

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Modelagem Geoestatística de Fácies,
Propriedades Petrofísicas e da Saturação de
Óleo Remanescente em Um Reservatório
Maduro**

Autor: Antônio Kronbauer

Orientador: Armando Zaupa Remacre

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Modelagem Geoestatística de Fácies,
Propriedades Petrofísicas e da Saturação de
Óleo Remanescente em Um Reservatório
Maduro**

Autor: Antônio Kronbauer

Orientador: Armando Zaupa Remacre

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia do Petróleo.

Campinas, 2003

S.P. - Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Modelagem Geoestatística de Fácies,
Propriedades Petrofísicas e da Saturação de
Óleo Remanescente em Um Reservatório
Maduro**

Autor: Antônio Kronbauer

Orientador: **Armando Zaupa Remacre**

Banca Examinadora:

**Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, Presidente
DARM/IG/UNICAMP**

Prof. Dr. Adalberto da SilvaUFF

Prof. Dr. Regis Kruel RomeuPETROBRAS/CENPES

Campinas, 26 de Maio de 2003.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, ao meu irmão Artur e aos meus filhos Marco e Amanda.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à PETROBRAS pela oportunidade ímpar que me concedeu ao me enviar a esse curso de mestrado e à UNICAMP pela acolhida em suas instalações, propiciando um retorno à vida acadêmica o que me trouxe muita alegria.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, pela orientação na condução desse trabalho.

Aos meus colegas de turma ingressos em 2000 - Ronice, Joseli, Fernando, Ângela, José Augusto, Joaquim, Iubatan, Rafael, Ricardo, Gabriel, Valto, Marcelo Protásio - , aos colegas da turma anterior - Marcos, Acúrcio, Ana Paula, Nanci, Cristina, André, Giovana, João, Otávio, Daniel, Keyla, Camilo - , e aos colegas da turma de 2001 - Ruy, Pedro, Sergio Luis, Sergio Sacani, Fred, Anelise, Valmir, Alexandre e Henrique - , a todos muito obrigado pelos ótimos momentos de convívio durante estes dois anos na UNICAMP.

A todos os professores do curso de mestrado, pelos preciosos ensinamentos que transmitiram.

Aos meus colegas da PETROBRAS Carlos Guilherme de Aquino pelo incentivo à realização do mestrado, Severino Xavier de Menezes pelo auxílio na liberação dos dados, Luiz Ferradans Mato e Rita de Cássia Gomes Koga, pelos dados de laboratório, Nilson Rodrigues Cunha pelos dados de perfil, Jeanne Mello Costa, pela edição das figuras, e em especial a Martinho Rômulo Iria D'Abbadia e Paulo Carlos Saldanha Filho pelas sugestões e ajuda na modelagem geológica do reservatório, e ao Eng. Paulo Sergio de Mello Vieira Rocha pelas sugestões na modelagem das saturações.

Aos funcionários do DEP/FEM - Fátima, Délcio, Alice, Giselle, Cris, Luiz e Leandro, do DARM/IG - Moacir, Helena e Wellington, e do CEPETRO - Rosalba, Ismércia e Yoshico pelo auxílio em diferentes etapas do trabalho.

Aos meus amigos de Campinas, em especial à Vera, Diego, Miriam e Ivaci.

E também a muitos outros que, indiretamente e anonimamente, contribuíram para a concretização dessa dissertação.

O homem que realmente deseja fazer alguma coisa,
sempre encontra o caminho, mas o pessimista
encontra logo um obstáculo.
(Henriette C. Mears)

RESUMO

KRONBAUER, Antônio. *Simulação estocástica da saturação de óleo remanescente em um reservatório maduro*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 151 p. Dissertação (Mestrado).

A simulação estocástica da saturação de fluidos é uma abordagem nova na modelagem de reservatórios. Esse atributo, por ser uma propriedade dinâmica, função do tempo de exploração do reservatório, vem sendo usado nos simuladores numéricos de fluxo com valores referidos ao início da produção do campo, situação de equilíbrio, antes do primeiro poço entrar em produção, o que demanda ajustar a produção dos poços ao longo do tempo para que os valores de saturação e pressão sejam também atualizados. A partir de medições feitas com as ferramentas de TDT (*Thermal Decay Time – Schlumberger Limited*) e TMD (*Thermal Multigate Decay – Halliburton Logging Service Inc.*), construiu-se um banco de dados com valores de saturação referentes ao período de 1997 a 1999, um curto período de tempo quando comparado com os mais de 40 anos de produção do reservatório estudado. A integração desses dados com o modelo físico do reservatório, fácies e petrofísica, através de técnicas geoestatísticas, permite criar diversas imagens equiprováveis da saturação de fluidos, que poderão servir de *input* para o simulador numérico de fluxo, em uma situação de desequilíbrio, porém com um ajuste de histórico muito menor a ser feito, facilitando o trabalho de construção do simulador e reduzindo em parte o tempo gasto na elaboração do mesmo. Outro resultado imediato, fruto de uma análise probabilística das várias realizações geoestatísticas, é a obtenção de cenários de menor risco às novas locações de poços para o adensamento da malha de produção do campo. Este estudo é restrito à modelagem geoestatística de fácies e fluidos, deixando a construção do simulador numérico de fluxo como uma etapa a ser desenvolvida em trabalhos posteriores.

Palavras Chave

Caracterização de Reservatórios, Simulação de Fácies, Simulação da saturação de fluidos

ABSTRACT

KRONBAUER, Antonio. *Stochastic simulation of remaining oil saturation in a mature reservoir*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 151 p. Dissertação (Mestrado)

Stochastic simulation of fluid saturations is a new subject on reservoir modeling. This attribute is dynamic and is a function of several constraints including exploitation method and velocity. Numerical models calculate saturations and pressures from the initial conditions where all the fluids are in equilibrium. For mature reservoirs, this procedure may demand for long history matching in order to get current saturation and pressure values. Using saturation data taken from TDT (Thermal Decay Time - Schlumberger Limited) and TMD (Thermal Multigate Decay - Halliburton Logging Service Inc.) log tools, a database was built with values corresponding to the period from 1997 to 1999, a short period of time if compared to more than 40 years of production. The integration of these data with the physical model of the reservoir, facies, and petrophysics, through geostatistics, may create several equiprobable images of fluid saturations. These images can be used with pressure maps as input in numerical simulators that are initialized under unbalance situation. This procedure leads to smaller history matching and makes easier the work of setting up the simulator. Another immediate result, fruit of a sensitivity analysis of the several geostatistical realizations, is the obtaining of sceneries of smaller risk to new wells during infill drilling projects. This study is restricted to geostatistics modelling of facies and fluids, leaving the construction of the numeric simulator as a stage to be developed later on.

Key Words

- Reservoir characterization , facies simulation, simulation of fluid saturations.

SUMÁRIO

RESUMO	viii
ABSTRACT	ix
SUMÁRIO	x
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABELAS	xx
1 INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2 GEOLOGIA DA ÁREA ESTUDADA	4
2.1 Características estratigráficas e estruturais da área	4
2.2 Zoneamento do reservatório	9
2.3 As litofácies presentes	11
2.4 Modelo geológico conceitual	16
CAPÍTULO 3 DEFINIÇÃO DOS LITOTIPOS	20
3.1 Análise estatística multivariada	21
3.1.1 Análise dos Componentes Principais (ACP)	21
3.1.2 Análise de agrupamento	25
3.1.3 Análise discriminante	31
3.2 Análise dos resultados	35
CAPÍTULO 4 MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DOS LITOTIPOS	44
4.1 Uma breve revisão bibliográfica	44
4.2 Construção das superfícies limites de cada zona reservatório	54
4.3 Definição do <i>grid</i> de referência para a modelagem geoestatística	61
4.4 Simulação condicional dos litotipos	64
4.4.1 Curvas de proporção horizontal e vertical de fácies	66
4.4.2 Escolha do método de simulação gaussiana truncada	74
4.4.3 Construção da regra de litologia (parâmetros de truncamento)	75
4.4.4 Variogramas das indicatrizes	78
4.4.5 Definição dos modelos de variogramas das gaussianas subjacentes	82
4.6 Análise dos resultados	84
CAPÍTULO 5 MODELAGEM DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS	88
5.1 Modelagem da porosidade	89

5.2 Modelagem da permeabilidade	93
5.3 Análise e tratamento dos dados de saturação de água	99
5.4 Modelagem da saturação de óleo	103
5.5 Análise dos resultados	113
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	122
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Mapa geológico regional (modificado de Milani, 1987).	5
Figura 2.2: Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo, Caixeta <i>et alii</i> (1994).	6
Figura 2.3: Seção geológica do campo mostrando uma feição estrutural dômica ao nível do topo do reservatório correspondente a um <i>rollover</i> desenvolvido no bloco baixo do sistema de falhas de Riacho Boa Esperança.	8
Figura 2.4: Mapa estrutural do topo do reservatório, bloco principal, mostrando as duas capas de gás originais.	8
Figura 2.5: Intervalo de estudo dividido em 4 zonas reservatórios de acordo com a gênese deposicional, que é controlada pelas variações do nível do lago do Recôncavo... ..	10
Figura 2.6: Mapa de espessura total do reservatório, blocos 1 e 2, mostrando as principais áreas de passagem das areias, de NW para SE, corroborando com os modelos propostos por Netto (1986) e Soares (1997).	10
Figura 2.7: Litofácies 1. Arenitos maciços e arenitos com feições de escape de fluidos.	11
Figura 2.8: Litofácies 2. Arenitos com estratificações cruzadas ressaltadas pela presença de argila, mica ou ainda matéria orgânica.	13
Figura 2.9: Litofácies 3. Arenitos argilosos, com níveis centimétricos contendo clastos de argila e de carvão, com ondulações cruzadas cavalgantes (<i>climbing ripple</i>) e bioturbados.	13
Figura 2.10: (A) Litofácies 4. Interlaminado de siltito, lamito e arenito muito fino ; (B) Litofácies 5. Siltito cinza esverdeado; (C) Litofácies 6. Lamito, brechado no topo, com diques de areia; (D) Litofácies 7. Calcarenito ostracoidal castanho claro com laminação incipiente a maciço.	15

Figura 2.11: (A) Litofácies 8. Conglomerado intraformacional composto de intraclastos e matriz lamosa; (B) Litofácies 9. Folhelho cinza escuro/esverdeado, fossilífero, finamente laminado, por vezes com intercalações de calcarenito.	16
Figura 2.12: Bloco diagrama simplificado dos principais subambientes do sistema deltaico.	17
Figura 2.13: Geometria externa típica dos lobos de deltas dominados por rios (modif, de Bhattacharya & Walker, 1992): (a) Seção <i>dip</i> – progradação deltaica; (b) seção <i>dip</i> – retrogradação deltaica; (c) seção <i>strike</i>	18
Figura 2.14: Bloco-diagrama cobrindo uma área com cerca de 1000 Km ² do compartimento sul da Bacia do Recôncavo, mostrando de forma esquemática a deposição de sedimentos nos primórdio do Andar Aratu (modificado de Netto, 1986).	19
Figura 3.1: A análise de componentes principais consiste na transformação do sistema de coordenadas originais, com o deslocamento do centro da nuvem de dados para a posição de origem do sistema (padronização) e, então, na rotação dos eixos até que a direção de máximo alinhamento da nuvem coincida com o eixo do primeiro componente principal, modificado de Braga (1998).	22
Figura 3.2: Análise de 3 componentes principais F1, F2 e F3, e 5 variáveis de perfis, GR, PHIE e VSH, como variáveis ativas, e RHOB e NPHI como variáveis suplementares, mostrando no alto o percentual de contribuição de cada componente principal à variância global do sistema, e na parte inferior a correlação entre as variáveis.	23
Figura 3.3: Representação de um hiper-espaço de dados de perfis de poços.	25
Figura 3.4: Representação de três agrupamentos de pontos, valores de z , num espaço p dimensional, com p = 4 neste exemplo.	26
Figura 3.5: Histograma da variável aleatória X, onde h é o intervalo de classe, e a ordenada representa o número de amostras em cada classe, ou sua frequência.	27
Figura 3.6: Função densidade de probabilidade dos dados de perfil, mapeada pelo Método <i>Kernel</i> , mostrando quatro picos correspondendo a quatro eletrofácies diferentes.	29
Figura 3.7: Parâmetros de mapeamento da função densidade de probabilidade.	30

Figura 3.8: Análise de variância para acessar a contribuição de cada Componente Principal à análise discriminante das eletrofácies.....	33
Figura 3.9: Validação direta e cruzada da análise discriminante para as hipóteses linear e quadrática e para o método não paramétrico.	36
Figura 3.10: Probabilidade de ocorrência de cada eletrofácies definidas a partir da “amostra de treinamento”.	38
Figura 3.11: Histograma das probabilidades de associação de cada amostra às suas respectivas eletrofácies.....	39
Figura 3.12: Estatística da variável volume de argila (VSH) para os 4 grupos de eletrofácies da análise probabilística.....	40
Figura 3.13: Diagrama de caixas (<i>Box-plot</i>) do teor de argila presente nos testemunhos dos 4 grupos de litofácies correlacionáveis às 4 eletrofácies mapeadas.	41
Figura 3.14: Perfil composto apresentando na primeira trilha uma coluna litológica construída a partir dos litotipos ao longo do poço K-329.	41
Figura 3.15: Legenda das litologias presentes nos perfis compostos das Figuras 3.14 e 3.16.	42
Figura 3.16: Perfil composto apresentando dados de rocha e de perfil do poço K-202. Na última trilha à direita, aparecem os dados das litofácies descritas na análise de testemunho (azul) e dos litotipos da análise discriminante (verde).	42
Figura 3.17: <i>Cross plot</i> entre porosidade efetiva (PHIE) e o componente principal F ₁	43
Figura 3.18: <i>Cross plot</i> entre porosidade neutrônica (NPHI) e o perfil de densidade (RHOB).	43
Figura 4.1: Classificação das heterogeneidades segundo a escala de observação (modificado de Pettijohn et al. 1973).	45
Figura 4.2: Tipos de reservatórios de acordo com a distribuição das heterogeneidades (modificado de Weber & van Geuns, 1990): (a) bolo em camadas”; (b) “quebra-cabeça” e (c) labirinto.	46

