

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Carlos Guilherme
Silva de Aquino e aprovada
pela comissão julgadora em 09.12.1991

x A. Z. Remacre
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
Como Requisito Parcial à Obtenção do
Título de mestre em Engenharia de Petróleo

**ABORDAGEM ESTOCÁSTICA
PARA ESTIMATIVA DE VOLUME DE
HIDROCARBONETO
USANDO DADOS SÍSMICOS**

61/91

Autor: Carlos Guilherme Silva de Aquino 01/03/91
Orientador: Armando Zaupa Remacre

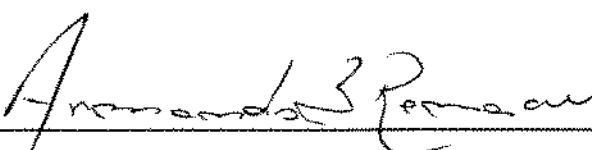
Dezembro de 1991

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

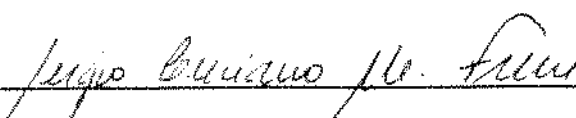
A dissertação "Abordagem Estocástica para Estimativa de Volume de Hidrocarboneto usando Dados Sísmicos", elaborada por Carlos Guilherme Silva de Aquino e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 09 de dezembro de 1991

Banca Examinadora


Armando Zaupa Remacre, Ph.D.


Cláudio Bettini, Ph.D.


Sérgio Luciano Freire, Ph.D.

À minha mãe,

Léa

AGRADECIMENTOS

Ao Eng. Germano S. de Lucena, por acreditar e incentivar minha participação neste curso.

Ao Geol. Cláudio Bettini, pelas sugestões e incentivo.

Ao Geol. Vivaldo, pelo diligente trabalho para o fornecimento dos dados sísmicos, pois, sem eles, esta tese não seria elaborada.

Ao Eng. Aby, pelo apoio logístico.

Ao Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, pela orientação nesta dissertação.

Aos Analistas Carlos e Moacir, pelo apoio na área de processamento de dados.

À amiga Vera Longhini, pela amizade, dedicação e revisão do texto desta dissertação.

Aos amigos do curso, pelo companheirismo e agradável convivência.

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

RESUMO

Este trabalho aborda uma das etapas fundamentais da estimativa de reservas, que é a estimativa de volume de hidrocarboneto do reservatório, inferindo-o desde a fase exploratória até o seu completo desenvolvimento.

Ressalta, também, a importância dos dados sísmicos para esta estimativa, particularmente quando o reservatório atinge seu pleno desenvolvimento com poucos poços, típico de campos petrolíferos localizados no mar. A dissertação apresenta como caso prático um reservatório da Plataforma Continental brasileira.

O modelo estocástico utilizado baseia-se nas funções aleatórias gaussianas aplicadas às variáveis de amplitude sísmica, espessura e topo estrutural do reservatório. Aplica-se ao modelo a simulação condicional geoestatística, usando os algoritmos das médias móveis e bandas rotativas (**turning-bands**).

ABSTRACT

This work approaches one of fundamental steps of the reservoir estimation, namely, the oil in place volume calculation, from the exploratory stage to the complete development of a reservoir.

The importance of seismic data to this estimation is emphasized, particularly when the reservoir is completely developed with few wells, a common practice with offshore fields. A case study for a Brazilian offshore basin is presented.

The stochastic model used to describe the reservoir is based on Gaussian functions applied to seismic amplitude, to reservoir structural top and to reservoir thickness. The model is solved by geostatistics conditional simulation, with turning-bands method.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO

1	Aspectos Gerais da Estimativa de Reservas.....	4
1.1	Variáveis Envolvidas na Estimativa de Reservas.....	4
1.1.1	Produção Acumulada.....	4
1.1.2	Fator Recuperação.....	5
1.1.3	Volume de Hidrocarbonetos do Reservatório.....	6
1.2	Variáveis Envolvidas na Estimativa de Volume de Hidrocarbonetos.....	8
1.2.1	Fator Volume de Formação (FVF_{HCl}).....	8
1.2.2	Saturação de Água Inicial (S_{wi}).....	9
1.2.3	Porosidade (ϕ).....	10
1.2.4	Volume de Rocha (V_R).....	11
1.2.4.1	Espessura do Reservatório (h).....	11
1.2.4.2	Área (A).....	12
2	Estimativa de Volumes.....	14
2.1	Abordagem Clássica.....	14
2.1.1	Elaboração de Mapas Geológicos.....	14
2.1.1.1	Mapa estrutural de Topo e Base do Reservatório.....	16
2.1.1.2	Mapa de Isópaca Permeável Total.....	17
2.1.1.3	Mapa de Isópaca Permeável com Óleo.....	20
2.1.2	Cálculo dos Parâmetros Petrofísicos.....	22
2.1.2.1	Porosidade.....	22

2.1.2.2	Saturação de Água Inicial.....	26
2.1.3	Procedimentos Operacionais.....	30
2.1.4	Comentários Finais.....	33
2.2	Abordagem Estocástica.....	34
2.2.1	Introdução.....	34
2.2.2	Geoestatística Linear Estacionária e não Estacionária.....	35
2.2.3	Krigagem.....	37
2.2.4	Simulação Condicional.....	40

3 Simulação Estocástica para Estimativa de Volume de Hidrocarboneto usando Dados Sísmicos:

Caso Prático.....	46
3.1 Informações Gerais.....	46
3.2 Descrição Geológica.....	46
3.3 Aquisição e Tratamento dos Dados Sísmicos.....	47
3.4 Simulação Condicional Gaussiana com Dados Sísmicos.....	49
3.4.1 Fase Exploratória.....	50
3.4.1.1 Análise Estrutural Geoestatística da Amplitude Sísmica e Espessura.....	51
3.4.1.2 Aspectos Operacionais da Simulação Condicional.....	53
3.4.1.3 Cálculo de Volumes.....	59
3.4.1.4 Discussão e Verificação dos Resultados.....	66

3.4.2 Fases de Extensão e Desenvolvimento.....	73
3.4.2.1 Análise Estrutural.....	75
3.4.2.2 Aspectos Operacionais da Simulação Condicional.....	78
3.4.2.3 Cálculo de Volume.....	82
3.4.2.4 Discussão e Verificação dos Resultados.....	92
 4 Conclusões e Recomendações.....	115
4.1 Conclusões.....	115
4.2 Recomendações.....	117
 Bibliografia.....	118
Apêndice A: Fluxogramas da Sistemática da Fase de Exploração e das Sistemáticas 1 e 2 das Fases de Extensão e Desenvolvimento.....	123

Lista de Figuras

1.1	Esquema comparativo dos métodos de estimativa de volume de hidrocarbonetos.....	7
2.1	Exemplo de mapa estrutural de topo.....	18
2.2	Exemplo de mapa estrutural de base.....	18
2.3	Exemplo de mapa de isópacas permeável total.....	19
2.4	Exemplo de delimitação de reservatório.....	21
2.5	Exemplo de mapa de isópacas permeável com hidrocarboneto.....	21
2.6	Esquema ilustrativo das fatias de áreas e volumes usadas para cálculo de volume.....	32
2.7	Esquema ilustrativo da simulação geoestatística.....	45
3.1	Modelos dos semivariogramas mais usados.....	54
3.2	Transformação gráfica gaussiana.....	54
3.3	Semivariograma da amplitude sísmica gaussiana nas direções principais.....	56
3.4	Semivariograma da espessura gaussiana nas direções principais.....	57
3.5	Pontos condicionantes de amplitude sísmica. Fase exploratória.....	60
3.6	Pontos condicionantes de espessura. Fase exploratória.....	61
3.7	Imagens simuladas do reservatório usando amplitude sísmica. Fase exploratória.....	62

3.8	Imagens simuladas do reservatório usando amplitude sísmica.	
	Fase exploratória.....	63
3.9	Imagens simuladas do reservatório com a espessura.	
	Fase exploratória.....	64
3.10	Imagens simuladas do reservatório com a espessura.	
	Fase exploratória.....	65
3.11	Histogramas da área, volume de rocha e volume de óleo das dez simulações do reservatório.	
	Fase exploratória.....	67
3.12	Histogramas e propriedades estatísticas da amplitude sísmica real e simuladas.	
	Fase exploratória.....	69
3.13	Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas.	
	Fase exploratória.....	70
3.14	Comparação entre a imagem de amplitude sísmica dos pontos condicionantes e uma das imagens simuladas.....	71
3.15	Comparação entre a imagem de espessura dos pontos condicionantes e uma das imagens simuladas.....	72
3.16	Semivariogramas da espessura gaussiana nas direções principais. Sistemática 1.....	76
3.17	Semivariogramas do topo gaussiano nas direções principais. Sistemática 2.....	77

3.18	Pontos condicionantes de espessura. Sistemática 1.	80
3.19	Pontos condicionantes de topo. Sistemática 2.	81
3.20	Imagem simulada de espessura com 1 poço.	
	Sistemática 1. Fase de extensão e desenvolvimento.....	83
3.21	Imagem simulada de espessura com 5 poços.	
	Sistemática 1. Fase de extensão e desenvolvimento.....	84
3.22	Imagem simulada de espessura com 11 poços.	
	Sistemática 1. Fase de extensão e desenvolvimento.....	85
3.23	Imagem simulada de espessura com 1 poço.	
	Sistemática 2A. Fase de extensão e desenvolvimento.....	86
3.24	Imagem simulada de espessura com 5 poços.	
	Sistemática 2A. Fase de extensão e desenvolvimento.....	87
3.25	Imagem simulada de espessura com 11 poços.	
	Sistemática 2A. Fase de extensão e desenvolvimento.....	88
3.26	Imagem simulada de espessura com 1 poço.	
	Sistemática 2B. Fase de extensão e desenvolvimento.....	89
3.27	Imagem simulada de espessura com 5 poços.	
	Sistemática 2B. Fase de extensão e desenvolvimento.....	90
3.28	Imagem simulada de espessura com 11 poços.	
	Sistemática 2B. Fase de extensão e desenvolvimento.....	91
3.29	Histogramas de volume de rocha e volume de óleo.	
	Sistemática 1 - 1 poço - Fase de extensão e	
	desenvolvimento.....	93

3.30	Histogramas de volume de rocha e volume de óleo. Sistemática 1 - 5 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	94
3.31	Histogramas de volume de rocha e volume de óleo. Sistemática 1 - 11 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	95
3.32	Histogramas de volume de rocha e volume de óleo e área. Sistemática 2A - 1 poço - Fase de extensão e desenvolvimento.....	96
3.33	Histogramas de volume de rocha e área. Sistemática 2A - 5 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	97
3.34	Histogramas de volume de óleo. Sistemática 2A - 5 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	98
3.35	Histogramas de volume de rocha e área. Sistemática 2A - 11 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	99
3.36	Histogramas de volume de óleo. Sistemática 2A - 11 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	100
3.37	Histogramas de volume de rocha e volume de óleo e área. Sistemática 2B - 1 poço - Fase de extensão e desenvolvimento.....	101

3.38	Histogramas de volume de rocha e área. Sistemática 2B - 5 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	102
3.39	Histogramas de volume de óleo. Sistemática 2B - 5 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	103
3.40	Histogramas de volume de rocha e área. Sistemática 2B - 11 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	104
3.41	Histogramas de volume de óleo. Sistemática 2A - 11 poços - Fase de extensão e desenvolvimento.....	105
3.42	Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas. Sistemática 1. Fase exploratória.....	111
3.43	Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas. Sistemática 2A. Fase extensão e desenvolvimento.....	112
3.44	Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas. Sistemática 2B. Fase extensão e desenvolvimento.....	113
3.45	Comparação da imagem de espessura dos pontos condicionantes e uma das imagens simuladas com 1, 5 e 11 poços. Sistemática 1. Fase de extensão e desenvolvimento.....	114

Lista de Tabelas

3.1	Tempos computacionais médios. Fase exploratória.....	58
3.2	Dados de topo e espessura nos poços.....	74
3.3	Tempos computacionais médios. Sistemática 1.....	79
3.4	Tempos computacionais médios. Sistemática 2.....	79
3.5	Parâmetros petrofísicas e de fluido.....	92
3.6	Histórico de áreas e volumes.....	106
3.7	Diferença absolutas e relativas de volume de óleo, volume de rocha e área. Fase exploratória.....	107
3.8	Diferenças absolutas e relativas de volume de óleo, volume de rocha e área. Fase de extensão e desenvolvimento. Sistemática 1.....	107
3.9	Diferenças absolutas e relativas de volume de óleo, volume de rocha e área. Fase de extensão e desenvolvimento. Sistemática 2A.....	108
3.10	Diferenças absolutas e relativas de volume de óleo, volume de rocha e área. Fase de extensão e desenvolvimento. Sistemática 2B.....	109

Nomenclatura Letras Romanas

A	-	Área do reservatório	m ²
C	-	Covariância	-
CR	-	Coeficiente de reflexão	-
E	-	Esperança matemática	-
F	-	Fator de formação	-
FR	-	Fator de Recuperação	%
FVF _{HCI}	-	Fator Volume de Formação de Hidrocarboneto inicial	m ³ /m ³
h	-	Vetor do R ³	m
h	-	Espessura do reservatório	m
IC	-	Intervalo de contorno	-
K	-	Constante do planímetro	-
m	-	Média	-
N	-	Número de pares de pontos	-
PA	-	Produção acumulada	m ³
R	-	Densidade de uma camada rochosa	-
R	-	Reserva	m ³
R _t	-	Resistividade da formação	ohm.m
R _w	-	Resistividade da água da formação	ohm.m
S _{gi}	-	Saturação de gás inicial	%
S _{HCI}	-	Saturação de hidrocarboneto inicial	%

S_o	-	Saturação de óleo	%
S_{oi}	-	Saturação de óleo inicial	%
S_w	-	Saturação de água	%
S_{wi}	-	Saturação de água inicial	%
t	-	Tempo de trânsito da rocha porosa	μs
t_f	-	Tempo de trânsito do fluido que ocupa o espaço poroso	μs
V	-	Velocidade de uma camada rochosa	m/s
VAR	-	Variância	-
V_{HC}	-	Volume de hidrocarboneto do reservatório	m^3
V_o	-	Volume de óleo	m^3
V_p	-	Volume poroso	m^3
V_s	-	Volume de sólidos	m^3
V_T	-	Volume total	m^3
V_v	-	Volume de vazios	m^3
V_w	-	Volume de água	m^3
x	-	Posição espacial	-
Z	-	Função aleatória	-
Z^*	-	Estimativa de uma variável	-
z^*_{KO}	-	Estimativa de Krigagem ordinária	-
z^*_{SNCK}	-	Estimativa de Krigagem de valores da simulação não condicional	-
z_o	-	Valor real amostrado	-

z_{SC}	-	Realização de uma simulação condicional	-
z_{SNC}	-	Valor da simulação não condicional	-

Letras Gregas

γ	-	Semivariograma	-
λ	-	Coefficiente multiplicador de Krigagem	-
μ	-	Parâmetro de Lagrange	-
ρ_b	-	Densidade do fluido que ocupa o espaço poroso	-
ρ_{ma}	-	Densidade da matriz rochosa	-
ϕ	-	Porosidade	%
ϕ_D	-	Porosidade do perfil densidade	%
ϕ_{D-N}	-	Combinação da porosidade dos perfis de densidade e nêutron	%
ϕ_N	-	Porosidade do perfil nêutron	%
ϕ_S	-	Porosidade do perfil sônico	%
σ_k^2	-	Variância de estimativa de Krigagem	-

INTRODUÇÃO

A geoestatística estuda fenômenos ou variáveis que apresentam correlação (ou auto-correlação espacial) e, eventualmente, temporal. É composta por um conjunto de ferramentas estatísticas e determinísticas que permite a caracterização e modelagem espacial e/ou temporal dos fenômenos com o objetivo de descrevê-los e também inferi-los.

Ela é, atualmente, uma ferramenta consolidada na indústria do petróleo. Suas primeiras aplicações, nessa área, datam de meados da década de 70 e estavam quase na sua totalidade vinculadas à geologia do petróleo, particularmente às estruturas macroscópicas de configuração de um reservatório de hidrocarboneto. Advêm desta época as primeiras abordagens usando a geoestatística para estimativa de reservas (Haas e Jousselin [16]).

No início da década de 80 surgem as primeiras aplicações geoestatísticas para a engenharia de petróleo, particularmente na caracterização da estrutura interna do reservatório para fins de simulação numérica de fluxo de fluidos. No Brasil, esta etapa inicia-se no final dos anos 80 com a elaboração da tese "Caracterização de Reservatórios de Petróleo Através da Análise Geoestatística", por Armando de A. Ferreira.[14]

A presente tese aplica-se à área de estimativa de reservas, enfocando a sua variável mais importante e sensível, que é a

estimativa de volume de hidrocarboneto.

A quantificação das reservas é um dado fundamental para a gerência técnica da indústria do petróleo, pois ela é realizada, essencialmente, comparando-se os custos de diversas opções de exploração de um dado reservatório e o retorno em produção e, por conseguinte, o resultado financeiro que estes investimentos poderão proporcionar. A magnitude das reservas indicará o tipo e o tamanho das facilidades a serem instaladas, tais como estações coletoras, oleodutos, planta de gasolina e até refinaria; subsidiará o plano de desenvolvimento do reservatório, ou seja, o número de poços e a sua distribuição espacial para melhor drenagem do mesmo; condicionará a taxa de depreciação dos investimentos realizados e, finalmente, a avaliação dos resultados do programa de exploração.

Como se sabe, as estimativas de reservas são mais imprecisas na etapa em que elas são mais necessárias, ou seja, no início da vida produtiva do reservatório, quando a quantidade de dados é incipiente.

Ao longo do tempo, os poços têm sido a fonte básica de dados para a estimativa de reservas. Poços fornecem amostras pontuais precisas do reservatório, mas sua representatividade em área é pouco relevante, além de ter um elevado custo, o que impede a sua disseminação apenas para a coleta de informações. Ressaltou-se que a quantificação de reservas é mais importante quando a quantidade de poços é pequena. A extrapolação e/ou interpolação realizada de uma pequena quantidade de dados poderá levar a super ou subestimativa de reservas, prejudicando o retorno sobre os investimentos ou

inviabilizando-os. Além disto, as incertezas destas extrapolações e/ou interpolações não são quantificadas. Na fase exploratória ou de prospecção de um reservatório, são realizados levantamentos sísmicos que, através de medidas acústicas, quantificam algumas características geométricas do reservatório, com cobertura espacial significativa apesar de apresentar menor precisão que os dados de poços.

Os dados sísmicos quase sempre foram de importância secundária na estimativa de reservas. O advento da geoestatística na indústria do petróleo proporciona uma poderosa ferramenta para que eles sejam utilizados de modo mais nobre nesta área, como será mostrado nessa dissertação de tese.

CAPÍTULO 1

1 Aspectos Gerais da Estimativa de Reservas

Esse capítulo apresentará, genericamente, as relações e variáveis envolvidas nas estimativas de reserva e volume de hidrocarboneto.

Ele objetiva introduzir os termos mais utilizados na área, bem como explica-los sucintamente.

1.1 Variáveis Envolvidas na Estimativa de Reservas

A reserva de hidrocarboneto pode ser retratada pela seguinte expressão:

$$R = (V_{HC} \cdot FR) - PA \quad (1.1)$$

onde: R - Reserva

V_{HC} - Volume de Hidrocarboneto do Reservatório

FR - Fator de Recuperação

PA - Produção Acumulada

Apesar da sua simplicidade, convém registrar as características e particularidades dos termos que a compõem:

1.1.1 Produção acumulada

A produção acumulada é a quantidade de hidrocarboneto explorada

do reservatório.

É uma medida determinística que caracteriza a produção, ao longo do tempo, de todos os poços completados, ou seja, abertos à produção, naquele reservatório. É normalmente computada diariamente através de medidores de vazões existentes nas estações coletoras (campos terrestres) ou plataformas de produção (campos marítimos).

1.1.2 Fator de Recuperação

O fator de recuperação é um dos pilares do cálculo de reservas. É o valor numérico que quantifica a energia do reservatório, retratando a capacidade de produção até o fim da sua vida. Muitos imaginam um reservatório como sendo um lençol petrolífero de onde é extraído todo o óleo existente na subsuperfície. Obviamente isto não ocorre, permanecendo no interior do reservatório, quase sempre, mais de 50,0% da quantidade de hidrocarboneto existente. Para se ter uma idéia do que isto representa, recuperando-se 10,0% a mais do volume conhecido de hidrocarboneto nos Estados Unidos da América [24], as suas reservas duplicariam. O fator de recuperação não é um número fixo que, uma vez determinado, é imutável, mesmo porque ele caracteriza quantitativamente o mecanismo de produção do reservatório. Diz-se que ele é primário quando o reservatório está despendendo a sua energia natural para exploração dos fluidos, situação usual no início da sua vida produtiva. Os principais mecanismos de produção primária são: gás em solução, capa de gás, influxo de água e segregação gravitacional.

Numa fase posterior, a energia do reservatório pode ser incrementada através de injeção de água e/ou gás. Diz-se, então, que o reservatório se encontra numa etapa secundária de recuperação. Esta adição de energia, em geral, provoca um acréscimo no fator de recuperação.

Eventualmente, dependendo das características do reservatório, ele ainda pode passar por um processo de recuperação especial, que consiste na introdução de processos físico-químicos que permitam melhorar ainda mais a sua capacidade de produção, provocando o aumento do seu fator de recuperação. Os métodos mais comuns de recuperação especial são: combustão "in situ"; injeção de vapor; injeção de gás carbônico e injeção de polímeros.

Cabe ressaltar que as etapas descritas acima não obedecem necessariamente uma ordem cronológica, podendo alguns reservatórios iniciar a sua vida produtiva por processo secundário ou especial de recuperação.

O fator de recuperação é inferido, usualmente, através de curvas de declínio de produção ou pela simulação numérica de fluxo de fluidos.

Deve-se registrar que a sua revisão não ocorre apenas quando se muda o processo de recuperação, podendo ser atualizado dentro de uma mesma fase, sempre que novos dados assim o justificarem.

1.1.3 Volume de Hidrocarboneto do Reservatório

O volume é, sem dúvida, a variável mais importante da estimativa

de reservas. Para calcula-la, emprega-se, usualmente, o método volumétrico, a equação de balanço de materiais, curvas de declínio de produção e, eventualmente, os resultados da simulação numérica de fluxo de fluidos. Antes da perfuração do primeiro poço, é comum que a estimativa de volume seja feita por analogia com um reservatório conhecido similar.

O método volumétrico é o mais usado na indústria petrolífera e o mais confiável no início da vida produtiva de um reservatório, pois a disponibilidade de poucos dados, principalmente de produção, torna pouco confiável a aplicação dos outros métodos reportados. Ressalta-se ainda a simplicidade de sua aplicação. (fig. 1.1)

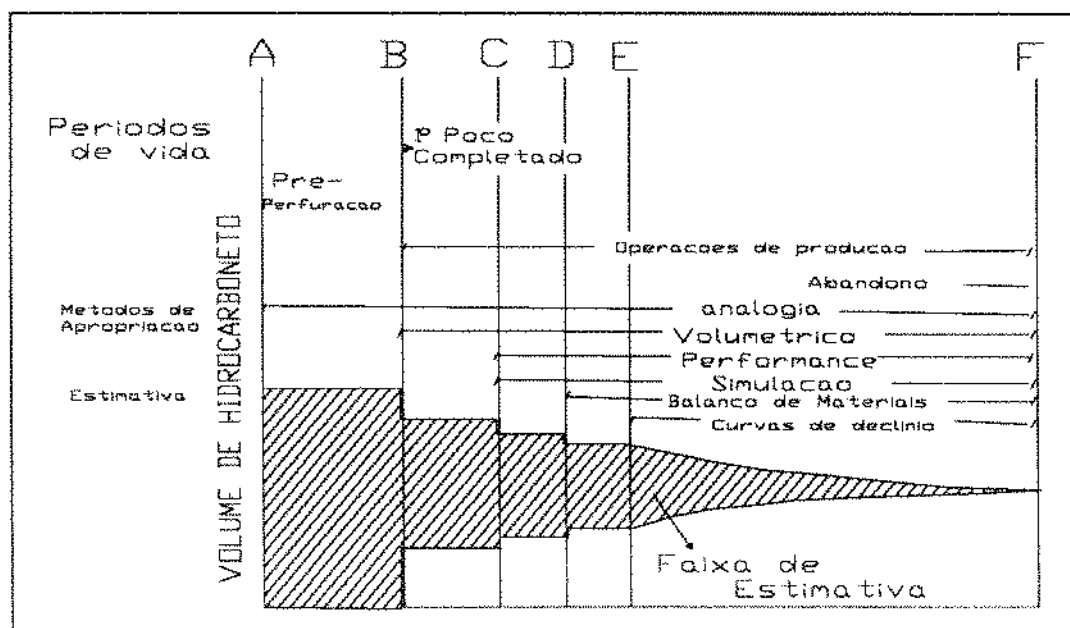


Fig. 1.1 - Esquema comparativo dos métodos de estimativa de volume de hidrocarboneto (modificado de Albu, 1990).

Esse trabalho terá como enfoque o referido método. Segundo ele, o volume de hidrocarboneto pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$V_{HC} = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{FVF_{HCl}} V_{HC} = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{FVF_{HCl}} \quad (1.2)$$

Onde: V_R - Volume de Rocha do Reservatório

ϕ - Porosidade

S_{wi} - Saturação de água inicial

FVF_{HCl} - Fator volume de formação

1.2 Variáveis Envolvidas na Estimativa de Volume de Hidrocarboneto

Repetindo-se o procedimento anterior, será descrito abaixo cada termo da referida expressão:

1.2.1 Fator Volume de Formação (FVF_{HCl})

Este fator retrata a contração do volume de hidrocarboneto no reservatório. O que isto significa quando, por exemplo, o hidrocarboneto é óleo? O óleo, quando está na jazida, apresenta-se com gás dissolvido, que provoca uma contração volumétrica quando sujeito a uma diminuição de pressão, ou seja, quando o óleo é produzido, ou ainda, quando ele atinge a superfície. Desta forma, normalmente para se produzir 1 m³ de óleo nas condições básicas de temperatura (20°C) e pressão (1 atm), é necessária uma quantidade maior de volume na jazida. Este valor é representado pelo fator

volume de formação, que expressa a quantidade de volume de óleo no reservatório para explorar 1 m³. Este valor é normalmente medido em laboratório através de uma célula PVT (equipamento laboratorial que reproduz as condições de pressão e temperatura do reservatório), após amostragem do fluido sob pressão. Eventualmente, ele pode ser calculado através da análise composicional do hidrocarboneto ou estimado por correlações empíricas.

1.2.2 Saturação de Água Inicial (S_{wi})

Todo jazimento petrolífero em subsuperfície apresenta-se saturado com óleo, gás e água. Eventualmente, a porção basal do reservatório está ocupada por água, constituindo um aquífero que, se atuante, servirá como importante mecanismo de recuperação primária do reservatório, como já foi mencionado. Desta forma, por pressão capilar, ela tende a migrar, ocupando o espaço poroso preenchido com hidrocarboneto. Independente deste aspecto, no processo de armazenamento do hidrocarboneto em um reservatório qualquer, ou seja, na migração de fluidos da rocha geradora para a armazenadora, acredita-se que esta esteja ocupada, inicialmente, por água e que, por drenagem, o hidrocarboneto desloque o fluido previamente existente, ocupando a maior parte do espaço poroso. Como este processo não é totalmente efetivo, resta uma porção da jazida ocupada por água.

Os dois mecanismos, sucintamente descritos, são os mais importantes para explicar a presença de água no reservatório, sendo

quantificada por ocasião de sua descoberta pelo valor de saturação de água inicial.

Para o cálculo de volume, adota-se a saturação média ao longo da espessura do reservatório, a qual, composta com outros valores calculados analogamente, configura o valor de saturação de água média inicial do reservatório. A maneira de calcula-la será ainda objeto de apreciação deste trabalho.

Os valores de saturação de água são medidos através de análises laboratoriais, a partir de testemunhos retirados dos poços ou através de medidas indiretas realizadas pelos perfis elétricos.

1.2.3 Porosidade (ϕ)

A grande maioria dos reservatórios dos hidrocarbonetos está associada a rochas sedimentares, basicamente arenitos e carbonatos que, pela natureza de sua deposição, apresentam-se com espaços vazios no seu interior. Estes espaços podem ser obstruídos por compactação ou processos diagenéticos, ou ainda ser ampliados em função destes últimos, principalmente no caso dos carbonatos. A relação do volume de vazios pelo volume rochoso total é retratada pelo valor da porosidade.

Dos dois parâmetros petrofísicos constantes da expressão (1.2), saturação de água e porosidade, esta é, sem dúvida, a mais representativa na quantificação do volume, devendo, por isto, ser tratada com mais acuidade.

Da mesma forma que a saturação, calcula-se valor médio da

porosidade ao longo da espessura do reservatório perfurada pelo poço e, junto com os valores dos outros poços, calcula-se a porosidade média do reservatório que será usada na estimativa de volume.

Os valores de porosidade são medidos da mesma forma que os de saturação, ou seja, através de ensaios laboratoriais em testemunhos ou medidas indiretas de perfis. Obviamente, os ensaios e as medidas de perfis, para um e outro caso, são distintos.

1.2.4 Volume de Rocha (V_R)

O volume de rocha é, indubitavelmente, a variável mais importante no cálculo de volume de hidrocarboneto, estando associado às maiores incertezas do valor calculado. O seu cálculo é expresso pela seguinte relação:

$$V_R = A \cdot h \quad (1.3)$$

onde: A - Área do reservatório

h - Espessura do reservatório

1.2.4.1 Espessura do Reservatório (h)

A espessura do reservatório, no contexto desse trabalho, significa a espessura permeável com hidrocarboneto do reservatório, sendo medida nos poços e extrapolada e/ou interpolada. Para quantificá-la adequadamente, seria necessário amostrar toda a porção do reservatório atravessada pelo poço e analisá-la em laboratório nas mesmas condições de pressão e temperatura da jazida, já que medidas indiretas de perfis não conseguem mensurar com precisão desejada esta

variável. O processo descrito acima é muito oneroso e demorado, sendo totalmente inviável a sua utilização na indústria de petróleo. Felizmente, a permeabilidade usualmente guarda uma boa correlação com a porosidade. Quando esta correlação é estudada para um dado reservatório, fixa-se um parâmetro de corte para a porosidade, baseado em critérios físicos e econômicos e, a partir dele, infere-se o valor da espessura em perfis.

Quando a citada correlação não é determinada para um reservatório, o parâmetro de corte é fixado a partir da experiência prática com reservatórios semelhantes.

Calculada a espessura permeável com hidrocarboneto nos diversos poços, será abordado ainda, nesse trabalho, como ela é extrapolada para o restante do reservatório.

1.2.4.2 Área (A)

A área é um atributo geométrico bidimensional representando o tamanho do reservatório em planta. Uma das ocorrências que mais evidenciam a existência de um reservatório é uma estrutura côncava, normalmente em forma de domo. Para que seja armazenadora, é necessário que ela tenha um fechamento, que pode ser estrutural, estratigráfico ou misto, para citar os mais importantes.

Esta estrutura dômica, assim como outras genericamente conhecidas como altos estruturais, pode ser detectada por métodos geofísicos, balizando a possível existência do reservatório. A sua constatação se realiza com a perfuração de um poço. Localizado o

reservatório, persiste uma dúvida que irá atormentar, durante a perfuração de muitos poços, o geólogo responsável pela concepção da sua configuração. Qual a sua extensão lateral? Eventualmente as ferramentas geofísicas podem dar indícios quanto ao seu fechamento, particularmente se ele for estrutural, devido a falhas geológicas. Mas a sua delimitação, mesmo assim não muito precisa, só se realizará através da perfuração de novos poços.

O geólogo retrata a configuração do reservatório em mapas. Para a cubagem de volumes, estes mapas retratam não só a configuração geométrica, mas também a espessura permeável com óleo, que permite o cálculo do volume de rocha do reservatório. Eventualmente, podem ser elaborados mapas de isovolume ($h \cdot \phi$) que possibilitam a estimativa do volume poroso, ou ainda o mapa de isopetróleo ou iso- índices [$h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})$], que permite o cálculo de volume de hidrocarboneto no reservatório.

Os poucos dados existentes no início da vida do reservatório conduzem geralmente o geólogo que se utiliza dos métodos convencionais à concepção de uma imagem (normalmente única) conservativa ou até mesmo pessimista do reservatório.

CAPÍTULO 2

2 Estimativa de Volumes

Devido à sua larga aplicação na indústria de petróleo, o objeto dessa dissertação será o método volumétrico. No capítulo anterior, foi referenciada a expressão que o retrata e, resumidamente, as principais variáveis envolvidas na sua aplicação. Será dado enfoque, nesta parte, à descrição detalhada destas variáveis, segundo uma abordagem definida como clássica, pela sua intensa utilização na indústria e outra estocástica, objeto principal deste trabalho.

2.1 Abordagem Clássica

A representação da configuração geométrica do reservatório com a espessura permeável com hidrocarboneto (ou com o produto da espessura e porosidade, ou ainda, o produto da espessura, porosidade e saturação de óleo) em mapas é a ferramenta básica do método volumétrico. Quais os dados necessários para isto? Como eles são tratados? Enfim, como eles são representados? Estas e outras questões serão elucidadas no próximo item.

2.1.1 Elaboração de Mapas Geológicos

O mapa de contorno é a ferramenta básica para retratar uma interpretação geológica, seja ela uma sequência de eventos geológicos ou uma representação dos valores absolutos de uma variável geológica qualquer, como a profundidade relativa do topo do reservatório e a

espessura permeável de óleo. As linhas de contorno num mapa geológico refletem a distribuição espacial de isovalores do fenômeno considerado e devem ser sempre identificadas, desde que não prejudiquem a clareza do mapa. Elas devem também respeitar os dados pontuais e o intervalo de contorno deve ser escolhido de forma a não dificultar a visualização do mapa. O espaçamento entre as linhas baliza o gradiente do fenômeno retratado, sendo este aspecto uma importante característica do mapa de contorno.

O mapa geológico é o resultado de uma projeção sobre uma base topográfica da variável geológica que se deseja representar, proporcionando informações sobre a extensão, agrupamentos e relações dos diversos corpos rochosos.

A extensão é facilmente observada na escala do mapa.

Os agrupamentos são de vários tipos: cronológicos, genéticos, litológicos e estruturais.

a) Agrupamento Cronológico - Retrata os corpos a partir da idade relativa ou absoluta da sua deposição. Participam ativamente nesta elaboração a paleontologia e a geocronologia, com apoio efetivo da estratigrafia.

b) Agrupamento Genético - Concebe os corpos rochosos a partir do processo geológico que o originou, ou seja, rochas ígneas originaram-se de processos vulcânicos; rochas sedimentares, de deposição sedimentar; etc.

c) Agrupamento Litológico - Retrata os tipos de rochas com a mesma identidade mineralógica e petrográfica, ou seja, entre as rochas sedimentares, os arenitos, os carbonatos, os folhelhos, etc.

d) Agrupamento Estrutural - Concebe os corpos rochosos a partir das suas atitudes geométricas e anatômicas.

Para aplicação do método volumétrico, os mapas geológicos dos dois últimos agrupamentos são os mais importantes, principalmente quando relacionados entre si. Destacam-se, entre outros, os mapas estruturais de topo e base do reservatório; de isópacas permeável total e o de isópacas permeável com hidrocarboneto que, sem dúvida, é o mais significativo.

2.1.1.1 Mapa Estrutural de Topo e Base do Reservatório

A elaboração destes mapas consiste na primeira etapa de confecção do mapa de isópacas. Eles se baseiam, principalmente, em dados dos poços. No caso de mapas estruturais, porém, se conta com um importante respaldo dos dados sísmicos, particularmente se eles forem de sísmica 3-D. Além disto, as seções geológicas, estruturais e estratigráficas, bem como os conhecimentos da geologia regional da bacia e do ambiente deposicional, são subsídios recomendáveis para a devida interpretação estrutural do reservatório.

Os mapas estruturais evidenciam o mergulho das camadas da rocha reservatório, assim como, dobras, falhas e extrapolações em área, dos eventuais contatos existentes (óleo/água e/ou gás/óleo), aspectos

essenciais para delimitação da configuração geológica do reservatório.

As figuras 2.1 e 2.2 espelham devidamente o que foi descrito.

2.1.1.2 Mapa de Isópaca Permeável Total

O mapa de isópaca permeável total retrata o potencial armazenador da litologia existente na área do reservatório. É, essencialmente, baseado em dados de poços, já que os subsídios dos dados sísmicos, neste aspecto, podem ser considerados irrelevantes. Secundariamente, contribuem estudos de afloramentos (caso existam) e conhecimentos geológicos prévios da área (ambiente deposicional, cronologia de deposição, etc.).

Considerando a importância dos dados de poços neste tipo de mapa, destacam-se os valores da porosidade, medidos nos perfis e de permeabilidade, medidos em testemunhos ou quantificados através de testes de formação. Recordando a já citada correlação porosidade-permeabilidade, as linhas de contorno são traçadas obedecendo a direção preferencial ("trend") da deposição inferida.

A figura 2.3 retrata aproximadamente esta descrição.

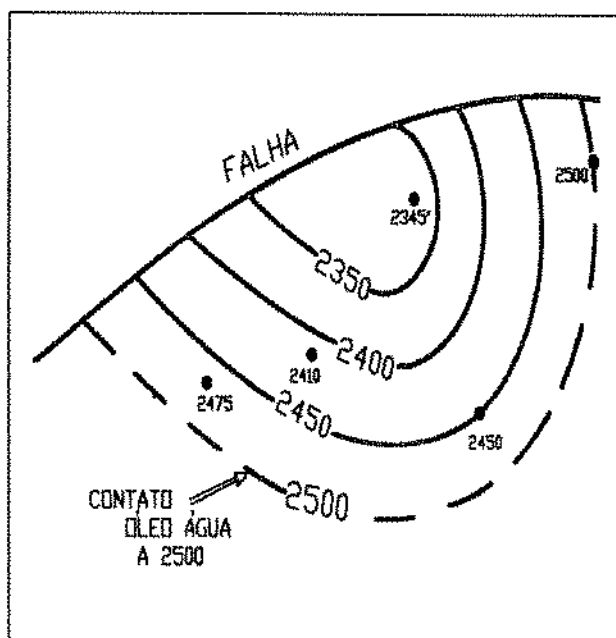


Fig. 2.1 - Exemplo de mapa estrutural de topo
(modificada de Dickey, 1986).

