

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

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

**ESTUDO DE COMPORTAMENTO DE POÇO DE ÓLEO COM
AQÜÍFERO DE FUNDO, UTILIZANDO MODELAGEM
ESTOCÁSTICA COM BASE EM AFLORAMENTOS**

*Este exemplar corresponde a versão final
da Tese defendida por Valcir Tadeu Beraldo
e aprovada pela comissão Julgadora em 15/01/93
Oswaldo A. Pedrosa Jr.*

Autor: Valcir Tadeu Beraldo *n/45*
Orientador: Oswaldo Antunes Pedrosa Junior *t*
Co-orientador: Armando Zaupa Remacre *t*

CAMPINAS
Estado de São Paulo - Brasil
Janeiro, 1993

B45e

10034/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

A meus pais Luiz e Dirce

AGRADECIMENTOS

Aos orientadores Dr. Oswaldo Pedrosa e Dr. Armando Zaupa, pela confiança no tema proposto e pela atenção dispensada em todo o trabalho.

Ao geólogo Mauro Becker e a todo o pessoal do CENPES/DIGER, especialmente: Luciane, "Help", Abelardo, Pastor, Benjamim e José Roberto. A colaboração dessas pessoas foi imprescindível.

Aos colegas do DEBAR e da RPNS, pelo fornecimento dos dados necessários ao desenvolvimento da tese.

Aos professores e funcionários do IGE e do DEP, pela atenção dispensada durante a realização do curso e especialmente ao Moacir e ao Carlos, pelo apoio na área computacional.

À PETROBRÁS, pela oportunidade oferecida.

A todos os colegas do curso, e em especial à Rosane, pelo clima de amizade que nunca faltou nesses dois anos.

RESUMO

O estudo do comportamento do corte de água em poços completados próximos a um aquífero de fundo é de grande interesse, devido ao fenômeno de "cone de água", que normalmente ocorre nessa situação.

Geralmente, o problema é tratado através da simulação numérica, utilizando-se uma malha radial bidimensional. Entretanto, esse tipo de malha não é adequado para a representação de heterogeneidades horizontais, as quais podem ser muito importantes no escoamento dos fluidos, em alguns reservatórios.

Procurou-se abordar o problema através da simulação estocástica de variáveis categóricas, seguida da simulação de fluxo em uma malha cartesiana suficientemente refinada. O método foi aplicado a um poço real, pertencente a um reservatório depositado em ambiente fluvial meandrante grosseiro.

A técnica utilizada para a simulação estocástica foi a simulação sequencial de variáveis indicadoras (SIS) associada à krigagem dos componentes principais (IPCK). Para a simulação de fluxo, utilizou-se um simulador comercial do tipo "black-oil".

Os variogramas necessários para a simulação estocástica foram obtidos do estudo de afloramentos da mesma formação, correspondentes ao mesmo ambiente deposicional. Os dados condicionantes foram determinados no próprio poço, e em quatro poços vizinhos, através de análise discriminante. Trabalhou-se com três eletrofácies, correspondentes a três unidades de fluxo com características petrofísicas próprias.

Após a transferência de escala, realizou-se a simulação de fluxo em dez imagens estocásticas, conseguindo-se um bom ajuste de histórico com uma das mesmas. Esta imagem foi, então, tomada como representativa do modelo físico do reservatório.

Foram realizadas simulações com hipóteses alternativas de produção para comparação de resultados em diferentes vazões brutas. Foram elaborados, também, mapas verticais de saturação, que permitiram a observação visual do crescimento do cone de água em um meio poroso heterogêneo.

Observou-se que a variação dos parâmetros da variografia e a seleção das imagens estocásticas podem ser usados como processos auxiliares no ajuste de histórico.

A recuperação de óleo em um determinado limite de corte de água foi dependente da vazão. O mesmo não foi observado em uma simulação realizada no mesmo poço, na qual foi utilizada uma malha radial bidimensional.

Conclui-se que a modelagem estocástica, embora trabalhosa, é imprescindível no estudo de comportamento de poços com aquífero de fundo, em reservatórios heterogêneos.

ABSTRACT

The behavior of water-cut of oil wells completed near a bottom aquifer is of great interest, due the water conning phenomenon, that usually happens under these conditions.

Usually, this problem is solved with numerical simulation, using a two dimensional r-z radial grid. However, this kind of grid is not appropriate to handle horizontal heterogeneities, which can be very important to fluid flow properties, in some reservoirs.

In this work this problem was solved using estochastic simulation of categorical variables, followed by flow simulation with a fine enough rectangular grid. The method was applied to a actual well that belongs to a reservoir deposited in a coarse meandering fluviatile environment.

The technique used for the stochastic simulation was the sequential indicator simulation (SIS) associated with the indicator principal components kriging (IPCK). A commercial black-oil simulator was used for the flow simulation.

The necessary variograms for the stochastic simulation were adapted from variograms of outcrops of the same formation. The conditioning data was obtained from the proper well and its four neighbours, using discriminating analisis. Three eletrofacies were defined, corresponding to three flow units, each one having its own petrophysical characteristics.

After an upscaling process, ten flow simulations were done for ten different stochastic images. In one of these images, a good history match was obtained. This image was then taken as representative of the physical model of the reservoir. Several

runs were made for different rate productions (oil plus water) to compare the behaviors of the water-cut. Vertical sections were made, for different oil cumulative productions, to visualise saturation distribution in the water conning process in a heterogeneous medium.

It was observed, that the variograph parameters and the stochastic image selection can be used as auxiliary tools for the hystoric matching process.

The oil recovery at an exact water cut limit is rate dependent. This could not be observed in the same well simulation using a two dimensional radial grid.

Finally, it was concluded that stochastic modelling, although cumbersome and time consuming, is essential for a good study of well behavior in heterogeneous reservoirs with bottom aquifers.

SUMÁRIO

	página
<u>AGRADECIMENTOS</u>	iv
<u>RESUMO</u>	v
<u>ABSTRACT</u>	vii
<u>LISTA DE ILUSTRAÇÕES</u>	xi
<u>LISTA DE TABELAS</u>	xv
<u>SIMBOLOGIA</u>	xvi
1 - <u>INTRODUÇÃO</u>	1
2 - <u>ASPECTOS GEOLÓGICOS</u>	5
3 - <u>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</u>	10
4 - <u>ARCABOUÇO TEÓRICO</u>	14
4.1 - <u>Simulação Estocástica de Variáveis Categóricas</u>	14
4.1.1 - Simulação Estocástica Sequencial	15
4.1.2 - Variáveis Indicadoras	16
4.1.3 - Krigagem dos Componentes Principais das Indicadoras	18
4.2 - <u>Transferência de Escala</u>	21
4.3 - <u>Simulação de Fluxo</u>	25
5 - <u>SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA</u>	32
5.1 - <u>Algoritmo de Simulação</u>	32
5.2 - <u>Definição da Malha</u>	36
5.3 - <u>Análise Discriminante</u>	39
5.4 - <u>Curvas Verticais de Probabilidades</u>	44
5.5 - <u>Matrizes Ortogonais</u>	45
5.6 - <u>Variografia</u>	50

5.7 - <u>Realizações Geoestatísticas</u>	61
6 - <u>SIMULAÇÃO DE FLUXO</u>	68
6.1 - <u>Definição da Malha de Simulação de Fluxo</u>	69
6.2 - <u>Tratamento dos Dados</u>	72
6.2.1 - <u>Propriedades das Eletrofácies</u>	73
6.2.2 - <u>Pressão Capilar e Permeabilidades Relativas</u>	80
6.2.3 - <u>Propriedades do Óleo</u>	85
6.3 - <u>Transferência de Escala</u>	87
6.4 - <u>Ajuste de Histórico</u>	89
6.5 - <u>Hipóteses de Produção</u>	98
7 - <u>CONCLUSÕES E OBSERVAÇÕES</u>	105
7.1 - <u>Conclusões</u>	105
7.2 - <u>Observações</u>	107
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	109

LISTA DE ILUSTRACOES

Figura		pagina
1	Reservatório com contato óleo-água	2
2	Malha de modelo radial	3
3	Mapa de localização da Bacia Potiguar	6
4	Mapa de topo da zona 800	7
5	Localização dos afloramentos da Formação Açu	8
6	Bloco elementar de volume poroso	26
7	Fluxograma do programa utilizado	34
7	(continuação)	35
8	Modelo da simulação estocástica	39
9	Fotomicrografias: a) litofácies "4"; b) litofácies "8"c"	42
10	Perfis, eletrofácies reais e eletrofácies discriminadas do poço CAM-032	43
11	Perfis e análise discriminante do poço CAM-155	43
12	Curva vertical de proporções entre eletrofácies	45
13	Sistema de eixos das indicadoras e dos componentes principais	48
14	Plano principal do afloramento	49
15	Plano principal do reservatório	49
16	Sobreposição dos planos principais	49
17	Trecho do arquivo BITMAP do Km 99 / lado esquerdo	50
18	Semivariogramas das variáveis indicadoras	52

19	Semivariogramas horizontais dos componentes principais das indicadoras	53
20	Semivariogramas cruzados das indicadoras e dos componentes principais	54
21	Modelos ajustados no semivariograma do componente principal 1 . .	55
22	Modelos ajustados no semivariograma do componente principal 2 . .	56
23	Semivariogramas dos componentes principais do reservatório com modelos corrigidos dos semivariogramas do afloramento	57
24	Semivariogramas corrigidos na direção horizontal	58
25	Mapa de topo krigado com a direção principal de variografia	59
26	Imagens da camada 60 das simulações "1a", "1b" e "1c"	63
27	Imagens da seção 57 das simulações "1a", "1b" e "1c"	64
28	Comparação entre os semivariogramas tradicionais verticais da simulação "1a" e dos poços do estudo	65
29	Comparação entre os semivariogramas cruzados verticais da simulação "1a" e dos poços do estudo	66
30	Comparação entre as curvas de proporções das eletrofácies informadas e das simulações "1a", "1b" e "1c"	67
31	Malha horizontal da simulação de fluxo	70
32	Detalhe da malha vertical da simulação de fluxo	72
33	Correlações entre porosidade obtida em análise de rotina e porosidade obtida em análise com secagem em umidade controlada .	74
34	Correlações entre permeabilidade obtida em análise de rotina e permeabilidade obtida em análise com secagem em umidade controlada	75
35	Histogramas da porosidade das amostras	77
36	Histogramas da permeabilidade das amostras	79
37	Relação entre permeabilidade vertical e permeabilidade horizontal	80
38	Determinação da pressão capilar média através da curva J de Leverett	81

39	Comparação entre a saturação original de água obtida da interpretação de perfis (somente nos intervalos porosos) e a curva calculada através da pressão capilar	83
40	Comparação entre a saturação original de água obtida da interpretação de perfis e a curva calculada através da pressão capilar corrigida ($\times 0,2$; $Sw_i = 32\%$)	83
41	Curvas de permeabilidades relativas desenvolvidas pelo método de Land e experimentais	84
42	Curva do fator volume de formação da análise PVT do óleo da zona 800	85
43	Curva de razão de solubilidade da análise PVT do óleo da zona 800	86
44	Curva de viscosidade da análise PVT do óleo da zona 800	89
45	Melhor ajuste de histórico de corte de água conseguido a partir da imagem "1a"	90
46	Comparação entre as curvas de corte de água calculadas a partir das imagens "1a" a "1e" e os valores medidos em campo	91
47	Imagens da camada 60 das simulações "2a", "2b" e "2c"	93
48	Imagens da seção 57 das simulações "2a", "2b" e "2c"	94
49	Comparação entre as curvas de corte de água calculadas a partir das imagens "2a" a "2e" e os valores medidos em campo	95
50	Ajuste de histórico de pressão da imagem "2a"	95
51	Imagem da seção nº 57 da simulação "2a", comparada com o mapa de porosidade da seção equivalente da simulação de fluxo (seção nº 9)	96
52	Mapa da camada 60 da simulação "2a", comparado com o mapa de porosidade da camada equivalente da simulação de fluxo (camada nº 15)	97
53	Curvas de corte de água e vazão de óleo simuladas com vazão bruta constante	99

54	Curvas de corte de água contra produção acumulada de óleo em diversas vazões	100
55	Curvas de corte de água contra produção acumulada de óleo obtidas no modelo radial	101
56	Mapas de saturação de água para vazões de 5,0 m ³ /d nos tempos de 80, 240 e 720 dias	103
57	Mapas de saturação de água para vazão de 40,0 m ³ /d nos tempos de 10, 30 e 90 dias	104

LISTA DE TABELAS

Tabela		página
I	Estatística univariada dos corpos de lamito	37
II	Modelo variográfico do componente principal 1	60
III	Modelo variográfico do componente principal 2	60
IV	Dimensões das células da simulação de fluxo	71
V	Porosidades corrigidas para o método da umidade controlada	76
VI	Permeabilidades corrigidas para o método da umidade controlada ...	78

SIMBOLOGIA

Nomenclatura

- $a_{k',k}$: componente k' do autovetor k
- A_s : área transversal à direção de fluxo s
- A : matriz ortogonal da decomposição
- C_{cf} : concentração do componente c na fase f
- C : covariância
- C : matriz de covariâncias
- F : função de distribuição cumulativa condicional (fdcc)
- h_{wo} : altura em relação ao contato óleo-água
- h : vetor separação entre dois nós
- h : intervalo poroso
- H : função aleatória para o intervalo poroso
- I : variável indicadora
- I : vetor das variáveis indicadoras em uma locação x
- K : permeabilidade absoluta
- Kr_f : permeabilidade relativa da fase f
- l_k : código da litofácies k
- m : média da distribuição log-normal de K
- M_c : vazão mássica do componente c através das paredes do bloco

- p_k : proporção da litofácies k
- P_c : pressão capilar
- q_f : vazão volumétrica da fase f nas condições padrão
- Q_c : vazão mássica de produção ou injeção do componente c
- R_s : razão de solubilidade
- S_f : saturação da fase f
- Sw_i : saturação de água irreduzível
- Sw^* : saturação de água reduzida
- v_{fs} : vazão volumétrica da fase f por unidade de área normal à direção s
- V_b : volume do bloco de discretização
- x : vetor posição da locação
- Y_k : componente principal k
- Y : vetor dos componentes principais
- z : valor particular de uma função aleatória
- Z : função aleatória
- α : média da distribuição de $\ln(K)$
- β : desvio padrão da distribuição de $\ln(K)$
- Δs : largura da célula na direção s
- Δt : intervalo de tempo
- λ : ponderador da (co)krigagem
- λ : índice de distribuição de poros
- μ_f : viscosidade da fase f
- ρ_f : peso específico da fase f
- ϕ : porosidade
- Φ_f : potencial da fase f

Índices

- a : aritmética
- afl : relativo ao afloramento
- c : componente
- f : fase
- g : relativo ao gás / média geométrica
- h : harmônica
- i : irreduzível
- k : relativo ao ponto de corte ou à litofácies k
- o : relativo ao óleo
- p : potencial
- res : relativo ao reservatório
- s : direção
- t : no instante de tempo t
- $t+\Delta t$: no instante de tempo $t+\Delta t$
- x : direção x
- y : direção y
- z : direção z
- w : relativo à água
- α : locação da krigagem

1 - INTRODUÇÃO

Muitos reservatórios petrolíferos não se encontram saturados com óleo em toda a sua espessura, mas possuem, além da zona de óleo, onde a saturação de água é mínima (saturação irreduzível), uma zona de transição e uma zona totalmente saturada com água. A profundidade na qual se inicia a zona de água é chamada de "contato óleo-água".

A Figura 1 exemplifica essa situação. Neste caso, a acumulação de óleo está confinada entre a falha à esquerda e um aquífero à direita. Um poço perfurado na parte central encontraria, no mesmo corpo poroso, uma zona de óleo, uma zona de transição e outra de água.

A espessura da zona de transição é função da pressão capilar do sistema formado pela água, pelo óleo e pelo meio poroso. Dependendo do comportamento dessa pressão capilar, como função da saturação de água, a zona de transição pode ser muito pequena, podendo, em alguns casos, ter espessura desprezível.

Com a produção do poço, cria-se um desequilíbrio entre as forças gravitacionais, que tendem a manter a superfície do contato plana, e as forças viscosas relacionadas ao fluxo dos fluidos. Isso faz com que ocorra uma deformação na superfície do contato, que se assemelha a um sino e é usualmente chamada de "cone de água". Quando a vazão do poço é maior que um certo limite, chamado vazão crítica, o ápice do sino atinge o intervalo produtor do poço, iniciando-se então a produção de água simultaneamente com a de óleo.

Como, usualmente, a mobilidade da água no meio poroso é muito maior que a do óleo, ocorre, a partir deste momento, um aumento progressivo da razão água-óleo (RAO), com a conseqüente redução na produção líquida de óleo.

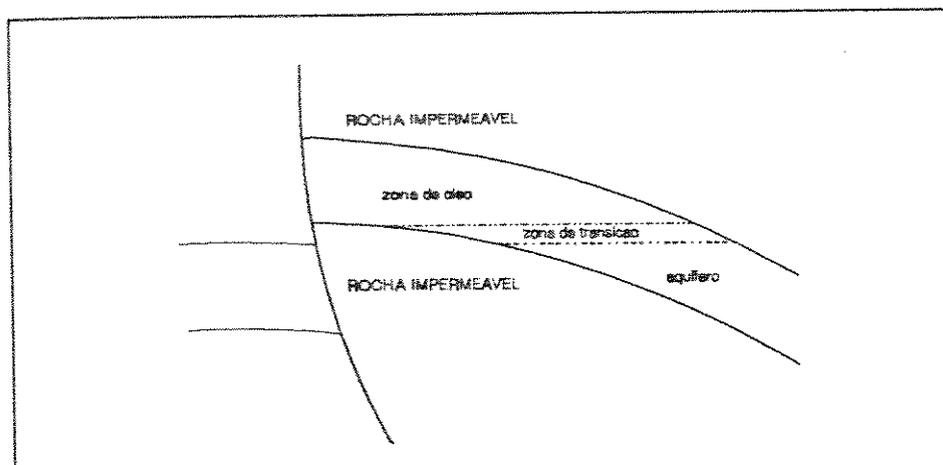


Figura 1 - Reservatório com contato óleo-água

Além da queda de produção de óleo e da diminuição do fator de recuperação final do reservatório, o cone de água acarreta uma série de outros problemas, tais como: separação e descarte da água produzida (a qual pode ser poluente), necessidade de mais equipamentos e tanques de armazenagem, aumento de custos com transporte e redução da vida útil dos equipamentos de superfície, devido à corrosividade da água.

A determinação da vazão crítica é sempre um grande problema de produção, existindo, para tal, vários modelos empíricos e soluções analíticas simplificadas. Alguns destes modelos foram avaliados e comparados com soluções numéricas por Nacul (1986).

Em muitos casos, as características do reservatório são tais, que a vazão crítica é muito pequena para ser economicamente viável. Quando isso ocorre, a produção de água é inevitável e, em vez da vazão crítica, torna-se necessário avaliar o tempo de erupção da água e o comportamento do poço após esta erupção.

Além dos modelos empíricos, pode-se abordar o problema de produção de água através da simulação numérica de reservatórios. Entretanto, devido a limitações computacionais, é impossível refinar-se uma malha de simulação a um grau suficiente para representar o cone de água em todos os poços. Para contornar esse problema,

monta-se um modelo radial bidimensional de um único poço, como na Figura 2. A partir deste modelo, desenvolvem-se "pseudo-curvas" de permeabilidades relativas e pressão capilar que, ao serem utilizadas nas células maiores de uma simulação global do reservatório, reproduzem o comportamento esperado.

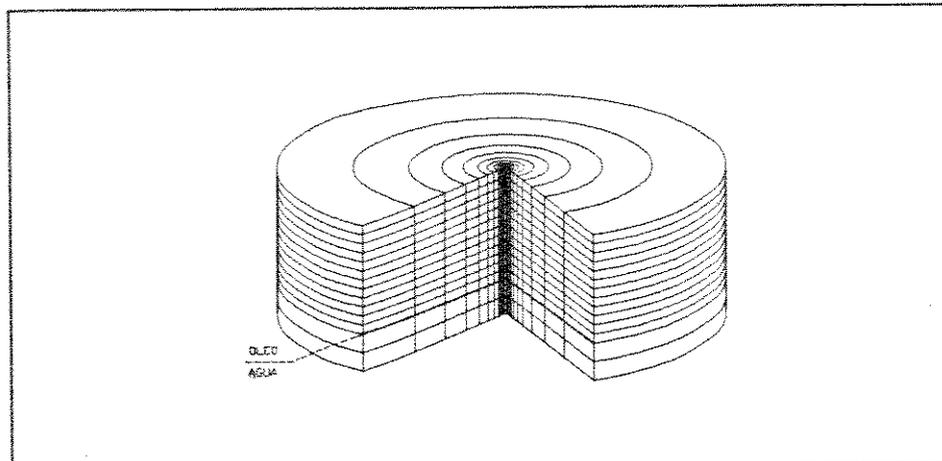


Figura 2 - Malha de modelo radial

Com um modelo numérico, torna-se também possível estudar aspectos diretamente relacionados ao poço, tais como: melhor opção de canhoneio, vazão economicamente mais viável e avaliação de operações de estimulação ou remoção de danos de formação.

Na simulação de comportamento de poço com modelo radial, é comum admitir-se que o reservatório é totalmente homogêneo ou atribuir-se um conjunto de propriedades para cada uma das camadas da simulação. Essas propriedades podem ser avaliadas através de perfis ou de testemunhos do próprio poço.

Em reservatórios que possuem heterogeneidades na direção horizontal, em escalas inferiores às distâncias entre os poços, surgem duas dificuldades:

- (a) as dimensões dos corpos identificados no poço e o arranjo dos mesmos em sua vizinhança não são conhecidos;
- (b) no modelo radial, torna-se muito difícil representar este tipo de heterogeneidade, pois as células, que correspondem a anéis de dimensões variáveis, não possuem qualquer semelhança com os corpos geológicos.

A zona 800 do Campo de Canto do Amaro, localizado na Bacia Potiguar, nordeste setentrional do Brasil, possui um aquífero de fundo muito atuante e apresenta

problemas de cone de água em diversos poços. Portanto, é de grande interesse o estudo do fenômeno para esse reservatório.

Esta zona, depositada em ambiente fluvial meandrante grosseiro, possui heterogeneidade de média escala, não apresentando boa correlação entre poços vizinhos. Tal heterogeneidade pode ter grande influência sobre o fluxo de fluidos e sobre a produção de água nos poços, devendo, portanto, ser considerada em um estudo deste tipo.

Procurou-se, neste trabalho, aliar a geoestatística à simulação de fluxo, no estudo da produção de um poço do campo de Canto do Amaro, utilizando uma malha retangular e suficientemente refinada, para a representação das heterogeneidades em sua vizinhança.

No capítulo dois, apresenta-se uma descrição sucinta da geologia da área, mostrando a possibilidade de se usar dados geoestatísticos, obtidos nos afloramentos dos Km 98 e Km 99 da rodovia BR-304, para a caracterização das variabilidades das rochas depositadas no sistema meandrante grosseiro.

Não foi encontrado na literatura qualquer trabalho mostrando a aplicação da geoestatística especificamente ao problema de produção de água em poços sujeitos à ação de aquíferos de fundo. Entretanto, o capítulo três apresenta uma revisão bibliográfica com diversos trabalhos sobre "cone de água" e geoestatística, os quais foram utilizados para nortear o procedimento adotado neste estudo.

Como este trabalho abrange simulação geoestatística, transferência de escala de propriedades e simulação de fluxo, uma breve revisão teórica destes três assuntos, com ênfase às técnicas que foram utilizadas, é apresentada no capítulo quatro.

O capítulo cinco apresenta a metodologia utilizada para a obtenção dos dados variográficos dos afloramentos e a aplicação dos mesmos nas simulações condicionais realizadas na área de interesse.

O desenvolvimento do modelo matemático do reservatório e a simulação de fluxo do comportamento do poço, com ajuste de histórico e estudo de diversas hipóteses alternativas de produção, é apresentado no capítulo seis.

Finalmente, no capítulo sete, são apresentadas as conclusões depreendidas do presente trabalho e algumas observações consideradas importantes.

2 - ASPECTOS GEOLÓGICOS

O Campo de Canto do Amaro localiza-se na Bacia Potiguar, situada na Região Nordeste Setentrional do Brasil (Figura 3). Esta bacia cobre uma área de 48.000 Km², dos quais 21.500 Km² encontram-se na porção emersa e o restante, na plataforma e no talude continentais. As suas principais feições estruturais são: "grabens", altos internos e plataformas de embasamento, que apresentam seqüências sedimentares neocomianas e terciárias (Bertani, *apud* Souto *et alli*, 1989).

A seção estratigráfica encontrada na área de Canto do Amaro compõe-se, da base para o topo, das formações Alagamar, Açú e Jandaíra, sobrepostas pelo Grupo Barreiras.

Os arenitos da Formação Açú, onde se localizam os reservatórios de Canto do Amaro, têm em geral uma composição homogênea, predominantemente arcossiana. Sua provável fonte são rochas granítico-gnáissicas ricas em feldspatos. Esta formação é composta basicamente de intercalações de arenitos e pelitos, tendo sido depositada em ambiente tipicamente continental, que vai-se tornando transicional a marinho raso em direção ao topo. Com base nas diferentes respostas de perfis, foi subdividida em quatro unidades de correlação, da mais antiga para a mais nova: Açú 1, Açú 2, Açú 3 e Açú 4. O espaço poroso foi fortemente modificado pela atuação de processos diagenéticos ocorridos durante todo o processo de soterramento desses sedimentos.

A unidade Açú 1 não foi testemunhada no campo. A análise de dados sugere deposição nas partes medianas a distais de leques aluviais, gradando para norte e nordeste a sistemas fluviais entrelaçados incipientes.

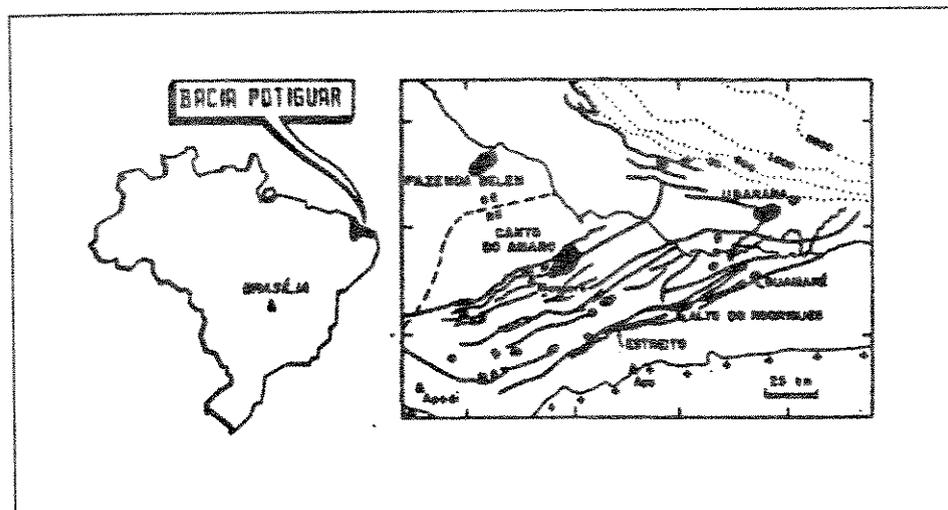


Figura 3 - Mapa de localização da Bacia Potiguar

A unidade Açú 2, que engloba as zonas 600, 800 e 1000, recobriu os sedimentos precedentes, sendo o contato reconhecido pela mudança brusca no gradiente de porosidade. Para a zona 1000 (inferior), sugere-se deposição em ambiente fluvial entrelaçado. Após esta deposição, teria ocorrido uma mudança no nível de energia do sistema, passando a predominar as frações mais finas e seqüências granodecrescentes ascendentes, com valores também mais altos de raios gama. Os sistemas deposicionais desta unidade gradam para fluvial meandrante grosseiro na zona 800 e, a partir do marco 800 até o topo da zona 600, para meandrante fino (Farias, 1989).

Na unidade Açú 3, que abrange os principais reservatórios do Campo de Canto do Amaro, observam-se mudanças nos padrões dos perfis elétricos e nos testemunhos, que voltam a apresentar, respectivamente, padrão em caixa e granulometrias mais grosseiras. Exceto variações locais, volta a predominar o sistema fluvial meandrante grosseiro.

Para a unidade Açú 4, interpreta-se sedimentação em "inlet channels" retrabalhando ilhas de barreira.

Os reservatórios fluviais, em especial as rochas depositadas nos sistemas entrelaçados ou meandantes grosseiros, como no caso em estudo, são muito heterogêneos quando analisados nas escalas meso (centímetros de espessura) e macroscópica (metros). Tais heterogeneidades, que são de difícil caracterização, exercem um forte controle no fluxo de fluidos do reservatório. Folhelhos localizados entre o

intervalo canhoneado e o contato óleo-água, por exemplo, podem controlar totalmente o histórico de produção e devem, portanto, ser considerados.

O poço 7-CAM-155-RN produziu cerca 15.000 m³ de óleo da zona 800 do Campo de Canto do Amaro, entre abril de 1988 e novembro de 1990. Após esse período, o poço foi recompletado em outra zona devido à alta RAO.

No mapa de topo da zona 800 (Figura 4), observa-se a localização do poço e da área estudada.

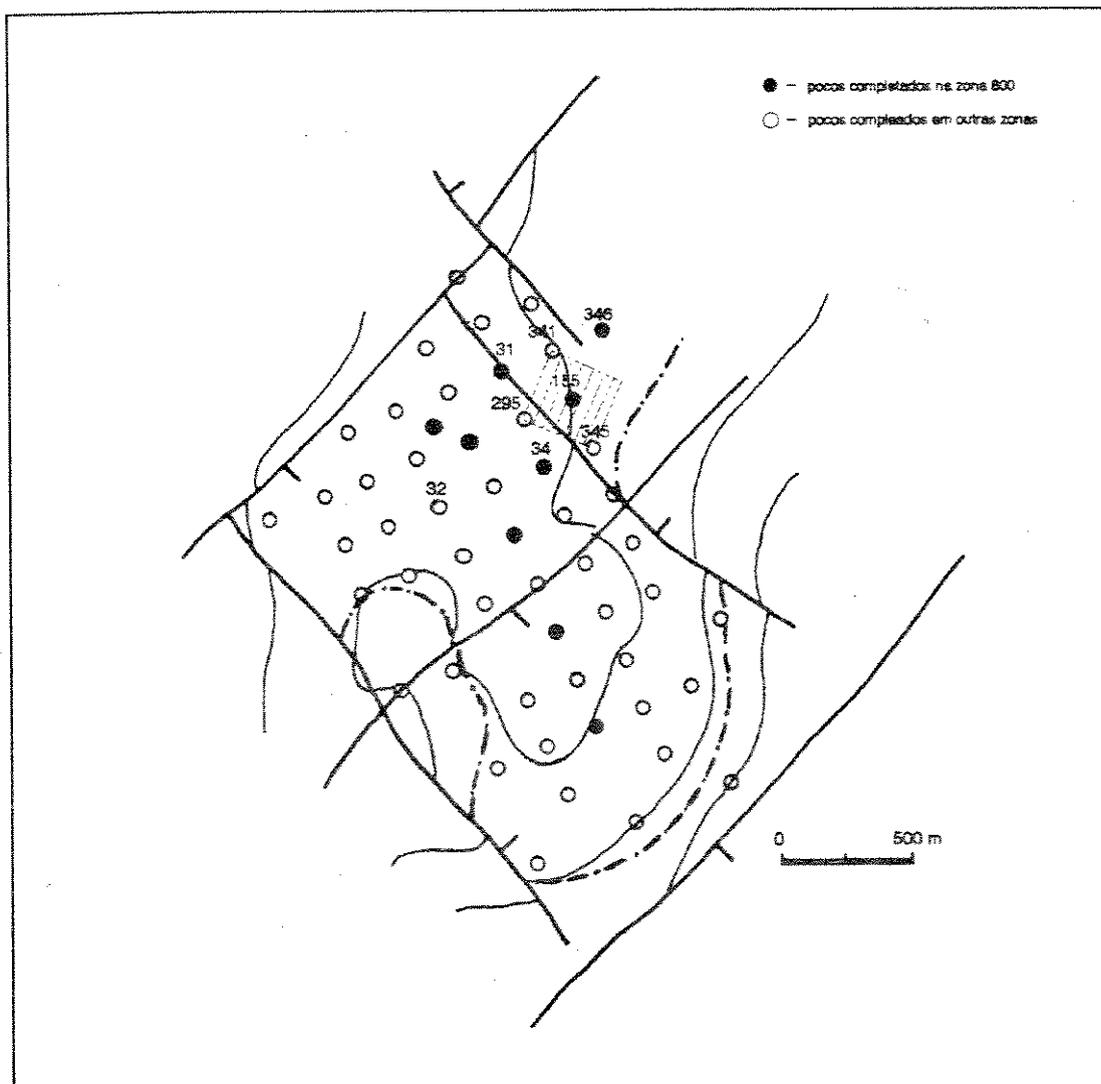


Figura 4 - Mapa de topo da zona 800

Este reservatório possui um aquífero de fundo muito atuante, o qual é responsável pelo aumento na produção de água, verificado na maioria de seus poços.

A porosidade média do perfil densidade na zona 800 é de 21 %, atingindo 26 % no corpo superior do arenito. A permeabilidade média do intervalo testemunhado é de

aproximadamente 360 md. Neste testemunho predominam arenitos de granulometria média, com estratificações cruzadas acanaladas, e arenitos maciços.

Para a avaliação das heterogeneidades, visando a caracterização geoestatística de reservatórios, afloramentos de rochas depositadas em ambiente fluvial têm sido objetos de estudos. No caso presente, utilizaram-se informações de um dos dois afloramentos da Fm. Açu, situados em cortes ao longo da rodovia BR-304 (Km 98 e Km 99), nas proximidades da cidade de Açu (Figura 5). As exposições estudadas são cortes localizados em duas suaves elevações topográficas, em ambos os lados da estrada, com paredes rochosas com cerca de 260 e 380 m de extensão e altura variando entre 5 e 7 m (Becker *et alii*, 1992a).

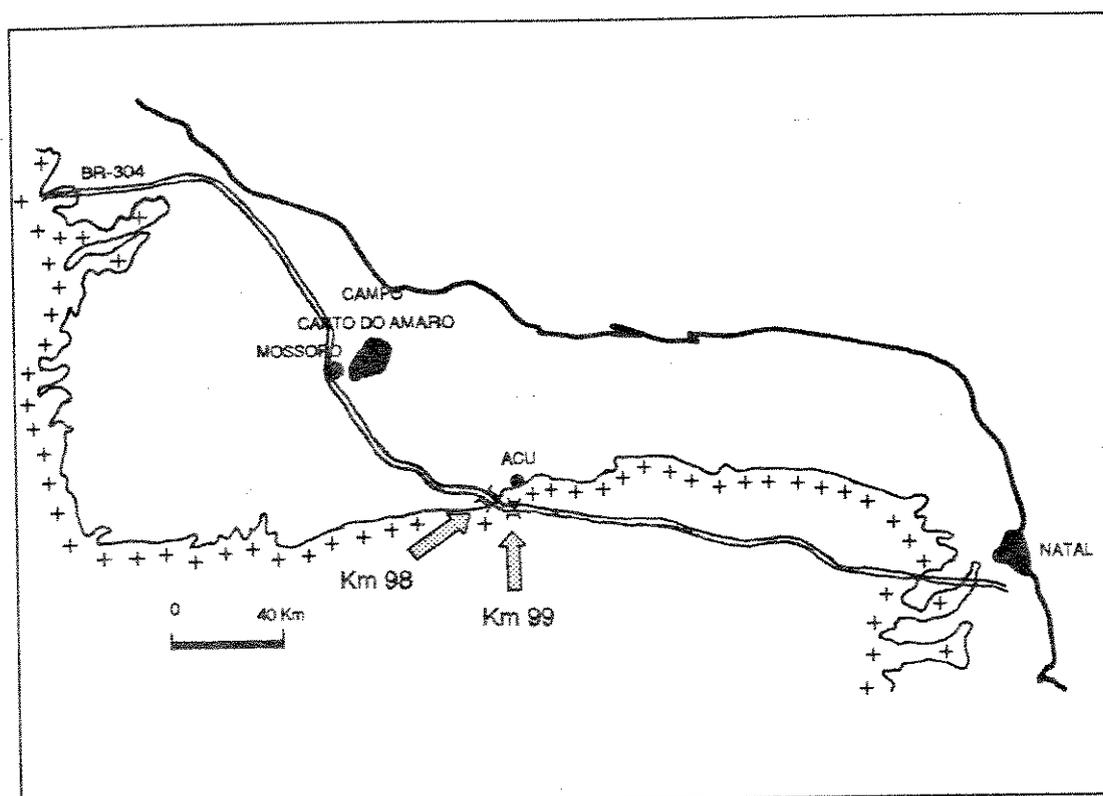


Figura 5 - Localização dos afloramentos da Formação Açu

Interpreta-se que as rochas aflorantes nesses pontos estão situadas estratigraficamente em níveis diferentes, em função do mergulho regional, tendo sido depositadas em ambiente fluvial entrelaçado ou meandrante grosseiro, com menor energia no "Km 98". As rochas aflorantes no "Km 99" são correlacionadas com as camadas da porção inferior das sondagens no "Km 98".

As rochas estudadas nos afloramentos foram depositadas em sistemas fluviais meandranes, ora grosseiros, ora finos, respondendo aos condicionamentos externos ao sistema. No Km 99 são identificados sistemas meandranes grosseiros e no Km 98, sistemas meandranes grosseiros na base, passando verticalmente a meandrante fino até o lamito que fecha o ciclo, decorrente de "afogamento transgressivo" do sistema fluvial (Becker *et alii*, 1992b). Os afloramentos estudados relacionam-se com a unidade Açu 3.

Uma vez que existe semelhança entre os ambientes deposicionais identificados na zona 800 e nos afloramentos estudados, decidiu-se utilizar tais informações na descrição geoestatística do reservatório. No caso, foi escolhido o "Km 99", por apresentar menor quantidade de finos e corresponder ao reservatório, em termos de ambiente deposicional.

3 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Devido à sua importância na recuperação de óleo, o fenômeno de cone de água tem sido estudado há muito tempo por diversos pesquisadores.

Nácul (1986) fez uma análise de uma série de estudos então existentes, dividindo-os entre: (1) modelos empíricos e analíticos e (2) modelos numéricos. Entre os primeiros, são citados desde o modelo de Muskat e Wickoff (1935) até as curvas-tipo para a determinação dos parâmetros envolvidos no fenômeno, apresentadas por Kabir (1983). As soluções analíticas e os modelos empíricos enfocavam, em geral, a determinação da vazão crítica, e não o tempo de erupção ou o posterior crescimento da razão óleo-água (RAO). Entre os modelos numéricos, são apresentadas diversas técnicas implementadas nos simuladores, com a finalidade de resolver os problemas de estabilidade numérica apresentados neste tipo de simulação.

No mesmo trabalho, Nácul utiliza um simulador radial bidimensional para verificar a validade das diversas correlações experimentais e soluções analíticas na avaliação do tempo de erupção e no crescimento da RAO. Dos métodos existentes para a avaliação da vazão crítica, Nácul conclui que o de Chierici *et alii* (1964) é o que deve apresentar os melhores resultados, por ser o único a considerar a anisotropia do reservatório. Para o tempo de erupção, o método que apresentou os melhores resultados, quando comparado com o modelo numérico, foi o proposto por Bournazel e Jeanson (1971). Finalmente, Nácul conclui que, para a previsão do crescimento da RAO após a erupção da água, o único método confiável é a simulação numérica, pois nenhum outro apresentou respostas coerentes com as simulações realizadas.