Figura 4.3: Seção geológica na direção W-E do reservatório, bloco principal, mostrando as 4 zonas de produção.	55
Figura 4.4: Mapa estrutural de topo do reservatório, blocos 1 e 2.	56
Figura 4.5: Mapa de espessura total, blocos 1 e 2.	57
Figura 4.6: Representação esquemática de uma seção de um campo com diversas camadas. À esquerda, está representada a situação real, ao centro, as espessuras estimadas por krigagens ordinárias independentes e à direita as espessuras estimadas corrigidas (modificado de D’Abbadia (1999)).	58
Figura 4.7: Mapa de espessura total do reservatório equivalente à soma das espessuras krigadas independentes sem correções (esquerdo) e com correções (direito).	60
Figura 4.9: Quatro imagens do <i>grid</i> de referência 3D do programa HERESIM usado na modelagem geoestatística dos litotipos.	61
Figura 4.10: Quatro litotipos definidos no programa HERESIM.	62
Figura 4.11: Mudança de suporte para quatro poços do projeto. Na coluna da direita, estão os dados originais, 20 em 20 cm, e nas duas colunas da esquerda, os litotipos já definidos no novo suporte de 1 em 1 metro.	63
Figura 4.12: Imagem das superfícies de topo/base de cada zona do reservatório já corrigidas para possíveis cruzamentos entre o topo e a base de cada zona.	63
Figura 4.13: Fluxograma das principais etapas envolvidas na simulação plurigaussiana, modificado de Zapparolli (2000).	65
Figura 4.14: Mapas de espessura dos litotipos mostrando as regiões de maior ocorrência dos mesmos na área do projeto.	67
Figura 4.15: Seção estratigráfica paralela à direção principal de deposição dos sedimentos. Em amarelo os fácies arenosos (1, 2 e 3) e em verde, as fácies pelíticas do litotipo 4.	68
Figura 4.16: Seção estratigráfica transversal à direção principal de deposição do delta. O <i>datum</i> escolhido para as duas seções foi o Marco 11.	69

Figura 4.17: Curvas de proporções verticais dos litotipos (CPV), construídas a partir de todos os poços do projeto, para cada uma das zonas de produção do reservatório.....	70
Figura 4.18: Desenho esquemático da construção de uma curva de proporção vertical (CPV) e de uma curva de proporção horizontal (CPH) a partir de 5 poços fictícios com 5 fácies identificadas ao longo dos mesmos (adaptado de Souza Jr, 1997).	71
Figura 4.19: Curvas de proporções horizontais dos litotipos (CPH), construídas a partir de todos os poços do projeto, nas direções NNW-SSE (a) e NE-SW (b).	72
Figura 4.20: Matriz de proporções verticais dos litotipos usada na modelagem da Zona 1.....	73
Figura 4.21: Regra de litologia para um modelo de simulação estocástica plurigaussiana.....	75
Figura 4.22: Regra de litologia para as quatro zonas de produção do reservatório.....	77
Figura 4.23: Parâmetros para o cálculo dos variogramas experimentais dos litotipos na direção vertical, e em 4 direções horizontais, correspondendo às principais direções de anisotropia das fácies reservatório, 0° e 90°, e das fácies não reservatório, 45° e 135°.....	79
Figura 4.24: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 1.	80
Figura 4.25: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 2.	81
Figura 4.26: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 3.	81
Figura 4.27: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 4.	81
Figura 4.28: <i>Slice</i> do <i>layer</i> 5 da Zona 1 mostrando a distribuição dos litotipos simulados.	84
Figura 4.29: <i>Slice</i> do <i>layer</i> 4 da Zona 3, mostrando um predomínio dos litotipos 1 e 2, correspondentes às fácies de frente deltaica.	85
Figura 4.30: Seção geológica na direção S 45° W para os litotipos simulados.....	86
Figura 4.31: Seção geológica E-W da porção central do reservatório.	86
Figura 4.32: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção S 30° E.....	86

Figura 4.33: Histograma das eletrofácies nos poços do projeto, com 15.373 dados.....	87
Figura 4.34: Histograma dos litotipos simulados, com 281.663 dados.....	87
Figura 5.1: Histogramas das porosidades efetivas dos litotipos 1(a), 2 (b), 3 (c), e 4 (d).....	90
Figura 5.2: <i>Slice</i> do <i>layer</i> 5 da Zona 1 para os valores de porosidades efetivas.	91
Figura 5.3: <i>Slice</i> do <i>layer</i> 4 da Zona 3, mostrando um predomínio de valores de porosidades efetivas maiores que 18%, correspondente aos litotipos 1 e 2.	91
Figura 5.4: Seção geológica na direção S 45° W para valores de porosidade efetiva.....	92
Figura 5.5: Seção geológica E-W da porção central do reservatório.	92
Figura 5.6: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção S 30° E.....	92
Figura 5.7: <i>Cross plot</i> entre porosidade de laboratório (PURL) e o logaritmo da permeabilidade de laboratório LOG(KHL).	93
Figura 5.8: Histogramas dos índices de permeabilidade horizontal para cada um dos litotipos 1(a), 2 (b), 3 (c), e 4 (d).	94
Figura 5.9: Valores de porosidade, permeabilidade e saturação de água das fácies 1 e 2.....	95
Figura 5.10: Valores de porosidade, permeabilidade e saturação de água das fácies 3 e 4.....	95
Figura 5.11: Histograma dos valores de permeabilidade horizontal medida em laboratório...	96
Figura 5.12: Histograma dos valores de permeabilidade vertical medida em laboratório.	96
Figura 5.13: <i>Slice</i> do <i>layer</i> 5 da Zona 1 para os valores de permeabilidade horizontal.....	97
Figura 5.14: <i>Slice</i> do <i>layer</i> 4 da Zona 3, mostrando um predomínio de valores de permeabilidade horizontal superiores a 320 mD, correspondente aos litotipos 1 e 2.	97
Figura 5.15: Seção geológica na direção S 45° W para valores de permeabilidade horizontal.	98

Figura 5.16: Seção geológica E-W da porção central do reservatório mostrando a boa continuidade lateral dos valores de permeabilidade na zona 3.....	98
Figura 5.17: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção S 30° E.....	98
Figura 5.18: Histograma da saturação de água calculada a partir dos dados do perfil TMD sem correção para os limites de Swirr e Sorw.	101
Figura 5.19: Histograma da saturação de água corrigido para os limites de Swirr e Sorw pela Equação 5.2, Mato <i>et alii</i> (2000).	102
Figura 5.20: Histograma da saturação de água calculada a partir dos dados do perfil TMD e corrigida para os limites de Swirr e Sorw pelo método proposto neste estudo. ...	102
Figura 5.21: Variogramas horizontais da variável saturação de água calculados para as quatro zonas do reservatório (Zona 1 (A), Zona 2 (B), Zona 3 (C) e Zona 4 (D))......	106
Figura 5.22: Variogramas verticais da variável saturação de água para a Zona 1 (A), Zona 2 (B), Zona 3 (C) e Zona 4 (D).	107
Figura 5.23: Volumes de fluidos calculados pelo programa HERESIM 3D. Em destaque, volume de óleo <i>in place</i> original do reservatório para o modelo simulado de fácies, porosidade e permeabilidade, situação de equilíbrio estático.	110
Figura 5.24: Volumes de óleo atual calculados na opção <i>Volumetrics</i> do programa ISATIS para 30 realizações de SGS da saturação atual de água (P10, P50 e P90).	110
Figura 5.25: Variogramas horizontais usados na krigagem da saturação de água para as quatro zonas do reservatório (Zona 1 (A), Zona 2 (B), Zona 3 (C) e Zona 4 (D))......	111
Figura 5.26: Variogramas verticais usados no método de krigagem 3D da variável saturação de água das Zonas 1 (A), 2 (B), 3 (C) e 4 (D) do reservatório.	112
Figura 5.27: Seção estrutural de direção E-W passando pelo centro do reservatório.	113
Figura 5.28: Seção estrutural de direção SW 30° NE passando pelo centro do reservatório.	114
Figura 5.29: Perfil composto do poço K-357, com dados de saturação de 1997 (Perfil TDT).	114

Figura 5.30: Seção elaborada na borda sudoeste do reservatório, área dos poços novos perfurados em 2000 e 2001.	115
Figura 5.31: Seção próxima a borda sul do reservatório, Bloco 2 do Campo, onde foi perfurado recentemente um poço novo, na porção mais alta desta estrutura.	116
Figura 5.32: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção SW 30° S, com o atributo saturação modelado pelo método de krigagem 3D.	117
Figura 5.33: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção SW 30° S, com o atributo saturação modelado pelo método de Simulação Gaussiana Seqüencial tridimensional.....	117
Figura 5.34: Mapa de saturação média atual de água nos blocos 1 e 2 do reservatório, para o intervalo de óleo, obtido com a krigagem dos valores condicionantes na locação dos poços.	118
Figura 5.35: Mapa de saturação média atual de água nos blocos 1 e 2 do reservatório, para o intervalo de óleo, obtido com o método de simulação gaussiana seqüencial condicional, elaborado a partir de uma realização escolhida aleatoriamente de um conjunto de 30 realizações equiprováveis.	119
Figura 5.36: Mapa de ISOBSW, equivalente ao percentual de água em relação ao volume total de líquido produzido pelos poços ao longo do reservatório.	120
Figura 5.37: Histograma dos valores de saturação de água obtidos com SGS, para as fácies reservatório dentro do intervalo de óleo. Número de amostras igual a 61.275, média igual a 57,88 % com desvio padrão de 18,34%.	121
Figura 5.38: Histograma dos valores de saturação de água obtidos com krigagem, para as fácies reservatório dentro do intervalo de óleo. Número de amostras igual a 61.120, média igual a 61,04 % com desvio padrão de 14,78%.	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Análise de Componentes Principais mostrando as variáveis envolvidas, sua matriz de correlação, os autovalores e autovetores associados a cada componente principal e as suas correlações com os dados originais.....	24
Tabela 3.2: Coeficiente <i>Wilks' lambda</i> e índice de redundância dos Componentes Principais usados na análise discriminante das eletrofácies.....	34
Tabela 3.3: Autovalores da matriz de covariância associado a cada Componente Principal usado na análise discriminante das eletrofácies.....	35
Tabela 3.4: Validação cruzada da Análise Discriminante para as hipóteses linear e quadrática e para o método não paramétrico.....	37
Tabela 4.1: Valores das proporções acumuladas dos litotipo nas 4 zonas de produção.....	77
Tabela 4.2: Funções teóricas e alcances verticais e horizontais dos modelos variográficos ajustados para as 4 zonas de produção do reservatório.....	83
Tabela 5.1: Modelos de variogramas para a simulação gaussiana seqüencial condicional...108	
Tabela 5.2: Volumes de óleo calculados com base na simulação da saturação versus volumes calculados pelo balanço de materiais.....	109

1 INTRODUÇÃO

Com a abertura do mercado de petróleo no Brasil e o crescente interesse de inúmeras empresas na exploração dos chamados “campos maduros”, campos de petróleo com reservatórios em avançado estágio de exploração, métodos especiais de recuperação são continuamente empregados para melhorar a performance desses campos. O entendimento crescente desses reservatórios e de seus mecanismos de fluxo, através da integração de seus dados de maneira científica, é crucial para a eficácia das técnicas utilizadas.

A premissa inicial é que a elaboração de modelos geológicos quantitativos para as zonas produtoras de um reservatório de petróleo possibilitará embasar melhor a tomada de decisões relativas ao gerenciamento destas jazidas. Espera-se alcançar com a modelagem geoestatística a efetiva transferência das descrições geológicas para equivalentes numéricos. Isto porque a modelagem geoestatística, juntamente com a simulação de fluxo, possibilita uma análise mais rigorosa do comportamento destes reservatórios quando submetidos a métodos especiais de recuperação.

Para efetuar a caracterização de um reservatório utiliza-se comumente uma abordagem multi-etapas, que consiste em modelar inicialmente as unidades genéticas (litofácies) ou de fluxo de um reservatório através de modelos discretos e, posteriormente, simular a variação espacial dos parâmetros petrofísicos dentro de cada classe utilizando modelos contínuos (Dubrule, 1994).

As técnicas usuais para simular variáveis categóricas são a simulação indicatriz seqüencial, a simulação Gaussiana truncada e a simulação de objetos (Booleana), mas se aplicam apenas a casos onde a geometria do reservatório é simples e as fácies têm um comportamento monótono. Casos mais complexos, em que os fatores da gênese sedimentar condicionam a geometria e posição relativa dos depósitos resultantes, como por exemplo, fácies com arranjos espaciais próprios exibindo anisotropias com diferentes direções, são o caso típico onde a aplicação da técnica plurigaussiana pode ser bem sucedida.

A técnica plurigaussiana foi formalizada e descrita em detalhe em Galli *et alii* (1994), Le Loc'h *et alii* (1994), Le Loc'h & Galli (1997) e Armstrong *et alii* (1998), tendo sido apresentadas aplicações suas na mineração (Roth *et alii*, 1998), na caracterização geológica de depósitos costeiros (Remacre & Simon, 1998) e na geologia de construções algais (Le Loc'h, 1999).

O presente trabalho combina duas abordagens probabilísticas para a construção do modelo de distribuição de fácies: uma na discretização destas a partir dos dados de poços, com a utilização de um kernel epanechnikov, e outra na modelagem das mesmas através do espaço entre poços, usando técnicas de simulação plurigaussianas, tentando, com isso, dar maior automação e robustez ao processo de modelagem geoestatística, e transferir um maior número de informações geológicas ao modelo.

Após a construção do arcabouço faciológico tridimensional, o mesmo é povoado com valores de porosidade e permeabilidade estimados a partir dos dados de poços e seguindo rigorosamente o modelo de distribuição das fácies reservatórios.

O objetivo principal desse estudo é efetuar a simulação estocástica da saturação de hidrocarboneto remanescente em um reservatório de petróleo após um longo período de produção, em que esteve submetido a processos de injeção de gás e água, de modo que a distribuição de fluidos difere em muito das condições iniciais de produção. Deseja-se validar os resultados através da comparação com dados de poços recentemente perfurados no campo, e construir diferentes cenários que permitam quantificar os riscos envolvidos em novas perfurações e sirvam de *input* para construção de um simulador numérico de fluxo para este reservatório.

A dissertação está organizada segundo os seguintes capítulos:

- Capítulo 2, abordando tópicos sobre a geologia da área estudada, o modelo geológico conceitual deste tipo de reservatório, as principais litologias presentes, a divisão do reservatório em zonas de produção de acordo com o aporte de areias existentes na época da deposição dos sedimentos, e a estruturação dos arenitos durante o Cetáceo Inferior;

- Capítulo 3, no qual é apresentada a metodologia utilizada na discretização dos litotipos presentes nos poços, e todo o tratamento feito nos dados de perfil utilizando o *software EasyTrace*, versão 3.8, do IFP-Beicip Franlab;
- Capítulo 4, onde são detalhadas as técnicas geoestatísticas empregadas na modelagem geológica tridimensional dos litotipos, envolvendo metodologias desenvolvidas por ex-alunos deste Mestrado, como o método para a obtenção das espessuras das zonas reservatório desenvolvida por D'Abbadia (1999), e a aplicação do método plurigaussiano para modelagem de fácies, tema da dissertação de mestrado de Zapparolli (2000), assim como um breve comentário sobre as limitações do modelo plurigaussiano implementado no *software Heresim 3D*, versão 5.2, do IFP-Beicip Franlab.
- Capítulo 5, que trata do povoamento do modelo tridimensional de fácies com dados de porosidade, permeabilidade e saturação, salientando-se os problemas enfrentados e resultados obtidos na aplicação do método sobretudo com a simulação estocástica da saturação, principal objetivo desta dissertação;
- Conclusões, no qual são traçadas as considerações finais e sugeridos alguns temas para a continuidade da pesquisa.