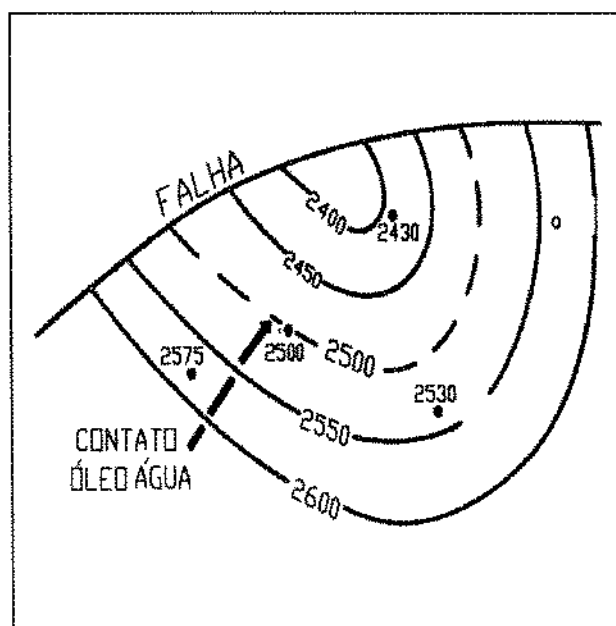


Fig. 2.2 - Exemplo de mapa estrutural de base
(modificada de Dickey, 1986).

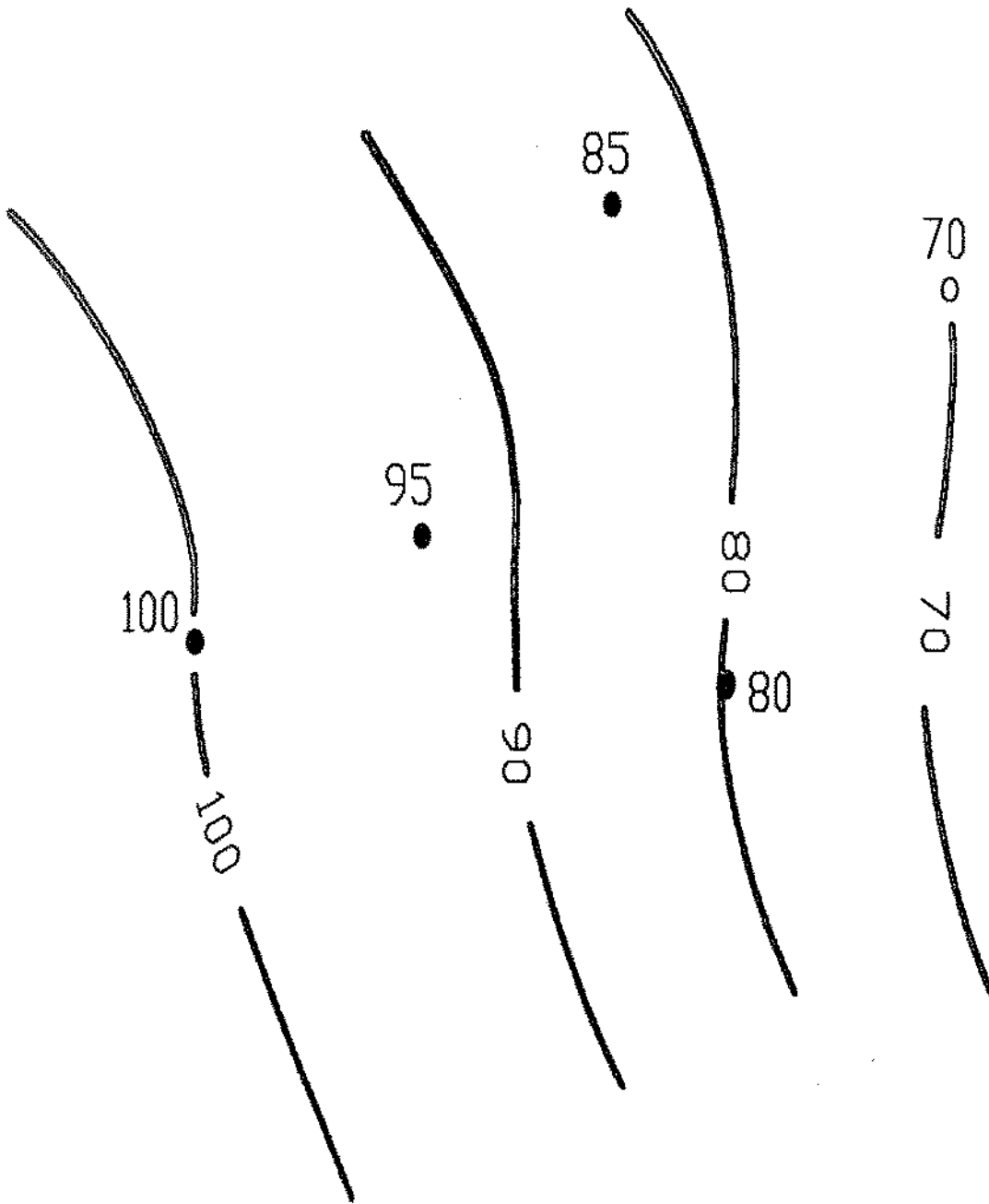


Fig. 2.3 - Exemplo de mapa de isópacas permeável total
(modificada de Dickey, 1986).

2.1.1.3 Mapa de Isópaca Permeável com Óleo

A composição dos mapas estruturais de topo e de base com o permeável total resulta no mapa de isópaca permeável com óleo. Algumas particularidades devem ser ressaltadas:

- A área entre o limite do reservatório no mapa de base e o ponto mais alto da estrutura está preenchida por hidrocarboneto.
- A área entre o limite do reservatório no mapa de base e de topo também está saturada por hidrocarboneto.
- A área situada abaixo do limite do reservatório no mapa de topo não é reservatório de hidrocarboneto.
- As linhas de contorno do mapa de espessura permeável total agora se fecham, obedecendo os limites do reservatório.

As figuras 2.4 e 2.5 são bastante elucidativas quanto a estas particularidades, retratando um reservatório de óleo hipotético limitado por falha e contato óleo/água.

Deve-se ressaltar que uma das fontes de erro na estimativa de volumes é a inclusão de espessuras de baixa permeabilidade no mapa de isópacas permeável com óleo. Este risco ocorre porque nem sempre a correlação porosidade-permeabilidade é adequada, já que, como já foi dito, as ferramentas existentes de perfis não medem permeabilidade e é inviável, técnica e economicamente, testemunhar todos os poços perfurados.

2.1.2 Cálculo dos Parâmetros Petrofísicos.

2.1.2.1 Porosidade

O valor da porosidade empregado na expressão (1.2) é normalmente a média dos valores médios, medidos ao longo da espessura permeável com óleo de cada poço. A média aritmética se adequa conveniente a esta variável, já que, estatisticamente, ela apresenta a característica de ser uma variável aditiva. Recomenda-se que esta média seja ponderada com o volume de rocha sob influência do poço, desde que disponha ou se tenha uma idéia mais exata do seu raio de influência. Caso isto não seja possível, deve-se ponderá-la, no mínimo, com a espessura permeável com hidrocarboneto.

Na indústria do petróleo, a porosidade é calculada, como já foi dito, por meio de análises laboratoriais, quando o poço é testemunhado, ou por medidas indiretas de perfis.

Os ensaios de laboratório se baseiam na própria definição de porosidade, ou seja:

$$\phi = \frac{V_v}{V_T} \quad (2.1)$$

onde: ϕ - Porosidade

V_v - Volume de vazios

V_T - Volume total

Existem ensaios destrutivos e não destrutivos. Estes são

preferencialmente usados por manter a integridade do testemunho ou das amostras dele retiradas ("plugs"). Dentre estes, destacam-se os métodos do porosímetro de Boyle, que mede o volume de sólidos do corpo rochoso e o da bomba de mercúrio, para medir o volume total. Desta forma:

$$\phi = \frac{V_T - V_S}{V_T} \quad (2.2)$$

onde: V_S - Volume de sólidos.

Os métodos indiretos de medição de porosidade usando os perfis são os mais largamente utilizados, especialmente, em razão dos seus custos. Os valores de porosidades medidos nesta dissertação originaram-se destes métodos. Os perfis mais usados para estas determinações são o sônico e a combinação do densidade com nêutron.

O perfil sônico foi usado intensivamente como a ferramenta mais indicada para a medição de porosidade. Com as recentes evoluções das ferramentas dos perfis de densidade e nêutron, ele passou a ter uma importância secundária. Contudo, ele continua a ser muito efetivo no caso de arenitos argilosos, poços desmoronados, reservatórios com porosidade secundária e onde a presença de pirita é significativa, prejudicando a resolução do perfil de densidade. Em condições normais, os valores de porosidade calculados pelo sônico são otimistas. O cálculo tem como base a seguinte expressão:

$$\phi_s = \frac{(t - t_{ma})}{(t_f - t_{ma})} \quad (2.3)$$

onde:

- t - Tempo de trânsito da rocha porosa
- t_f - Tempo de trânsito do fluido que ocupa os poros
- t_{ma} - Tempo de trânsito da matriz da rocha
- φ_s - Porosidade do perfil sônico.

Comparada com o perfil sônico, a combinação dos perfis de densidade-nêutron apresenta as seguintes vantagens:

- a) O cálculo da porosidade pode ser realizado sem um conhecimento preciso da matriz rochosa.
- b) A sobreposição das curvas de densidade e nêutron é um excelente indicador de reservatório de gás.
- c) Não há necessidade de correção para compactação.
- d) Distinção da transição de uma matriz rochosa para outra ao longo do poço.
- e) Os efeitos da presença de argilas são mais evidentes e computados mais precisamente.

A expressão da porosidade do perfil de densidade é a seguinte:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.4)$$

onde : ρ_{ma} - Densidade da matriz rochosa

ρ_b - Densidade da rocha

ρ_f - Densidade do fluido que ocupa o

ϕ_D - Porosidade do perfil de densidade.

As leituras do perfil de nêutrons estão diretamente relacionadas com a porosidade. Ábacos experimentais para as principais litologias sedimentares, típicas de reservatório de hidrocarboneto (arenitos, carbonatos e dolomitos), permitem a transformação dos valores medidos pela ferramenta em porosidade.

Para reservatórios preenchidos com líquido, a combinação densidade-nêutron calcula a porosidade pela seguinte relação:

$$\phi_{D-N} = \frac{\phi_D - \phi_N}{2} \quad (2.5)$$

onde: ϕ_N - Porosidade do perfil de nêutrons.

Para reservatórios com gás:

$$\phi_{D-N} = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad (2.6)$$

2.1.2.2 Saturação de Água Inicial

A saturação de fluidos de uma rocha está intimamente relacionada com a porosidade. Num reservatório de hidrocarboneto, a sua saturação pode ser assim expressa:

$$S_{HCi} = 1 - S_{wi} \quad (2.7)$$

onde: S_{HCi} - Saturação de hidrocarboneto inicial

S_{wi} - Saturação de água inicial

Um reservatório, quando descoberto, normalmente se encontra sub-saturado, ou seja, sua pressão inicial está acima da pressão de saturação. Desta forma:

$$S_{nci} = S_{oi} \quad (2.8)$$

onde: S_{oi} - Saturação de óleo inicial

Se o reservatório é de gás:

$$S_{HCi} = S_{gi} \quad (2.9)$$

onde: S_{gi} - Saturação de gás inicial

Como os reservatórios de óleo são mais importantes economicamente e mais numerosos, este tópico limita-se às explicações do cálculo de saturação de fluidos neste tipo de reservatório.

Assim como a porosidade, a saturação de água também apresenta

estatisticamente a característica de ser aditiva. Na estimativa de volume de hidrocarboneto, utiliza-se usualmente o valor médio de saturação de água inicial para todo o reservatório. Devido à sua estrita vinculação com a porosidade, recomenda-se que se use o valor da média aritmética ponderada com o volume poroso influenciado pelo poço, desde que este possa ser devidamente quantificado e que o reservatório esteja com sua pressão acima da pressão de saturação. Caso isto não seja possível, a ponderação deve ser feita com o produto da espessura pela porosidade. Em caso extremo, adota-se a média aritmética simples.

A saturação de fluidos pode ser quantificada por métodos laboratoriais diretos e indiretos e medidas indiretas de perfis.

Os ensaios laboratoriais diretos mais utilizados são:

- Método da retorta - promove-se a extração do óleo e da água contidos no testemunho ou numa amostra dele retirada, através de um processo de aquecimento e condensação e mede-se os seus volumes. Com o volume poroso determinado pelos métodos citados anteriormente, tem-se:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (2.10)$$

onde: S_w - Saturação de água

V_w - Volume de água extraído da retorta

$V_p = V_T - V_S$ - Volume poroso

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (2.11)$$

onde: S_o - Saturação de óleo

V_o - Volume de óleo extraído na retorta

Limitações: craqueamento do óleo; água de cristalização e
- Método da extração com solvente - lava-se o testemunho com solvente, mede-se o volume de água com tubo graduado e pela relação (2.10), calcula-se a saturação de água. O percentual de óleo é obtido pela diferença de peso, antes e depois da lavagem.

Todos os métodos de medição direta, como os citados acima não apresentam valores muito precisos devido aos processos de retirada e manuseio dos testemunhos, desde o fundo do poço até o laboratório.

O método laboratorial indireto mais usado consiste na elaboração das curvas de pressão capilar em função da saturação de água. Os ensaios mais utilizados são os de injeção de mercúrio, centrífuga, diafragma e dinâmico. Estas curvas são particularmente úteis na simulação numérica de fluxo de fluidos, apresentando importância secundária para o cálculo de volume pelo método volumétrico.

As medidas indiretas por perfis são, sem dúvida, a fonte de dados de saturação mais significativa para estimativa de volume.

A equação básica da interpretação de perfis, conhecida como fórmula de Archie, retrata o cálculo de saturação de água, ou seja:

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}}{\phi} \quad (2.12)$$

onde:

- S_w - Saturação de água
- F - Fator de formação que depende da litologia da rocha reservatório
- R_w - Resistividade da água de formação
- R_t - Resistividade da formação
- ϕ - Porosidade

O parâmetro "F" é determinado experimentalmente para as litologias mais comuns de reservatórios de petróleo e, eventualmente, para a litologia específica de um dado jazimento.

A porosidade é calculada por um dos métodos já descritos anteriormente.

A resistividade da água de formação é calculada, experimentalmente, através de amostras obtidas de fluidos da formação ou assumida, por analogia, com valores conhecidos de outros reservatórios.

A resistividade da formação é obtida através de medidas realizadas por ferramentas de perfis elétricos. A limitação que elas apresentam restringe-se à incerteza quanto ao valor medido ser da zona de reservatório ou da zona invadida. Para atenuar este aspecto, é usual a utilização de ferramentas que façam medidas em três níveis de profundidade distintos, a partir da parede do poço.

Cabe ressaltar que a saturação de água quantificada pelos métodos acima descritos retratam os valores de saturação de água inicial existente nos poros conectados do reservatório, desprezando a saturação de água adsorvida existente nos microporos conectados ou em finas películas junto às paredes dos grãos, sendo esta parcela incluída como saturação de hidrocarboneto. Em alguns reservatórios, esta circunstância pode representar sérios inconvenientes para a estimativa de volume de hidrocarboneto.

2.1.3 Procedimentos Operacionais

Elaborados os mapas, fixados os parâmetros petrofísicos e de fluido, como se procede para a cubagem do volume?

Três sistemáticas são as mais utilizadas. A primeira consiste em subdividir o mapa em polígonos de cujas áreas calculam-se com facilidade, normalmente quadrados ou retângulos, inferir a espessura média de cada um e, procedendo o somatório do volume de cada polígono, obter o volume total. Este processo, além de muito moroso, é um tanto quanto impreciso.

Outra sistemática consiste na digitalização do mapa e, através de rotinas computacionais gráficas e numéricas, calcular o volume. É um procedimento rápido, preciso e que tem obtido grande aceitação na indústria do petróleo, sendo o caminho natural de desenvolvimento nesta área.

Por último, será abordada a sistemática ainda mais difundida. A planimetragem do mapa será descrita mais detalhadamente:

Determinam-se, com o planímetro, as áreas das curvas de isoespessura (ou isovolume ou isopetróleo) (Fig 2.6)

As áreas entre uma curva e outra, junto com o intervalo de contorno (IC), delimitam uma fatia volumétrica para a qual se assume a configuração de um poliedro, usualmente, um tronco de pirâmide ou um prisma de área média. Nestes casos, os volumes das fatias são expressos pelas seguintes relações:

- Tronco de pirâmide

$$V_{i,i+1} = \frac{A_i + A_{i+1} + \sqrt{A_i + A_{i+1}}}{3} \frac{IC}{K} \quad (2.13)$$

onde: K - constante do planímetro

- Prisma de área média

$$V_{i,i+1} = \frac{A_i + A_{i+1}}{2} \frac{IC}{K} \quad (2.14)$$

A primeira é, sem dúvida, mais precisa. Mas a outra caracteriza-se pela sua simplicidade. Por isto, para razão de áreas consecutivas maior que um determinado valor, onde 0,5 é usual, adota-se a última relação. Caso contrário, adota-se a primeira.

O resultado do somatório dos volumes das fatias é o volume total.

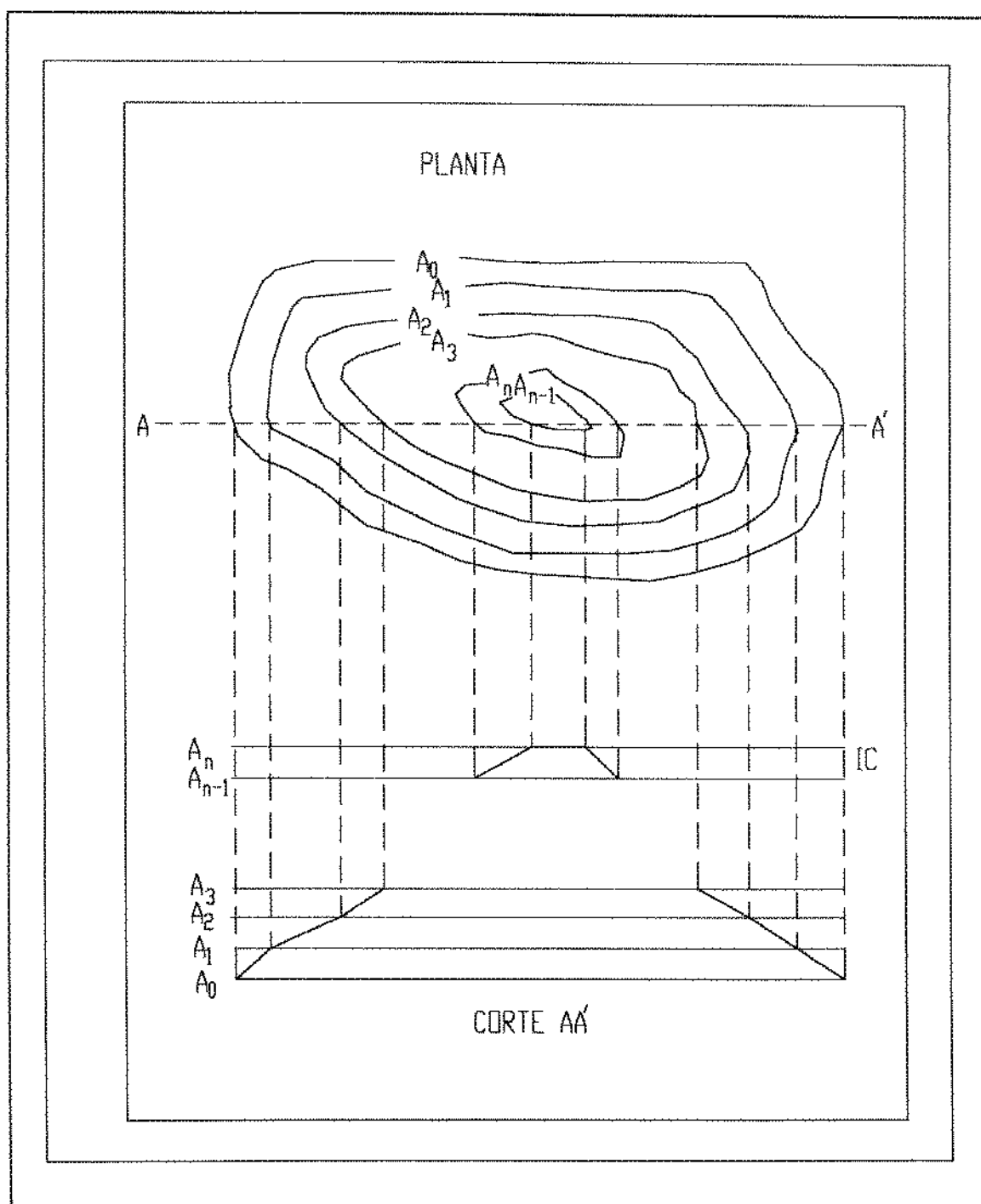


Fig. 2.6 - Esquema ilustrativo das fatias de áreas volumes usados para cálculo de volume. (segundo Albu, 1990)

2.1.4 Comentários Finais

Foram apresentados os princípios e ferramentas básicas ligadas ao ramo da geologia aplicada à exploração de hidrocarbonetos, também conhecida como geologia de desenvolvimento, relacionadas à estimativa de volumes de hidrocarbonetos.

Os dados assim obtidos, aliados a estratigrafia, sedimentologia, petrografia e estudos de afloramento, permitem a concepção do modelo geológico do reservatório, onde estão retratadas as suas "litofácies".

Este modelo, integrado aos dados de produção, permite a elaboração do modelo hidrológico do reservatório, que é a inferência dos segmentos hidráulicamente contínuos e as barreiras de permeabilidade existentes no corpo poroso.

A composição deste modelo com os dados petrofísicos subsidiam a elaboração dos mapas utilizados, tornando as estimativas de volume mais confiáveis. Contudo, a ferramenta essencial para retratar esta concepção é a interpolação linear entre as medidas da variável retratada realizadas nos poços, gerando uma imagem única e subjetiva do reservatório, desprezando a quantificação das incertezas inerentes ao modelo.

2.2 Abordagem Estocástica

2.2.1 Introdução

As primeiras aplicações com enfoque estocástico para estimativas de volume estão vinculadas à estatística clássica, particularmente às simulações usando o método de Monte Carlo.

Este método, válido para variáveis que apresentam comportamento totalmente aleatório, consiste geram-se números aleatórios entre 0 e 1 e obtêm-se quantis da variável aleatória, através da inversão da distribuição acumulada basicamente na elaboração de uma curva de distribuição acumulada representativa da população, utilizando os dados existentes. Construída a curva,

É um método simples, rápido e que exige poucos dados. Contudo, despreza a autocorrelação espacial, normalmente existente entre as variáveis de caráter geológico e tende a distribuir homogeneamente as aleatoriedades existentes.

A evolução natural foi uso das ferramentas geoestatísticas. Suas aplicações iniciais na indústria de petróleo foram exatamente na área de estimativas de reservas, assim como havia sido na indústria mineral.

Em 1975, Haas e Jousselin [16] aplicam a técnica de Krigagem para estimativa da reserva de um reservatório em fase de desenvolvimento. Em 1983, Garcia e Gutierrez [15] usaram a mesma técnica para estimar o volume original de hidrocarboneto de um reservatório de óleo do campo mexicano de Miguel Aleman. Eles

estimaram, através de Krigagem, a espessura porosa, a porosidade e a saturação de óleo para cada bloco de discretização do reservatório. Estas variáveis foram consideradas independentes entre si, ou seja, desprezando as eventuais correlações entre elas, mas considerando as suas autocorrelações espaciais que consistem na essência da técnica.

2.2.2 Geoestatística Linear Estacionária e Não Estacionária

A geoestatística estacionária está vinculada às funções aleatórias $Z(\mathbf{x})$ que obedecem a hipótese de estacionariedade. Esta hipótese baseia-se em dois pressupostos:

- a) A esperança matemática de $Z(\mathbf{x})$ independe da sua posição espacial e é constante, ou seja:

$$E [Z(\mathbf{x})] = m \quad \forall \mathbf{x} \quad (2.15)$$

onde: E - Esperança matemática

- b) A covariância entre os valores de Z localizados em pontos distintos depende apenas da distância entre eles, ou seja:

$$C(\mathbf{h}) = E[Z(\mathbf{x}) \cdot Z(\mathbf{x}+\mathbf{h})] - m^2 \quad (2.16)$$

onde: C - covariância

$\mathbf{h}$ - vetor ligando os pontos

Este último pressuposto caracteriza em sua essência a existência da variância, ou seja:

$$C(0) = E[Z(\mathbf{x})]^2 - m^2 \quad (2.17)$$

$$= \text{VAR} [Z(\mathbf{x})]$$

onde: $C(0)$ - Variância

Como se pode observar, a expressão (2.16) exige conhecimento da média "m". Este inconveniente pode ser evitado se for usada a função variograma, ou seja:

$$2\gamma(\mathbf{h}) = \{ E [Z(\mathbf{x} + \mathbf{h}) - Z(\mathbf{x})]^2 \} \quad (2.18)$$

onde: 2γ - função variograma

A função variograma relaciona-se com a covariância através seguinte expressão:

$$2\gamma(\mathbf{h}) = 2 [C(0) - C(\mathbf{h})] \quad (2.19)$$

A expressão (2.18), na prática, é estimada pela seguinte relação:

$$\gamma'(\mathbf{h}) = \frac{1}{2N(\mathbf{h})} \sum [Z(\mathbf{x}_i + \mathbf{h}) - Z(\mathbf{x}_i)]^2 \quad (2.20)$$

onde:

- $Z(\mathbf{x}_i + \mathbf{h})$ - valor da variável no ponto $\mathbf{x}_i + \mathbf{h}$
- $Z(\mathbf{x}_i)$ - valor da variável no ponto $\mathbf{x}_i$
- $N(\mathbf{h})$ - Número de pares de pontos separados pelo vetor $|\mathbf{h}|$

O semivariograma retrata o momento de inércia dos valores $Z(\mathbf{x})$ em relação à linha de 45° ($Z(\mathbf{x}) = Z(\mathbf{x} + \mathbf{h})$) em um gráfico de dispersão cujos pontos representam os valores de Z em pares de

locações ($\mathbf{x}$ e $\mathbf{x} + \mathbf{h}$) separados pelo vetor $\mathbf{h}$.

Existem fenômenos que não apresentam variância finita onde, portanto, a expressão (2.19) não é a mais válida. No entanto, pela hipótese intrínseca, pode existir a função variograma. Esta hipótese admite a existência da variância das acréscimos e que ela seja finita. Desta forma:

$$2_{\mathbf{h}} = \text{VAR} [Z(\mathbf{x} + \mathbf{h}) - Z(\mathbf{x})] \quad (2.21)$$

onde: $\text{VAR} [Z(\mathbf{x} + \mathbf{h}) - Z(\mathbf{x})]$ - variância dos acréscimos

ou ainda:

$$2_{\mathbf{h}} = E [Z(\mathbf{x} + \mathbf{h}) - Z(\mathbf{x})]^2 \quad (2.22)$$

A geoestatística não estacionária é aplicada quando a esperança matemática de $Z(\mathbf{x})$ depende de sua posição espacial, ou seja:

$$E [Z(\mathbf{x})] = m(\mathbf{x}) \quad (2.23)$$

Isto significa que $Z(\mathbf{x})$ apresenta tendência ou deriva ("trend" ou "drift").

As variáveis usadas nessa dissertação não apresentaram comportamento com deriva; portanto, serão evitados maiores detalhes sobre este ramo da geoestatística, em caso de interesse pode se consultar [20].

2.2.3 Krigagem

A Krigagem é uma técnica de estimativa local com a qual se obtém o melhor estimador linear não tendencioso para qualquer tipo de suporte (ponto, bloco, etc.). Aplicando esta técnica para estimativas de variáveis com deriva, utiliza-se a Krigagem universal, que

contempla funções aleatórias intrínsecas de ordem "k".

Para a geoestatística estacionária usa-se comumente a Krigagem ordinária, que vem a ser a Krigagem universal, aplicada às funções aleatórias intrínsecas de ordem 0.

Para uma estimativa pontual, ela pode ser resumidamente caracterizada da seguinte maneira:

$$\begin{cases} \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta}(\mathbf{x}) \cdot C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) + \mu(\mathbf{x}) = C(\mathbf{x} - \mathbf{x}_{\alpha}), \alpha = 1, n \\ \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta}(\mathbf{x}) = 1 \end{cases} \quad (2.24)$$

onde: $\mathbf{x}_{\alpha}$ - ponto amostrado
 $C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta})$ - função covariância entre as variáveis amostradas em pontos conhecidos, situados na vizinhança do ponto onde se deseja estimar a variável.
 $C(\mathbf{x} - \mathbf{x}_{\alpha})$ - função de covariância existente entre a variável que se deseja estimar e as amostradas nos pontos $\mathbf{x}_{\beta}$
 μ - parâmetro de Lagrange
 $\lambda(\mathbf{x})$ - ponderador ótimo, que retrata o peso de cada ponto amostrado ($\mathbf{x}_{\beta}$) estimativa da variável no ponto escolhido ($\mathbf{x}$).

As relações apresentadas acima resultam num sistema de equações

baseadas na técnica matemática de Lagrange de minimização das derivadas parciais.

Desta forma, a variável a ser estimada é representada pela seguinte relação:

$$Z^*(\mathbf{x}) = \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta}(\mathbf{x}) \cdot Z(\mathbf{x}_{\beta}) \quad (2.25)$$

onde: $Z^*(\mathbf{x})$ - estimativa da variável no ponto desejado
 λ_{β} - peso ótimo
 $Z(\mathbf{x}_{\beta})$ - valor da variável nos pontos amostrados na vizinhança escolhida

A condição de não tendenciosidade, ou seja:

$$E[Z^*(\mathbf{x}) - Z(\mathbf{x})] = 0$$

é dada por:

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} = 1 \quad (2.26)$$

O método da Krigagem ordinária é conhecido como o melhor estimador linear porque ele minimiza a variância de estimativa, que pode ser expressa pela seguinte equação:

$$\sigma_k^2 = C(\mathbf{x} - \mathbf{x}_a) + \mu - \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) \quad (2.27)$$

Além disto ele honra os dados amostrados, ou seja é um interpolador exato.

A Krigagem ordinária tem sido uma ferramenta efetiva para estimativa de reservas quando um reservatório é densamente amostrado, ou seja, com muitos poços perfurados, permitindo que não haja dúvidas com relação às características estruturais das variáveis a serem estimadas, nem tão pouco dos modelos variográficos que se adequem a elas. Recentemente, em sua tese de mestrado, Souza [25] aplicou a Krigagem com este enfoque para o campo de Carmópolis, na Bacia de Sergipe-Alagoas, com mais de 1000 poços perfurados, obtendo estimativas compatíveis com os valores resultantes dos estudos de reservatório.

Poder-se-ia se imaginar estar de posse da ferramenta ideal para a modelagem estocástica e estimativa de reservas. Infelizmente, a Krigagem, como toda técnica interpoladora, tende a suavizar as variabilidades da população real, ou seja, do reservatório. Além disto, verifica-se que a variância de estimativa de Krigagem não retrata a acuidade do valor estimado, mas sim um índice relativo à posição dos valores conhecidos. Para completar, a Krigagem apresenta como resultado apenas uma imagem do reservatório, tal como o geólogo que elabora o mapa, dificultando a visualização da sua complexidade e incertezas.

2.2.4 Simulação Condicional

A simulação condicional foi desenvolvida, inicialmente, para corrigir os efeitos de atenuações da Krigagem. Na década de 90 ela tende a ser o principal campo de aplicação e pesquisa da

geoestatística.

Em 1977, Delfiner e Chilès [9] apresentavam o primeiro trabalho aplicando esta técnica na área de estimativa de reservas de hidrocarboneto, usando funções aleatórias intrínsecas. Em 1988, Berteig et alii [4] também a utilizaram para estimativas de volumes de hidrocarbonetos, com funções aleatórias gaussianas.

Como se pode constatar, a simulação condicional se aplica a vários tipos de funções. A mais difundida e usada é a simulação condicional [17], usando funções aleatórias gaussianas, que será detalhadamente descrita por ter sido empregada nesse trabalho.

Com a simulação condicional pode-se gerar infinitas imagens equiprováveis da variável que se deseja reproduzir, respeitando exatamente os valores nos pontos amostrados, bem como o modelo variográfico e algumas propriedades estatísticas adicionais dos dados originais. Elas retratam, também, a estruturação global e as variabilidades em pequena escala do fenômeno estudado. Além disto, o conjunto de imagens simuladas permite a quantificação da incerteza em cada ponto do reservatório.

Para caracterização dos aspectos globais utiliza-se, como ferramenta mais usual, a Krigagem ordinária e, para variabilidades em pequena escala, a simulação não condicional. Esta última é a responsável pelo intenso uso das funções aleatórias gaussianas nesta técnica, já que a maioria das variáveis contínuas apresenta distribuições que podem ser transformadas em gaussianas. Para as variáveis gaussianas existem vários tipos de algoritmos de geração de

populações aleatórias que respeitam o caráter estrutural da variável estudada, retratados através da função de covariância (ou semivariograma) ou função de densidade espectral. Os algoritmos mais usados são os de médias móveis e bandas rotativas, pela rapidez e facilidades computacionais que oferecem.

A realização da simulação condicional em um ponto pode ser expressa pela seguinte relação:

$$z_{SC}(x) = z^*_{K0} + [z_{SNC}(x) - z^*_{SNCK}(x)] \quad (2.28)$$

ou ainda :

$$z_{SC}(x) = z_{SNC} + z^*_{K0} - z^*_{SNCK}$$

onde : $z_{SC}(x)$ - realização da simulação condicional no ponto x .

$z^*_{K0}(x)$ - valor krigado a partir dos dados originais.

$z_{SNC}(x)$ - valor da simulação não condicional no ponto x .

$z^*_{SNCK}(x)$ - valor krigado a partir dos dados da simulação não condicional nos pontos

originais.

A primeira parcela retrata a estruturação global da variável e a segunda, em colchetes, a aleatoriedade em pequena escala.

Considerando que a Krigagem honra os pontos amostrados, é fácil constatar que esta relação também os respeita, ou seja:

$$\begin{aligned} z_{sc}(x) &= z_o(x) + [z_{snc}(x) - z_{snck}(x)] \\ z_{sc}(x) &= z_o(x) \end{aligned} \quad (2.29)$$

onde: z_o - é o dado original no ponto x , respeitado pela Krigagem.

z_{snc} - valor da simulação não condicional no mesmo ponto.

A evidência da compatibilidade do modelo variográfico entre os dados originais e os simulados é mais complexa, porém fácil de ser demonstrada. Partindo da definição genérica do variograma para os dados simulados, tem-se:

$$\begin{aligned} \gamma_{sc}(h) &= E[Z_{sc}(x) - Z_{sc}(x+h)]^2 \\ &= E \left\{ \left[Z_{ko}(x) + (Z_{snc}(x) - Z_{snck}(x)) - \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - [Z_{ko}(x+h) - (Z_{snc}(x+h) - Z_{snck}(x+h))] \right] \right\}^2 \\ &= E[Z_{ko}(x) - Z_{ko}(x+h)]^2 + E\{[Z_{snc}(x)] - [Z_{snc}(x+h) - Z_{snck}(x+h)]\}^2 + \\ &\quad + 2E\{[Z_{ko}(x) - Z_{ko}(x+h)][(Z_{snc}(x) - Z_{snck}(x)) - Z_{snc}(x+h) + Z_{snck}(x+h)]\} \end{aligned} \quad (2.30)$$

A última parcela, por envolver o produto de termos independentes, é nula. logo:

$$\gamma_{sc}(h) = \gamma_{ko}(h) + \gamma_{snc-snck}(h) \quad (2.31)$$

Reescrevendo o dado original, tem-se:

$$Z_R(\mathbf{x}) = Z_{KO}(\mathbf{x}) + [Z_R(\mathbf{x}) - Z_{KO}(\mathbf{x})] \quad (2.32)$$

onde : Z_R - valor real da variável no ponto $\mathbf{x}$.

Partindo da definição de variograma e procedendo analogamente ao caso anterior e considerando que o erro de Krigagem

$[Z_R(\mathbf{x}) - Z_{KO}(\mathbf{x})]$ é ortogonal a $Z_{KO}(\mathbf{x})$ e portanto seu produto escalar é nulo, tem-se:

$$\gamma_R(\mathbf{h}) = \gamma_{KO}(\mathbf{h}) + \gamma_{R-KO}(\mathbf{h}) \quad (2.33)$$

onde : γ_R - semivariograma real.

Comparando as expressões (2.31) e (2.33), verifica-se que, para que elas sejam iguais, é necessário que os variogramas das Krigagens dos erros sejam equivalentes, pois a distribuição espacial os dados krigados é a mesma em ambos os casos. Desta forma, pode se afirmar:

$$\gamma_R(\mathbf{h}) = \gamma_{SC}(\mathbf{h})$$

A figura 2.7 ilustra devidamente todas as etapas da simulação condicional.

