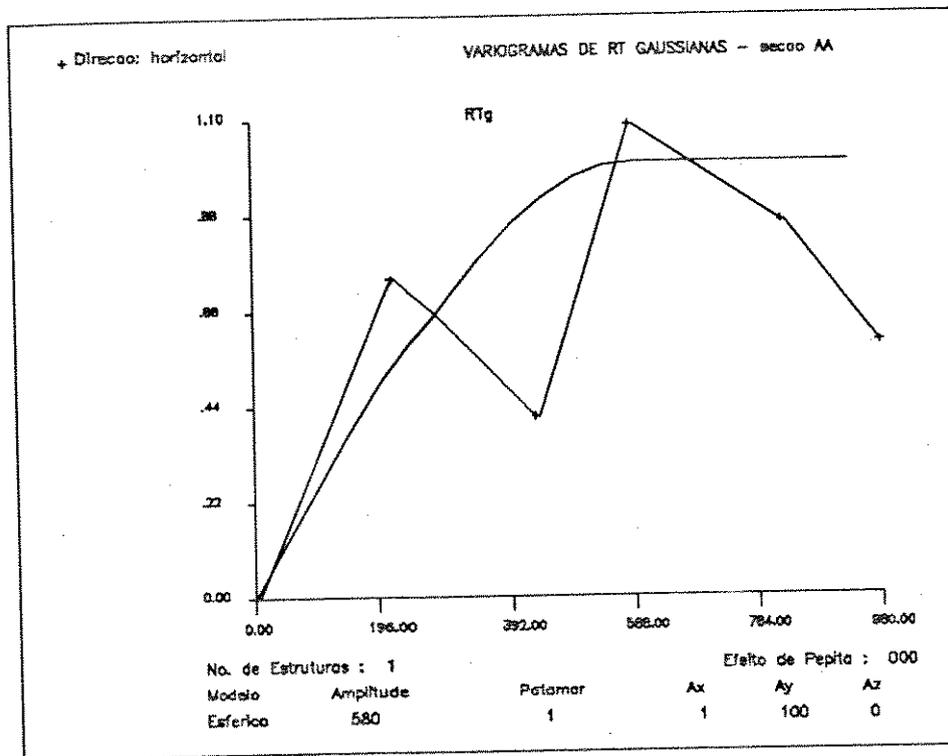
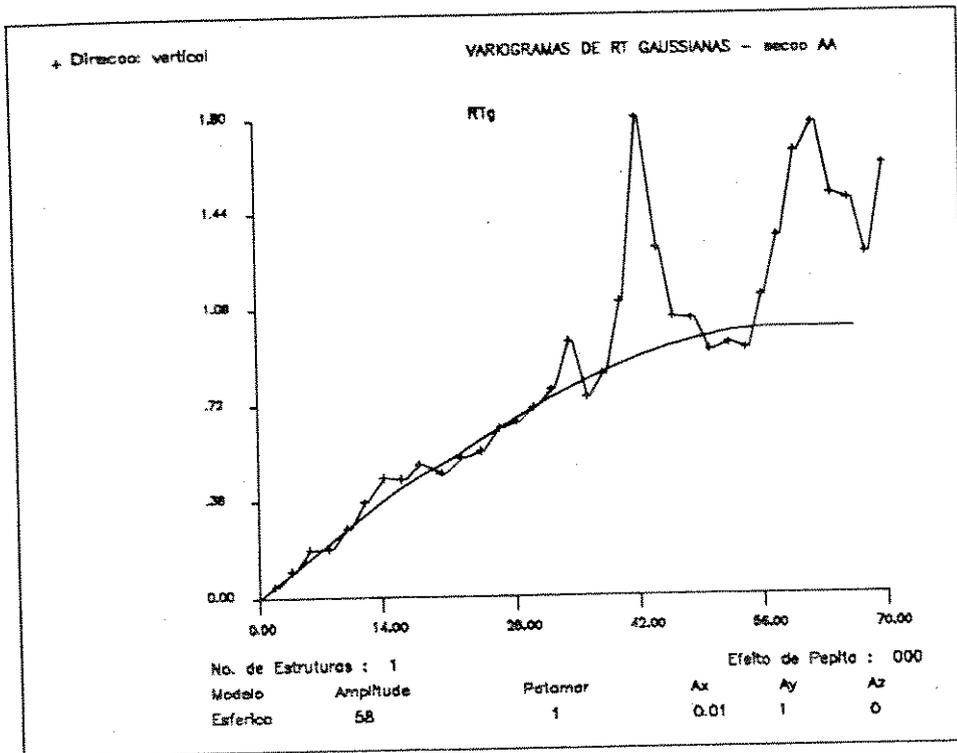


Fig. 6.3 - Variogramas experimentais e teóricos da variável  $R_t$  gaussiana, para a seção AA.

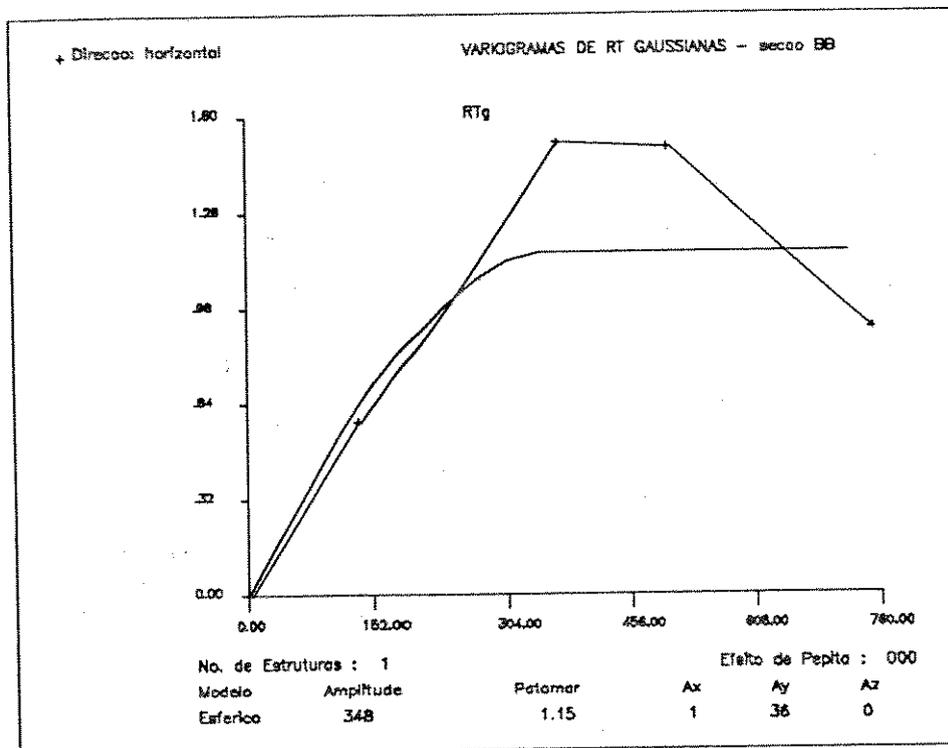
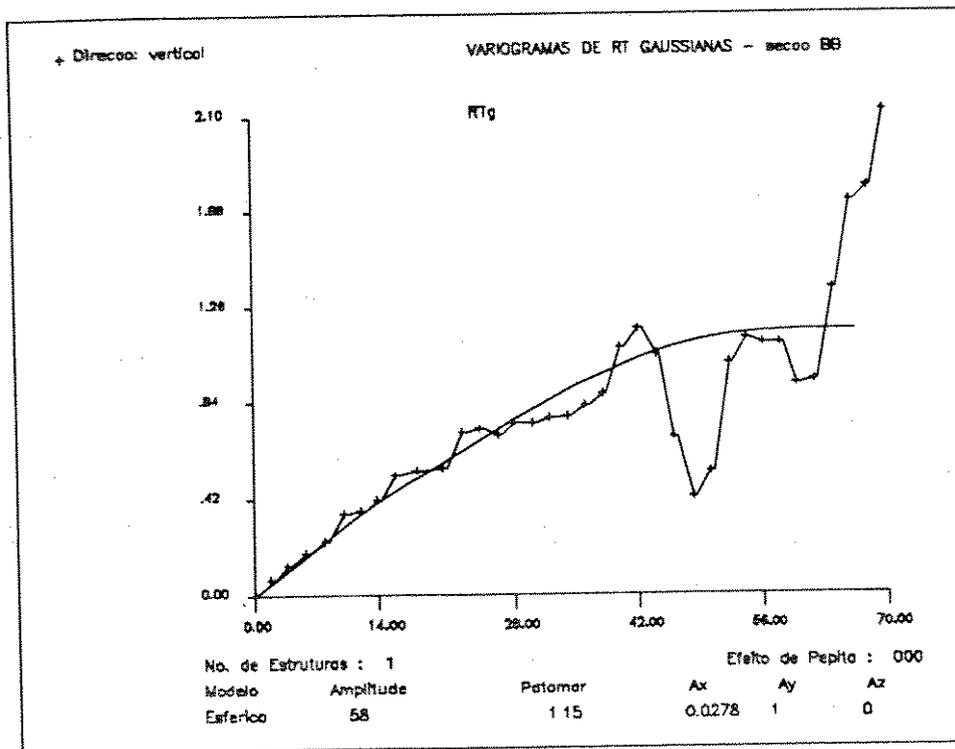


Fig. 6.4 - Variogramas experimentais e teóricos da variável  $R_t$  gaussiana, para a seção BB.

O algoritmo de simulação seqüencial gaussiana foi então utilizado para uma malha de 2m x 20m, abrangendo uma janela de

simulação de dimensões 100m na vertical e 1500m na horizontal, dentro da zona de óleo, apenas.

Os resultados das simulações podem ser observados através dos histogramas e das imagens 2-D, geradas para cada seção, apresentados nas figuras 6.5 a 6.8. Cabe lembrar que as áreas escuras observadas nestas imagens, representam as regiões com maior saturação de óleo.

Observa-se também que as simulações efetuadas para a seção BB apresentaram um efeito aleatório mais intenso do que a seção AA. Isto pode ser atribuído ao conjunto de dados condicionantes e ao modelo de variabilidade espacial impostos ao algoritmo de simulação. No entanto pode-se concluir que em termos de histograma a simulação reproduziu com razoável precisão os parâmetros estatísticos reais. E com base apenas neste critério a simulação C poderia ser escolhida como a que melhor representa a imagem real do reservatório, em ambas as seções.