CAPÍTULO 2

GEOLOGIA DA ÁREA ESTUDADA

Qualquer estudo que tenha por objetivo a caracterização e quantificação do reservatório seja visando a simulação de fluxo, ou apenas a integração de dados para subsidiar a tomada de decisões na rotina do gerenciamento de um campo de petróleo, deve estar suportado firmemente pelo seu modelo geológico conceitual.

A elaboração do modelo geológico conceitual de um reservatório passa, por sua vez, necessariamente pela definição do modelo deposicional, que é baseada na descrição das litofácies e na análise de suas variações laterais, nas relações existentes entre aquelas litofácies e na interpretação dos processos atuantes durante a deposição destes sedimentos.

O reservatório estudado foi posicionado em um contexto estratigráfico, levando-se em conta aspectos da gênese deposicional, contudo sem entrar em detalhes quanto à estruturação tectônica que controlou a acumulação de petróleo.

2.1 Características estratigráficas e estruturais da área

O campo de petróleo no qual está localizado o reservatório em estudo situa-se no Compartimento Sul da Bacia do Recôncavo e ocupa uma área de 17,5 km², onde já foram perfurados 195 poços, e teve sua produção iniciada em meados dos anos 60.

A Bacia do Recôncavo situa-se na região nordeste do Brasil e limita-se a leste, nordeste e oeste pelo Cinturão Granulítico Atlântico, a norte e a noroeste pela Bacia do Tucano Sul, através dos altos de Aporá e de Dom João, e a sul pela Bacia de Camamu, através

do sistema de falhas da Barra (Figura 2.1). Apresenta a forma de um meio-*graben* alongado na direção NE-SW e sua evolução, iniciada no Jurássico Superior, relaciona-se ao processo de ruptura do paleocontinente Gondwana e de formação do Oceano Atlântico Sul.

O intervalo estratigráfico no qual está inserido o nosso reservatório alvo pertence à Mega-seqüência Estratigráfica do Lago definida por Asmus e Porto (1980) e corresponde a sedimentos deltaicos-lacustrinos da Formação Pojuca depositados durante a fase *rift* da bacia (Figura 2.2).

A fase *rift* é composta por sedimentos aluviais, fluviais e deltaico-lacustrinos. Sua implantação ocorreu durante o Andar Rio da Serra (145-135 Ma) com o início dos falhamentos da borda leste da bacia e a deposição progressiva dos conglomerados da Formação Salvador, concomitante com espessos pacotes de folhelhos e siltitos intercalados a carbonatos e arenitos turbidíticos, pertencentes às formações Candeias e Maracangalha.

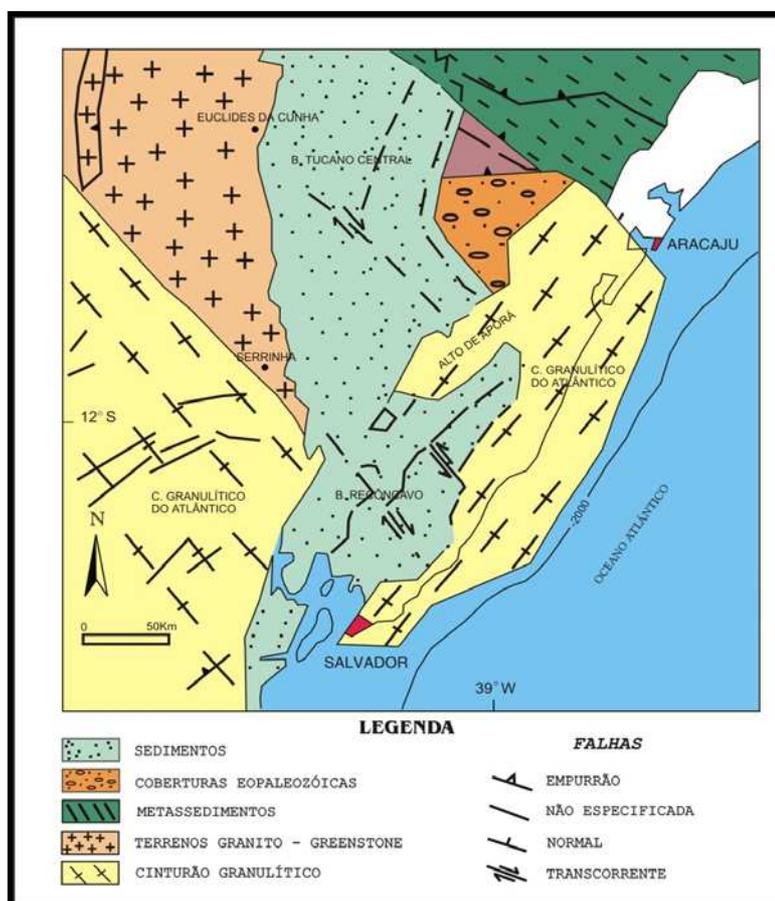


Figura 2.1: Mapa geológico regional (modificado de Milani, 1987).

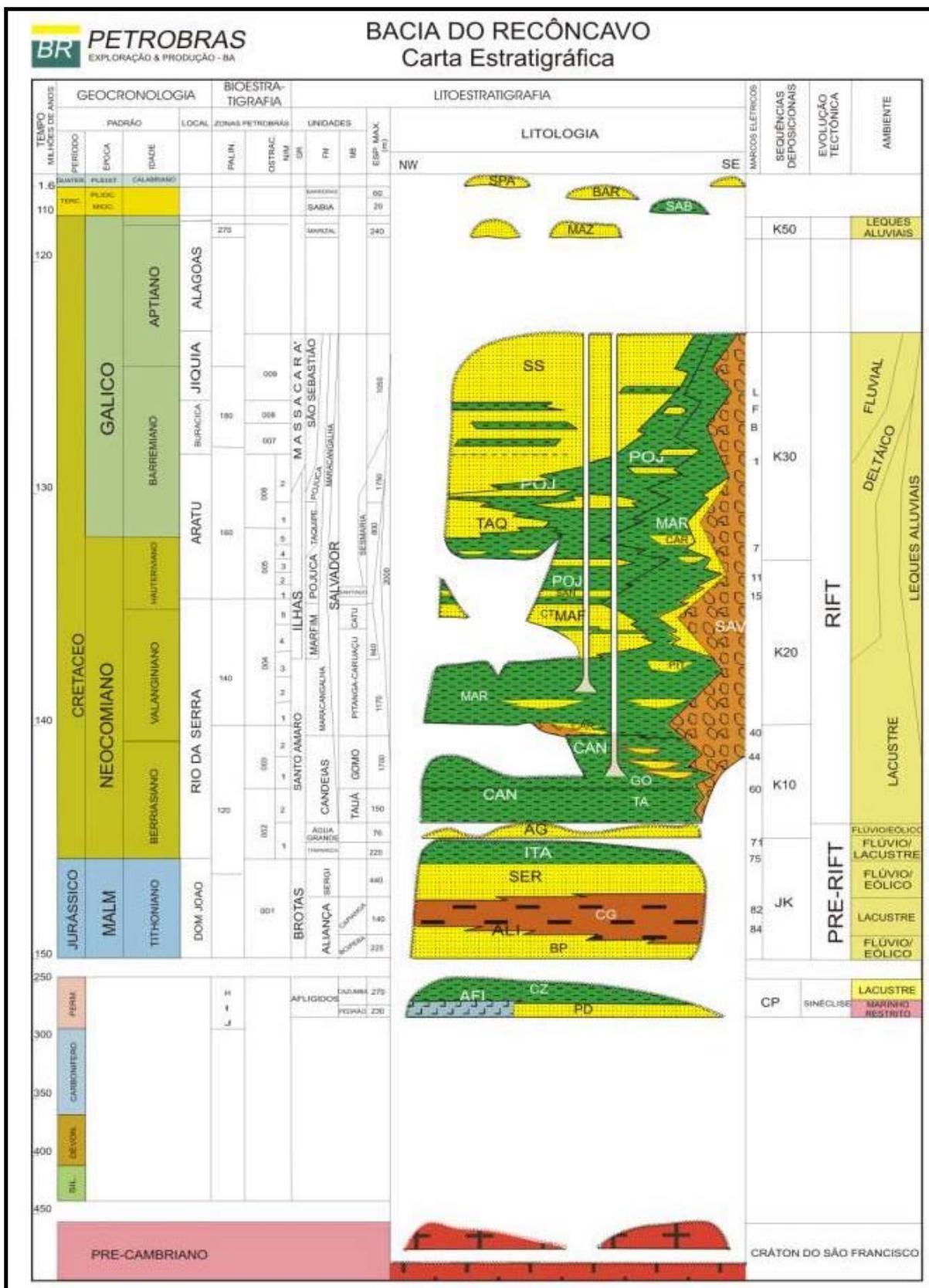


Figura 2.2: Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo, Caixeta *et al.* (1994).

No final do Andar Rio da Serra, a diminuição da atividade tectônica e, conseqüentemente, menor taxa de subsidência, resultou na instalação de um complexo deltaico progradante, a partir de NW, sobre os sedimentos lacustres, que perdurou durante grande parte do Andar Aratu (135-128 Ma). Esse complexo deltaico é representado pelos sedimentos do Grupo Ilhas, constituído pelas formações Marfim, Pojuca e Taquipe.

O reservatório alvo faz parte da Formação Pojuca, que apresenta espessuras entre 600 e 1000 metros e caracteriza-se pela geometria tabular de seus diversos pacotes arenosos, com intercalações de pelitos gerados nas fases lacustres transgressivas. Esse caráter cíclico, condicionado a uma subsidência pulsante e progressivamente atenuada (Ghignone, 1969), controlou a deposição das seqüências sedimentares, e permitiu o desenvolvimento de marcos litológicos e elétricos rastreáveis regionalmente, que coincidem com superfícies de máxima inundação do lago.

O intervalo estudado apresenta espessura máxima de 45 metros e compõe-se de arenitos muito finos a finos intercalados por lamitos, argilitos e calcilutitos, depositados no Andar Aratu Inferior (Mato *et alii*, 1992).

Na área do campo, ocorrem acumulações de hidrocarbonetos nos arenitos das formações Taquipe, Pojuca e Marfim, sendo a principal delas a do reservatório escolhido para a modelagem com 61,2% do volume de óleo *in place*.

A estruturação deste reservatório deu-se na forma de uma feição dômica correspondente a um *rollover* (Figura 2.3) desenvolvido no bloco baixo do sistema de falhas de Riacho Boa Esperança (Netto, 1986). Sua estrutura apresenta duas capas de gás isoladas com contato gás/óleo original a - 865 metros e contato óleo/água original a - 918 metros (Figura 2.4). A espessura média deste arenito é de 25 metros, e o seu sistema poroso é bem desenvolvido, com porosidades da ordem de 20 a 28% e permeabilidades que podem atingir, nas melhores fácies, até 1320 mD (Nham & Oliveira, 1996).

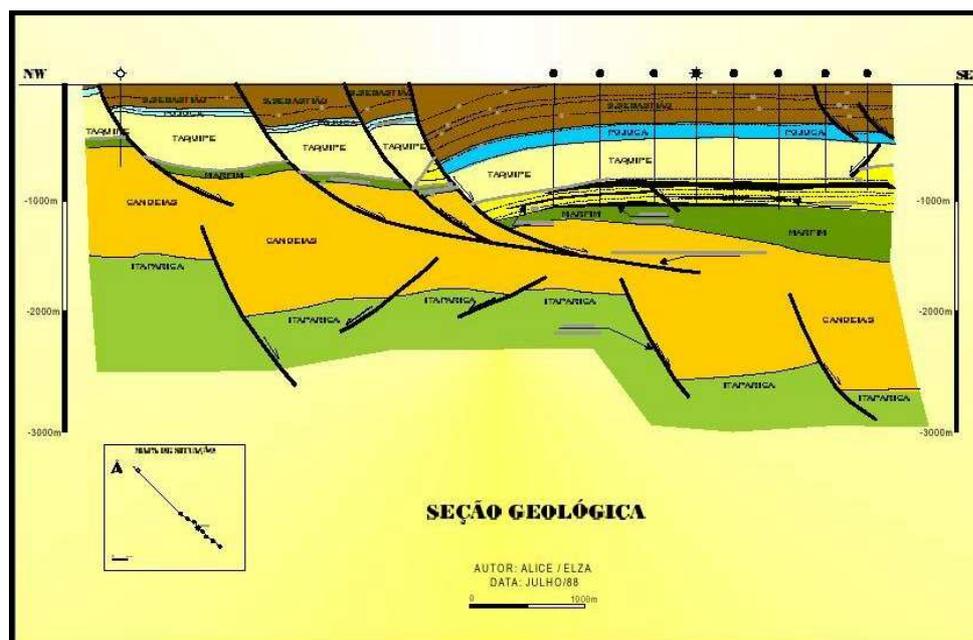


Figura 2.3: Seção geológica do campo mostrando uma feição estrutural dômica ao nível do topo do reservatório correspondente a um *rollover* desenvolvido no bloco baixo do sistema de falhas de Riacho Boa Esperança.

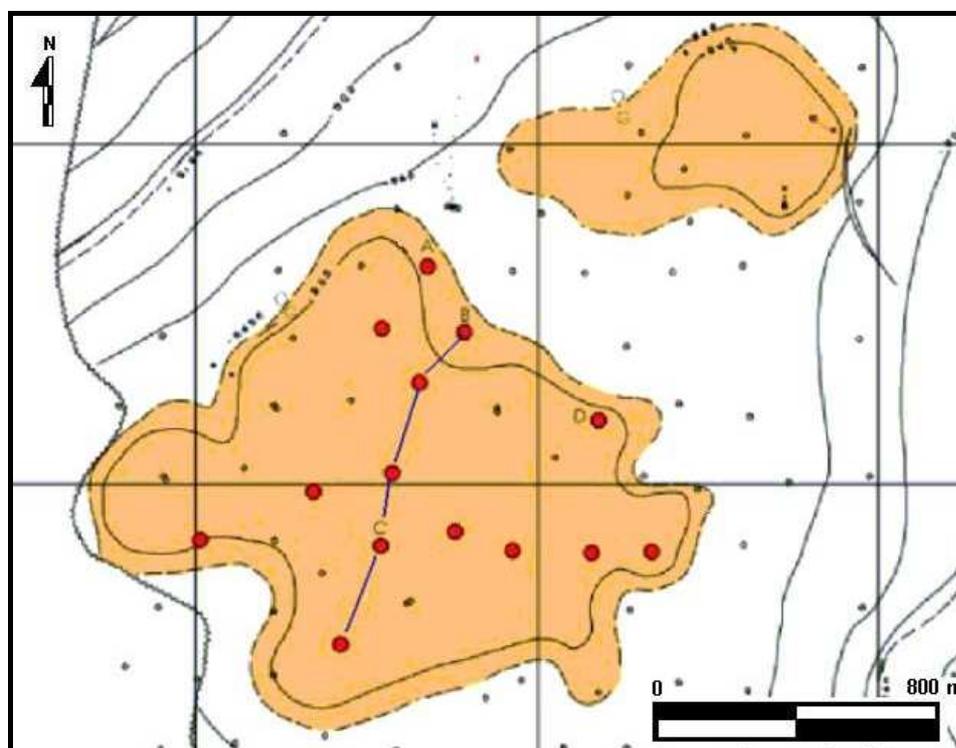


Figura 2.4: Mapa estrutural do topo do reservatório, bloco principal, mostrando as duas capas de gás originais.