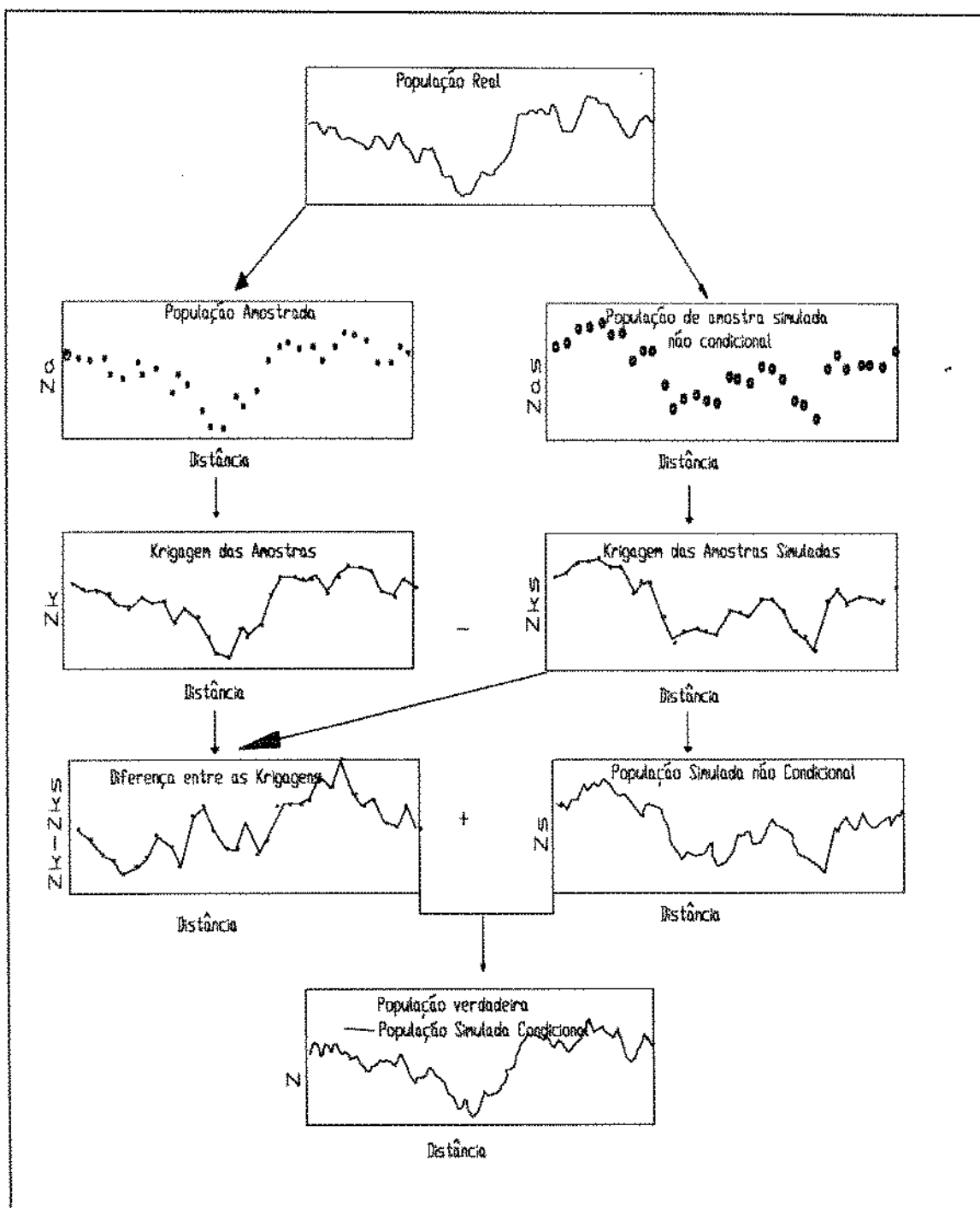


Fig. 2.7 - Esquema ilustrativo da simulação condicional geoestatística. (modificada de Toledo, 1990).

CAPÍTULO 3

Simulação Estocástica para Estimativa de Volume de Hidrocarboneto Usando Dados Sísmicos: Caso Prático.

3.1 Informações Gerais

O reservatório sob enfoque situa-se na Bacia de Campos, em lâmina d'água variando entre 150 e 400 m. Foi descoberto no final da década de 70. O poço pioneiro apresentou vazão inicial de 355 m³/dia de óleo e razão gás/óleo de 80 m³/m³. O óleo é de 28° API e viscosidade de 1.6 centipoise. A pressão original do reservatório era de 277.3 kg/cm³

No início deste trabalho haviam sido perfurados mais 10 poços no reservatório, sendo 03 deles de extensão e 07 de desenvolvimento. Oito poços são produtores comerciais de óleo, um (01) subcomercial e outro seco. A área do reservatório é em torno de 9 km² e volume original de óleo em torno de 30 . 10⁶ m³.

O mecanismo de produção primária do reservatório é influxo de água.

3.2 Descrição Geológica

O reservatório é da Era Cenozóica, Período Terciário, Idade Eocênica. Ele é limitado, no topo, por uma camada carbonática de cerca de 50 m de espessura e a base é fruto de uma discordância, sendo ora o topo da seqüência paleocênica, ora o topo da seqüência cretácica.

São arenitos turbidíticos de origem fluvial que foram depositados em calhas de direção noroeste/sudeste. A deposição foi controlada pela movimentação de domos salinos. Em idade posterior, este mesmo processo provocou a inversão das calhas de captação de areias, colocando-as em altos estruturais, criando circunstâncias favoráveis ao armazenamento de hidrocarboneto.

O fechamento do reservatório em planta é marcadamente estrutural, delimitado por uma falha de gravidade controlada por halocinese a nordeste e o restante da delimitação é caracterizado pela presença do contato óleo/água. No flanco oeste, a reinterpretação sísmica da área indicou a possibilidade do fechamento ser estratigráfico. No decorrer deste ano, foi perfurado um poço de extensão para verificação desta hipótese e os dados obtidos ainda estão sendo interpretados.

3.3 Aquisição e Tratamento dos Dados Sísmicos

A locação do poço pioneiro foi escolhida em função de um alto estrutural detectado pelo levantamento sísmico 2-D, realizado na fase exploratória da área. Estes dados serviram de base para as fases de extensão e desenvolvimento do reservatório até 1987, quando foi executada a sísmica 3-D com 6000 km de linhas espaçadas de 75 m entre si e 25 m entre estações de recepção (traços), cobrindo uma área de 350 km² em lâminas d'água variando entre 100 e 800 m. Em 1987, já haviam sido perfurados os onze poços do reservatório. Contudo, os dados sísmicos usados neste trabalho serão os da sísmica 3-D, pressupondo que eles tivessem sido levantados antes da perfuração do poço pioneiro.

Os dados de sísmica 3-D passaram por várias etapas de

processamento. Entre elas se destacam: o processamento de assinatura pré-empilhamento com correção determinística das distorções causadas pelo receptor, pelo instrumento de registro e pela fonte, seguida de deconvolução estatística de fase mínima e migração por diferenças finitas em duas etapas; uma na direção das linhas registradas e outra na direção dos transversal.

O primeiro processo objetiva obter no traço sísmico um resultado que se aproxime da resposta impulsiva da subsuperfície terrestre ou função refletividade. A função de refletividade nada mais é do que uma série de coeficientes de reflexão das interfaces sísmicas . O coeficiente de reflexão para uma dada onda plana compressional, incidindo normalmente numa interface plana pode ser expresso pela seguinte relação:

$$CR = \frac{V_B \cdot R_B - V_A \cdot R_A}{V_B \cdot R_B + V_A \cdot R_A} \quad (3.1)$$

onde : R - Densidade de uma camada

V - Velocidade da onda P numa camada

A deconvolução determinística é necessária para eliminar distorções devido ao instrumento de registro (geofone ou hidrofone) e ao tipo de fonte utilizado. Também é usada para atenuar as reflexões fantasmas que se originam próximo a superfície.

A deconvolução estatística de fase mínima visa eliminar, através de um filtro inverso, as reverberações causadas pelas reflexões múltiplas do pulso sísmico, principalmente as múltiplas de períodos longos, resultando num pulso próximo ao de fase zero.

Realizadas as deconvoluções citadas, as anomalias de amplitude sísmica, podem estar relacionadas com a presença de hidrocarboneto num possível reservatório.

A migração sísmica tem por objetivo deslocar os eventos para suas reais posições, já que reflexões laterais e camadas mergulhantes e curvas provocam deslocamentos das estruturas refletoras de subsuperfície, provocando erros de interpretação e dificultando a compreensão do seu comportamento estrutural/estratigráfico. Além disto, ela atenua os efeitos de espalhamento de energia causados pelas descontinuidades e heterogeneidades, gerando as difrações.

Foram utilizados os dados processados na área do reservatório, das seguintes variáveis: tempos de reflexão (ida e volta) do topo e base no nível do reservatório em milissegundos, profundidades do topo e base referidas a um datum (nível do mar), em metros; amplitude sísmica do topo e velocidade média das camadas sobrepostas ao topo em m/s.

Neste trabalho foram usados os valores de topo e base em profundidade e de amplitude sísmica. Contudo, havia traços em que nem todas as variáveis estavam processadas. Utilizaram-se apenas os traços que apresentavam o conjunto completo de variáveis.

3.4 Simulação Condicional Gaussiana com Dados

Sísmicos

Esta etapa foi subdividida em duas, de acordo com o estágio de conhecimento do reservatório. A primeira se atem à fase exploratória, sem que tenha sido perfurado qualquer poço. A outra retrata as fases de extensão e desenvolvimento, após o sucesso da

perfuração do poço pioneiro.

3.4.1 Fase Exploratória

Detectados os aspectos estruturais favoráveis à existência do reservatório, caberia inferir o volume esperado de uma possível locação que poderia ser perfurada para localiza-lo. Depara-se nestas circunstâncias com duas dificuldades principais.

-Qual seria a extensão lateral do reservatório, ou seja, a sua configuração geométrica?

-Como seria a distribuição de espessura no seu interior?

Secundariamente, ter-se-ia de inferir a porosidade e saturação de óleo inicial médias. Estas inferências poderiam ser contornadas usando valores de um reservatório similar.

Para resposta à primeira interrogação, muito contribuiu o artigo de Varela e Esteves [27], "Mapeamento de Amplitude na Delimitação dos Campos de Corvina e Malhado" que, em essência, preconiza que o contraste de impedância acústica entre duas camadas, retratado pela amplitude sísmica, pode ser usado para caracterizar os limites de um reservatório.

Há muito tempo se tem conhecimento que anomalias de amplitude sísmica podem indicar a presença de hidrocarboneto em um reservatório, particularmente em arenitos inconsolidados portadores de gás. Estudos recentes realizados em reservatórios da Bacia de Campos indicam que este conceito pode ser estendido nessa Bacia a reservatórios de óleo.

Varela e Esteves observaram que os reservatórios destes campos apresentavam impedância acústica muito inferior à impedância das rochas sobrepostas, evidenciando o topo do reservatório com uma

forte reflexão negativa, implicando em amplitudes negativas que atingem valores anômalos nos flancos e altos estruturais onde o óleo se encontraria armazenado.

Esta constatação incentivou o uso desta abordagem para delimitação do reservatório em estudo.

Quanto à distribuição, considerou-se a espessura permeável com óleo como sendo a diferença entre as cotas da base e do topo em cada traço, desprezando possíveis heterogeneidades e contatos existentes, pois apesar da boa resolução sísmica da área, estas particularidades não foram detectadas. Esta hipótese terá um preço, como se verificará posteriormente.

3.4.1.1 Análise Estrutural Geoestatística da Amplitude Sísmica e da Espessura

A análise estrutural contempla a estruturação espacial de uma variável. Optou-se pela utilização da função semivariograma tradicional, por ser a mais difundida e conhecida na geoestatística.

Elabora-se o semivariograma a partir dos dados amostrados da população, assumindo-o como representativo da mesma, dada a impossibilidade de se conhecer o real. O semivariograma é construído para diversas direções e classes de distâncias que separam as amostras. Diante da impossibilidade de retratar todas as direções e distâncias, ajustam-se modelos teóricos que contemplem as direções e classes de distâncias mais representativas, fixadas segundo conhecimentos prévios sobre a população estudada. Tais modelos são considerados representativos de toda população.

Estes modelos devem ser funções positivas definidas para

garantir a estabilidade das matrizes de Krigagem. Os modelos básicos mais difundidos são: esférico; gaussiano; exponencial e potencial. Os três primeiros são modelos de transição porque atingem uma estabilização após um certo valor. O último caracteriza variáveis onde a função γ cresce continuamente com h , adequando-se à presença de tendência ("drift" ou "trend") na população em questão.

Os modelos de transição apresentam três características básicas: a existência de uma zona de estabilização, chamada de patamar, que retrata a variância a priori e evidencia a região onde as variáveis não são mais correlacionáveis espacialmente; a distância da origem até o ponto que atinge o patamar, denominado de amplitude, que indica quão correlacionável espacialmente são as amostras numa dada direção; e o efeito de pepita, que caracteriza variabilidades locais em distâncias inferiores à classe de distância que está sendo variografada, já que para $|h|=0$, a função semivariograma deveria ser zero. O modelo potencial também pode apresentar efeito de pepita. Fenômenos completamente aleatórios apresentam efeito de pepita puro e os semivariogramas, que os caracterizam, apresentam uma linha paralela ao eixo horizontal.

As funções positivas que retratam os modelos são as seguintes:

Esférico:

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & h = 0 \\ C_0 + [1,5(h/a) - 0,5(h/a)^3] & 0 < h \leq a \\ C_0 + C & h > a \end{cases} \quad (3.2)$$

onde:

C_0	- Efeito de pepita
$C_0 + C$	- Patamar
a	- Amplitude

Exponencial

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & h = 0 \\ C_0 + C[1 - e^{(-3h/a)}] & 0 < h \leq a \\ C_0 + C & h > a \end{cases} \quad (3.3)$$

Gaussiano

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & h = 0 \\ C_0 + C[1 - e^{(-3h^2/a^2)}] & 0 < h \leq a \\ C_0 + C & h > a \end{cases} \quad (3.4)$$

Potencial

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & h = 0 \\ C_0 + h^\alpha & h > 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

Estes modelos estão ilustrados na figura (3.1)

Estas funções ou combinação delas, que também serão funções definidas positivas, permitem retratar a estruturação espacial de quase todos os fenômenos conhecidos.

A análise estrutural, nesta fase, partiu dos dados de amplitude sísmica e espessura localizados na área delimitada pelo alto estrutural, espaçados de 75 em 75 m. Nesses dados executou-se uma transformação gaussiana, ilustrada na figura (3.2).

Esta transformação consiste na comparação da curva de distribuição de probabilidade normal com a da variável real, gerando uma outra curva, que é ajustada a um polinômio através da expansão dos polinômios de Hermite (Journal e Huijbregts [20]).

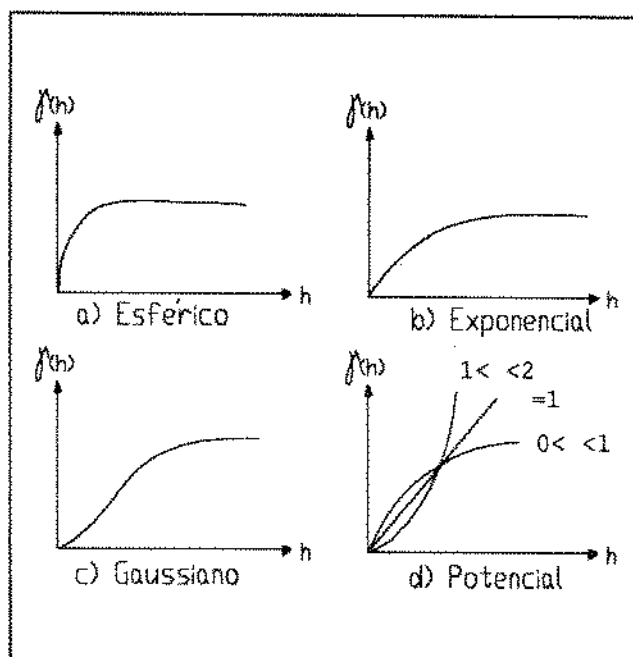


Fig. 3.1 - Modelos dos semivariogramas mais usados (segundo Campoana, 1990).

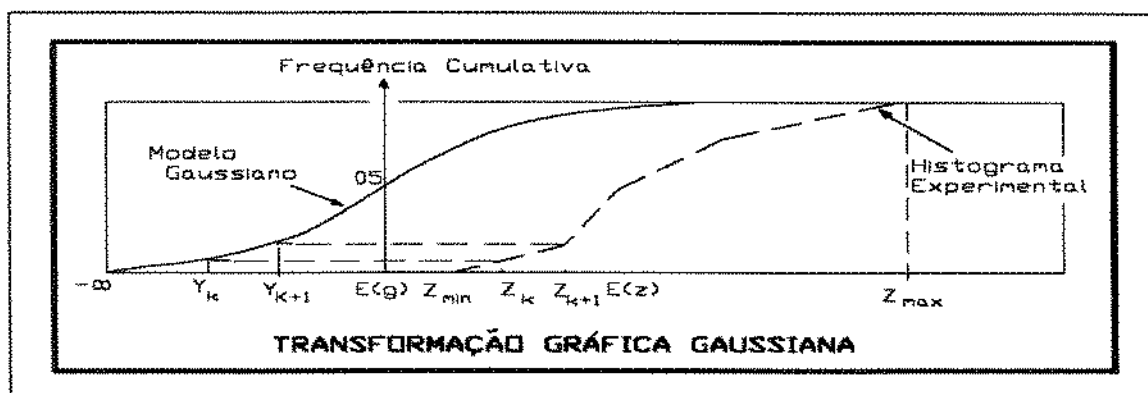


Fig. 3.2 - Transformação gráfica gaussiana (segundo Journel e Huijbregts, 1974).

A variografia foi realizada sobre as variáveis transformadas, considerando quatro direções: ao longo da direção do eixo principal de deposição coincidente com o alinhamento das linhas sísmicas; na direção ortogonal e ao longo das diagonais principal e secundária. Para as duas primeiras, considerou-se o passo h de 75 m e para as duas últimas de 106 m.

Ajustou-se a ambas as variáveis o modelo esférico. Os parâmetros representativos, bem como os semivariogramas nas direções principais, estão apresentados nas figuras 3.3 e 3.4. Convém algumas considerações sobre os semivariogramas: os modelos foram ajustados até a uma distância de 600 m, inferior, portanto à amplitude do semivariograma, para atenuar os efeitos de eventos geológicos de natureza distinta que eventualmente tenham atuado sobre a variável variografada. Ambas variografias apresentaram anisotropia geométrica, ou seja, as variáveis amostradas apresentavam maior continuidade espacial ao longo do eixo principal de deposição comparada ao eixo que lhe é ortogonal, como era de se esperar, e, finalmente, verificou-se pequeno efeito de pepita na espessura que pode ser creditado às imprecisões das medidas sísmicas.

3.4.1.2 Aspectos Operacionais da Simulação Condicional

Foram usadas quatro rotinas computacionais para gerar uma imagem simulada do reservatório.

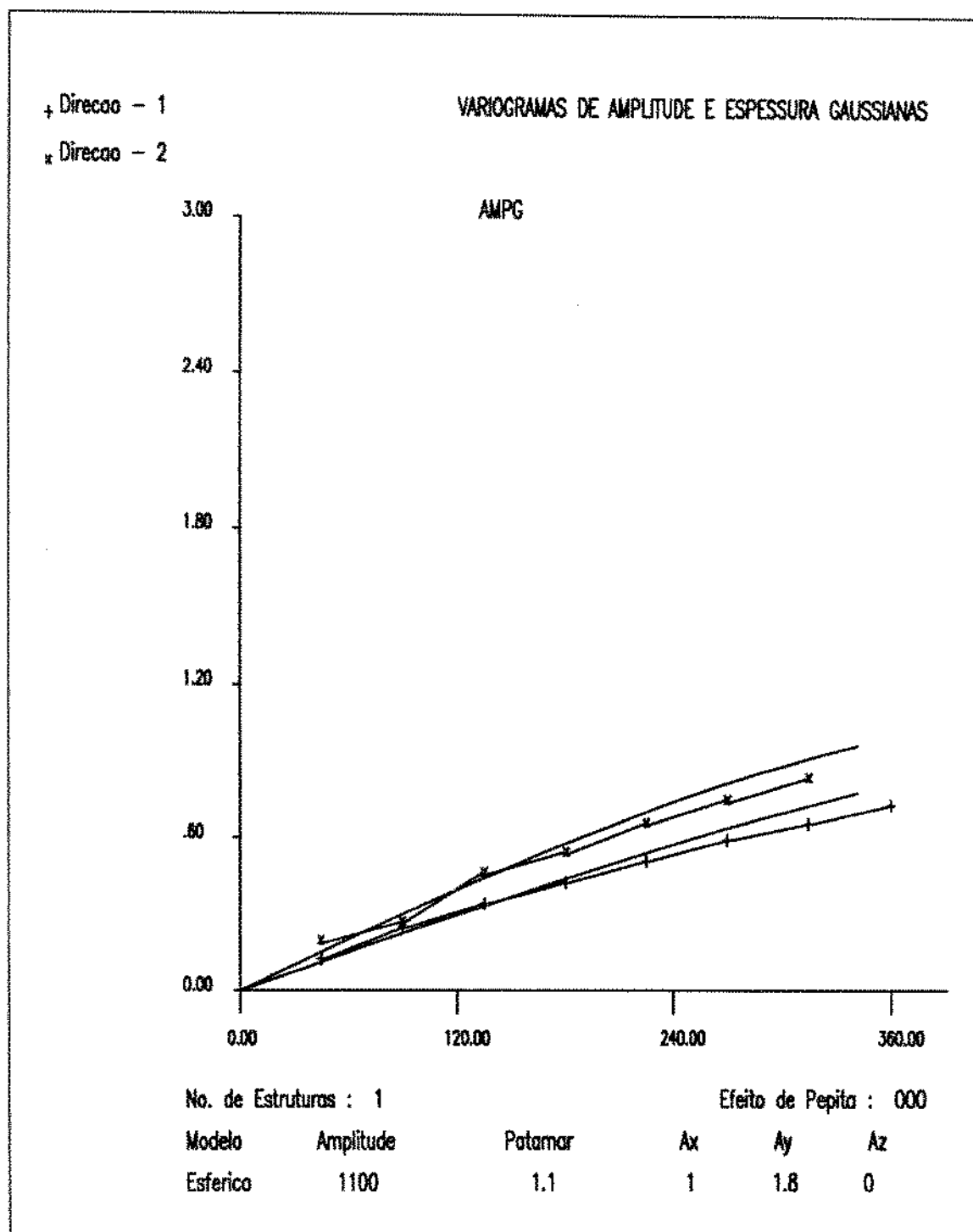


Fig. 3.3 - Semivariograma da amplitude sísmica gaussiana nas direções principais

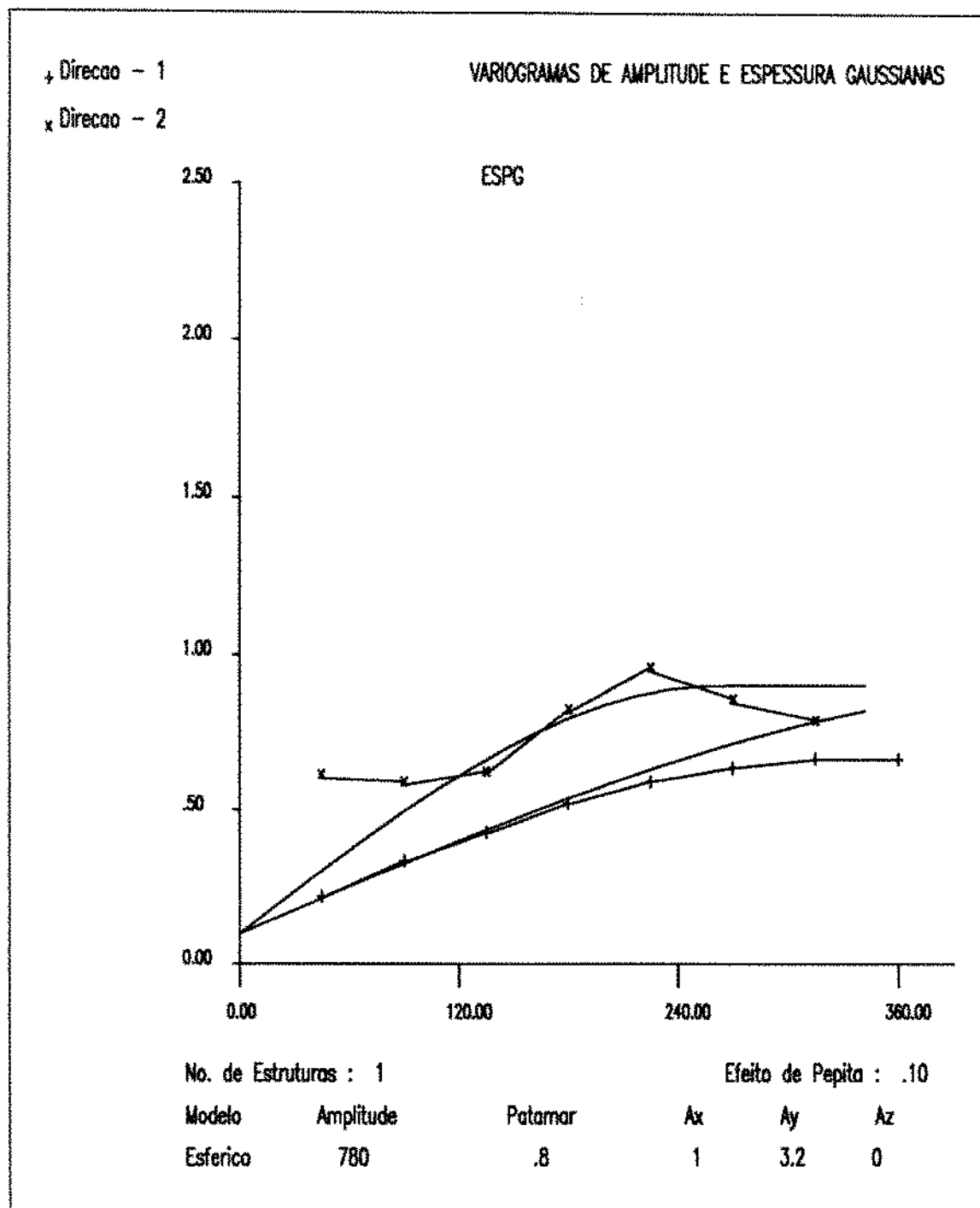


Fig 3.4 - Semivariogramas da espessura gaussiana nas direções principais

A primeira rotina realiza uma simulação não condicional nos pontos amostrados transformados, espaçados de 75 em 75 m, localizados na área delimitada pelo alto estrutural, também chamados

de condicionantes, a partir de um número aleatório qualquer, respeitando o modelo variográfico ajustado. Para esta simulação usou-se o algoritmo de bandas rotativas.

A segunda rotina procede a Krigagem da diferença dos pontos estimados através dos dados condicionantes e simulados espaçados de 25 em 25 m. As estimativas foram realizadas com, no máximo, 12 pontos, situadas numa vizinhança com raio de 500 m.

A terceira rotina contempla a simulação não condicional nos pontos da malha 25 x 25 m, usando a mesma rotina do primeiro programa.

O quarto programa realiza a adição dos pontos simulados não condicionalmente e as diferenças krigadas nos mesmos pontos. Quando o ponto não apresentava valor estimado por Krigagem, considerava-se apenas o valor da simulação não condicional. Estes casos ocorreram em menos de 0,5% dos dados. Esta rotina também faz a simulação do efeito de pepita, não considerada nas rotinas anteriores, e a transformação inversa das variáveis gaussianas.

Os tempos computacionais médios numa estação de trabalho "Sun Sparc SLC" para cada rotina e respectivas variáveis estão na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Tempos computacionais médios (seg.)

	amplitude	espessura
rotina 1	82.0	61.0
rotina 2	307.5	309.0
rotina 3	868.8	661.5
rotina 4	50.7	51.3

São apresentadas as imagens da amplitude sísmica e espessura

nos pontos condicionantes (figuras 3.5 e 3.6), bem como as geradas pela simulação condicional (figuras 3.7 , 3.8 , 3.9 e 3.10).

3.4.1.3 Cálculo de Volumes

Geradas as imagens, elaborou-se uma rotina computacional com dois objetivos:

- 1) Delimitação da configuração geométrica de cada imagem gerada do reservatório.
- 2) Cálculo do volume da configuração fixada.

Para atender o primeiro objetivo, verificou-se, após análise do mapa de amplitude sísmica elaborado pela geofísica, que valores negativos de amplitude inferiores a -40 caracterizavam a existência do reservatório.

Fixada a configuração geométrica, calculou-se a sua área e, com imagens simuladas da espessura, o seu valor médio e variância, o volume de rocha e o volume de óleo do reservatório. Para este

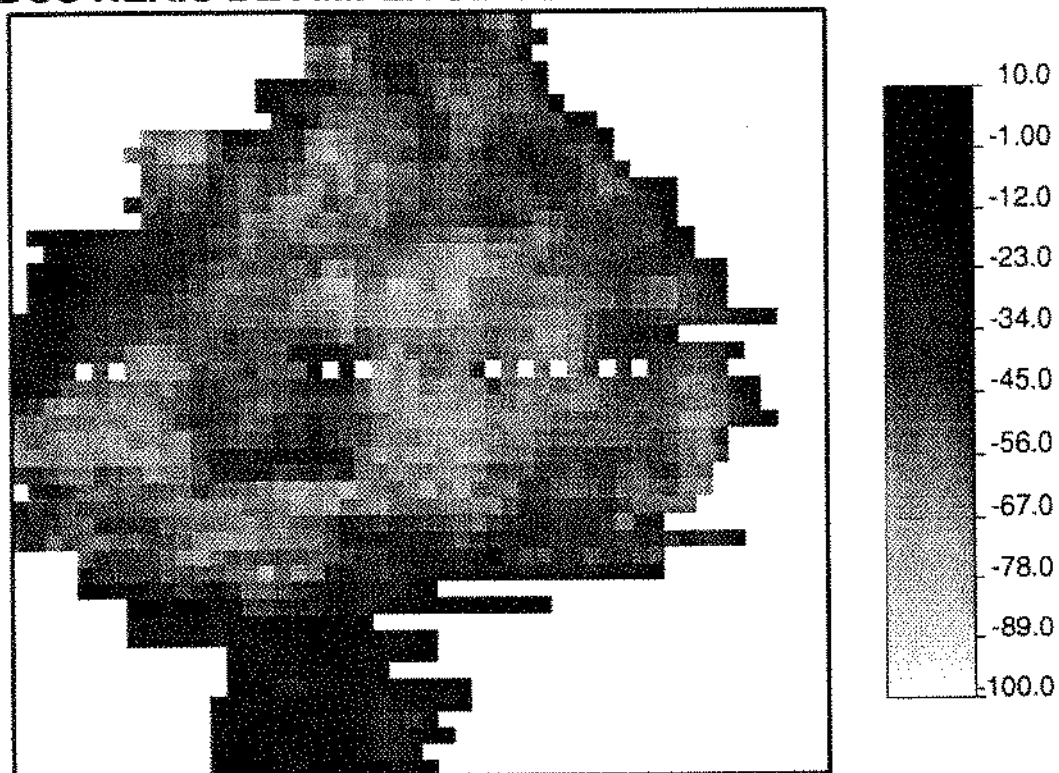
DADOS REAIS DE AMPLITUDE SISMICA 75 X 75m

Fig. 3.5 - Pontos condicionantes de amplitude
sísmica. Fase exploratória.

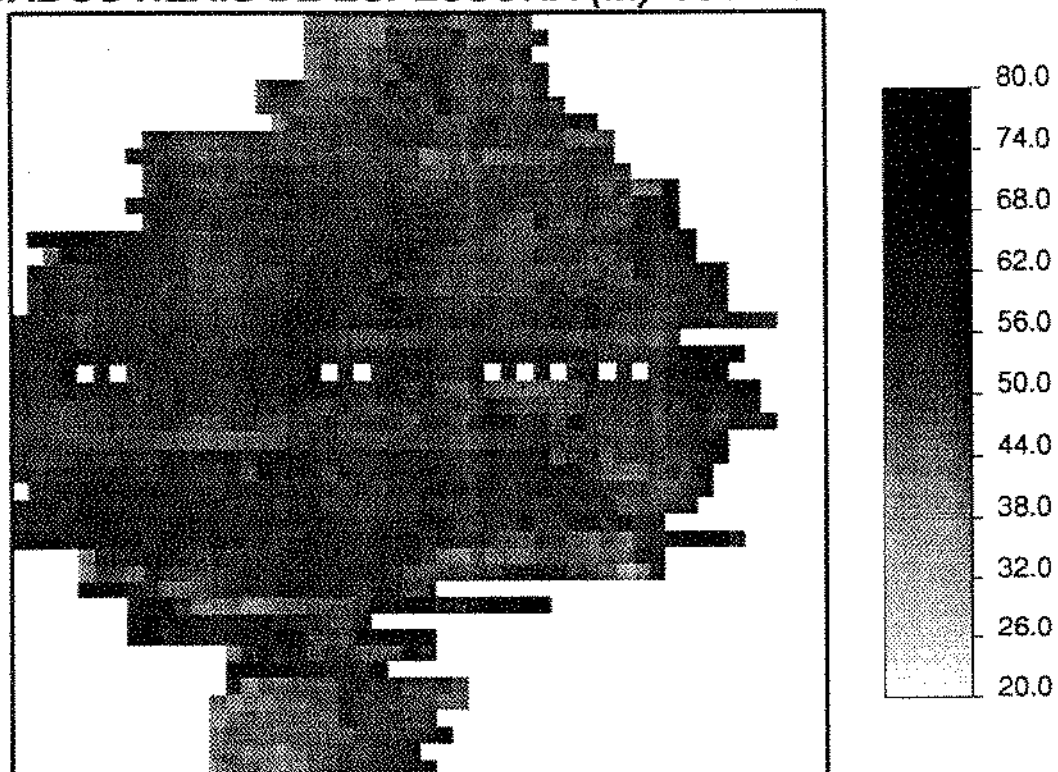
DADOS REAIS DE ESPESSURA (m) 75 X 75m

Fig. 3.6 - Pontos condicionantes de espessura.

Fase exploratória.

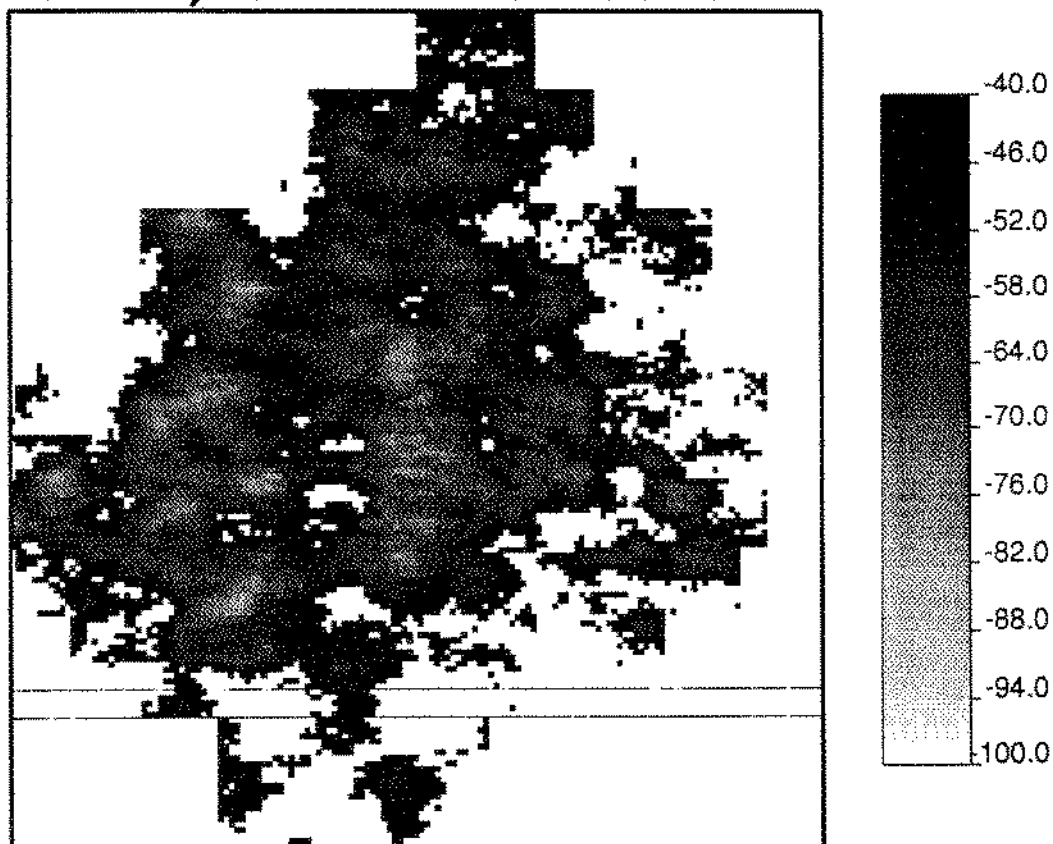
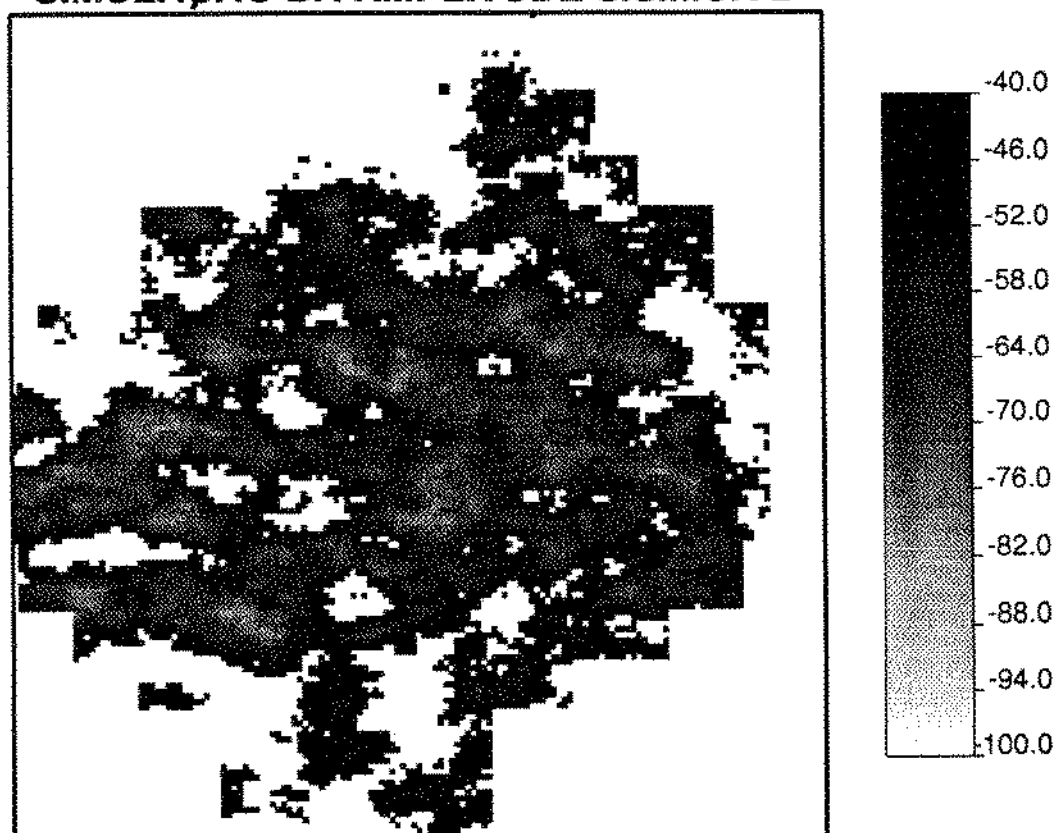
SIMULAÇÃO DA AMPLITUDE SÍSMICA A**SIMULAÇÃO DA AMPLITUDE SÍSMICA B**

Fig. 3.7 Exemplos de imagens simuladas do reservatório usando amplitude sísmica. Fase exploratória.