## 6.2 - Interpretação das Imagens Geradas pela Simulação

Apesar do efeito aleatório bastante intenso observado nas simulações, notou-se que os modelos estocásticos obtidos mantêm uma certa concordância com o modelo geológico adotado para o reservatório. Este modelo geológico estabelece que as melhores fácies-reservatório estão concentradas no centro da estrutura e as fácies de menor energia nas bordas. Como no centro da estrutura configura-se um alto estrutural a deposição de fácies de alta energia nesta região do reservatório foi praticamente constante ao longo do tempo, apesar dos diversos ciclos de afogamento e exposição causados pela variação do nível do mar. Ao passo que nas regiões um pouco mais baixas da estrutura estes ciclos causaram intercalações de fácies de alta e baixa energia, impondo um certo grau de heterogeneidade. Nas bordas da estrutura há uma tendência de deposição das fácies de baixa energia em função da permanência destas áreas em regime de afogamento.

Este modelo geológico explica a tendência observada nas imagens geradas, onde as maiores saturações de óleo (efeitos

capilares menos intensos) estão presentes no centro da estrutura. Nas demais áreas os efeitos capilares tornam-se mais intensos redundando em um maior grau de heterogeneidade e menores saturações de hidrocarboneto.

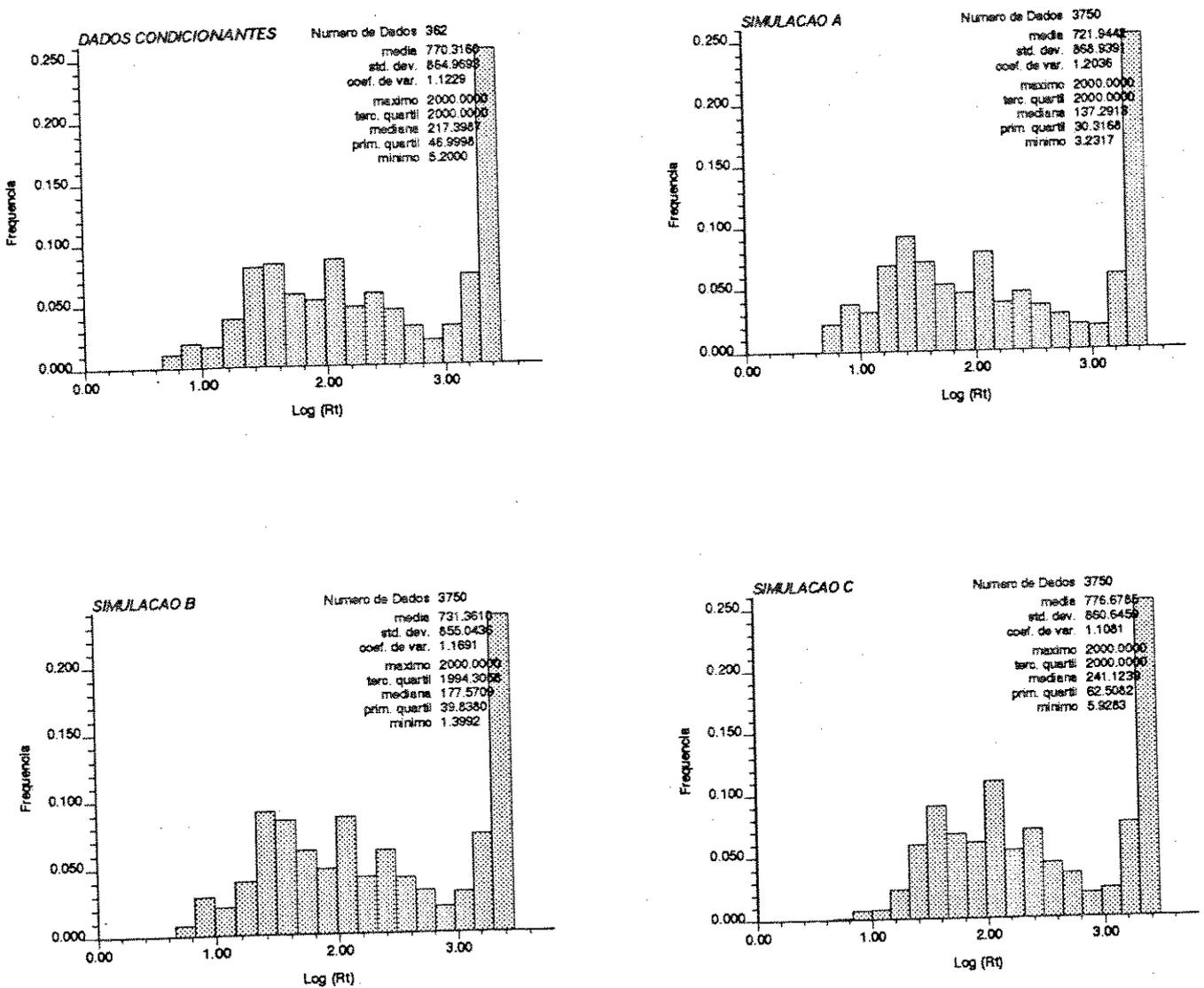
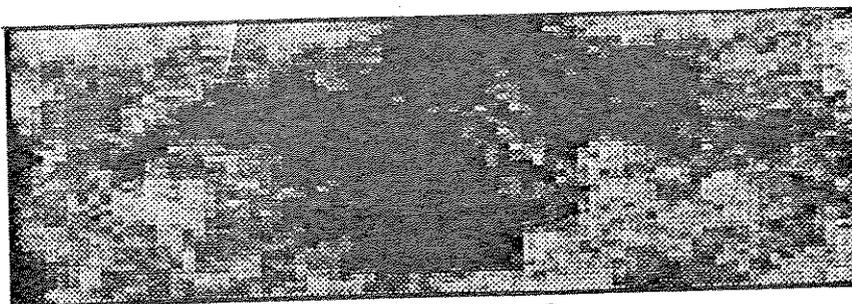
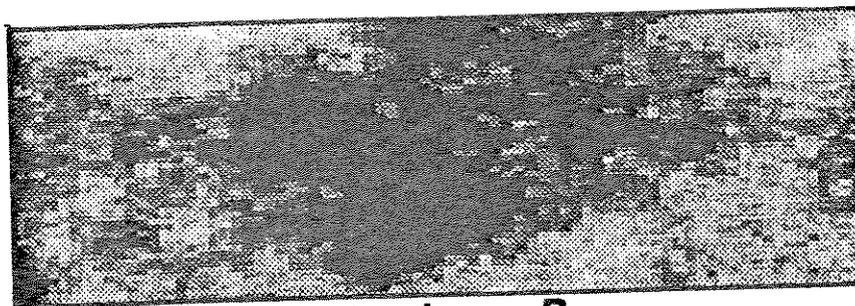
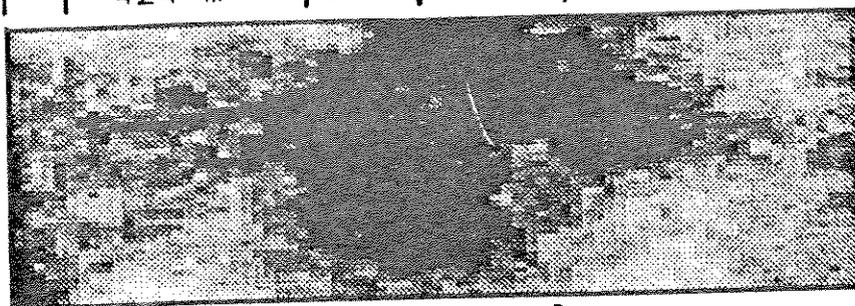
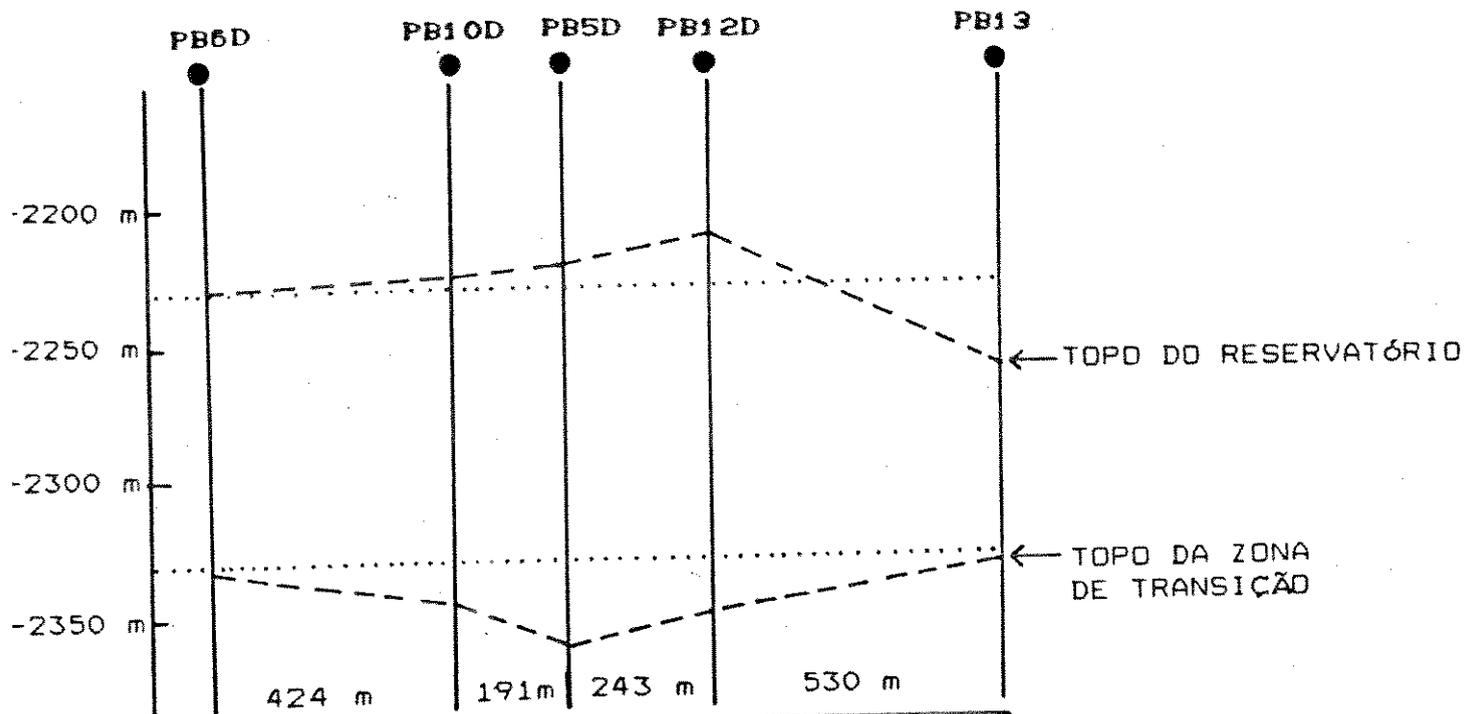


Fig. 6.5 - Histogramas real e simulados para a seção AA.