2.2 Zoneamento do reservatório

Embora este reservatório tenha sido tratado até o momento como uma única unidade de fluxo, com o mesmo nível de pressão em praticamente todos os seus poços, existem barreiras de permeabilidade que podem ocorrer de forma localizada ou não, como é o caso de um intervalo de rochas predominantemente pelíticas, denominadas informalmente neste trabalho de Zona 2 (Figura 2.5), que ocorre em praticamente todo o reservatório. Estas barreiras controlam o fluxo de fluidos, e a sua predição no espaço interpoços é um dos principais objetivos deste estudo.

Para tentar estabelecer um modelo preditivo das heterogeneidades deste reservatório, procurou-se comparar a história geológica da bacia com as informações da área estudada.

Com a diminuição da subsidência no final do Andar Rio da Serra, resultado de uma relativa quiescência tectônica que perdurou pelo Andar Aratu Inferior (Mato *et alii*, 1992), um sistema deltaico progradante de noroeste (Figura 2.6) ocupou esta parte da bacia e depositou inicialmente corpos de arenitos descontínuos (Braga, 1998), dando origem ao intervalo sedimentar que denominou-se informalmente de Zona 4. Com o rebaixamento progressivo do nível do Lago do Recôncavo devido à redução da taxa de subsidência da bacia, depositaram-se os grandes corpos de areias contínuas da Zona 3, principal zona-reservatório. Pulsos de subsidência controlados pela atividade tectônica progressivamente atenuada (Ghignone, 1969), provocaram variações locais no nível do lago, que afogaram parcialmente o sistema deltaico depositando os sedimentos da Zona 2. Novo aporte de areias durante períodos de pouca subsidência alternados com períodos de afogamento do delta, devido ao caráter cíclico dos processos tectônicos atuantes, permitiu a deposição dos sedimentos da Zona 1 até o completo afogamento deste sistema deltaico no final de um ciclo tectono-sedimentar que coincidiu com a deposição do **marco 11**, que é uma feição grafoelétrica típica e corresponde a uma camada-guia reconhecível por toda a bacia.

Segundo Soares (1997), este intervalo engloba um subciclo que faz parte de um evento maior que apresenta tendência geral à granodecrescência ascendente e está limitado por horizontes que correspondem às superfícies de máxima inundação do lago do Recôncavo.

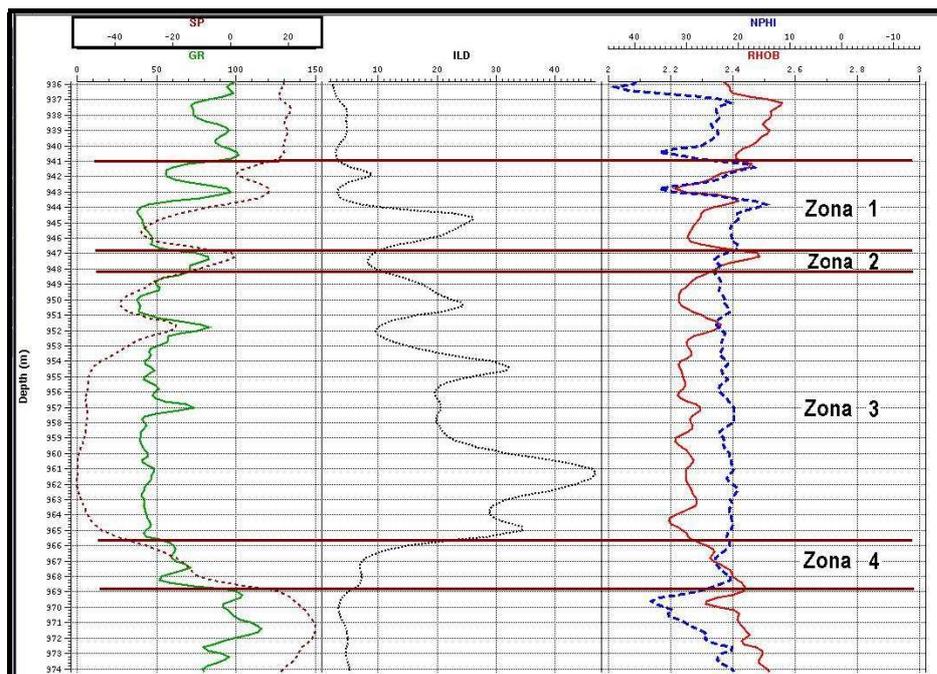


Figura 2.5: Intervalo de estudo dividido em 4 zonas reservatórios de acordo com a gênese deposicional, que é controlada pelas variações do nível do lago do Recôncavo.

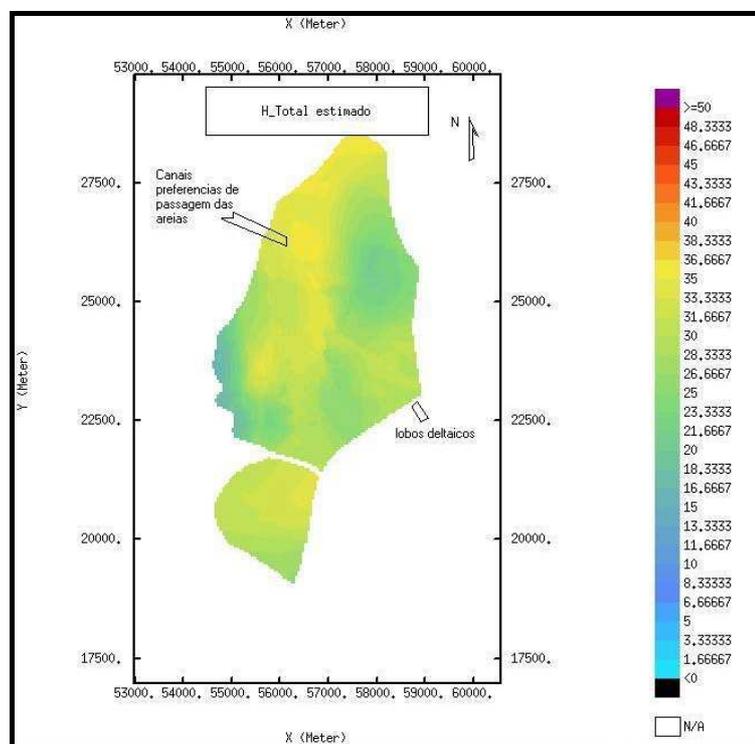


Figura 2.6: Mapa de espessura total do reservatório, blocos 1 e 2, mostrando as principais áreas de passagem das areias, de NW para SE, corroborando com os modelos propostos por Netto (1986) e Soares (1997).

2.3 As litofácies presentes

De acordo com análise de testemunho efetuada por Silva (2000) em 6 poços do campo, o intervalo em foco apresenta um total de nove litofácies distintas que podem ser agrupadas em cinco categorias segundo critérios permo-porosos e de presença de finos.

- Litofácies 1 - Compreende arenitos muito finos a finos, bem selecionados, maciços (Figura 2.7), localmente com laminações plano-paralelas e estratificações cruzadas de baixo ângulo, podendo apresentar estruturas de deformação (*slump*) ou de escape de fluidos. A associação freqüente desses arenitos maciços com arenitos deformados por fluidização poderia corresponder ao mesmo processo deformacional com diferentes graus de intensidade, onde o caráter maciço representaria a fase de liquefação total. Mostram comumente contatos abruptos e níveis de intraclastos de folhelhos e fragmentos de restos vegetais na base. Também são freqüentes horizontes arenosos sobrepostos, exibindo ciclos de *fining upward* e nível erosional na base do pacote.

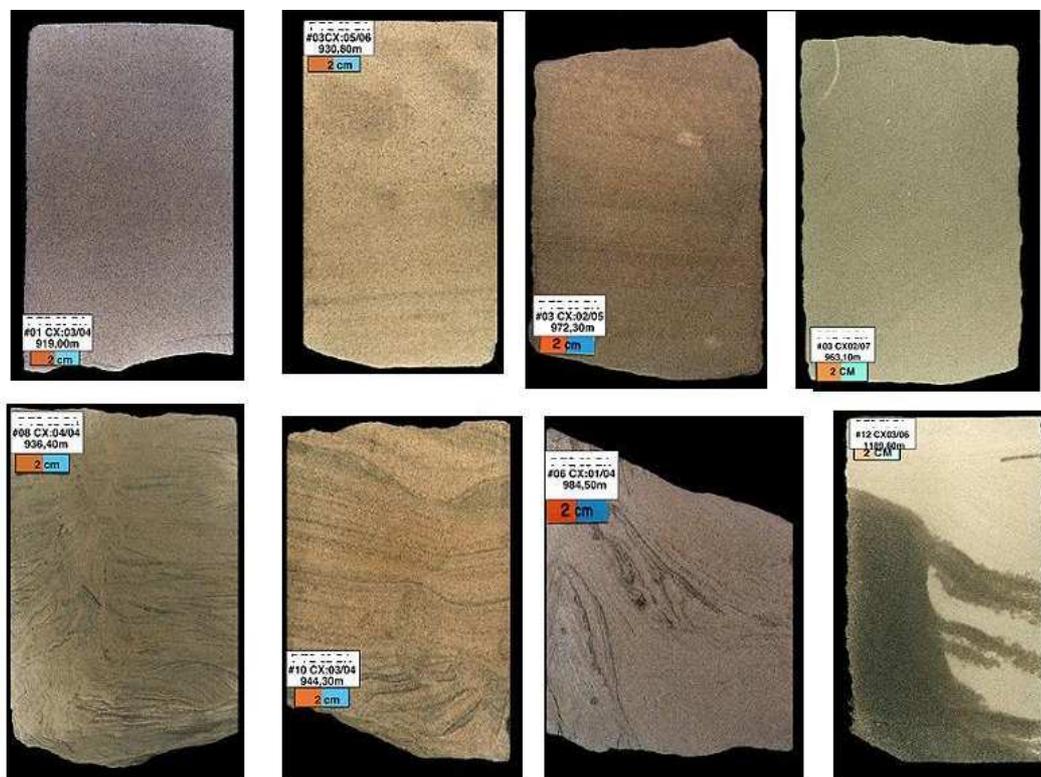


Figura 2.7: Litofácies 1. Arenitos maciços e arenitos com feições de escape de fluidos.

Constitui a principal litofácies do reservatório formada pelos arenitos com as maiores espessuras da área analisada.

As estratificações e estruturas observadas, associadas à boa continuidade dos corpos, indicam que esta litofácies depositou-se através de processos trativos, em águas relativamente rasas, num subambiente de frente deltaica, compondo lobos amalgamados (Braga, 1998).

- Litofácies 2 – Corresponde a arenitos muito finos a finos, com seleção regular a boa, apresentando estratificações cruzadas de baixo ângulo, plano paralelas, ou estratificações cruzadas acanaladas (Figura 2.8), ressaltadas pela presença de argila, mica ou ainda matéria orgânica. Localmente apresentam-se bioturbados, com marcas de raízes e feições de escorregamento (*slump*).

Esta litofácies está relacionada a um ambiente de menor energia do que a Litofácies 1, dominado por processos de tração e também de suspensão, com alta taxa de sedimentação (Mato, 1984).

Constituem depósitos tanto de lobos de frente deltaica como de rompimento dos diques marginais dos canais distributários por sobre a área interdistributária, estes últimos quando associados a arenitos argilosos e lamitos.

- Litofácies 3 – Formada por arenitos finos a sílticos, argilosos, com níveis centimétricos contendo clastos argilosos e de carvão, muitas vezes alinhados e orientados (Figura 2.9), com laminações cruzadas cavalgantes (*climbing ripple*) e bioturbados.

A associação das estratificações, indicativas de processos de tração e suspensão, com a presença de lamitos, indicativos de depósitos de suspensão, sugerem um subambiente de frente deltaica, preferencialmente nas áreas interlobos ou de superposição de limites de lobos, Braga (1998). Também podem se relacionar, em parte, a depósitos interdistributários, devido à ocorrência de estruturas indicativas de ambiente subaéreo.

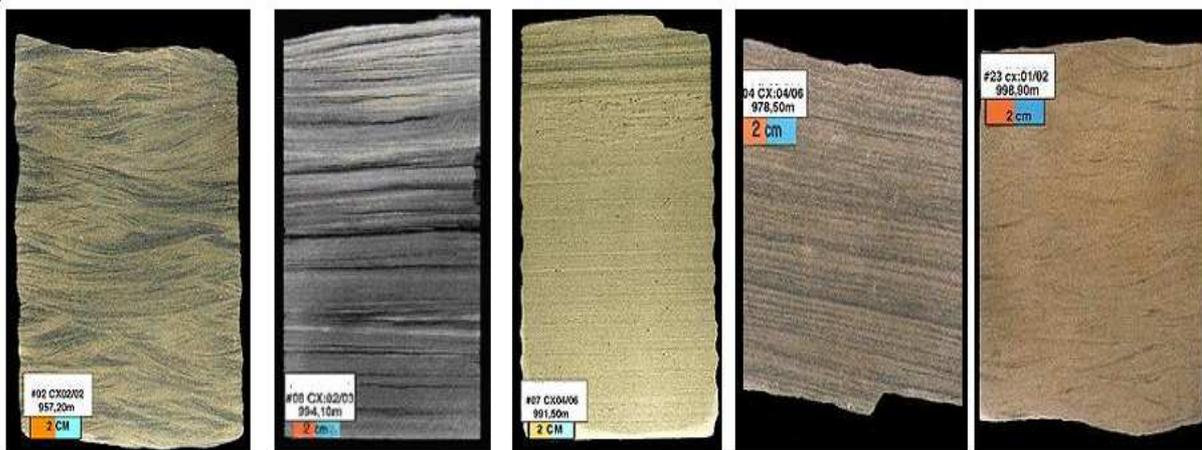


Figura 2.8: Litofácies 2. Arenitos com estratificações cruzadas ressaltadas pela presença de argila, mica ou ainda matéria orgânica.



Figura 2.9: Litofácies 3. Arenitos argilosos, com níveis centimétricos contendo clastos de argila e de carvão, com ondulações cruzadas cavalgantes (*climbing ripple*) e bioturbados.

- Litofácies 4 – Interlaminado de siltito, lamito e arenito muito fino, às vezes bioturbado (Figura 2.10a). Podem ocorrer perfurações por organismos, marcas de raízes e algumas estruturas de cargas.