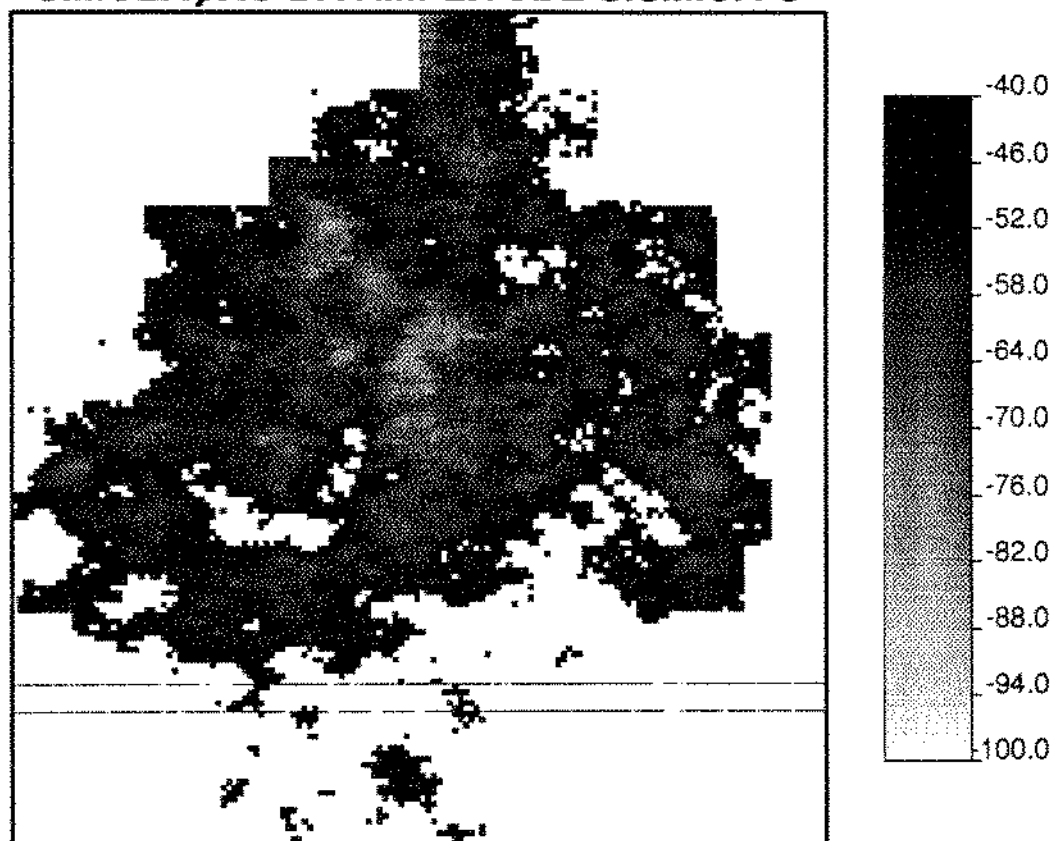
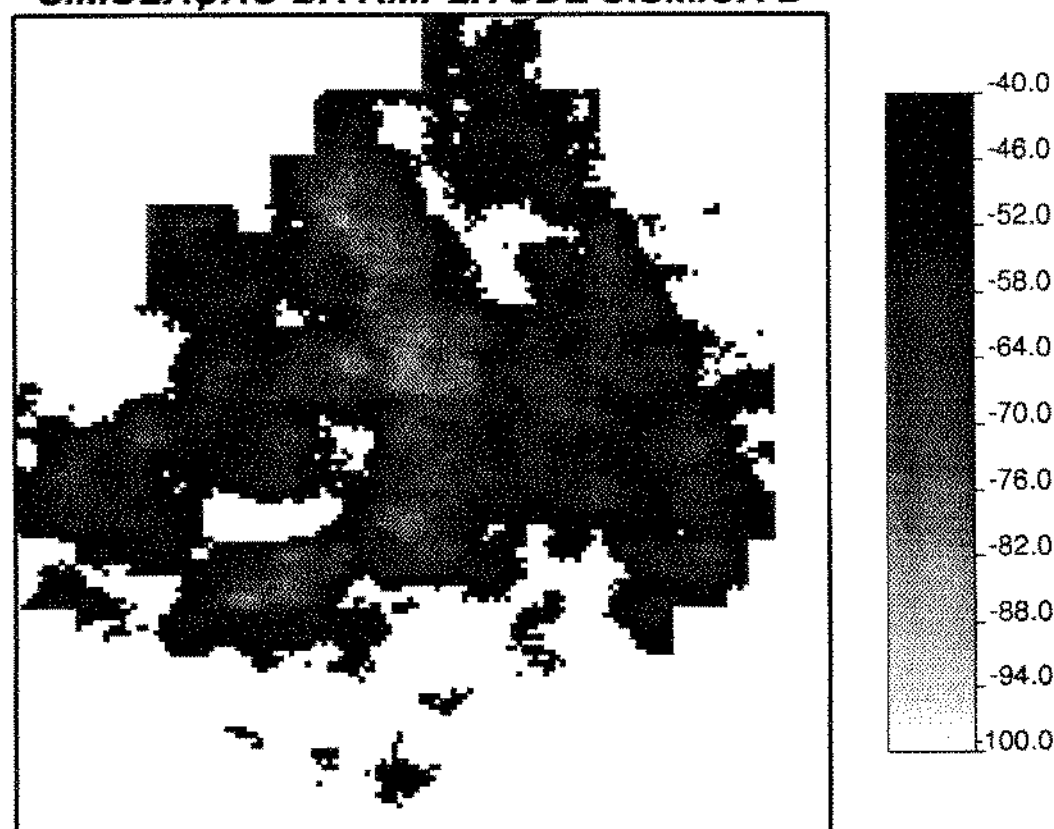
SIMULAÇÃO DA AMPLITUDE SÍSMICA C**SIMULAÇÃO DA AMPLITUDE SÍSMICA D**

Fig. 3.8 Exemplos de imagens simuladas do reservatório usando amplitude sísmica. Fase exploratória.

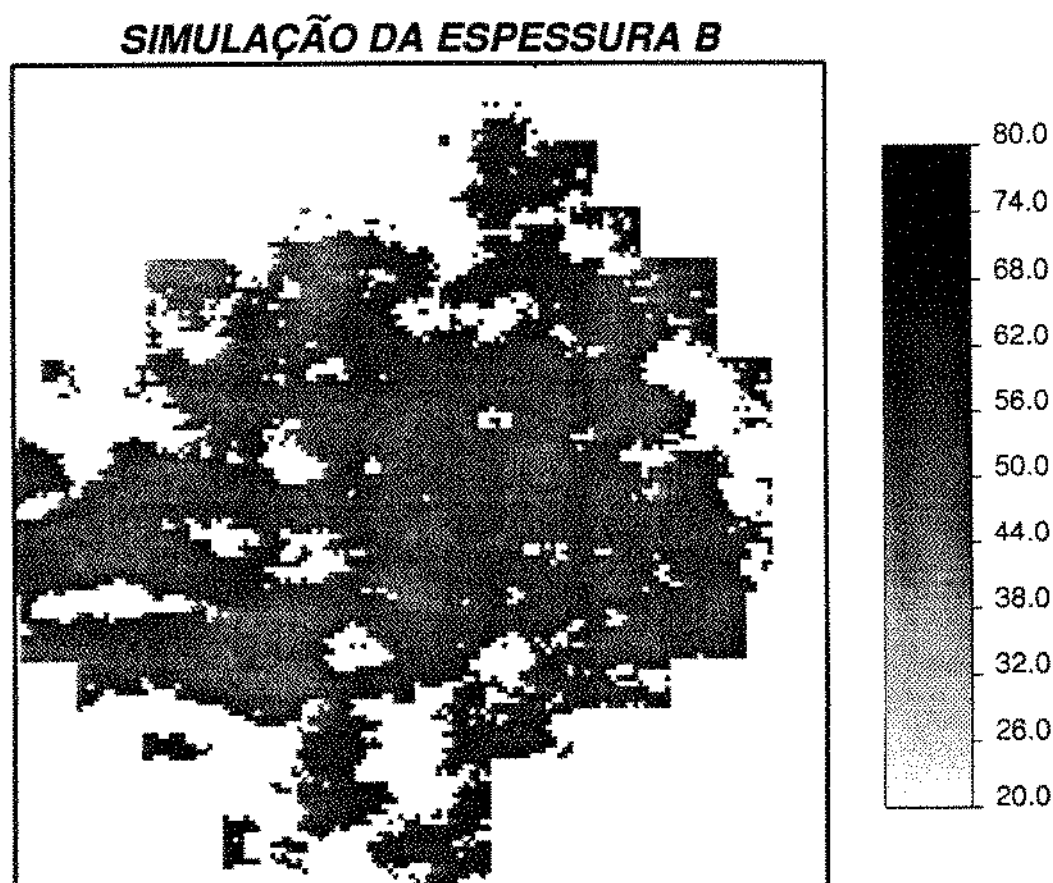
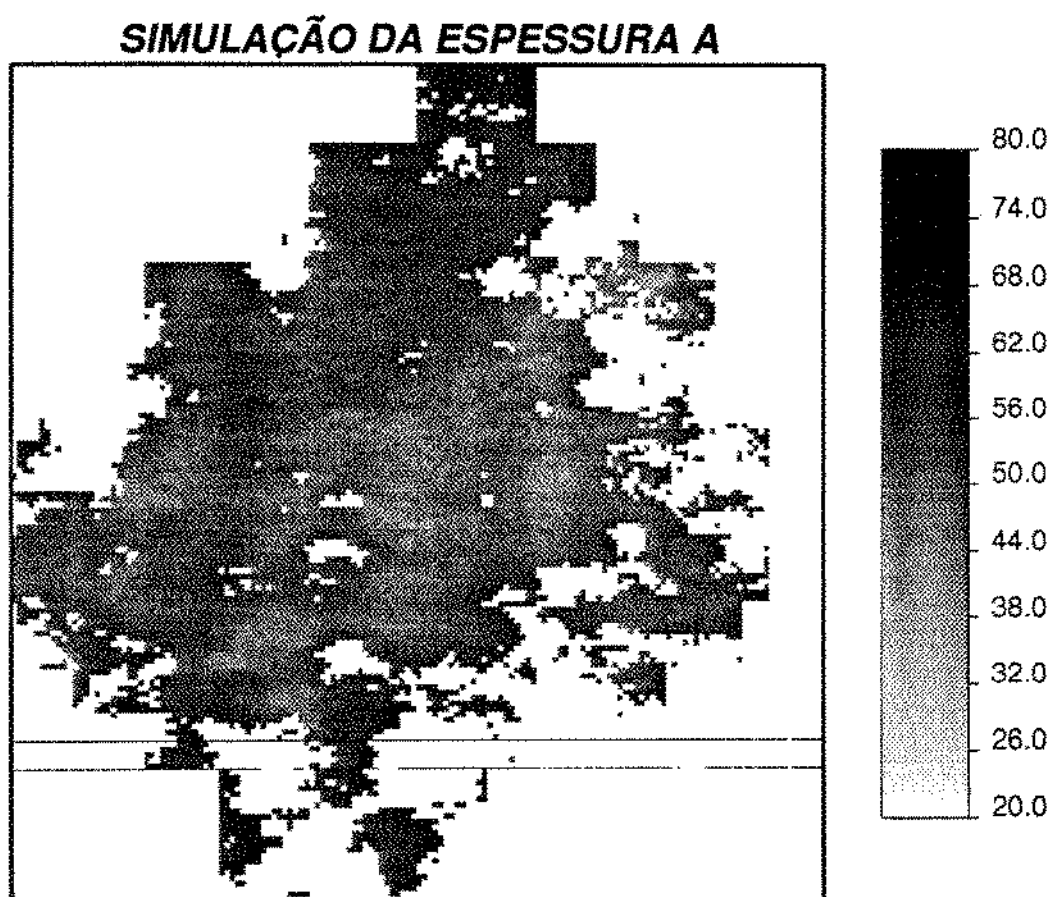


Fig. 3.9 Exemplos de imagens simuladas do reservatório com a espessura. Fase exploratória.

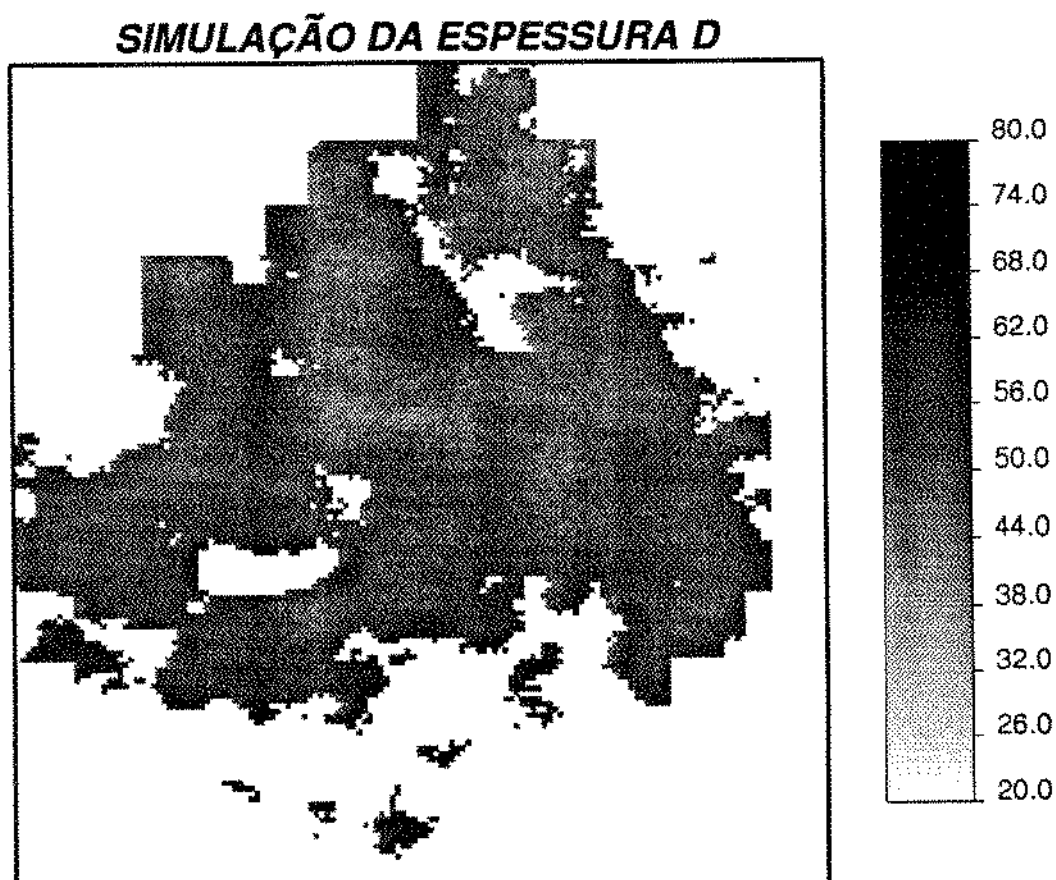
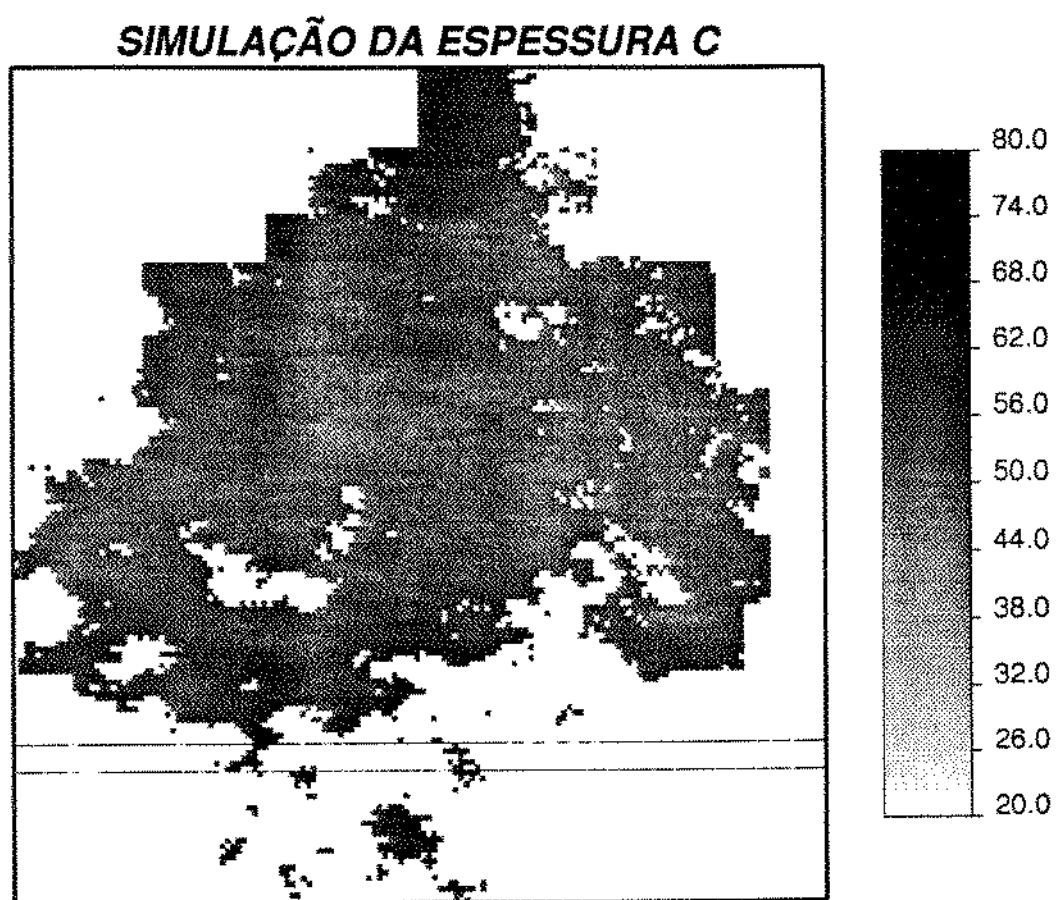


Fig. 3.10 Exemplos de imagens simuladas do reservatório com a espessura.Fase exploratória.

último, adotou-se a porosidade e saturação de água inicial média, fruto da interpretação preliminar de perfis do poço pioneiro, devido à indisponibilidade de dados de reservatório similares. O valor da porosidade foi de 28,1 % e o de saturação de água, 17,3 %. O fator volume de formação inicial foi considerado igual ao constante na primeira estimativa de volume realizada na área devido ao mesmo motivo anterior. Seu valor foi de $1,3341 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.

As distribuições de frequência relativa da área, volume de rocha e volume de hidrocarboneto estão apresentados na figura 3.9. As distribuições de frequência relativa serão tratadas no corpo dessa dissertação como histogramas.

3.4.1.4 Discussão e Verificação dos Resultados

Os resultados apresentados nos histogramas reportados na figura 3.11 retratam as expectativas quanto à área em questão, balizando a conveniência da perfuração de um poço pioneiro e permitindo estabelecer estimativas pessimista, otimista e mais provável para o retorno financeiro esperado do investimento.

A perfuração de um poço pioneiro é uma atividade de risco que depende essencialmente da qualidade dos dados levantados na fase exploratória. Tratando-os probabilisticamente, a margem de risco pode ser atenuada e proporcionar uma visão mais ampla para a tomada de decisão. Cabe ressaltar que o percentual de descoberta de reservatório apresenta-se, em escala mundial, em torno de 10,0% do número de poços pioneiros perfurados.

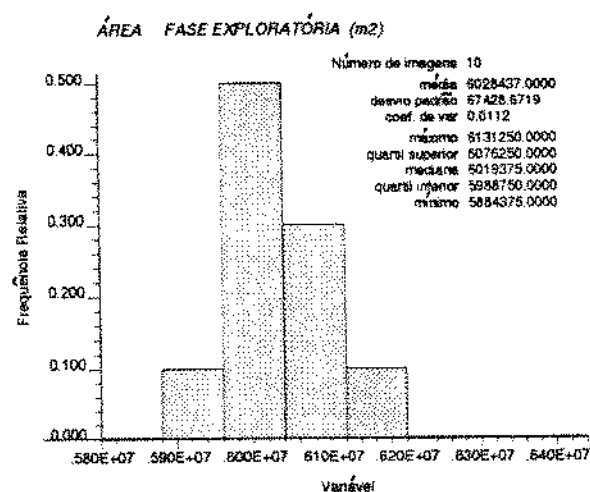
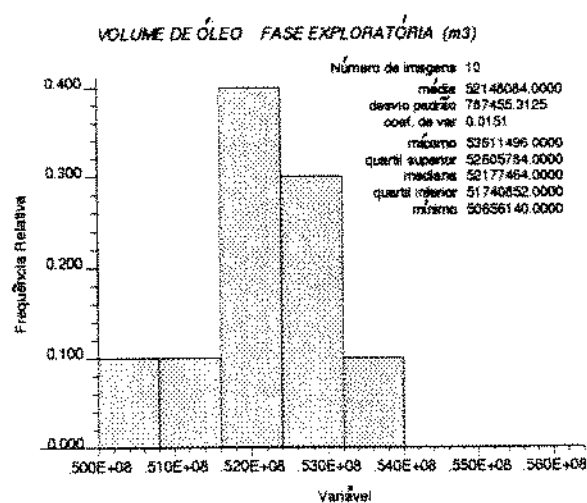
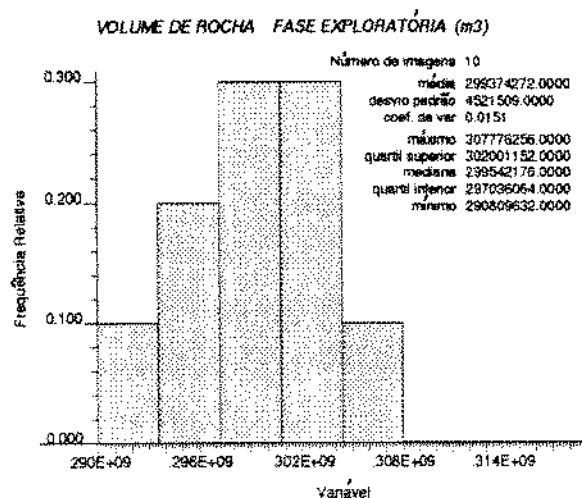


Fig. 3.11 - Histogramas da área, volume de rocha e volume de óleo das dez simulações do reservatório. Fase exploratória.

A verificação dos resultados realizou-se segundo dois enfoques:

a) Comparação das propriedades estatísticas dos dados condicionantes reais e os simulados, que estão reportadas nos histogramas das figuras 3.12 e 3.13. Constata-se os bons resultados obtidos.

b) Comparação das imagens do reservatório geradas com os pontos condicionantes de amplitude sísmica e espessura e as simuladas. Estas comparações estão ilustradas nas figuras 3.14 e 3.15 com a imagem dos pontos condicionantes e uma simulada.

Para as imagens de amplitude as regiões identificadas pelas letras A, B, C e D identificadas pelas setas indicam a boa qualidade obtida na imagem simulada. As regiões Z e W evidenciam que a imagem simulada não representa adequadamente os valores reais.

Nas imagens das espessuras observam-se os bons resultados obtidos nas regiões A, B e C, enquanto nas áreas W, X, Y e Z, a simulação deixou a desejar.

A comparação por regiões ,embora subjetiva, foi apresentada para mostrar que é necessário, além do controle estatístico, o respaldo dos dados reais usados na simulação.

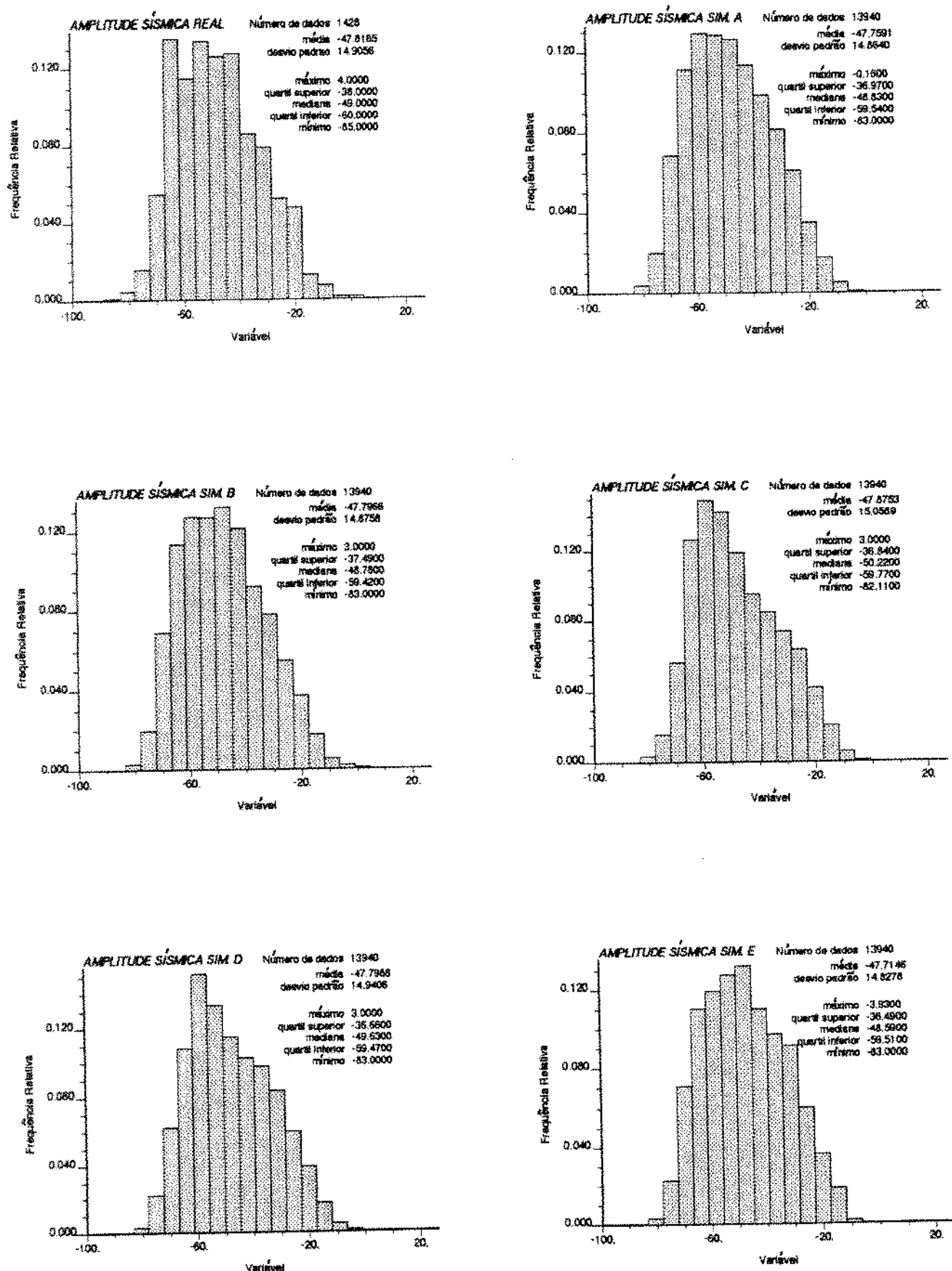


Fig. 3.12 - Histogramas e propriedades estatísticas da amplitude sísmica real e simuladas. Fase exploratória.

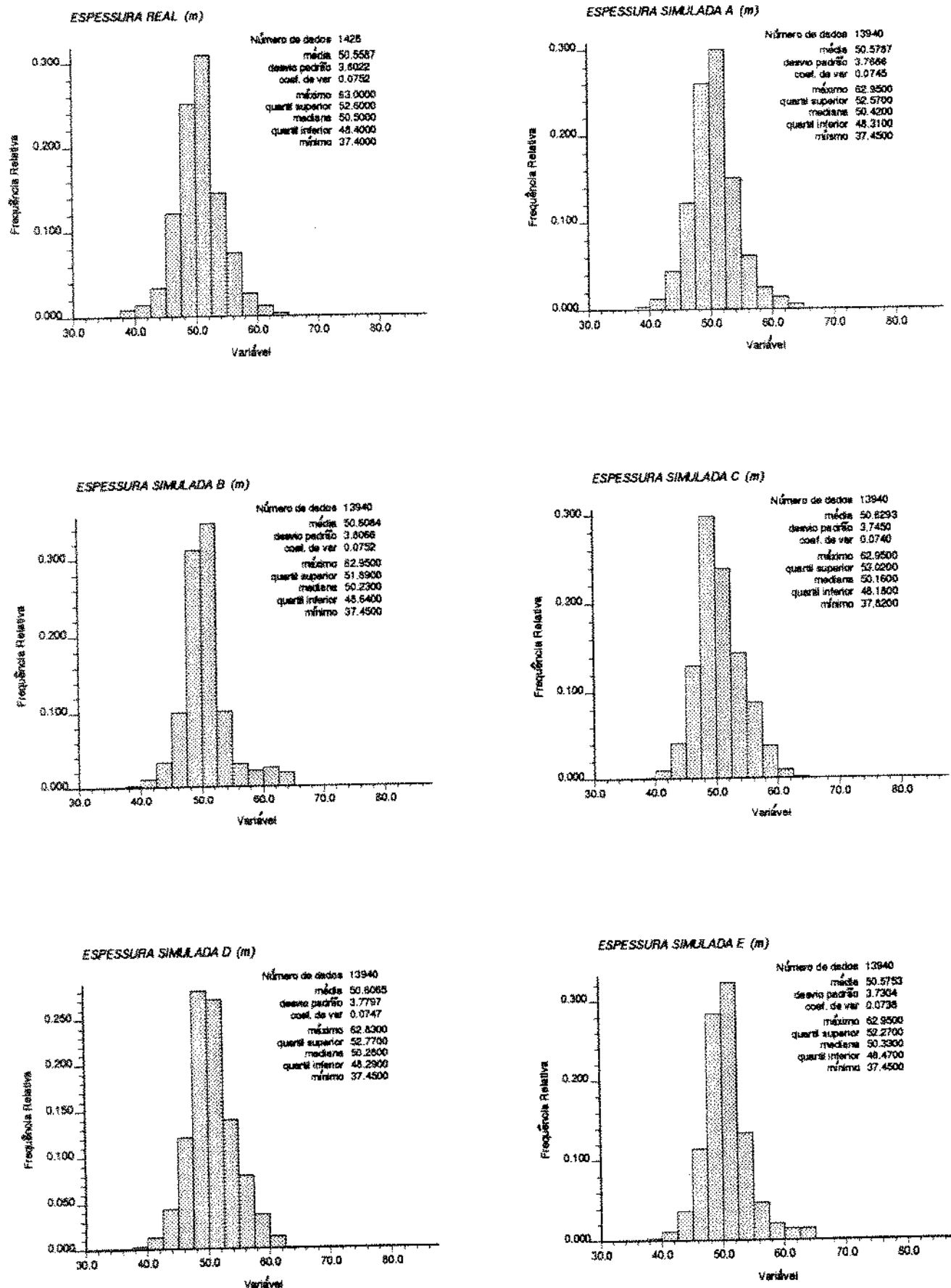


Fig. 3.13 - Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas. Fase exploratória.

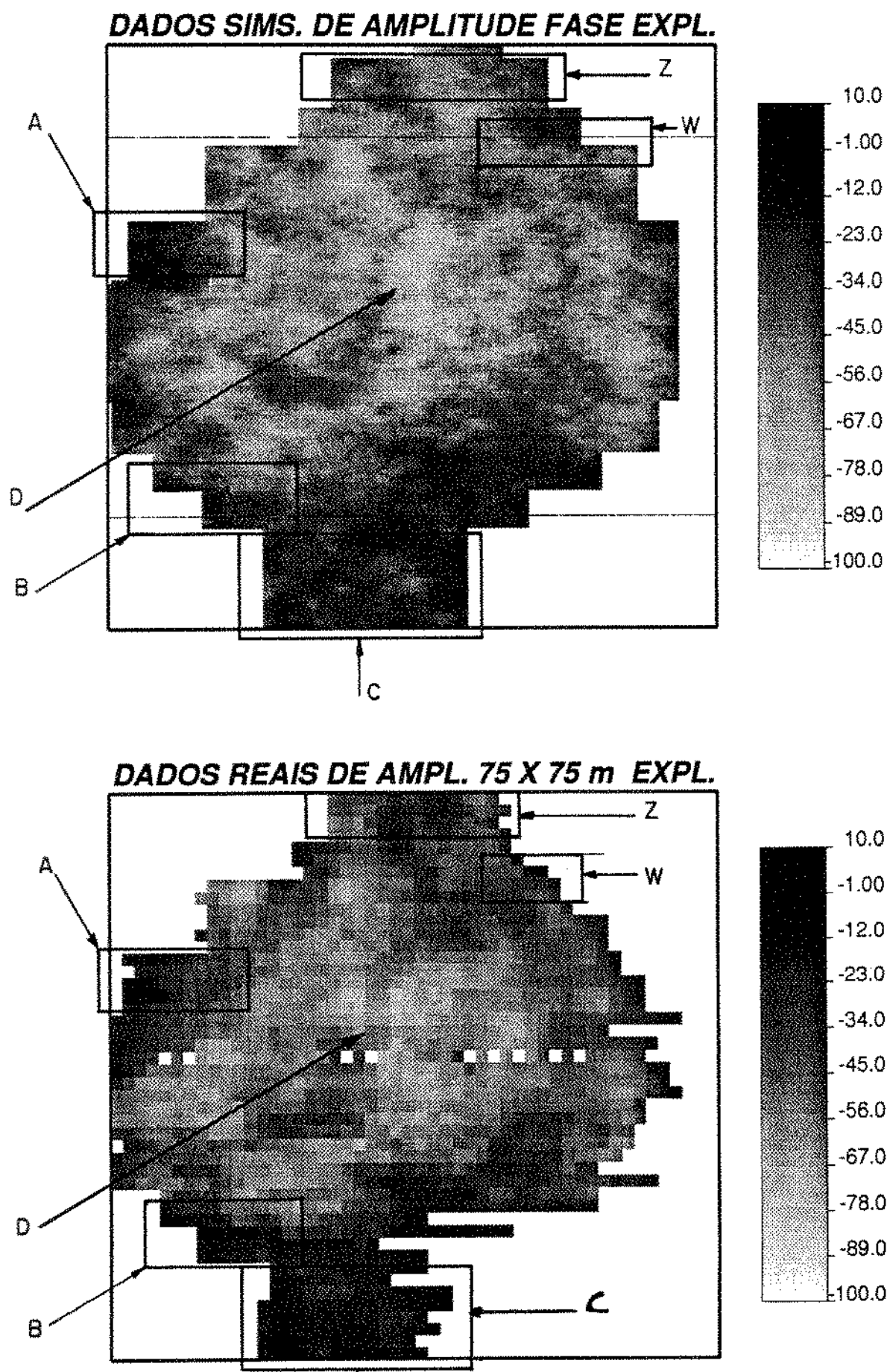


Fig. 3.14 - Comparação da imagem de amplitude sísmica dos pontos condicionantes e uma das imagens simuladas.