**LOG(R<sub>t</sub>)**

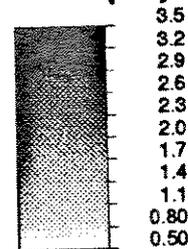


Fig. 6.6 - Imagens simuladas de  $R_t$  para a seção AA.

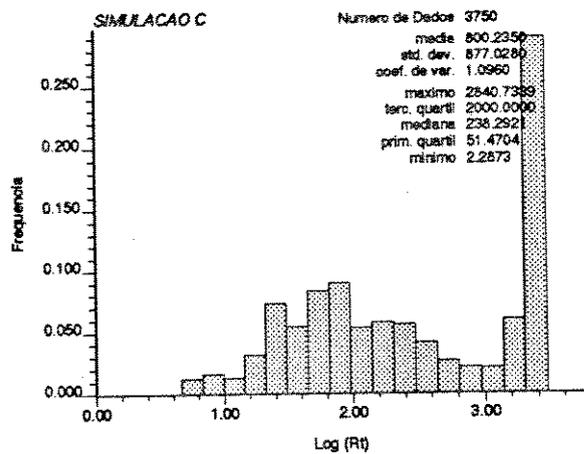
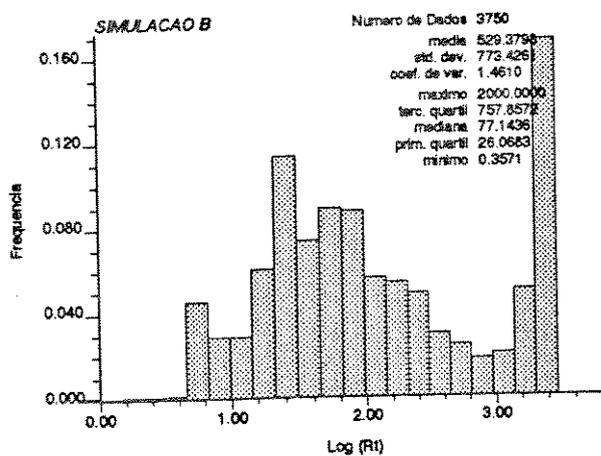
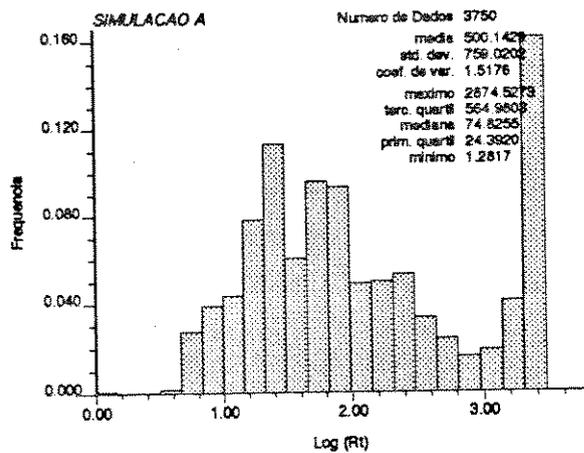
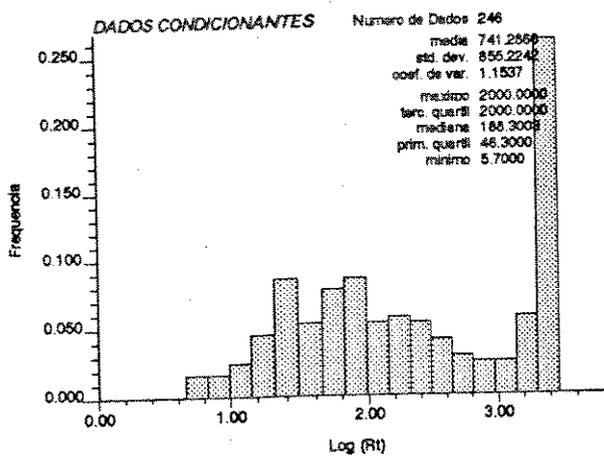
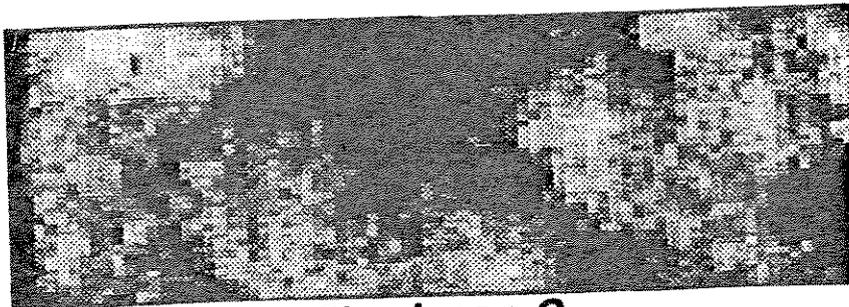
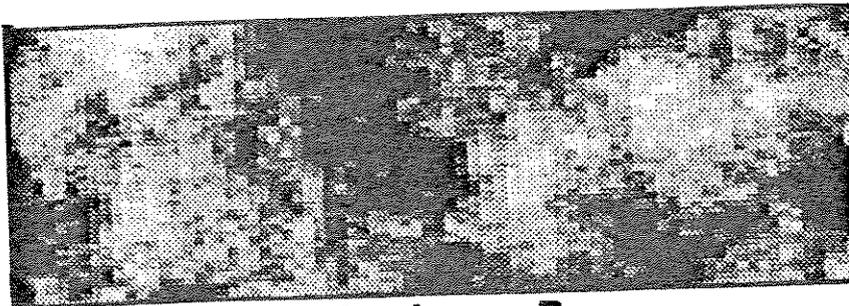
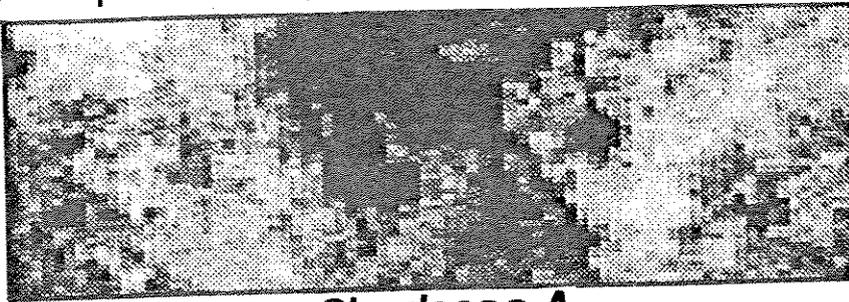
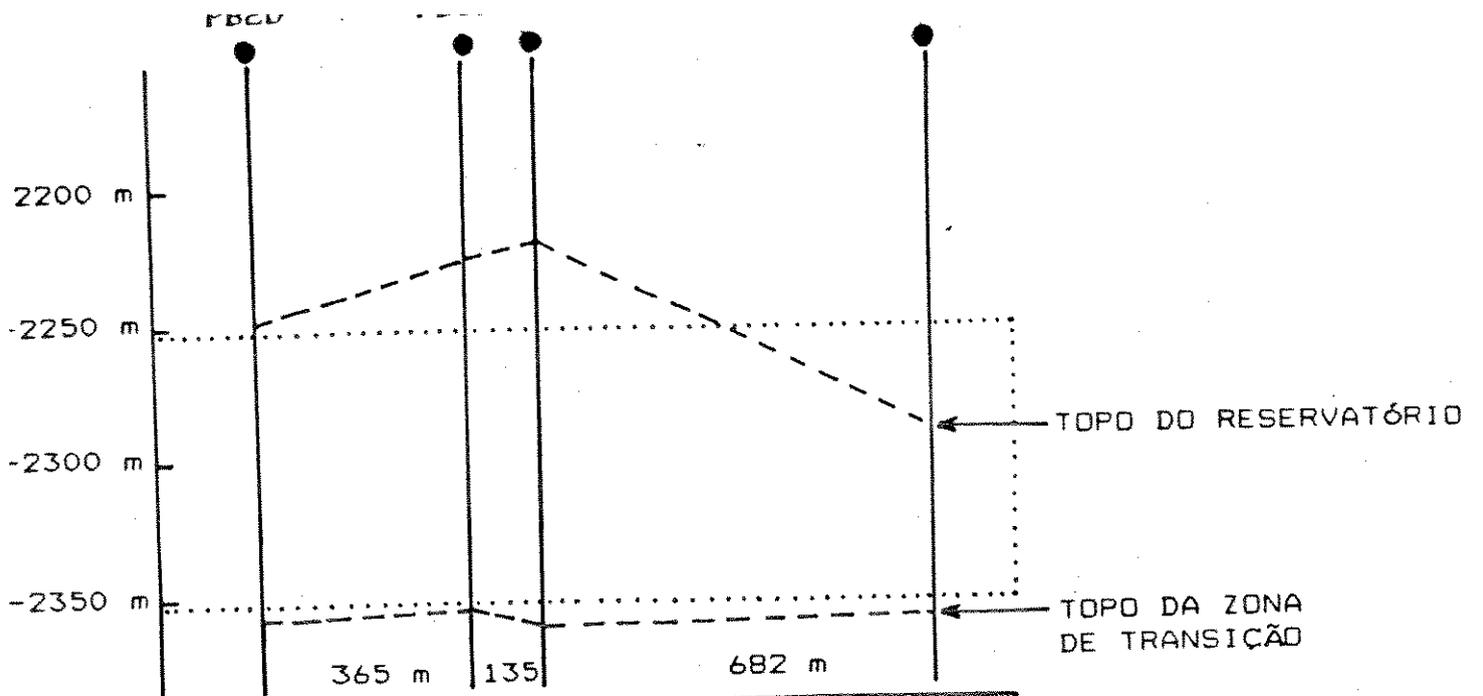


Fig. 6.7 - Histogramas real e simulados para a seção BB.