Distingue-se da litofácies 3 pela predominância da fração mais fina. Sua origem está associada a depósitos de área interdistributária e/ou de interlobos ou superposição de limites de lobos.

- Litofácies 5 – Siltito cinza esverdeado, algo argiloso (Figura 2.10b), bioturbado. Exibe perfuração por organismos e estruturas de sobrecarga.

A granulometria e a bioturbação evidenciam um ambiente calmo e de baixa taxa de sedimentação, provavelmente relacionado a áreas interdistributárias.

- Litofácies 6 – Lamito, brechado no topo, com diques de areia (Figura 2.10c). Ocorrem perfurações por organismos, marcas de raízes e estruturas de sobrecarga.

Depositados em ambiente calmo e de baixa taxa de sedimentação, como as áreas interdistributárias e de interlobos ou superposição de limites de lobos.

- Litofácies 7 – Calcarenito/Calcissiltito ostracoidal castanho claro com laminação incipiente a maciço (Figura 2.10d), podendo ocorrer associado a pequenos níveis de arenito muito fino, síltico. Ocorre sotoposta a folhelhos, caracterizando os sedimentos que antecedem a transgressão do lago sobre o sistema deltaico.

- Litofácies 8 – Conglomerado intraformacional composto de intraclastos e matriz lamosa (Figura 2.11a). Essa litofácies caracteriza-se por encontrar-se na porção basal de grande parte dos corpos arenosos das litofácies 1 e 2.

- Litofácies 9 – Folhelho cinza escuro/esverdeado (figura 2.11b), fóssilífero, finamente laminado, por vezes com intercalações de calcarenito. Localmente ocorrem restos de matéria orgânica, concreções de calcita e *slickensides*.

A granulometria siltico-argilosa dessa litofácies denota a deposição em ambiente de baixa energia, no qual prevalecem os processos de deposição por suspensão. Estas rochas estariam relacionadas a superfícies de afogamento do delta pelo lago.

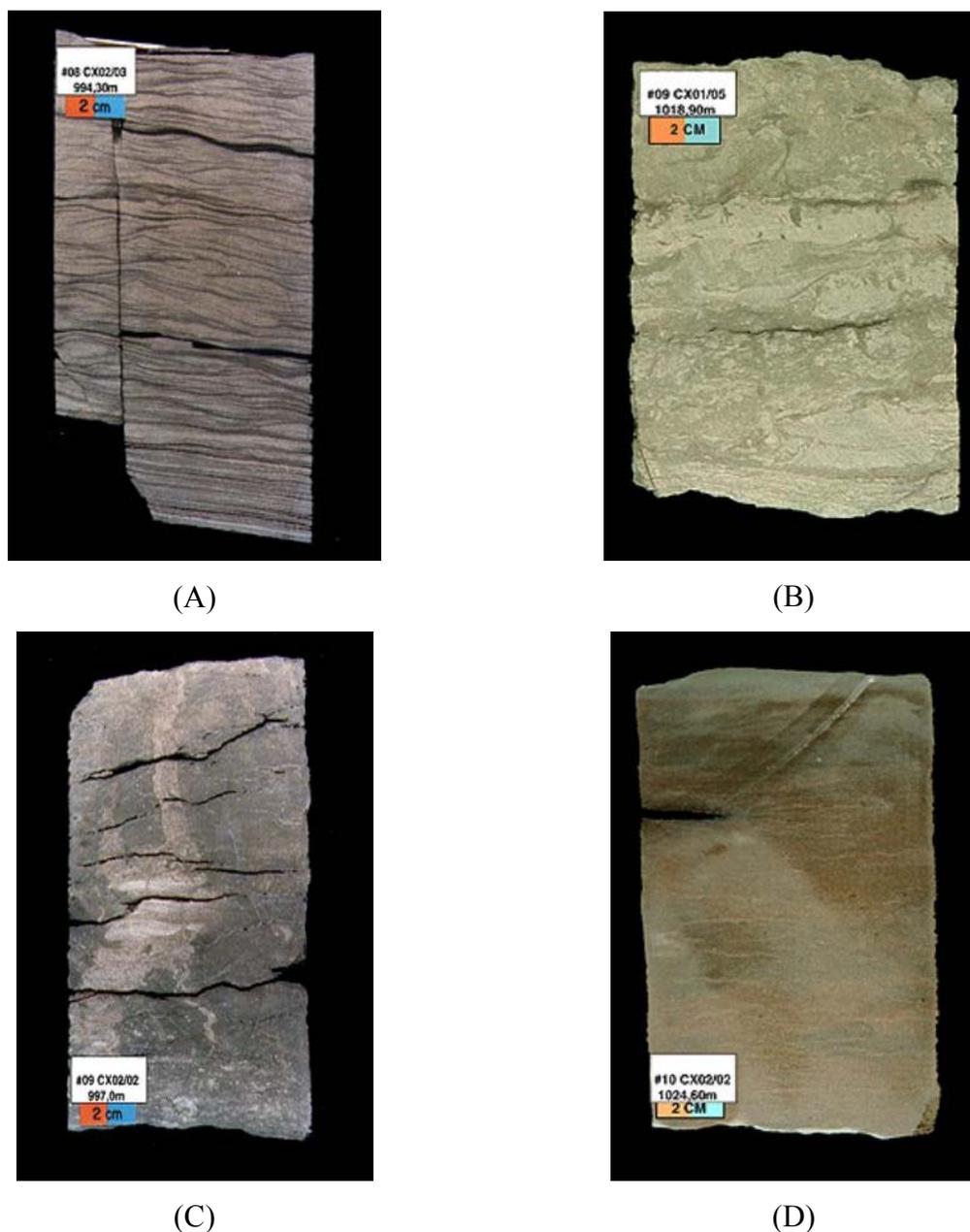


Figura 2.10: (A) Litofácies 4. Interlaminado de siltito, lamito e arenito muito fino ; (B) Litofácies 5. Siltito cinza esverdeado; (C) Litofácies 6. Lamito, brechado no topo, com diques de areia; (D) Litofácies 7. Calcarenito ostracoidal castanho claro com laminação incipiente a maciço.

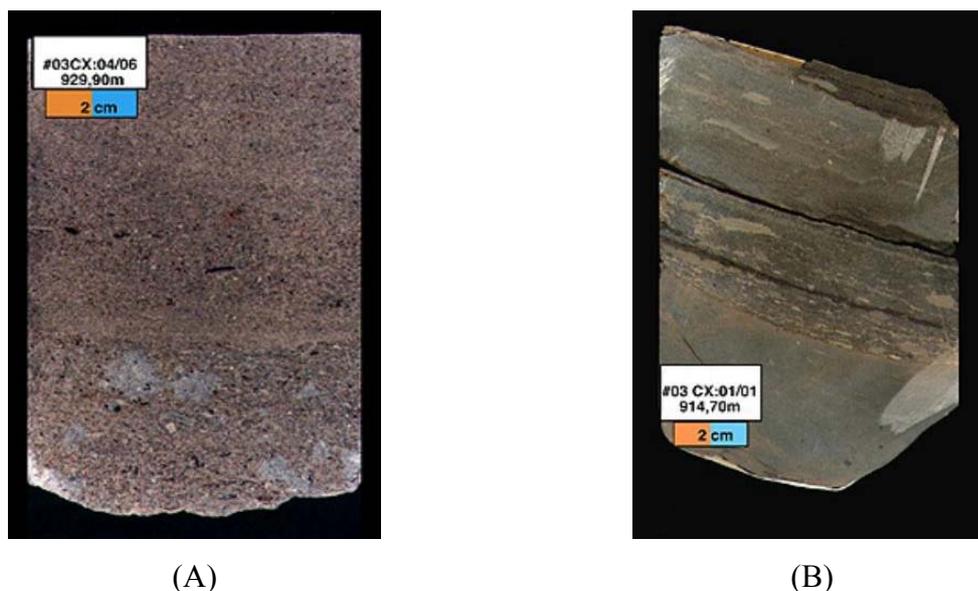


Figura 2.11: (A) Litofácies 8. Conglomerado intraformacional composto de intraclastos e matriz lamosa; (B) Litofácies 9. Folhelho cinza escuro/esverdeado, fóssilífero, finamente laminado, por vezes com intercalações de calcarenito.

2.4 Modelo geológico conceitual

A pouca atividade tectônica reinante durante a sedimentação do intervalo estratigráfico estudado, propiciou a deposição das areias deltaicas num ambiente de baixa energia, que é atestado pela granulometria fina a muito fina e pela abundância de estratificação cruzada de pequeno porte destes sedimentos, Braga (1998). Além disso, a presença de estruturas de correntes unidirecional (*ripple drif*) nestes sedimentos indica que o delta seria dominado por rios. Este ambiente de baixa energia favoreceu a formação de corpos arenosos lateralmente contínuos, com espessamentos e afinamentos gradativos, e reduziu a atuação de processos erosionais.

A sedimentação do intervalo analisado iniciou-se com a deposição de arenitos descontínuos e, à medida que a sedimentação deltaica prosseguia, alguns destes pacotes acomodaram-se segundo arranjos de compensação, com espessuras semelhantes entre si. O grande aporte sedimentar, proveniente dos canais distributários, associado aos processos de subsidência, intensificaram a deposição das areias e promoveram o rápido soterramento desse

material. A ocorrência de inúmeras estruturas sedimentares, como feições de carga, escape de fluidos e *slumps*, ratificam a atuação daqueles processos. Lateralmente, formaram-se os depósitos argilo-arenosos das áreas interdistributárias, juntamente com a sedimentação de areias com menor espessura e também folhelhos gerados nos períodos de afogamento de delta, perfazendo um típico padrão *fining upward*. O caráter regressivo do delta deslocou os limites das areias para noroeste.

A maioria dos pacotes de arenitos constitui coalescência de corpos lobados formados pela amalgamação das barras de desembocadura dos canais distributários na frente deltaica e, secundariamente, pelas acumulações provenientes do rompimento dos diques marginais dos canais distributários (Figura 2.12).

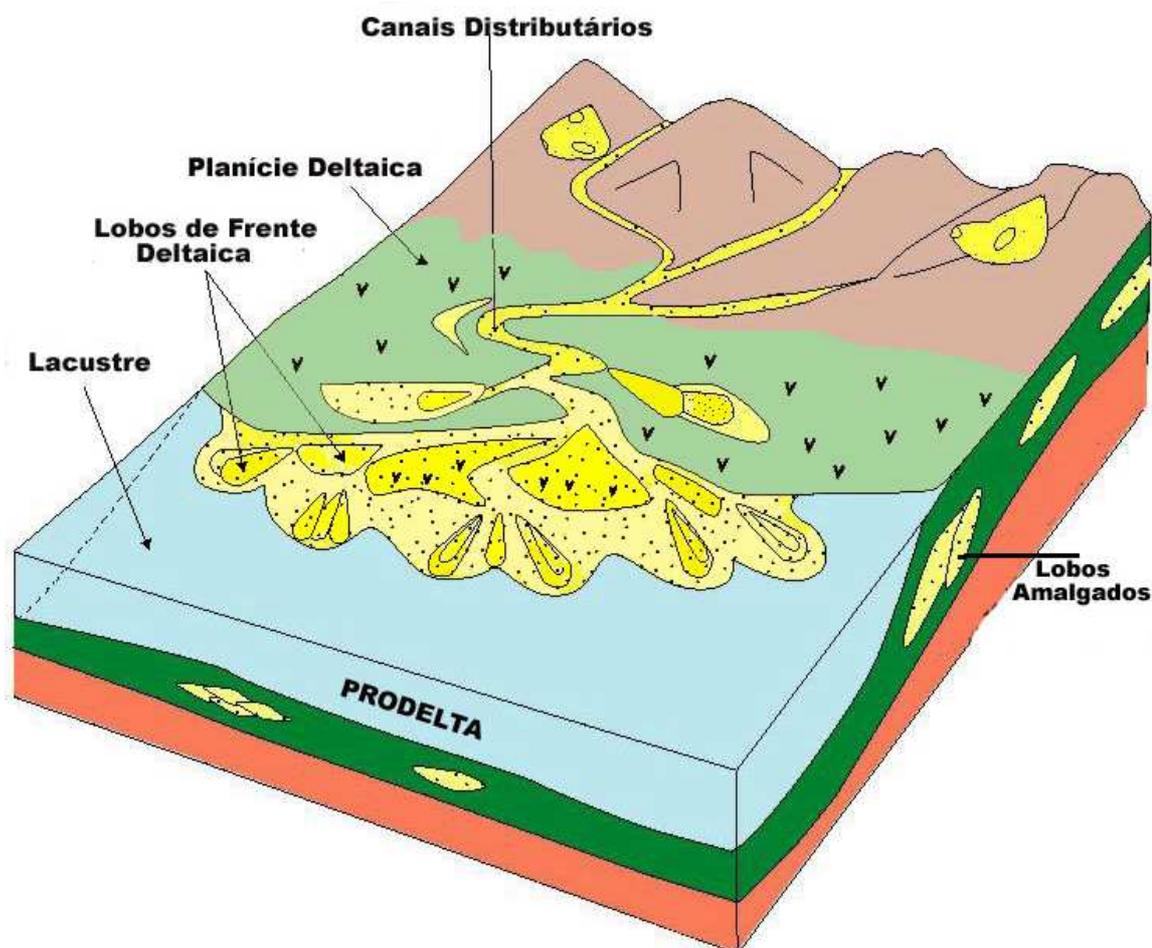


Figura 2.12: Bloco diagrama simplificado dos principais subambientes do sistema deltaico.

Tipicamente, a geometria externa dos corpos arenosos deste tipo de ambiente sedimentar corresponde a formas sigmoidais e lenticulares, quando observadas em seções paralelas (*dip*) e transversal (*strike*) aos seus eixos de deposição (Figura 2.13).