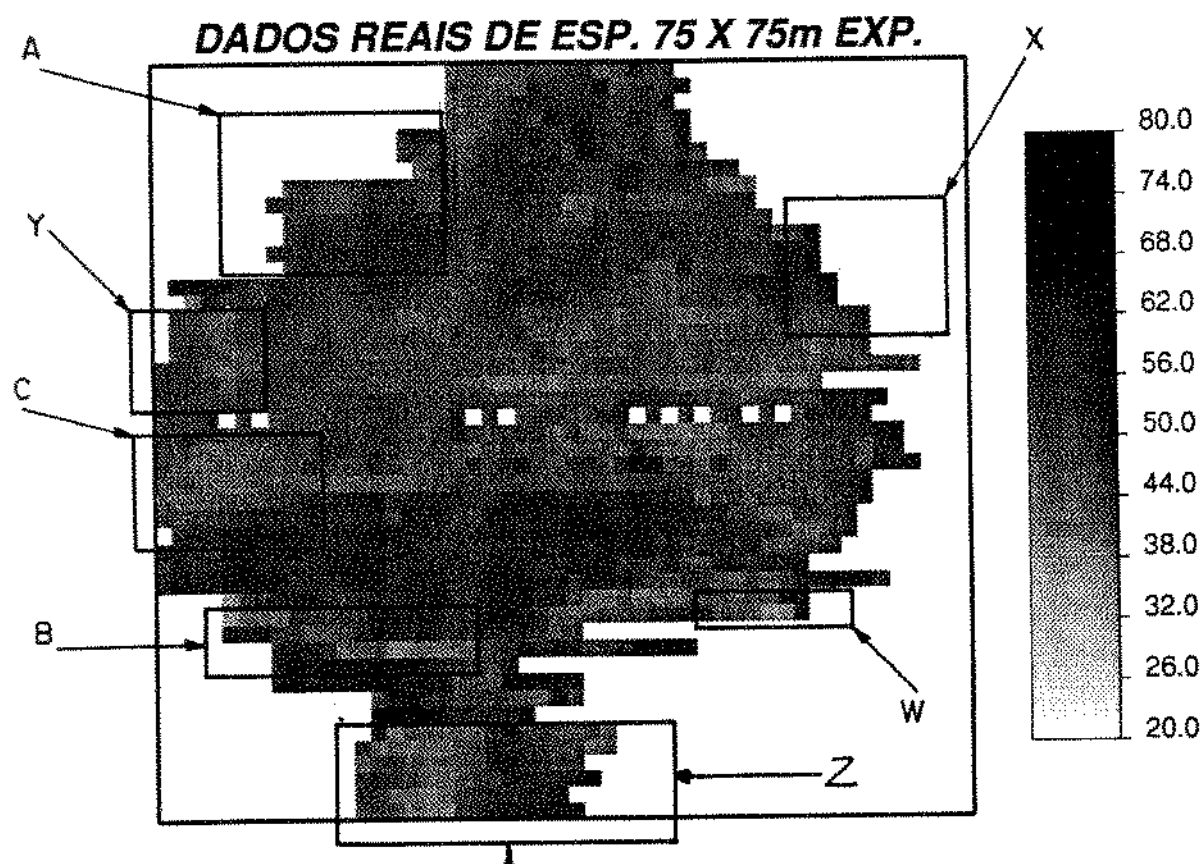
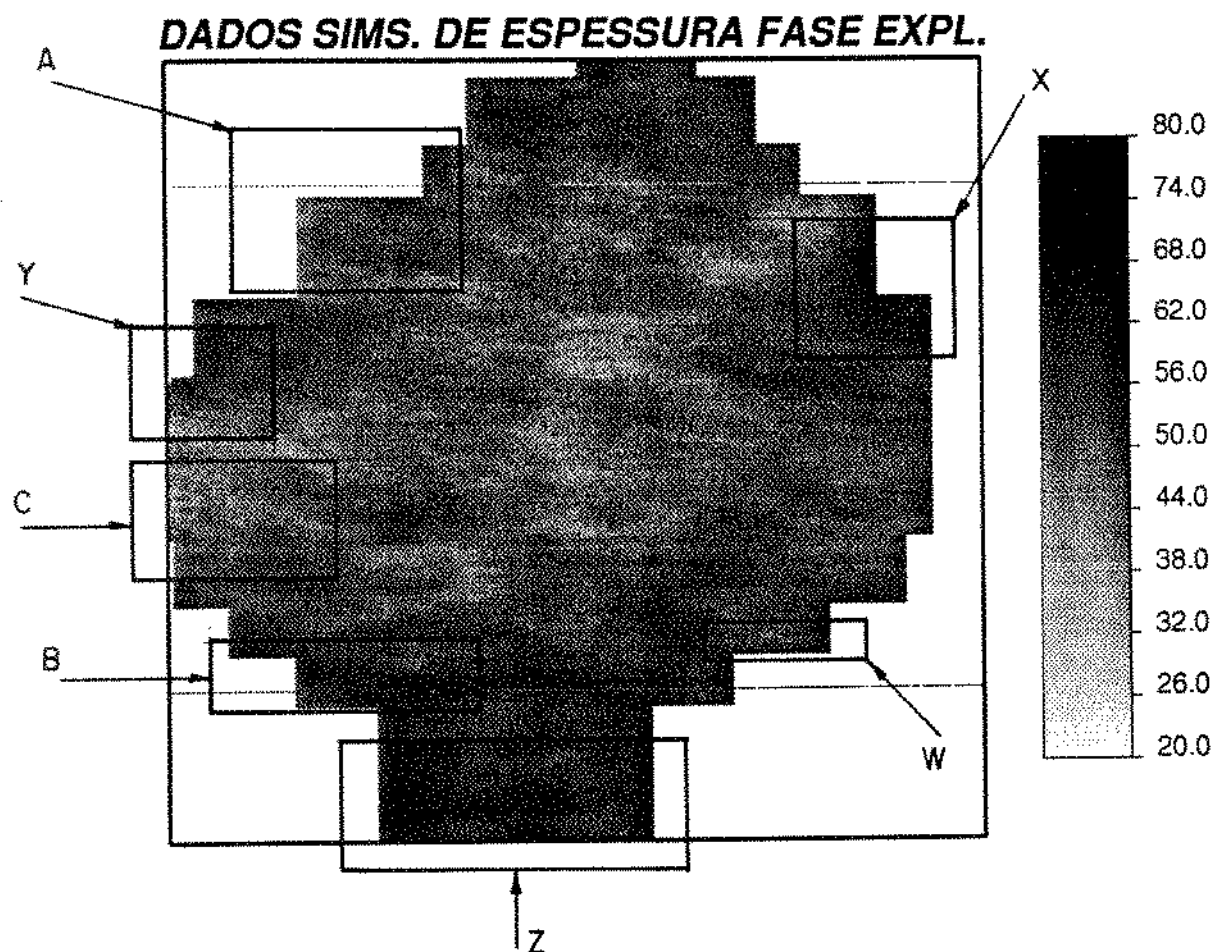


Fig. 3.15 - Comparação da imagem de espessura dos pontos condicionantes e uma das imagens

3.4.2 Fases de Extensão e de Desenvolvimento

Estas fases iniciam-se após o poço pioneiro constatar a presença do reservatório portador de hidrocarboneto viável economicamente. Elas podem se desenvolver paralelamente, fato comum em campos terrestres, ou realiza-se primeiramente a extensão e delimitação para então proceder a etapa de desenvolvimento, usual em campos marítimos.

O poço pioneiro constatou o reservatório em enfoque com viabilidade comercial. Além disto, detectou o contato óleo/água do reservatório que, com os dados existentes na época, indicaria o fechamento estrutural do mesmo, o que foi comprovado, posteriormente, em sua quase totalidade.

A presença do contato óleo/água proporcionou a mudança do enfoque da abordagem utilizada, pois ele agora passa a ser o fator decisivo para a definição da configuração geométrica do reservatório, bem como para a determinação da espessura.

A atuação sobre estas fases foi dividida em três etapas. A primeira considera a existência apenas do poço pioneiro. A etapa seguinte contempla, além do poço pioneiro, dois poços de extensão perfurados em seguida a ele e dois poços de desenvolvimento. A última etapa retrata todos os poços perfurados, sendo mais um de extensão e cinco de desenvolvimento.

Foram adotadas duas sistemáticas distintas para estas etapas. A primeira considerou que o contato óleo/água delimitava o reservatório, determinando a sua configuração geométrica, enquanto a espessura era simulada com base nos dados sísmicos e dos poços. Nos pontos onde haviam dados sísmicos, ela era determinada pela diferença entre a cota do contato óleo/água e a de topo em

profundidade, enquanto nos poços eram usados valores da interpretação definitiva dos perfis que constam da tabela 3.2.

A outra sistemática contemplou os dados de profundidade de topo da sísmica, a partir de um determinado limite que inclui o alto estrutural mapeado e os valores obtidos dos poços a partir da interpretação definitiva dos perfis. Eles foram simulados e, para cada imagem, gerada subtraiu-se a cota do contato óleo/água para determinação da espessura, considerando apenas os valores positivos. A determinação da configuração geométrica foi realizada de duas formas distintas. A primeira considerou todos os dados simulados, desprezando-se os valores inferiores à cota do contato óleo/água. A outra considerou apenas os dados de topo simulados na área delimitada pelo alto estrutural, desprezando-se as células da malha com valores inferiores à cota do contato.

Os resultados de topo das interpretações dos perfis dos poços encontram-se na tabela 3.2.

Tabela 3.2 Dados de Topo e Espessura do Reservatório nos Poços (m)

1-poc-1	2641.0	32.0
3-poc-2	2641.0	16.0
3-poc-3	2665.0	16.0
7-poc-4	2665.0	18.0
7-poc-5	2666.0	15.0
7-poc-6	2632.0	50.0
7-poc-7	2652.5	28.0
3-poc-8	2663.0	0.0
7-poc-9	2666.0	20.0
7-poc-10	2673.5	5.0
7-poc-11	2638.0	50.0

Pode-se alegar que o topo, por caracterizar uma estrutura dômica, apresenta espacialmente um comportamento tendencioso a grandes distâncias ("drift ou "trend"), devendo ser tratado à luz da geoestatística não estacionária. Contudo, a significativa continuidade espacial apresentada por ele neste reservatório, principalmente se comparada ao domínio desejado para autocorrelação espacial (600 m), não compromete a sua abordagem à luz da geoestatística estacionária.

3.4.2.1 Análise Estrutural

A análise estrutural para ambas as situações considerou as mesmas direções e classes de distâncias usadas na fase exploratória.

Utilizou-se na variografia apenas os dados de sísmica, pois os dados de poços em qualquer uma das etapas eram pouco significativos para caracterizar a autocorrelação espacial das variáveis.¹

Como na fase exploratória, procedeu-se à transformação gaussiana da espessura, na primeira sistemática, e do topo na segunda.

Para ambos os casos foram ajustados modelos esféricos, considerando o domínio de 600 m, como explicado. Os semivariogramas, os modelos e os parâmetros encontram-se nas figuras 3.16 e 3.17.

¹Numa abordagem mais completa ter-se-ia não só a função semivariograma dos dados sísmicos como também a dados dos poços (mais exatos) bem como o semivariograma cruzado entre os dados sísmicos e os de poços. Infelizmente, o semivariograma dos dados de poços, nesse caso, não existia.

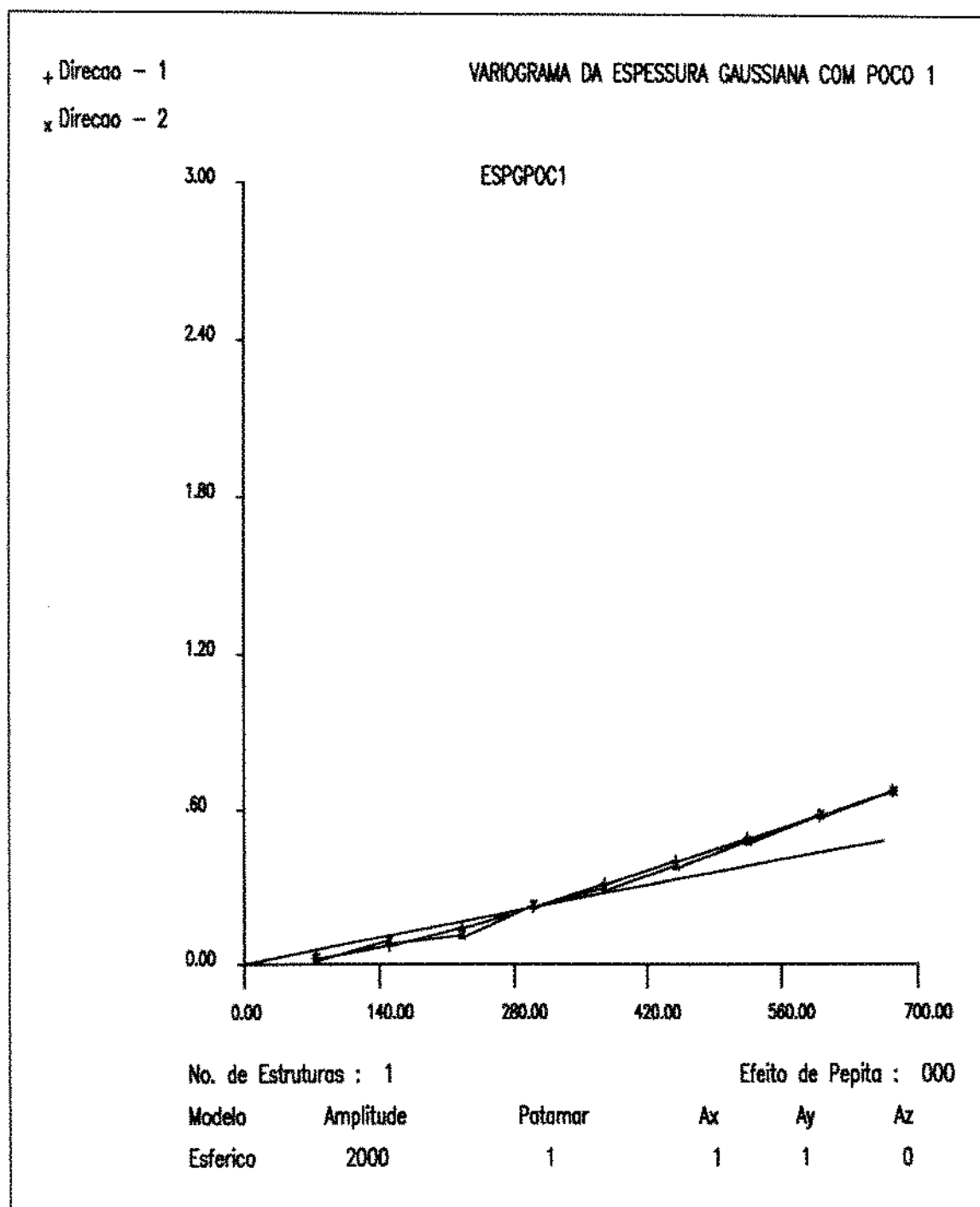


Fig. 3.16 - Semivariograma da espessura gaussiana nas direções principais. Sistemática 1.

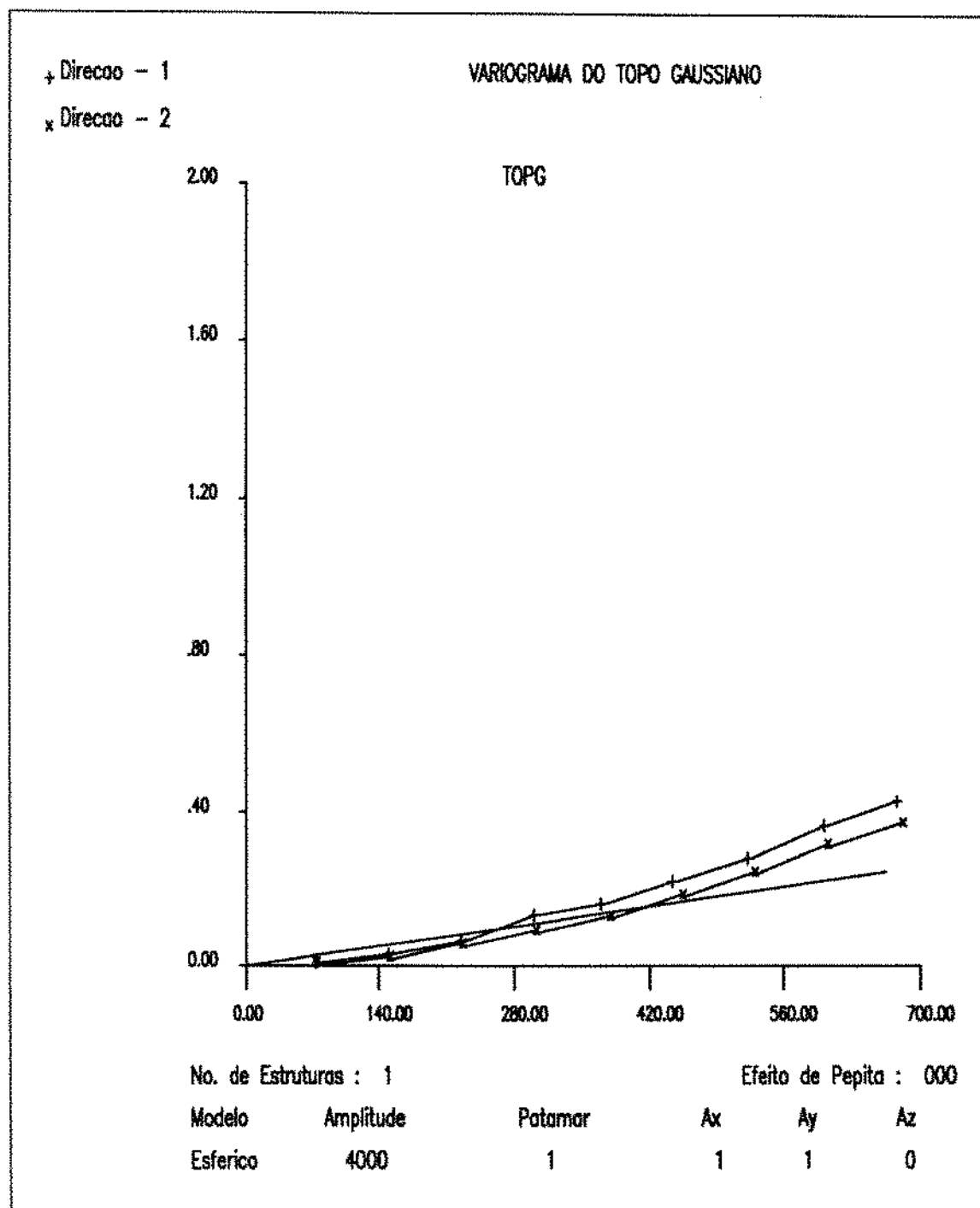


Fig 3.17 - Semivariogramas do topo gaussiano nas direções principais. Sistemática 2.

3.4.2.2 Aspectos Operacionais da Simulação Condicional

Foram mantidos, basicamente, os quatro programas usados na fase exploratória. Apenas a segunda e última rotina sofreram algumas alterações.

Na segunda, realiza-se apenas a Krigagem dos dados simulados não condicionalmente e dos reais e não mais a Krigagem da diferença entre elas. A diferença foi transferida para a última.

As modificações mais importantes foram introduzidas no último programa. Os dados de poços são mais precisos que os sísmicos; portanto, eles devem ter uma importância maior nas imagens geradas pela simulação condicional. A partir da experiência prática de geólogos de desenvolvimento, considerou-se que os dados de poços poderiam ser extrapolados com confiança até um raio de 150 m do poço. Este valor, contudo, foi fixado arbitrariamente, cabendo maiores estudos para sua devida determinação. Assim sendo, todos os dados estimados por Krigagem para os quais tenha contribuído algum dado de poço, extrapolado ou não, foram considerados diretamente na imagem gerada, desprezando os aspectos de variabilidade locais retratados pelos valores da simulação não condicional. Esta abordagem foi implementada na última rotina.

Ela também contemplou o cálculo da espessura na segunda sistemática a partir da cota do contato óleo/água, bem como a determinação da configuração geométrica das duas abordagens embutidas na referida sistemática.

Os tempos computacionais médios para a geração de uma imagem encontram-se nas tabelas 3.3 e 3.4.

Tabela 3.3 Tempos Computacionais Médios (seg.) - Sistemática

1

poços	1	5	11
prog 1	10.0	10.7	11.4
prog 2	294.9	304.0	319.9
prog 3	1507.7	1512.7	1511.5
prog 4	77.9	77.6	77.5

Tabela 3.4 Tempos computacionais médios (seg.) - Sistemática

2

poços		1	5	11
prog 1		18.1	17.4	16.6
prog 2		490.3	468.9	418.8
prog 3		2959.6	2656.7	2056.5
prog 4	abordagem 1	72.4	72.9	73.1
	abordagem 2	76.7	77.0	77.7

Nas figuras 3.18 e 3.19 apresenta-se respectivamente os pontos condicionantes de espessura da sistemática 1 e de topo da sistemática 2.

DADOS REAIS DE ESPESSURA (m) 75 X 75m SISTEMÁTICA 1

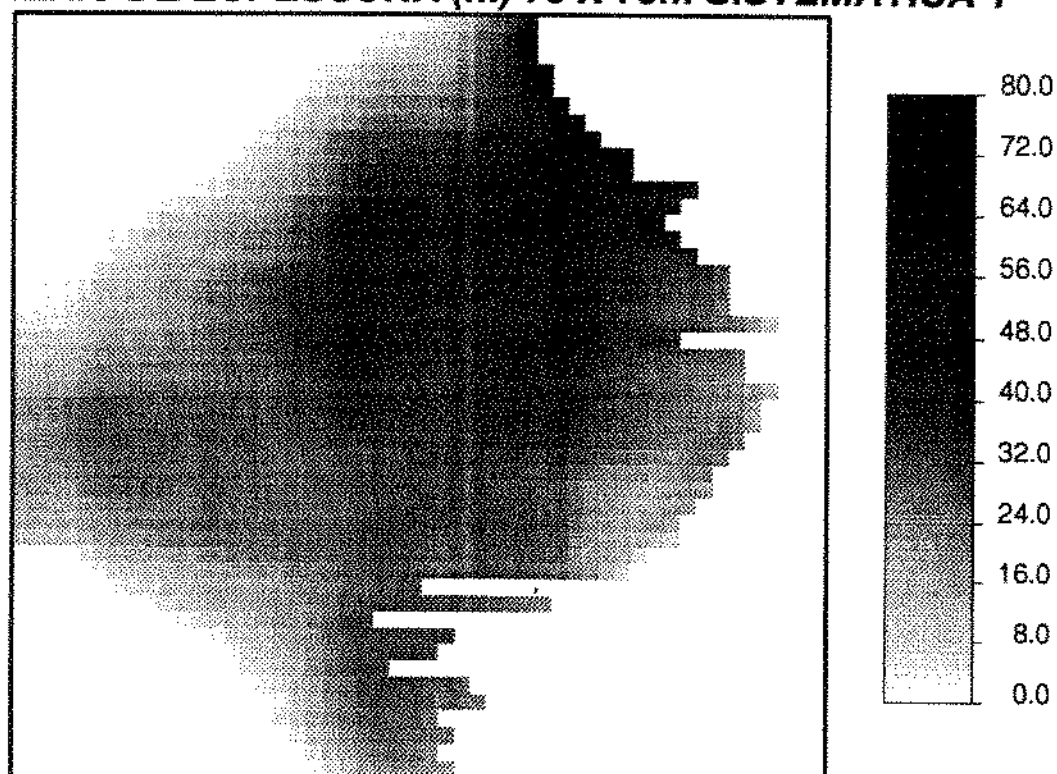


Fig. 3.18 - Pontos condicionantes de espessura.

Sistemática 1.

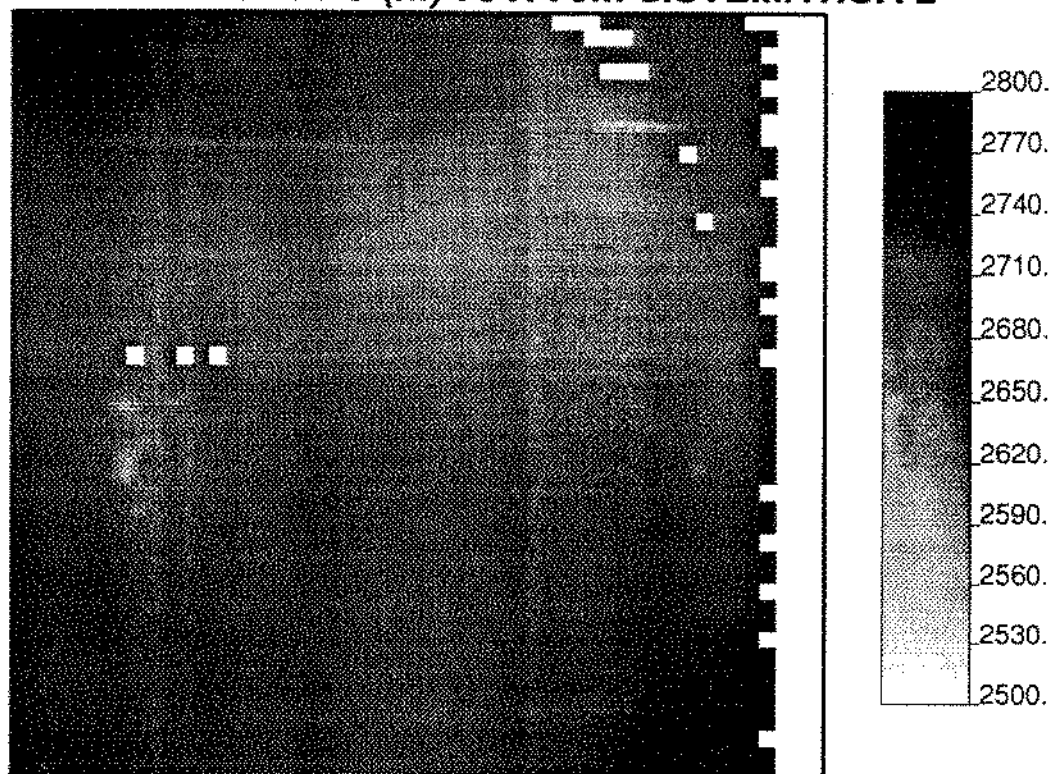
DADOS REAIS DE TOPO (m) 75 X 75m SISTEMÁTICA 2

Fig. 3.19 - Pontos condicionantes de topo.

Sistemática 2.

Nas figuras 3.20, 3.21 e 3.22 apresentam-se imagens do reservatório geradas pela primeira sistemática com 1, 5 e 11 poços. Imagens da segunda com a primeira abordagem da configuração geométrica estão nas figuras 3.23, 3.24 e 3.25 e com a segunda, na figuras 3.26, 3.27 e 3.28.

3.4.2.3 Cálculo de Volume

O cálculo de volume, nesta fase, diferenciou-se da anterior, particularmente devido aos parâmetros petrofísicos.

Foram adotados dois enfoques distintos considerando as três etapas em que esta fase foi subdividida.

Na primeira etapa mantiveram-se os valores de porosidade e saturação de água inicial da interpretação preliminar dos perfis do poço pioneiro e o valor do fator volume de formação de um reservatório com propriedades de fluido similares.

Nas segunda e terceira etapas usaram-se os parâmetros petrofísicos e de fluido, utilizados na estimativa de volume reportada no Relatório de Reservas da PETROBRÁS, à época em que o reservatório tinha 05 e 11 poços perfurados. Nestas etapas realizaram-se ainda uma outra estimativa, considerando para porosidade média, a média ponderada com a espessura dos valores médios da interpretação definitiva dos perfis dos 05 e 11 poços, respectivamente. Para saturação de água inicial média, tomou-se a média ponderada com a espessura e porosidade. O fator volume de formação permaneceu igual ao reportado nas estimativas da empresa.

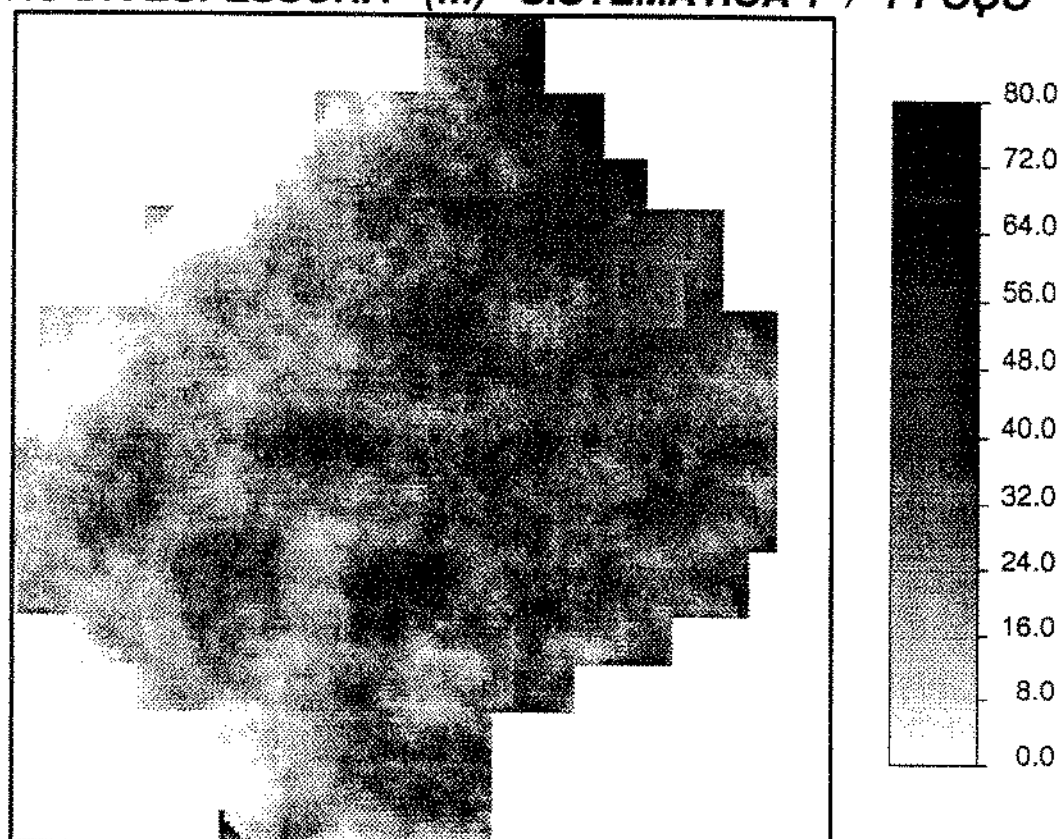
SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 1 / 1 POÇO

Fig. 3.20 - Imagem simulada de espessura com 1 poço.

Sistemática 1. Fases de extensão e desenvolvimento.

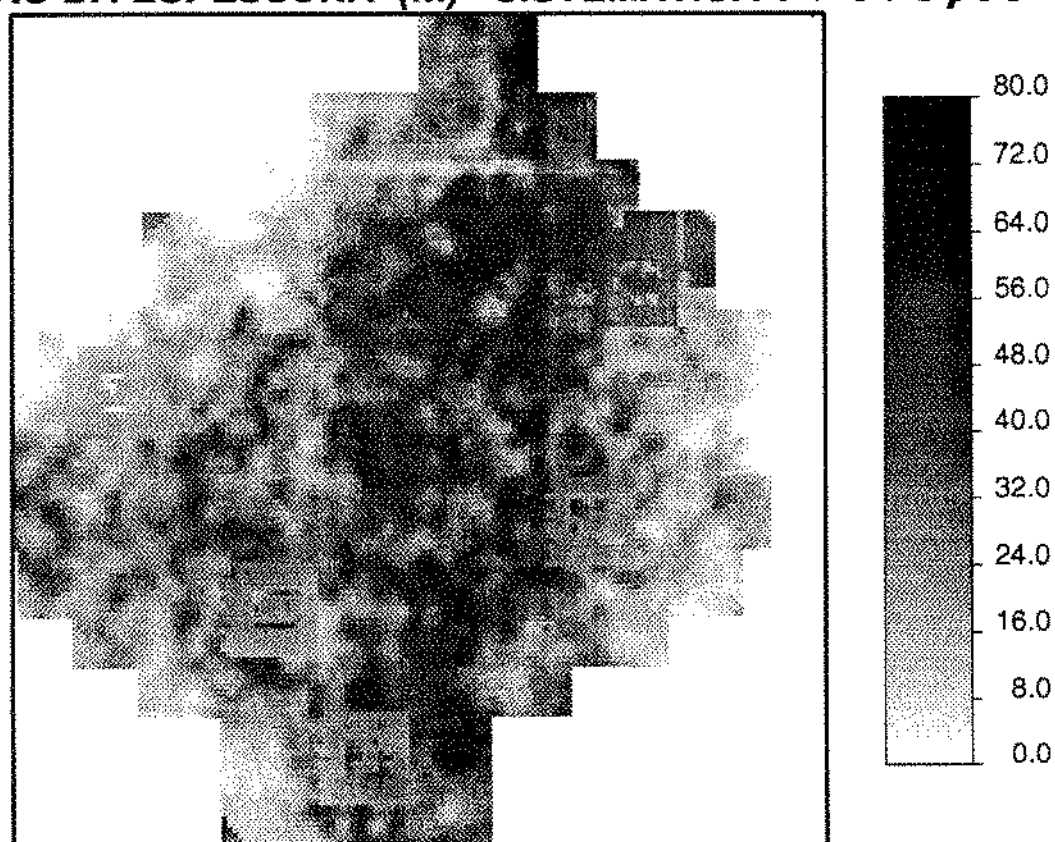
SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 1 / 5 POÇOS

Fig. 3.21 - Imagem simulada de espessura com 5 poços.
Sistemática 1. Fases de extensão e desenvolvimento.

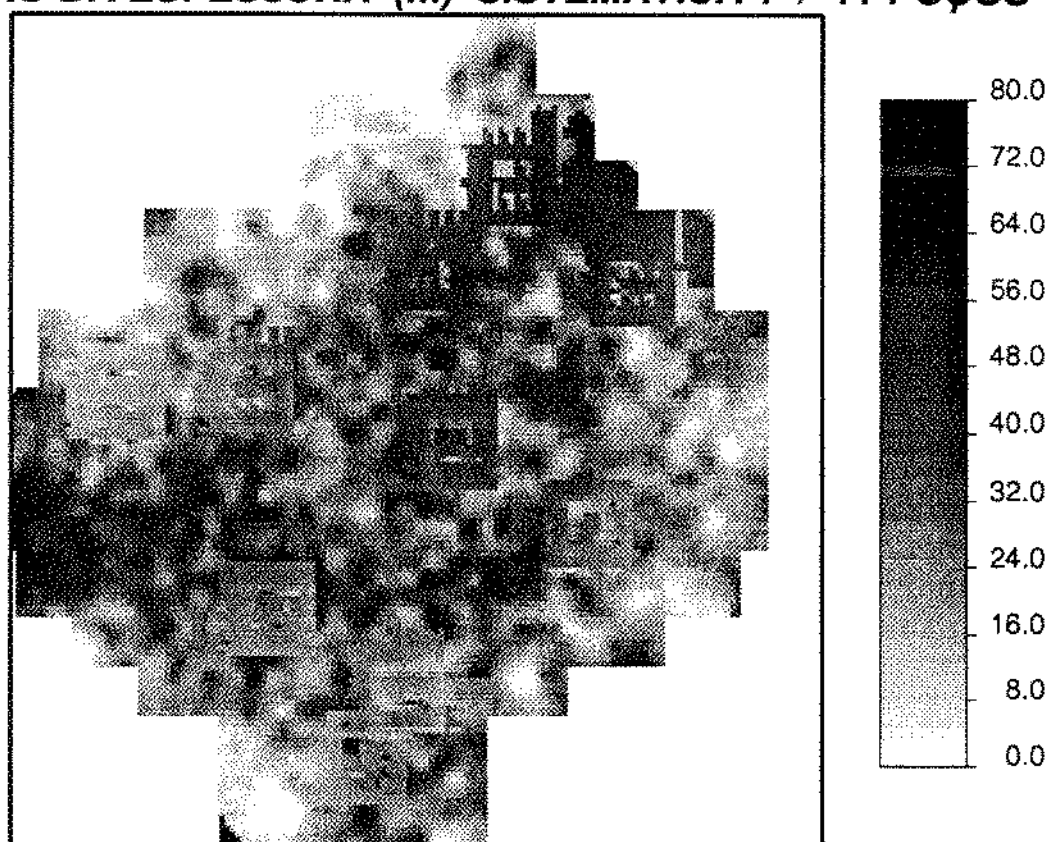
SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 1 / 11 POÇOS

Fig. 3.22 - Imagem simulada de espessura com 11 poços.

Sistemática 1. Fases de extensão e desenvolvimento.

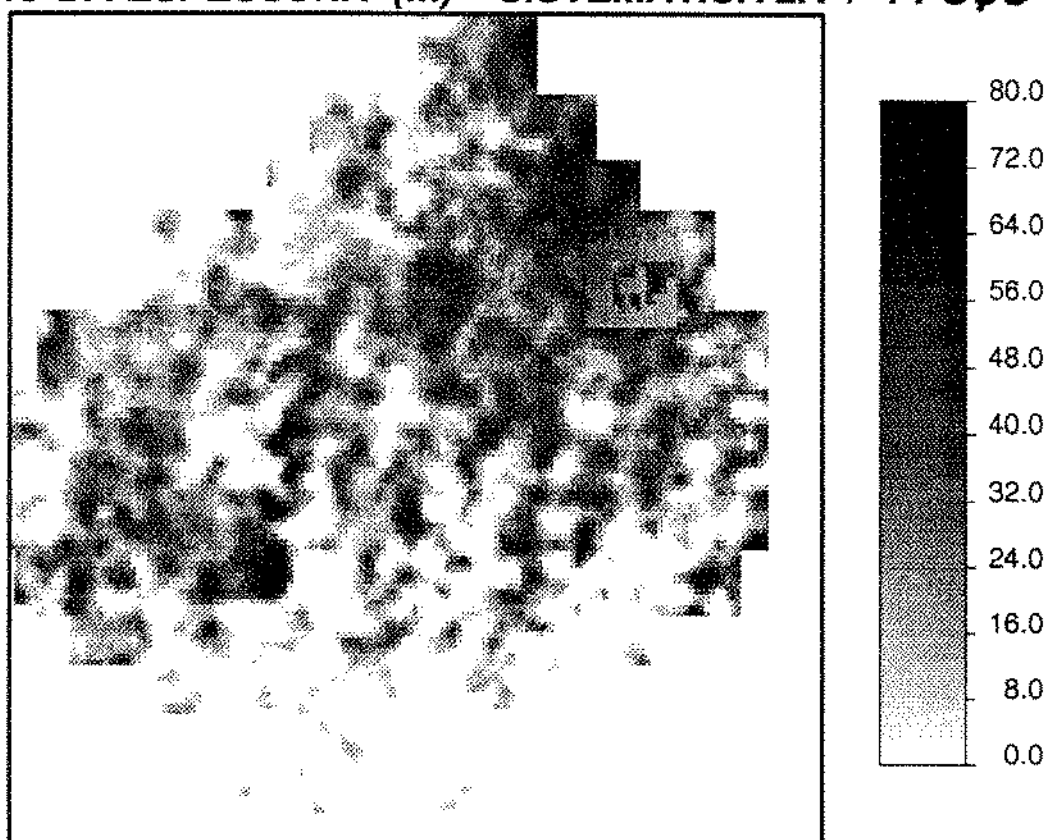
SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 2A / 1 POÇO

Fig. 3.23 - Imagem simulada de espessura com 1 poço.
Sistemática 2A.Fases de extensão e
desenvolvimento.