Em 1986, Hoyland e Papatzacos utilizaram um simulador para obter uma correlação para a vazão crítica, como função da geometria do problema, da diferença de densidade entre os fluidos e da mobilidade do óleo. Esta correlação foi comparada com algumas teorias e chegou-se à conclusão que a teoria de Wheatley (1985) era a que mais se aproximava dos resultados obtidos.

Lima (1988) construiu um modelo numérico bidimensional com formulação para abordagem da dinâmica dos fluidos em meios porosos naturalmente fraturados. Este simulador foi utilizado para a análise de sensibilidade de diversos parâmetros relacionados ao cone de água em um reservatório desse tipo. Constatou-se que os principais parâmetros que controlam o fenômeno são: vazão de produção, espessura da zona de óleo, relação entre permeabilidades vertical e horizontal nas fraturas e fator geométrico matriz-fratura.

Kuo (1989) sugeriu correlações para programação em microcomputadores. Para a vazão crítica, foi recomendado o método de Schols (1972) e, para o tempo de erupção, a correlação de Bourzanel e Jeanson (1971). O crescimento do corte de água após a erupção seria calculado por uma correlação que utiliza o tempo de erupção estimado anteriormente.

Em 1990, Beraldo realizou uma simulação de cone de água no poço 7-CAM-155-RN, objeto de estudo deste trabalho. Nessa simulação foi utilizado um modelo radial, em que as camadas possuíam propriedades constantes em toda a sua extensão. A permeabilidade horizontal e a porosidade de cada camada eram avaliadas por correlações com o perfil densidade. A relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal era constante em todo o modelo, sendo um dos parâmetros de ajuste de histórico. Procurou-se estudar, sob o enfoque econômico, a vazão ótima de produção, a melhor opção de canhoneio e o melhor espaçamento entre poços para o reservatório. Foi observado que o corte de água, para uma determinada produção acumulada de óleo, era muito pouco afetado pela vazão bruta de produção do poço, o que acarretava a determinação de vazões ótimas relativamente altas para a área estudada.

Finalmente, Guio (1992) estudou o problema através de uma análise gráfica da pressão na linha do poço e concluiu que a existência, ou não, de uma vazão crítica para que haja produção de água está condicionada ao gradiente de pressão abaixo do intervalo canhoneado.

Outros autores estudaram a aplicação de simulações em escala refinada, como nos modelos de cone de água, em um estudo global de um reservatório. Para isso, faz-se uso de "pseudo-curvas" de permeabilidade relativa e pressão capilar, obtidas a partir de tais modelos. Entre estes trabalhos, pode-se citar Jacks *et alli* (1973) e Woods (1975), sendo que este último desenvolveu "pseudo-curvas" especialmente para o caso de cone de água.

Deve-se destacar que todos os trabalhos, analíticos e experimentais, consideram o reservatório homogêneo e, muitas vezes, isotrópico. Por outro lado, nas simulações com modelos radiais, são consideradas somente variações entre camadas, o que não representa bem as heterogeneidades que podem existir em um reservatório.

Na quantificação das heterogeneidades em dimensões menores que as distâncias entre os poços, a ferramenta mais adequada, disponível atualmente, é a geoestatística. A seguir, apresentam-se alguns dos trabalhos nessa área, os quais serviram de base para a metodologia desenvolvida.

Journel e Isaaks abordaram, em 1984, a necessidade da modelagem da geometria dos diversos tipos de rochas, ou fases de mineralização, existentes em uma mina de urânio, antes de qualquer caracterização das distribuições internas de concentração do metal em cada fase. Neste contexto, foi estudada inicialmente uma variável indicadora que assumia o valor de "0", se a concentração de urânio fosse menor que 0,1 %, ou "1" em caso contrário.

Journel e Alabert (1988) enfatizaram a importância da modelagem estocástica das principais faixas de valores de permeabilidades, normalmente chamadas de unidades de fluxo, na caracterização de um reservatório para a simulação. Para esta modelagem, foi proposta a utilização de variáveis indicadoras para a representação de diferentes pontos de corte da permeabilidade. Várias simulações estocásticas foram realizadas para blocos do arenito Berea, com dimensões de 2 pés x 2 pés (0,6 m x 0,6 m), densamente amostrados em permeabilidade. O algoritmo utilizado foi o da *Simulação Seqüencial de Variáveis Indicadoras* (SIS), que apresentou resultados muito mais realistas quando comparados com resultados obtidos a partir de simples krigagens.

Suro-Pérez e Journel (1990 e 1991) apresentaram um método, também baseado em variáveis indicadoras, que permite a krigagem e a simulação categórica de diversas fácies, considerando a interdependência entre as mesmas. Para que isso seja feito sem um grande aumento no trabalho de variografia, é utilizado o princípio da simulação

sequencial associado à *Krigagem dos Componentes Principais das Variáveis Indicadoras* (IPCK).

Em 1991, Suro-Pérez *et alli* investigaram o impacto das heterogeneidades na simulação de fluxo de um esquema de injeção de água. O algoritmo dos componentes principais foi utilizado tanto para a simulação da geometria das litofácies, quanto para a simulação das propriedades de fluxo internamente a cada litofácies. Através de uma grande quantidade de simulações geoestatísticas e de fluxo, chegou-se à conclusão que o comportamento da produção é mais sensível à arquitetura geológica das litofácies, do que à distribuição interna das variáveis petrofísicas.

Em 1992, Murray apresentou um trabalho em que as litofácies de um reservatório foram simuladas utilizando-se a técnica dos componentes principais, acima descrita. Foram aplicadas técnicas de análise discriminante e "cluster analysis" para a identificação das litofácies nos perfis dos poços. As litofácies identificadas em cada profundidade dos poços serviram, então, de dados condicionantes para a simulação geoestatística do reservatório. Como as imagens geradas não foram consideradas plenamente satisfatórias, foi realizado um pós-processamento das mesmas, utilizando-se, para isso, técnicas de "annealing".

4 - ARCABOUÇO TEÓRICO

Neste estudo, utilizou-se a *simulação estocástica de variáveis categóricas* para a geração de imagens igualmente prováveis das unidades de fluxo existentes no reservatório. As eletrofácies tiveram suas permeabilidades e porosidades médias determinadas a partir da análise de testemunhos. Com as propriedades médias das eletrofácies e com as imagens estocásticas, realizou-se, então, um processo de *transferência de escala* para a determinação das porosidades e permeabilidades equivalentes dos blocos maiores, utilizados na *simulação de fluxo*.

A seguir, serão apresentados os conceitos fundamentais de cada uma destas etapas.

4.1 - Simulação Estocástica de Variáveis Categóricas

Simulação estocástica é o processo de geração de realizações alternativas, e igualmente prováveis, de conjuntos de variáveis aleatórias que obedecem a um modelo de função aleatória em um campo de interesse (Deutsch & Journel, 1992).

Como exemplo, pode-se considerar a simulação da espessura porosa $h(x_i)$ de um reservatório, em cada localização x_i prevista para o desenvolvimento do campo. A estatística univariada de h , o modelo variográfico adotado e os intervalos porosos conhecidos nos

poços pioneiros definem a função aleatória $H(\mathbf{x})$, a qual descreve estatisticamente a espessura porosa em todo o reservatório. O objetivo da simulação estocástica é gerar vários conjuntos de valores $h(\mathbf{x}_i)$, de modo que todos pertençam a realizações da função aleatória $H(\mathbf{x})$.

Na maioria dos casos, as únicas restrições impostas às funções aleatórias são os modelos da função covariância $C(\mathbf{h})$, inferidos a partir das amostras disponíveis, e a condição de que as imagens estocásticas simuladas obedeam aos valores conhecidos da função. Tal tipo de simulação é chamado de *simulação condicional*.

As simulações condicionais foram inicialmente desenvolvidas para corrigir o efeito de suavização que ocorre em mapas feitos manualmente ou por algoritmos de krigagem. Elas são mais apropriadas para estudos nos quais o padrão de variabilidade local exerce grande influência, como nas simulações de fluxo. Um conjunto de várias realizações pode também ser útil na quantificação de incertezas de resultados globais, como o fator de recuperação ou acréscimo de produção obtido em um projeto de recuperação secundária.

A variável simulada pode tanto ser contínua, como a porosidade, quanto categórica, como a distribuição de litofácies. Na simulação de fluxo, predominantemente, as heterogeneidades do segundo tipo são as que exercem maior influência nos resultados. A modelagem petrofísica de propriedades como porosidade e permeabilidade deve ser feita condicionalmente a uma arquitetura geológica previamente simulada (Suro-Pérez & Ballin, 1991).

4.1.1 - Simulação Estocástica Sequencial

O princípio da simulação sequencial é a simulação ponto a ponto da variável aleatória, considerando, além do modelo de covariância e dados condicionantes, os nós previamente simulados.

Considere-se uma função aleatória que abrange N atributos diferentes, os quais podem representar tanto N nós, como o produto de K atributos por N' nós

($N = K \times N'$). Supondo-se a existência de n dados condicionantes na simulação, define-se a *função de distribuição cumulativa condicional* (fdcc) da função aleatória por:

$$F(z_1, \dots, z_N) = \text{Prob}\{Z_i \leq z_i, \quad i = 1, \dots, N \mid (n)\} \quad (1)$$

Aplicando-se o conceito de probabilidade condicional (Isaaks & Srivastava, 1990), mostra-se que a obtenção de uma realização dessa função aleatória pode ser feita em N passos sucessivos, cada um dos quais envolvendo uma fdcc univariada, com um nível de condicionamento cada vez maior (Deutsch & Journel, 1992).

Os passos da simulação sequencial são os seguintes:

- (a) determina-se, aleatoriamente, o primeiro;
- (b) estima-se uma fdcc univariada usando-se somente os dados condicionantes ($F(z_1) = \text{Prob}\{Z_1 < z_1 \mid (n)\}$);
- (c) obtem-se uma realização para este nó;
- (d) determina-se um novo nó aleatório;
- (e) constrói-se a fdcc especialmente para este ponto, incluindo o(s) j ponto(s) anteriormente simulado(s) ($F(z_j) = \text{Prob}\{Z_j < z_j \mid (n+j)\}$);
- (f) obtem-se uma realização para este ponto;
- (g) determina-se um novo ponto e repete-se o processo a partir do item "e", até que todo o campo seja simulado.

4.1.2 - Variáveis Indicadoras

Muitas vezes, torna-se conveniente trabalhar em geoestatística com uma variável indicadora, em vez da variável original.

A variável indicadora pode ser definida a partir de uma variável contínua ou simplesmente representar uma característica categórica do campo estudado. No primeiro caso, define-se uma série de variáveis indicadoras $I(x, z_k)$ dadas por:

$$I(x; z_k) = \begin{cases} 1 & \text{se } Z(x) \leq z_k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2)$$

onde z_k são os diferentes pontos de corte ("cutoff"). Quando as variáveis indicadoras são utilizadas para a representação de fácies, definem-se K variáveis indicadoras com $I(x; l_k) = 1$, se x pertence à litofácies k , ou $I(x; l_k) = 0$, em caso contrário.

Pode-se aplicar às variáveis indicadoras os mesmos conceitos geoestatísticos dispensados às variáveis contínuas, tais como: média, variância, covariância, variograma e krigagem.

Quando as indicadoras representam as litofácies de um reservatório, pode-se provar as seguintes propriedades:

$$\begin{aligned} C(0; l_k, l_{k'}) &= p_k \cdot (1 - p_{k'}) & \text{se } k = k' \\ C(0; l_k, l_{k'}) &= -p_k \cdot p_{k'} & \text{se } k \neq k' \end{aligned} \quad (3)$$

onde:

p_k = proporção da litofácies k

$C(0, l_k, l_{k'})$ = covariância entre as litofácies k e k' para $\mathbf{h} = \mathbf{0}$.

Valendo-se da propriedade de que a (co)krigagem da indicadora corresponde à probabilidade de $I(x; l_k) = 1$, pode-se usar suas covariâncias para se estimar, por krigagem simples ou ordinária, a probabilidade de ocorrência de uma determinada litofácies em uma locação x :

$$\begin{aligned} \text{Prob} \{ L(x) = l_k \mid L(x_\alpha), \alpha = 1, \dots, n \} &= I_k^*(x) \\ \text{Prob} \{ L(x) = l_k \mid L(x_\alpha), \alpha = 1, \dots, n \} &= \\ &= p_k + \sum_{k'=1}^K \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha k'} [I(x_\alpha; l_{k'}) - p_{k'}] \quad (\text{SK}) \end{aligned} \quad (4a)$$

caso se opte pela krigagem simples, ou:

$$= \sum_{k=1}^K \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha k} \cdot I(x_{\alpha}; l_k) \quad (\text{OK}) \quad (4b)$$

se a krigagem ordinária for preferível. Os pesos $\lambda_{\alpha k}$ são determinados pela solução do sistema de equações da cokrigagem, o qual é montado a partir das covariâncias $C(\mathbf{h}; l_k, l_k)$. Executando-se esta cokrigagem em todas as litofácies, para a determinação de suas probabilidades condicionais, é possível construir-se um algoritmo para a simulação sequencial categórica.

Uma grande vantagem da simulação sequencial com as variáveis indicadoras é a possibilidade de se incorporar informações não determinísticas ("soft") aos dados condicionantes, utilizando, para isto, valores intermediários entre zero e um.

4.1.3 - Krigagem dos Componentes Principais das Indicadoras

Para a determinação das probabilidades condicionais por (4a) ou (4b), é necessária a inferência de K^2 funções de covariância ou, em outras palavras, a modelagem de K^2 variogramas. A aplicação da técnica dos componentes principais diminui a quantidade de trabalho nessa inferência, utilizando-se um número limitado de componentes principais das variáveis indicadoras (Suro-Pérez *et alii*, 1990).

A Análise de Componentes Principais (ACP) é uma técnica algébrica que envolve a transformação linear de um vetor em outro, satisfazendo determinadas condições. Em duas dimensões, a ACP pode ser vista como uma rotação dos eixos ortogonais, com um ângulo escolhido de tal maneira que a dispersão da primeira variável transformada, sobre o primeiro eixo, é máxima, e a dispersão da segunda variável transformada, sobre o segundo eixo, é mínima (Anderson *apud* Suro-Pérez & Journel, 1991). Mais detalhes sobre a ACP podem ser encontrados em Lebart & Warwick, 1984.

Para a utilização da ACP, considere a matriz de covariâncias das indicadoras, para um determinado vetor \mathbf{h}_0 :

$$\mathbf{C}(\mathbf{h}_0) = [C(\mathbf{h}_0; z_k, z_{k'})], \quad k, k' = 1, \dots, K \quad (5)$$

A decomposição ortogonal desta matriz de covariância será do tipo:

$$\mathbf{C}(\mathbf{h}_0) = \mathbf{A} \mathbf{D} \mathbf{A}^T \quad (6)$$

com \mathbf{A} sendo uma matriz ortogonal $K \times K$ e \mathbf{D} , uma matriz diagonal.

Os K componentes principais são combinações lineares das K variáveis indicadoras originais dados por:

$$Y_k(\mathbf{x}) = \sum_{k'=1}^K a_{k'k} \cdot I(\mathbf{x}; l_{k'}) \quad (7)$$

ou:

$$\mathbf{Y}(\mathbf{x}) = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{I}(\mathbf{x}) \quad (8)$$

onde:

$$\mathbf{I}(\mathbf{x}) = [I(\mathbf{x}; l_1), \dots, I(\mathbf{x}; l_K)]^T \quad (9)$$

$$\mathbf{Y}(\mathbf{x}) = [Y_1(\mathbf{x}), \dots, Y_K(\mathbf{x})]^T$$

e $a_{k',k}$ são os elementos da matriz \mathbf{A} .

A matriz de covariâncias dos componentes principais $\mathbf{C}_Y(\mathbf{h}_0)$ é a própria matriz diagonal \mathbf{D} , ou seja, $Y_k(\mathbf{x})$ é independente de $Y_{k'}(\mathbf{x} + \mathbf{h}_0)$. Os elementos da diagonal dessa matriz são os autovalores da decomposição de $\mathbf{C}(\mathbf{h}_0)$.

A Krigagem dos Componentes Principais das Variáveis Indicadoras (IPCK) supõe que a independência entre os componentes se estenda para qualquer vetor de separação \mathbf{h} , ou seja:

$$\text{Cov}[Y_{k(x)}, Y_{k'(x+h)}] = 0, \quad \forall \mathbf{h}, \forall k \neq k' \quad (10)$$

Na prática, escolhe-se para a separação \mathbf{h} , um valor muito pequeno ou zero, o que assegura em muitos casos a condição acima.

Assim, a cokrigagem dos K componentes principais Y_k reduz-se a krigagens individuais de cada componente, com um trabalho de variografia e um custo computacional muito menores.

Devido às propriedades da ACP, quando as variáveis indicadoras originais são linearmente dependentes, o último dos componentes principais terá variabilidade nula, dispensando portanto um dos variogramas. Isto é o que ocorre na simulação de litofácies, pois a soma das variáveis é constante igual a um, já que somente uma das indicadoras terá valor "1", em qualquer ponto simulado. Dependendo dos autovalores, outros componentes também podem ser desprezados sem comprometer os resultados.

Para a implementação da ACP na simulação sequencial, substituem-se as combinações lineares (4a) e (4b) por:

$$Y_k^*(x) = m_k + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot [y_k(x_{\alpha}) - m_k] \quad (SK) \quad (11a)$$

onde m_k é a média do componente k na krigagem, ou:

$$Y_k^*(x) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot Y_k(x_{\alpha}) \quad (OK) \quad (11b)$$

seguida da transformação inversa:

$$I^*(x) = \mathbf{A}Y^*(x) \quad (12)$$

com:

$$Prob\{I(x; l_k) = 1 \mid \{n\}\} = I^*(x; l_k) \quad (13)$$

As probabilidades de ocorrência de cada uma das litofácies, assim calculadas, são corrigidas, de modo que a soma das mesmas seja 1. Constrói-se, então, uma fdcc no intervalo $[0,1]$, com K faixas de distribuição acumulada, cada uma das quais correspondendo a uma das litofácies. A seguir, gera-se um número aleatório com distribuição uniforme no mesmo intervalo e, dependendo da faixa de distribuição acumulada em que o número pertença na fdcc, determina-se a litofácies para aquele nó. Finalmente, os componentes principais deste ponto são calculados para servirem de dados condicionantes para o próximo nó a ser simulado.

4.2 - Transferência de Escala

Em um reservatório de petróleo, podem ser encontradas heterogeneidades em escalas variando desde micro (dimensões dos poros) até megascópicas (dimensões de dezenas de metros).

Tem-se verificado (Journel & Alabert, 1988; Suro-Pérez *et alii*, 1991) que as escalas de heterogeneidade mais importantes para o escoamento dos fluidos são as relativas à distribuição das litofácies (da ordem de alguns metros) e à distribuição das propriedades internamente às litofácies (centímetros).

Com a geoestatística, é possível a simulação da distribuição de propriedades abrangendo essas escalas. No entanto, a quantidade de blocos necessária para uma boa representação dessas heterogeneidades é muito alta (da ordem de $10^5 \sim 10^6$), quando comparada com o número de blocos possível de se trabalhar na simulação de fluxo ($10^3 \sim 10^4$).

Isto torna necessário algum "processo de média", para a definição das porosidades, permeabilidades absolutas e curvas de permeabilidades relativas e pressão capilar que serão informadas para as células da simulação de fluxo. Este processo de média é chamado de transferência de escala ou "upscaling".

Para se fazer essa transferência de escala, necessita-se da definição de um *meio equivalente*, como sendo um meio homogêneo que, ao substituir uma parte de um meio heterogêneo, perturbe o menos possível o escoamento de fluidos neste meio (Guérillot, *apud* Bonet, 1992).

A porosidade é uma propriedade aditiva. O volume poroso da célula é a soma dos volumes porosos dos blocos que a compõem. Neste caso, a porosidade equivalente da célula é simplesmente a média aritmética ponderada pelos volumes dos blocos.

Para a pressão capilar, a permeabilidade absoluta e a permeabilidade relativa, o cálculo não é tão simples porque, nestes casos, o conceito de transferência de escala está ligado à natureza das equações que descrevem o fenômeno. Por isso, essas propriedades são chamadas não-aditivas.

Como neste estudo não se trabalhou com transferência de escala para as permeabilidades relativas e pressões capilares, tais propriedades não serão aqui abordadas.

Os métodos de transferência de escala de permeabilidade absoluta são classificados em duas categorias: estimadores algébricos e métodos numéricos (Bonet, 1992).

Os estimadores algébricos utilizam fórmulas simples que não dão o valor exato, a não ser para situações particulares. Entretanto, são de cálculo rápido e fornecem, frequentemente, bons estimadores da permeabilidade equivalente. Entre esses estimadores estão as médias aritmética, harmônica, geométrica e potencial; o estimador de Noetinger; o estimador de Guérillot (Le Loc'h); e o estimador de Lemouzy.

A média aritmética fornece o resultado exato para um escoamento paralelo aos leitos de um meio perfeitamente estratificado (geometria em paralelo):

$$K_a = \langle K \rangle \quad (14)$$

A média harmônica fornece o resultado exato para o fluxo perpendicular ao leito de um meio perfeitamente estratificado (geometria em série):

$$K_h = \begin{cases} \langle K^{-1} \rangle^{-1} & \text{se } \forall i, K_i \neq 0 \\ 0 & \text{se } \exists i, K_i = 0 \end{cases} \quad (15)$$

Para uma distribuição de permeabilidade log-normal e sem estrutura aparente, usa-se a média geométrica:

$$K_g = \begin{cases} \exp \langle \ln K \rangle & \text{se } \forall i, K_i \neq 0 \\ 0 & \text{se } \exists i, K_i = 0 \end{cases} \quad (16)$$

As três médias apresentadas podem ser reunidas em uma única fórmula que é a média potencial:

$$K_p = \langle K^w \rangle^{\frac{1}{w}} \quad (17)$$

Neste caso, quando se faz $\omega = -1$, ou 1 , encontram-se, respectivamente, as médias harmônicas K_h e aritmética K_a . Quando ω tende para zero, prova-se que:

$$\lim_{\omega \rightarrow 0} K_p = K_g \quad (18)$$

ou seja, tem-se a média geométrica. O valor de ω deve, portanto, estar mais próximo de -1 ou 1 , dependendo de a estrutura espacial da permeabilidade se assemelhar, respectivamente, a uma estratificação perpendicular ou paralela ao fluxo.

O estimador de Noetinger (Bonet, 1992) corresponde à utilização da média potencial com $\omega = 1-2/D$, onde D é a dimensão do espaço utilizado (2-D ou 3-D).

O estimador de Guérillot faz a média geométrica dos valores das permeabilidades máxima e mínima, propostos por Le Loc'h. K_1 corresponde à média harmônica (H) — calculada segundo a direção do fluxo (x) — das médias aritméticas (A) na direção perpendicular ao fluxo (y). K_2 é igual à média aritmética (A) — calculada segundo a direção perpendicular ao fluxo (y) — das médias harmônicas (H), calculadas na direção do fluxo (x) (Bonet, 1992). De maneira simplificada:

$$\begin{aligned} K_1 &= H_x(A_y) \\ K_2 &= A_y(H_x) \\ K_{Guérillot} &= \sqrt{K_1 \cdot K_2} \end{aligned} \quad (19)$$

O estimador de Lemouzy, que foi utilizado neste trabalho, é uma generalização da fórmula de Guérillot para 3-D, o qual mantém as mesmas regras de utilização de média harmônica no sentido do escoamento e aritmética no sentido perpendicular ao escoamento:

$$\begin{aligned} K_1 &= H_x(A_y(A_z)) = H_x(A_z(A_y)) \\ K_2 &= A_y(A_z(H_x)) = A_z(A_y(H_x)) \\ K_3 &= A_y(H_x(A_z)) \\ K_4 &= A_z(H_x(A_y)) \\ K_{Lemouzy} &= \sqrt[6]{K_1^2 \cdot K_2^2 \cdot K_3 \cdot K_4} \end{aligned} \quad (20)$$

As médias harmônica e aritmética fornecem, respectivamente, os limites inferior e superior da permeabilidade equivalente. Os melhores e mais práticos dos estimadores apresentados são os de Noetinger, Guérillot e Lemouzy.

Os métodos numéricos resolvem por diferenças finitas o campo de pressão envolvido no problema.

O cálculo da permeabilidade absoluta equivalente pelos métodos numéricos depende sensivelmente das condições de fluxo impostas aos limites da célula. Considerando-se que a célula da simulação de fluxo é um paralelepípedo formado pelos blocos da simulação geostatística (com o mesmo formato), impõem-se normalmente, as seguintes condições de fluxo: faces perpendiculares à direção de interesse sobre pressão constante e vazão nula sobre as demais. Para se calcular a permeabilidade equivalente em outra direção, deve-se mudar as condições e repetir o processo. Este tipo de condição supõe, que as células vizinhas, nas direções perpendiculares ao fluxo, são imagens-espelho da célula considerada.

Bonet (1992) observou que a sensibilidade dos resultados dos métodos numéricos à discretização da malha utilizada era alta. Deve-se portanto, para se estar certo do resultado, utilizar uma malha suficientemente refinada, o que eleva grandemente o tempo e a memória de máquina requeridos. Analisando-se os resultados obtidos por Bonet (1992), pode-se concluir que, quando o número de blocos utilizados tende a infinito, a permeabilidade equivalente tende para valores muito próximos aos estimadores citados acima.

4.3 - Simulação de Fluxo

A simulação de fluxo constitui-se atualmente na forma mais precisa, completa e consistente de se prever o desempenho de reservatórios, sob as mais variáveis alternativas de exploração (Mazzocato, 1986).

Os simuladores são, na prática, programas computacionais que podem ser aplicados ao estudo dos mais diversos tipos de reservatórios, com diferentes estratégias de produção.

Os simuladores permitem o estudo do escoamento de fluidos no reservatório pela solução por diferenças finitas das equações que governam o fluxo em meios porosos. Através da solução de grandes conjuntos dessas equações de diferenças finitas, pode-se descrever fluxos uni, bi, ou tridimensionais, transientes e multifásicos, em meios porosos heterogêneos.

Um dos principais fatores que condicionam o sucesso de uma simulação é a descrição geológica do reservatório. Por esta razão, muito se tem estudado nesta área, sendo a geoestatística uma das principais ferramentas existentes atualmente para a melhoria desta descrição.

Existem vários modelos propostos de simulação. Mas para fins práticos, os mais utilizados são o modelo "black-oil" e o modelo composicional. O modelo "black-oil" considera a existência de três componentes no fluxo: óleo morto; gás, que pode existir tanto na forma livre como dissolvido no óleo; e água, que é considerada neutra quanto ao comportamento de fase. Os modelos composicionais são mais sofisticados, permitindo trabalhar-se com vários componentes por fase, e não serão aqui abordados.

Imaginando-se um bloco do meio poroso, suficientemente pequeno para ser considerado homogêneo (Figura 6), pode-se escrever sobre o fluxo de massa de cada um dos componentes:

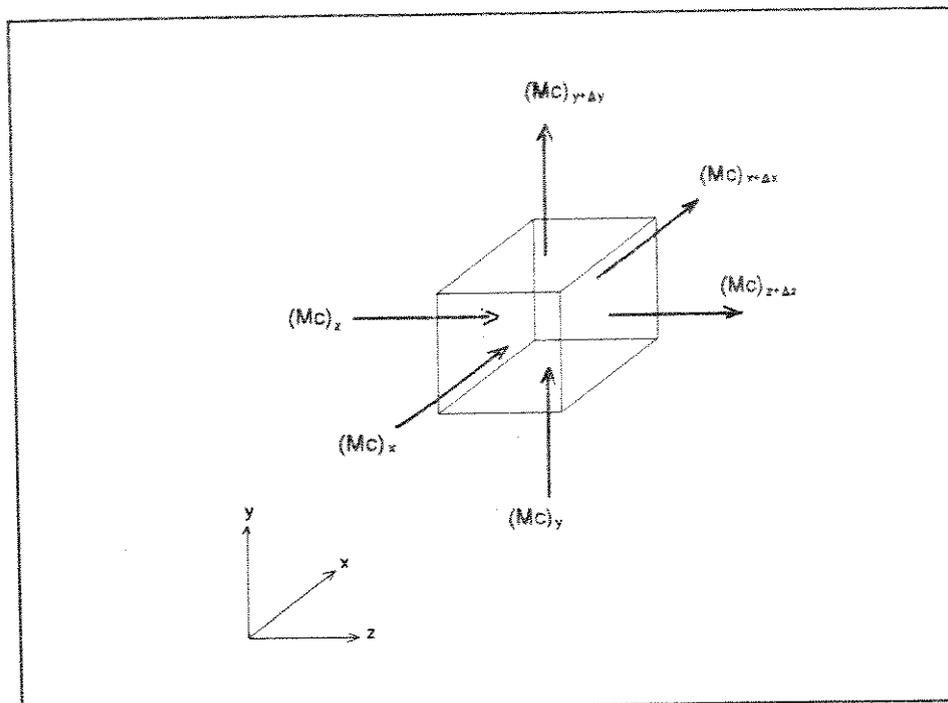


Figura 6 - Bloco elementar de volume poroso

variação de massa = massa que entra - massa que sai

ou:

$$\begin{aligned} & \phi V_b [(C_{co} \rho_o S_o + C_{cg} \rho_g S_g + C_{cw} \rho_w S_w)_{t+\Delta t} - (C_{co} \rho_o S_o + C_{cg} \rho_g S_g + C_{cw} \rho_w S_w)_t] = \\ & = \Delta t [(M_c)_x + (M_c)_y + (M_c)_z] - \Delta t [(M_c)_{x+\Delta x} + (M_c)_{y+\Delta y} + (M_c)_{z+\Delta z}] \\ & - \Delta t [C_{co} Q_o + C_{cg} Q_g + C_{cw} Q_w] \end{aligned}$$

onde:

- ϕ : porosidade;
- V_b : volume do bloco;
- C_{cf} : fração mássica do componente c na fase f ;
- S_f : saturação da fase f no espaço poroso;
- M_c : vazão mássica do componente c através das paredes do bloco;
- f : o, w, g (óleo água e gás, respectivamente);
- Q_f : vazão mássica de produção (>0) ou injeção (<0) da fase f no bloco.

A vazão mássica M_c pode ser substituída por:

$$(M_c)_s = A_s [C_{co} \rho_o v_{os} + C_{cg} \rho_g v_{gs} + C_{cw} \rho_w v_{ws}] \quad (22)$$

onde:

ρ_f : massa específica da fase f;

v_{fs} : vazão volumétrica da fase f por unidade de área normal à direção s;

A_s : área transversal à direção de fluxo s.

Fazendo-se a substituição acima; dividindo-se a equação pelo intervalo de tempo considerado Δt e pelo volume do bloco $V_b = \Delta x \Delta y \Delta z$; e rearranjando-se a equação obtém-se:

$$\begin{aligned} & - \frac{[(C_{co} \rho_o v_o)_{x+\Delta x} - (C_{co} \rho_o v_o)_x]}{\Delta x} - \frac{[(C_{cg} \rho_g v_g)_{x+\Delta x} - (C_{cg} \rho_g v_g)_x]}{\Delta x} \\ & - \frac{[(C_{cw} \rho_w v_w)_{x+\Delta x} - (C_{cw} \rho_w v_w)_x]}{\Delta x} - \frac{[(C_{co} \rho_o v_o)_{y+\Delta y} - (C_{co} \rho_o v_o)_y]}{\Delta y} \\ & - \frac{[(C_{cg} \rho_g v_g)_{y+\Delta y} - (C_{cg} \rho_g v_g)_y]}{\Delta y} - \frac{[(C_{cw} \rho_w v_w)_{y+\Delta y} - (C_{cw} \rho_w v_w)_y]}{\Delta y} \\ & - \frac{[(C_{co} \rho_o v_o)_{z+\Delta z} - (C_{co} \rho_o v_o)_z]}{\Delta z} - \frac{[(C_{cg} \rho_g v_g)_{z+\Delta z} - (C_{cg} \rho_g v_g)_z]}{\Delta z} \\ & - \frac{[(C_{cw} \rho_w v_w)_{z+\Delta z} - (C_{cw} \rho_w v_w)_z]}{\Delta z} \\ & - \frac{C_{co} Q_o}{V_b} - \frac{C_{cg} Q_g}{V_b} - \frac{C_{cw} Q_w}{V_b} = \\ & = \frac{\Phi [(C_{co} \rho_o S_o)_{t+\Delta t} - (C_{co} \rho_o S_o)_t]}{\Delta t} + \frac{\Phi [(C_{cg} \rho_g S_g)_{t+\Delta t} - (C_{cg} \rho_g S_g)_t]}{\Delta t} + \\ & + \frac{\Phi [(C_{cw} \rho_w S_w)_{t+\Delta t} - (C_{cw} \rho_w S_w)_t]}{\Delta t} \end{aligned} \quad (23)$$

No limite, com Δx , Δy , Δz e Δt tendendo a zero, a equação (23) transforma-se na seguinte equação diferencial parcial:

$$\begin{aligned}
 & - \frac{\partial}{\partial x} [C_{co} \rho_o v_{ox}] - \frac{\partial}{\partial x} [C_{cg} \rho_g v_{gx}] - \frac{\partial}{\partial x} [C_{cw} \rho_w v_{wx}] \\
 & - \frac{\partial}{\partial y} [C_{co} \rho_o v_{oy}] - \frac{\partial}{\partial y} [C_{cg} \rho_g v_{gy}] - \frac{\partial}{\partial y} [C_{cw} \rho_w v_{wy}] \\
 & - \frac{\partial}{\partial z} [C_{co} \rho_o v_{oz}] - \frac{\partial}{\partial z} [C_{cg} \rho_g v_{gz}] - \frac{\partial}{\partial z} [C_{cw} \rho_w v_{wz}] \quad (24) \\
 & - \frac{C_{co} Q_o}{V_b} - \frac{C_{cg} Q_g}{V_b} - \frac{C_{cw} Q_w}{V_b} = \\
 & = \Phi \left\{ \frac{\partial}{\partial t} (C_{co} \rho_o S_o) + \frac{\partial}{\partial t} (C_{cg} \rho_g S_g) + \frac{\partial}{\partial t} (C_{cw} \rho_w S_w) \right\}
 \end{aligned}$$

A vazão volumétrica por unidade de área v_b é determinada pela Lei de Darcy, adaptada ao conceito de permeabilidade relativa:

$$v_{fs} = \frac{K_s K_{rf}}{\mu_f} \frac{\partial \Phi_f}{\partial s} \quad (25)$$

onde:

s : direção considerada (x, y, ou z)

Φ : potencial de fluxo da fase f

μ_f : viscosidade da fase f em condições de reservatório.

No modelo "black-oil", define-se o fator volume de formação do óleo B_o pela relação entre o volume de óleo nas condições de reservatório (com o gás dissolvido), e o volume de óleo que se obtém nas condições padrão, quando aquele volume é produzido. Para a água e para o gás, define-se o fator volume de formação como a relação entre os pesos específicos da fase nas condições padrão e nas condições de reservatório.

Nessa formulação, prova-se que as frações mássicas do componente óleo podem ser dadas por:

$$C_{oo} = \frac{\rho_{cso}}{\rho_o B_o}$$

$$C_{og} = 0$$

$$C_{ow} = 0$$

onde:

ρ_{cso} : peso específico do óleo em condições padrão;

ρ_o : peso específico do óleo em condições de reservatório;

e para a água:

$$C_{ww} = 1$$

$$C_{wo} = 0$$

$$C_{wg} = 0$$

A vazão mássica de uma fase pode ser expressa da seguinte forma:

$$Q_f = q_f \rho_{scf} \quad (26)$$

onde q_f é a vazão volumétrica da fase f nas condições padrão.

Substituindo-se as equações (25) e (26) na equação (24) e aplicando-se as definições de fator volume de formação e frações mássicas do óleo e da água, dadas acima, obtém-se a seguinte equação, mais adaptada ao caso prático:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K_x K_{rf}}{B_f \mu_f} \frac{\partial \Phi_f}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{K_y K_{rf}}{B_f \mu_f} \frac{\partial \Phi_f}{\partial y} \right) + \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{K_z K_{rf}}{B_f \mu_f} \frac{\partial \Phi_f}{\partial z} \right) + q_f = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_f}{B_f} \right) \end{aligned} \quad (27)$$

Esta equação pode ser escrita tanto para a água quanto para o óleo, bastando para isso substituir f por "w" ou "o", respectivamente.

Para o caso do componente gás, que pode existir tanto na fase gás quanto dissolvido na fase óleo, as frações mássicas são dadas por:

$$C_{gg} = 1$$

$$C_{go} = \frac{\rho_{cs} R_{s_o}}{\rho_o B_o}$$

$$C_{gw} = 0$$

onde R_{s_o} é a razão de solubilidade do óleo nas condições de reservatório. Neste caso, a equação específica para o gás fica:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(R_{s_o} \frac{K_x K_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} + \frac{K_x K_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial \Phi_g}{\partial x} \right) + \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left(R_{s_o} \frac{K_y K_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} + \frac{K_y K_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial \Phi_g}{\partial y} \right) + \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left(R_{s_o} \frac{K_z K_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} + \frac{K_z K_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial \Phi_g}{\partial z} \right) + \\ & + q_g + \frac{\partial}{\partial t} \left(R_{s_o} \frac{\phi S_o}{B_o} + \frac{\phi S_g}{B_g} \right) \end{aligned} \quad (28)$$

A somatória das saturações é unitária e as diferenças entre as pressões das fases são determinadas pelas curvas de pressão capilar.

Seguindo técnicas semelhantes, desenvolvem-se, também, equações para o modelo de fluxo radial.

As condições de contorno impostas ao problema podem ser de dois tipos: de Newman e de Dirichlet. As de Newman se referem, no limite externo, à condição de fluxo permanente ou nulo (aquífero ou fronteira selada), estabelecido pelo gradiente de pressão na fronteira, ou, no limite interno, pelas condições de produção ou injeção dos poços. As condições de Dirichlet traduzem a especificação de uma pressão constante, nos poços ou no limite externo.

Para a solução das equações apresentadas acima, usa-se, nos simuladores, a técnica de diferenças finitas. Esta técnica consiste em substituir todas as derivadas pelas aproximações de diferença finita, que surgem de uma expansão em série de Taylor da variável dependente. O domínio do espaço é substituído por uma malha de pontos

discretos e o domínio do tempo, por incrementos variáveis. As equações de diferenças, assim obtidas, devem ser resolvidas em cada intervalo de tempo, para cada fase e para cada nó da simulação.

Tais equações são não-lineares, pois possuem termos, como as permeabilidades relativas e os fatores volume de formação, que são dependentes das soluções das pressões e das saturações. Para o tratamento dessas não linearidades existe uma série de métodos (Aziz & Settari, 1979). Com a utilização desses métodos, modela-se o fluxo no reservatório através de sucessivas soluções de grandes sistemas de equações lineares, os quais podem ser resolvidos por métodos diretos ou iterativos.