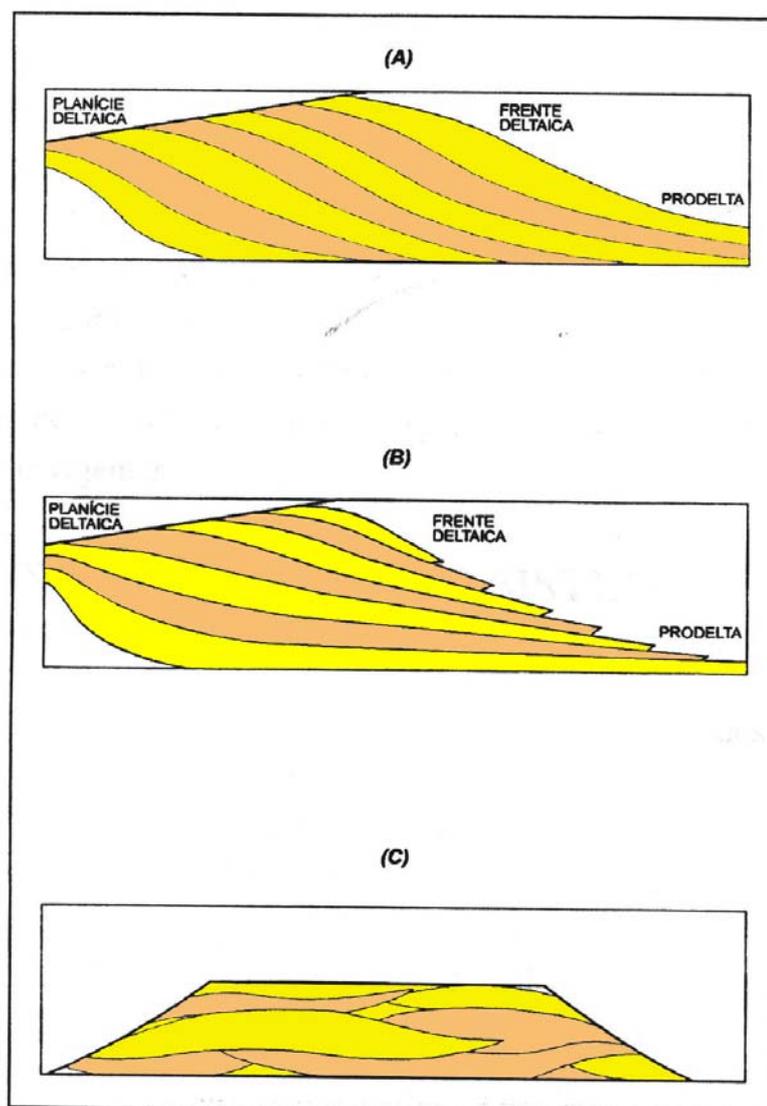


Figura 2.13: Geometria externa típica dos lobos de deltas dominados por rios (modif, de Bhattacharya & Walker, 1992): (a) Seção *dip* – progradação deltaica; (b) seção *dip* – retrogradação deltaica; (c) seção *strike*.

As rochas não-reservatório, representadas por arenitos muito finos intercalados com lamitos e/ou siltitos e por folhelhos prodeltaicos com geometria tabular e boa continuidade, localmente associados a calcarenitos ou calcissiltitos, correspondem respectivamente a rochas depositadas nas áreas interdistributárias e aos depósitos distais relacionados a períodos de

afofamento do sistema deltaico pela transgressão do lago. Todas estas rochas constituem importantes heterogeneidades sin-deposicionais, e representam barreiras verticais ao fluxo. Embora com menor magnitude, as variações texturais dos arenitos também concorrem com o direcionamento do fluxo.

Segundo o modelo geológico conceitual proposto por Netto (1986), o intervalo estratigráfico estudado insere-se na seqüência de depósitos deltaicos da Formação Pojuca sobre o Patamar de Cassarongongo, no compartimento sul da Bacia do Recôncavo, no início do Andar Aratu (Figura 2.14). Para leste, a escarpa da Falha de Nova América funciona como *by-pass* por onde escorregam as areias que alimentam a seqüência de Leques Rasos do Grupo Ilhas sobre o Patamar de São Domingos. A bacia afunda em direção ao baixo de Camaçari onde foram depositados os sedimentos da Formação Candeias/Mb. Maracangalha. Na borda leste da bacia, os sedimentos da Formação Candeias interdigitam com os conglomerados da Formação Salvador. A implantação do *Canyon* de Taquipe é posterior, e ocorre junto com uma fase de expansão da bacia para oeste, quando a Falha de Paranaguá se torna ativa.

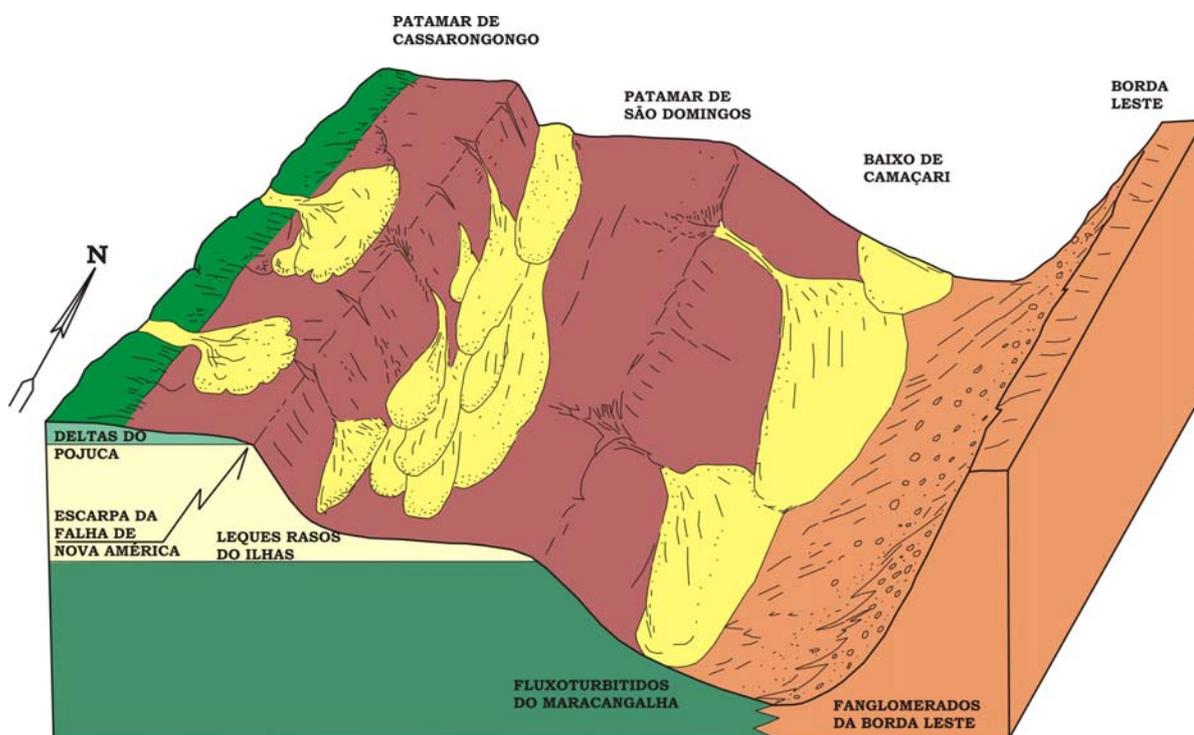


Figura 2.14: Bloco-diagrama cobrindo uma área com cerca de 1000 Km² do compartimento sul da Bacia do Recôncavo, mostrando de forma esquemática a deposição de sedimentos nos primórdios do Andar Aratu (modificado de Netto, 1986).

CAPÍTULO 3

DEFINIÇÃO DOS LITOTIPOS

Este é um passo muito importante e de difícil elaboração no tratamento dos dados de poços. Da transferência adequada das características geológicas do reservatório para indicadores numéricos apropriados à construção do modelo geoestatístico, dependem a acurácia do modelo proposto, e o ajuste do modelo final de fluxo.

De nada adiantam algoritmos de modelagem geoestatística mais robustos e que incorporem um maior número de informações geológicas, se os dados condicionantes dos poços não são capazes de representar com elevado índice de acerto o modelo geológico real. Levando em conta esta premissa básica, experimenta-se neste estudo uma abordagem nova e mais automática de transformar informações de litofácies, descritas nos poços testemunhados, em eletrofácies, identificáveis a partir dos dados de perfis de poços, e codificáveis de forma numérica dentro de intervalos discretos e correlacionáveis no domínio das variáveis.

Esta forma nova e mais automática de determinar as eletrofácies existentes no universo dos dados está proposta num conjunto de sub-rotinas do *software EasyTrace* do IFP-Beicip Franlab, versão 3.8, cujo princípio baseia-se na análise da função densidade de probabilidade das variáveis envolvidas, em um espaço hiper-dimensional.

Procurou-se alcançar os objetivos desta etapa do trabalho utilizando-se métodos de análise estatística multivariada que minimizassem as redundâncias de informações existentes no conjunto de dados, levando em conta a máxima contribuição de cada variável (perfil) à variância global do sistema, e agrupassem o maior número de informações sobre um mesmo tipo de rocha, de modo a prever melhor as variações internas de cada grupo e salientar as diferenças entre os grupos, aumentando o poder de discriminação do método.

3.1 Análise estatística multivariada

Os métodos de análise estatística multivariada foram elaborados, na década de 30, por H. Hotelling que estabeleceu os fundamentos da Análise dos Componentes Principais e da Análise Canônica, Bouroche et al. (1980). Estes métodos permitem o estudo global das propriedades de um conjunto de dados, pondo em evidência as ligações, semelhanças ou diferenças existentes entre estas observações. Para tanto, os valores das variáveis são inseridos em espaços geométricos e transformados de modo a serem visualizados num plano ou classificados em grupos homogêneos, com a mínima perda de informação.

Segundo Davis (1986), os métodos de análise estatística multivariada são poderosos, entretanto, apresentam complexidade tanto em sua estrutura teórica como em sua metodologia operacional.

Nesta dissertação foram utilizados três métodos: Análise de Componentes Principais, Análise de Agrupamento e Análise Discriminante.

3.1.1 Análise de Componentes Principais (ACP)

A Análise de Componentes Principais é uma etapa que pode anteceder a discriminação das eletrofácies, principalmente em conjunto de dados muito grandes, com muitas variáveis, de modo a reduzir o sistema. As p variáveis originais, que reproduzem a variabilidade total do sistema, podem ser substituídas por k componentes principais ($k < p$), de modo que estes retenham a maior parte da variabilidade. Assim, um conjunto de dados originais formados por p variáveis medidas em n observações é reduzido a um conjunto de dados com k componentes principais medidos sobre aquelas n observações, Johnson et al. (1992).

Esta análise é um método fatorial e os componentes principais são, em termos algébricos, combinações lineares de p variáveis aleatórias (X_1, X_2, \dots, X_p). Geometricamente, essas combinações lineares representam a seleção de um novo sistema de coordenadas (Figura 3.1) obtido pela rotação do sistema original, tendo como “eixos principais” ou “fatores principais” as k direções de maior variação dos valores originais, de modo que a projeção dos mesmos sobre os eixos principais no hiper-espaço é tão próxima quanto possível dos dados

primários, dando origem assim a um sistema de novas variáveis (F_1, F_2, \dots, F_k) com uma estrutura de covariância mais simples, reduzindo informações redundantes, sem distorcer os dados.

Os autovetores e os autovalores da matriz de covariância são a essência da ACP. Os primeiros determinam as direções de variabilidade máxima, enquanto os segundos especificam as variâncias. O melhor espaço k -dimensional é aquele gerado pelos primeiros k autovetores, isto é, aqueles vetores com os maiores autovalores associados.

A ACP é sensível às magnitudes de medidas. Um meio de contornar este problema é obter os componentes principais de variáveis padronizadas, através dos autovetores da matriz da correlação $[\rho]$ de X . Elek (1988) ilustra os dois passos principais da ACP, que são a padronização das variáveis, e o posterior cálculo dos autovetores e autovalores (Figura 3.1).

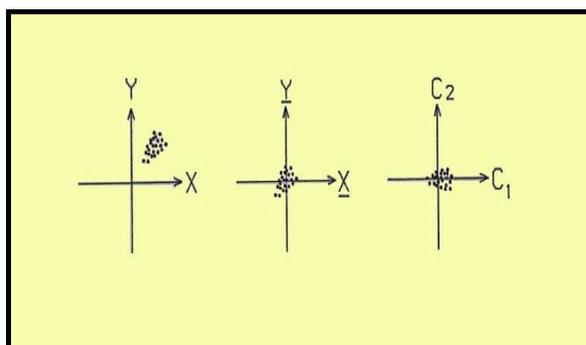


Figura 3.1: A análise de componentes principais consiste na transformação do sistema de coordenadas originais, com o deslocamento do centro da nuvem de dados para a posição de origem do sistema (padronização) e, então, na rotação dos eixos até que a direção de máximo alinhamento da nuvem coincida com o eixo do primeiro componente principal, modificado de Braga (1998).

Deste modo, as variáveis devem ser padronizadas quando seus valores apresentarem grandes variações ou quando as unidades de medidas não forem comensuráveis, como é o caso de algumas leituras de perfis elétricos e radiativos, evitando-se a ponderação inadequada das mesmas. Se os dados estão padronizados, de 0 a 1, trabalha-se com a matriz de correlação.

Não é necessário usar os X_p perfis para definir os F_k componentes principais. Normalmente escolhem-se as informações de perfis mais relevantes, por exemplo, volume de

argila (VSH), porosidade (PHIE), etc., que serão as chamadas “variáveis ativas”, levadas em conta nos cálculos dos componentes principais, enquanto as demais variáveis, selecionadas apenas para correlação, são as chamadas “variáveis inativas ou suplementares”.

Neste estudo as variáveis GR, VSH e PHIE, em vermelho na Figura 3.2, são as variáveis ativas, enquanto NPHI e RHOB, em azul, foram consideradas como variáveis suplementares nos cálculos dos componentes principais F_1 , F_2 e F_3 .

Os componentes principais são também variáveis com a mesma natureza dos dados de entrada, no caso dados de perfis, conseqüentemente podem ser calculados os coeficientes de correlação entre os F_k componentes e os X_p perfis, como listado na Tabela 3.1.

A correlação entre os dados de entrada e os seus componentes principais permite definir a contribuição, em termos de variância, de cada componente à variância global do sistema. Na Figura 3.2, canto esquerdo, pode-se ver que praticamente toda a variação do sistema está associada ao componente F_1 , ou seja, 90,99 %, enquanto que F_2 é responsável por 6,34%, e F_3 por apenas 2,67%.

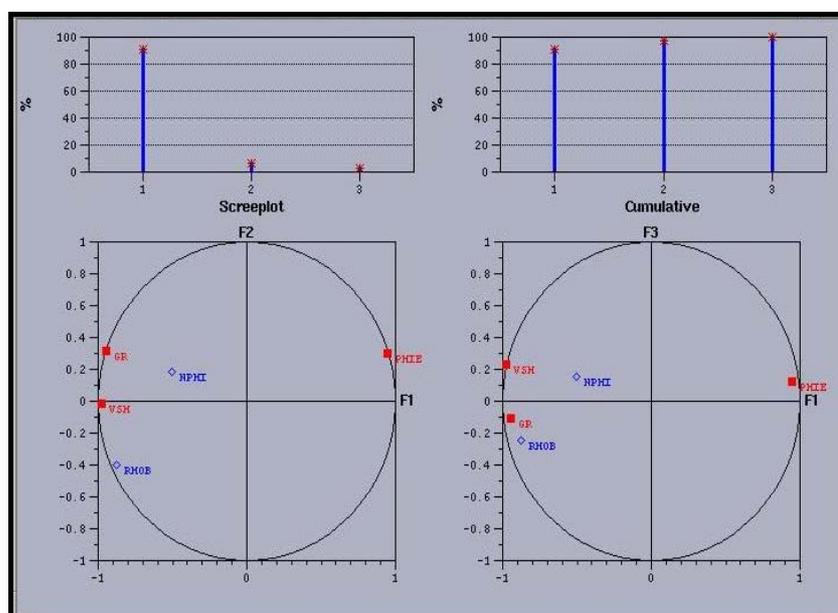


Figura 3.2: Análise de 3 componentes principais F_1 , F_2 e F_3 , e 5 variáveis de perfis, GR, PHIE e VSH, como variáveis ativas, e RHOB e NPHI como variáveis suplementares, mostrando no alto o percentual de contribuição de cada componente principal à variância global do sistema, e na parte inferior a correlação entre as variáveis.