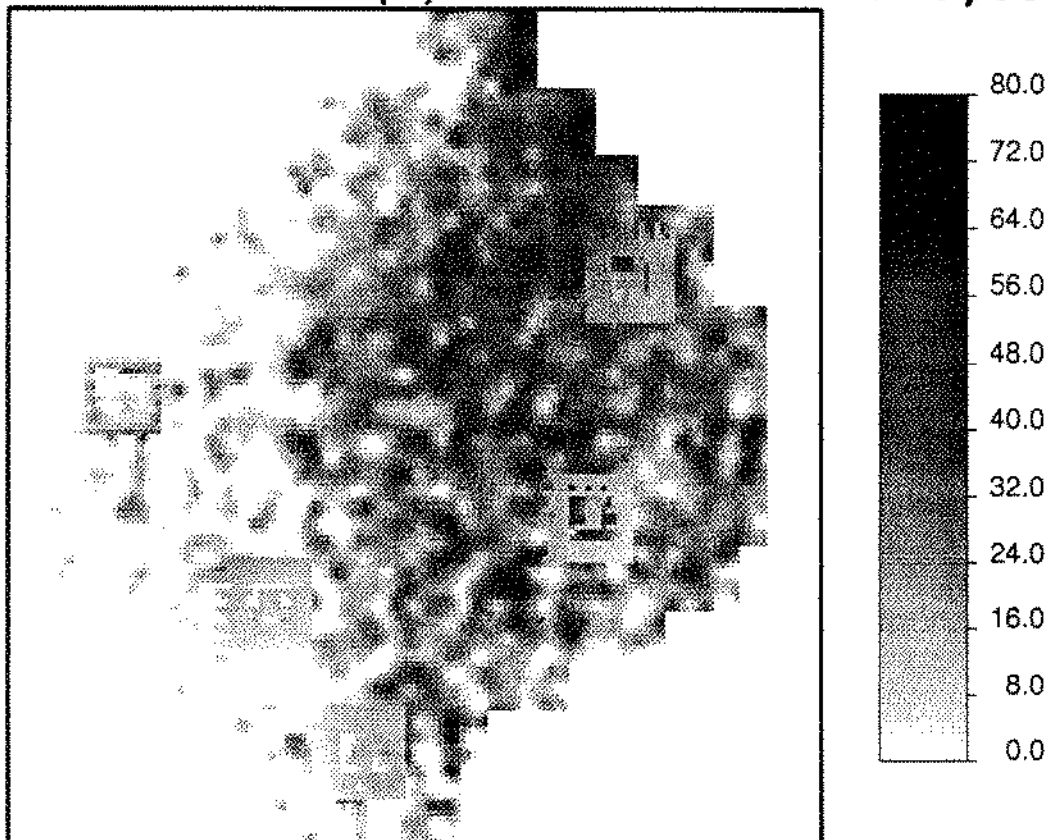
SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 2A / 5 POÇOS

Fig. 3.24 - Imagem simulada de espessura com 5 poços.
Sistemática 2A. Fases de extensão e desenvolvimento.

SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 2A / 11 POÇOS

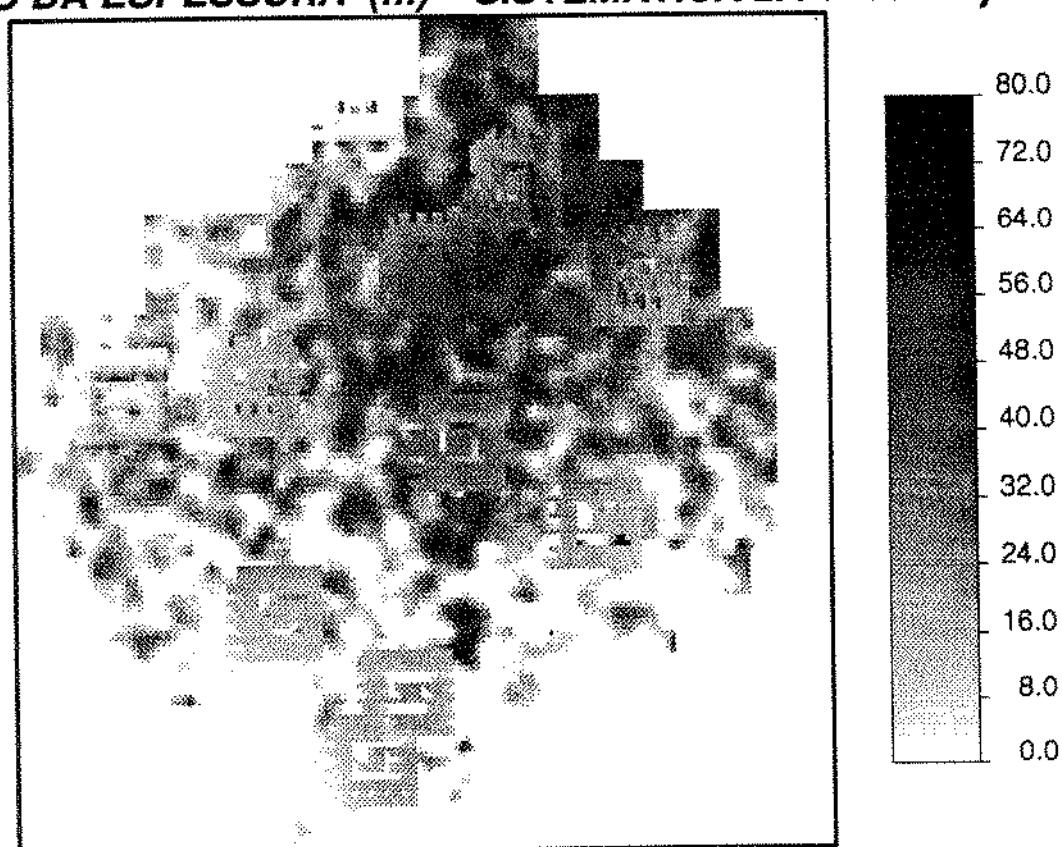


Fig. 3.25 - Imagem simulada de espessura com 11 poços.
Sistemática 2A. Fases de extensão e desenvolvimento.

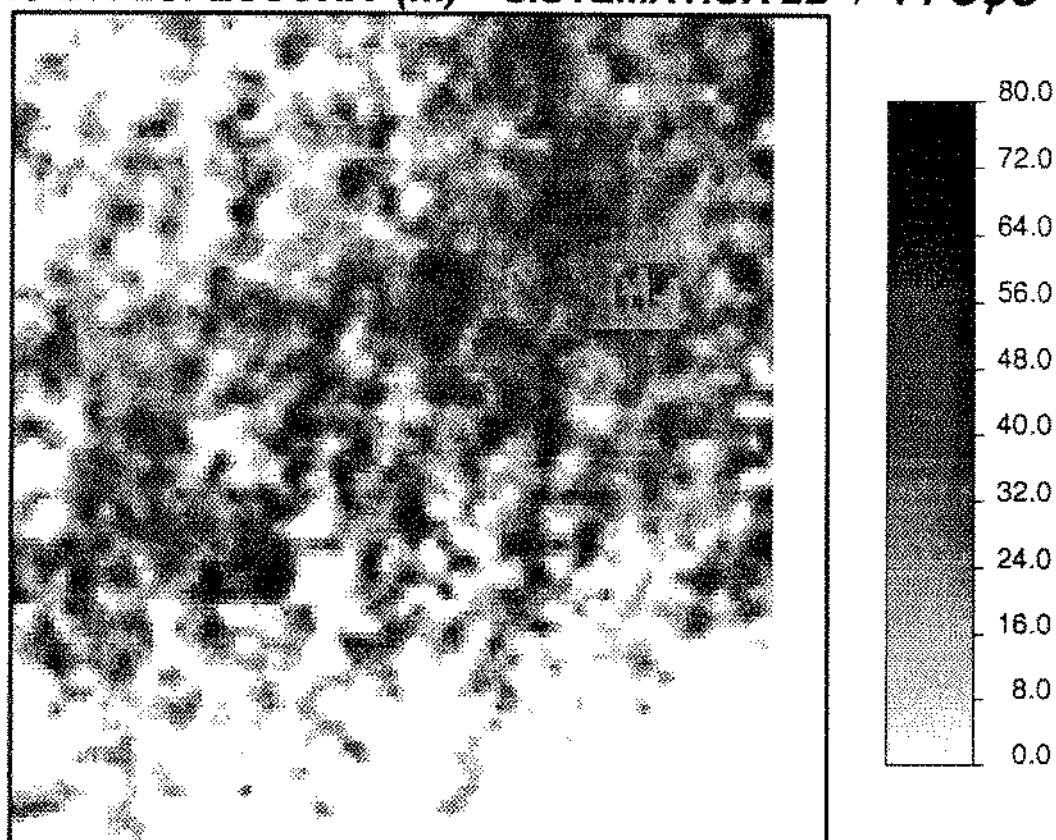
SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 2B / 1 POÇO

Fig. 3.26 - Imagem simulada de espessura com 1 poço.

Sistemática 2B.Fases de extensão e desenvolvimento.

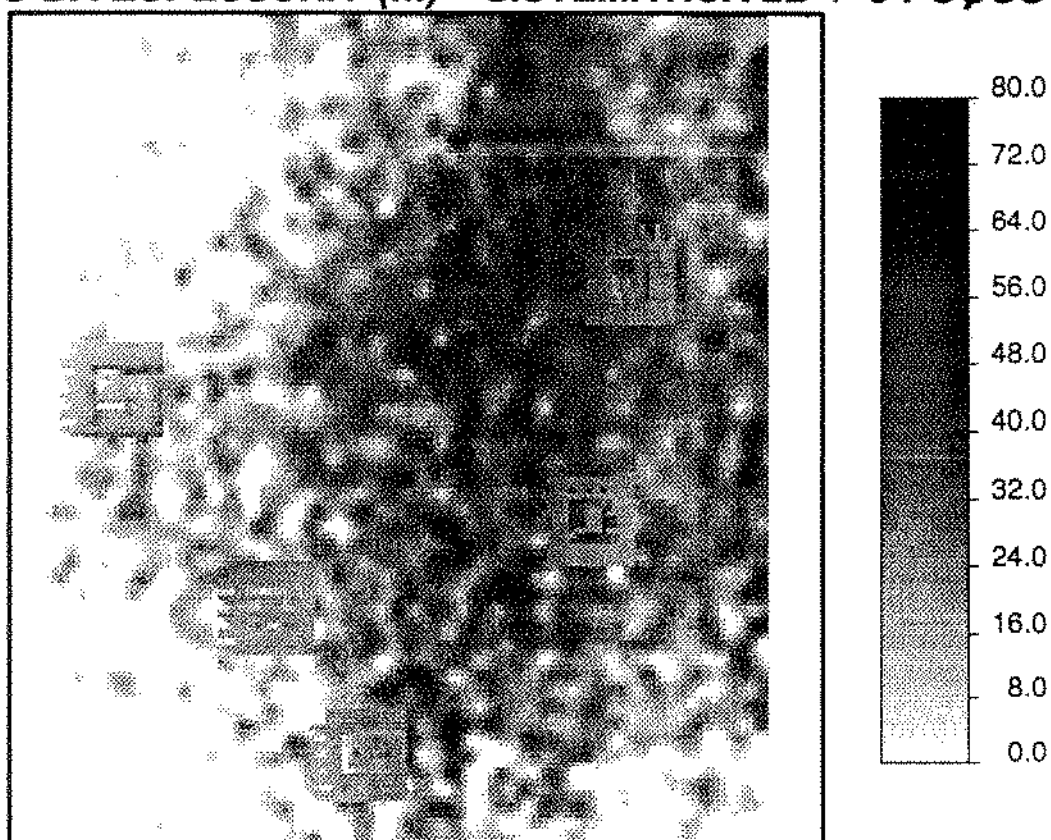
SIMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 2B / 5 POÇOS

Fig. 3.27 - Imagem simulada de espessura com 5 poços.

Sistemática 2B. Fases de extensão e desenvolvimento.

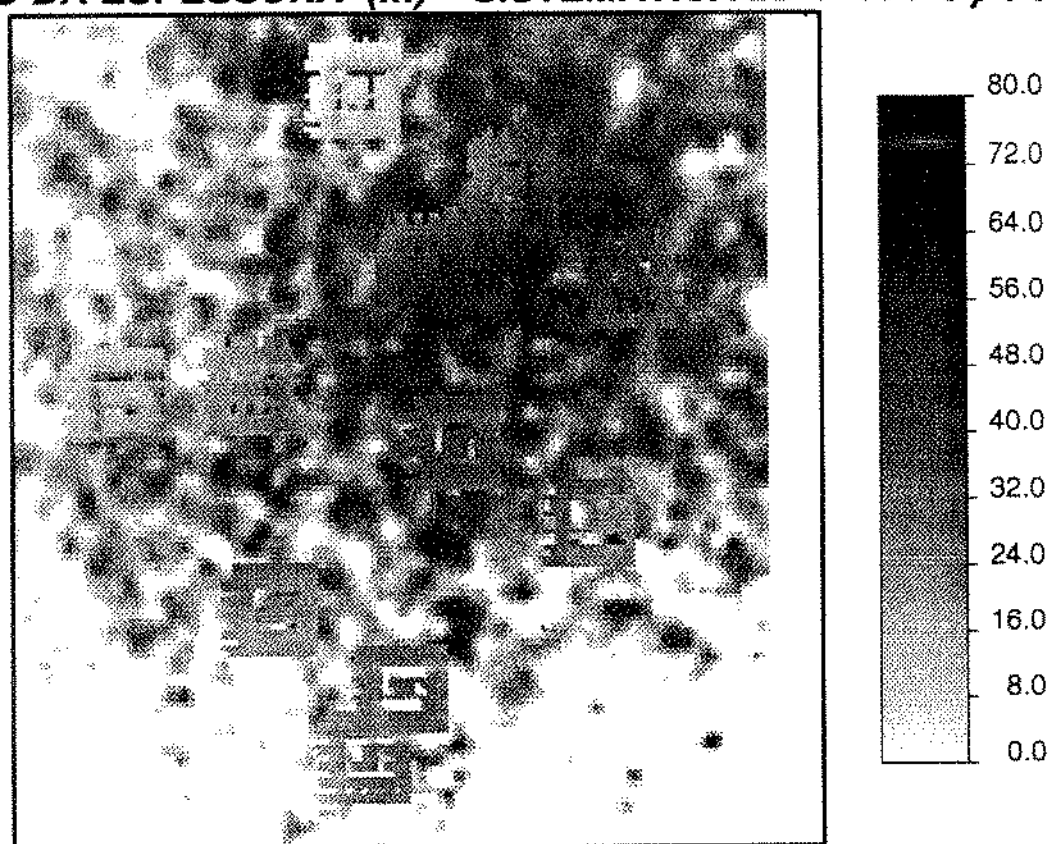
IMULAÇÃO DA ESPESSURA (m) SISTEMÁTICA 2B / 11 POÇOS

Fig. 3.28 - Imagem simulada de espessura com 11 poços.

Sistemática 2B. Fases de extensão e desenvolvimento

Tabela 3.5 Parâmetros de rocha e de fluido.

	1 Poço	5 Poços		11 Poços	
		RR	MP	RR	MP
Porosidade () (%)	28.1	28.5	29.6	29.1	29.1
Sat. de Água Inicial (S_{wi}) (%)	17.3	22.5	27.2	19.1	20.3
F.V.F. de Óleo (B_{oi}) (m^3/m^3)	1.3341	1.3341	1.3341	1.3072	1.3072

RR - Relatório de Reservas

MP - Média Ponderada

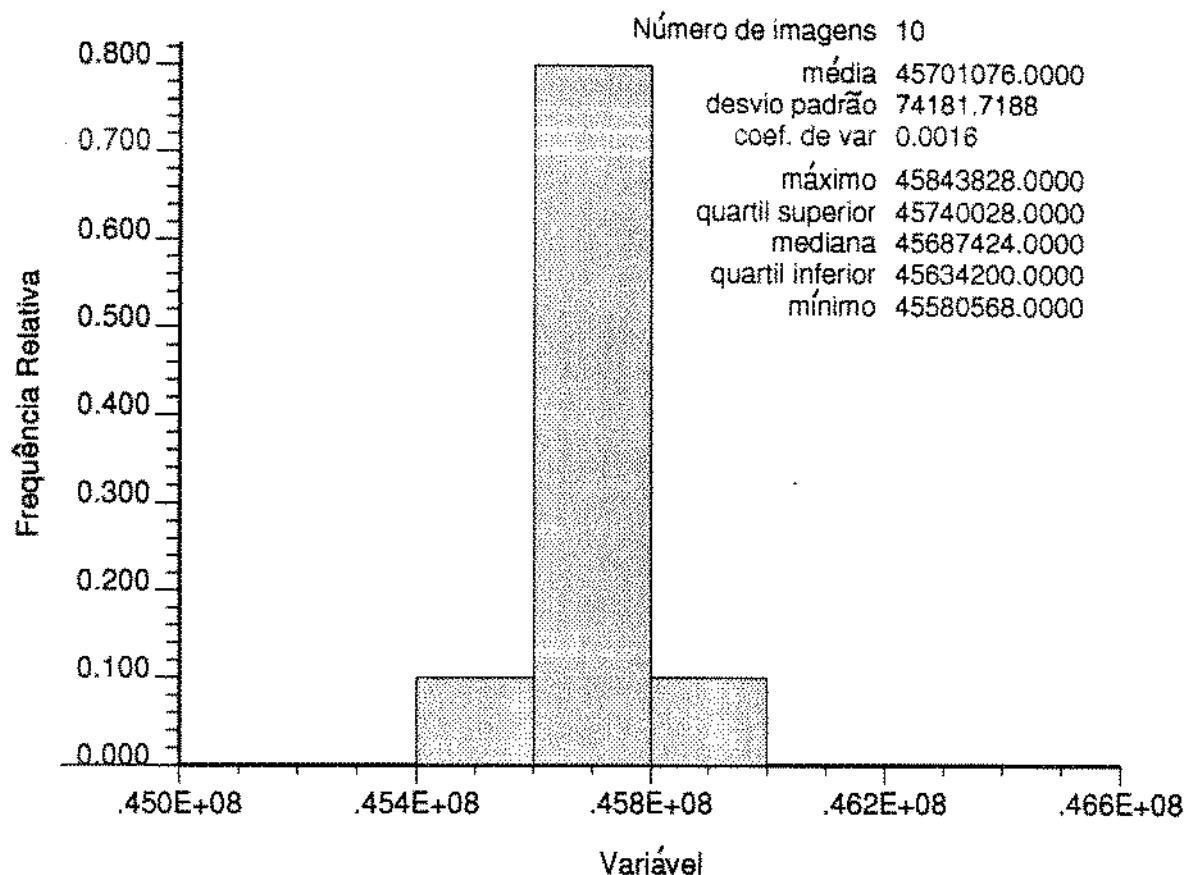
Nas figuras 3.29, 3.30 e 3.31 encontram-se os volumes de óleo e de rocha da primeira sistemática para, respectivamente, 1, 5 e 11 poços. À área nesta sistemática é constante com o valor de 8711875 m^2 .

As figuras 3.32, 3.33, 3.34, 3.35 e 3.36 apresentam os histogramas de área, volume de rocha e volume de óleo para a segunda sistemática adotando a primeira abordagem de configuração geométrica do reservatório e as figuras 3.37, 3.38, 3.39, 3.40 e 3.41, os histogramas das mesmas variáveis usando a segunda sistemática com a outra abordagem de configuração geométrica.

3.4.2.4 Discussão e Verificação dos Resultados

O histórico disponível das áreas, volumes de rocha e volumes de hidrocarbonetos calculados pela abordagem clássica encontram-se reportados na tabela 3.6. O volume de hidrocarboneto do

VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 1 / 1 POÇO



VOL. DE ROCHA (m3) SISTEMÁTICA 1 / 1 POÇO

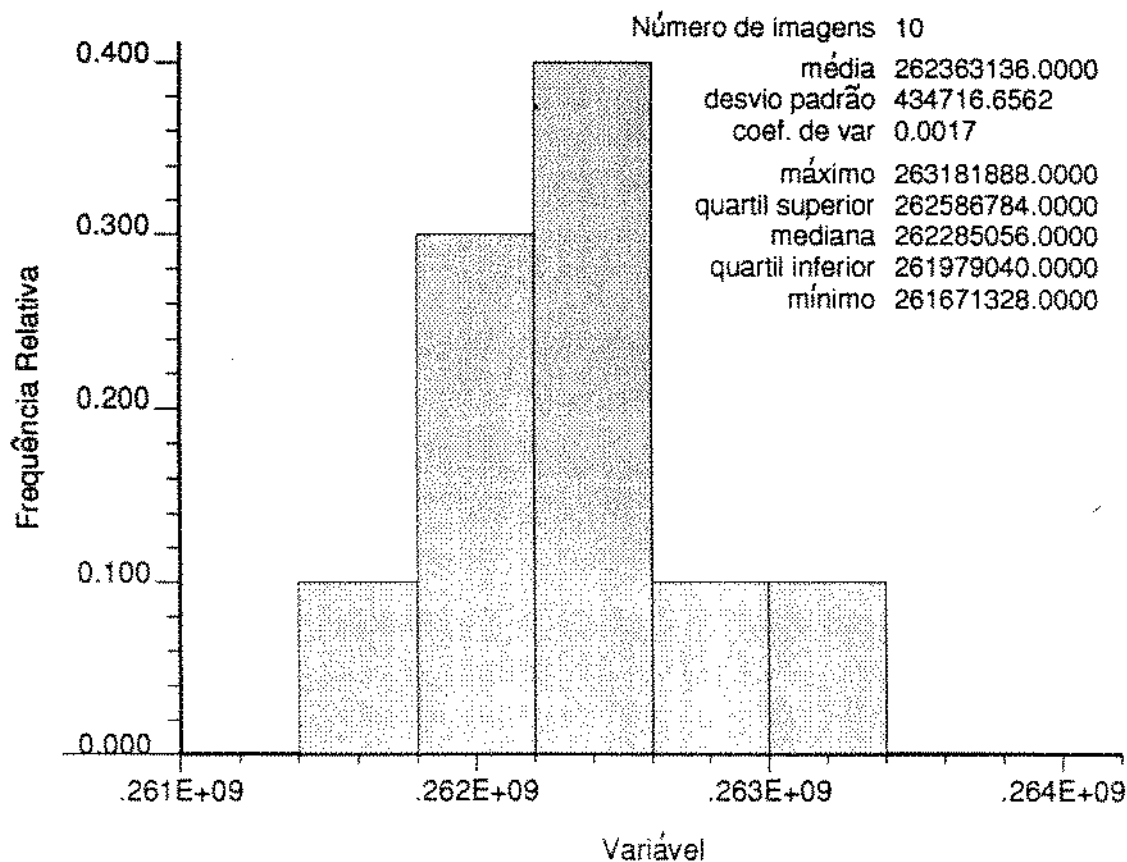


Fig. 3.29 - Histogramas de volume de rocha e volume de óleo.
Sistemática 1 - 1 poço - Fases de extensão e desenvolvimento

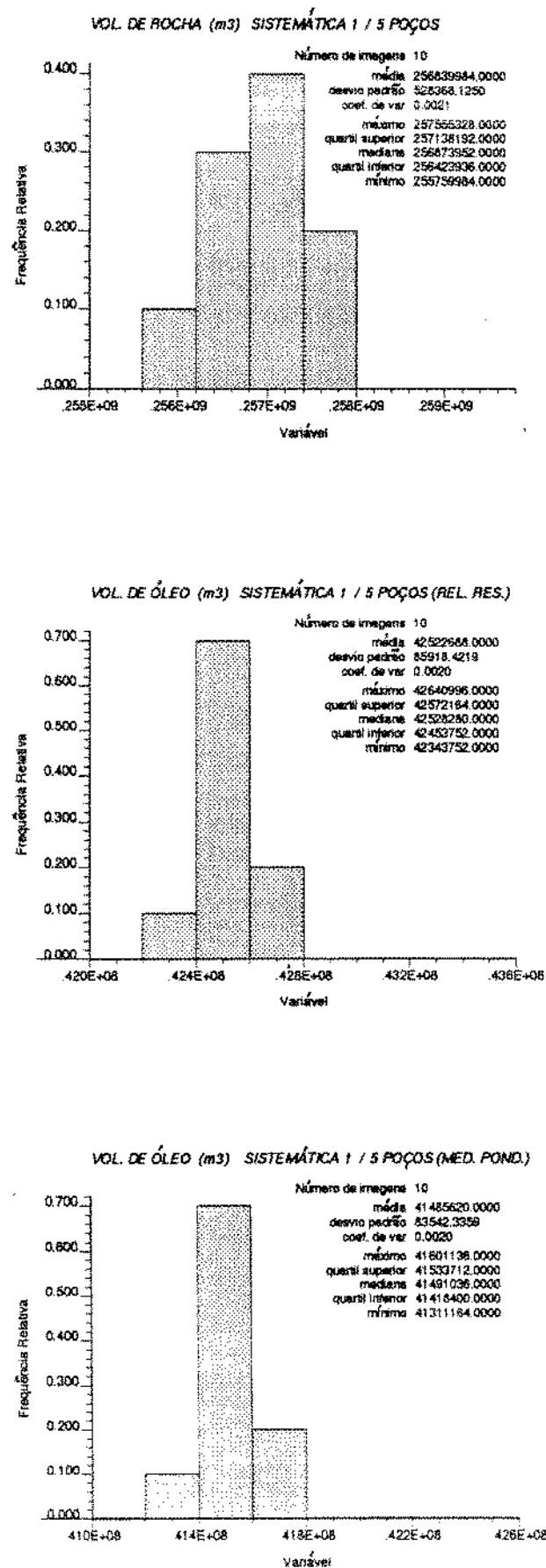


Fig. 3.30 - Histogramas de volume de rocha e volume de óleo.
Sistemática 1 - 5 poços - Fases de extensão e desenvolvimento

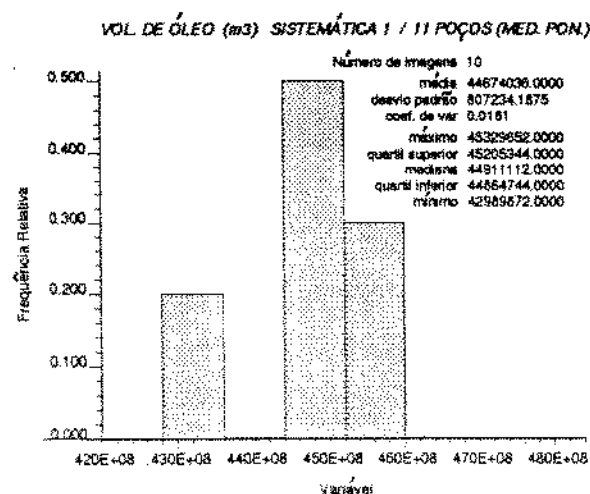
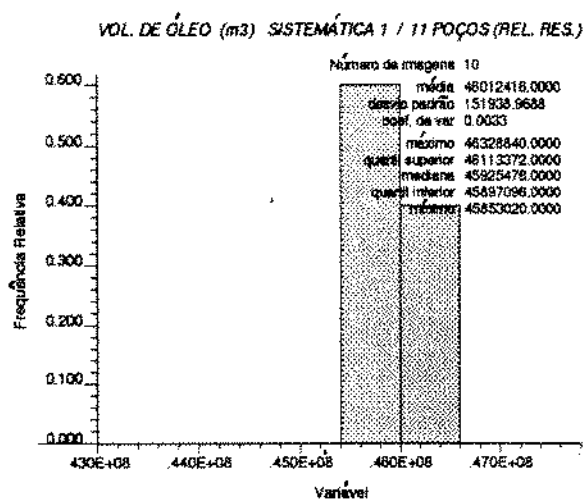
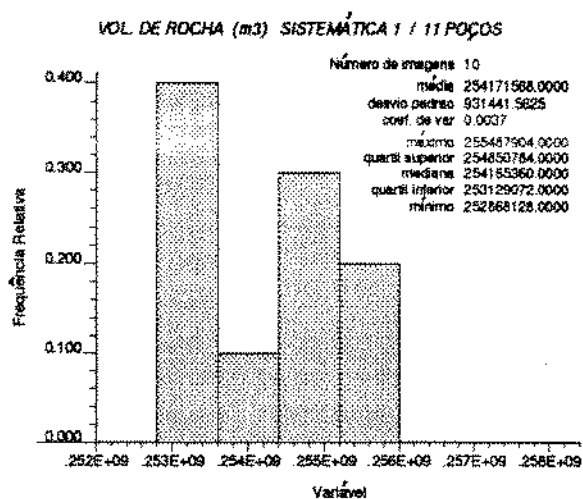


Fig. 3.31 - Histogramas de volume de rocha e volume de óleo.
Sistemática 1 - 11 poços - Fases de extensão e desenvolvimento

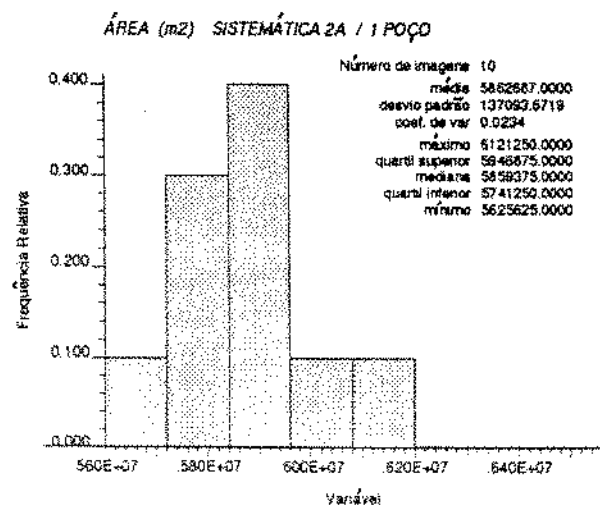
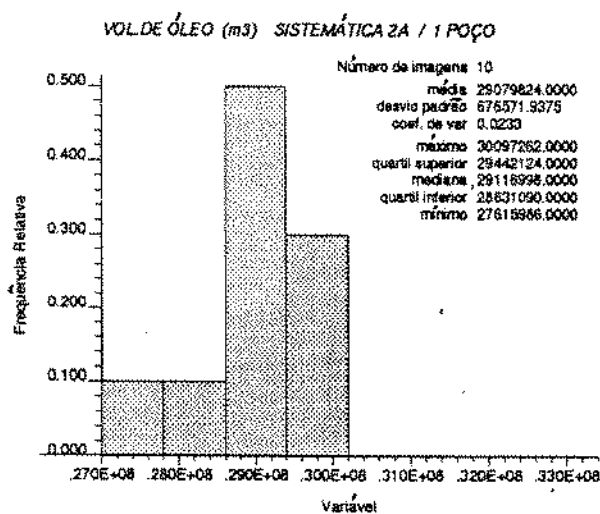
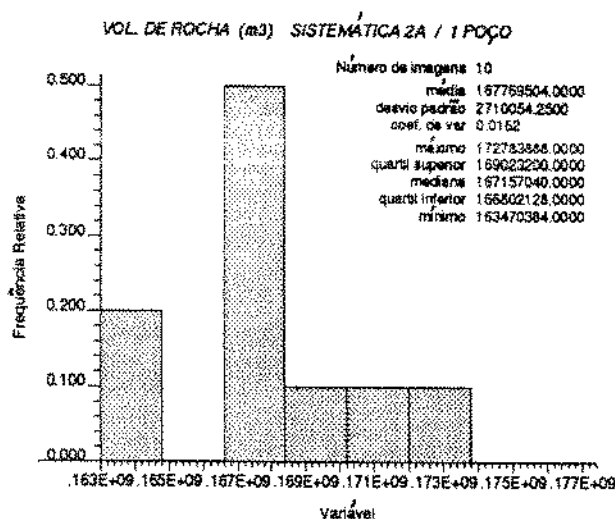
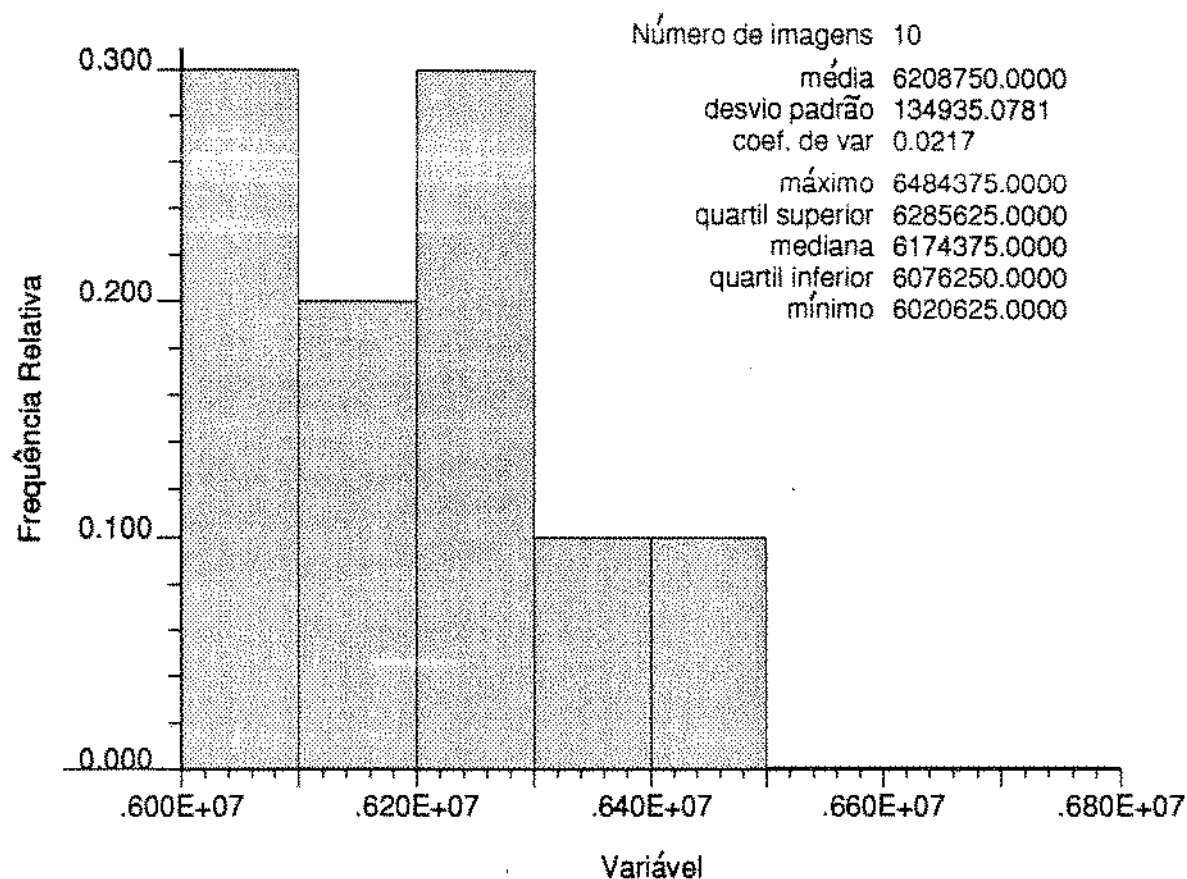


Fig. 3.32 - Histogramas de volume de rocha e volume de óleo e área.