**LOG(R<sub>t</sub>)**

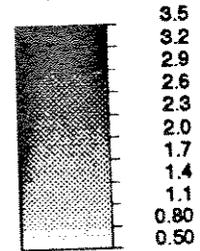


Fig. 6.8 - Imagens de R<sub>t</sub> simuladas para a seção BB.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

#### 7.1 - Conclusões

- ▶ A utilização de metodologias integrando dados sísmicos e de perfis, quer sejam de caráter empírico ou probabilístico contribuem para a melhoria da caracterização preliminar do reservatório, principalmente quando associadas a um modelo geológico de interpretação.
- ▶ A execução de processamentos sísmicos especiais visando a obtenção de velocidades intervalares e impedância acústica diretamente a partir dos dados adquiridos na campanha sísmica, é preferível do que obtê-los de modo indireto. A obtenção destes dados diretamente pode aumentar a precisão e confiabilidade dos resultados.
- ▶ A existência em todos os poços de variáveis derivadas do perfil sônico é determinante para uma boa calibração de dados, principalmente quando algumas variáveis sísmicamente derivadas não podem ser obtidas diretamente por processamentos.
- ▶ A aplicação da técnica de estimativa de parâmetros petrofísicos usando a técnica de cokrigagem apresentou melhores resultados do que a krigagem, considerando os aspectos de manutenção da estrutura de variabilidade espacial e da variância de estimativa.
- ▶ As correlações empíricas entre as variáveis petrofísicas e as sísmicamente derivadas podem fornecer boas estimativas quando altos coeficientes de correlação são obtidos. E adicionalmente quando verifica-se alta densidade de informação (ex. dados

sísmicos) os métodos geoestatísticos não apresentam muitas vantagens.

- ▶ A simulação condicional e geração de imagens estocásticas da espessura porosa com óleo, usando o algoritmo de simulação seqüencial gaussiana, é rápida e de fácil utilização. Porém pouca variabilidade aleatória foi observada em função da alta densidade de informações condicionantes inerente ao tipo de estudo realizado.
- ▶ O método apresentado para gerar a distribuição de probabilidade de volume original de óleo mostrou ser uma ferramenta adequada e de fácil aplicação, embora na presente situação tenha deixado a desejar considerando a pouca variabilidade obtida. Atribui-se parte deste efeito ao pressuposto de que a área do reservatório já era conhecida.
- ▶ Os volumes originais de óleo obtidos pelas diferentes técnicas de estimativa, apresentam diferenças por vezes significativas em termos econômicos e por isso devem ser melhor avaliadas.
- ▶ O modelo linear de correionalização mostrou-se bastante adequado para as condições deste estudo, proporcionando o emprego de técnicas não rotineiramente utilizadas na indústria do petróleo.
- ▶ O critério proposto para seleção de realizações, usando funções de correlação espacial, mostrou-se aplicável porém pouco eficaz para as condições deste estudo.
- ▶ O emprego de técnicas estatísticas multivariadas mostrou ser aplicável a um reservatório essencialmente carbonático, pelo menos em seus aspectos qualitativos.
- ▶ O algoritmo de análise discriminante múltipla mostrou-se de aplicação mais rápida e eficiente do que aquele realizado em etapas.

- ▶ A discriminação dos dados de perfis em fácies-reservatório foi mais favorável para dados transformados em componentes principais.
- ▶ A estimativa de permeabilidade foi significativamente melhorada pelo emprego da análise de regressão linear múltipla, usando dados de perfis discriminados, e pode de uma maneira qualitativa indicar as porções do reservatório com melhores qualidades permo-porosas.
- ▶ A abordagem estocástica apresentada como uma alternativa para o estudo da distribuição espacial de saturação de fluido no reservatório, mostrou-se teoricamente possível, porém necessita aprimoramento para aplicações quantitativas.
- ▶ As imagens qualitativas da distribuição de saturação de hidrocarboneto, geradas pela metodologia apresentada, mantém coerência com o modelo geológico adotado e por isso podem ser consideradas representativas do fenômeno estudado.

## 7.2 - Recomendações

- ▶ Implementação de variáveis sismicamente derivadas obtidas diretamente através de processamentos especiais, de forma a incrementar a confiabilidade do método em relação a obtida nesta dissertação.
- ▶ Rastrear sempre que possível um refletor sísmico que possa ser interpretado como base ou contato óleo/água do reservatório, de forma a obter a velocidade (ou tempo de trânsito) intervalar com maior precisão do que usando apenas dados do perfil sônico.
- ▶ Correr o perfil sônico em todos os poços, mesmo naqueles destinados apenas ao desenvolvimento do campo.

- ▶ Testar a metodologia para probabilização de volume original de óleo e seleção de realizações, usando menores densidades de informação sísmica. Sugere-se simular alguns levantamentos 2-D a partir dos dados de um 3-D.
- ▶ A nível industrial deve-se implementar uma sistemática de trabalho integrando a geofísica, geologia de desenvolvimento e engenharia de reservatórios de forma a consolidar a abordagem integrada de dados na estimativa de parâmetros petrofísicos e volumes de hidrocarbonetos.
- ▶ Estudar a viabilidade de aplicação de técnicas estatísticas multivariadas na estimativa de parâmetros diretamente relacionados à produção do reservatório. Como sugestão propõe-se a estimativa do índice de produtividade (IP) de cada camada, integrando dados de perfis, testemunhos e produção.
- ▶ Desenvolver aplicações quantitativas, utilizando a abordagem estocástica alternativa de distribuição de saturação de fluidos apresentada. Sugere-se a aplicação do método a nível 3-D para posterior utilização dos resultados como dados de entrada em simuladores de fluxo e/ou sistemáticas de cálculo de volume de hidrocarboneto.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Allen, J. R., "Prediction of Permeability From Logs by Multiple Regression", in : 6th. SPWLA, 1982, Londres, 15 p..
- Andrade, V. F. e Varela, C. L., "Aplicação da Sísmica 3-D na Delimitação de Acumulações de Hidrocarbonetos", Anais do II Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Rio de Janeiro, p. 302-313.
- Angeleri, G. P. e Carpi, R., "Porosity Prediction from Seismic Data", Geophysical Prospecting, vol.30, 1982, p. 580-607.
- Aquino, C. G. S., "Abordagem Estocástica para Estimativa de Volume de Hidrocarboneto Usando Dados Sísmicos", Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1991, 113 p..
- Bouroche, Jean-Marie e Saporta, G., "Análise de Dados", Zahar Editores, 1982, Rio de Janeiro, 116 p..
- Bruhn, C. H. L., "Análise Quantitativa da Influência de Parâmetros Texturais, Composicionais e Diagenéticos na Porosidade e Permeabilidade de Arenitos-Reservatórios", II Simpósio de Quantificação em Geociências, Rio Claro-SP, 1986, 6 p..
- Bucheb, J. A., "Aplicação de Tratamento Estatístico Multivariante em Dados de Perfis de Poços da Bacia de Sergipe-Alagoas", Tese de Mestrado, Universidade Federal do Pará, 1991, 135 p..
- Chagas, L. S., Andrade, M. C., Simon, C. H. e Litwinski, C. A., "Uma Abordagem Sucinta Sobre Geologia e Engenharia de Reservatório", Anais do II Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Rio de Janeiro, p. 371-383.
- Cooley, W. W. e Lohnes, P. R., "Multivariate Procedures For The Behavioral Sciences", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1966, 211 p..
- Davis, J. C., "Statistics and Data Analysis in Geology", John Wiley & Sons, Inc., (Ed.) 1973, New York, 550 p..
- de Buyl, M., Guidish, T. e Bell, F., "Reservoir Description from Seismic Lithologic Parameter Estimation", SPE 15505, 1986, p. 1-7.
- Deutsch, C. V. e Journel, A. G., "GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide", Oxford University Press, 1992, New York, 340 p..
- Dewan, T. J., "Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation", Tulsa, Pennwell Publishing Company, 1983.

- Doyen, P. M., "Porosity from Seismic Data : A Geostatistical Approach", Internal Report, Stanford University, 1988, 44 p..
- Elek, Istyan, "Some Application of Principal Component Analysis: Well-to-Well Correlation, Zonation", Geobyte, May 1988, p. 46-55.
- Freire, S. L. M., "Propagação de Ondas Sísmicas", Rio de Janeiro, CEREC/Petrobrás, 1990, 107 p., apostila.
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. e Gregory, A. R., "Formation Velocity and Density - The Diagnostic Basis for Stratigraphic Traps", Geophysics, **vol.39**, 1974, p. 770-780.
- Han, De-hua, Nur, A. e Morgan, D., "Effects of Porosity and Clay Content on Waves Velocities in Sandstones", Geophysics, **vol.51**, Novembro, p. 2093-2107, Reprinted Geophysics, **vol.52**, #10, Outubro, p. 1439-1440.
- Hubral, P. e Krey, T., "Interval Velocities from Seismic Reflection Time Measurements", S.E.G., 1980.
- Isaaks, E. H. e Srivastava, R. M., "An Introduction to Applied Geostatistics", Oxford University Press, 1989, New York, 561 p..
- Luster, G. R., "Practical Conditional Simulation of Corregionalization. Basic Methods and Transformations.", reprint from chap. III of G. Luster PHD thesis, Stanford University, 1985, New York, 106 p..
- Maureau, G. T. F. R. e van Wijhe, D. H., "The Prediction of Porosity in the Permian Carbonate of Eastern Netherlands Using Seismic Data", Geophysics, **vol.44**, 1979, p. 1502-1517.
- Mohn, E., Berteig, V. e Heigeland, J., "A Review of Statistical Approaches to Lithofacies Determination From Well Data", North Sea Oil and Gas Seminar, 1987, Tu-465,764, 9p..
- Nur, Amos, "4-D Seismology and (true) Direct Detection of Hydrocarbons: The Petrophysical Basis", Internal Report, Stanford University, 23 p..
- Nur, Amos, "Seismic Rock Properties for Reservoir Description and Monitoring", G. Nolet, Ed. Seismic Tomography, 1987, p. 203-237.
- Paumer, M. L., "Microfácies, Evolução Diagenética e o Meio Poroso dos Reservatórios Macaé no Campo de Bicudo, Bacia de Campos, Brasil", Tese de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, 1984, 146 p..
- Pereira, H. G. et alii, "Improving Reservoir Description by Using Geostatistical and Multivariate Data Analysis Techniques", Mathematical Geology, **vol.22**, n. 8, 1990, p. 879-913.