É para a construção dessas equações, que devem ser conhecidas todas as propriedades do sistema, antes da simulação. Algumas das propriedades mais importantes são: porosidades, permeabilidades absolutas nas três direções, relações entre as permeabilidades relativas de cada fase e a saturação (curvas de permeabilidade relativa), relações entre as propriedades dos fluidos e a pressão (curvas PVT de R_s , B_o , μ_o), compressibilidades, etc. Além disso, devem-se estabelecer, as condições iniciais de pressão e saturação, assim como as condições de fronteira.

5 - SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA

A primeira fase deste trabalho consistiu na geração de imagens estocásticas da distribuição de litofácies dentro da região tomada para o estudo.

A seguir, serão apresentados o algoritmo do programa utilizado, a malha que foi definida para a simulação geoestatística, o processo de análise discriminante, necessário para a determinação das litofácies nos poços, os procedimentos adotados para a variografia, e os resultados obtidos.

5.1 - Algoritmo de Simulação

O programa original utilizado na simulação estocástica da distribuição de litofácies baseava-se na técnica de krigagem dos componentes principais das variáveis indicadoras (IPCK). Foram feitas algumas modificações no programa, visando torná-lo mais adequado ao caso estudado. Estas foram as principais modificações realizadas:

- (a) leitura de uma matriz de domínio para a definição da região a ser simulada, evitando-se a simulação em nós inativos;
- (b) consulta a uma tabela de probabilidades de ocorrência de fácies em cada nó, em função da distância ao topo do reservatório, evitando, assim, a estacionariedade vertical;

(c) verificação da coincidência entre nós simulados e dados condicionantes na mesma posição, para se evitar a ocorrência de matrizes singulares, observada nas krigagens do programa original.

A Figura 7 mostra o fluxograma simplificado do programa após as modificações. As variáveis que aparecem no fluxograma, com os valores utilizados entre parênteses, são:

- sim(i) - é um vetor, no qual cada elemento corresponde a um nó e que, no final do programa, conterà os códigos das litofácies simuladas (-1,0,1,2,3);
- unest - código que, na saída do programa, indica que o nó não pôde ser simulado por não possuir, em sua vizinhança, o número de dados condicionantes desejado pelo usuário (-1);
- nclose - número de dados condicionantes encontrados na vizinhança do nó a ser simulado;
- ndmin - número mínimo de dados condicionantes exigido para a simulação do nó (0);
- ndmax - número máximo de dados condicionantes a ser utilizado nas krigagens (3);
- ncnode - número de nós com valor já atribuído, encontrados na vizinhança do nó a ser simulado;
- nodmax - número máximo de nós com valor já atribuído, que se deseja utilizar nas krigagens (16).

λ - pesos calculados pelo sistema de equações da krigagem.

Além do arquivo de parâmetros, são lidos: um arquivo com a matriz ortogonal do reservatório A_{res} , um arquivo com os dados condicionantes na forma "x, y, z, zval" (zval = código da litofácies), uma tabela de proporções entre as fácies, em função da distância ao topo do reservatório e uma matriz de domínio.

A matriz ortogonal informada deve conter em suas colunas os autovetores que serão usados para a transformação em componentes principais, das informações na forma indicadora. No final da simulação de cada nó, essa matriz é novamente utilizada para a transformação inversa dos componentes principais krigados, em probabilidades de ocorrência de cada litofácies.

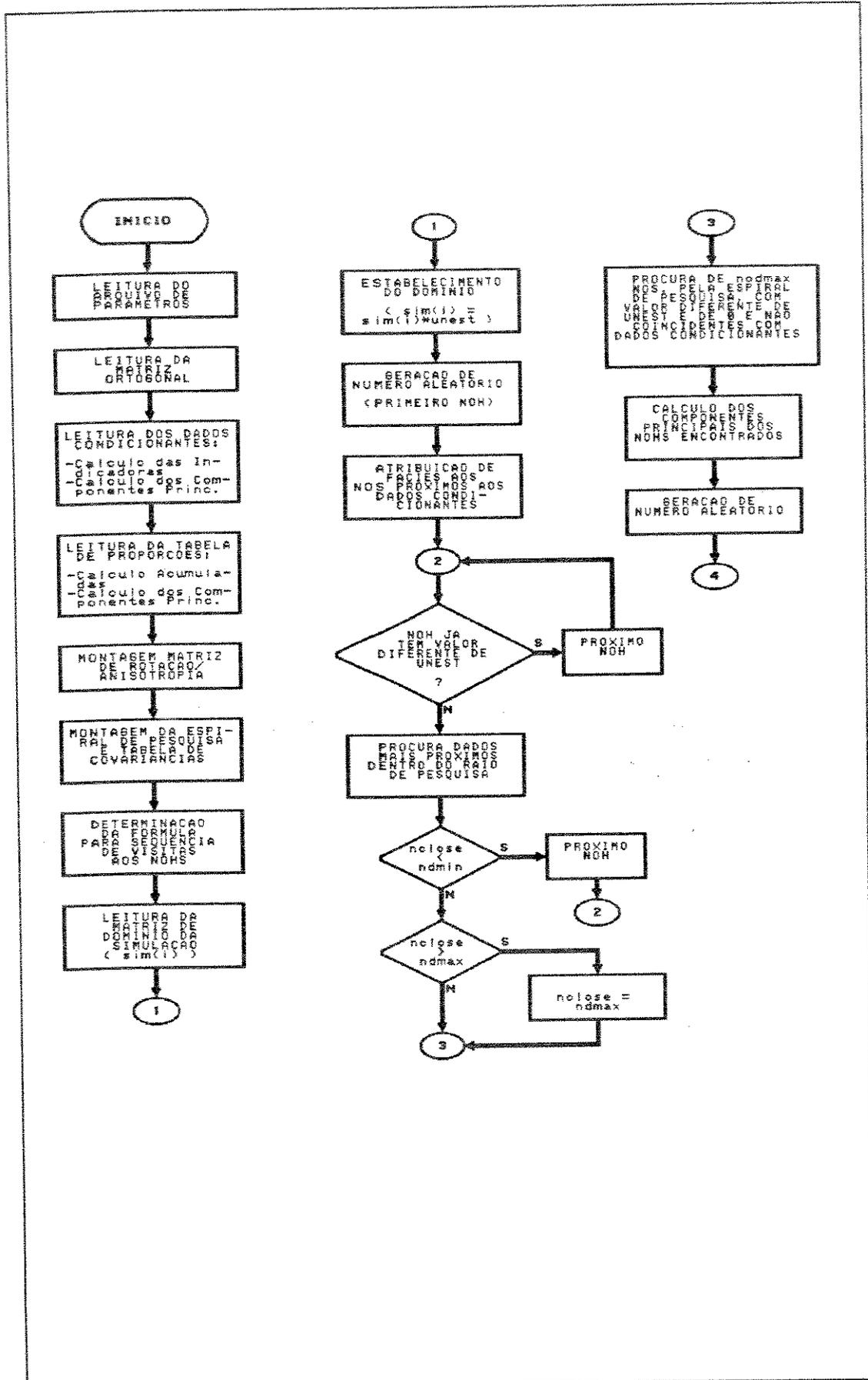


Figura 7 - Fluxograma do programa utilizado

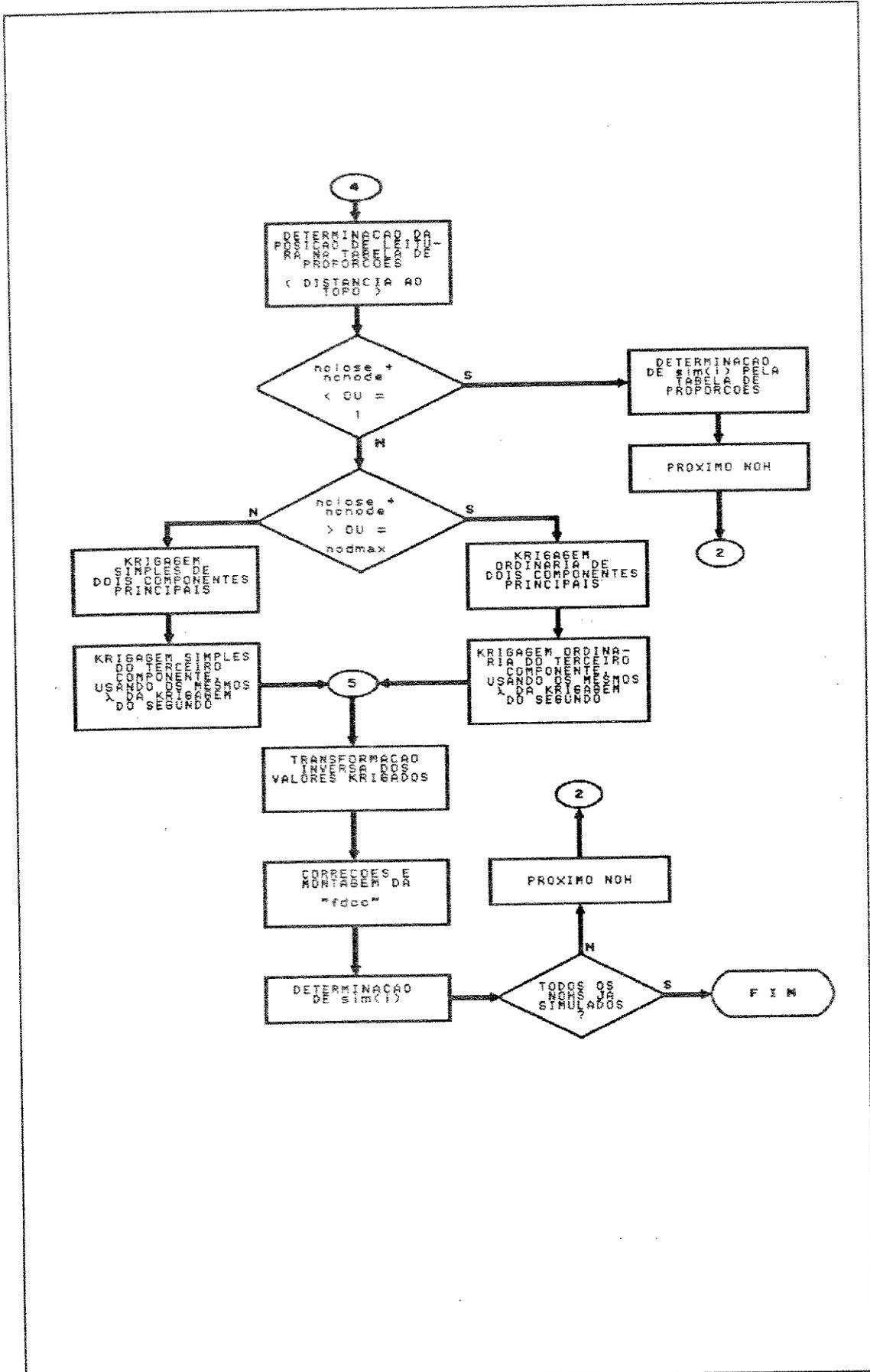


Figura 7 - (continuação)

A matriz de domínio deve ter exatamente a mesma disposição da matriz de nós simulados gerada pelo programa, com "1" correspondendo aos nós que serão simulados e "0" aos nós que não devem ser simulados.

O arquivo com a tabela de proporções deve possuir uma coluna com profundidades em relação ao topo do reservatório e uma coluna com as proporções de cada uma das litofácies que devem ser obedecidas na simulação, para aquele nível estratigráfico. Para que a simulação obedeça essas proporções, a tabela é usada tanto para a simulação direta dos nós com $(n_{close} + n_{node}) \leq 1$, como para a determinação das médias dos componentes principais a serem usadas nas krigagens simples.

Os parâmetros de comparação para a determinação do tipo de krigagem que aparecem no fluxograma foram os que proporcionaram uma relação considerada adequada, no caso presente, entre o número de krigagens ordinárias, krigagens simples, e determinação direta a partir da tabela de proporções.

5.2 - Definição da Malha

No capítulo 2, foi mostrado o mapa de topo da zona 800 do Campo de Canto do Amaro (Figura 4). Neste mapa, os poços representados por um círculo preto foram completados no reservatório, enquanto que os demais produzem de outras zonas do campo. Podemos observar que a acumulação de óleo está delimitada por falhas a SW e NW e por um contato óleo-água (O/A) na direção do mergulho da camada em direção a E. A falha que passa entre os poços CAM-155 e CAM-295 é de pequeno rejeito e não foi considerada.

Para efeito de simplificação, foi admitido que a área de drenagem do poço CAM-155 corresponde ao quadrado hachurado de 280 m por 280 m que aparece na figura. Além desse quadrado, entra-se na área de drenagem dos outros poços produtores do reservatório (31, 34 e 346) ou aproxima-se o contato a SE. Esta área de drenagem corresponde à porção do reservatório que foi considerada nas simulações geoestatísticas e na simulação de fluxo.

No poço estudado, observa-se, a partir do topo do reservatório a 919,0 m de profundidade, um intervalo de 11,0 m, saturado com óleo e outro de 32,0 m, saturado com água, com um contato relativamente abrupto na profundidade de 930,0 m. Este poço foi canhoneado, na sua completação, no intervalo 924,5-927,0 m, ou seja, 3 m acima do contato óleo-água. O modelo utilizado na simulação de fluxo tem seu topo na profundidade do topo do reservatório no poço CAM-295, que é o mais alto da área e a base na própria base do intervalo poroso no CAM-155. Em valores relativos ao nível do mar, estas profundidades correspondem, respectivamente, a -876,0 m e -925,0 m.

Como o reservatório mergulha na direção do CAM-295 ao CAM-155, o modelo simulado abrange um grande volume de rocha que não é reservatório e que é representado no modelo através de células inativas.

Antes de se iniciar a definição dos blocos da simulação geoestatística, foi realizada uma análise das dimensões dos corpos das diversas litofácies encontradas no afloramento da face esquerda do Km 99. Em termos de unidades de fluxo, foi observado que os corpos com as menores dimensões pertenciam à eletrofácies "3" (lamitos impermeáveis). A tabela I mostra os resultados da análise estatística desta unidade de fluxo.

Tabela I - Estatística univariada dos corpos de lamito

	COMPRIMENTO (m)	ALTURA (m)
média (m)	5,20	0,27
máximo (m)	21,25	0,60
mínimo (m)	1,30	0,10
desvio padrão (m)	4,43	0,12

Observa-se na tabela que o comprimento e a altura dos lamitos podem ser tão pequeno quanto 1,30 m e 0,10 m, respectivamente. Procurando-se uma malha que pudesse representar da melhor maneira possível a heterogeneidade encontrada sem, com

isto, utilizar um número excessivo de blocos, chegou-se às dimensões de 2,5 m por 2,5 m, na direções horizontais, e 0,25 m, na direção vertical. Estes blocos podem representar adequadamente a maioria dos corpos com dimensões horizontais menores que as médias das distribuições encontradas.

Como, para permitir a localização do poço em um bloco central, era necessário um número ímpar de blocos nas direções horizontais, adotou-se uma área de simulação de 282,5 x 282,5 m, com 113 x 113 blocos. Na direção vertical, a simulação geoestatística foi realizada entre a profundidade do topo do modelo a -876,0 m e a profundidade de -900,0 m, localizada 7,0 m abaixo do contato óleo água (-893,0 m). Foram utilizadas, na simulação condicional, 96 camadas de 113 x 113 blocos, resultando em um total de 1.225.824 blocos, entre ativos e inativos.

A matriz de domínio foi necessária para informar ao programa quais seriam aqueles blocos acima do topo do reservatório que deveriam ser inativos. Para isso, foi realizada uma krigagem ordinária bidimensional do topo do reservatório na área de drenagem. O variograma para essa krigagem foi obtido a partir dos poços próximos à região de interesse. O arquivo de saída dessa krigagem foi utilizado para a construção da matriz de domínio, com "1" para os blocos abaixo do topo krigado e "0" para os blocos acima. A Figura 8 mostra em perspectiva, o volume de rocha que foi considerado na simulação condicional, podendo-se observar o topo do reservatório, a localização dos poços e o sistema de coordenadas adotado em todo o trabalho.

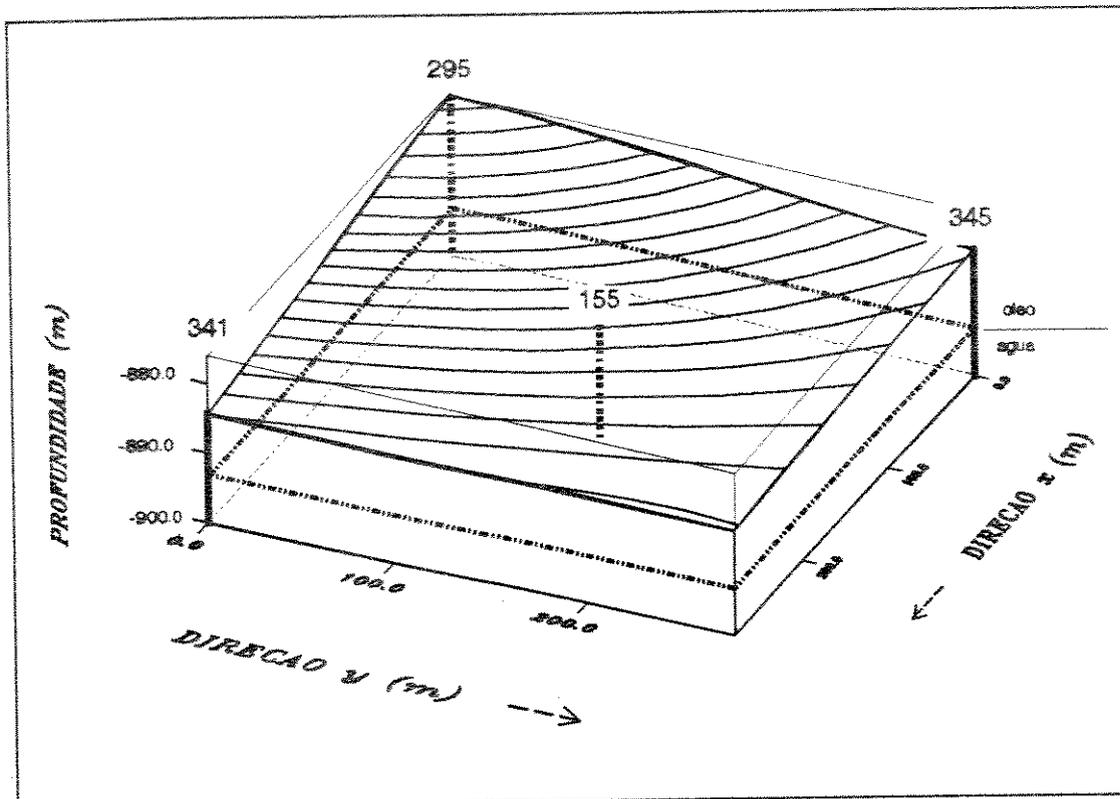


Figura 8 - Modelo da simulação estocástica

5.3 - Análise Discriminante

Disponha-se, como fonte de informações para a simulação condicional, dos perfis do poço CAM-155 e de seus vizinhos: 295, 341, 345 e 346. Os três últimos, embora não sejam produtores do reservatório, foram também perfilados na zona 800 e poderiam, portanto, ser utilizados como dados condicionantes. Os dados condicionantes deveriam consistir no conhecimento das litofácies existentes em cada bloco atravessado pelos poços, e não nas variáveis analógicas perfiladas. Portanto, foi necessário um processo de análise discriminante para a determinação das litofácies, tendo-se conhecimento dos valores das variáveis perfiladas em cada profundidade.

Para se desenvolver uma análise discriminante, necessita-se de algum intervalo do reservatório que tenha sido perfilado e testemunhado, para que se possa encontrar

relações entre as litofácies reconhecidas em testemunho e as variáveis perfiladas. Neste caso, o CAM-032, localizado 630 m a SW do poço estudado (Figura 4), é o único poço testemunhado na zona 800, com 18 m de testemunhagem.

Para a análise discriminante, procurou-se reconhecer, no testemunho, litofácies que fossem coerentes com as litofácies observadas no afloramento do Km 99, o que foi possível devido à semelhança entre os ambientes deposicionais. Essa coerência é necessária para justificar a aplicação de parâmetros da variografia do afloramento na simulação do reservatório.

Nos estudos realizados nesses afloramentos (Becker *et alii*, 1992b), foram identificadas as seguintes litofácies:

- "1" - conglomerado arenoso;
- "2" - conglomerado intraformacional/diamictito;
- "3" - arenito grosso conglomerático;
- "4" - arenito grosso com estratificação cruzada;
- "5" - arenito grosso com estratificação plano-paralela;
- "6" - arenito grosso maciço;
- "7" - arenito médio;
- "8" - arenito fino;
- "9" - lamito, siltito e arenito muito fino argiloso.

Denomina-se *eletrofácies* a um conjunto de litofácies que não podem ser discriminadas umas das outras, através de perfis.

As litofácies definidas acima foram estudadas, juntamente com perfis de poços rasos perfurados nas proximidades dos afloramentos, através de análise multivariada. Nesta análise, as litofácies foram agrupadas em três eletrofácies, identificáveis através de perfis e agrupando litofácies com propriedades petrofísicas semelhantes. Concluiu-se que o melhor agrupamento possível é o seguinte:

eletrofácies "1": litofácies "1" a "6" (conglomerado a arenito grosso);

eletrofácies "2": litofácies "7" e "8" (arenito médio a fino);

eletrofácies "3": litofácies "9" (lamito, siltito e arenito muito fino argiloso).

O testemunho do CAM-032 foi, então, analisado, procurando-se associar intervalos de profundidade com as litofácies correspondentes. Além das litofácies originais, foram encontradas as seguintes variações: litofácies "4" argilosa ("4a"), litofácies "7" argilosa ("7a") e litofácies "8" argilosa e cimentada ("8ac").

A análise multivariada realizada com os dados do testemunho e com os perfis do mesmo poço manteve o agrupamento original do estudo do afloramento, incluindo as três variações observadas na eletrofácies 2. A Figura 9 mostra fotomicrografias da litofácies "4" (eletrofácies "1") e da litofácies "8ac" (eletrofácies "2").

Conhecendo-se as eletrofácies correspondentes a cada profundidade do poço CAM-032 na zona 800 e dispondo-se dos perfis de Raio Gama (GR), Neutrão (ϕ_N) e Porosidade do Densidade (ϕ_D), foi realizada a análise discriminante para a determinação de funções, envolvendo essas variáveis, tais que, quando aplicadas aos perfis dos outros poços do reservatório, pudessem estimar as suas eletrofácies.

Na Figura 10 são mostrados os perfis elétricos do CAM-032 e os perfis de eletrofácies observadas no testemunho e obtidas pela aplicação da análise discriminante. As discrepâncias observadas entre 900,0 e 905,0 m são explicadas por desmoronamentos do poço, identificados no perfil "caliper" nestas profundidades. Observa-se que no restante do perfil os resultados também não são tão bons quanto se poderia desejar. Isso pode ser atribuído à pouca extensão do intervalo testemunhado, o que teria prejudicado a análise discriminante, devido à pouca quantidade de dados. De qualquer modo, a análise discriminante foi considerada a melhor maneira para uma discriminação prévia das eletrofácies dos poços envolvidos com o estudo.

Para a aplicação da análise discriminante, foi elaborado um programa para interpolar as variáveis de perfis, que são fornecidas com intervalos de 0,2 m, nas profundidades médias das camadas utilizadas na simulação condicional, as quais possuem 0,25 m de espessura. Após a interpolação, o programa aplicava a função discriminante da eletrofácies "1" e, quando necessário, a função discriminante entre eletrofácies "2" e "3", obtendo-se assim a eletrofácies mais provável para cada bloco atravessado pelo poço. Este procedimento foi realizado nos 5 poços mais importantes para o condicionamento da simulação: CAM-155, CAM-295, CAM-341, CAM-345 e CAM-346. Como os resultados nem sempre estavam totalmente coerentes com a observação visual dos perfis, houve alguns pontos em que correções, alterando eletrofácies 2 para eletrofácies 3, foram necessárias. A Figura 11 mostra os perfis e a análise discriminante do CAM-155 após as correções.

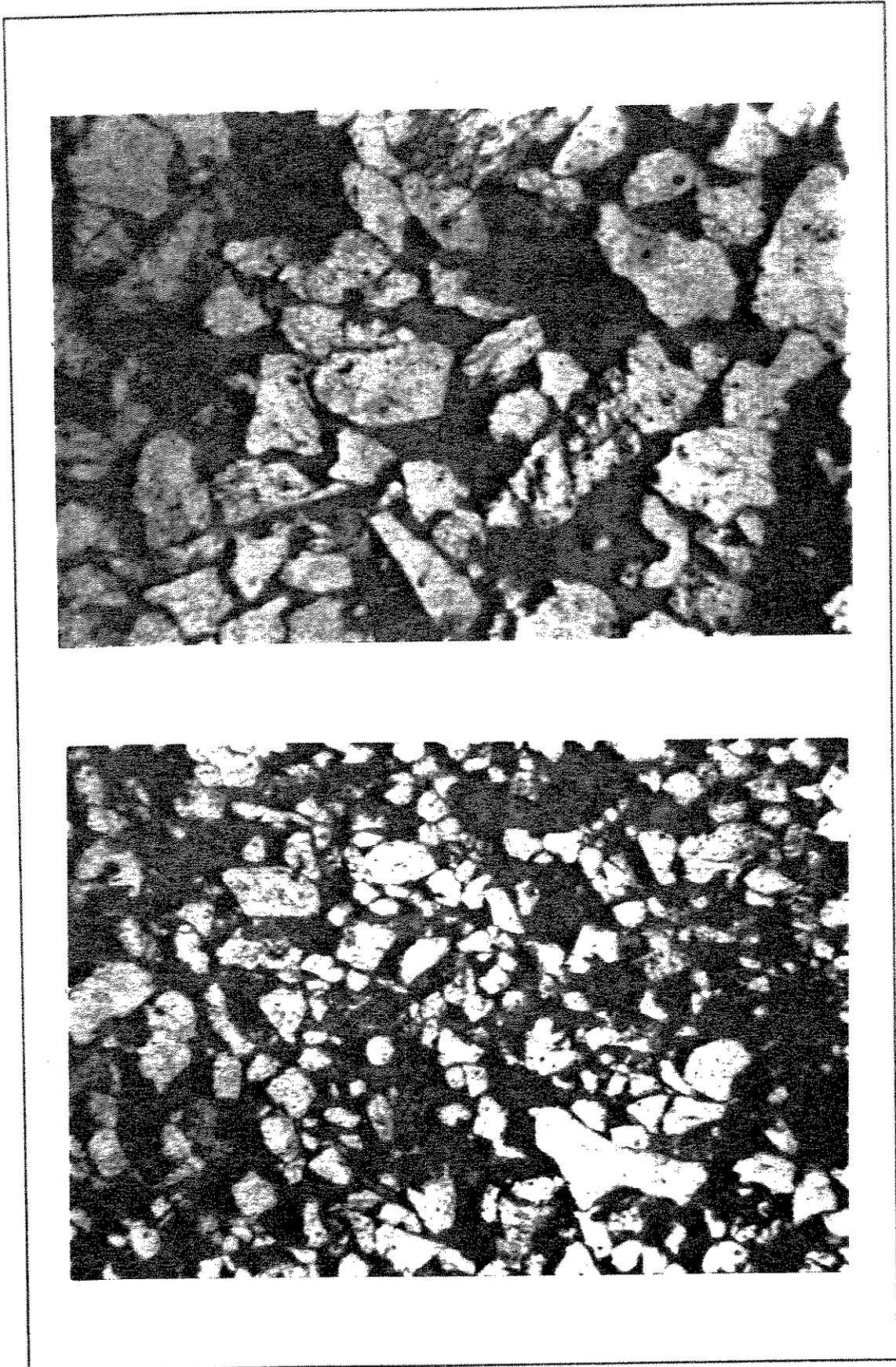


Figura 9 - Fotomicrografias: a) litofácies "4"; b) litofácies "8ac" (30x)

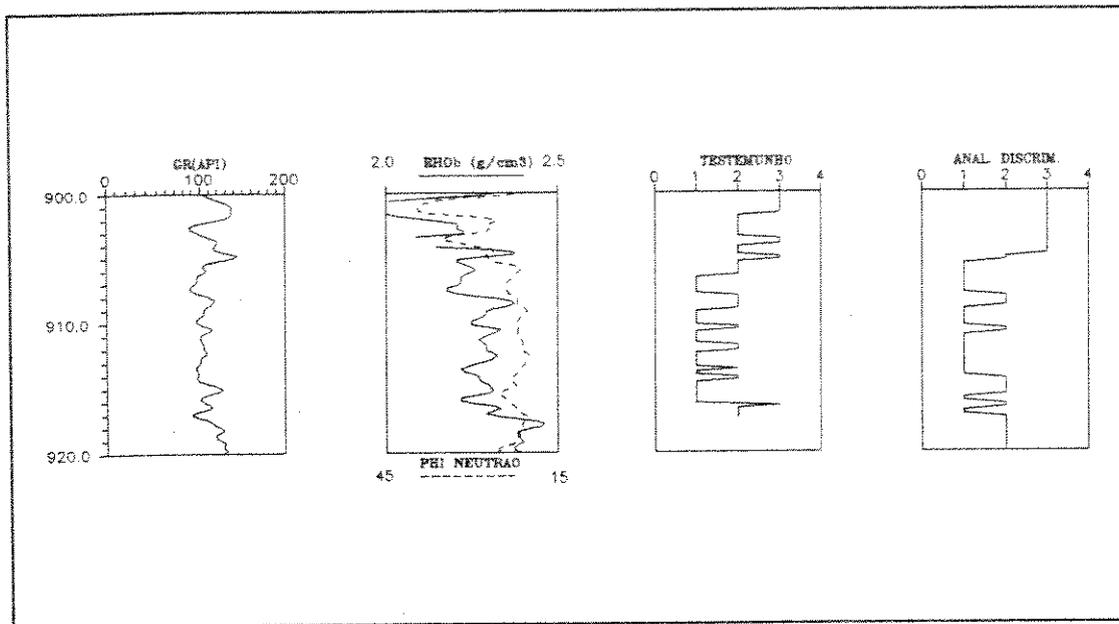


Figura 10 - Perfis, eletrofácies reais e eletrofácies discriminadas do poço CAM-032

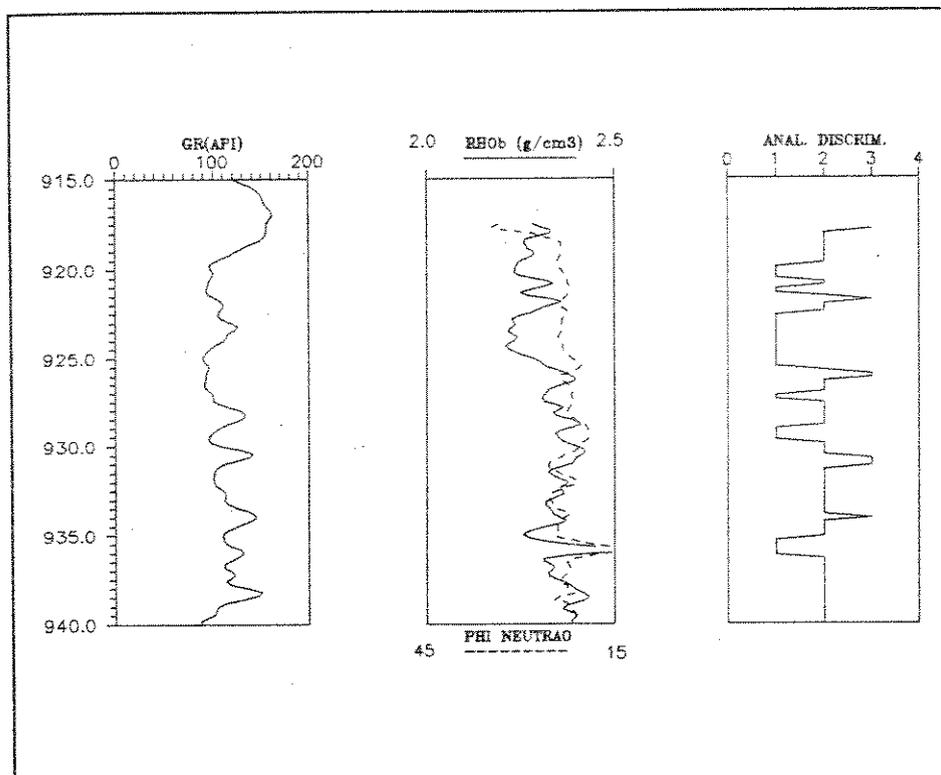


Figura 11 - Perfis e análise discriminante do poço CAM-155

5.3 - Curvas Verticais de Probabilidades

O programa utilizado na simulação estocástica permitia, originalmente, que fossem informadas as proporções globais de cada fácies. Estas proporções eram obedecidas através de sua aplicação na simulação de nós com poucas informações ou da utilização de seus componentes principais como médias das krigagens simples.

Com a intenção de melhorar o modelo geoestatístico, foi realizada uma modificação no programa, para que se pudesse informar as proporções desejadas em cada nível estratigráfico do modelo, considerando assim, as variações mais importantes no nível de energia do sistema deposicional. O nível estratigráfico de um nó é, na simulação, a distância vertical até o topo do reservatório, a qual é determinada pela matriz de domínio.

Para a construção da tabela de proporções, deve-se conhecer as litofácies existentes em muitos pontos de cada nível estratigráfico. No caso em estudo, só se dispunha de informações de 5 poços (155, 295, 341, 345, 346), o que levaria a uma média pouco significativa. Para contornar esse problema, optou-se pela média móvel na direção vertical, permitindo assim, a utilização de vários pontos de um mesmo poço em cada nível. Este procedimento multiplica o número de elementos envolvidos na média e suaviza a curva obtida.

A Figura 12 mostra as curvas de proporções obtidas quando se utiliza uma janela vertical de 3 camadas (0,75 m) e de 11 camadas (2,75 m). Para as simulações realizadas, as curvas referentes a diferentes números de camadas foram comparadas visualmente, tendo-se optado pela de 11 camadas por apresentar a melhor acomodação entre suavidade e apresentação de um padrão de distribuição bem definido.

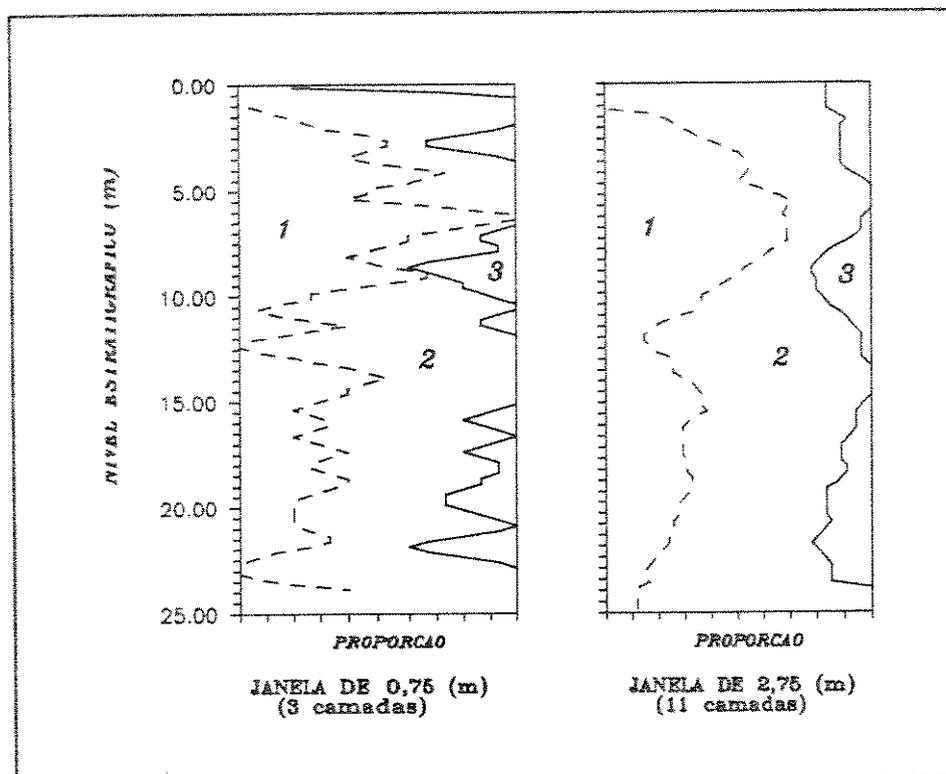


Figura 12 - Curvas verticais de proporções entre eletrofácies

5.5 - Matrizes Ortogonais

Na simulação geoestatística através dos componentes principais das variáveis indicadoras, faz-se uma krigagem para cada componente principal, em cada nó simulado. Essas krigagens usam os pesos λ_{α} , que são calculados pelo sistema de equações da krigagem, o qual é montado a partir dos variogramas. Portanto, as variáveis que devem ser variografadas neste tipo de simulação são os componentes principais das indicadoras.

O primeiro passo nesta simulação é a determinação da matriz ortogonal \mathbf{A} , que é utilizada na transformação das variáveis indicadoras em componentes principais (CP). De acordo com a teoria da krigagem através dos CP, admitiu-se que a independência entre os CP determinados para uma separação $\mathbf{h} = \mathbf{0}$ estende-se para qualquer separação diferente de zero. Neste caso, pode-se lançar mão das seguintes propriedades definidas na revisão teórica:

$$\begin{aligned}
 C(0; l_k l_{k'}) &= p_k \cdot (1 - p_{k'}) & \text{se } k = k' \\
 C(0; l_k l_{k'}) &= -p_k \cdot p_{k'} & \text{se } k \neq k'
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

No caso em estudo, deve-se calcular as proporções globais esperadas na simulação das três eletrofácies consideradas. Para isso, utilizaram-se os resultados da análise discriminante, computando-se as eletrofácies existentes nos poços envolvidos na simulação, entre o topo do reservatório e a profundidade relativa da base do modelo (-900,0 m). Obtiveram-se, deste modo, as seguintes proporções relativas às eletrofácies "1", "2" e "3": 0,3701; 0,5275 e 0,1024.

Com as proporções das eletrofácies, construiu-se, a partir de (3), a seguinte matriz de covariâncias para o reservatório:

$$C_{res} = \begin{bmatrix} 0,233126 & -0,195228 & -0,037898 \\ -0,195228 & 0,249244 & -0,054016 \\ -0,037898 & -0,054016 & 0,091914 \end{bmatrix}
 \tag{29}$$

A decomposição desta matriz de covariâncias resulta na seguinte matriz ortogonal:

$$A_{res} = \begin{bmatrix} 0,68731 & 0,44076 & 0,57735 \\ -0,72536 & 0,37485 & 0,57735 \\ 0,03805 & -0,81516 & 0,57735 \end{bmatrix}
 \tag{30}$$

As colunas desta matriz correspondem aos componentes dos três autovetores da decomposição, que, multiplicados escalarmente pelos vetores $I(x)$ das indicadoras, dão os componentes principais $Y_k(x)$. Assim, considerando-se a matriz de covariâncias do reservatório, transformam-se as variáveis indicadoras em CP por:

$$\begin{aligned}
 Y_1(x) &= 0,68731 \cdot I_1(x) - 0,72536 \cdot I_2(x) + 0,03805 \cdot I_3(x) \\
 Y_2(x) &= 0,44076 \cdot I_1(x) + 0,37484 \cdot I_2(x) - 0,81561 \cdot I_3(x) \\
 Y_3(x) &= 0,57735 \cdot I_1(x) + 0,57735 \cdot I_2(x) + 0,57735 \cdot I_3(x)
 \end{aligned}
 \tag{31}$$

onde $I_n(x)$ corresponde à indicadora da eletrofácies "n" na locação x . Como uma das indicadoras é sempre 1, enquanto as outras são 0, o terceiro componente $Y_3(x)$ é constante, igual a 0,57735, dispensando portanto a sua variografia.