Sistemática 2A - 1 poço - Fases de extensão e desenvolvimento



VOL. DE ROCHA (m3) SISTEMÁTICA 2A / 5 POÇOS

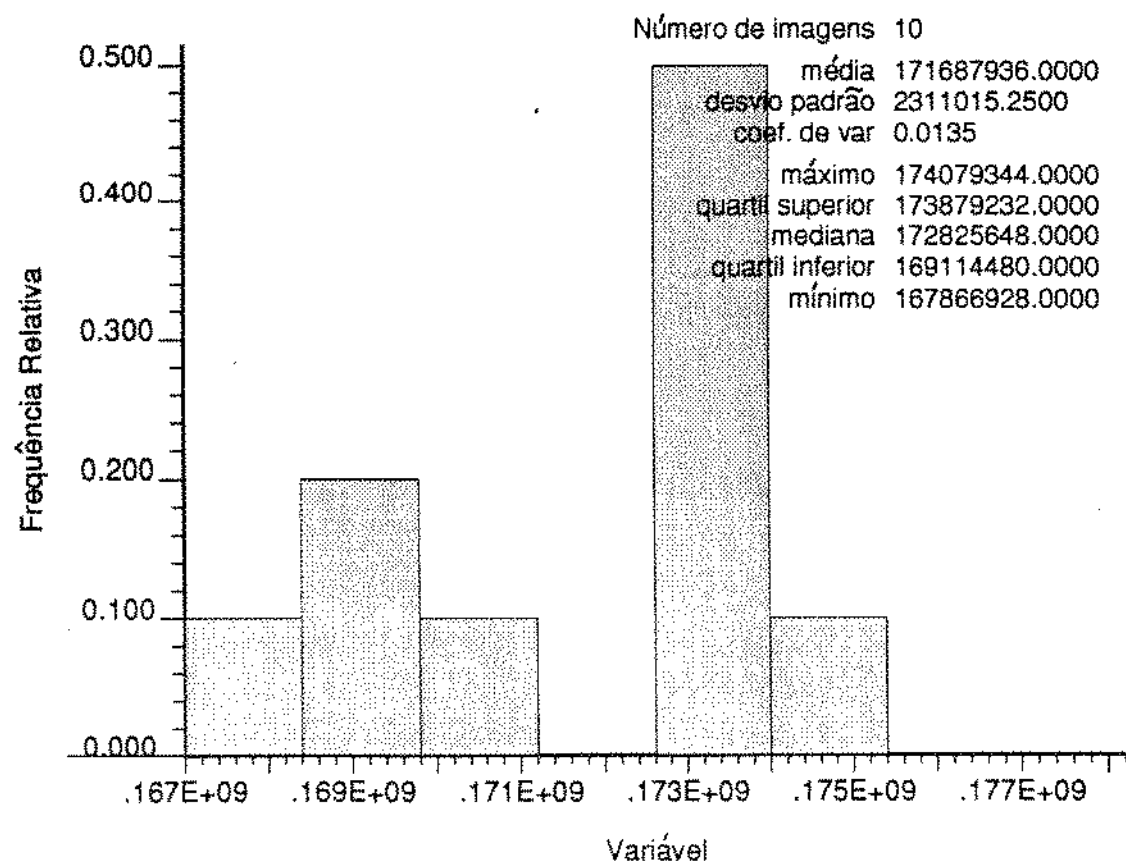
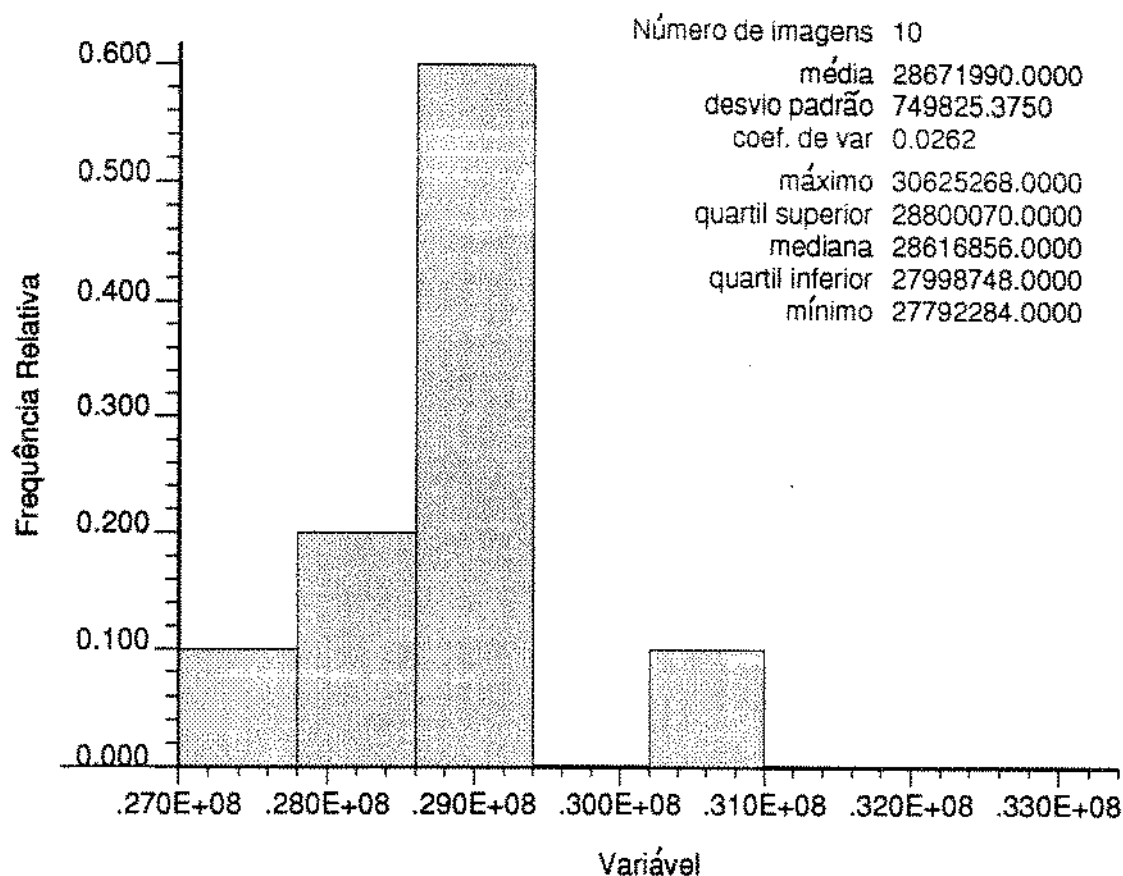


Fig. 3.33 - Histogramas de volume de rocha e área.

VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2A / 5 POÇOS (REL. RES.)⁹⁸



VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2A / 5 POÇOS (MED. POND.)

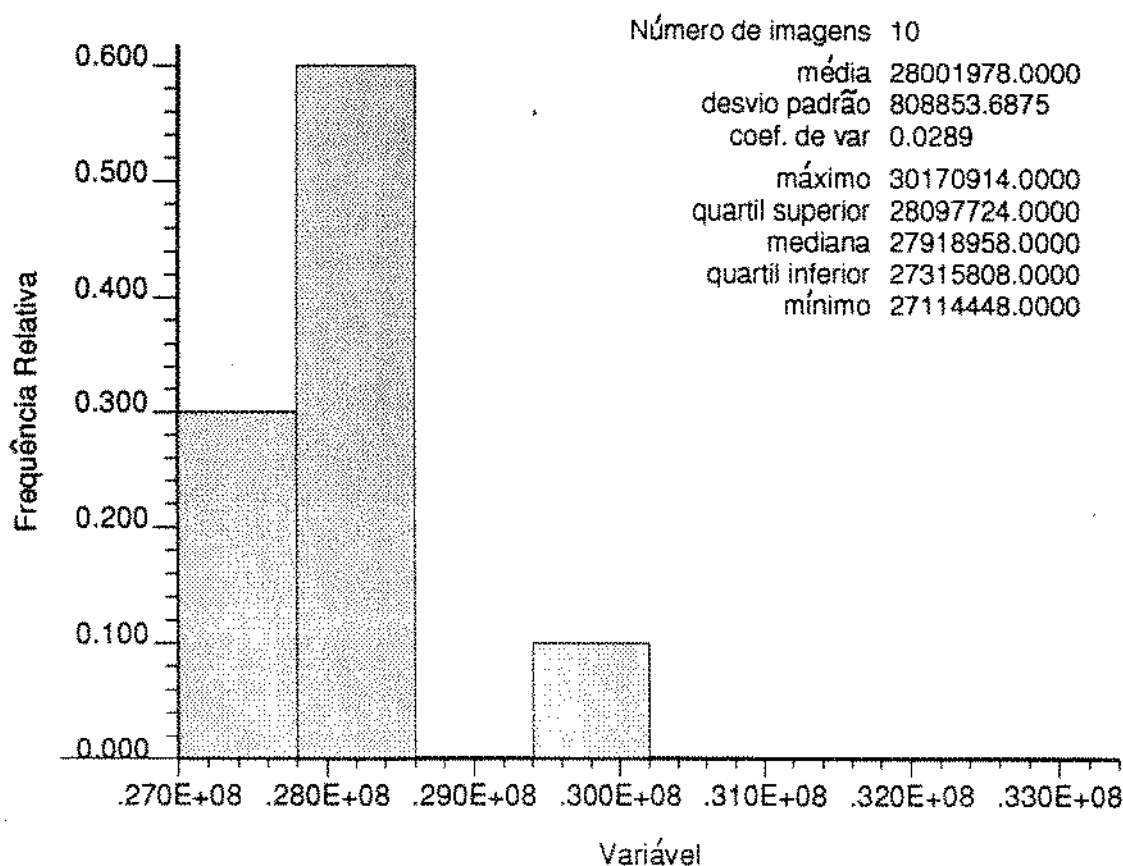
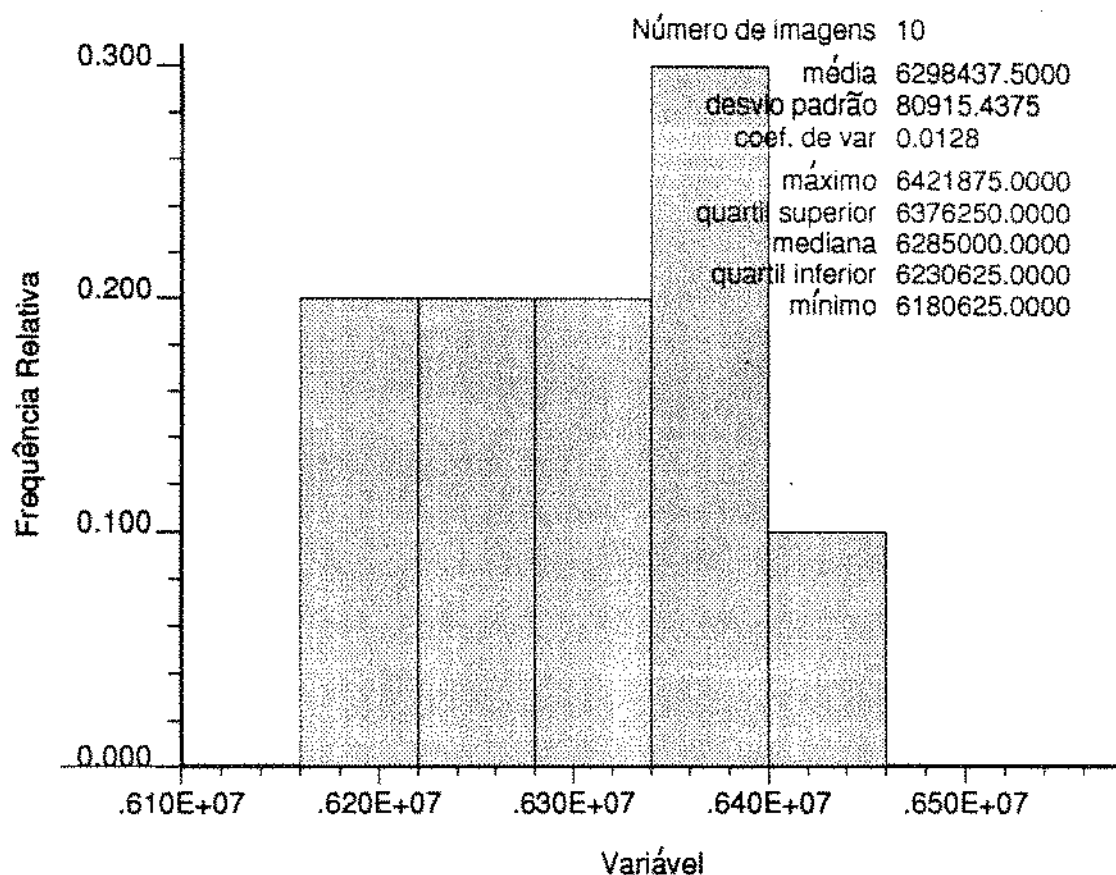


Fig. 3.34 - Histogramas de volume de óleo.

ÁREA (m²) SISTEMÁTICA 2A / 11 POÇOS



VOL. DE ROCHA (m³) SISTEMÁTICA 2A / 11 POÇOS

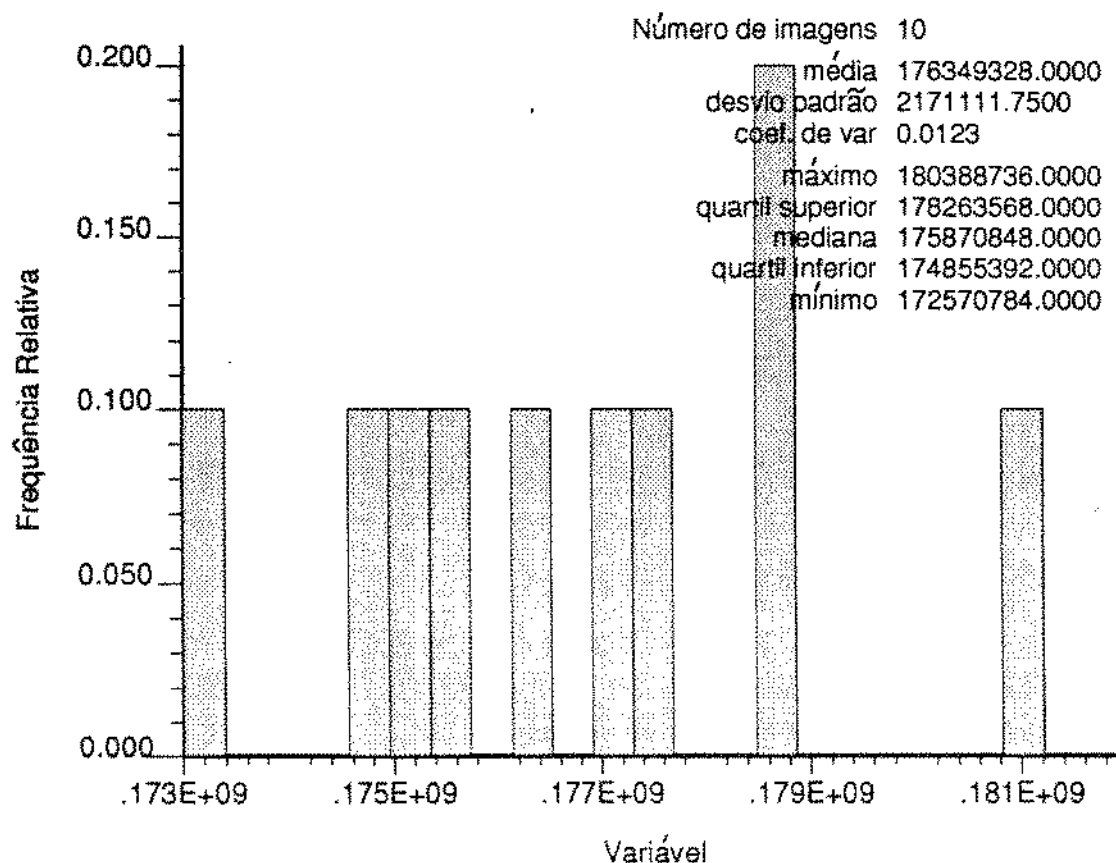
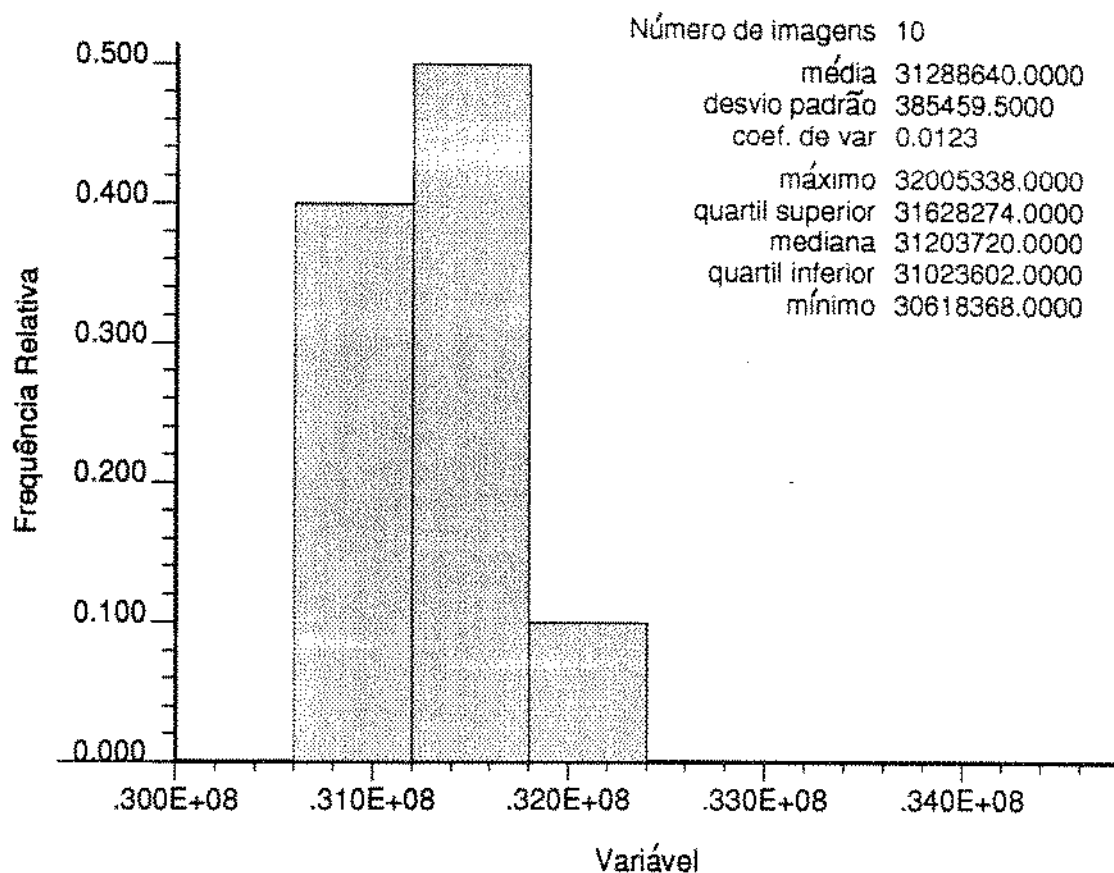


Fig. 3.35 - Histogramas de volume de rocha e área.

VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2A / 11 POÇOS (MED. POND) ¹⁰⁰



VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2A / 11 POÇOS (REL. RES.)

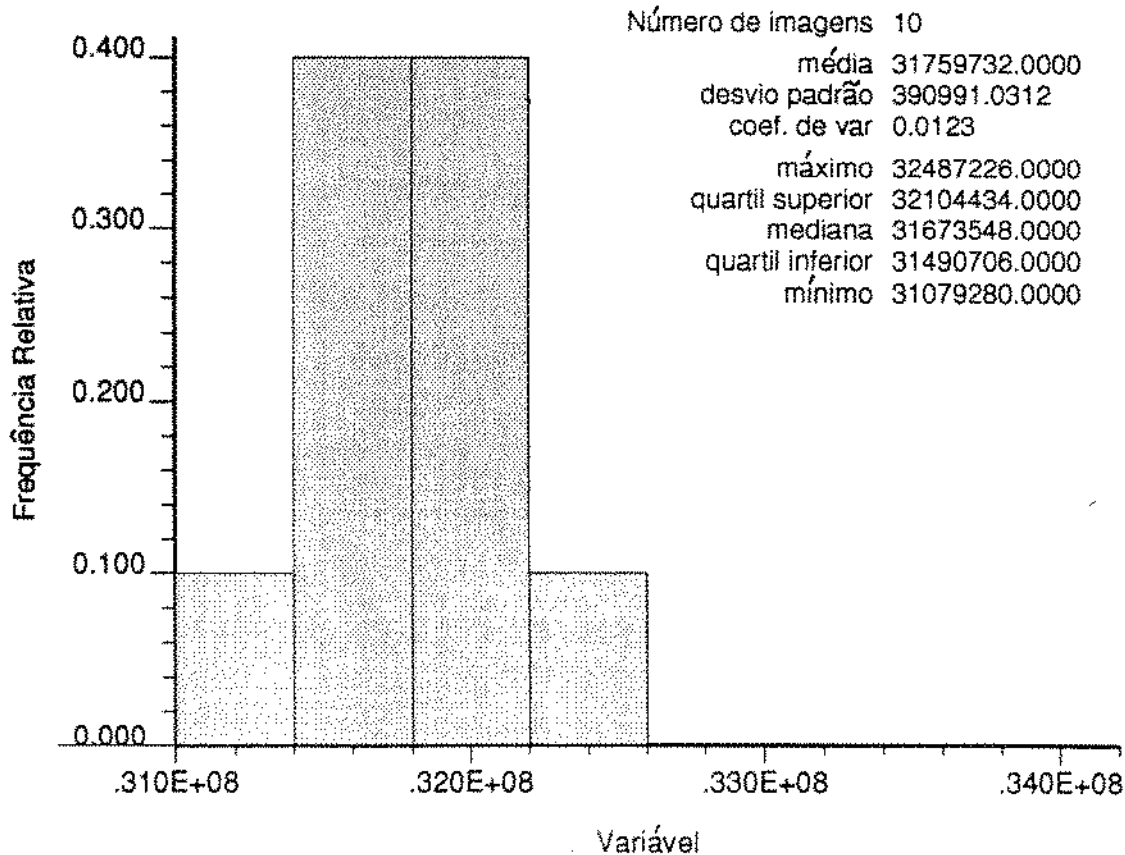


Fig. 3.36 - Histogramas de volume de óleo.

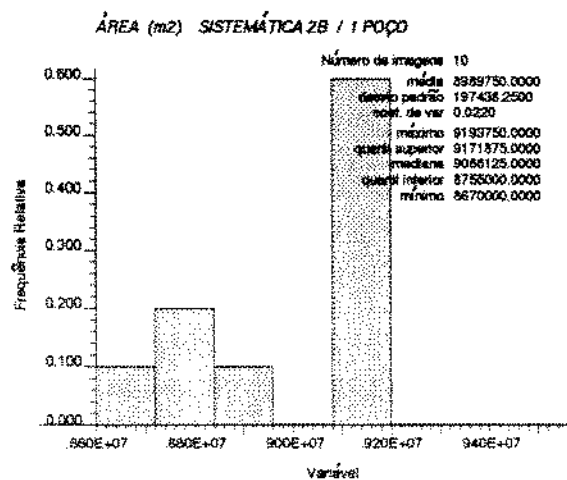
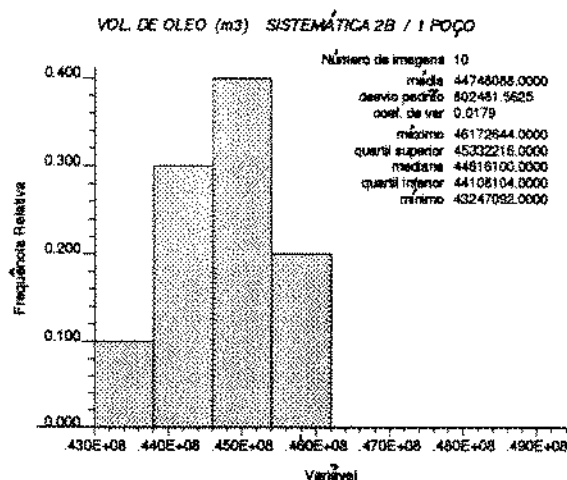
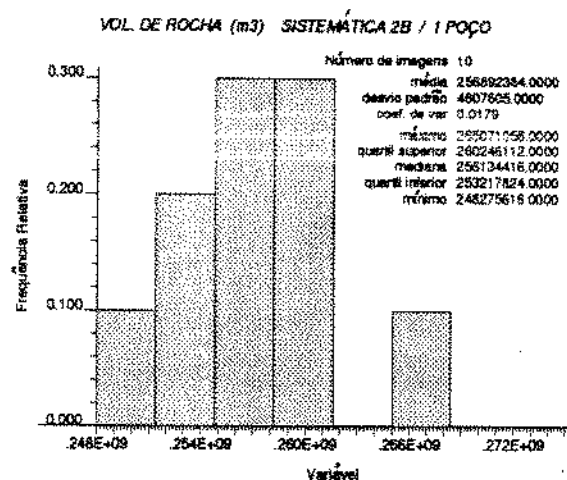
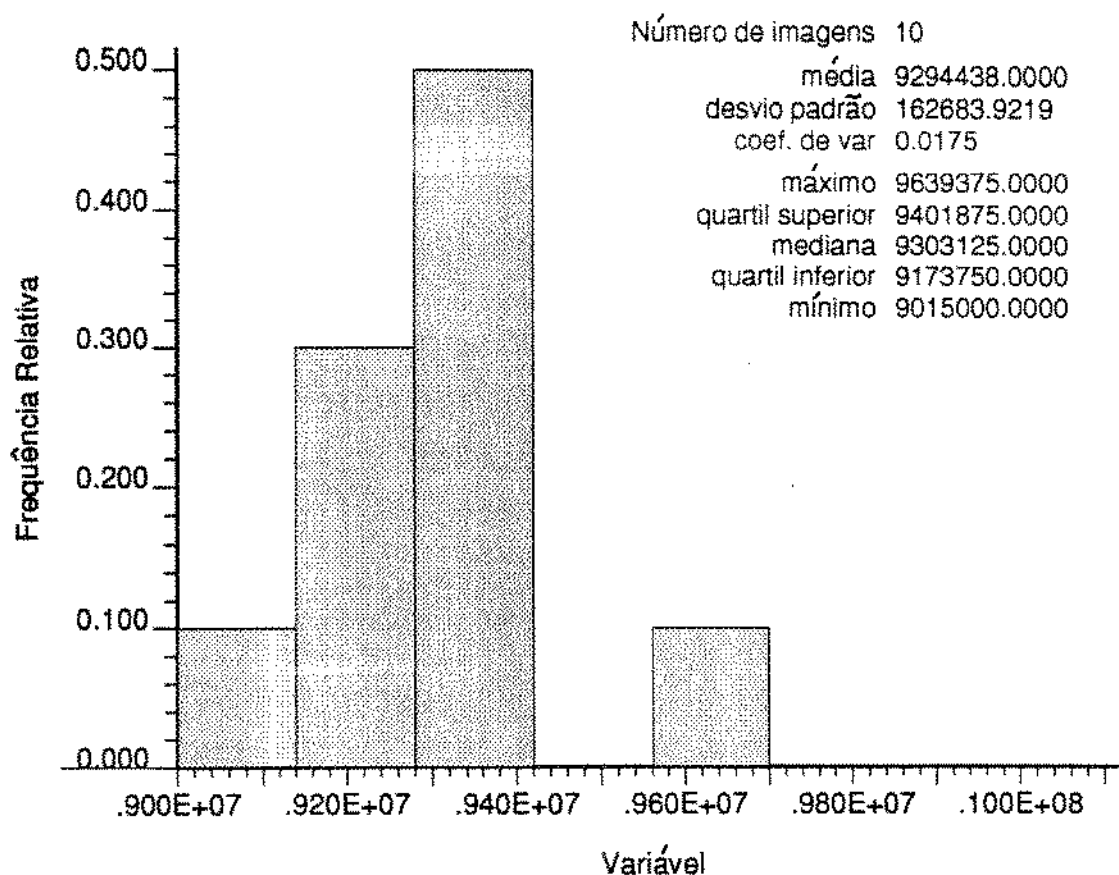


Fig. 3.37 - Histogramas de volume de rocha e volume de óleo e área.

Sistemática 2B - 1 poço - Fases de extensão e desenvolvimento

ÁREA (m²) SISTEMÁTICA 2B / 5 POCOS



VOL. DE ROCHA (m³) SISTEMÁTICA 2B / 5 POCOS

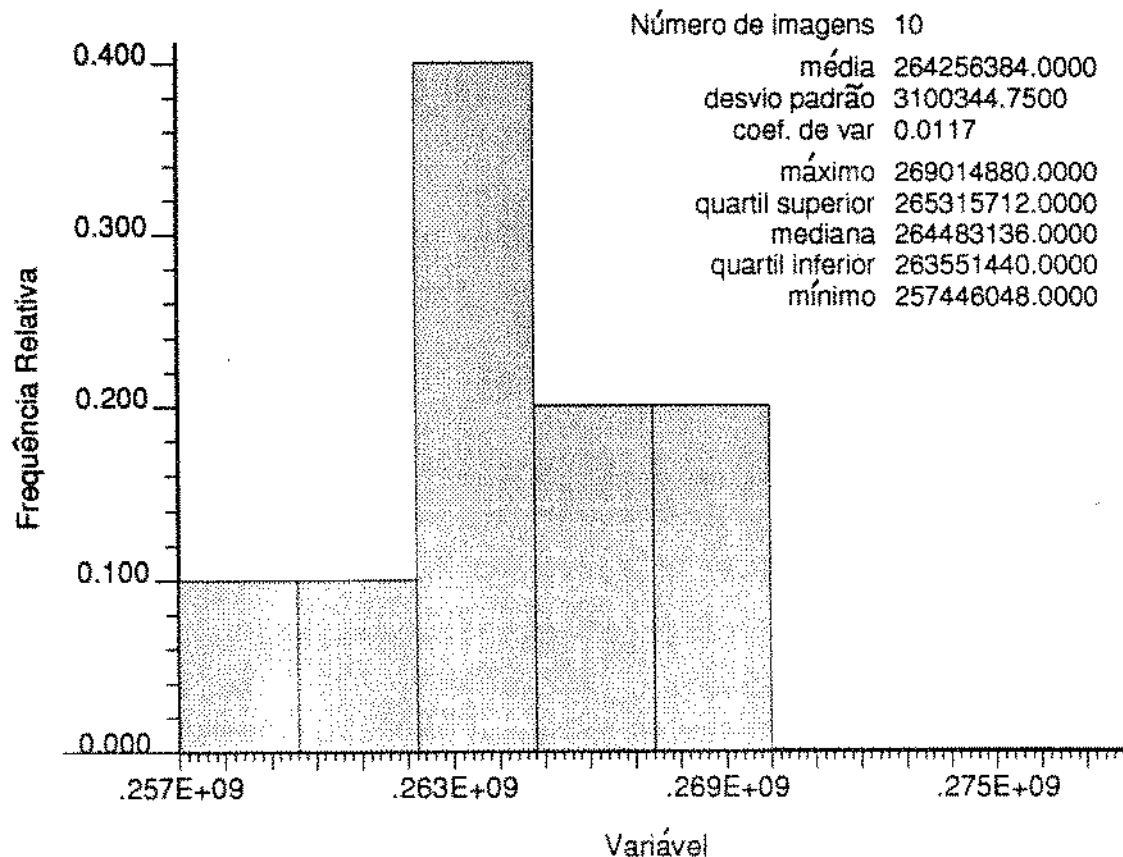
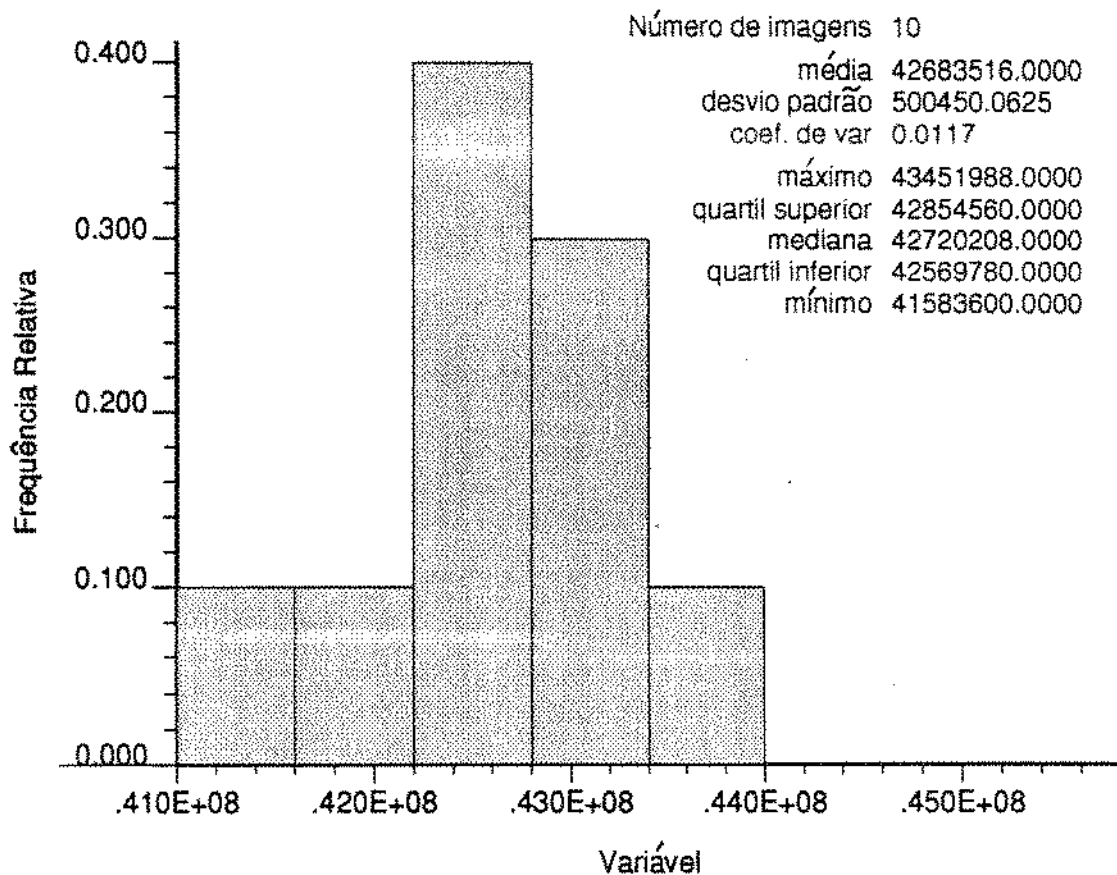


Fig. 3.38 - Histogramas de volume de rocha e área.

VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2B / 5 POÇOS (MED. PON.)



VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2B / 5 POÇOS (REL. RES.)

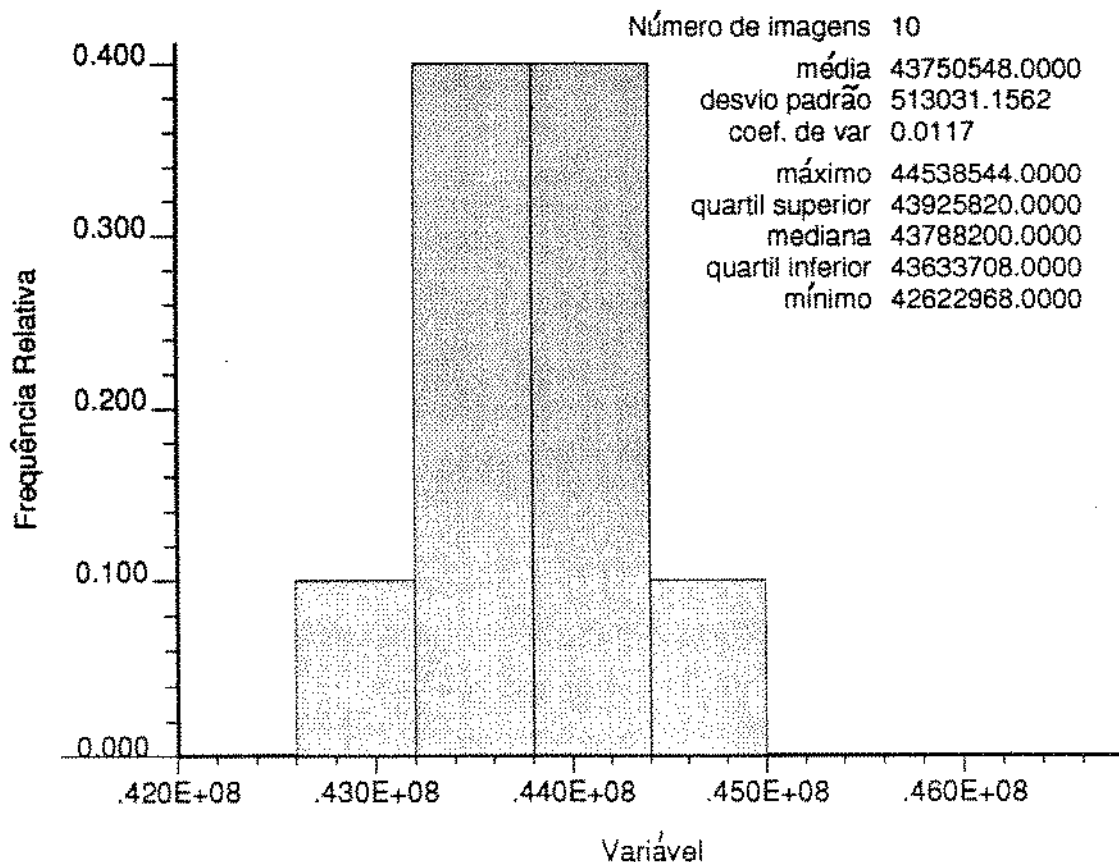
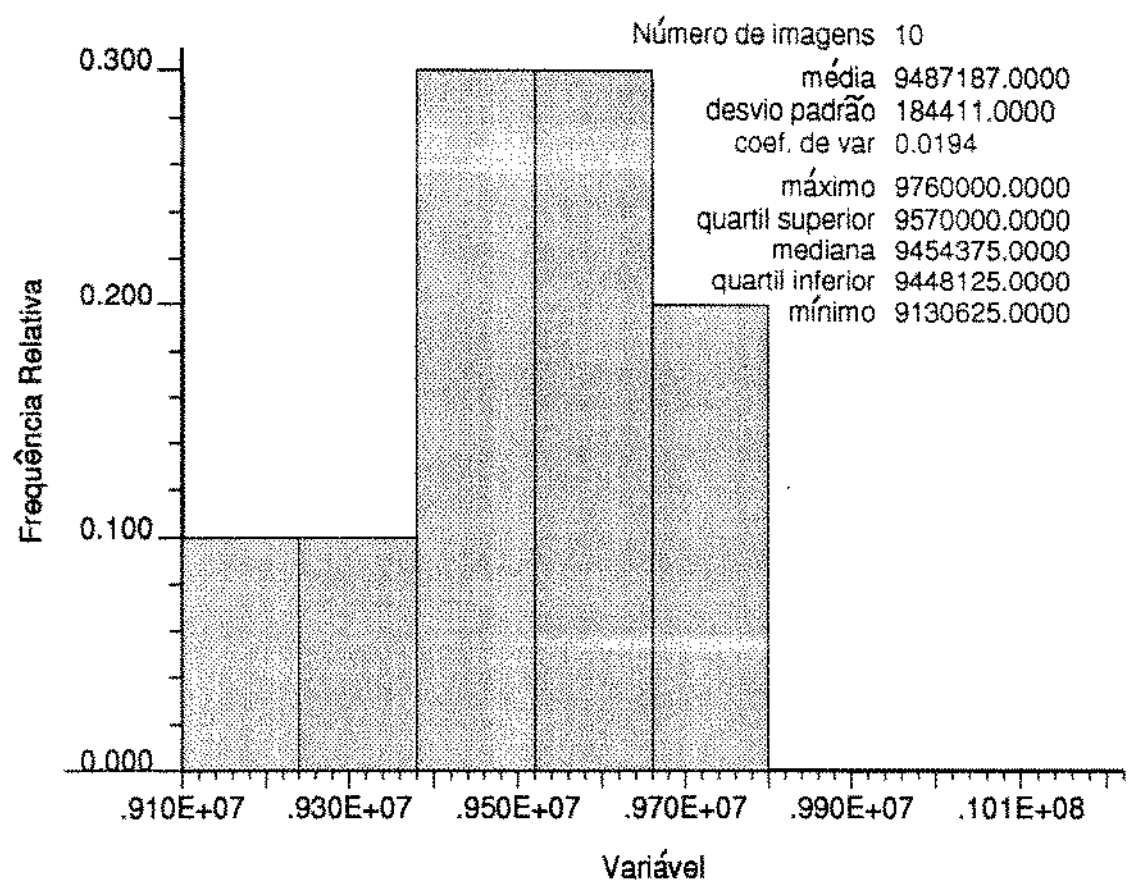


Fig. 3.39 - Histogramas de volume de óleo.