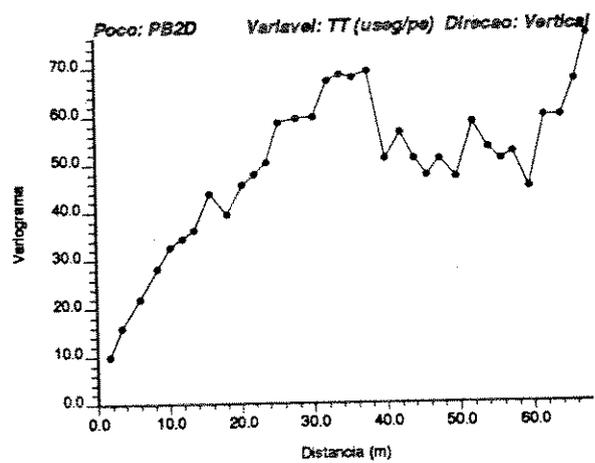
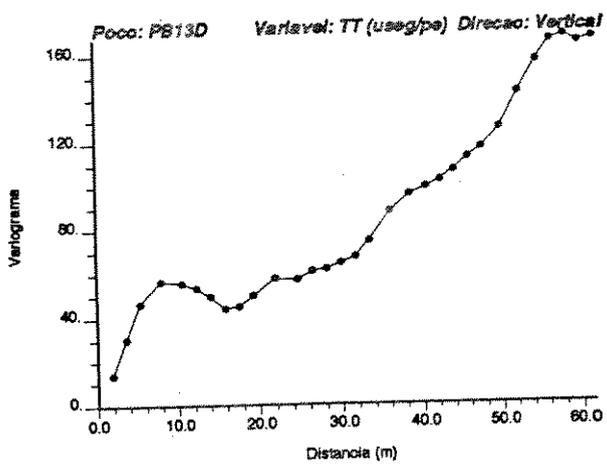
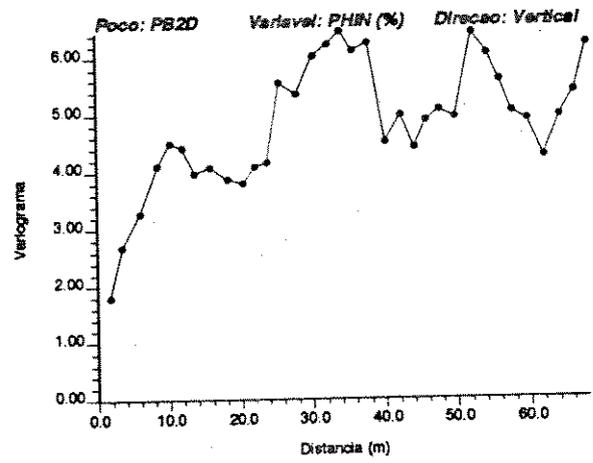
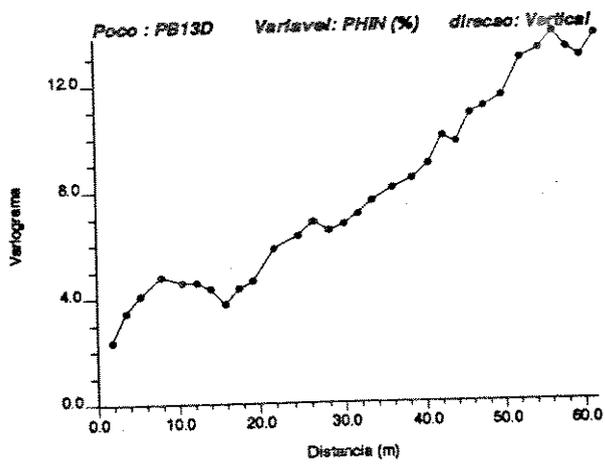
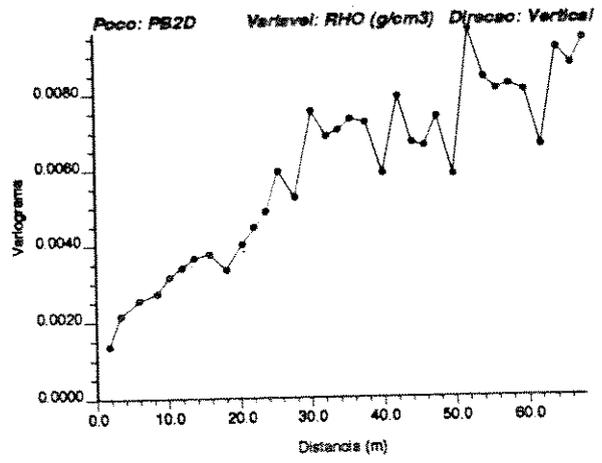
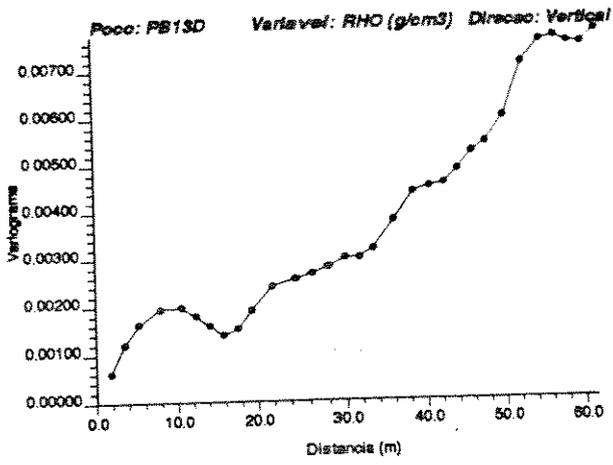
- Polleto, C. A., "Análise Quantitativa dos Reservatórios Através de Perfis Elétricos no Campo de Canto do Amaro", STOG 1991.
- Rosa, A. L. R. e Tassini, J., "Introdução à Inversão do Traço Sísmico", Rio de Janeiro, SEREC/Petrobrás, Março 1990, 136 p., apostila.
- Sakurai, S. e Melvin, J., "Facies Discrimination and Permeability Estimation From Well Logs for the Endicott Field", in : SPWLA 1988, 29th. Annual Log Symposium, 18 p..
- Souto Filho, J. D. et alii, "Avaliação do Campo de Livramento, Zona C1 (Análise Integrada de Perfis)", Natal, 1989, PETROBRÁS/DEBAR/DIRGEO/SERTRAP (rel. int.).
- Souza Jr., O. G., "Análise de Dados Multivariados: Uma Eficiente Ferramenta para Descrição e Caracterização de Reservatórios", Natal, 1991, PETROBRÁS/DEBAR/DIRGEO/SERTRAP (rel. int.), 11 p..
- Souza Jr., O. G., "Simulação Condicional de Unidades de Fluxo na Área II do Projeto Piloto de Injeção de Vapor na Formação Açú (Ksup), Campo de Estreito, Bacia Potiguar, Brasil", Tese de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, 1988.
- Souza Jr., O. G., "Análise Quantitativa dos Reservatórios da Zona 400 dos Campos de Canto do Amaro e Alto da Pedra, Bacia Potiguar", Natal, 1991, PETROBRÁS/DEBAR/DIRGEO/SERTRAP (rel. int.), 47 p..
- Stanulonis, S. F. e Tran, H. V., "Method to Determine Porosity-Thickness Directly from 3-D Seismic Amplitude within the Lisburne Carbonate Pool, Prudhoe Bay", Geophysics: The Leading Edge of Exploration, Janeiro 1992, p. 14-20.
- Timur, A., "An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs", The Log Analyst, July- August 1968, p. 8-17.
- Weber, K. J. e van Geuns, L. C., "Framework for Construction Clastic Reservoir Simulation Models", JPT, October 1990, p. 1248-1303.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. e Gardner, G. H. F., "An Experimental Investigation of Factors Affecting Elastic Wave Velocities in Porous Media", Geophysics, **vol.23**, 1958, p. 459-493.
- Varela, C. L. e Esteves, F. R., "Mapeamento de Amplitude Sísmica na Delimitação dos Campos de Corvina e Malhado", Boletim de Geociências da Petrobrás, Julho-Setembro 1990, p. 263-274.