Os autovalores da decomposição, os quais representam as variâncias dos três CP, são: 0,4370; 0,1372 e zero.

O modelo variográfico para a simulação geoestatística não foi desenvolvido com base nas informações do reservatório, mas sim, nas informações dos afloramentos da Formação Açu.

Aplicando-se a técnica de ACP aos dados do afloramento, foi possível a variografia de seus componentes principais. Entretanto, a matriz de transformação de indicadores para CP, assim definida, não era exatamente a mesma do reservatório, levando a diferentes definições de componentes principais. Portanto, antes de se aplicar o modelo variográfico, foi necessário verificar se esta diferença era significativa.

Como o afloramento utilizado para a variografia (Km 99) possui faces nos dois lados da rodovia, adotou-se o procedimento de se analisar simultaneamente as duas faces, tanto para a análise de proporções, quanto para a variografia, como será explicado posteriormente.

As proporções das eletrofácies "1", "2" e "3", observadas no afloramento são as seguintes: 0,839; 0,145 e 0,016. Estas proporções resultam na seguinte matriz de covariâncias para $h = 0$:

$$C_{aft} = \begin{bmatrix} 0,135079 & -0,121655 & -0,013424 \\ -0,121655 & 0,123975 & -0,002320 \\ -0,013424 & -0,002320 & 0,015744 \end{bmatrix} \quad (32)$$

a qual, quando decomposta, gera a seguinte matriz ortogonal:

$$A_{aft} = \begin{bmatrix} 0,72368 & 0,37808 & 0,57735 \\ -0,68927 & 0,43769 & 0,57735 \\ -0,03441 & -0,81577 & 0,57735 \end{bmatrix} \quad (33)$$

com os autovalores: 0,2516; 0,0232 e zero.

Quando a teoria da ACP é aplicada a este caso, em que temos três variáveis indicadoras linearmente dependentes ($\sum I = 1$), existe um plano no sistema de coordenadas das indicadoras, dentro do qual estão contidos todos os pontos da "população". Como, por definição, as coordenadas das indicadoras só assumem as posições (0,0,1), (0,1,0) e (1,0,0), este plano corresponde exatamente ao plano que passa por esses três pontos. Os eixos correspondentes aos dois primeiros CP definem outro

plano, paralelo ao primeiro, o qual é chamado de plano principal. Sobre o plano principal podem ser projetados todos os pontos da "população" (Figura 13). As posições dos eixos principais neste plano são definidas pelos dois primeiros autovetores da decomposição.

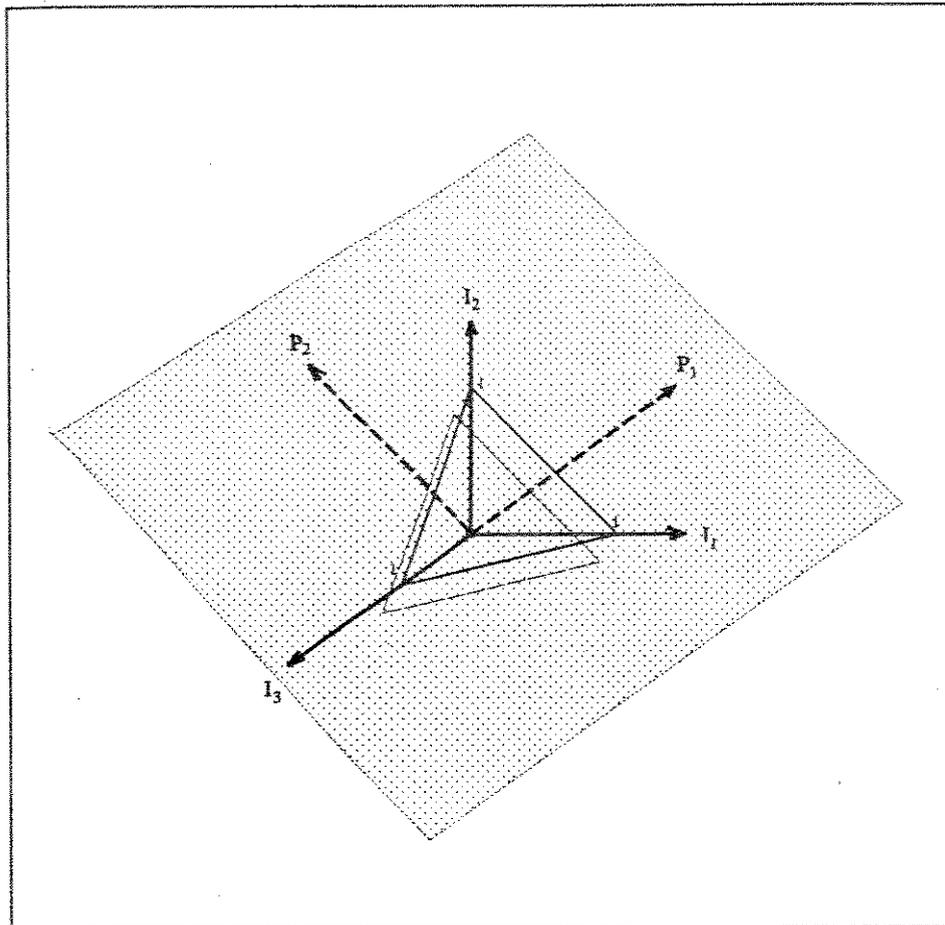


Figura 13 - Sistemas de eixos das indicadores e dos componentes principais

Na Figura 14, estão "plotados" os pontos correspondentes às três eletrofácies, no plano principal definido pela matriz ortogonal do afloramento. A Figura 15 mostra os mesmos pontos, plotados agora no plano definido pela matriz do reservatório. A Figura 16 mostra a sobreposição dos dois planos, onde pode-se observar que não são significativas as diferenças entre as definições. Isso justifica a aplicação dos modelos variográficos ajustados com os dados do afloramento na simulação condicional do reservatório.

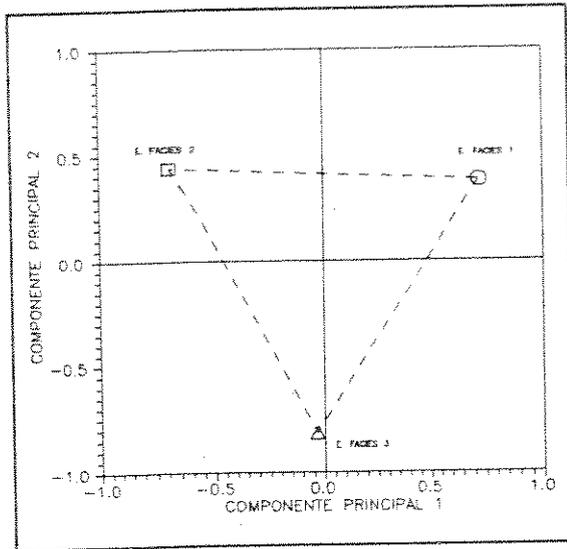


Figura 14 - Plano principal do afloramento

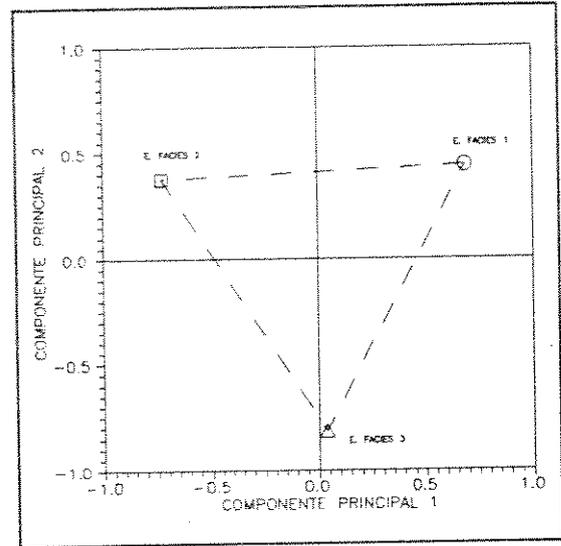


Figura 15 - Plano principal do reservatório

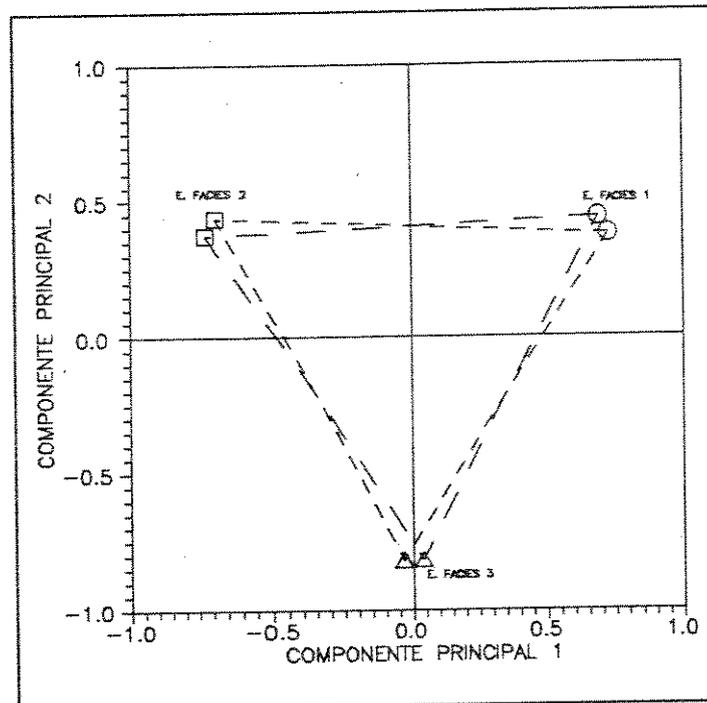


Figura 16 - Sobreposição dos planos principais

5.6 - Variografia

O afloramento do Km 99 corresponde a exposições nos dois lados da rodovia BR-304, com extensão lateral de 380 m e altura variável, atingindo um máximo de 7 m.

No projeto que estuda esses afloramentos, foram criados painéis foto-faciológicos a partir de imagens e descrições. Estes painéis consistem em fotografias emendadas lado a lado, com cerca de seis metros de comprimento e dez centímetros de altura, sobre as quais se aderiram folhas de acetato com a descrição faciológica das áreas fotografadas, criando-se assim seções geológicas da formação.

Através da digitalização destas seções, criaram-se arquivos tipo ASCII ("American Standard Code for Information Interchange"), chamados BITMAPS, com códigos numéricos que representam as litofácies em uma malha de 5 x 5 cm (Figura 17).

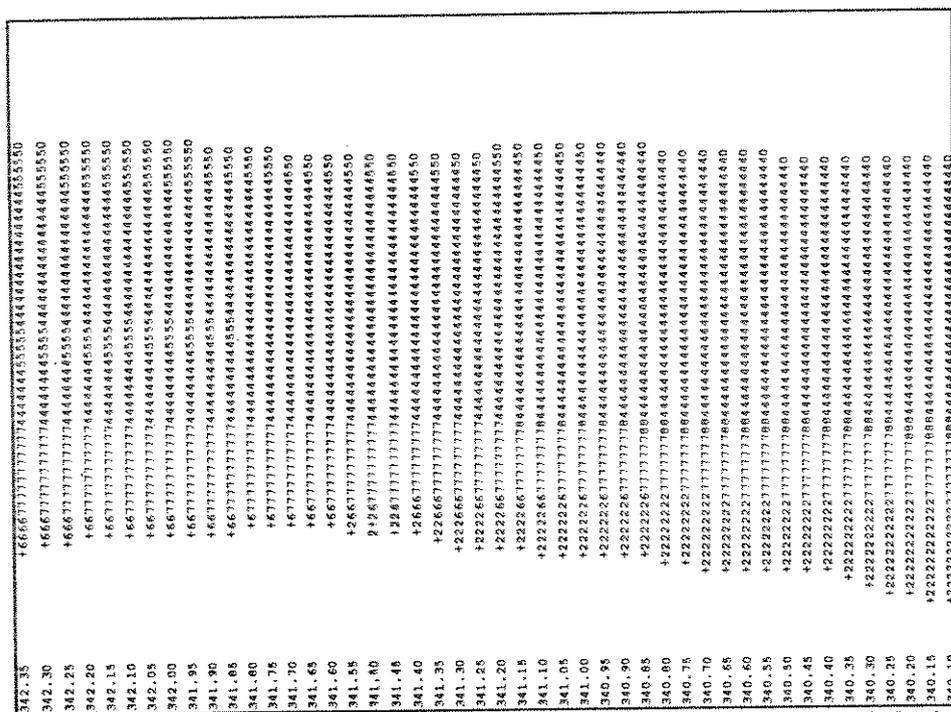


Figura 17 - Trecho do arquivo BITMAP do Km 99 / lado esquerdo

Foi observado que as seções do Km 99 não estavam perfeitamente alinhadas ao mergulho estratigráfico da formação. Como se desejava variografar nas direções

principais de variabilidade, com um algoritmo para malhas regulares, foi necessária uma rotação da malha, para compensar o ângulo existente.

Como as variáveis a serem variografadas eram as indicadores das eletrofácies e seus componentes principais, o próximo passo foi a transformação dos códigos das litofácies em códigos de eletrofácies, conforme o agrupamento definido na análise discriminante, seguido da transformação em variáveis indicadoras.

Realizaram-se semivariogramas horizontais e verticais das indicadoras, nas duas faces do afloramento. A seguir, foram calculados semivariogramas médios entre as duas faces, ponderando-se os valores $\gamma(\mathbf{h})$, em cada passo \mathbf{h} , pelo número de pares encontrados em cada face. A Figura 18 mostra os semivariogramas médios das três variáveis indicadoras, nas direções horizontal e vertical.

Pode-se observar nestes semivariogramas uma amplitude horizontal em torno de 40 m, tanto para a eletrofácies de conglomerados e arenitos grossos (I_1), quanto para arenito médio e fino (I_2). Para a eletrofácies correspondente aos lamitos (I_3), a amplitude é menor que 10 m. Nos semivariogramas verticais as amplitudes para as duas primeiras eletrofácies estão em torno de 1,5 m. Para a eletrofácies "3", a amplitude ficou menor que o menor passo utilizado (0,15 m). É interessante notar que as amplitudes horizontais são muito menores que os espaçamentos entre os poços, mostrando assim a impossibilidade de se modelar adequadamente um reservatório deste tipo, somente com as informações disponíveis nos poços perfurados.

Os patamares observados nos semivariogramas horizontais para as eletrofácies "1", "2" e "3" são aproximadamente: 0,147; 0,133 e 0,019; para a direção vertical são: 0,125; 0,108 e 0,015. As variâncias obtidas pela primeira propriedade mostrada em (3) são: 0,135; 0,124 e 0,016. Vemos, portanto, que a direção horizontal tende a ter uma variabilidade um pouco maior que as variâncias, para as três eletrofácies, enquanto o contrário ocorre com a direção vertical.

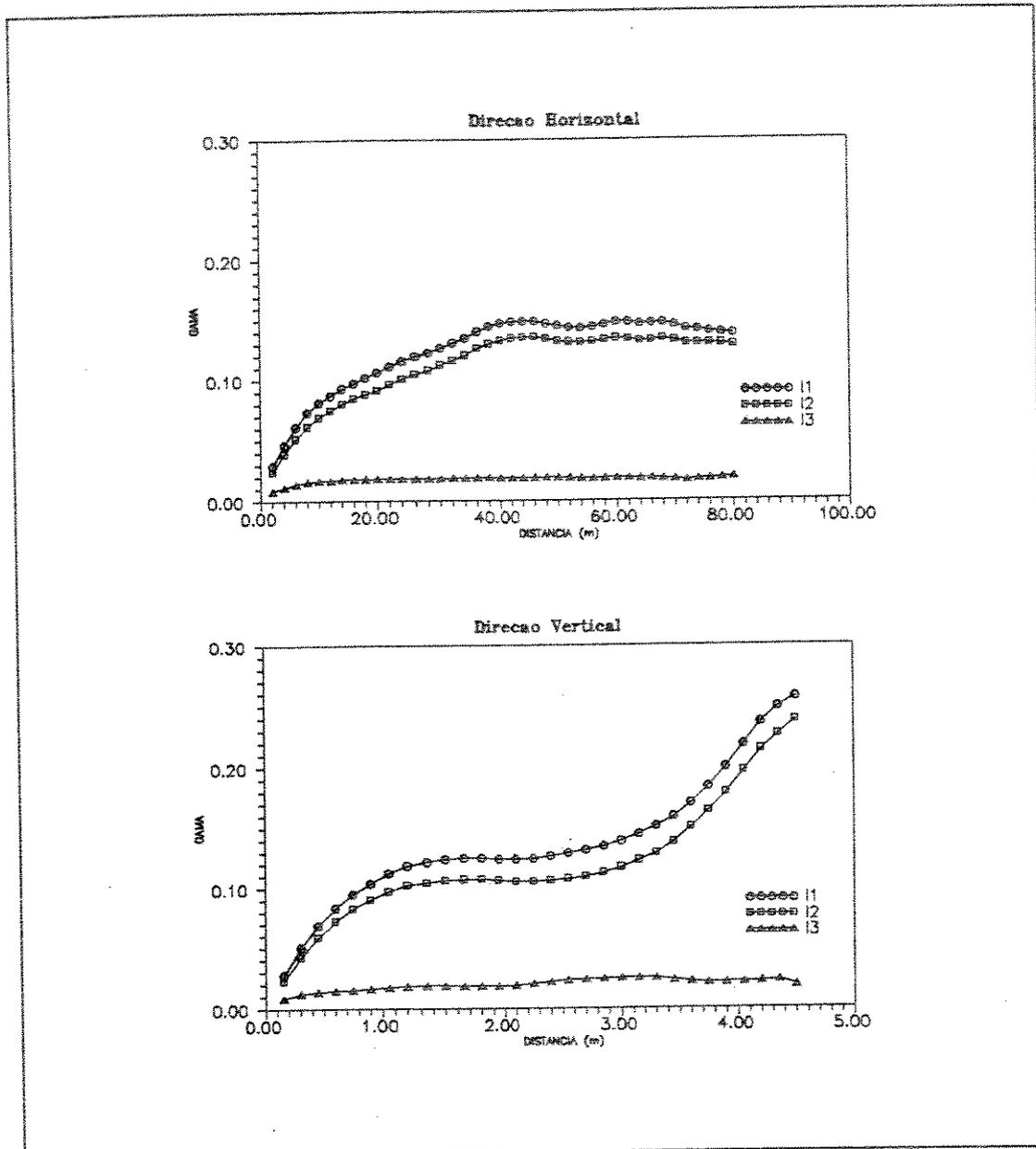


Figura 18 - Semivariogramas das variáveis indicadoras

Para o algoritmo de simulação geoestatística de variáveis categóricas, adotado neste trabalho, necessita-se não dos semivariogramas das indicadoras, mas dos semivariogramas de seus componentes principais. Para a confecção desses semivariogramas, foi utilizado o mesmo processo exposto acima, com a única diferença que, em vez de serem utilizadas diretamente, as indicadoras de todas as posições do afloramento foram transformadas em CP pela relação (8): $Y(\mathbf{x}) = A_{\text{all}}^T \cdot I(\mathbf{x})$. Os semivariogramas das CP, assim obtidos, são mostrados na Figura 19.

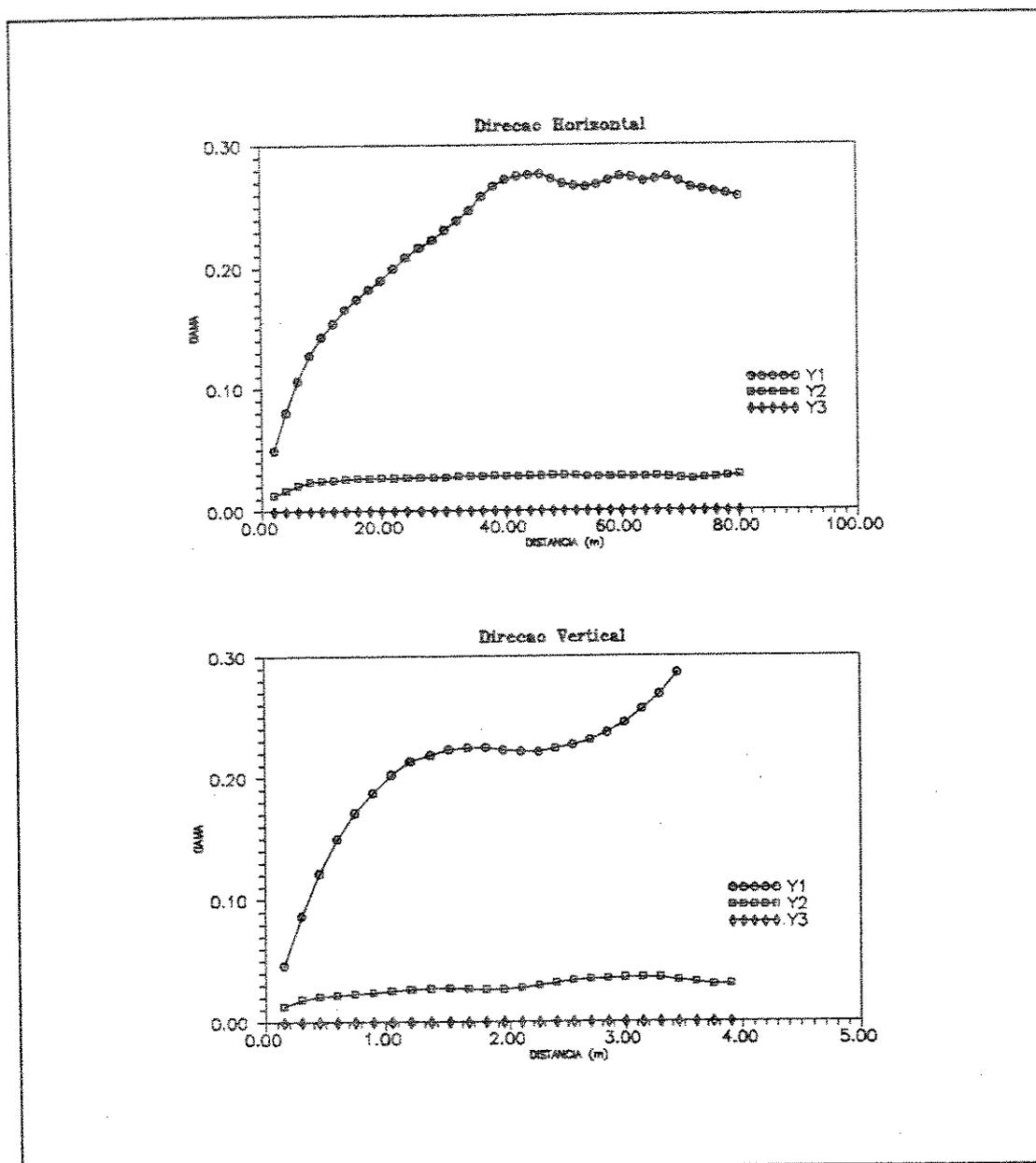


Figura 19 - Semivariogramas dos componentes principais das indicadores

Observa-se nesses variogramas que, enquanto o primeiro CP possui uma variabilidade muito maior que as indicadores, o último CP não possui variabilidade, de acordo com o que foi discutido no arcabouço teórico.

As variâncias dos CP do afloramento são dadas por seus autovalores: 0,2516; 0,0232 e zero. Os patamares observados nos semivariogramas horizontais do primeiro e segundo CP são aproximadamente: 0,271 e 0,027. Para a direção vertical são: 0,222 e 0,028. No primeiro componente, que engloba a maior parte da variabilidade do sistema, sendo portanto mais importante, observa-se, novamente, uma variabilidade

superior à variância, na direção horizontal, e inferior, na direção vertical. O segundo componente apresentou, tanto na vertical quanto na horizontal, um patamar cujo valor é 18,5 % superior à variância.

Visando à comprovação da independência entre os componentes principais em qualquer separação h , foram feitos semivariogramas cruzados entre as variáveis indicadoras originais e entre os CP. Como pode ser visto na Figura 20, o semivariograma cruzado entre o primeiro e o segundo CP possui valores absolutos muito pequenos, quando comparado com os semivariogramas cruzados das indicadoras, comprovando a hipótese da independência.

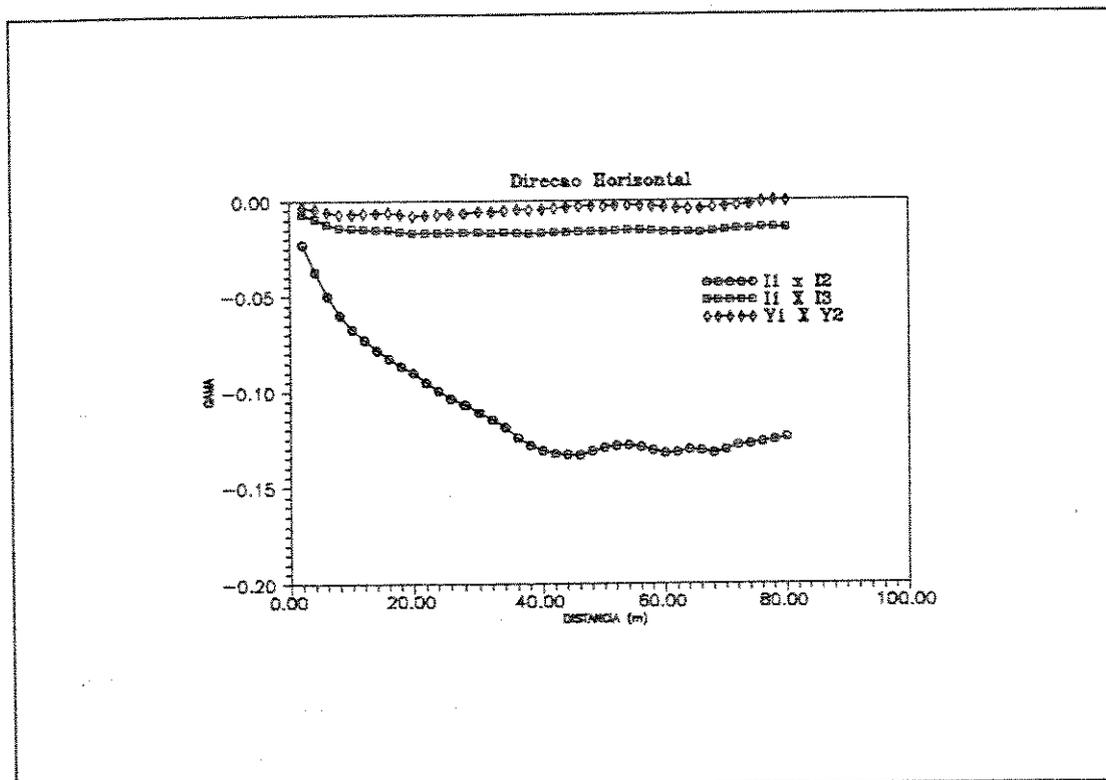


Figura 20 - Semivariogramas cruzados das indicadoras e dos componentes principais

As eletrofácies dos blocos da simulação geoestatística atravessados pelos poços foram determinadas pela análise discriminante. Assim, foi possível a variografia do reservatório na direção vertical, utilizando-se os cinco poços da região do estudo. Para a variografia dos CP, foi utilizada a matriz ortogonal do reservatório A_{res} . A variografia do afloramento, que é mais completa, foi comparada com esta variografia, visando

ajustar os semivariogramas do afloramento aos padrões de variabilidade existentes no reservatório.

Para facilitar a comparação entre a variografia dos CP do afloramento e a variografia dos CP do reservatório, que não possuíam os mesmos patamares, resolveu-se trabalhar com semivariogramas normalizados pelos patamares médios entre as direções horizontal e vertical.

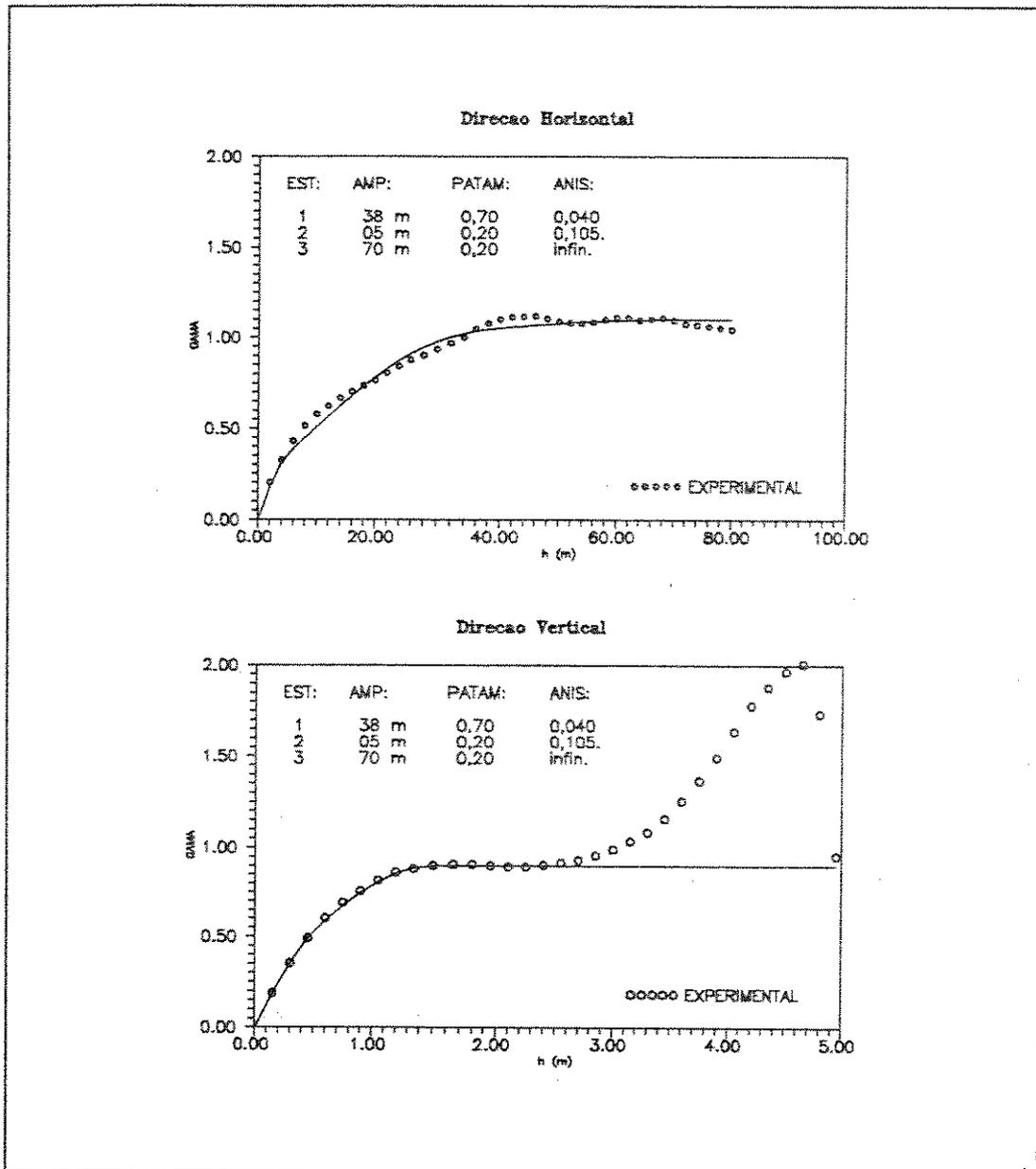


Figura 21 - Modelos ajustados ao semivariograma do componente principal 1

Mostram-se nas figuras 21 e 22, os modelos ajustados nos semivariogramas normalizados dos CP do afloramento. Para o primeiro componente principal, foi necessária a modelagem de uma anisotropia zonal, através de uma estrutura com contribuição de 0,20, somente na direção horizontal.

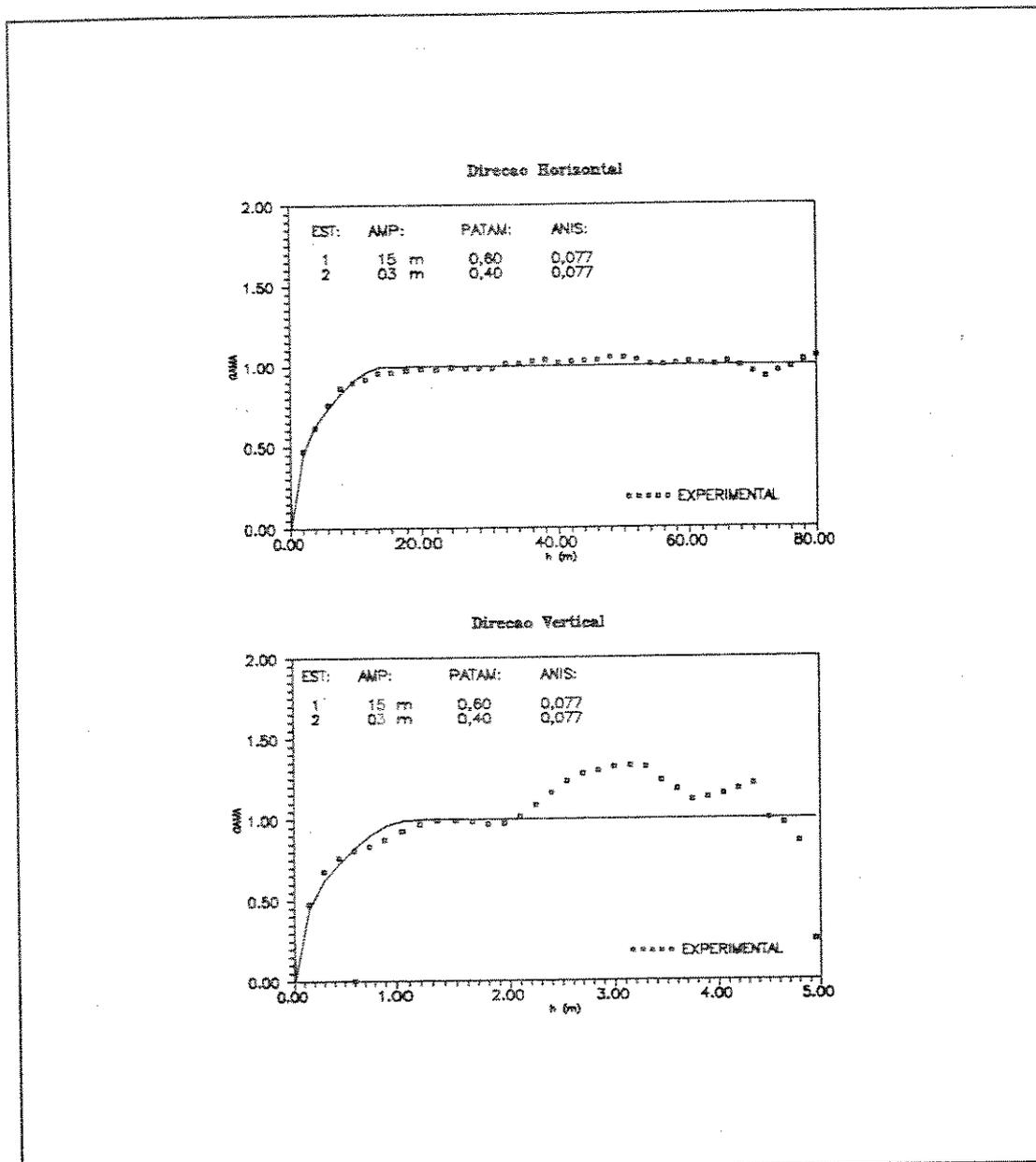


Figura 22 - Modelos ajustados ao semivariograma do componente principal 2

No gráfico superior da Figura 23, vê-se o semivariograma normalizado do primeiro CP do reservatório na direção vertical, sobreposto a um modelo que corresponde ao modelo ajustado no primeiro CP do afloramento, com as amplitudes de todas as estruturas divididas por um fator de 1,2. O mesmo processo é mostrado no gráfico inferior, para o segundo CP, onde as amplitudes foram, desta vez, multiplicadas por um fator de 2,2. Assim, fez-se uma correção das amplitudes dos semivariogramas

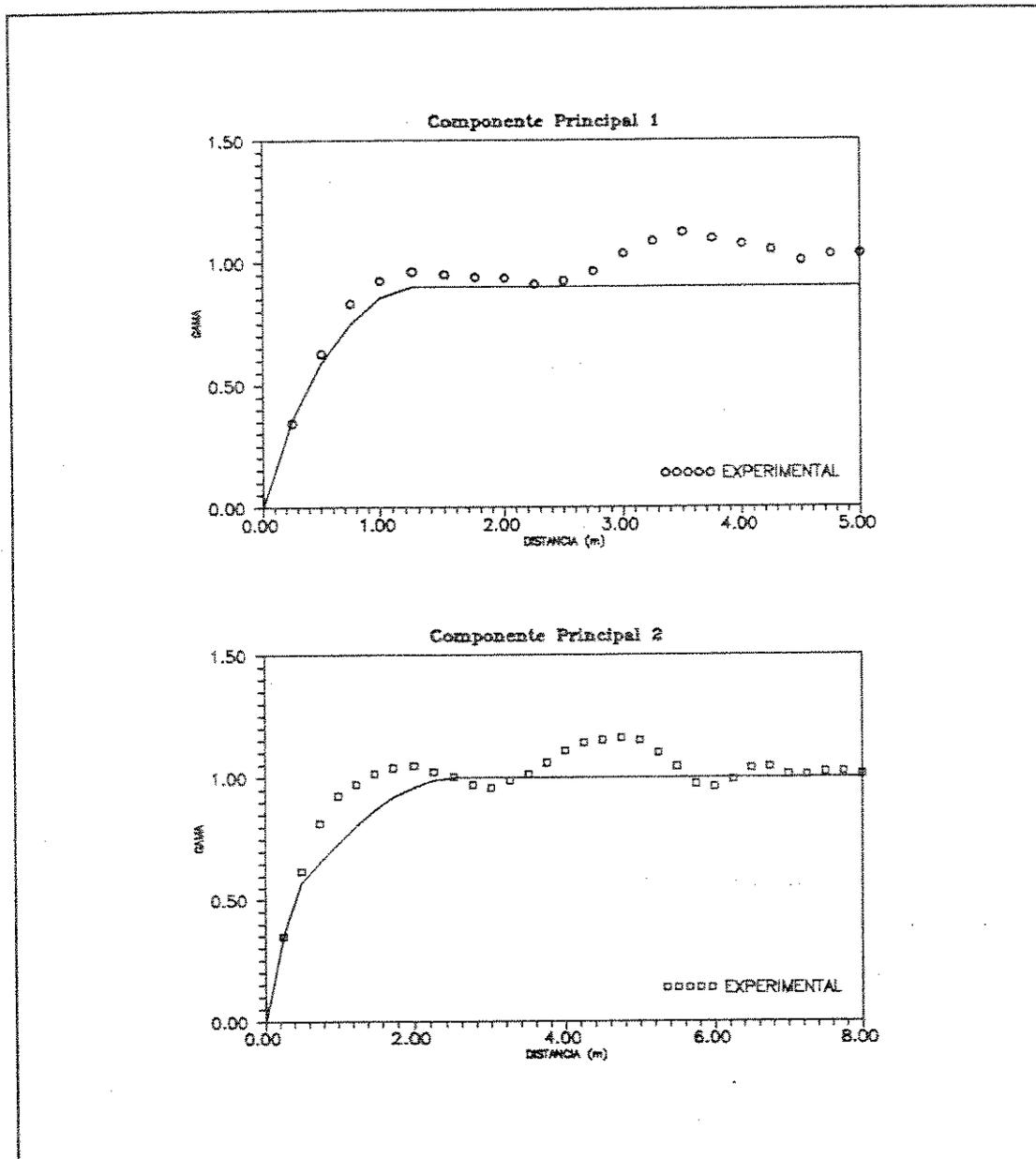


Figura 23 - Semivariogramas verticais dos componentes principais do reservatório com modelos corrigidos dos semivariogramas do afloramento

do afloramento, tornando-as compatíveis às amplitudes verticais observadas nos poços. Para a determinação das amplitudes horizontais, admitiu-se que as anisotropias geométricas de cada uma das estruturas eram as mesmas no afloramento e no reservatório. A Figura 24 mostra os semivariogramas na direção horizontal, gerados pelos modelos corrigidos.