ÁREA (m2) SISTEMÁTICA 2B / 11 POÇOS



VOL. DE ROCHA (m3) SISTEMÁTICA 2B / 11POÇOS

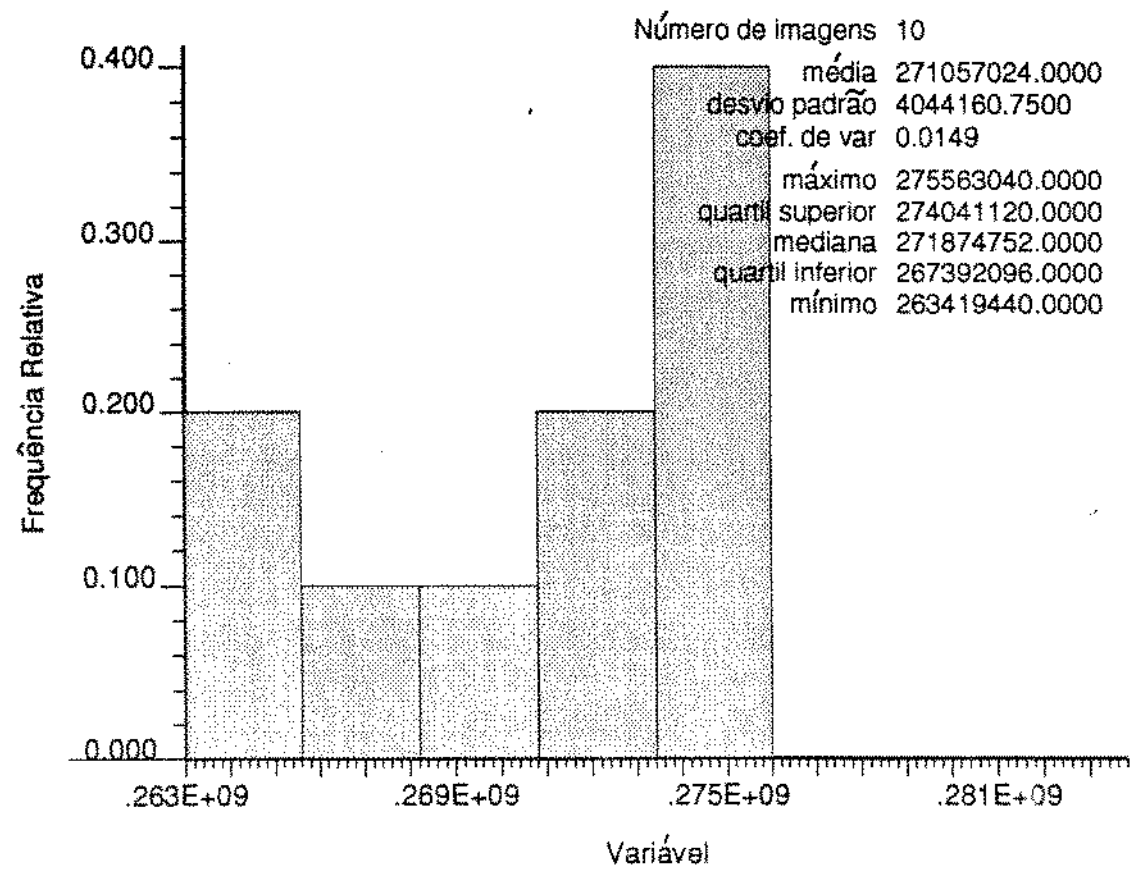
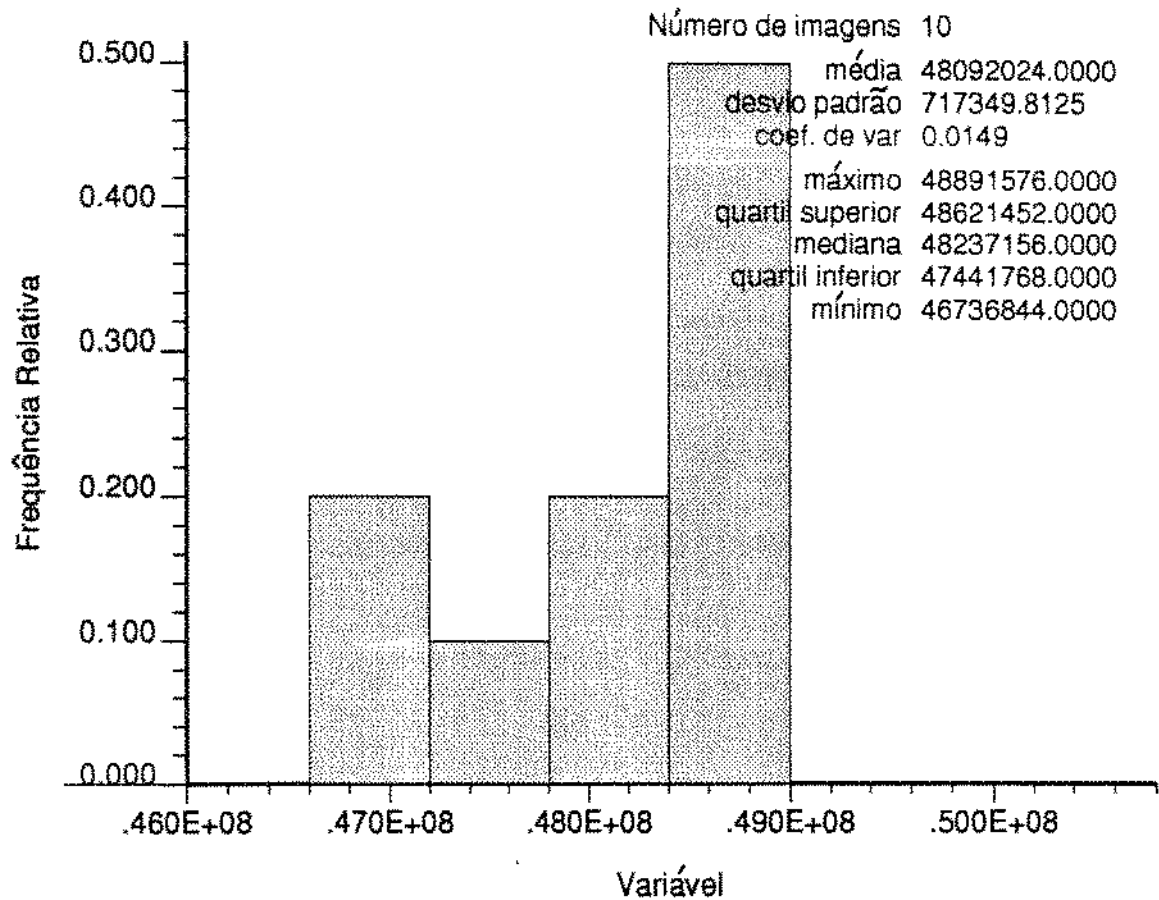


Fig. 3.40 - Histogramas de volume de rocha e área.

VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2B / 11 POÇOS (MED. PON.) ¹⁰⁵



VOL. DE ÓLEO (m3) SISTEMÁTICA 2B / 11 POÇOS (REL. RES.)

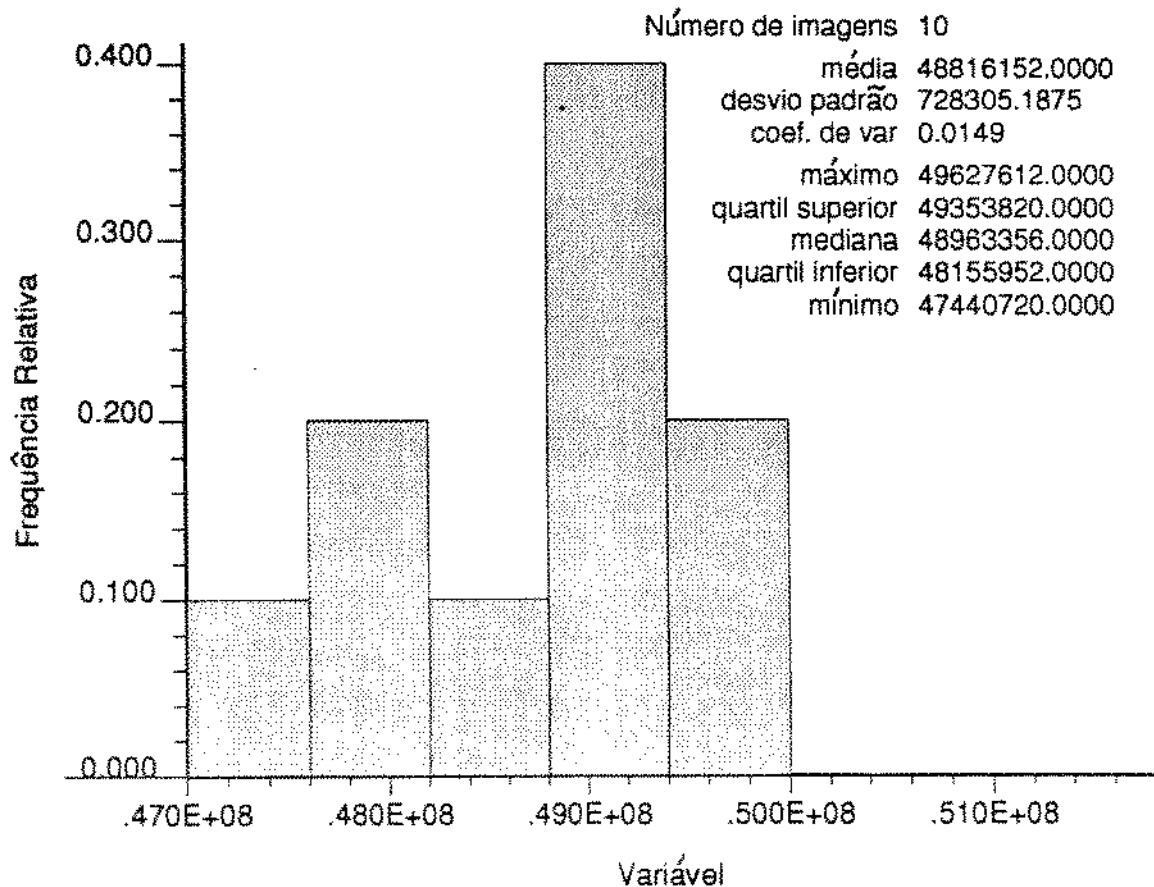


Fig. 3.41 - Histogramas de volume de óleo.

reservatório obtido na simulação numérica de fluxo é da ordem de 29.830.000 m³, após um histórico de produção de cerca de 8 anos.

Tabela 3.6 Histórico de Áreas e Volumes

Data	Área (x 10 ⁶ m ²)	Vol. de Rocha (x 10 ⁶ m ³)	Vol. de HC (x 10 ⁶ m ³)
DEZ 78	-	-	31,0
DEZ 79	-	-	32,0
JUN 80	-	-	21,5
DEZ 82	-	-	24,1
JUN 83	-	-	29,8
DEZ 83	-	-	29,8
DEZ 85	-	174,3	31,6
JUN 86	-	168,9	30,6
DEZ 86	-	175,4	30,5
DEZ 88	8,38	175,4	28,6
JUN 89	9,23	179,2	31,2
DEZ 90	9,23	179,2	32,6

Constata-se uma superestimativa dos volumes considerando a primeira sistemática e a primeira abordagem para a determinação da configuração geométrica do reservatório na segunda sistemática. Este fato pode ser creditado às heterogeneidades existentes (argilas e cimentação calcífera) no reservatório, que foram desconsideradas na abordagem dos dados sísmicos, particularmente na borda sudeste do reservatório, onde se constatou a significativa presença de argilas. Os erros absolutos e relativos, considerando a média do volume de óleo do reservatório, comparado com o valor da simulação numérica, encontram-se nas tabelas 3.7 e 3.8.

Tabela 3.7 Diferenças Absolutas e Relativas de Volume de Óleo, Volume de Rocha e Área Fase de Exploração

Vol. de Óleo (m ³)		Vol. de Rocha (m ³)		Área (m ²)	
DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)
22.32	74.8	120.17	67.1	3.202	34.7

DIFA - Diferença Absoluta

DIFR - Diferença Relativa

Tabela 3.8 Diferenças Absolutas e Relativas de Volume de Óleo, Volume de Rocha e Área. Fases de Extensão e Desenvolvimento-Sistemática 1

Número de Poços	Método	Vol. de Óleo (m³)		Vol. de Rocha (m³)		Área (m²)	
		DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)
1 poço		15.871	53.2	83.163	46.4	0.518	5.61
5 poços	RR	12.693	42.6	77.640	43.3		
	MP	11.656	39.1				
11 poços	RR	16.182	54.2	74.972	41.8		
	MP	14.844	49.8				

DIFA - Diferença Absoluta

DIFR - Diferença Relativa

RR - Relatório de Reservas

MP - Média Ponderada

A segunda abordagem da segunda sistemática proporcionou precisão significativa do cálculo de volumes mas a área média do reservatório apresenta-se subestimada. O tratamento das imagens

geradas e a consideração das heterogeneidades indicariam esta sistemática como a mais adequada para tratar o presente reservatório, podendo ser aplicada a outros reservatórios de mesma natureza, comuns na plataforma continental brasileira. As diferenças absolutas e relativas, considerando a média das áreas e volumes de rocha comparados com os valores calculados pela abordagem clássica em dezembro de 1990 e a média do volume de óleo no reservatório, comparado com o valor de simulação para todas as etapas encontram-se nas tabelas 3.9 e 3.10.

Tabela 3.9 Diferenças Absolutas e Relativas de Volume de

Óleo,
Volume de Rocha e Área
Fases de Extensão e Desenvolvimento-Sistemática 2A

Número de Poços	Método	Vol. de Óleo (m ³)		Vol. de Rocha (m ³)		Área (m ²)	
		DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)
1 poço		-0.75	-2.51	-11.43	-6.38	3.367	36.5
5 poços	RR	-1.158	-3.88	-7.512	-4.19	3.021	32.7
	MP	-1.828	-6.13				
11 poços	RR	1.930	6.47	-2.851	-1.590	2.932	31.8
	MP	1.459	4.89				

DIFA - Diferença Absoluta
DIFR - Diferença Relativa
RR - Relatório de Reservas
MP - Média Ponderada

Tabela 3.10 Diferenças Absolutas e Relativas de Volume de Óleo, Volume de Rocha e Área

Fases de Extensão e Desenvolvimento - Sistemática 2B

Numero de Poços	Método	Vol. de Óleo (m ³)		Vol. de Rocha (m ³)		Área (m ²)	
		DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)	DIFA (x10 ⁶)	DIFR (%)
1 poço		14.918	50.0	77.692	43.4	0.240	2.60
5 poços	RR	13.921	46.7	85.056	47.5	-0.06	-0.65
	MP	12.854	43.1				
11 poços	RR	18.986	63.6	91.857	51.3	-0.257	-2.78
	MP	18.262	61.2				

DIFA - Diferença Absoluta

DIFR - Diferença Relativa

RR - Relatório de Reservas

MP - Média Ponderada

Quanto às verificações desta fase realizou-se, como na fase exploratória a comparação das propriedades estatísticas reportadas nos histogramas das figuras 3.42, 3.43 e 3.44, constando os histogramas dos dados reais e dos dados simulados com 1, 5 e 11 poços da primeira sistemática e da segunda com as duas abordagens de uma das imagens geradas.

A comparação da imagem dos pontos condicionantes com a simulada realizou-se apenas com a primeira sistemática, pois na segunda, os pontos condicionantes foram da variável profundidade do topo e os resultados simulados, da espessura.

Verifica-se, na figura 3.45, que os aspectos macroscópicos da imagem condicionante estão respeitados pelas simuladas, especialmente na imagem com um (01) poço. Na imagem com onze (11) poços, os resultados apresentam-se mais irregulares, notadamente na parte mais espessa situada a nordeste.

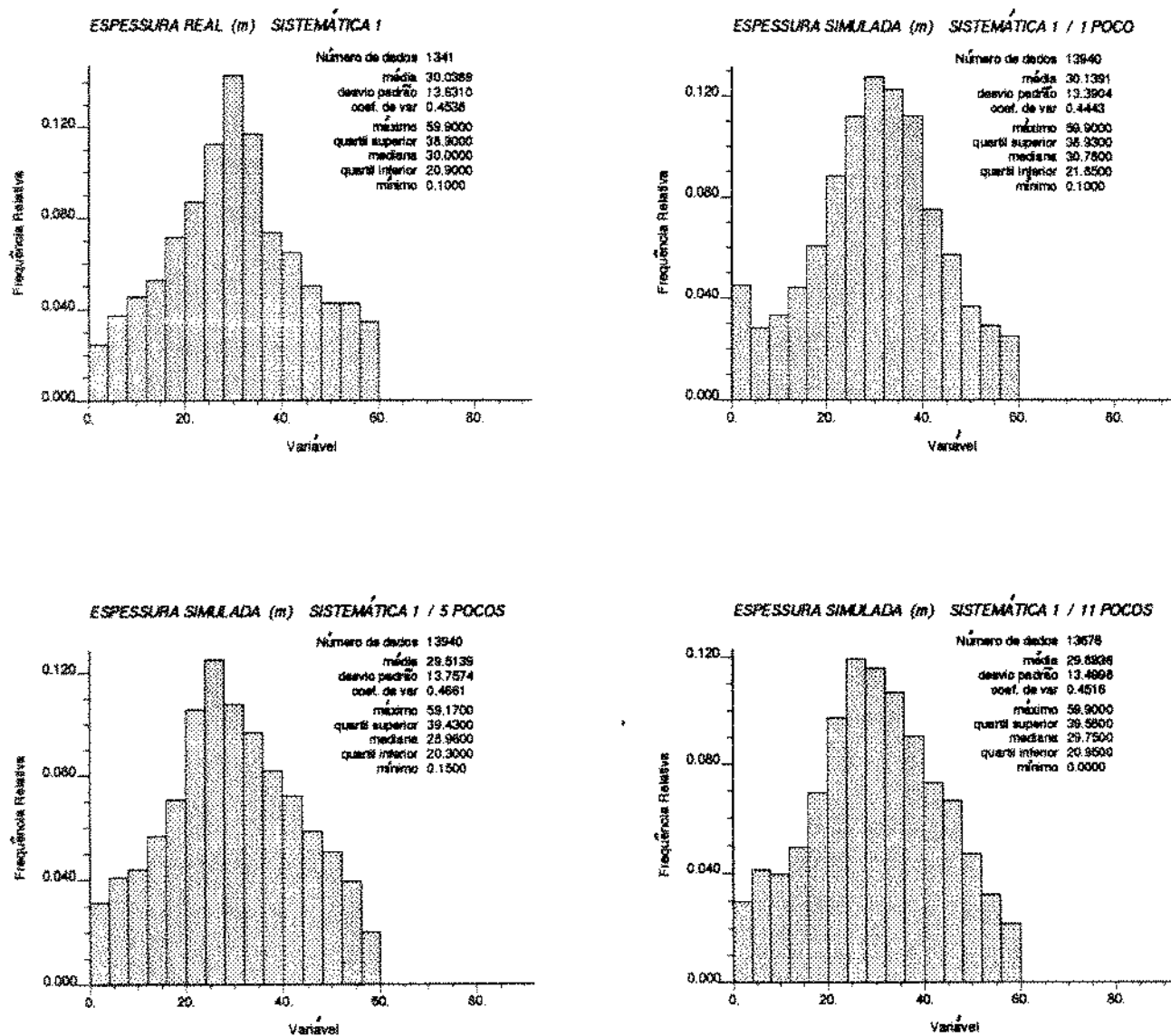


Fig 3.42 - Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas. Sistemática 1. Fases de extensão e desenvolvimento

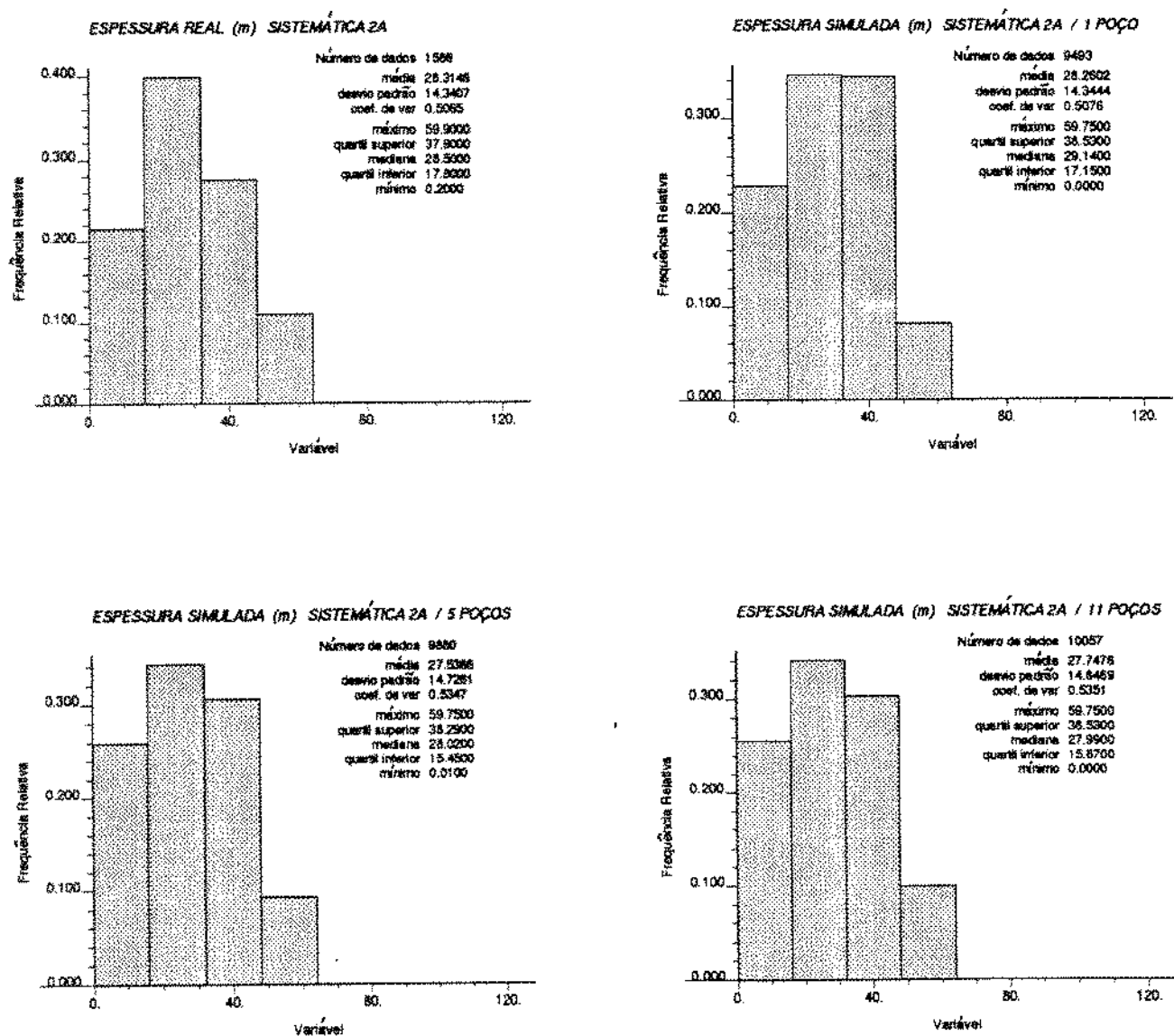


Fig 3.43 - Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas. Sistemática 2A. Fases de extensão e desenvolvimento

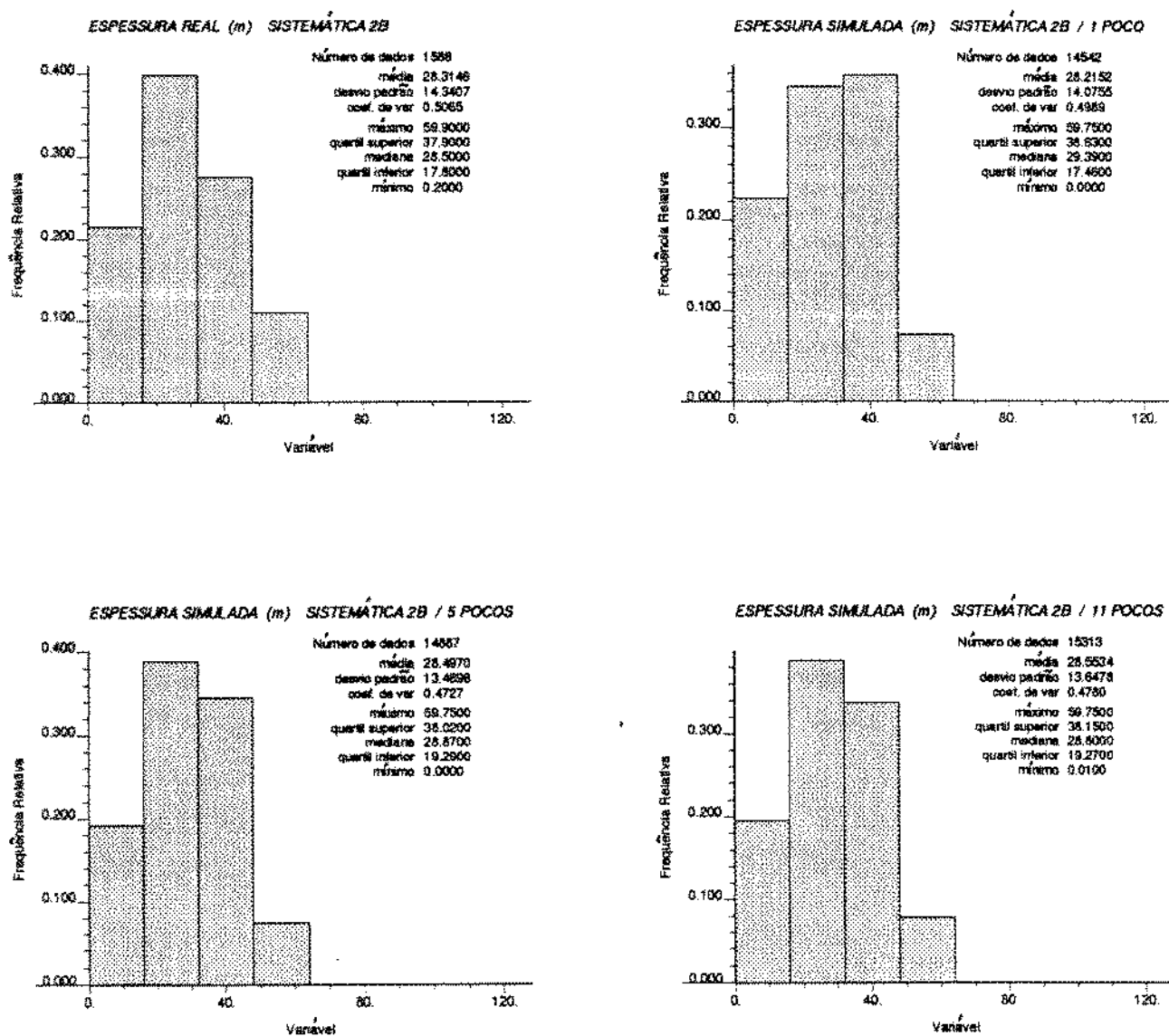
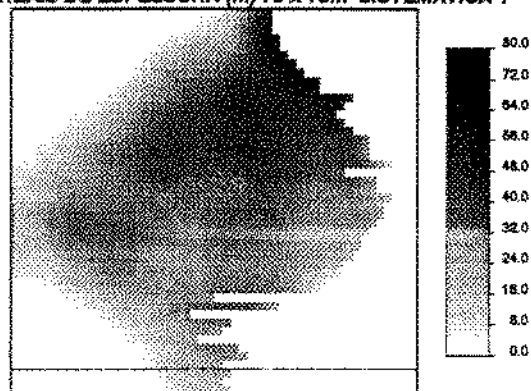
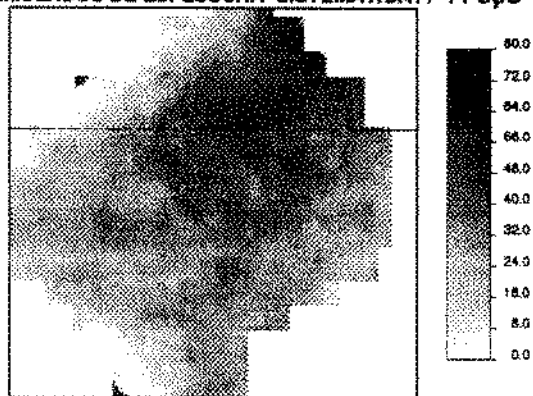


Fig 3.44 - Histogramas e propriedades estatísticas da espessura real e simuladas. Sistemática 2A. Fases de extensão e desenvolvimento

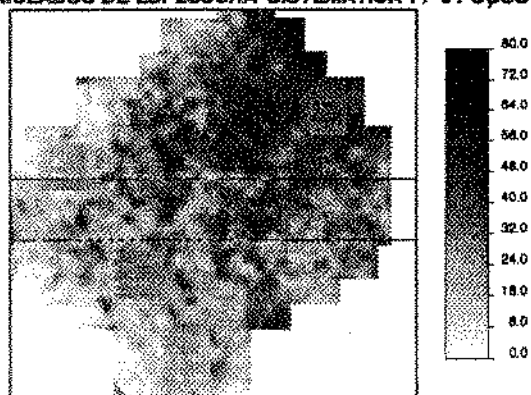
DADOS REAIS DE ESPESSURA (m) 75 X 75m SISTEMÁTICA 1



DADOS SIMULADOS DE ESPESSURA SISTEMÁTICA1 / 1 POÇO



DADOS SIMULADOS DE ESPESSURA SISTEMÁTICA 1 / 5 POÇOS



DADOS SIMULADOS DE ESPESSURA SISTEMÁTICA1 / 11 POÇOS

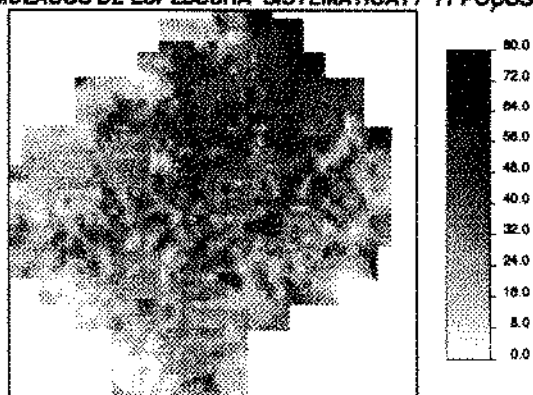


Fig 3.45 - Comparação da imagem de espessura dos pontos condicionantes e uma das imagens simuladas com 1, 5 e 11 poços.

Sistemática 1. Fases de extensão e desenvolvimento.

CAPÍTULO 4

4 Conclusões e Recomendações

4.1 Conclusões

- 1 - A abordagem estocástica das principais variáveis geológicas aplicadas na elaboração da interpretação geológica de um dado reservatório evidenciou-se como uma importante ferramenta para a geologia de exploração de petróleo.
- 2 - A utilização dos dados sísmicos para caracterização macroscópica de um reservatório durante toda sua vida útil mostrou ser importante, principalmente se houver poucos poços perfurados.
- 3 - A variabilidade espacial das variáveis geológicas envolvidas na elaboração de mapas para estimativa de volume são devidamente consideradas nesta abordagem.
- 4 - A distribuição de probabilidade de volume de hidrocarboneto gerada proporciona um suporte efetivo para decisões gerenciais considerando incertezas.
- 5 - O procedimento para geração de imagens do reservatório apresentado é automático e rápido, podendo utilizar o conhecimento e dados geológicos e de engenharia de reservatório existentes na área.
- 6 - A versatilidade para atualização a luz de novos dados é significativa.

- 7 - A correta ajustagem dos modelos variográficos é de fundamental importância para a qualidade dos resultados da simulação condicional.
- 8 - A amplitude sísmica mostrou ser uma ferramenta confiável para determinação da configuração geométrica do reservatório, principalmente na fase exploratória do reservatório.
- 9 - Os resultados das estimativas de volume de hidrocarboneto no reservatório evidenciam um grau de incerteza menor à medida que o número de poços perfurados aumenta.
- 10 - A quantificação do grau de incerteza dos dados reais é possível.
- 11 - A abordagem estocástica para estimativa de volume de hidrocarboneto para apresentar resultados mais expressivos, deve ser fruto de um trabalho integrado e sinérgico da geofísica, geologia de desenvolvimento e engenharia de reservatório.

4.2 Recomendações

- 1 - Implementação de uma abordagem estocástica para os parâmetros petrofísicos, usando dados sísmicos. Para a porosidade, recomenda-se a correlação existente com o tempo de trânsito intervalar.
- 2 - Abordagem estocástica das heterogeneidades do reservatório para obtenção de valores mais confiáveis para espessura do reservatório.
- 3 - Utilização de outras variáveis sísmicas, como profundidade do topo e da base, para delimitação da área do reservatório.
- 4 - Implementação de alternativas para consideração da diferença de qualidade quanto à precisão dos dados de poços e sísmicos, como, por exemplo, a hipótese de Markov-Bayes.
- 5 - Verificação da viabilidade desta abordagem com dados de sísmica 2-D.
- 6 - Implementação de ferramentas que permitam quantificar o grau de incerteza das variáveis simuladas.
- 7 - Desenvolvimento de uma abordagem estocástica para o fator de recuperação, de forma a quantificar a reserva.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Albu, A. e Ribeiro, L. M., "Estimativa de reservas de hidrocarbonetos", Bahia, CEN-NOR/PETROBRÁS, Abril 1990, 97 p., apostila.
- [2] Arps, J. J., "Estimation of Primary Oil Reserves", Petroleum Transactions, AIME, paper 4331, 1956
- [3] Andrade, V. F. e Varela, C. L., "Aplicação da Sísmica 3-D na Delimitação de Acumulações Hidrocarbonetos", Anais do 2º Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Rio de Janeiro, outubro de 1986,p. 302-313.
- [4] Berteig, V., Halvorsen, K.B., Omre, K., Jorde, K. e Steinlein, O. A., "Production of Hydrocarbon Pore Volume With Uncertainties", Society of Petroleum Engineers, SPE paper 18325, 1988.
- [5] Bonet, E. J. e Gabrielli, M. L., "Propriedades das Rochas", Bahia, SENBA/PETROBRÁS, 103 p., apostila.
- [6] Camposana, F. P., "Modelagem Probabilística e Simulada de

Reservatórios", Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1990, 136 p..

- [7] Chagas, L. S., Andrade, M. C., Simon, V. H. e Litwinski, C. A., "Uma Abordagem Sucinta Sobre Geologia e Engenharia de Reservatório", Anais do 2º Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório", Rio de Janeiro, outubro de 1986,p 371-383.
- [8] Da Costa e Silva, A. J., "A New Approach to the Characterization of Reservoir Heterogeneity Based on Geomathematical Model And Kriging Technique", SPE paper 14275, 1985.
- [9] Delfiner, P., Chiles, J. P., "Conditional Simulation: A New Monte Carlo Approach to Probabilistic Evaluation of Hydrocarbon in Place", Internal Report 526, Centre de Geostatistique et de Morphologie Mathematique, Fontainebleau, 1977.
- [10] Delfiner, P. Delhomme, J. P. Pelissier-Combescure, J., "Application of Geostatistical Analysis to the Evaluation of Petroleum Reservoirs with Well Logs", 24th SPWLA Annual Logging Symposium, junho de 1983,25p..
- [11] Dewan, J. T., "Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation", Tulsa, Pennwell Publishing Company, 1983.

- [12] Dickey, Parke A., "Petroleum Development Geology", Tulsa, Pennwell Books, 1986.
- [13] Duarte, O. O., "Processamento de Reflexão Sísmica", Rio de Janeiro, DIVEN/PETROBRÁS, Abril 1980, 33 p., apostila.
- [14] Ferreira, A. A., "Caracterização de Reservatórios de Petróleo através de Análise Geoestatística", Tese de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, 1988, 152 p..
- [15] Garcia, G.H. & Gutierrez, J.M.B., "Evaluacion de volumenes originales de Hidrocarburos Empleando Metodos Geoestadisticos", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, V. XV, n. 1, 1983, p. 16-41.
- [16] Haas, A. & Jousselin, C., "Geostatistics in Petroleum Industry", In: Advanced Geostatistics in the Mining Industry, Dordrecht, D. Reidel Publishing Co., 1975, p. 333-347.
- [17] Haldorsen H. H. e Damsleth, E., "Stochastic Modelling", Journal of Petroleum Technology, Abril 1990, p. 404-412.
- [18] Isaaks, E. H. e Srivastava, R. M., "Introduction to Applied Geostatistics", Nova York, Oxford University Press, 1989.

- [19] Johann, P. R. S., "Curso de Sísmica Tridimensional" Rio de Janeiro, CEN-SUD/PETROBRÁS, 1989, 406 p., apostila.
- [20] Journel, A. G. e Huijbregts, C. H. J. "Mining Geostatistics", Nova York, Academic Press, 1978.
- [21] Levorsen, A. I., "Geology of Petroleum", São Francisco, W. H. Freeman and Company, 1967.
- [22] Luster, G. R., "Practical Conditional Simulation of Coregionalization, Basic Methods and Transformations", Tese de Doutorado, Stanford University, 1985, 513 p..
- [23] McQuillin, R., Bacon, M. e Barclay, W., "An Introduction to Seismic Interpretation", Houston, Gulf Publishing Company, 1984.
- [24] Nur, Amos, "4-D Seismology and (true) Direct Detection of Hydrocarbons: The Petrophysical Basis", Internal Report, Stanford University, 23 p.
- [25] Souza, M. J., "Estudo Geoestatístico do Campo Petrolífero de Carmópolis, Brasil", Tese de Mestrado, Université de Montreal Ecole Polytechnique, Dezembro 1990.

- [26] Toledo, J. P., "Caracterização Geoestatística em Simuladores Numéricos de Reservatórios", Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1990, 117 p..

- [27] 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, 263-274.

- [28] Verna, R. K. "Offshore Seismic Exploration", Tulsa, Gulf Publishing Company, 1986.

Apêndice A :

**Fluxogramas da Sistemática da Fase de
Exploração e das Sistemáticas 1 e 2 das
Fases de Extensão e Desenvolvimento**