## APÊNDICE A

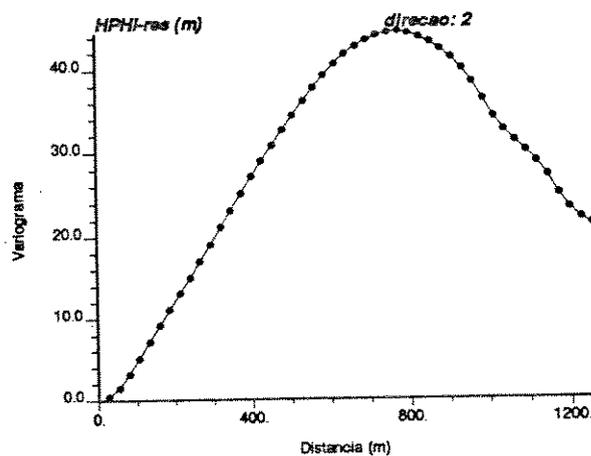
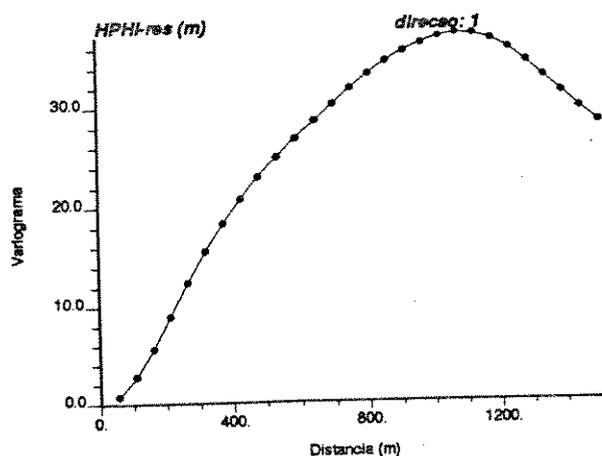
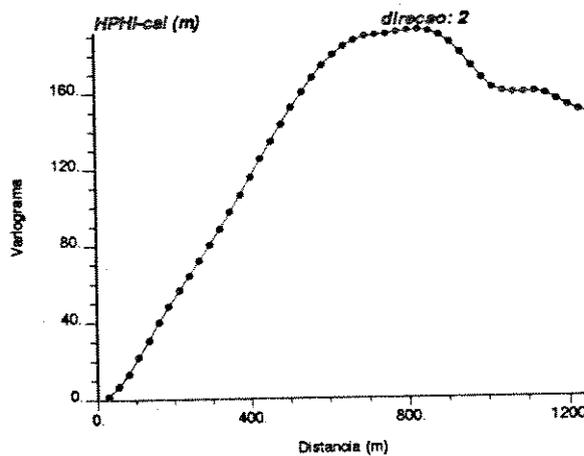
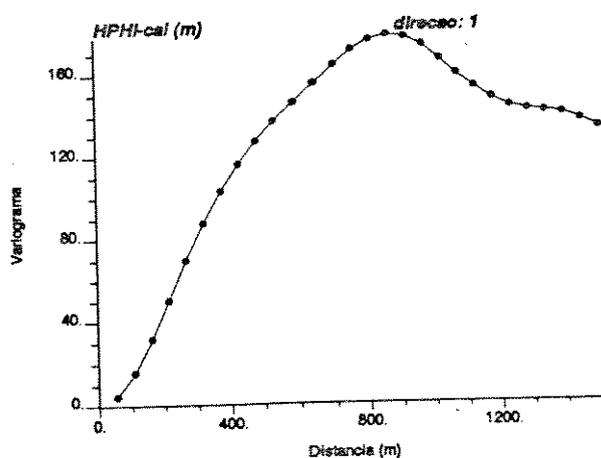
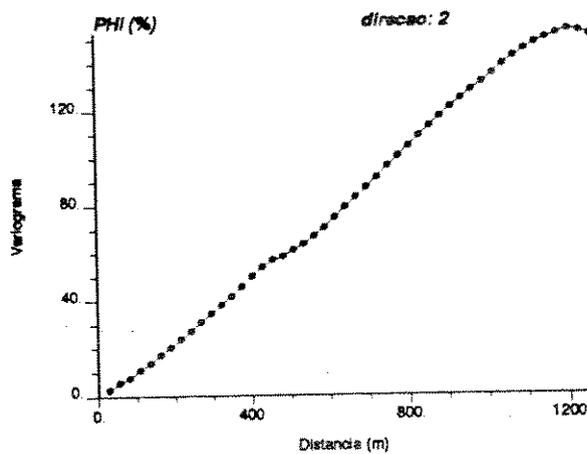
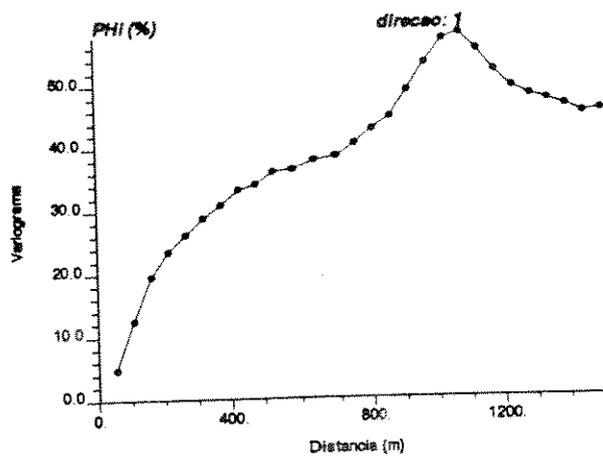
- Estatística básica das variáveis RHO, PHIN e TT obtidas dos perfis dos poços PB13D e PB2D.
- Exemplos de variogramas verticais dos dados de perfis.
- Variogramas horizontais da porosidade e espessuras porosas, obtidos do modelo linear de correionalização.
- Variogramas cruzados horizontais obtidos do modelo linear de correionalização.
- Seção sísmica arbitrária - A.
- Seção sísmica arbitrária - B.
- Mapa em tempo do topo do reservatório.
- Mapa de isópacas de óleo em tempo.
- Mapa de amplitude sísmica na área de ocorrência do reservatório ao nível do topo.

Variável:	RHO (g/cm <sup>3</sup> )	PHIN (%)	TT (μ/pé)
POÇO: PB13D			
N. de dados	71	71	71
Média	2.25868	33.3141	97.1577
Mediana	2.257	33.52	96.61
Moda	2.273	37.26	96.47
Variância	5.01041E-3	9.68795	106.853
Desvio padrão	0.0707842	3.11255	10.337
Mínimo	2.105	27.76	80.84
Máximo	2.399	38.76	128.72
Prim. quartil	2.196	30.57	88.19
Terc. quartil	2.316	36.09	103.29
CV (%)	3.140	9.35	10.64
POÇO: PB2D			
N. de dados	81	81	81
Média	2.23522	35.1204	97.5935
Mediana	2.212	35	97.39
Moda	2.168	37.13	96.92
Variância	6.60407E-3	5.32501	55.7277
Desvio padrão	0.0812655	2.3076	7.4651
Mínimo	2.104	29.99	82.12
Máximo	2.551	39.92	188.1
Prim. quartil	2.175	33.35	91.89
Terc. quartil	2.29	36.94	103.01
CV (%)	3.64	6.57	7.65

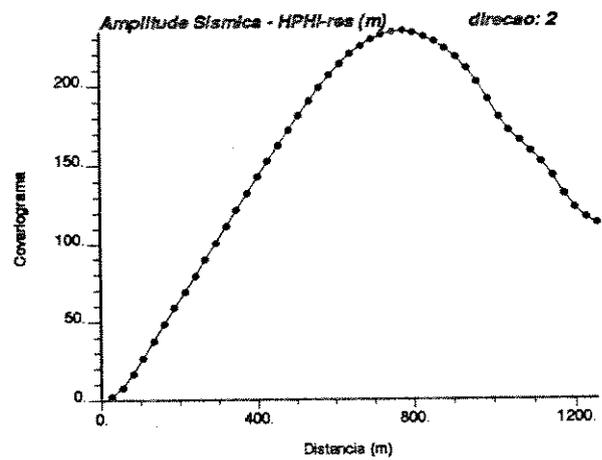
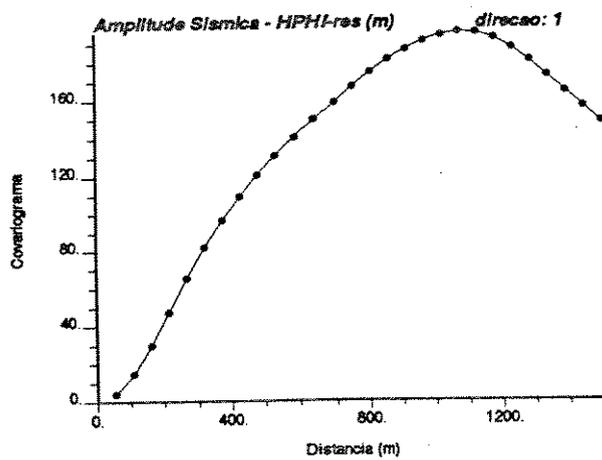
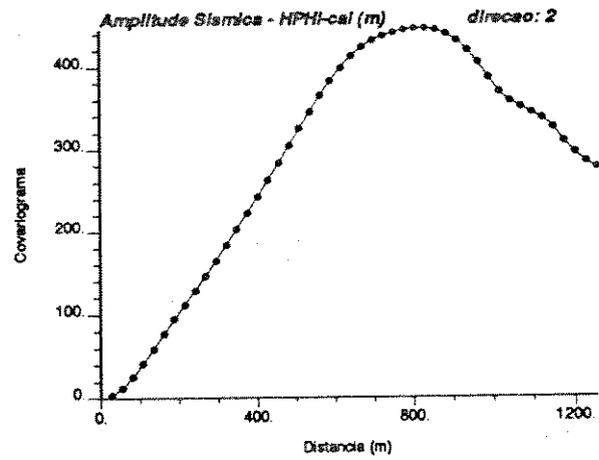
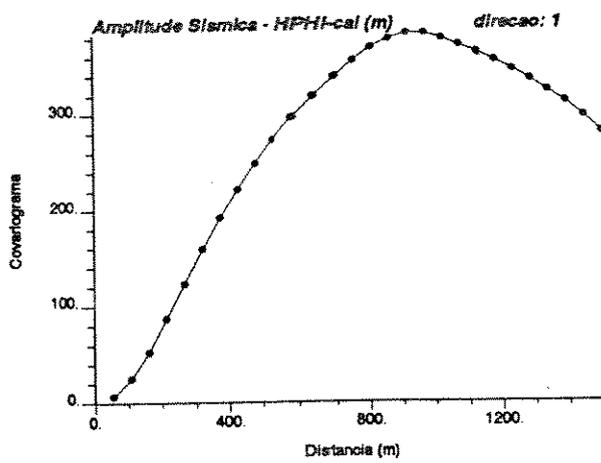
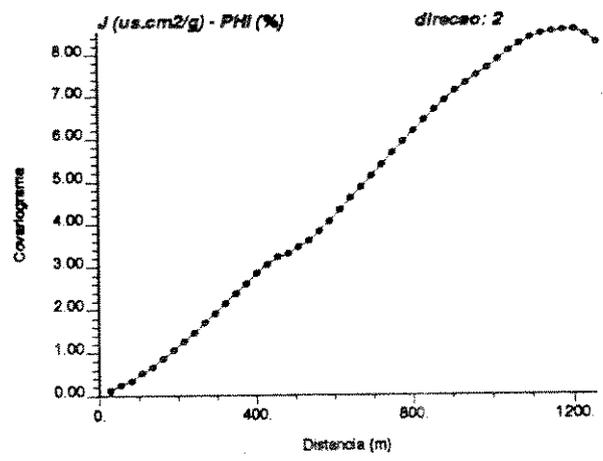
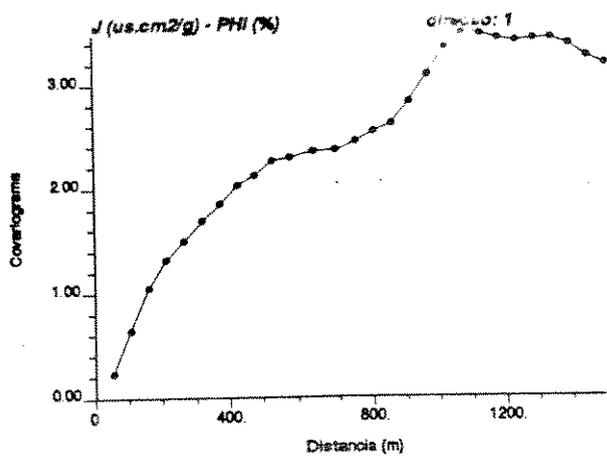
Estatística básica das variáveis RHO, PHIN e TT, obtidas dos perfis dos poços PB13D e PB2D, entre o topo e o contato óleo/água.