Tabela 3.1: Análise de Componentes Principais mostrando as variáveis envolvidas, sua matriz de correlação, os autovalores e autovetores associados a cada componente principal e as suas correlações com os dados originais.

ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS				
Variáveis Ativas		Variáveis Secundárias		
.AV1 = GR .AV2 = VSH .AV3 = PHIE		.SV1 = NPHI .SV2 = RHOB		
Matriz de correlação				
	GR	VSH	PHIE	
GR	1.000	0.888	-0.810	
VSH	0.888	1.000	-0.896	
PHIE	-0.810	-0.896	1.000	
Matriz de autovalores				
Componente	Autovalor	Percentual	Acumulado	
1	2.73	90.99	90.99	
2	0.19	6.34	97.33	
3	0.08	2.67	100.00	
Matriz de Autovetores				
	V1	V2	V3	
	-0.57	-0.59	0.57	
	0.73	-0.03	0.69	
	-0.38	0.81	0.45	
Correlação entre as variáveis e os componentes principais				
	F1	F2	F3	
GR	: -0.94	0.32	-0.11	
VSH	: -0.97	-0.02	0.23	
PHIE	: 0.95	0.30	0.13	
NPHI	: -0.51	0.18	0.15	
RHOB	: -0.88	-0.40	-0.25	
Contribuição de cada variável ao Fator Principal:				
	F1	F2	F3	Total(abs)
GR	: -0.89	0.10	-0.01	1.00
VSH	: -0.95	-0.00	0.05	1.00
PHIE	: 0.89	0.09	0.02	1.00
NPHI	: -0.26	0.03	0.02	0.31
RHOB	: -0.77	-0.16	-0.06	0.98

3.1.2 Análise de Agrupamento

A Análise de Agrupamento (*Cluster Analysis*) é uma técnica exploratória que tem por objetivo reunir os dados em grupos, de modo que, dentro de cada grupo formado, esses dados sejam similares entre si e distintos dos demais grupos.

Existem dezenas de métodos de agrupamentos. Neste estudo, usou-se uma abordagem probabilística baseada na densidade de pontos que caem dentro de uma vizinhança móvel usada para mapear a função densidade de probabilidade de ocorrência das eletrofácies.

Os dados de perfis de poços são um conjunto de medidas associadas a cada valor de z , sendo z a posição vertical de um ponto amostrado no espaço. Desta forma os dados podem ser representados como segue:

$$[X] = \begin{matrix} \log l & & \log p \\ \left[(X_{ij}) \right] \end{matrix} \quad (3.1)$$

onde (X_{ij}) = perfil j medido no ponto i .

As amostras estão em um hiper-espaço formado por p variáveis, no qual cada eixo está ligado a um tipo de medida de perfil, como mostra a Figura 3.3.

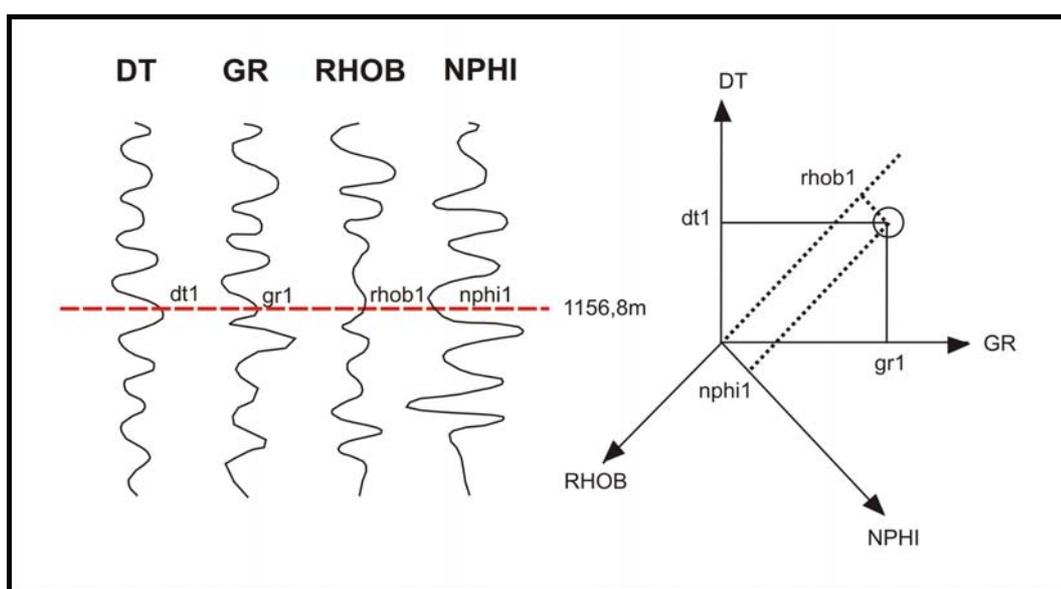


Figura 3.3: Representação de um hiper-espaço de dados de perfis de poços, adaptada do *EasyTrace User's Guide*, versão 3.8.

Uma eletrofácies nada mais é que um agrupamento de valores de \mathbf{z} no espaço, como mostra a Figura 3.4, e seu significado geológico deve ser conhecido previamente, ou deve ser interpretado a partir da correlação com os dados de testemunho.

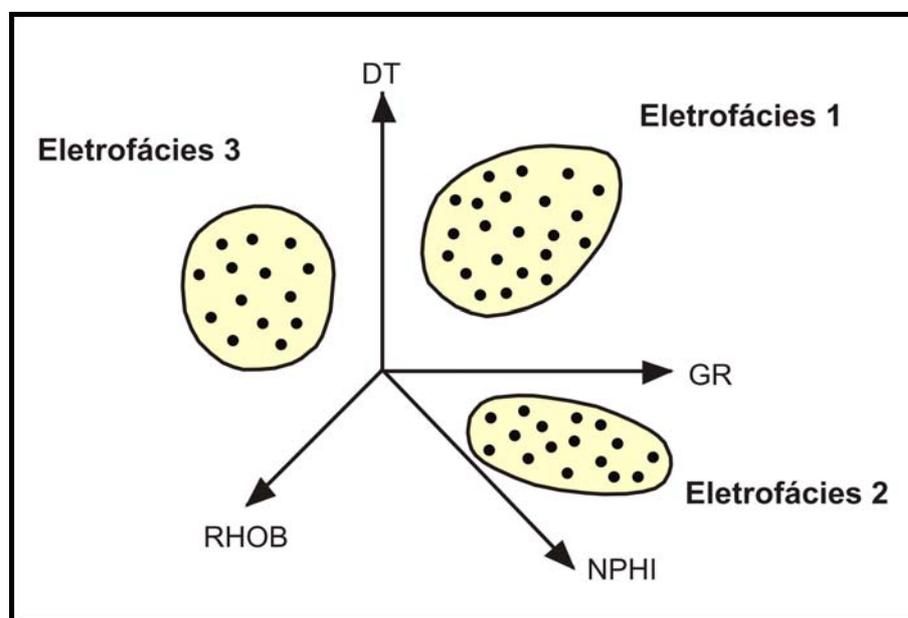


Figura 3.4: Representação de três agrupamentos de pontos, valores de \mathbf{z} , num espaço \mathbf{p} dimensional, com $\mathbf{p} = 4$ neste exemplo, modificada do *EasyTrace User's Guide*, versão 3.8.

As classes que correspondem às eletrofácies constituem conjuntos de pontos altamente concentrados separados por áreas com baixa densidade de pontos. Pela análise da variação da densidade de pontos no hiper-espaço é possível detectar os diferentes conjuntos de pontos agrupados, os *clusters*.

A função densidade de probabilidade (fdp) $f(x)$ é um conceito muito importante em estatística. Ela descreve a distribuição de uma variável aleatória X e suas probabilidades associadas usando a fórmula:

$$p(a < X < b) = \int_a^b f_x d_x \quad \forall(a < b) \quad (3.2)$$

Em um caso uni-variado, a fdp é descrita de maneira discreta pelo histograma da variável, como na Figura 3.5.

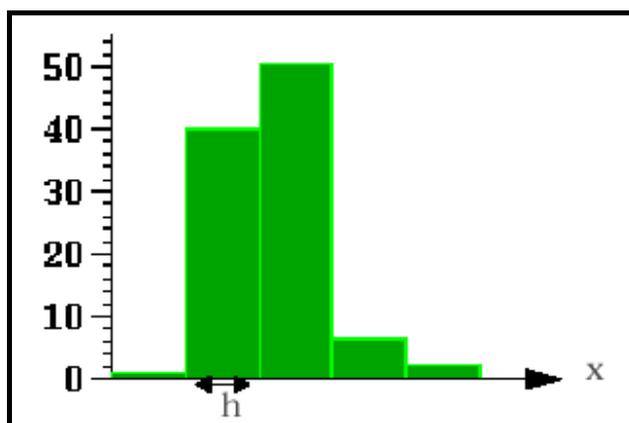


Figura 3.5: Histograma da variável aleatória X , onde h é o intervalo de classe, e a ordenada representa o número de amostras em cada classe, ou sua frequência, adaptado do *EasyTrace User's Guide*, versão 3.8.

Contudo o histograma não é um bom estimador da função densidade de probabilidade, porque ele não dá o número de amostras para um dado valor, ele só dá o número de amostras que caem em um dado intervalo.

$$f(\bar{x}) = \frac{f_i}{h} \quad \forall x \text{ no intervalo de comprimento } h. \quad (3.3)$$

Para alcançar uma maior acurácia na estimativa da função densidade de probabilidade lançou-se mão de um operador matemático disponível no *software EasyTrace* chamado Método *Kernel*.

Seja $K(x) = 1$ se x está no intervalo $[-1/2; 1/2]$ e 0 caso contrário; $K(x)$ é a função indicatriz do intervalo $[-1/2; 1/2]$; e $f(x)$ pode ser aproximado por:

$$f(\bar{x}) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K \frac{x - x_j}{h} \quad (3.4)$$

(x) = n amostras $\{x_1, \dots, x_n\}$

De fato, $f(x)$ representa o número de amostras localizadas dentro de um intervalo móvel, de comprimento h , ao redor de x . K é chamada de função *Kernel*. Neste caso simples, o estimador é melhor que o histograma, mas a função ainda é descontínua. Usar uma função *Kernel* contínua e derivável permite suavizar a função densidade. Para isto pode ser usado um *kernel* gaussiano:

$$K(u) = \frac{1}{\sqrt{2\Pi}} \exp\left(\frac{-u^2}{2}\right) \quad (3.5)$$

Ou um *kernel Epanechnikov*:

$$K(u) = \frac{3}{4\sqrt{5}} \left(1 - \frac{u^2}{5}\right) \quad \text{para } |u| < \sqrt{5} \text{ e 0 caso contrário} \quad (3.6)$$

O método pode ser facilmente compreendido como uma convolução espacial de cada barra do histograma por uma *wavelet* gaussiana ou *Epanechnikov*.

O h , chamado parâmetro de suavização, é a largura da banda do *kernel*. Se h é muito pequeno, a função densidade será muito rugosa. Se h é muito grande, a função densidade será suavizada em demasia.

A função densidade não é estimada em um espaço unidimensional, mas em um espaço p -dimensional correspondendo aos p perfis de poços escolhidos para caracterizar as eletrofácies. Se um único perfil é usado, a função densidade de probabilidade é uma curva, que pode ser aproximada pelo histograma suavizado. Se duas variáveis são usadas, a fdp é uma superfície com vales e colinas como uma superfície topográfica. Ela torna-se difícil de imaginar quando a fdp é de três variáveis ou mais.

Para mapear os picos da função densidade de probabilidade, que é o que nos interessa, pois correspondem aos agrupamentos de pontos relacionados com as diferentes eletrofácies que se quer identificar, usa-se o algoritmo descrito por Kittler (1976), que segue os seguintes passos:

- Escolhe um ponto de maneira aleatória;
- Define uma vizinhança para calcular os mergulhos em todas as direções;
- Escolhe os pontos próximos de modo a mover-se pelo caminho mais curto em direção ou topo;
- O processo continua até que um pico seja encontrado;
- A seguir são selecionados os pontos próximos de modo a mover-se pelo caminho mais longo em direção a um mínimo da função.

Isto faz com que o mapeamento percorra caminhos íngremes para os picos, e depois desça suavemente percorrendo todos os pontos, como pode ser visto na Figura 3.6.

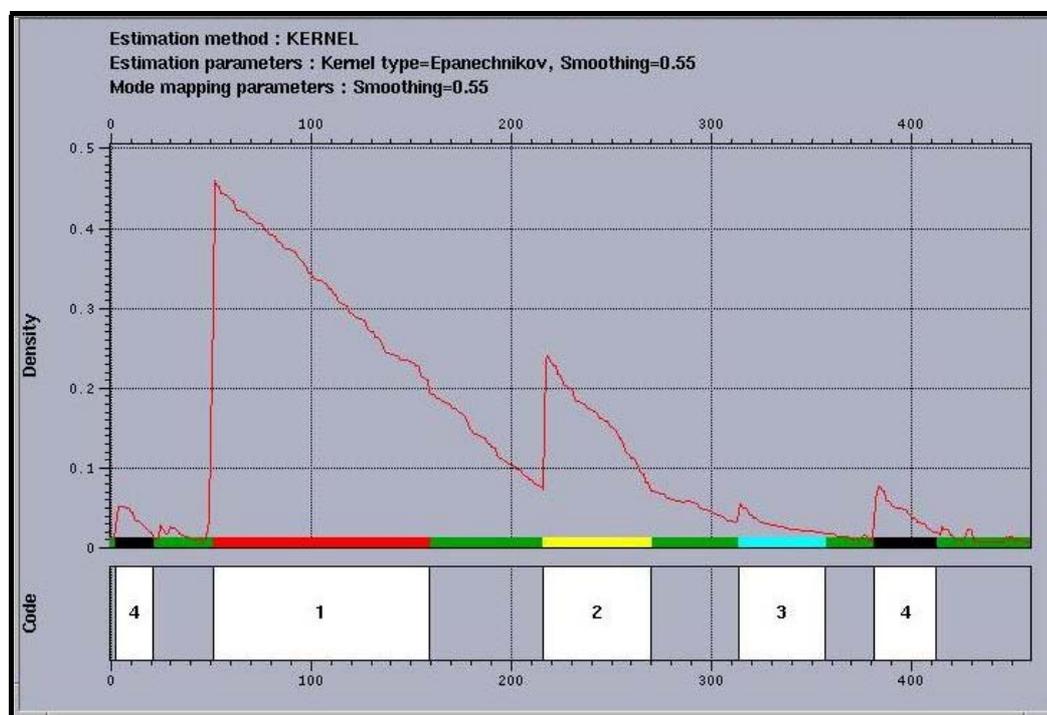


Figura 3.6: Função densidade de probabilidade dos dados de perfil, mapeada pelo Método *Kernel*, mostrando quatro picos correspondendo a quatro eletrofácies diferentes.