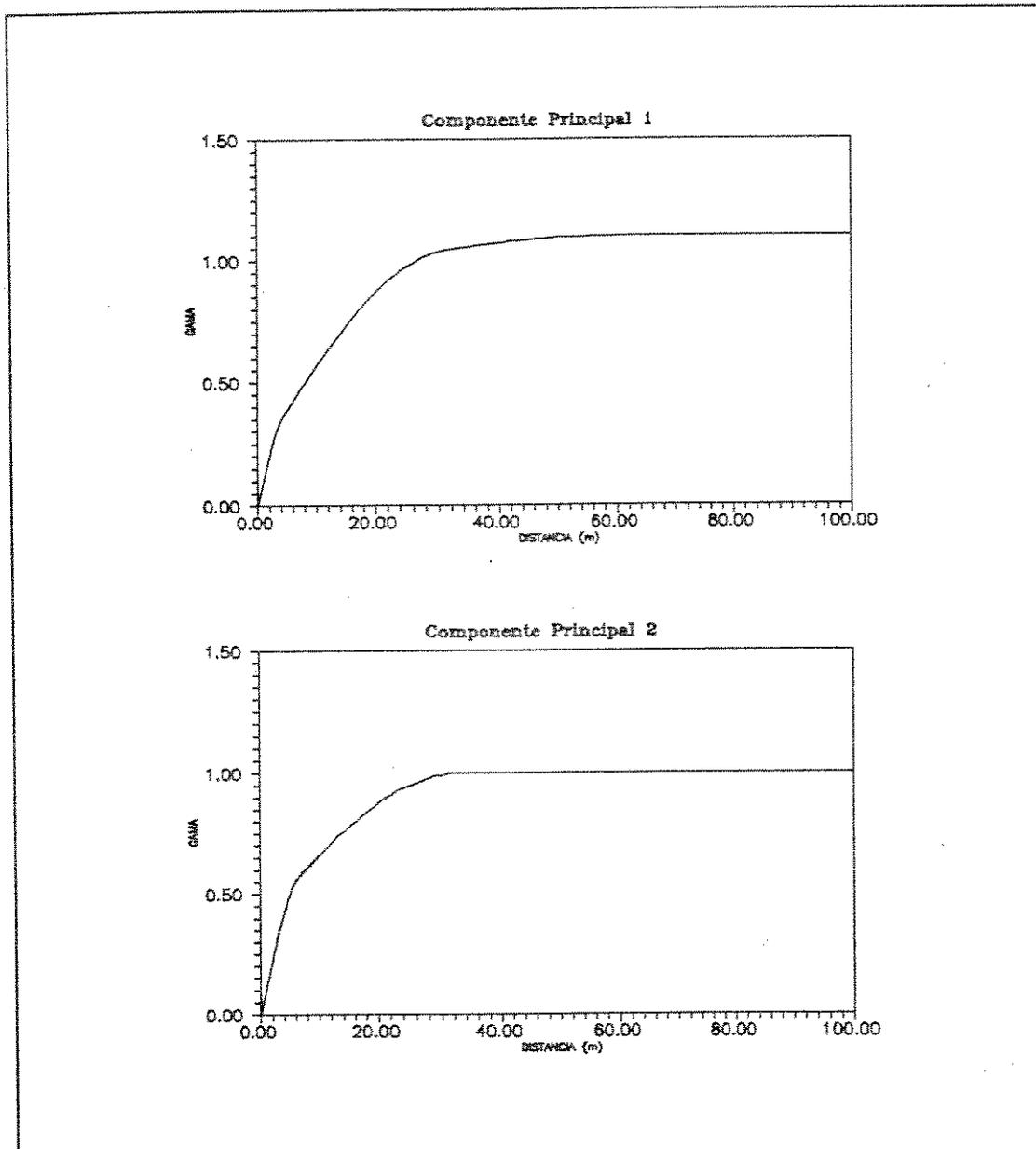


Figura 24 - Semivariogramas corrigidos na direção horizontal

Foi citado anteriormente que a zona 800 possui um mergulho na direção do CAM-295 para o CAM-155. A direção principal dos variogramas informados deve ser coerente com este mergulho. Para se determinar os ângulos que definem essa direção, analisou-se os resultados da krigagem de topo, chegando-se à conclusão que o mergulho médio é de $1,41^\circ$ e está numa direção que forma $51,5^\circ$ com o eixo y (Figura 25).

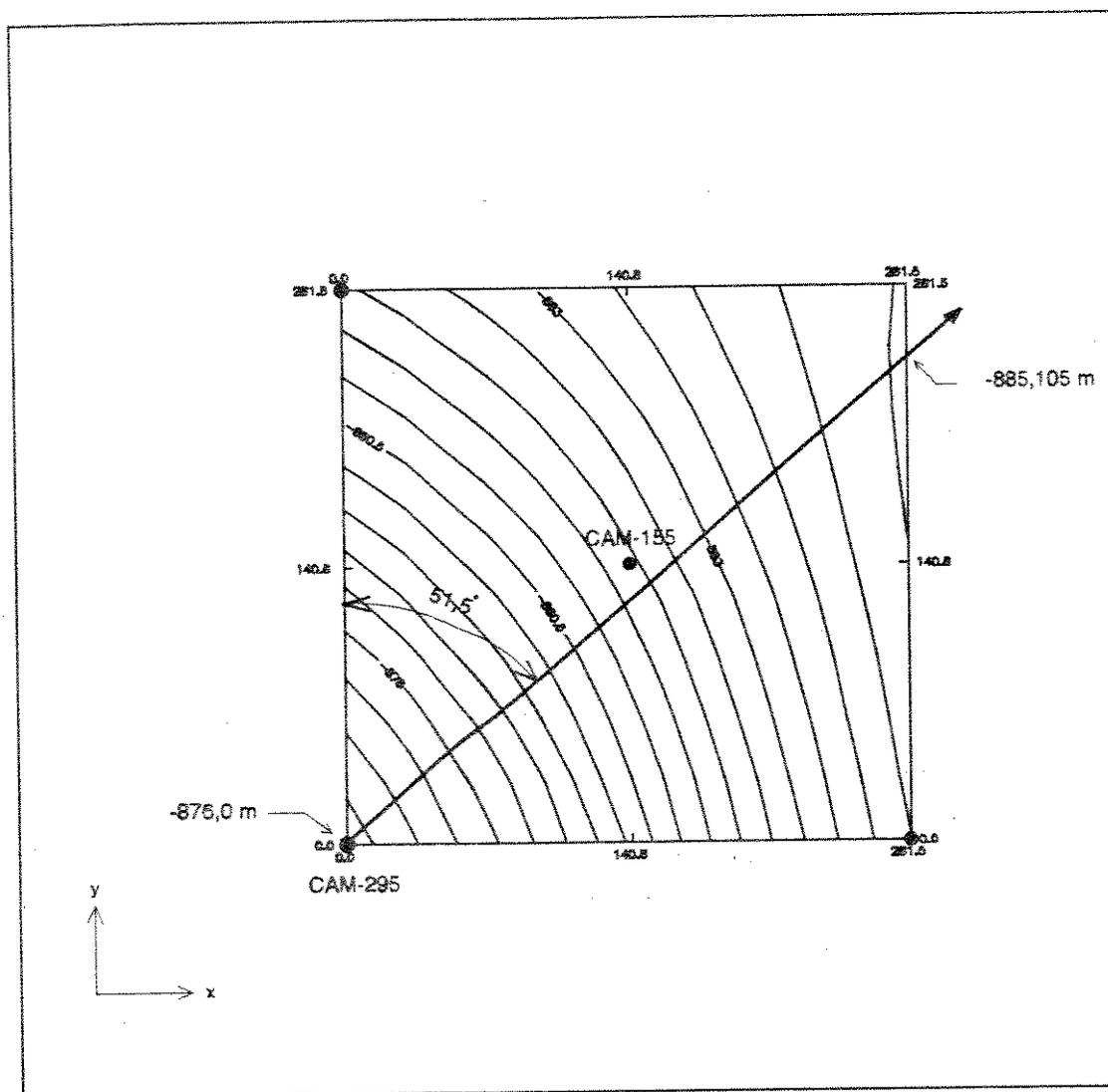


Figura 25 - Mapa de topo krigado com a direção principal de variografia

Admitiu-se no modelo que, devido às constantes mudanças de direção de fluxo dos canais do sistema fluvial meandrante, no momento da deposição, a anisotropia horizontal era pequena, podendo ser desconsiderada. Isso foi necessário devido à

impossibilidade de se modelar essa anisotropia com os dados disponíveis, já que as duas exposições do afloramento eram paralelas.

Finalmente, realizou-se a desnormalização dos variogramas, multiplicando-se as contribuições de todas as estruturas pelos autovalores da decomposição da matriz de covariâncias C_{res} . Deste modo, as variabilidades foram corrigidas para o nível esperado no reservatório. Os parâmetros relativos à variografia, informados ao programa, são mostrados nas tabelas II e III.

Tabela II - Modelo variográfico do componente principal 1

ESTRUTURA	MODELO	CONTRIBUIÇÃO	AMPLITUDE (m)	1º ANGULO (graus)	2º ANGULO (graus)	3º ANGULO (graus)	ANISOTROPIA x-y	ANISOTROPIA x-z
1	ESF	0,306	31,70	51,5	1,41	0,0	1,0	0,040
2	ESF	0,087	4,20	51,5	1,41	0,0	1,0	0,105
3	ESF	0,087	58,30	51,5	1,41	0,0	1,0	∞

Tabela III - Modelo variográfico do componente principal 2

ESTRUTURA	MODELO	CONTRIBUIÇÃO	AMPLITUDE (m)	1º ANGULO (graus)	2º ANGULO (graus)	3º ANGULO (graus)	ANISOTROPIA x-y	ANISOTROPIA x-z
1	ESF	0,082	33,00	51,5	1,41	0,0	1,0	0,077
2	ESF	0,055	6,60	51,5	1,41	0,0	1,0	0,077

Nestas tabelas, "ANISOTROPIA x-y" é a anisotropia horizontal e "ANISOTROPIA x-z" é a relação entre as amplitudes na direção z e as amplitudes na direção x.

5.7 - Realizações Geoestatísticas

Com todas as informações necessárias à simulação condicional definidas, partiu-se para a utilização do programa. Esses são os parâmetros mais importantes informados na simulação: número de fácies e CP consideradas, número de blocos nas direções x, y e z, dimensões dos blocos, arquivo com os dados condicionantes, matriz de domínio, matriz ortogonal, tabela de proporções e modelos variográficos.

Em estações SUN (modelo SPARC station SLC), o tempo de CPU necessário para o desenvolvimento de cada realização, com os parâmetros informados, foi de aproximadamente 3 horas. Foi observado que este tempo era muito sensível ao número de blocos com valores já atribuídos considerados na krigagem e ao raio de pesquisa utilizado, o qual foi sempre alguns metros maior que a máxima amplitude dos semivariogramas.

As relações entre os números de krigagens ordinárias, krigagens simples e simulações a partir da tabela de proporções realizadas em cada simulação foram da ordem de 97 %, 3 % e 0,05 %, respectivamente.

Para a simulação de fluxo, foi considerado inicialmente, um conjunto de cinco realizações geoestatísticas denominadas de "1a" a "1e". As ilustrações da camada 60 das três primeiras realizações são mostradas na Figura 26. A Figura 27 mostra as seções x-z centrais das três realizações, onde pode-se ver a posição do CAM-155, com o intervalo canhoneado e o contato óleo-água. Deve-se notar que, devido ao que se observa no perfil do próprio poço, existe um lamito entre o intervalo canhoneado e o contato, que certamente possui forte influência na produção de água no poço.

As variáveis indicadoras das realizações obtidas foram variografadas na direção vertical para comparação com os variogramas realizados nos poços. Horizontalizando-se o topo do reservatório nos resultados das simulações, foi possível variografar-se na direção estratigráfica. Entretanto, estes semivariogramas não possuíam parâmetro para comparação, uma vez que o semivariograma da simulação não era exatamente o mesmo do afloramento. As Figuras 28 e 29 mostram as comparações entre os semivariogramas, tradicionais e cruzados, dos poços e da simulação "1a". Como pode ser notado, o

resultado foi satisfatório, apesar de a variografia dos poços ter sido utilizada somente para ajuste das amplitudes dos semivariogramas.

A Figura 30 mostra as comparações realizadas entre as proporções entre fácies, em função do nível estratigráfico, das simulações "1a", "1b" e "1c" com a curva de distribuição fornecida. As diferenças maiores que aparecem na base são explicadas pelo mergulho do reservatório, pois, como a base do modelo é horizontal, o número de nós tomados no cálculo das proporções é cada vez menor, prejudicando o cálculo das médias. Pode-se dizer, portanto, que os resultados foram muito bons.

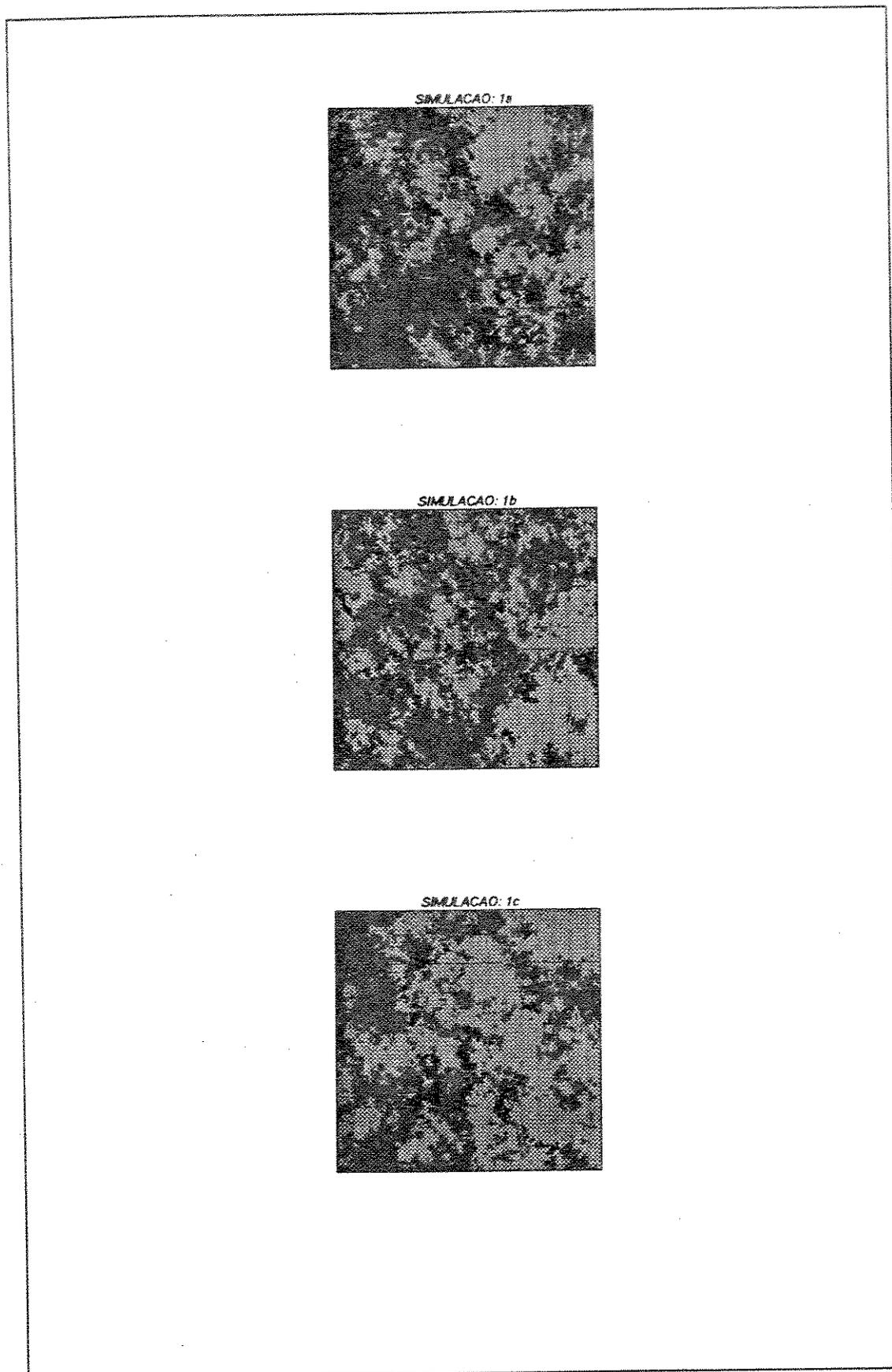


Figura 26 -Imagens da camada 60 das simulações "1a", "1b" e "1c"
(preto: lamito - cinza esc.: arn. fino/médio - cinza claro: cong./arn. grosso)

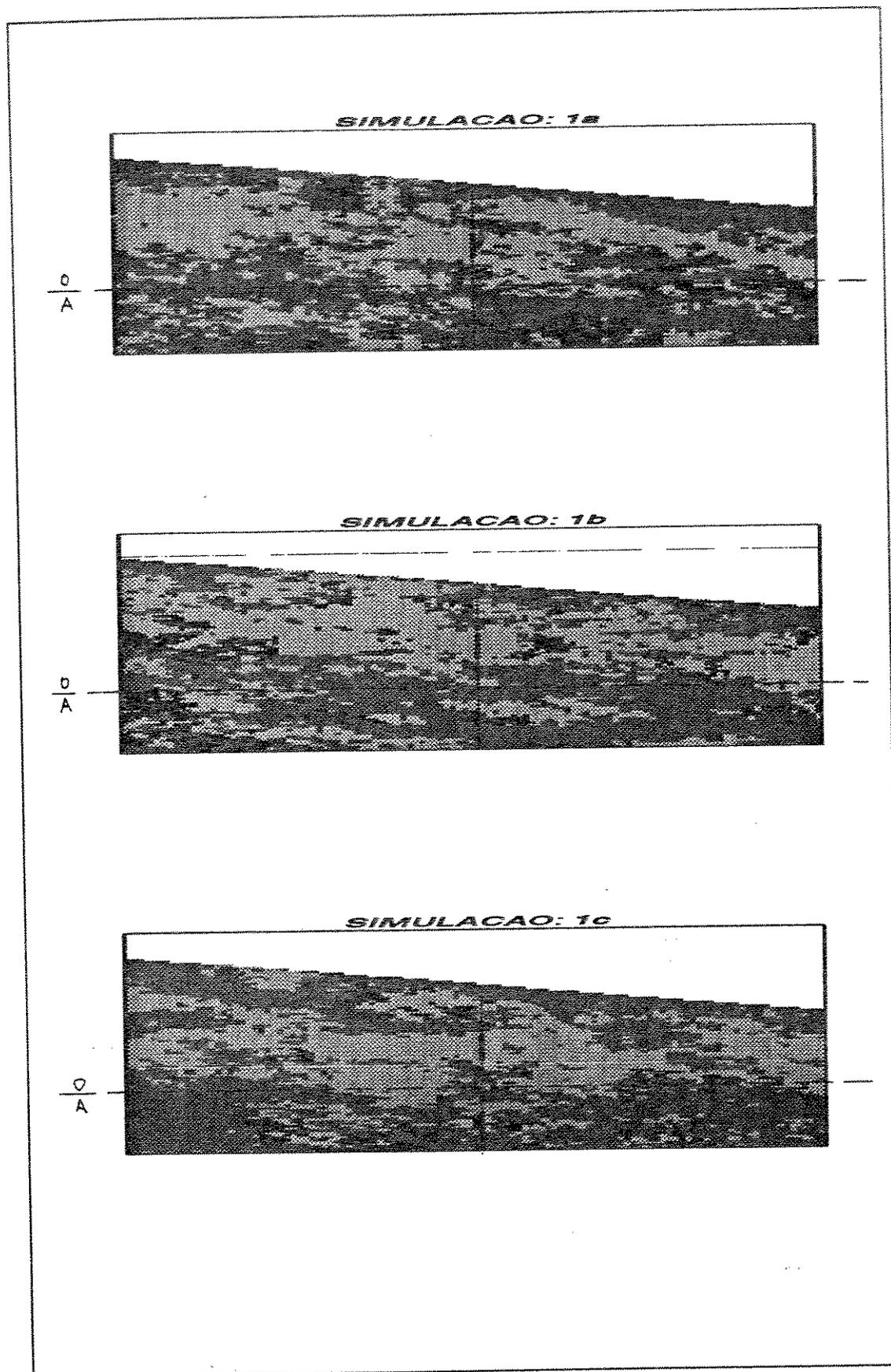


Figura 27 - Imagens da seção 57 das simulações "1a", "1b" e "1c"
(preto: lamito - cinza esc.: arn. fino - cinza claro: cong./arn. grosso)

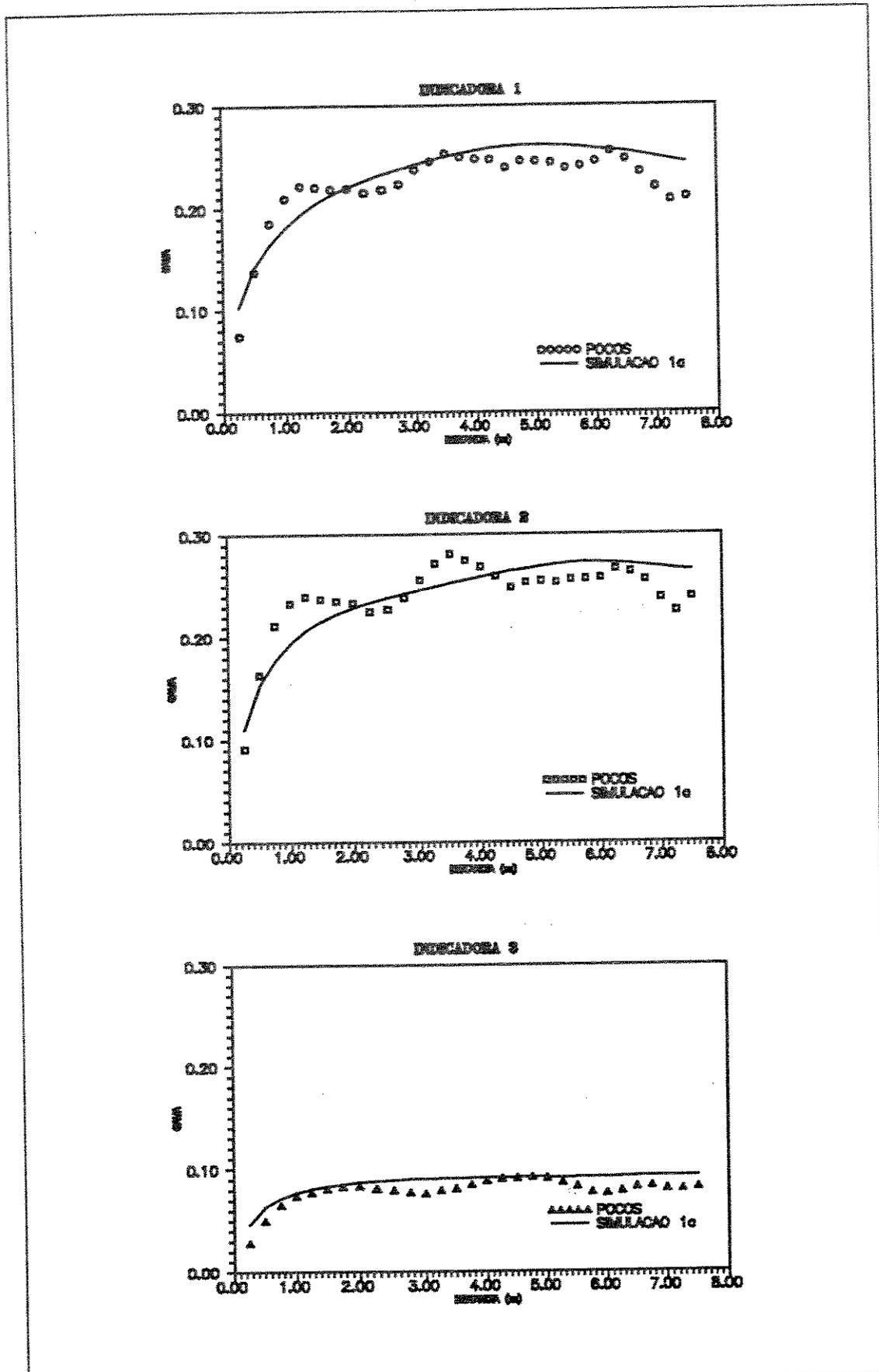


Figura 28 - Comparação entre os semivariogramas tradicionais verticais da simulação "1a" e dos poços do estudo

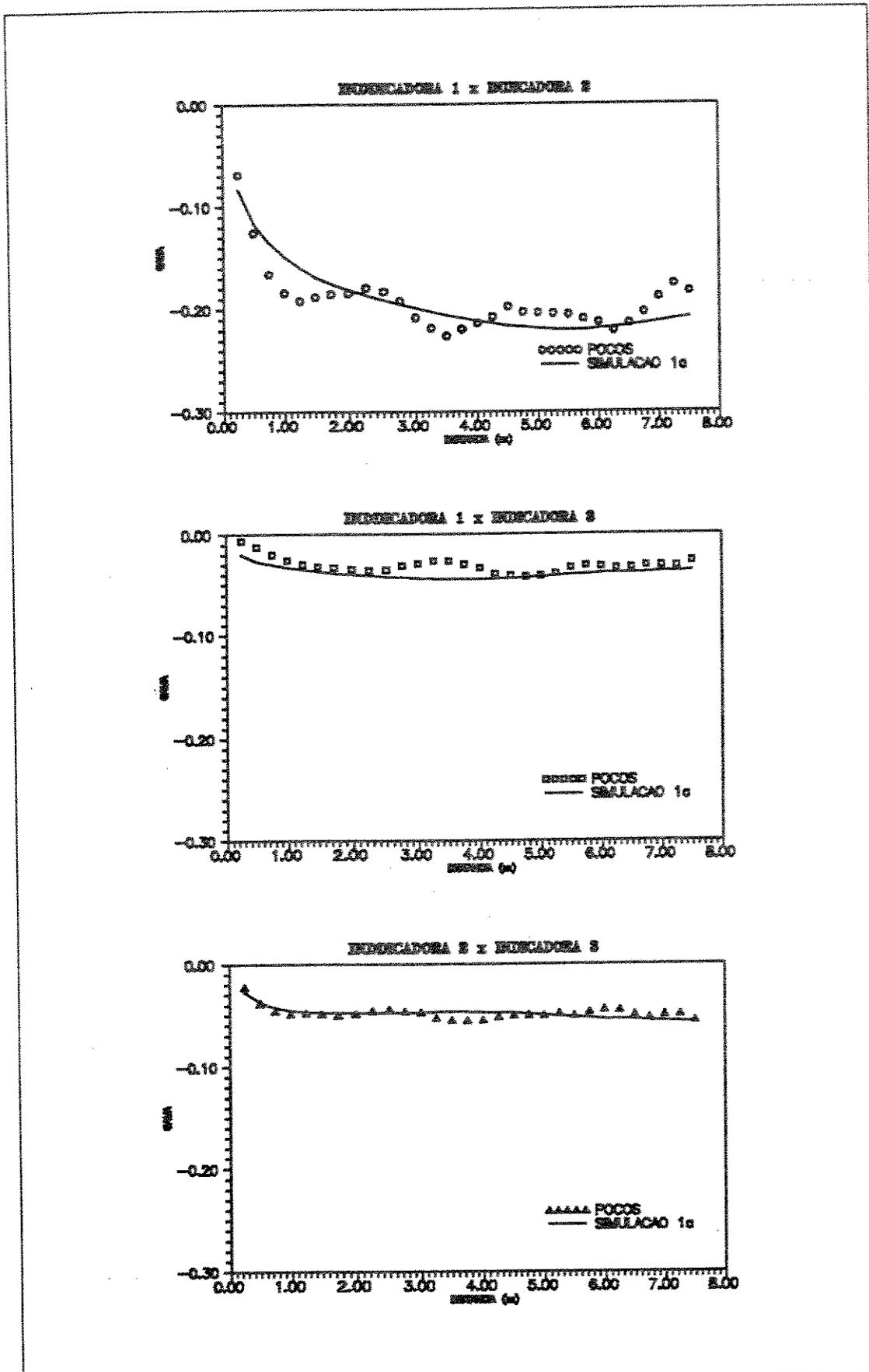


Figura 29 - Comparação entre os semivariogramas cruzados verticais da simulação "1a" e dos poços do estudo

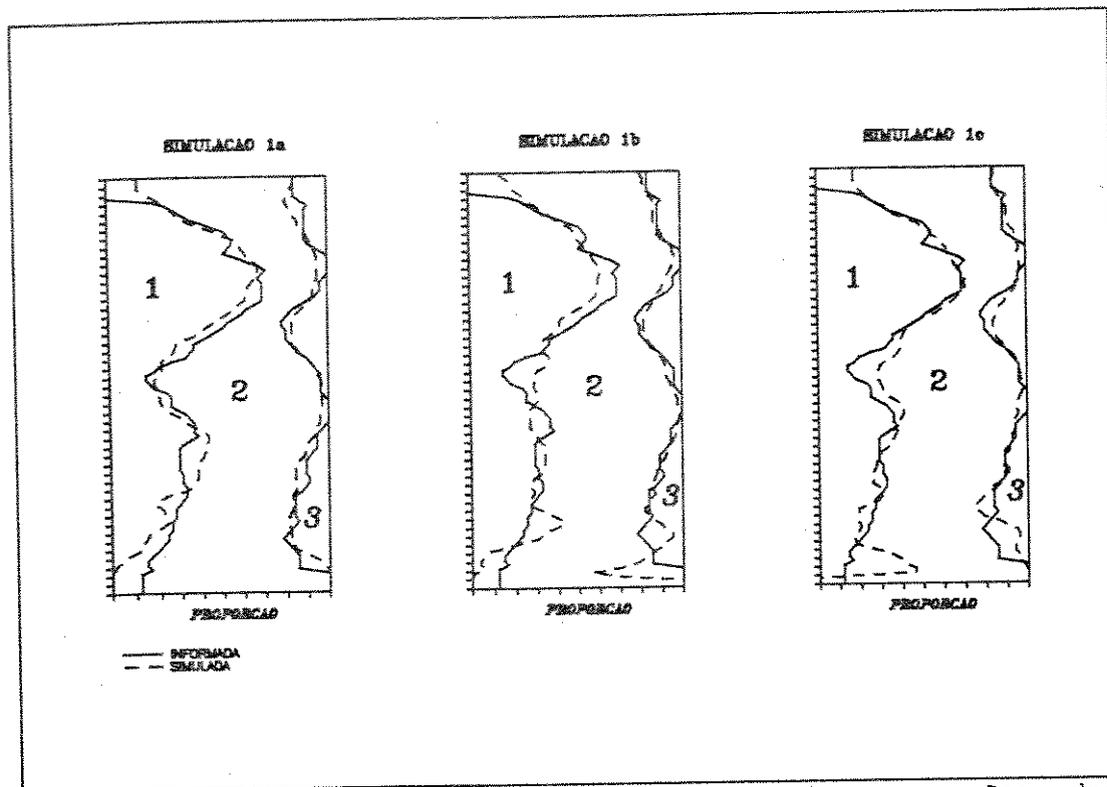


Figura 30 - Comparação entre as curvas de proporções das eletrofácies informadas e das simulações "1a", "1b" e "1c"

6 - SIMULAÇÃO DE FLUXO

Para a aplicação dos resultados obtidos pelos métodos geoestatísticos na modelagem de um reservatório para a simulação de fluxo, algumas etapas são necessárias. Em primeiro lugar, foi determinado, um conjunto de propriedades petrofísicas médias, representativo de cada eletrofácies. Estas foram usadas na transferência de escala para a determinação das propriedades das células da simulação de fluxo. Evidentemente, existem variações de propriedades internamente às eletrofácies. Entretanto, admite-se que, devido à semelhança entre as litofácies que compõem cada eletrofácies, estas variações podem ser desprezadas, quando comparadas com as variações entre as propriedades médias de eletrofácies diferentes.

Além das propriedades de rocha relacionadas às eletrofácies, as propriedades dos fluidos e da interação rocha-fluido também devem ser determinadas para a utilização em um simulador. Será mostrado o processo para a determinação dessas propriedades, com especial ênfase às curvas de permeabilidade relativa, que são muito importantes no ajuste de histórico do modelo.

Para a simulação de fluxo utilizou-se o programa SIMBEST. Este programa é um simulador tridimensional, modelo "Black-Oil" (três fases), com possibilidade de se trabalhar com malha radial ou carteziana.

6.1 - Definição da Malha de Simulação de Fluxo

No capítulo anterior foi definida uma malha para a simulação geoestatística cobrindo a área de drenagem do poço entre o topo do reservatório e a profundidade relativa de -900,0 m (Figura 8). O modelo utilizado na simulação de fluxo engloba este volume, estendendo-se verticalmente até a base do reservatório no poço estudado (-925,0 m).

Como já foi discutido, as células da simulação de fluxo devem ser várias vezes maiores que os blocos da simulação condicional. No caso estudado, existe uma região, compreendida entre a base do intervalo canhoneado e o contato óleo-água nas proximidades do poço, onde se dá o desenvolvimento do cone de água e, conseqüentemente, ocorrem variações de saturação e pressão muito maiores que no restante do volume estudado. Esta região é a mais importante para a caracterização do fluxo. Por esse motivo, foi projetada uma malha em que as espessuras das camadas entre a base dos canhoneados e o contato óleo-água são as mesmas da simulação geoestatística. Além disso, as dimensões horizontais das células diminuem à medida que se aproxima do poço, reduzindo assim o prejuízo na caracterização dessa região.

Para facilitar o processo de mudança de escala, todas as células do modelo possuem dimensões múltiplas das dimensões dos blocos do modelo geoestatístico (2,5 m na horizontal e 0,25 m na vertical). A Figura 31 mostra, em planta, a malha que foi utilizada. As 5 x 5 colunas centrais possuem 2,5 m x 2,5 m, ou seja, as mesmas dimensões da simulação condicional. Portanto, não existe qualquer transferência de escala entre o intervalo produtor e o contato óleo-água, na região de formação do cone. Um detalhe da malha vertical, com a representação do intervalo produtor, é mostrado na Figura 32. O modelo possui 29 camadas e 15 linhas de células, tanto na direção x quanto na direção y. As dimensões horizontais das células e as espessuras de todas as camadas são dadas pela tabela IV.

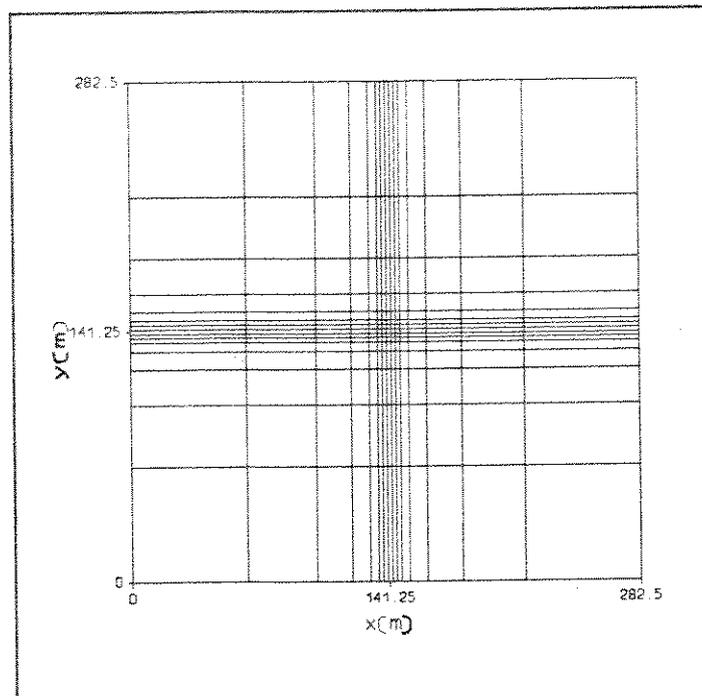


Figura 31 - Malha horizontal da simulação de fluxo

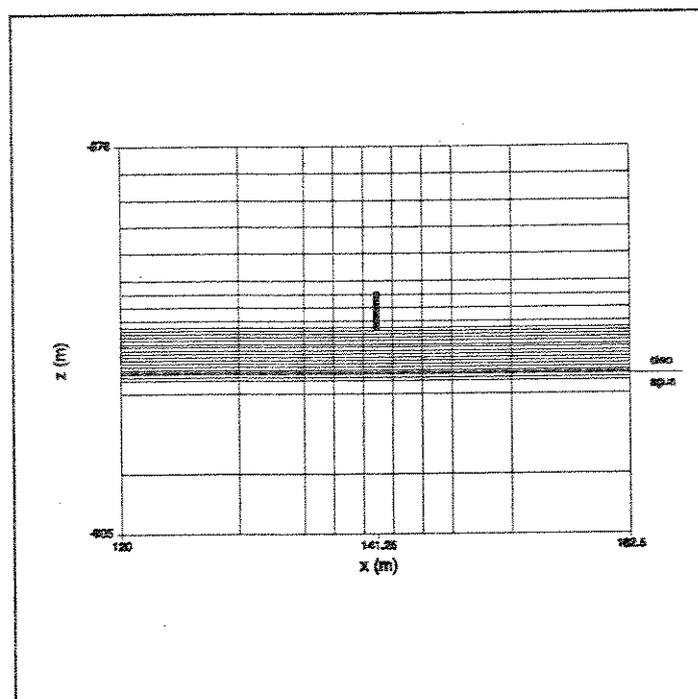


Figura 32 - Detalhe da malha vertical da simulação de fluxo

Tabela IV - Dimensões das células da simulação de fluxo

HORIZONTAL		VERTICAL	
QUANTIDADE	DIMENSÃO (m)	QUANTIDADE	DIMENSÃO (m)
1 linha	65,0	5 camadas	2,0
1 linha	35,0	1 camada	1,0
1 linha	20,0	(topo do int. canh.)	
1 linha	10,0	2 camadas	1,0
1 linha	5,0	1 camada	0,5
5 linhas	2,5	(base do int. canh.)	
1 linha	5,0	14 camadas	0,25
1 linha	10,0	(contato O/A)	
1 linha	20,0	2 camadas	0,25
1 linha	35,0	1 camada	0,5
1 linha	65,0	1 camada	1,0
-	-	1 camada	5,0
-	-	1 camada	25,0
-	-	-	-
-	-	-	-
15 linhas	282,50	29 camadas	49,0

Como este modelo representa a área de drenagem do poço, as bordas da malha são seladas na zona de óleo, que se estende do topo da modelo até a camada 23. As camadas 24 a 29 correspondem à zona de água, a qual é alimentada por um aquífero externo. Para a representação desse aquífero, foram criadas mais duas linhas externas na direção x e na direção y, com células inativas entre as camadas um e 23, e dimensões horizontais de 500 m.