Exemplos de variogramas verticais dos dados de perfis.

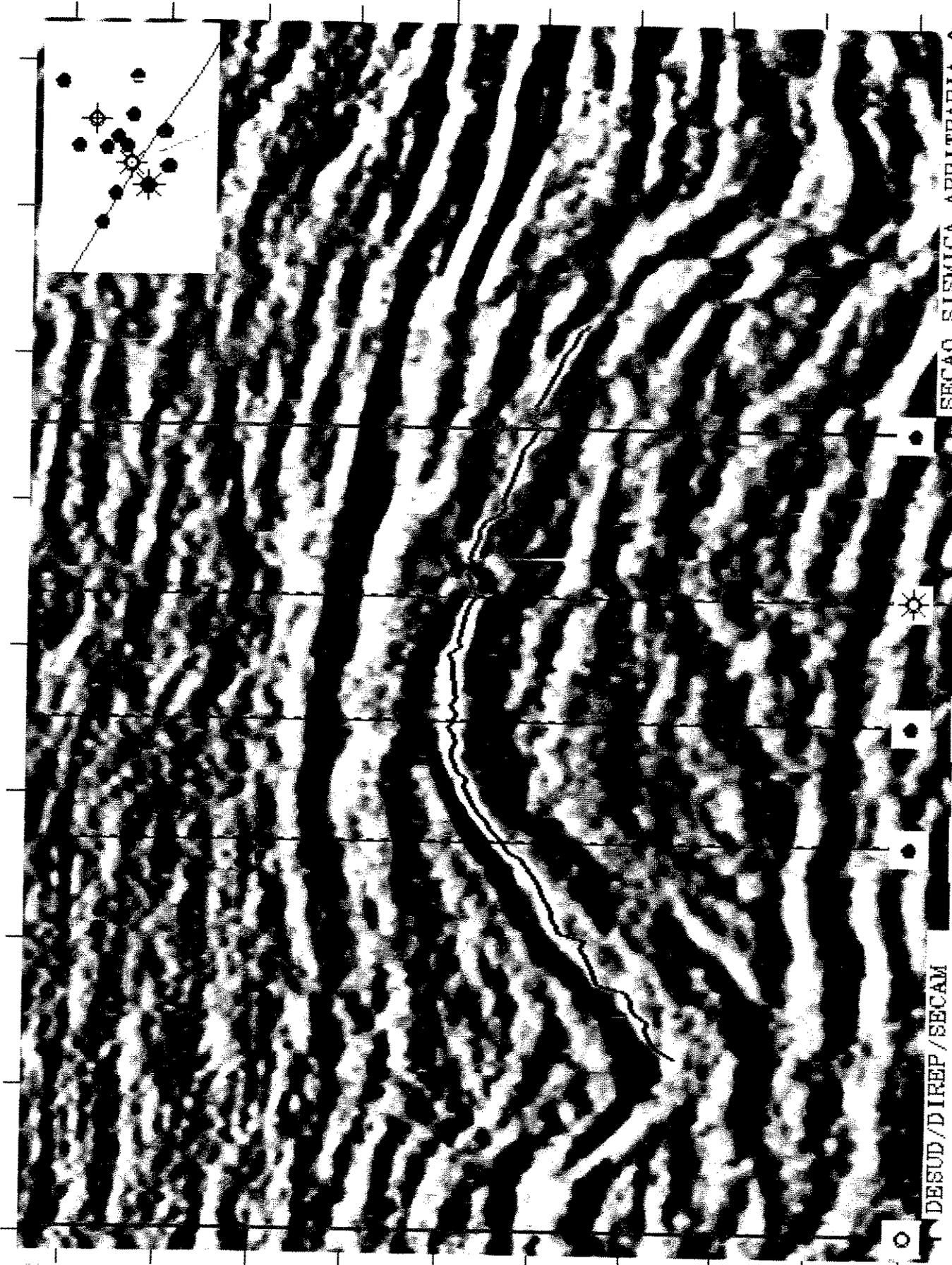


Variogramas horizontais da porosidade e espessuras porosas, obtidos do modelo linear de correlogramização.



Variogramas cruzados horizontais obtidos do modelo linear de correlogionalização.