No CAM-155, o topo do reservatório aparece a -882,0 m. Portanto, as células da coluna do poço pertencentes às camadas um, dois e três devem ser inativas. Para a definição global das células inativas, situadas acima do topo do reservatório, simplesmente informou-se na transferência de escala, blocos impermeáveis e sem porosidade nessas posições.

A malha completa contém 29 camadas com 17 x 17 linhas, totalizando 11.895 células, entre ativas e inativas.

A simulação condicional foi feita somente entre as profundidades relativas de -876,0 m e -900,0 m, enquanto a base do modelo de simulação de fluxo está situada a -925,0 m. Os últimos 25 m correspondem à camada 29, a qual não é importante para o fluxo. Por esta razão, essa camada e as células de alimentação do aquífero foram modeladas por propriedades médias, calculadas em função das propriedades das eletrofácies e de suas proporções globais.

6.2 - Tratamento dos Dados

A seguir serão mostrados os procedimentos adotados para a determinação das propriedades mais importantes de rocha, interação rocha-fluido e fluidos necessárias à simulação.

6.2.1 - Propriedades das Eletrofácies

As propriedades relacionadas às rochas permeáveis, que devem ser associadas às eletrofácies, são: porosidade, permeabilidades absolutas nas três direções principais, curvas de permeabilidade relativa e curvas de pressão capilar. Por simplificação, admitiu-se que as permeabilidades relativas e a pressão capilar podem ser representadas por uma única curva que, ao final do ajuste de histórico, representa a média entre as curvas das duas eletrofácies permeáveis. Como não se reconhece anisotropia na direção horizontal, as permeabilidades nas direções x e y são iguais. Desse modo, as propriedades que foram efetivamente determinadas para as eletrofácies permeáveis são as porosidades e as permeabilidades absolutas na direção horizontal e vertical. A eletrofácies "3" e os blocos inativos (código "0") possuem, no modelo, permeabilidades e porosidade nulas.

Do testemunho do poço CAM-032, foram retirados 24 plugues pertencentes à zona 800, os quais cobrem, em intervalos relativamente regulares, toda a espessura do reservatório. Dois desses plugues apresentaram valores anormais de permeabilidade, acreditando-se que tenham sido fraturados em alguma etapa da análise; quinze representam a eletrofácies "1"; seis representam a eletrofácies "2"; e um está localizado em uma profundidade de transição entre duas eletrofácies, não tendo sido utilizado.

Embora a quantidade de plugues não fosse grande, foi possível uma determinação prévia das propriedades das eletrofácies e um conhecimento da relação de grandezas entre elas.

As análises petrofísicas de rotina foram feitas em 1987. Entretanto, foi observado, em 1991, que amostras argilosas submetidas ao processo padrão de secagem apresentam valores de permoporosidade pouco representativos daqueles que a rocha possui nas condições de reservatório (Elias & Souza, 1991). Devido a essa observação, repetiram-se as análises, com secagem realizada em estufas com controle de umidade, em dezoito plugues dos originalmente analisados. Valores sensivelmente menores de porosidade e permeabilidade foram, então, observados.

Visando-se ao aproveitamento dos plugues que não sofreram nova análise,

procuraram-se correlações, que pudessem ser aplicadas no caso presente, entre os valores de porosidade e permeabilidade obtidos na análise de rotina e na análise com secagem a umidade controlada. As correlações obtidas para a porosidade das duas eletrofácies são mostradas na Figura 33. As correlações para as permeabilidades horizontais são mostradas em gráfico "log-log", na Figura 34.

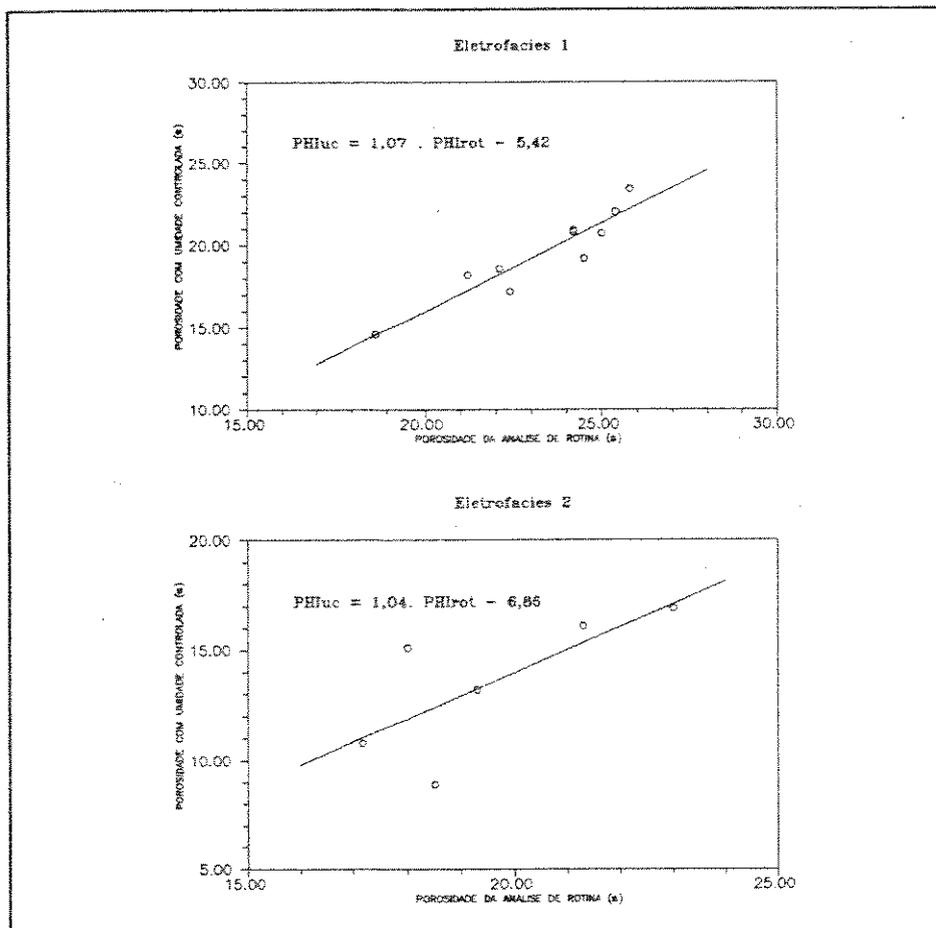


Figura 33 - Correlações entre porosidade obtida em análise de rotina e porosidade obtida em análise com secagem em umidade controlada.

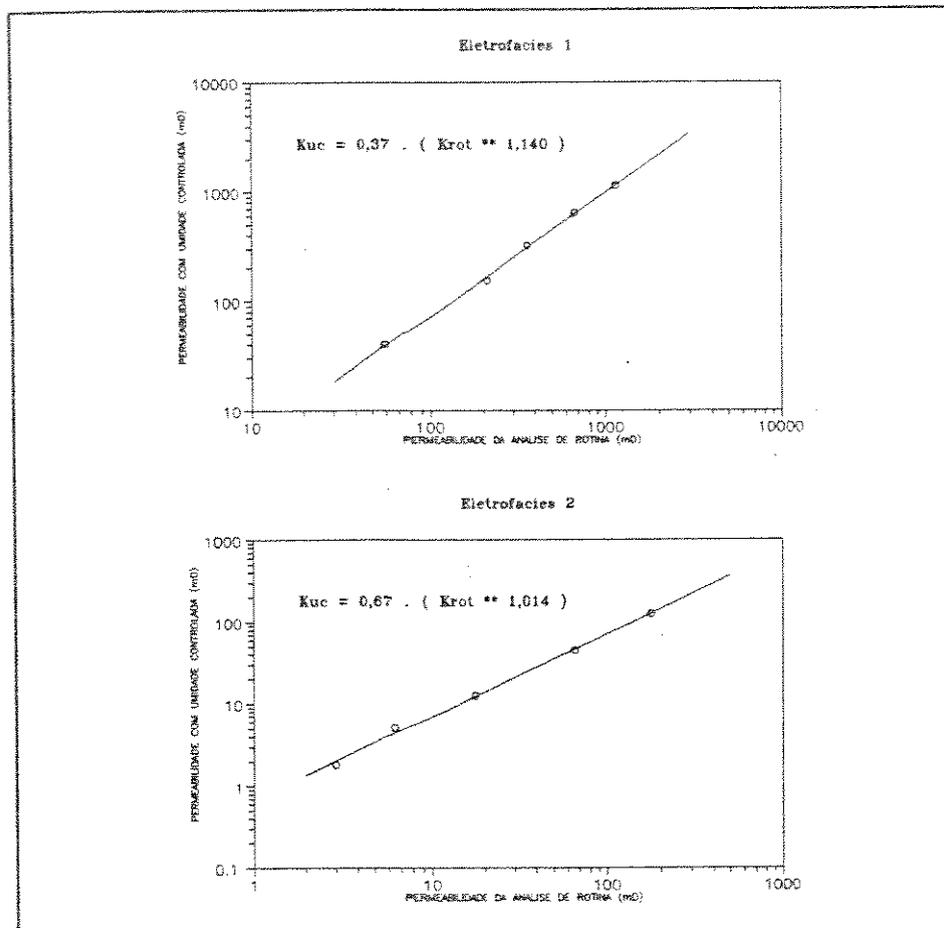


Figura 34 - Correlações entre permeabilidade obtida em análise de rotina e permeabilidade obtida em análise com secagem em umidade controlada

A Tabela V apresenta as porosidades das duas eletrofácies permeáveis, antes e depois da análise com umidade controlada na secagem. Para os plugues em que a análise não foi repetida, utilizaram-se as correlações correspondentes. As duas últimas colunas da tabela mostram a combinação entre os valores medidos na nova análise e os calculados pelas correlações.

Tabela V - Porosidades corrigidas para o método da umidade controlada

AMOSTRA	ANALISE ROTINA		UMIDADE CONTROLADA		COMBINAÇÃO UM. CONTROL./CORRELAÇÃO	
	EFAC 1	EFAC 2	EFAC 1	EFAC 2	EFAC1	EFAC2
1115	-	18,00	-	15,00	-	15,00
1118	-	23,00	-	16,90	-	16,90
1119	27,30	-	-	-	23,79	-
1120	22,10	-	18,60	-	18,60	-
1121	24,50	-	19,20	-	19,20	-
1122	27,90	-	-	-	24,43	-
1123	-	18,50	-	8,90	-	8,90
1124	-	17,20	-	10,80	-	10,80
1125	25,00	-	20,70	-	20,70	-
1126	24,60	-	-	-	20,90	-
1127	24,20	-	20,80	-	20,80	-
1128	18,70	-	14,60	-	14,60	-
1129	-	21,30	-	16,10	-	16,10
1131	21,20	-	18,20	-	18,20	-
1132	25,40	-	22,00	-	22,00	-
1133	24,20	-	20,90	-	20,90	-
1134	-	19,30	-	13,20	-	13,20
1135	22,40	-	17,20	-	17,20	-
1136	24,40	-	-	-	20,69	-
1137	24,40	-	20,69	-	20,69	-
1138	25,80	-	23,40	-	23,40	-
MÉDIAS	24,14	19,55	19,56	13,50	20,41	13,56

Os histogramas das porosidades (Figura 35) mostram que existe pouca sobreposição entre as eletrofácies, o que reforça a hipótese de que elas possuem características petrofísicas próprias. Para a eletrofácies "1", observou-se uma porosidade média de 20,4 % com desvio padrão de 2,6 %. Para a eletrofácies "2", esses valores foram de 13,5 % e 3,1 %. Essas médias foram utilizadas na transferência de escala para a determinação das porosidades das células na simulação de fluxo.

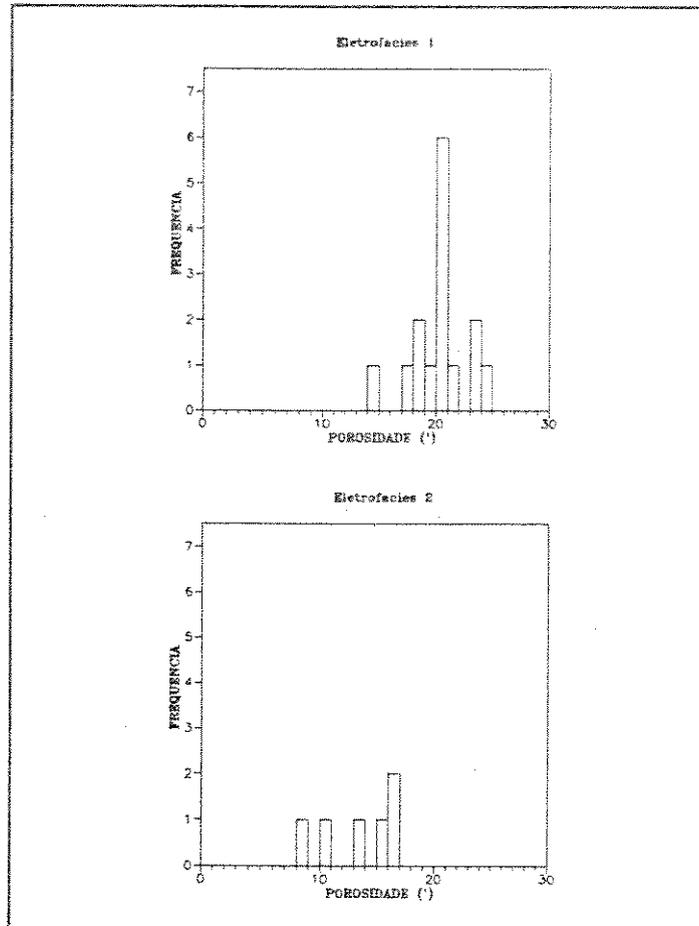


Figura 35 - Histogramas da porosidade das amostras

O processo para a determinação das permeabilidades horizontais foi similar ao das porosidades, com exceção das correlações, que eram do tipo potencial, e das médias, que foram calculadas pela expressão da média de uma distribuição log-normal (Journel, 1988):

$$m = \exp\left(\alpha + \frac{\beta^2}{2}\right) \quad (34)$$

onde:

- m : média da distribuição de K.
- α : média da distribuição de $\ln(K)$;
- β : desvio padrão da distribuição de $\ln(K)$;

A Tabela VI é similar à Tabela V e apresenta as permeabilidades das duas eletrofácies permeáveis. A média e o desvio padrão dos logaritmos naturais da

eletrofácies "1" são 5,89 e 0,91. Calcula-se pela equação (35) uma permeabilidade média para esta eletrofácies de 545 md. Para a eletrofácies "2", a média e o desvio padrão dos logaritmos são 2,96 e 1,51, calculando-se uma permeabilidade média de 60 md. Os histogramas dos logaritmos naturais das permeabilidades são mostrados na Figura 36. Pode-se ver que os dados da eletrofácies "1" apresentam uma distribuição que se assemelha à log-normal, enquanto a eletrofácies "2" apresenta distribuição relativamente uniforme. Este segundo histograma, no entanto, foi feito somente com seis amostras, o que impossibilita qualquer conclusão definitiva a respeito. Por esta razão, foi considerada, também para esta unidade de fluxo, uma distribuição log-normal.

Tabela VI - Permeabilidades corrigidas para o método da umidade controlada

AMOSTRA	ANALISE ROTINA		UMIDADE CONTROLADA		COMBINAÇÃO UM. CONTROL/CORRELAÇÃO	
	EFAC 1	EFAC 2	EFAC 1	EFAC 2	EFAC1	EFAC2
1115	-	66,00	-	45,00	-	45,00
1118	-	177,00	-	125,00	-	125,00
1119	770,00	-	-	-	724,36	-
1120	59,00	-	40,00	-	40,00	-
1121	360,00	-	320,00	-	320,00	-
1122	1410,00	-	-	-	1444,01	-
1123	-	3,00	-	1,80	-	1,80
1124	-	6,50	-	5,10	-	5,10
1125	450,00	-	-	-	392,58	-
1126	580,00	-	-	-	524,34	-
1127	610,00	-	-	-	555,38	-
1128	210,00	-	154,00	-	154,00	-
1129	-	109,00	-	-	-	77,91
1131	240,00	-	-	-	191,69	-
1132	1140,00	-	1130,00	-	1130,00	-
1133	670,00	-	640,00	-	640,00	-
1134	-	17,70	-	12,60	-	12,60
1135	280,00	-	-	-	228,53	-
1136	196,00	-	-	-	152,16	-
1137	620,00	-	-	-	565,78	-

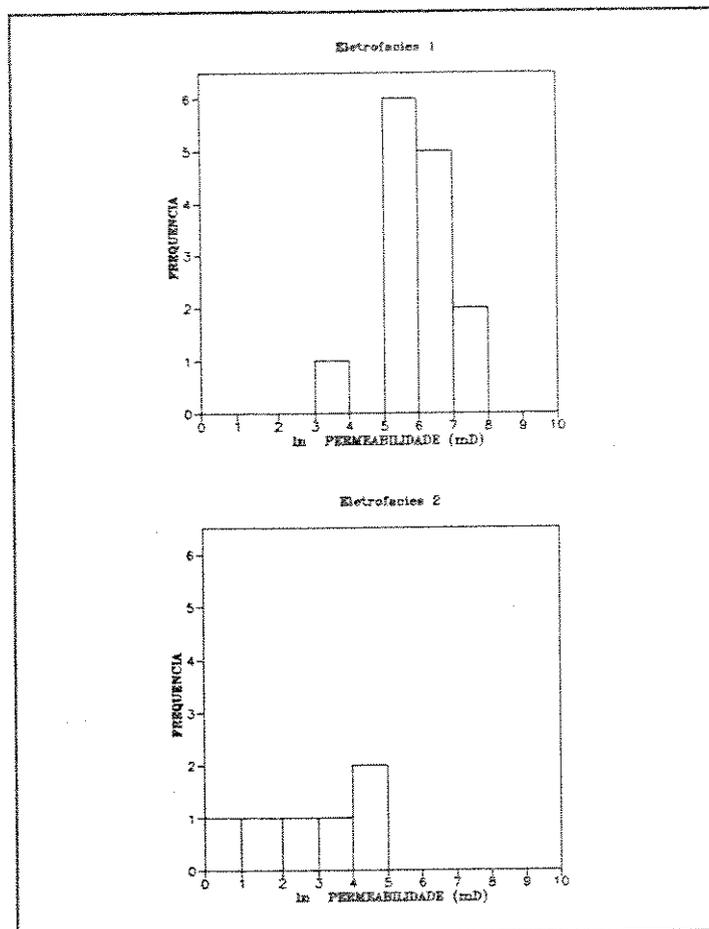


Figura 36 - Histogramas da permeabilidade das amostras

Para a determinação das permeabilidades verticais, tentou-se o mesmo procedimento utilizado acima. No entanto, não se conseguiram bons resultados devido à escassez de dados (seis pluges da eletrofácies "1" e dois da eletrofácies "2"). Na Figura 37 estão plotadas, para a eletrofácies "1", as permeabilidades verticais contra as horizontais medidas na mesma profundidade. Determinou-se uma relação entre elas, traçando-se uma linha, com centro na origem, na qual se observou uma inclinação de 0,77. Esta relação foi utilizada tanto para a eletrofácies "1" quanto para a eletrofácies "2", resultando nas permeabilidades verticais de 420 md e 46 md, respectivamente.

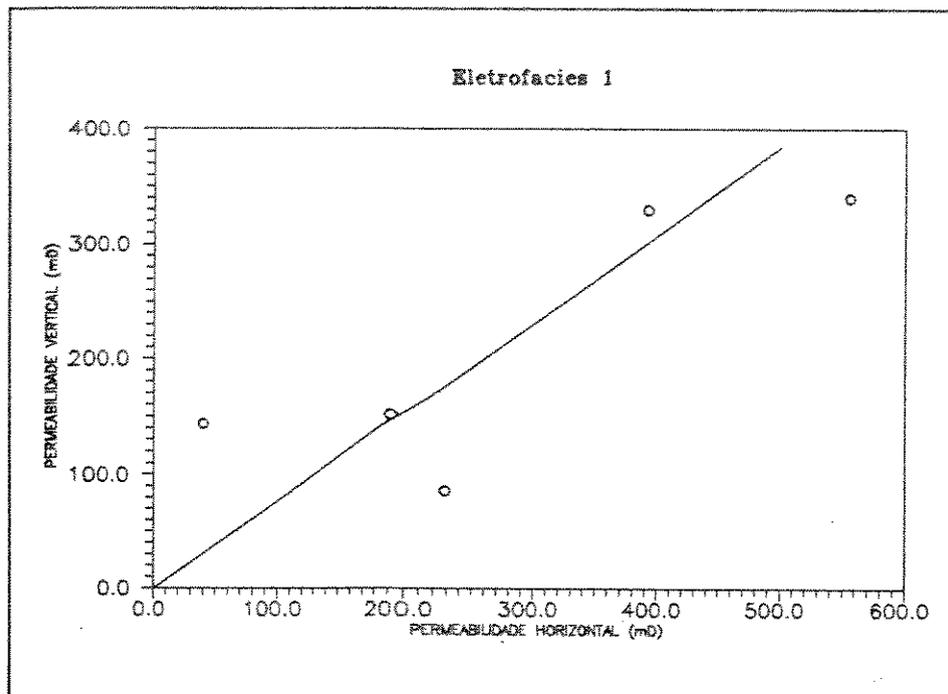


Figura 37 - Relação entre permeabilidade vertical e permeabilidade horizontal

6.2.2 - Pressão Capilar e Permeabilidade Relativa

Foram efetuadas na zona 800, três análises de pressão capilar em plugues da eletrofácies "1" e uma na eletrofácies "2", a qual não foi aproveitada por se tratar de amostra friável e com valor anormal de permeabilidade (960,0 md). Para a determinação das curvas de permeabilidade relativa existe somente uma análise (eletrofácies "1").

As saturações de água irreduzível observadas nas curvas de pressão capilar foram de 41 %, 35 % e 65 %. Na análise de permeabilidade relativa, a saturação irreduzível foi de 53,2 %.

Para a definição de uma curva média de pressão capilar, foi adotado o método das curvas J de Leverett, plotadas contra a saturação reduzida S_w (Figura 38). Este

método consiste na normalização das diversas curvas de pressão capilar, através da função J a qual é dada por:

$$J = \frac{P_C \sqrt{\frac{K}{\phi}}}{\sigma \cos \theta} \quad (35)$$

onde:

- P_c: pressão capilar medida em laboratório;
- σ: tensão interfacial para os fluidos dos testes;
- θ: ângulo de contato dos fluidos.

Em seguida é determinada uma curva J média, a partir de qual calcula-se a curva de pressão capilar pela mesma equação. Para o cálculo da curva de pressão capilar deve-se utilizar a permeabilidade e a saturação médias do reservatório. A tensão superficial e o ângulo de contato também se referem aos fluidos do reservatório.

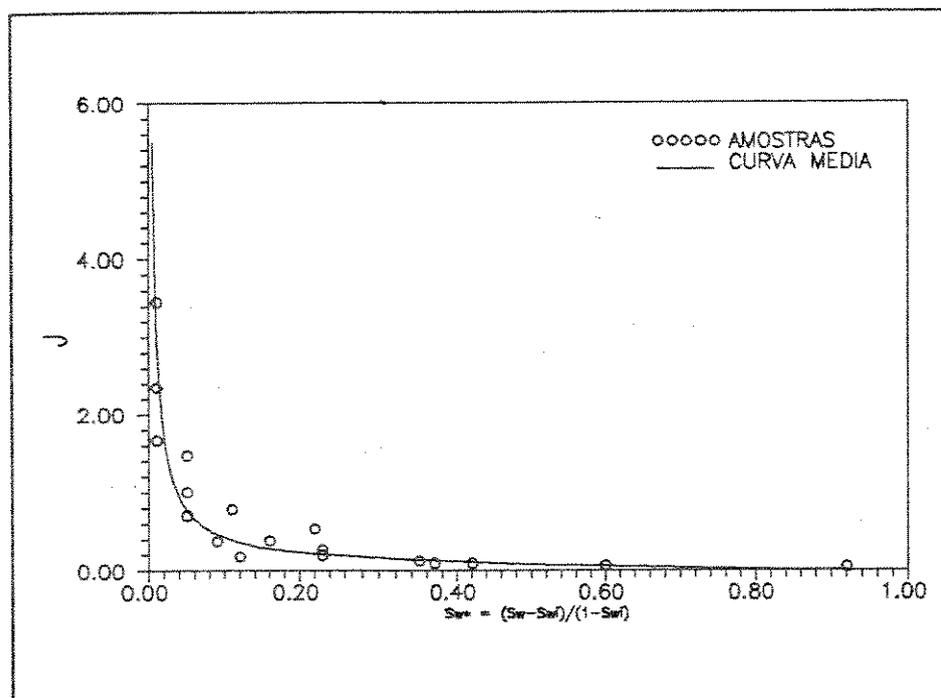


Figura 38 - Determinação da pressão capilar média através da curva J de Leverett

No caso presente, a porosidade e a permeabilidade horizontal utilizadas foram as da eletrofácies "1" (20,4 % e 545 md). A saturação irreduzível média das análises disponíveis é de 49 % e foi empregada para transformar as saturações reduzidas em

saturações absolutas.

A pressão capilar e a altura em relação ao contato óleo-água são relacionadas pela seguinte expressão:

$$h_{wo} = 10 \cdot \frac{P_c(S_w)}{\Delta \rho_{wo}}$$

onde:

h_{wo} : altura em relação ao contato (m);

$P_c(S_w)$: pressão capilar na saturação S_w (Kgf/cm²);

$\Delta \rho_{wo}$: diferença entre os pesos específicos da água e do óleo (g/cm³).

As saturações iniciais de água foram avaliadas em cada profundidade da zona 800 pela interpretação dos perfis do poço. São mostradas na Figura 39 as saturações obtidas pela interpretação dos perfis e pela aplicação da expressão (36) na curva de pressão capilar. Observa-se nesta figura que, embora a curva de pressão capilar indique uma zona de transição em todo o intervalo poroso, a interpretação dos perfis, que é mais confiável, sugere o contrário, mostrando um contato abrupto na profundidade de -893,0 m. Outro ponto que merece atenção é a existência, entre -887,0 m e -889,0 m, de saturações até 35 % menores que a saturação irreduzível determinada pelas amostras. Devido a isso, refez-se a curva de pressão capilar, a partir da mesma curva J, considerando-se agora uma saturação irreduzível de 32 % e multiplicando-se os valores de pressão capilar obtidos por um fator de 0,2. A Figura 40 mostra a comparação entre a interpretação dos perfis e a nova curva de saturação, a qual é muito mais realista.

Uma vez que se dispunha de uma única análise de permeabilidade relativa, optou-se pela utilização das curvas de Land para embebição (Land, 1971), na determinação dessa propriedade. Os pontos terminais, necessários para a utilização deste método, foram obtidos da curva experimental, ou seja: $K_{ro}(S_w) = 0,272$ e $S_{or} = 24,1$ %. A saturação irreduzível utilizada foi a mesma adotada na curva de pressão capilar (32 %). Outro parâmetro necessário para a determinação das curvas de Land é o índice de distribuição de tamanho de poros λ , o qual pode ser determinado pelo inverso da inclinação da curva $\log(J) \times \log(S_w^*)$. Para a curva J determinada, o fator λ encontrado foi de 0,97, indicando uma "amplitude grande" de distribuição de poros nas

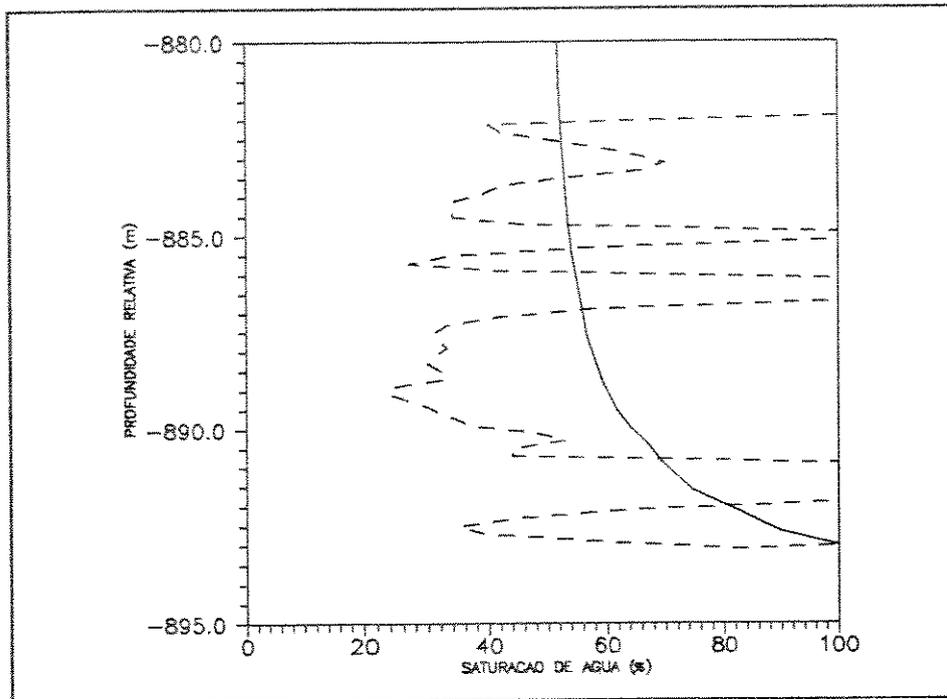


Figura 39 - Comparação entre a saturação original de água obtida da interpretação de perfis (somente nos intervalos porosos) e a curva calculada através da pressão capilar

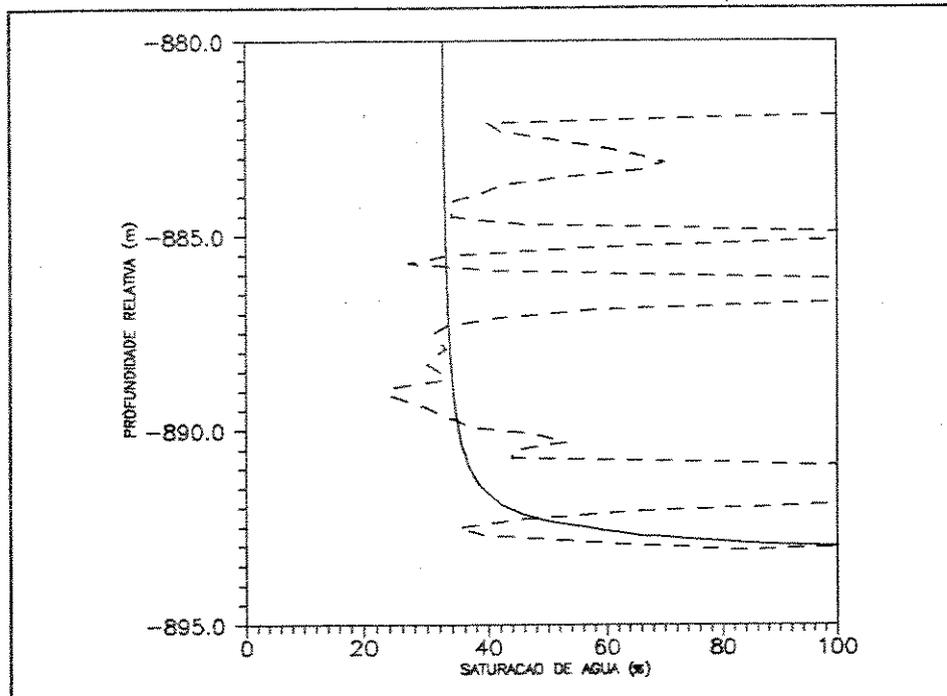


Figura 40 - Comparação entre a saturação original de água obtida da interpretação de perfis e a curva calculada através da pressão capilar corrigida ($\times 0,2$; $Sw_i = 32\%$)

rochas da eletrofácies "1". A Figura 41 mostra as curvas de permeabilidades relativas ao óleo e à água resultantes desse processo. Na mesma figura, são mostradas as curvas experimentais, onde as saturações foram corrigidas para a saturação irreduzível de 32 %. Pode-se observar neste gráfico que, na maior parte do intervalo de saturações em que ocorre fluxo de óleo, a permeabilidade relativa à água (K_{rw}) do método de Land é menor que a K_{rw} da amostra. No mesmo intervalo, a permeabilidade relativa ao óleo (K_{ro}) da amostra é muito próxima a zero, enquanto que a K_{ro} de Land assume valores bem maiores. Portanto, as curvas de K_{ro} e K_{rw} do método de Land são otimistas em relação às experimentais, sob o aspecto de produção de água.

Devido à pequena quantidade de informações de rocha existentes no reservatório em estudo, os dados da simulação definidos até aqui possuem uma alta incerteza. Essa incerteza justifica as alterações que foram feitas na etapa de ajuste de histórico, as quais procuraram sempre respeitar o bom senso na engenharia de reservatórios.

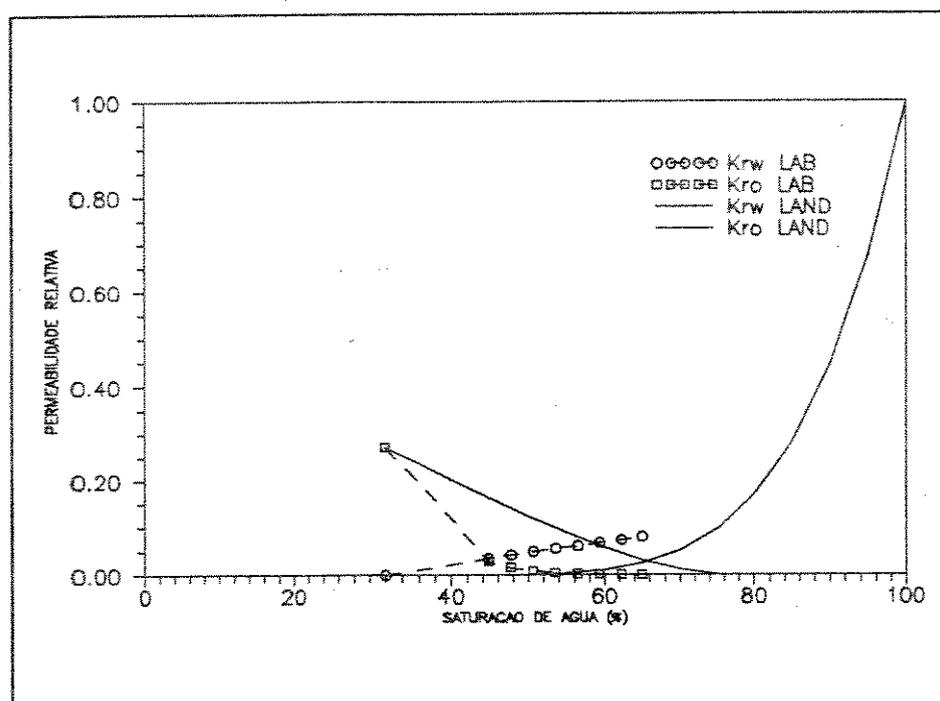


Figura 41 - Curvas de permeabilidades relativas desenvolvidas pelo método de Land e experimentais

6.2.3 - Propriedades do Óleo

As curvas PVT utilizadas foram as mesmas do estudo anteriormente realizado neste poço (Beraldo, 1990). As curvas de fator volume de formação B_o , razão de solubilidade R_s e viscosidade μ_o , entre as pressões de 0 Kgf/cm^2 e 100 Kgf/cm^2 são mostradas nas figuras 43, 44 e 45. A pressão de saturação de 5,48 Kgf/cm^2 é muito baixa em relação à pressão original do reservatório, que é da ordem de 83,5 Kgf/cm^2 . Uma vez que foi comprovado existir uma forte manutenção de pressão na zona 800, garante-se que não existe liberação de gás na simulação, sendo o fluxo estritamente bifásico. Nota-se que, acima da pressão de saturação, variam muito pouco as propriedades do óleo. Isto se explica pela pequena quantidade de gás dissolvido, comprovada pelo próprio valor de razão de solubilidade inicial (13,23 STD m^3/m^3).

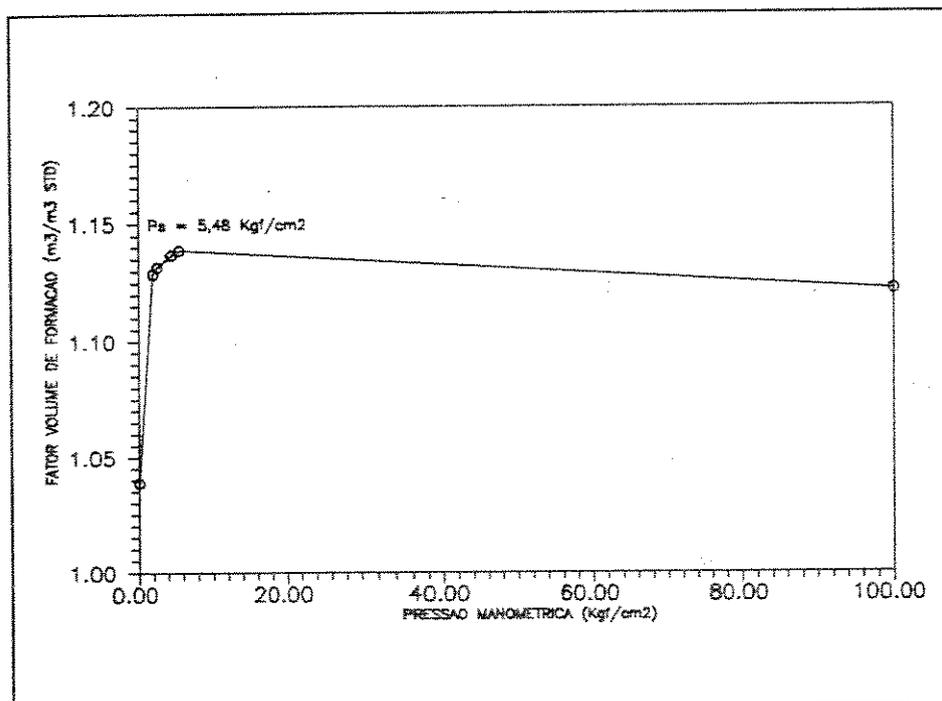


Figura 42 - Curva de fator volume de formação da análise PVT do óleo da zona 800

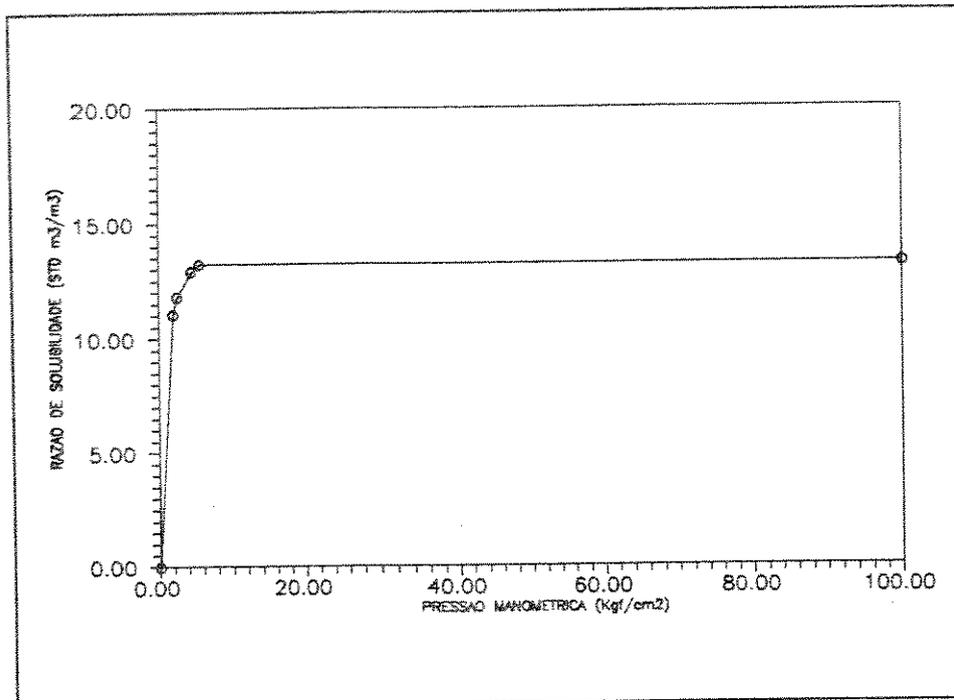


Figura 43 - Curva de razão de solubilidade da análise PVT do óleo da zona 800

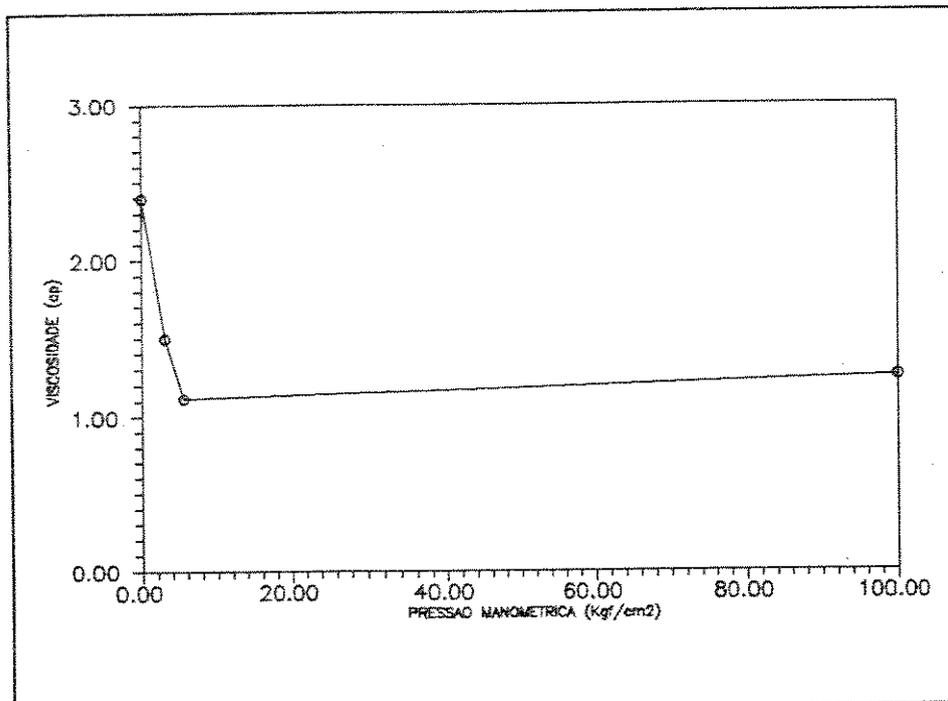


Figura 44 - Curva de viscosidade da análise PVT do óleo da zona 800

6.3 - Transferência de Escala

Determinadas as propriedades de cada eletrofácies, foi necessária a transferência de escala para as células da simulação de fluxo.

Devido à grande quantidade de células usadas na simulação e ao fato de células diferentes englobarem quantidades diferentes de blocos elementares da simulação geoestatística, tornou-se necessário o desenvolvimento de um programa para que a mudança de escala fosse feita automaticamente em toda a malha da simulação de fluxo.

Esse programa faz simultaneamente a transferência de escala da porosidade e das permeabilidades nas direções x , y e z . Deve-se salientar que, embora as permeabilidades horizontais dos blocos elementares sejam iguais, o mesmo não ocorre com as células após a mudança de escala, pois essas propriedades dependem da disposição interna das unidades de fluxo na célula.

A mudança de escala para a porosidade é feita pela média aritmética, ponderada pelos volumes dos blocos. Para a transferência de escala das permeabilidades, escolheu-se, dentre os métodos disponíveis, o estimador de Lemouzy.

O arquivo de entrada do programa é a própria saída da simulação condicional, com os códigos "1", "2" e "3" para a representação das eletrofácies e "0" para a representação dos blocos inativos. Além deste arquivo, é lido um arquivo de parâmetros, no qual constam a definição da malha da simulação de fluxo, as propriedades das três eletrofácies e as propriedades médias do reservatório (para serem atribuídas às células do aquífero e à camada 29).

Aquelas células localizadas abaixo do intervalo produtor, que englobam um único bloco de simulação geoestatística, adquirem, como se deseja, as próprias propriedades dos blocos, evitando-se, portanto, mudança de escala na região mais importante para o fluxo.

O topo do reservatório é modelado automaticamente na mudança de escala considerando-se que os blocos com código "0" possuem porosidades e permeabilidades nulas.

Normalmente, as células cortadas pelo topo do reservatório ficariam, na simulação, com permeabilidade vertical nula, uma vez que os blocos acima do topo são

impermeáveis e atravessam toda a extensão horizontal da célula. Esta situação não é real, pois devem existir trocas entre a célula e o restante do reservatório através da sua face inferior. Para se evitar que isso ocorra, somente os blocos ativos são considerados no cálculo das permeabilidades verticais equivalentes.

O programa utilizado na simulação de fluxo exige que a permeabilidade vertical informada para cada célula seja a média harmônica entre a permeabilidade vertical da própria célula e da imediatamente superior. No arquivo de saída, todas as informações já estão dispostas no formato de leitura desse programa, inclusive com as médias harmônicas da permeabilidade vertical já calculadas.

6.4 - Ajuste de Histórico

Após a depuração do arquivo de dados do simulador de fluxo e da rodada com produção nula para verificação do equilíbrio do modelo, partiu-se para a etapa de ajuste do histórico. Neste ajuste, informa-se mês a mês a produção real de óleo e compara-se a produção de água e a pressão do reservatório, calculadas pelo simulador, com as medidas em campo. Quando ocorrem discrepâncias, os parâmetros do modelo que possuem maior incerteza são ajustados até a obtenção de um histórico satisfatório.

O CAM-155 produziu na zona 800 por 2,5 anos. Durante este período, foram realizadas quinze medições de corte de água (relação entre produção de água e produção total) no poço e nove testes de formação no reservatório.

Quando as produções de óleo foram informadas, usando-se o modelo gerado a partir da imagem estocástica "1a", o que se observou na simulação foi um grande aumento na produção de água, logo nos primeiros dias de produção. Nesta situação, quando a saturação de água das células próximas ao intervalo produtor aumentava, havia uma grande diminuição da permeabilidade relativa ao óleo, a qual era incompatível com a produção que o poço apresentou no início da sua vida produtiva. Como consequência, ocorria uma grande redução nas pressões calculadas naquelas células. Quando essas pressões atingiam o valor zero, faziam com que o programa fosse interrompido.

Como ponto de partida para o ajuste, decidiu-se trabalhar unicamente com a imagem "1a", até que se conseguisse um histórico razoável. Somente então, esta seria substituída por outras realizações, para comparação dos resultados. A Figura 45 mostra o melhor ajuste conseguido para o corte de água com a imagem "1a". Estes foram os parâmetros petrofísicos alterados em relação ao modelo original e os seus novos valores:

- Sw_i : 40 %;
- $Kr_o(Sw_i)$: 0,5;
- $Krw(Sw)$: metade dos valores originais (para $Sw \neq 1$);
- $Pc(Sw)$: nula (desconsiderada);
- Kz_2 : 1,0 md (permeabilidade vertical da eletrofácies 2).

Foi observado que o aumento da saturação de água irreduzível Sw_i , no cálculo das permeabilidades relativas pelo método de Land tinha o efeito de diminuir a concavidade da curva de histórico de corte de água, melhorando assim o ajuste. O valor adotado de

40 % é um valor médio entre a saturação irreduzível observada na interpretação dos perfis e a média dos plugues analisados.

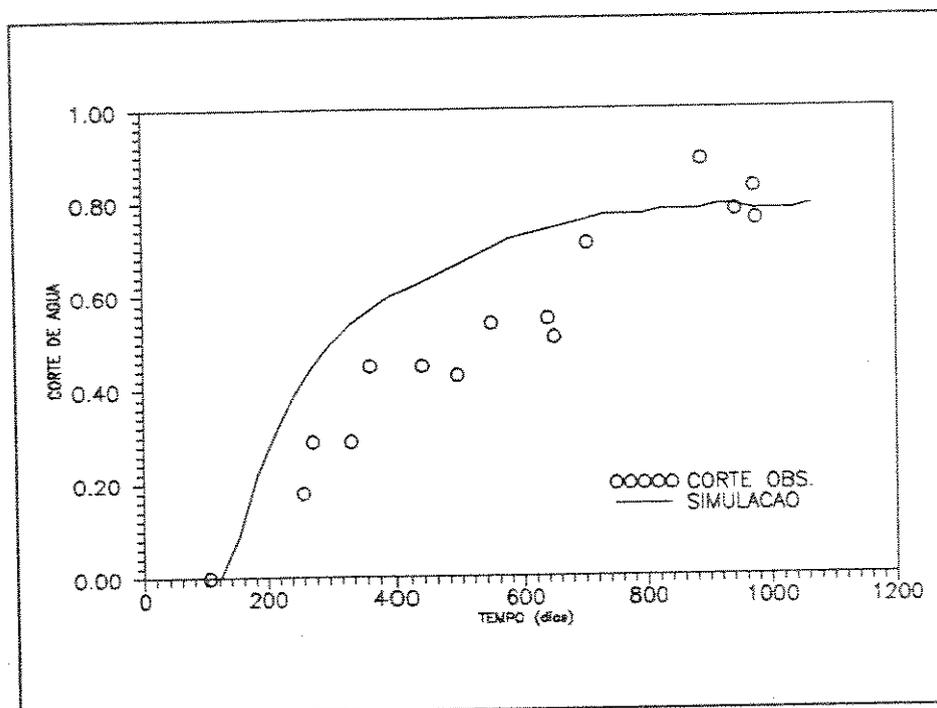


Figura 45 - Melhor ajuste de histórico de corte de água conseguido a partir da imagem "1a"

O aumento da permeabilidade relativa ao óleo na Sw_i das curvas de Land e a divisão das curvas de K_{rw} por dois agem no sentido de atrasar a formação do cone.

A pressão capilar foi eliminada por antecipar a produção de água no poço, uma vez que criava uma zona de transição, aumentando a saturação inicial das células na zona de óleo. A interpretação dos perfis reforça a hipótese de que o contato óleo-água na completação do poço era bem definido, o que justifica a desconsideração.

Finalmente, a permeabilidade vertical da eletrofácies "2", que havia sido estimada pela relação K_z/K_{xy} da eletrofácies "1", foi reestimada em 1 md, baseando-se no conhecimento de que esta eletrofácies possui estratificações plano-paralela e, nos afloramentos, está associada a camadas cimentadas, o que resultaria em uma permeabilidade vertical efetiva muito pequena.

Neste ponto, repetiram-se as rodadas de ajuste de histórico com modelos criados a partir das outras realizações estocásticas ("1b" a "1e"). Todos os modelos obedeciam aos mesmos critérios de transferência de escala e às mesmas propriedades petrofísicas

definidas para cada eletrofácies. A Figura 46 mostra as curvas obtidas para as cinco realizações.

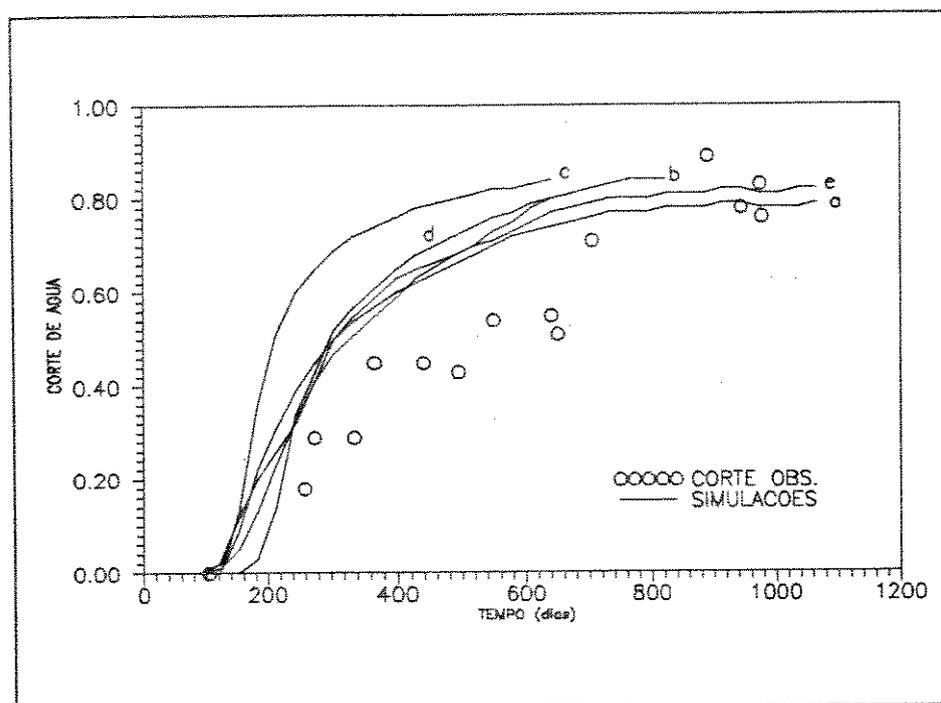


Figura 46 - Comparação entre as curvas de corte de água calculadas a partir das imagens "1a" a "1e" e os valores medidos em campo

Nota-se que não existe uma grande diferença de comportamento entre as diferentes imagens e que em todos os casos, a produção de água é superior à observada em campo até o tempo de produção de aproximadamente 700 dias. Não foi possível, o ajuste da curva em todo o histórico, pois quando se conseguia o ajuste nos primeiros meses de produção de água, o corte calculado no final do histórico era muito inferior ao observado.

Como não se conseguiu um ajuste perfeito com nenhuma modificação plausível nas propriedades petrofísicas, concluiu-se que o problema deveria estar relacionado com a geração das imagens. Um parâmetro que certamente controla a formação de cone de água em um reservatório deste tipo é a extensão lateral dos corpos geológicos. O parâmetro geoestatístico que está relacionado com estas extensões é a amplitude horizontal dos variogramas. Foram então geradas mais cinco realizações ("2a" a "2e") que possuíam, como única diferença significativa em relação às primeiras, as amplitudes dos variogramas. Em termos práticos, isto significa que nos semivariogramas dos dois

componentes principais, as amplitudes de todas as estruturas foram multiplicadas pelo fator de 1,5, enquanto que as anisotropias foram divididas pelo mesmo valor, para não alterar as amplitudes verticais, as quais haviam sido previamente ajustadas pelos variogramas dos poços.

As Figuras 47 e 48 mostram, respectivamente, as camadas número 60 e as seções x-z centrais das imagens "2a", "2b" e "2c". Comparando-se a Figura 27 com a Figura 48, pode ser notada a mudança no padrão horizontal de variabilidade das imagens.

Mantendo-se os mesmos critérios petrofísicos utilizados nas simulações da Figura 46, foram realizadas mais cinco simulações de fluxo, utilizando as novas imagens. A Figura 49 mostra as novas curvas de corte de água conseguidas. A primeira observação que se faz é que, de modo geral, todas as curvas tendem a se ajustar melhor ao histórico real. As imagens "2b" e "2d" geram curvas com uma produção maior de água e não atingiram o final do histórico devido a problemas de instabilidade na simulação (balanço de materiais). Fica comprovado com esta mudança no comportamento nas simulações, que a produção de água na zona 800 é muito afetada pela heterogeneidade do sistema. Como agora, as heterogeneidades são mais estruturadas e possuem um peso maior na contenção da produção de água, aumenta-se a sensibilidade dos resultados às diferentes arquiteturas das eletrofácies, o que explica a maior dispersão das curvas.

Outra observação importante na Figura 49 é que diferentes imagens geram históricos com diferentes perfis de produção de água. Por exemplo: enquanto o corte de água simulado a partir da imagem "2d" aumenta pouco no início da produção para, a partir de 150 dias, subir rapidamente, o contrário ocorre com a curva da imagem "2c". Esta característica deve, portanto, ser considerada no ajuste de histórico, para a seleção de imagens em estudos deste tipo.

Das imagens estudadas, a que apresentou o melhor ajuste em toda a extensão do histórico foi a "2a".

A Figura 50 mostra as curvas de pressão média, calculadas com as cinco imagens, comparadas com as pressões conhecidas no reservatório. Como existe uma boa alimentação do aquífero, as respostas não são sensivelmente afetadas pelas diferentes produções de água.

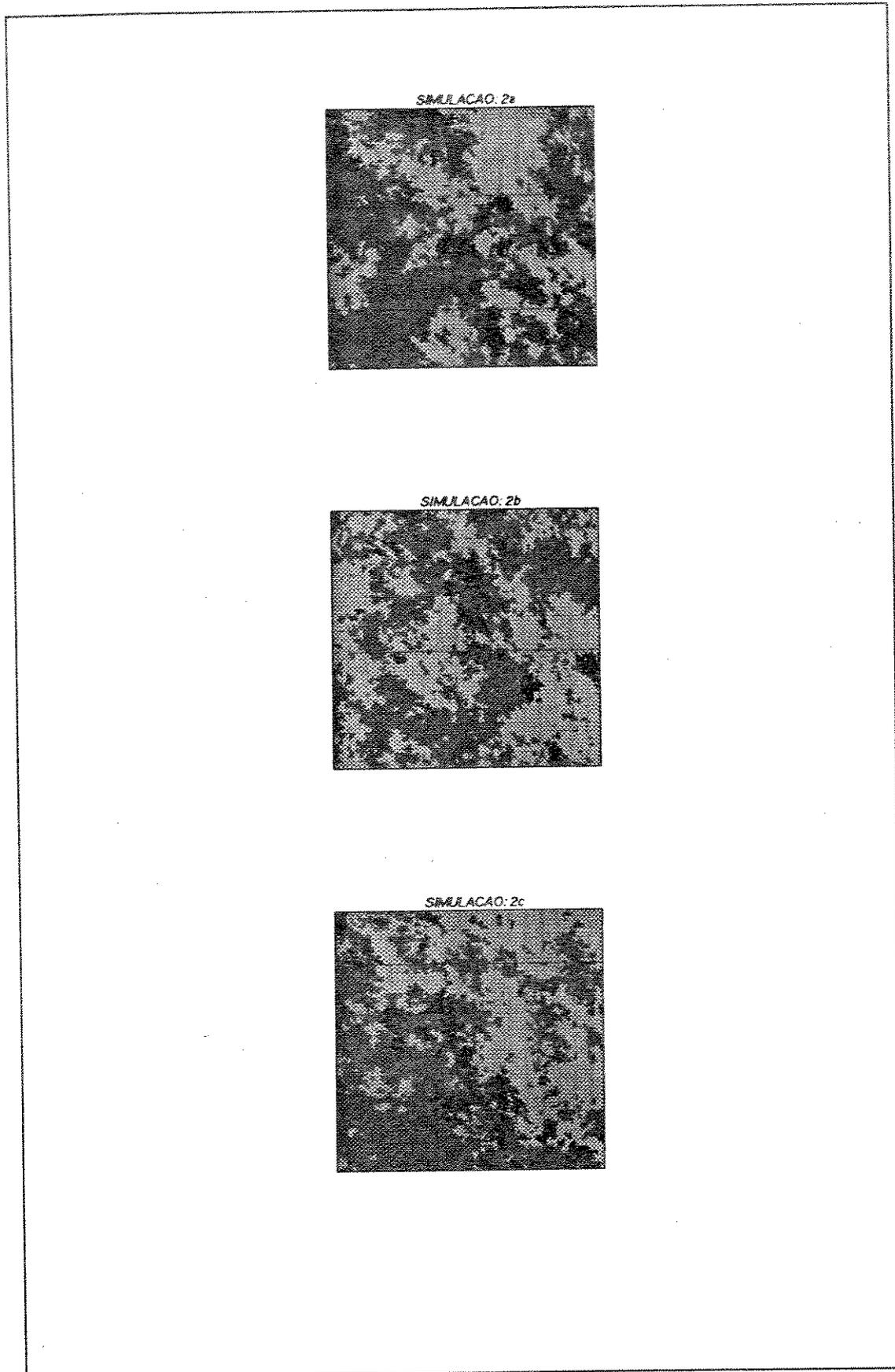


Figura 47 - Imagens da camada 60 das simulações "2a", "2b" e "2c"
(preto: lamito - cinza esc.: arn. fino/médio - cinza claro: cong./arn. grosso)

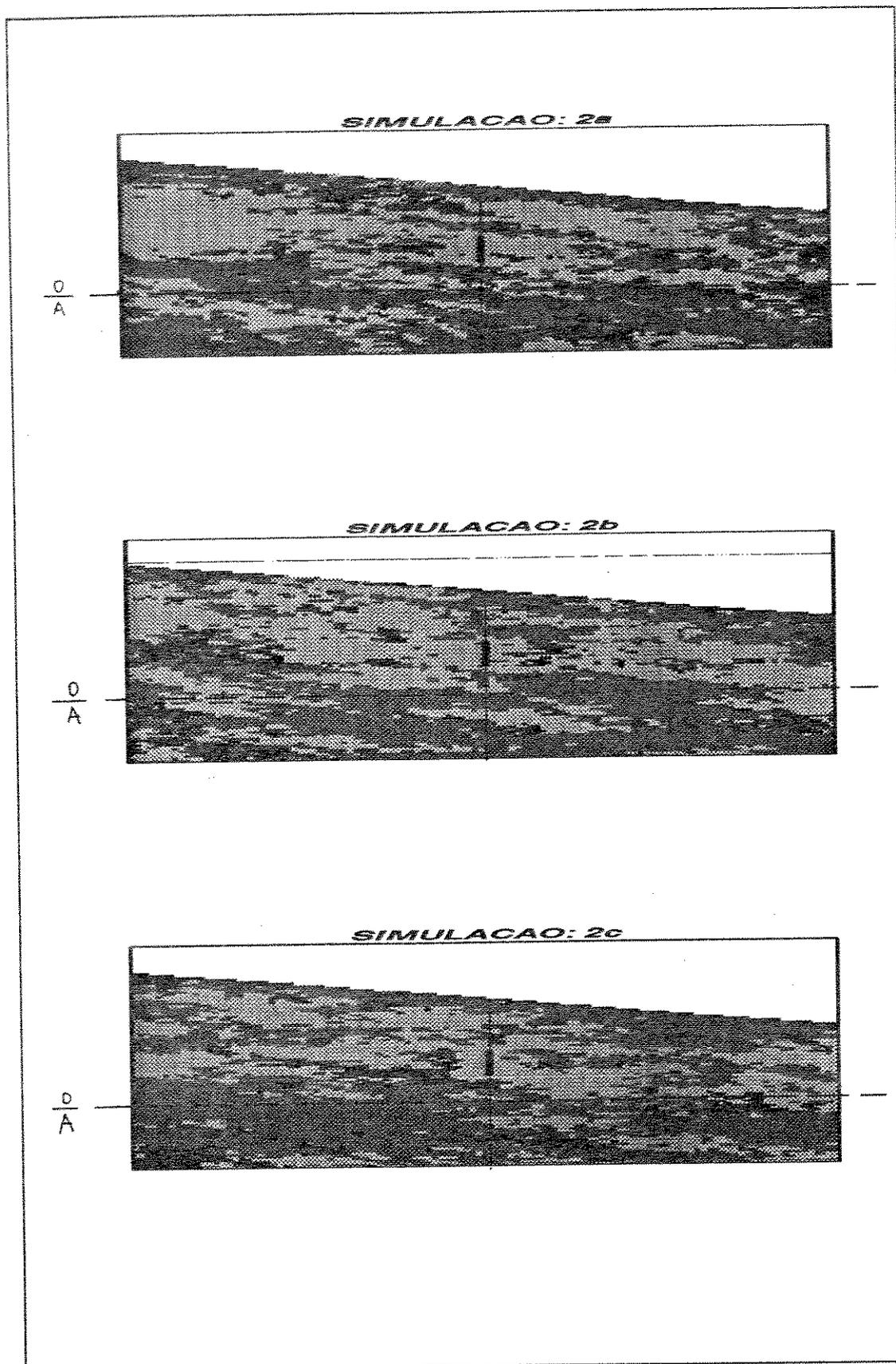


Figura 48 - Imagens da seção 57 das simulações "2a", "2b" e "2c"
(preto: lamito - cinza esc.: arn. fino - cinza claro: cong./arn. grosso)

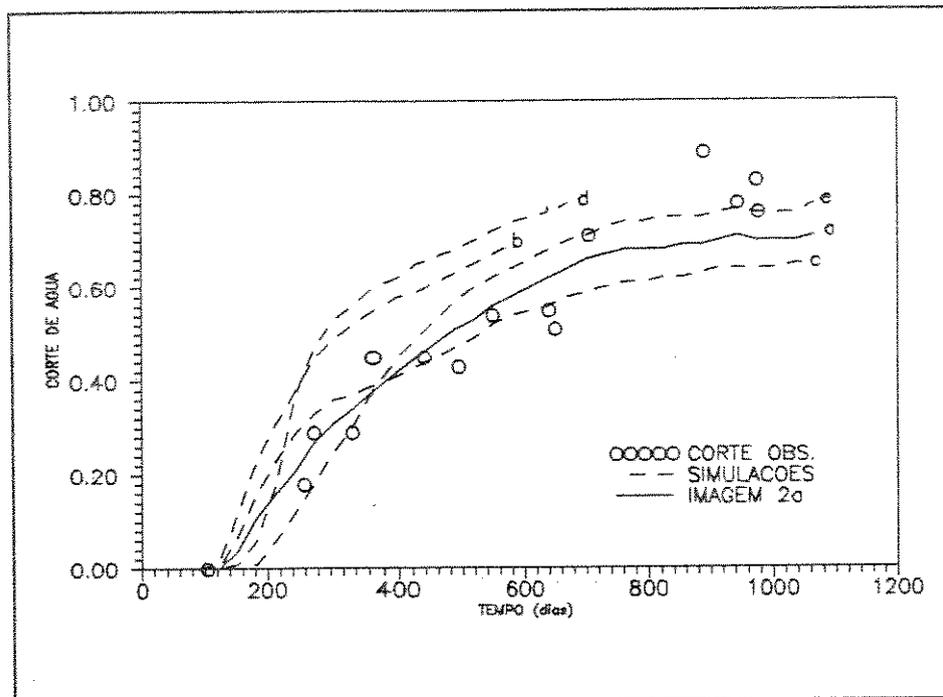


Figura 49 - Comparação entre as curvas de corte de água calculadas a partir das imagens "2a" a "2e" e os valores medidos em campo

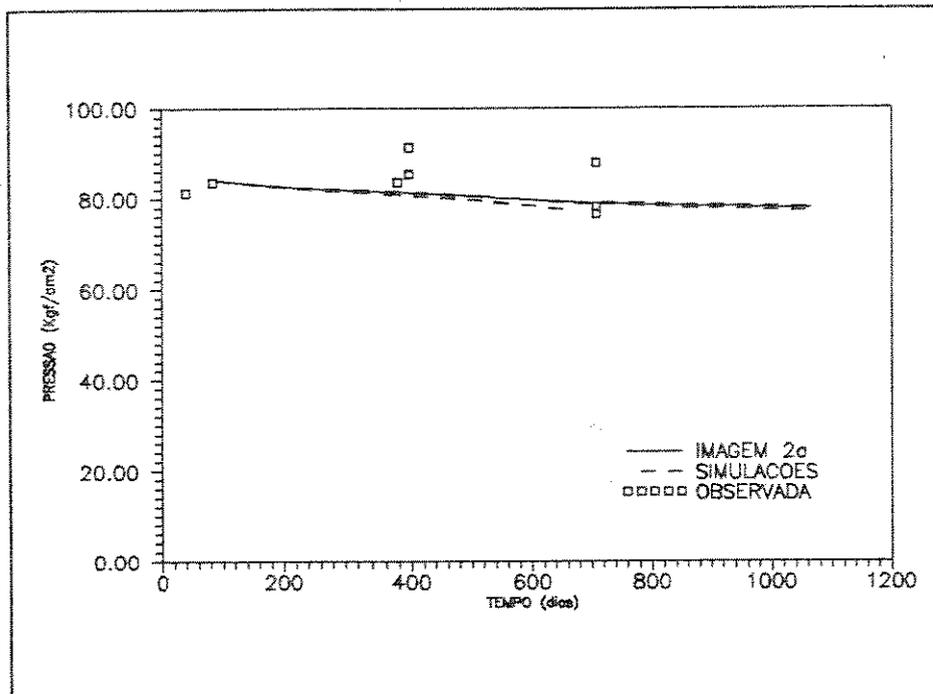


Figura 50 - Ajustes do histórico de pressão

A partir do relatório de saída do simulador, foram construídos mapas de tons de cinza das porosidades informadas, visando-se, com isso, conferir o processo de mudança de escala e observar o quanto este processo atenua as heterogeneidades. Nas Figuras 51 e 52, mostram-se as comparações entre os mapas da seção nº 9 e da camada nº 15 com os mapas correspondentes da imagem "2a". Pode-se observar que, como se desejava, a região central, mais importante ao fluxo, continuou preservada. Obviamente a representação da realidade seria melhor se a região com maior refinamento fosse

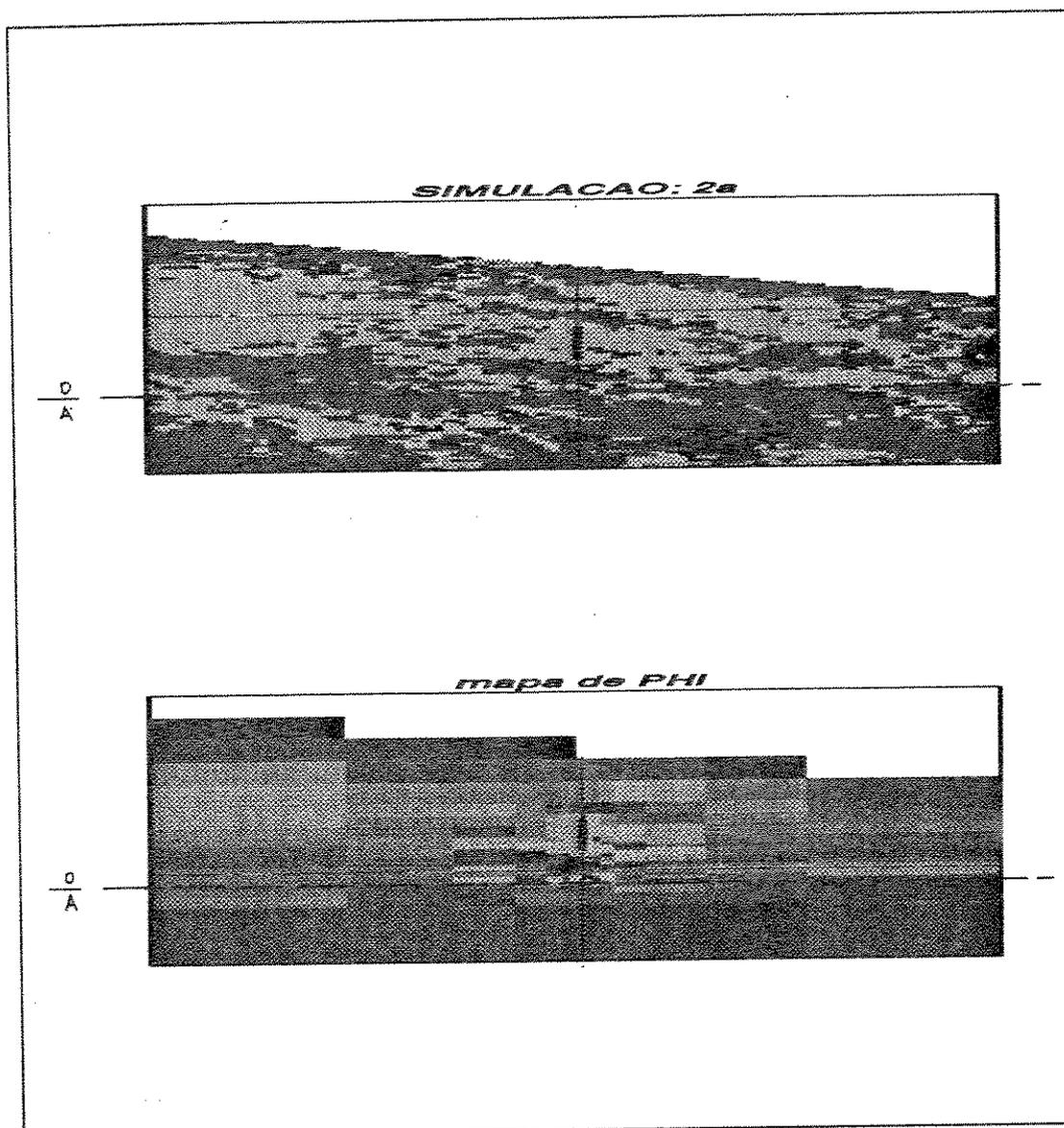


Figura 51 - Imagem da seção nº 57 da simulação "2a", comparada com o mapa de porosidade da seção equivalente da simulação de fluxo (seção nº 9)

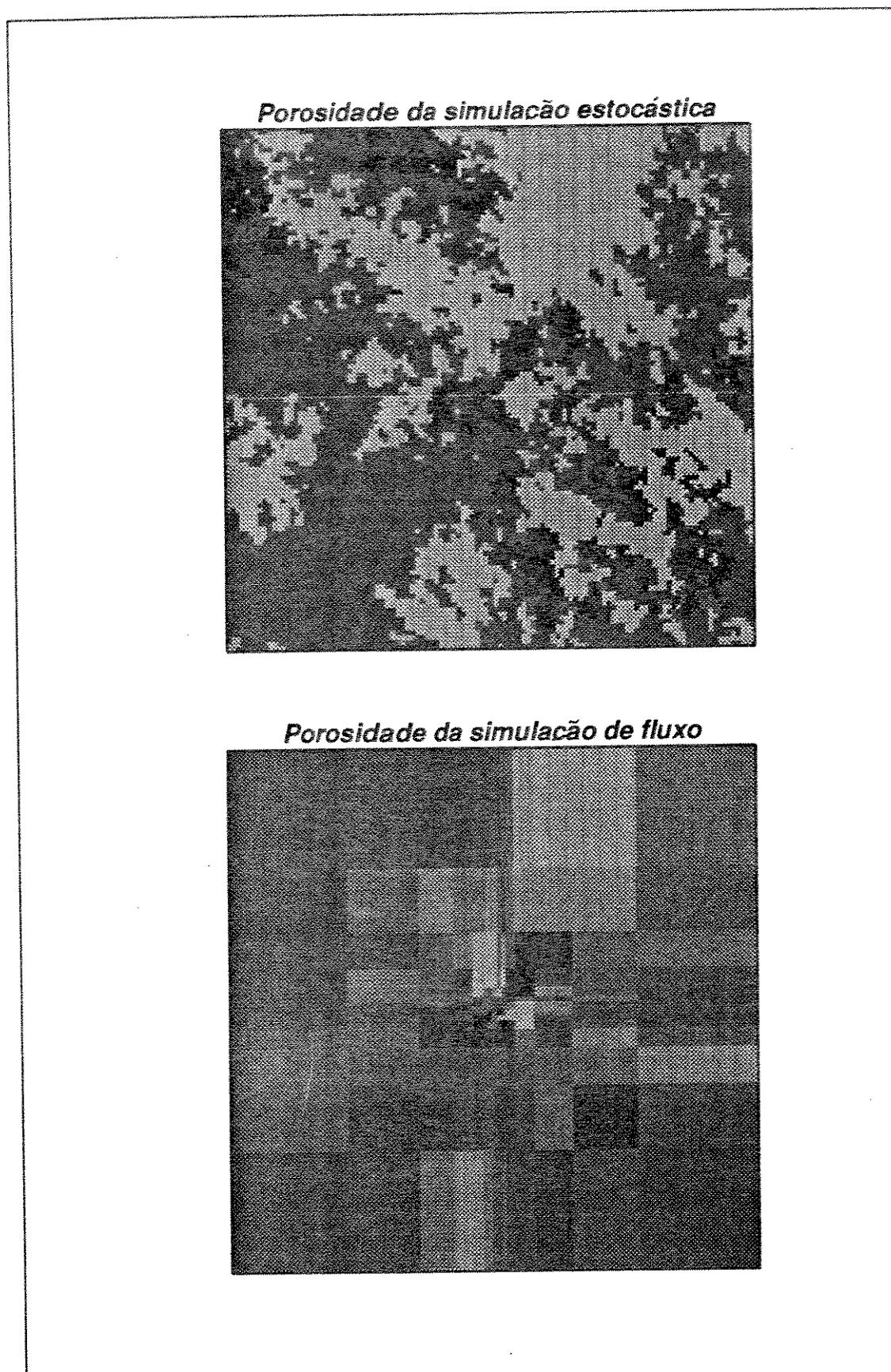


Figura 52 - Mapa da camada n° 60 da Simulação "2a", comparado com o mapa de porosidade da camada equivalente da simulação de fluxo (camada n° 15)

maior, o que não foi possível devido a limitações de recursos computacionais.

Conclui-se que o modelo gerado pela imagem "2a" está razoavelmente bem ajustado, tanto para a produção de água, quanto para a pressão. Pode-se então, utilizá-lo para o estudo de outras condições de produção, diferentes do histórico real.

6.5 - Hipóteses de Produção

Procurou-se estudar a relação entre o comportamento da produção de água e a vazão bruta (óleo mais água) em um poço com as características do poço estudado. Para isso foram realizadas diversas simulações de fluxo informando-se, em vez do histórico do poço, vazões brutas constantes. Para um poço recém-completado, este seria o melhor caminho para a determinação da vazão ideal para a produção, considerando os aspectos econômicos.

A Figura 53 mostra as curvas de produção de óleo e corte de água obtidas para vazões de 10, 20, 30 e 40 m³/d. Pode-se observar, que produzindo-se a vazões maiores, é maior o crescimento do corte de água, o que significa o abandono do reservatório em um tempo menor e provavelmente um menor fator de recuperação.

Uma maneira melhor para se visualizar a dependência entre o crescimento do corte de água e a vazão de produção é grafando-se o primeiro contra a produção acumulada de óleo, como pode ser visto na Figura 54. Nota-se que, para a mesma produção acumulada de óleo, o corte de água é função da vazão bruta a que o poço esteve sujeito. A consequência disso é que, para um mesmo limite econômico de corte de água, o fator de recuperação será tanto menor quanto maior for essa vazão. Por outro lado, altas vazões podem ser interessantes devido à antecipação da produção de óleo, que pode compensar economicamente o prejuízo com a diminuição do fator de recuperação. A determinação da vazão ótima deve ser feita por critérios econômicos. Deve-se salientar, no entanto, que o levantamento desse tipo de curva para um poço recém-completado não é confiável, uma vez que não existe histórico para o ajuste do modelo.