2000

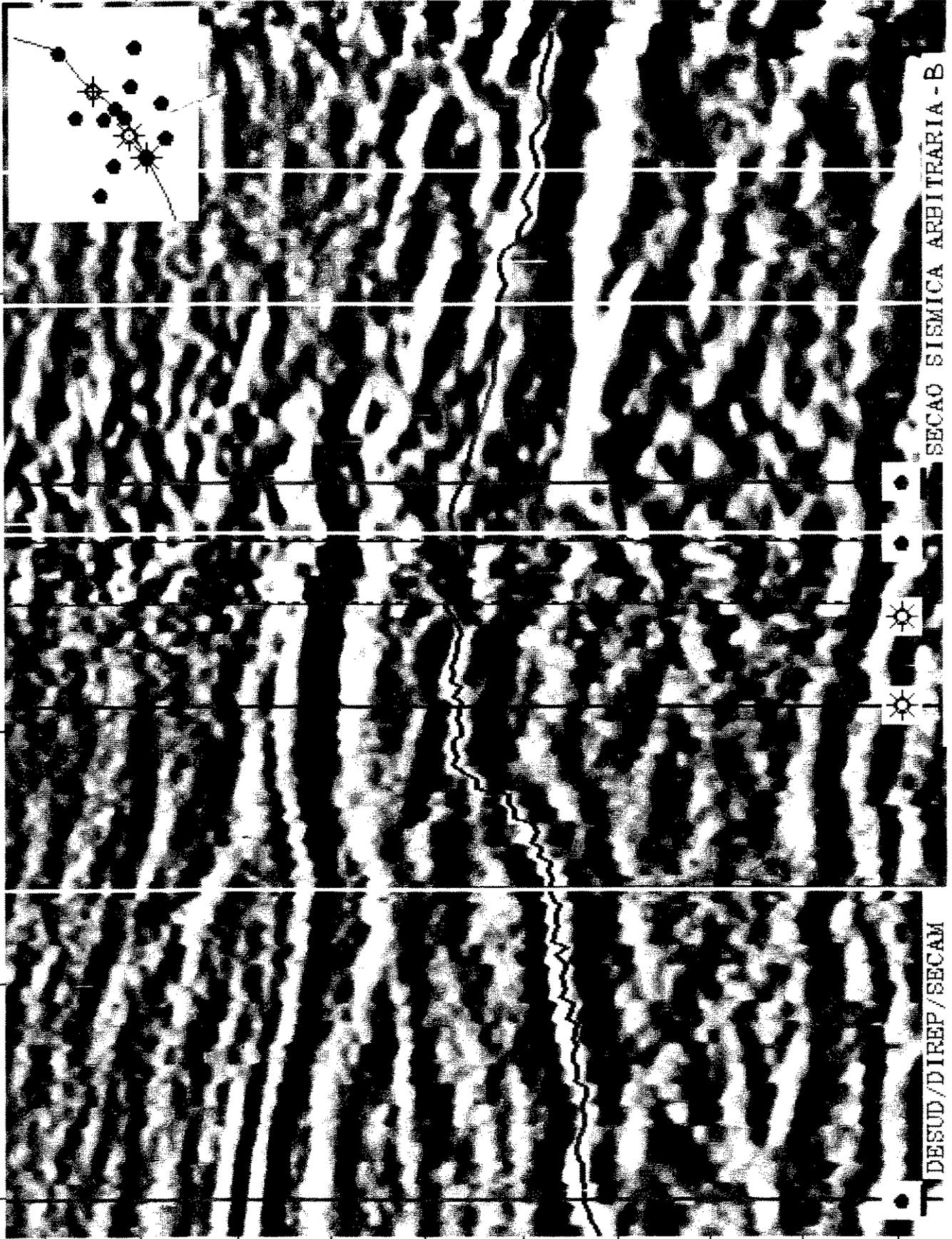


SECAO SIEMICA ARBITRARIA - A

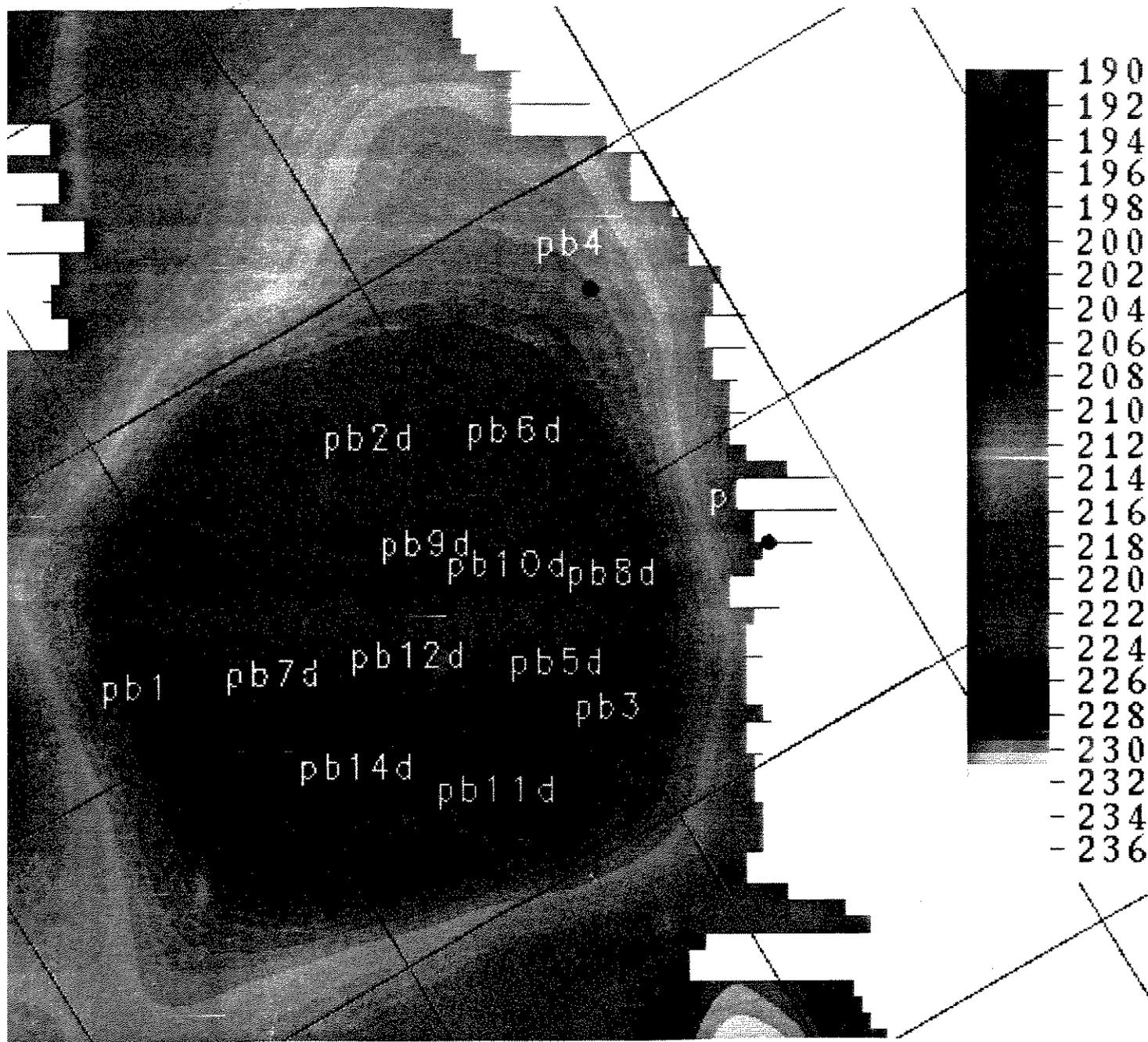
DEUD / DIREP / SECAM

A-5

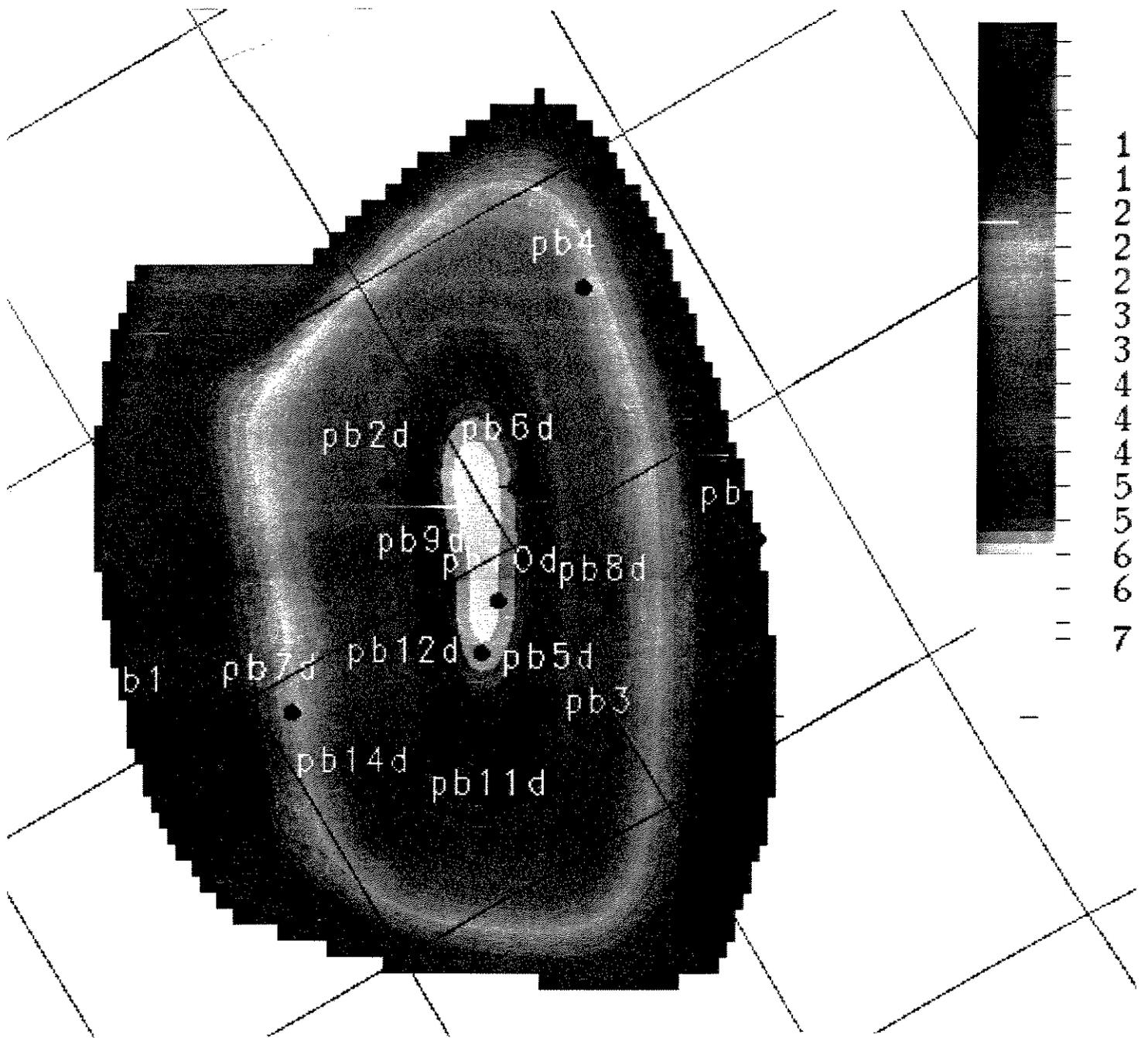
2000



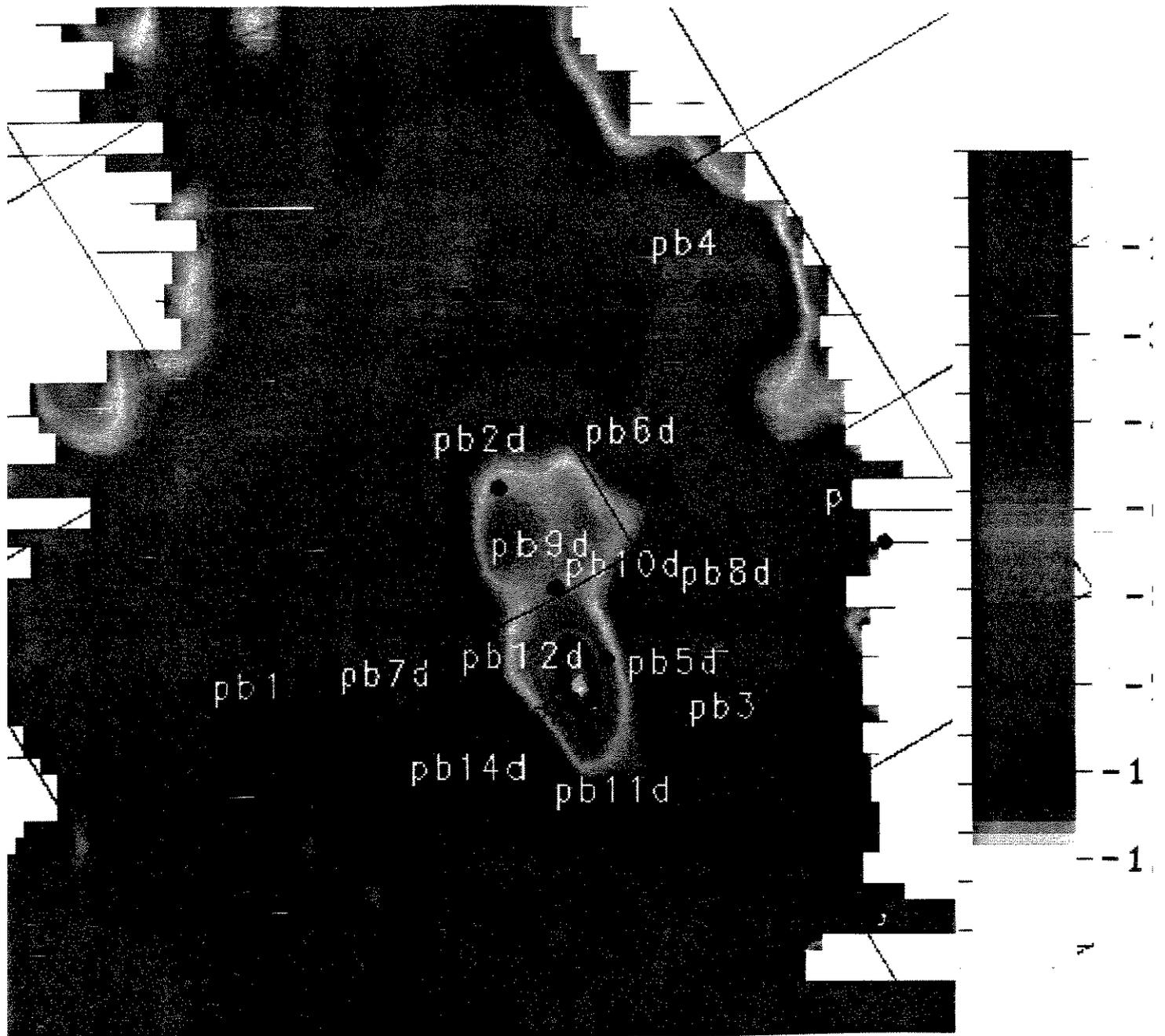
A-6



Mapa em tempo (ms) do topo do reservatório.



Mapa de isópacas de óleo em tempo (ms).



Mapa de amplitude sísmica na área de ocorrência do reservatório ao nível do topo.