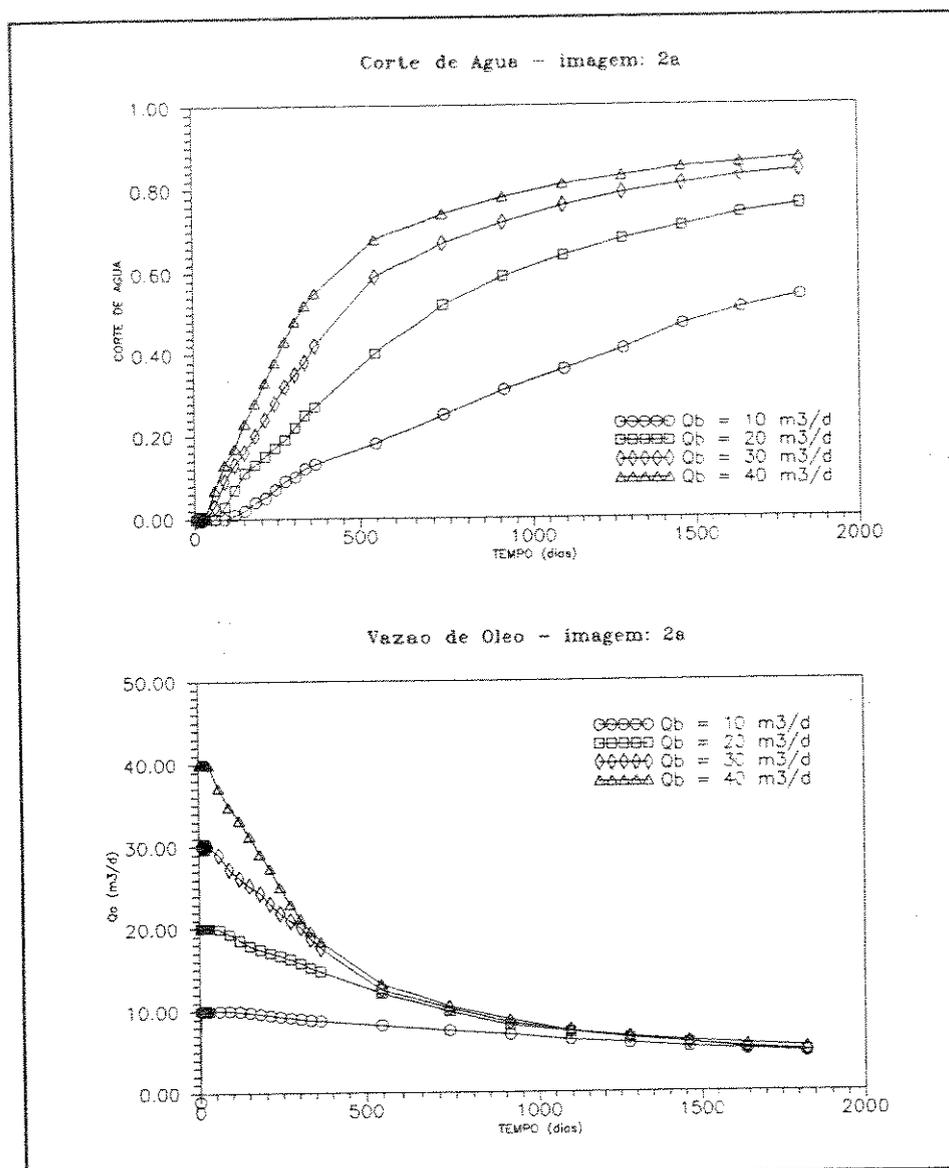


Figura 53 - Curvas de corte de água e vazão de óleo simuladas com vazão bruta constante

Outra observação que pode ser feita na Figura 54 é que, quanto maior é a vazão, mais as curvas se aproximam umas das outras. A razão deste comportamento pode ser atribuída à relação entre as forças viscosas e forças gravitacionais envolvidas no fenômeno. Para baixas vazões, essas forças são da mesma ordem de grandeza, de modo que o perfil do cone formado, que é função da razão entre elas, irá depender da intensidade das forças viscosas, as quais são relacionadas às velocidades dos fluidos. Quando a vazão aumenta, as forças gravitacionais tomam-se desprezíveis em relação às forças viscosas. Como consequência, o perfil do cone de água passa a ser função

somente do meio poroso e das mobilidades dos fluidos, as quais não dependem, para efeitos práticos, da vazão do poço.

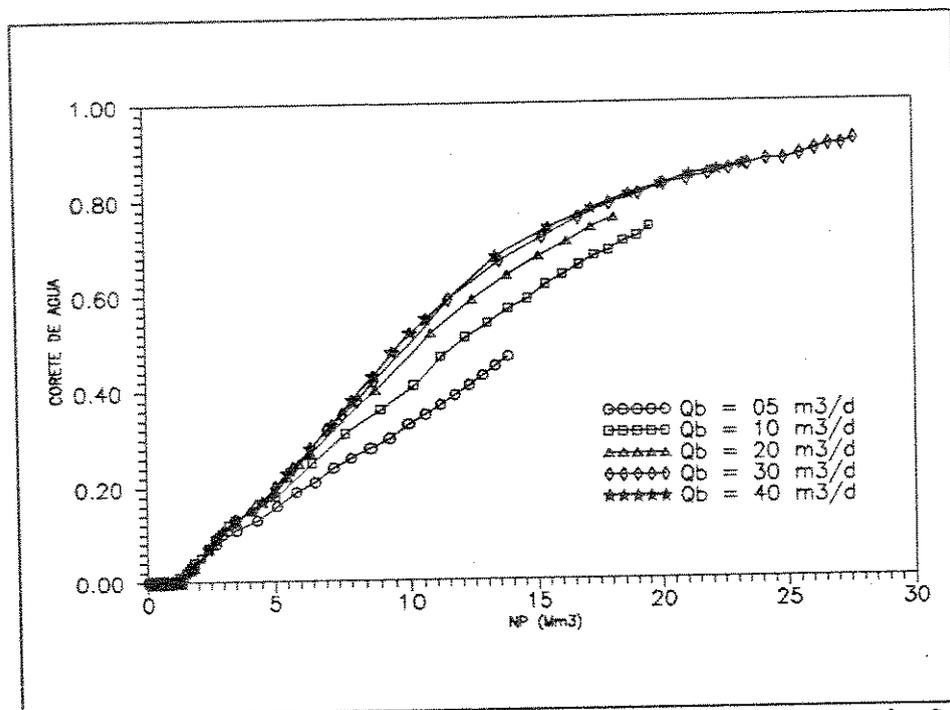


Figura 54 - Curvas de corte de água contra produção acumulada de óleo em diversas vazões

As mesmas curvas, levantadas com um modelo radial construído para o mesmo poço (Beraldo, 1990), são mostradas na Figura 55. As diferenças entre as curvas de 40 m³/d não são marcantes, considerando a diferença de concepção entre os dois modelos. Entretanto, quando a vazão é reduzida, nota-se uma mudança de comportamento. Enquanto no presente modelo existe alguma dispersão das curvas, no modelo radial as curvas estão muito próximas, significando que o histórico de corte de água é independente da vazão. Conclui-se que, embora os dois modelos reproduzam satisfatoriamente o histórico, quando se analisam outras hipóteses de produção, chega-se a resultados diferentes. Como consequência, uma decisão tomada por critérios econômicos em um estudo deste tipo poderia ser diferente em um ou no outro caso. Como, no caso presente, procurou-se caracterizar melhor as heterogeneidades mais importantes do reservatório, acredita-se que os resultados sejam mais confiáveis. Portanto, colocam-se sob suspeita, estudos de cone de água com modelos radiais, que consideram somente as heterogeneidades na direção vertical, em reservatórios que

possuam heterogeneidades laterais na escala de metros a dezenas de metros.

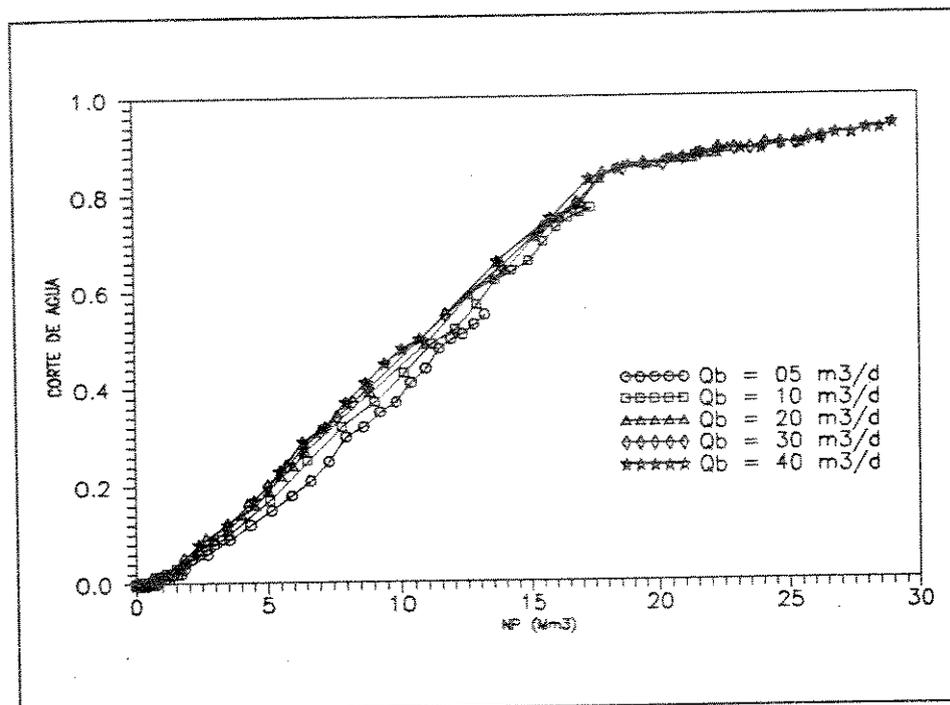


Figura 55 - Curvas de corte de água contra produção acumulada de óleo obtidas no modelo radial

Desejava-se visualizar como se dá o avanço do cone de água em um reservatório heterogêneo sob diferentes condições de vazão. Para isso, foram elaborados mapas de tons de cinza das saturações existentes na seção central do modelo (Figura 48 — superior) em diferentes tempos de uma simulação com vazão de óleo constante. Foram analisadas simulações de produções com vazões de óleo de 5 m³/d e 40 m³/d. As figuras 56 e 57 mostram os mapas de saturação correspondentes às produções acumuladas de óleo de 400 m³, 1.200 m³ e 3.600 m³, obtidos com as duas simulações. É interessante notar como, no início da produção, a frente de avanço da água, que na verdade não possui forma de cone, desvia-se do folhelho existente pelo lado direito onde, como pode ser visto na Figura 48, predomina a eletrofácies "1", mais permeável. Embora a vazão de uma simulação seja oito vezes superior à outra, observa-se que, para a mesma produção acumuladas de óleo, não existem grandes diferenças entre os mapas. Isto mostra que, apesar de se notarem diferenças nas curvas de corte de água, a forma do "cone de água" não é significativamente afetada pela vazão de óleo. Isso significa que as forças gravitacionais são pequenas em relação às forças viscosas, mesmo com uma vazão de 5 m³/d, que é considerada baixa para a área do poço. Provavelmente a

independência entre os mapas de saturação e a vazão se explique pela pequena distância entre o intervalo produtor e o contato óleo-água (3,0 m) associada à existência do lamito, que possui extensão de cerca de 22 m na seção e faz com que ocorra um fluxo de água predominantemente horizontal, diminuindo assim a influência das forças gravitacionais.

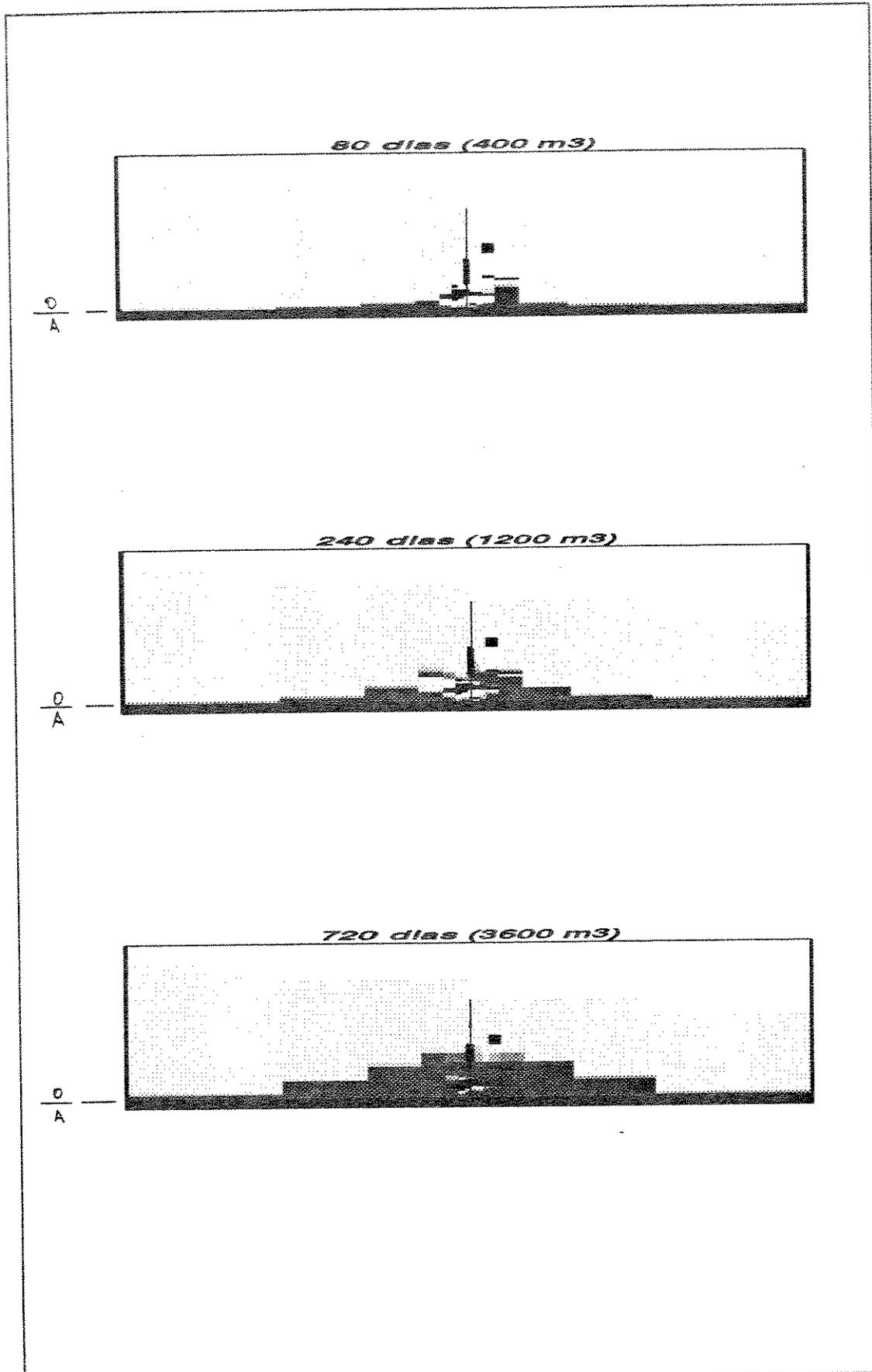


Figura 56 - Mapas de saturação de água para vazão de 5,0 m³/d nos tempos de: 80, 240 e 720 dias

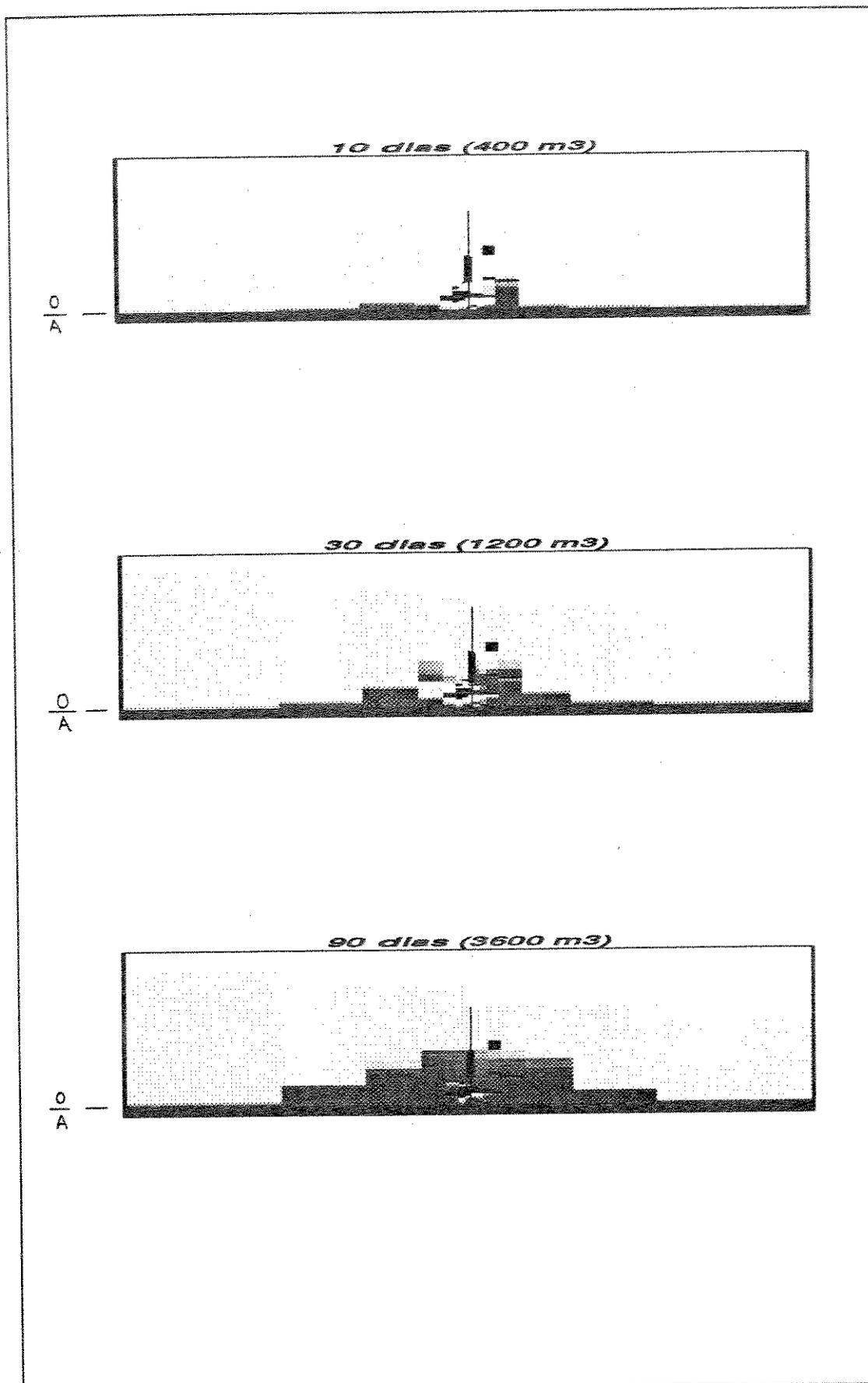


Figura 57 - Mapas de saturação de água para vazão de $40,0 \text{ m}^3/\text{d}$ nos tempos: 10, 30 e 90 dias

7 - CONCLUSÕES E OBSERVAÇÕES

O objetivo deste trabalho foi caracterizar, por métodos geoestatísticos, um reservatório heterogêneo sujeito à atuação de um aquífero de fundo e estudar o problema de produção de água, através da simulação de fluxo em um poço real com histórico de produção conhecido.

Da solução dos problemas encontrados no desenvolvimento do trabalho e da análise dos resultados obtidos, foram tiradas diversas conclusões e observações, consideradas importantes, que serão a seguir descritas.

7.1 - Conclusões

É possível ajustar-se as amplitudes dos variogramas dos afloramentos pela comparação com os variogramas verticais dos poços da área estudada.

A porcentagem de krigagens simples e simulações de nós pelas proporções "a priori", necessária para que as imagens geradas obedeçam às curvas verticais de probabilidade, é muito pequena. Neste estudo, conseguiu-se bons resultados com porcentagens de krigagens simples e determinações diretas de 3 % e 0,05 %, respectivamente.

Para uma melhor caracterização em um estudo deste tipo, é desejável uma

grande quantidade de análises petrofísicas de rotina em plugues regularmente espaçados e abrangendo todas as litofácies do reservatório. Deve-se salientar que, para o estudo da produção de água em reservatórios com aquífero de fundo, os dados de permeabilidade vertical são tão ou mais importantes que os de permeabilidade horizontal.

O padrão de heterogeneidades das imagens estocásticas tem uma influência muito forte nos resultados da simulação. Como consequência, os parâmetros dos modelos variográficos podem ser usados como parâmetros de ajuste de histórico.

Quando as amplitudes dos variogramas foram aumentadas em 50 %, obteve-se um conjunto de imagens com maior continuidade estrutural e que, de modo geral, produziam resultados que se ajustavam melhor ao histórico do poço. Entretanto, a dispersão entre as curvas de produção foi maior, o que reforça a importância da arquitetura das unidades de fluxo na produção.

As curvas de produção obtidas com diferentes imagens apresentam diferentes comportamentos de crescimento de corte de água. Portanto, a seleção das imagens é, juntamente com o tratamento determinístico dos parâmetros petrofísicos, um excelente processo de ajuste de histórico, uma vez que é justo supor que as imagens que geram curvas mais ajustadas ao histórico estão mais próximas da realidade do reservatório.

Foi observado que a dependência entre as curvas de corte de água e a vazão do poço diminui à medida que se comparam vazões maiores. Quando a vazão é alta, o fluxo dos fluidos passa a ser controlado não mais pela relação entre forças viscosas e gravitacionais, mas sim pela estrutura do meio poroso e pelas mobilidades dos fluidos.

Na simulação realizada no CAM-155 com modelo radial, as curvas de corte de água contra produção acumulada de óleo a diferentes vazões eram muito próximas. Isso poderia levar, em determinadas circunstâncias, a decisões de produção diferentes das que se chegaria com o presente estudo. O modelo desenvolvido neste trabalho procura caracterizar da melhor maneira possível as heterogeneidades de média escala, tanto na direção vertical quanto horizontal. Conclui-se que não é possível representar adequadamente o fenômeno de cone de água em reservatórios heterogêneos, usando-se modelos radiais que considerem somente as heterogeneidades na direção vertical.

Apesar de o comportamento do corte de água nas simulações depender da vazão do poço, não foram observadas diferenças marcantes entre os mapas de saturação obtidos com vazões de 5 m³/d e 40 m³/d. A pequena distância entre o intervalo produtor e o contato óleo-água e a existência de um lamito com extensão de cerca de 22 m na

direção x podem explicar essa semelhança entre as imagens, já que o fluxo de água no início da produção é predominantemente horizontal, o que diminui a importância das forças gravitacionais. Provavelmente, se o estudo tivesse focado outro poço, com uma distância maior entre a base do intervalo canhoneado e o contato, os resultados teriam sido diferentes e a dispersão das curvas de corte de água contra produção acumulada teria sido bem maior.

As conclusões sobre produção de água tiradas deste estudo não podem ser generalizadas, nem mesmo para os poços da própria zona 800, pois fatores como disposição das unidades de fluxo no poço e distância entre os intervalos canhoneados e o contato óleo-água exercem papel preponderante no fenômeno.

Finalmente, conclui-se que a caracterização de heterogeneidades, nas escalas em que foram tratadas, é um processo trabalhoso, mas imprescindível para se melhorar as previsões de produção e, conseqüentemente, as decisões a serem tomadas com base nas mesmas.

7.2 - Observações

Ao se aplicar a análise discriminante de perfis na determinação dos dados condicionantes da simulação geoestatística, deve-se fazer uma verificação visual dos resultados, corrigindo possíveis distorções, as quais podem ser muito importantes nos resultados do estudo.

Antes de se aplicar a variografia de afloramentos na simulação condicional pelo método utilizado, deve-se verificar se as diferenças entre as proporções das unidades de fluxo observadas no afloramento e esperadas no reservatório são grandes, pois elas podem levar a diferentes definições de componentes principais.

Quando a simulação condicional não é feita por níveis estratigráficos, as direções dos modelos variográficos informados devem ser coerentes com o mergulho regional.

As eletrofácies definidas no estudo podem ser discriminadas por perfis e

possuem características petrofísicas próprias.

Análises petrofísicas de rotina podem ser correlacionadas com análises nas quais usou-se secagem com umidade controlada, desde que sejam agrupadas em lito ou eletrofácies.

O óleo da zona 800 de Canto do Amaro possui uma pressão de saturação muito inferior à pressão original do reservatório, a qual é mantida pelo aquífero existente. Este fato assegura a hipótese de fluxo bifásico, adotada no estudo.

Durante o ajuste grosseiro de histórico em um estudo baseado em imagens geoestatísticas, deve-se trabalhar com uma única imagem até que se obtenha um ajuste razoável, partindo-se só então para a comparação com os resultados obtidos através de outras imagens.

A zona de transição do reservatório estudado é muito pequena na área do CAM-155, o que levou à desconsideração da pressão capilar no estudo.

A eletrofácies "2", por englobar litofácies estratificadas e estar associada a "lençóis" de cimentação observáveis nos afloramentos, possui uma permeabilidade vertical muito baixa.

Foi observada na simulação uma dependência entre a produção acumulada de óleo, em um determinado limite de corte de água, e a vazão de produção do poço. Como a diminuição na recuperação final de óleo com uma vazão maior seria compensada economicamente com a antecipação de produção, deve existir uma vazão ótima, a qual pode ser definida por critérios econômicos.

A determinação da vazão ótima seria altamente interessante para poços recém-completados. Entretanto, neste caso não existe um histórico de produção para o ajuste do modelo, o que impossibilita um estudo confiável. Esta seria uma possível aplicação da metodologia utilizada, uma vez que, tendo-se ajustado o histórico em um poço do reservatório, poder-se-ia aplicar os mesmos critérios da simulação condicional e as mesmas propriedades petrofísicas definidas para as eletrofácies ao estudo do novo poço de interesse.

Com um modelo do tipo desenvolvido, pode ser possível a construção de "pseudo-curvas" nas direções x, y e z aplicáveis à simulação global do reservatório. Desta maneira, seriam considerados simultaneamente o efeito de "cone de água" e as heterogeneidades de média escala, as quais não poderiam ser modeladas através dos modelos radiais convencionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AADLAND, A. & HENRIQUEZ, A.: "New Field Simulation Strategy With Detailed Element Models and Flux Boundary Conditions: Statfjord Field Case Study", SPE nº 24264, SPE European Petroleum Computer Conference, 51-60, Stavanger, Norway, maio 1992.

AZIZ, K. & SETTARI, A: "Petroleum Reservoir Simulation", Applied Science Publishers Ltd., London, 1979.

BERALDO, V. T.: "Estudo do Comportamento de Cone de Água Para os Poços das Zonas '800' e '1000' do Campo de Canto do Amaro", relatório interno da PETROBRÁS, PETROBRÁS/RPNS, Natal, dezembro 1990.

BECKER, M. R. *et alii*: "Estudos de Afloramentos para Modelagem Geológica e Geoestatística do Reservatório Fluvial da Formação Açú, Bacia Potiguar", Anais do 5º Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios (no prelo), Cabo Frio RJ, 1992.

BECKER, M. R. *et alii* : "Projeto Geometrias e Heterogeneidades de Reservatórios Fluviais: Formação Açú, Bacia Potiguar - Relatório parcial 1: Geologia dos Afloramentos", relatório interno da PETROBRÁS - CENPES/DEBAR/RPNS (no prelo), Rio de Janeiro RJ, 1992.

- BEGG, S. H. & CARTER, R. R.: "Assigning Effective Values to Simulator Grid-Block Parameters", SPE nº 16754, 62th Annual Technical Conference and Exhibition, 133-143, Dallas TX, setembro 1987.
- BONET, L., ROMEU, R. K. & PEREIRA, J. R.: "Metodologia para Determinação de Permeabilidade Equivalente em Meios Porosos Heterogêneos", relatório interno de PETROBRÁS - CENPES/DIGER/SERES, Rio de Janeiro RJ, abril 1989.
- BONET, L.: "Cálculo de Propriedades Equivalentes para Simulação de Reservatórios Heterogêneos", relatório interno de PETROBRÁS - CENPES/DIGER/SEGER, Rio de Janeiro RJ, março 1992.
- BOROUCHE, J. M. & SAPORTA, G.: "Análise de Dados", Zahar Editores S.A., Rio de Janeiro, 1982.
- BUCHÉB, J. A.: "Aplicação de Tratamento Estatístico Multivariante em Dados de Perfis de Poços da Bacia de Sergipe-Alagoas", tese de mestrado, Universidade Federal do Pará, Belém, setembro 1991.
- BOURZANEL, C. & JEANSON, B.: "Fast Water Coning Evaluation Method", SPE nº 3628, Annual Fall Meeting of the Society Petroleum Engineers of AIME, 46, New Orleans, outubro 1971.
- CAMPOZANA, F. P.: "Modelagem Probabilística e Simulação de Reservatórios", tese de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, novembro 1990.
- CRUZ, P. S.: "Análise Crítica dos Métodos de Mudança de Escala Associados à Simulação de Reservatórios", tese de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, novembro 1991.
- CHIERICI, G. L. *et alii*: "A Systematic Study of Gas and Water Coning by Potentiometric Models", J. Pet. Tech., 923-929, agosto 1964.

- DAVIS, J. C. "*Statistics and Data Analysis in Geology*", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1986.
- DEUTSCH C. V. & JOURNEL, A. G.: "GSLIB: Geoestatistical Software Library and User's Guide", Oxford University Press, New York, 1992.
- FARIAS, R. C. F.: "Evolução do Sistema Depositional da Formação Açu no Campo de Canto do Amaro/Alto da Pedra", 1º Seminário da Linha de Charneira de Areia Branca, 2p, 1989.
- ELIAS, V. L. G.; SOUZA M. S. *et alii*: "Efeito das Condições de Secagem nas Propriedades Petrofísicas de Amostras de Rochas Argilosas", relatório interno da PETROBRÁS, PETROBRÁS/CENPES, outubro 1991.
- FOGG, E. F.: "Stochastic Analysis of Aquifer Interconnectedness: Wilcox Group, Trawick Area, East Texas", Bureau of Economic Geology Report of Investigation nº 189, The University of Austin, Austin TX, 1989.
- FOGG, G. E. & LUCIA F. J.: "Reservoir Modeling of Restricted Platform Carbonates: Geologic/Geoestatistical Characterization of Interwell-Scale Reservoir Heterogeneity, Dune Field, Crane County, Texas", Bureau of Economic Geology Report of Investigation nº190, The University of Texas at Austin, Austin TX, 1990.
- GUÉRILLOT, D. R. *et alii*: "3D Fluid Behavior in Heterogeneous Porous Media Characterized by Geoestatistical Method", SPE nº 21081, SPE Latin American Petroleum Engineering Conference, 1-8, Rio de Janeiro, outubro 1990.
- GUO, B. & LEE, R. L.: "A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/Water Coning Systems", SPE nº 23994, SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 491-501, Midland TX, março 1992.

- HALDORSEN, H. H. & LAKE, W. L.: "A New Approach to Shale Management in Field-Scale Models", SPE nº 10976, SPE Annual Technical Conference, New Orleans, setembro 1983.
- HALDORSEN, H. H. & DAMSLETH E.: "Stochastic Modeling", JPT, 404-412, abril 1990.
- HARDY, H. H.: "The Generation of Reservoir Property Distributions in Cross Section for Reservoir Simulation Based on Core and Outcrop Photos", SPE nº 23968, SPE Permian Basin Oil Recovery Conference, 303-312, Midland, Tex, março 1992.
- HENRIQUEZ, A.; TYLER, K. J. & HURST, A.: "Characterization of Fluvial Sedimentology for Reservoir Simulation Modeling", SPE nº 18323 , 63rd Annual Conference and Exhibition, 611-20, Houston TX, outubro 1988.
- HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L.; HARVEY, A. H.: "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs", CRC Press, Boston, 1986.
- HOYLAND, L. A., PAPANZACOS P. & SKJAEVLAND S. M.: "Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution", SPE nº 15855, SPE European Petroleum Conference, 59-71, Londres, outubro 1986.
- ISAAKS, E. H. & SRIVASTAVA R. M.: "*Applied Geostatistics*", Oxford University Press, New York, 1990.
- JACKS, H. H.; SMITH O. J. E. & MATTAX C. C.: "The Modeling of a Three-Dimensional Reservoir with a Two-Dimensional Reservoir Simulator - The Use of Dynamic Pseudo Functions", SPE nº 4071, SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio TX, outubro 1972.
- JOURNAL, A. G. & HUIJBREDTS, C. J.: "*Mining Geostatistics*", Academic Press, New York, 1978.

- JOURNEL, A. G. & ISAACS, E. H.: "Conditional Indicator Simulation: Application to a Saskatchewan Uranium Deposit", *Mathematical Geology*, vol. 16, nº 7, 685-719, 1984.
- JOURNEL, A. G.: "Fundamental of Geostatistics in Five Lessons", Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford, julho 1988.
- JOURNEL, A. G. & ALABERT, F. G.: "Focusing on Spatial Connectivity of Extreme-Value Attributes: Stochastic Indicator Models of Reservoir Heterogeneities", SPE nº 18324, 63rd Annual Technical Conference and Exhibition, 621-632, Houston TX, outubro 1988.
- JOURNEL, A. G.: "Geostatistics for Reservoir Characterization", SPE nº 20750, 65th Annual Technical Conference and Exhibition, 353-358, New Orleans LA, setembro 1990.
- KABIR, C. S.: "Predicting gas well performance coning water in bottom water drive reservoir", SPE nº 12068, Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, outubro 1983.
- KITTRIDGE, M. G. *et alii*: "Outcrop-Subsurface Comparisons of Heterogeneity in the San Andres Formation", SPE nº 19596, 64th Annual Technical Conference and Exhibition, 49-63, San Antonio TX, outubro 1989.
- KOSSACK, C. A.: "Scaling-Up Laboratory Relative Permeabilities and Rock Heterogeneities With Pseudo Functions for Field Simulations", SPE nº 18436, SPE Symposium on Reservoir Simulation, 367-390, Houston TX, fevereiro 1989.
- KUO, M. C. T.: "Correlations Rapidly analyze Water Coning", *Oil & Gas Journal*, Midland TX, 77-80, outubro 1989.
- LAND, C. S.: "Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties", *Trans AIME*, nº 251, 149, 1971.

- LIMA, O. L. & TEIXEIRA, A. B. R.: "Petrografia dos Arenitos da Fm. Açú no Campo de Canto do Amaraó/Alto de Pedra", relatório interno da PETROBRÁS, Seminário da Linha de Charneira de Areia Branca, PETROBRÁS/DEBAR, 8p, 1989.
- LIMA, L. C. : "Simulação Numérica do Fenômeno de Cone de Água em Reservatório Naturalmente Fraturado", tese de mestrado da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, abril 1988.
- LUCIA, F. J. & FOGG, G. E.: "Geologic/Stochastic Mapping of Heterogeneity in a Carbonate Reservoir", SPE 19597, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio TX, outubro 1989.
- MATTAX, C. C. & DALTON, R. L.: "Reservoir Simulation", First Printing Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME - SPE, Richardson, 1990.
- MAZZOCATO, V.: "Definição de uma Metodologia para Estudos de Reservatórios por Simulação Matemática", tese de mestrado da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, março 1986.
- MILANEZ, P. V. A.: "Tratamento, Integração e Interpretação de Dados Petrofísicos", PETROBRÁS, PETROBRÁS/CENPES, outubro 1987.
- MUSKAT, M & WICKOFF, R. D.: "An approximate theory of water coning in oil production", Trans. AIME, nº 114, 144-166, 1935.
- NÁCUL, E. C.: "Estudo de Cone de Água em Reservatórios de Óleo", tese de mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, março 1986.
- NEWMAN, G. H.: "Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading", SPE nº 3835, SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, Colo., abril 1972.

- PEACEMAN, D. W.: "Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1977.
- RAVENNE, C. *et alii*: "Heterogeneities and Geometry of Sedimentary Bodies in a Fluvio-Deltaic Reservoir", SPE nº 16752, 62th Annual Technical Conference and Exhibition, 115-122, Dallas TX, setembro 1987.
- RAVNAAS, R. D. *et alii*: "Three-Dimensional Conditional Simulation of Schneider (Buda) Field, Wood County, Texas", SPE nº 23971, SPE Permian Basin Oil Recovery Conference, 313-328, Midland TX, março 1992.
- SENGER, R. K. *et alii*: "Geostatistical/Geological Permeability Characterization of Carbonate Ramp Deposits in Sand Andres Outcrop, Algerita Escarpment", SPE nº 23967, SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 287-301, Midland TX, março 1992.
- SOUTO, D. L. A. N.; PREDA, W. N.; FARIAS, P. R. C.: "Sistemas Depositionais e Geometria dos Reservatórios da Formação Açú no Alto do Mossoró, Bacia Potiguar", 36º Congresso Brasileiro de Geologia, v. 1, 241-251, Natal, 1990.
- SURO-PÉREZ, V. & JOURNEL A. G.: "Stochastic Simulation of Lithofacies: an Improved Sequential Indicator Approach", 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 3-10, Paris, 1990.
- SURO-PÉREZ, V. & JOURNEL, A. G.: "Indicator Principal Component Kriging", Mathematical Geology, vol. 23, nº 5, 759-787, 1991.
- SURO-PÉREZ, V.; BALLIN, P. & JOURNEL, A. G.: "Modeling Geological Heterogeneities and Its Impact on Flow Simulation", SPE nº 22695, 66th Annual Technical Conference and Exhibition, 399-410, Dallas TX, outubro 1991.
- THOMAS, G. W.: "An Extension of Pseudofunction Concepts", SPE nº 12274, Reservoir Simulation Symposium, San Francisco CA, novembro 1983.

- WHEATLEY, M. J.: "An Aproximate Theory of Oil/Water Coning", SPE nº 14210, SPE 60th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, setembro 1985.
- WEBER, K. J. & GEUNS, L. C.: "Framework for Constructing Clastic Reservoir Simulation Models", SPE nº 19582, SPE annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio TX, outubro 1989.
- WOLCOTT, D. S.: "Incorporating Reservoir Heterogeneity Using Geostatistics To Investigate Waterflood Recoveries for Drillsite 1E, A4 Sandstone Body, Kuparuk River Field, Alaska", SPE nº 22164, International Arctic Technology Conference, 727-744, Anchorage, Alaska, maio 1991.
- WOODS, E. G.: "Pseudofunctions for Water Coning in a Three-Dimensional Reservoir Simulator", SPE nº5525, SPE-AIME 50th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas TX, setembro-outubro 1975.
- ZAGALAI, B. M. & MURPHI, P. J.: "Reservoir Simulation of Horizontal Wells in the Helder Field", SPE nº19296, 1989 SPE Offshore Europe Conference held in Aberdeen, JPT, vol. 43, nº 8, 906-913, agosto 1991.