Um parâmetro crítico neste método é o valor de h (*smoothing parameter*) uma vez que se o h escolhido (Figura 3.7) for muito grande o mapeamento da função densidade de probabilidade poderá ficar tão suavizado que não permita identificar corretamente todos os picos de densidade correspondente as eletrofácies existentes no conjunto de dados, acarretando em perda de informação e até mesmo a não identificação de algum grupo geologicamente significativo. Se o parâmetro for muito pequeno, o mapeamento da fdp fica tão rugoso que pode perder o sentido, separando grupos que não tenham nenhum significado geológico. Cabe ao intérprete escolher o parâmetro que melhor evidencie o conhecimento prévio da área, denominada aqui de abordagem supervisionada, ou, a partir de um parâmetro sugerido pelo próprio programa, procurar o significado geológico para os agrupamentos identificados no mapeamento da fdp. Esta abordagem é denominada de não supervisionada, não necessita de um conhecimento *a priori* do número de agrupamentos, este número é definido durante a análise, e tem a vantagem de poder evidenciar algum tipo de litologia que por ventura não tenha sido identificada na análise convencional de perfis.

Neste estudo usou-se uma abordagem supervisionada, devido ao conhecimento *a priori* que se tinha da geologia da área, e da simplicidade das litologias envolvidas. A abordagem não supervisionada seria mais indicada para áreas pioneiras e/ou de litologias complexas, onde poderia complementar o conhecimento *a priori* da área.

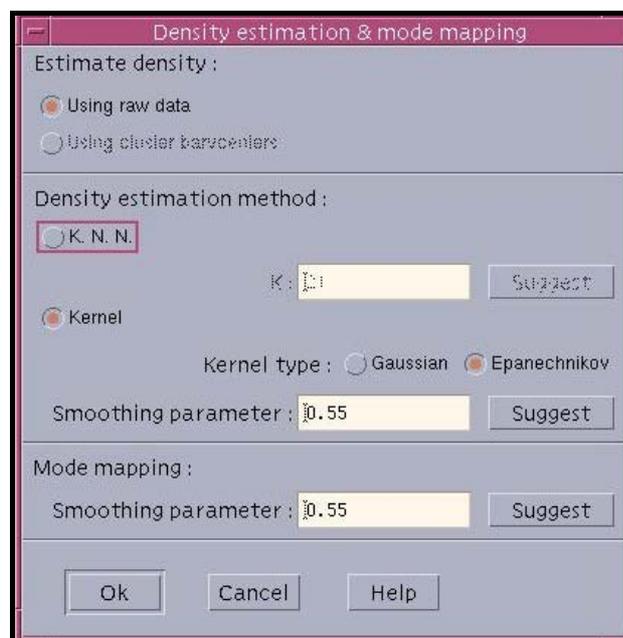


Figura 3.7: Parâmetros de mapeamento da função densidade de probabilidade.

De acordo com Silva (2000) em sua análise de testemunhos deste reservatório, as nove litofácies descritas poderiam ser agrupadas em cinco grupos de acordo com suas características petrofísicas e de perfis:

- Arenitos Finos Maciços (AFm) - Todos os arenitos maciços e fluidizados e ainda os ricos em clastos de folhelho e carvão. Estes arenitos foram descritos como Litofácies 1 e correspondem aos depósitos de lobos num subambiente de frente deltaica;
- Arenitos Finos com Estratificações Cruzadas (AFx) - Todos os arenitos com estratificações cruzadas descritas tais como cruzadas acanaladas, tangenciais e indistintas. Estas litologias foram descritas como Litofácies 2 e constituem depósitos tanto de lobos de frente deltaica como de rompimento dos diques marginais dos canais distributários;
- Arenitos Finos Argilosos (AFcl) – Todos os arenitos finos a sílticos, argilosos, com estratificações cruzadas cavalgantes e bioturbados, descritos como Litofácies 3 e depositados nas áreas de interlobos ou de superposição de limites de lobos, ou ainda como depósitos interdistributários, devido à ocorrência de estruturas indicativas de ambiente subaéreo;
- Litologias da Planície de Inundação e do Pró-delta (P) – Siltitos, Lamitos e Interlaminados destas litologias com arenitos muito finos depositados em áreas interdistributários e/ou de interlobos ou superposição de limites de lobos,

Litofácies 4, 5 e 6, e também folhelhos depositados em períodos de afogamento do delta pelo Lago do Recôncavo, Litofácies 9. Todas estas litologias são formadas de rochas não reservatórios;

- Carbonatos e Conglomerados (C) - Calcarenito/Calcissiltito ostracoidal, Litofácies 7, depositados em períodos que antecederam as transgressões do lago, e conglomerados intraformacionais composto de intraclastos e matriz lamosa, Litofácies 8, depositados na base dos grandes corpos arenosos. Estas litologias também se constituem rochas não reservatórios.

Na abordagem supervisionada, optou-se por seguir a classificação sugerida acima com uma modificação, reunimos todas as litologias não reservatórios em um único grupo, de modo que agrupamento final ficou composto de 4 eletrofácies, como mostra a figura 3.6, sendo que o grupo 1, ou eletrofácies 1, corresponde aos Arenitos Maciços da litofácies 1, a eletrofácies 2 reúne os dados dos Arenitos com Estratificações Cruzadas da litofácies 2, a eletrofácies 3 está associada aos Arenitos Argilosos da litofácies 3, e a eletrofácies 4 agrega todas as litologias não reservatórios, litofácies 4 a 9.

Esta análise inicialmente foi feita em uma “amostra de treinamento” composta por 3 poços-chaves, num total de 1380 observações, correspondentes aos três componentes principais definidos na análise estatística anterior. Após reunir os dados em grupos (*clusters*) equivalentes às quatro eletrofácies que se deseja identificar, procedeu-se a uma análise discriminante com o objetivo de discretizá-las nos poços da amostra de treinamento.

3.1.3 Análise discriminante

Inicialmente utilizada por Fisher (1936), a Análise Discriminante cobre uma variedade de técnicas que permitem descrever, num conjunto com n observações, as ligações existentes entre uma variável qualitativa, a ser explicada e que assume q modalidades, e um conjunto de p variáveis quantitativas explicativas. Essas ligações são descritas por uma equação linear que melhor diferencia dois ou mais grupos distintos.

Neste estudo trabalhou-se com as probabilidades condicionais de cada amostra (x) pertencer a uma determinada classe (eletrofácies) definida durante a análise da função densidade de probabilidade, descrita no item anterior. A seguir as amostras (x_i) são associadas a uma classe (C_i) para qual a amostra tem a maior probabilidade de pertencer.

O cálculo da probabilidade de associação às classes é feito usando a *Fórmula de Bayes*:

$$p(C_i / x) = \frac{p(x / C_i)p(C_i)}{\sum_{j=1}^n p(x / C_j)p(C_j)} \quad (3.7)$$

onde:

- $p(C_i / x)$ é a probabilidade condicional de x pertencer a classe C_i , se todas as suas características de perfil forem conhecidas;
- $p(x / C_i)$ é a probabilidade de cada amostra pertencer a classe C_i , ou seja, a fdp de C_i ;
- $p(C_i)$ é a probabilidade de escolher corretamente uma amostra pertencente a uma dada classe C_i num processo aleatório.

Todas estas probabilidades devem ser conhecidas. A probabilidade $p(C_i)$ é calculada a partir de um conjunto de amostras chamado “conjunto de treinamento” ou “amostra de treinamento”, que são as mesmas amostras dos poços escolhidos para fazer parte da análise de agrupamento que definiu as eletrofácies, onde $p(C_i)$ é igual ao número de amostras pertencentes a classe C_i dividido pelo número total de amostras do conjunto de treinamento.

Todas as eletrofácies que desejamos discriminar devem estar bem representadas no conjunto de treinamento para que o valor de $p(C_i)$ não seja muito pequeno, o que pode ocorrer quando uma classe com significado geológico importante não está bem representada nos poços testemunhados.

Como $p(x / C_i)$ é a lei de probabilidade interna de cada classe, existem algumas maneiras de calcular este parâmetro:

Se assumirmos que estas probabilidades intraclasses são leis multi-gaussianas, neste caso teríamos que fornecer a média (m_i) e a covariância (Σ_i) de cada classe (C_i). Este é o *método paramétrico*. Se a covariância (Σ_i) é a mesma para cada classe, esta é a *hipótese linear*. Se cada classe possui covariâncias distintas, essa é a *hipótese quadrática*. A média (m_i) e a covariância (Σ_i) de cada classe serão calculadas da amostra de treinamento.

No *método não paramétrico* a lei de probabilidades de cada classe é calculada diretamente da fdp. Neste caso teríamos que ter um número muito grande de pontos pertencentes a cada classe que gostaríamos de discriminar a partir da amostra de treinamento para que a análise fosse consistente.

Inicialmente assumiu-se uma hipótese linear, com a mesma covariância para todas as classes, e procedeu-se a uma análise da contribuição de cada Componente Principal ao processo de discriminação baseado na variação global do sistema. Esta análise é feita com a aplicação de uma sub-rotina do *software EasyTrace* chamada *stepwise* (Figura 3.8). Esta sub-rotina usa os dados da amostra de treinamento para calcular as estatísticas Wilks' lambda, a média dos quadrados dos coeficientes de correlação canônica, e os autovalores associados a cada um dos eixos ou Componentes Principais utilizados na análise discriminante.

A variância total é dividida em variância interna de cada classe (W), que corresponde às heterogeneidades litológicas que produzem pouca ou nenhuma variação nas respostas dos perfis, ou seja, as variações litológicas não explicadas pelas medidas de perfil, e variância entre as classes de eletrofácies (B), que correspondem àquelas variações litológicas detectadas pelas medidas de perfis, ou seja, variações litológicas explicadas pelas variações nas medidas de perfil. Os cálculos são feitos de maneira escalonada de modo que cada variável independente é adicionada ao sistema separadamente para que seja medida a sua contribuição à regra de discriminação. Este é um importante passo para o dimensionamento do sistema.

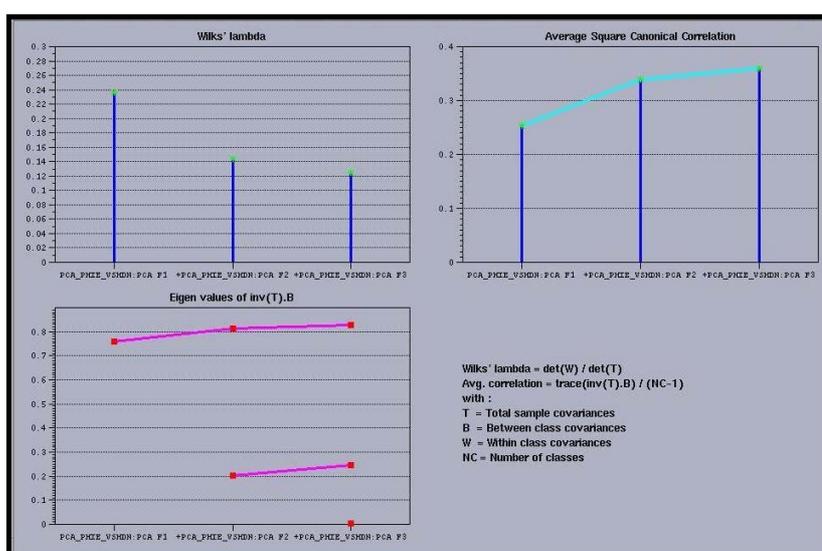


Figura 3.8: Análise de variância para acessar a contribuição de cada Componente Principal à análise discriminante das eletrofácies.

Wilks' lambda é um teste de variância usado em análise multivariada (MANOVA) para testar se existe diferença entre as médias de grupos de dados pertencentes a uma variável dependente. Wilks' lambda faz, na análise multivariada, o mesmo papel de um Teste F em uma análise de variância para uma única variável.

Wilks' lambda é uma medida direta da proporção da variância na combinação das variáveis dependentes que não é explicada pelas variáveis independentes (grupo de variáveis ou fatores). Se uma grande proporção da variância é explicada pelas variações das variáveis independentes isto significa que existe um efeito de agrupamento e que os grupos (no nosso caso as eletrofácies) pertencem a populações diferentes, Johnson (1992).

A correlação canônica elevada ao quadrado é uma boa estimativa da variância compartilhada entre os grupos. O problema é que esta variação se refere somente a cada uma das funções separadamente, fazendo com que uma parte da variância não seja levada em conta. Um novo índice pode ser calculado para evitar este viés, o índice de redundância, Vessoni (1998).

Este índice pode ser calculado como a média dos quadrados dos coeficientes de correlação entre o total das variáveis independentes e cada variável dependente. Este índice corresponde a um resumo da habilidade de um conjunto de variáveis independentes (tomadas em conjunto) explicarem uma variação nas variáveis dependentes (tomadas uma a uma). Este índice pode ser comparado ao R^2 de uma regressão múltipla.

Os dois parâmetros são equivalentes e seus valores variam inversamente durante a sucessiva adição de variáveis. Na Tabela 3.2 estão listados os valores obtidos neste estudo.

Tabela 3.2: Coeficiente *Wilks' lambda* e índice de redundância dos Componentes Principais usados na análise discriminates das eletrofácies.

Análise discriminante escalonada			
Ordem	Wilks' lambda	Correl. Canônica	Variável
1	0.2360	0.2536	PCA_PHIE_VSHDN_F1
2	0.1445	0.3386	PCA_PHIE_VSHDN_F2
3	0.1252	0.3595	PCA_PHIE_VSHDN_F3

O Componente Principal F_1 é a variável com maior poder de discriminação, mas quando adicionamos o Componente Principal F_2 aumentamos ainda mais o poder de discriminação do sistema, já que o valor de *Wilks' lambda* decresce enquanto a correlação canônica aumenta, o mesmo acontece quando adicionamos o Componente Principal F_3 , mas nesse caso a variação é bem pequena, de modo que provavelmente obteríamos os mesmos resultados usando apenas os dois primeiros Componentes Principais.

O percentual de variância entre classes fornecidos pelos autovalores da matriz de covariância (Tabela 3.3) permite observar que utilizando somente o Componente Principal F_3 o poder de discriminação do sistema é de apenas 0,43%, já com a inclusão do Componente Principal F_2 este percentual sobe para 24,49%, e o sistema composto pelos 3 Componentes Principais F_1 , F_2 e F_3 consegue discriminar 82,93% das variações litológicas existentes nos dados da amostra de treinamento.

Tabela 3.3: Autovalores da matriz de covariância associado a cada Componente Principal usado na análise discriminantes das eletrofácies.

Autovalores de $\text{inv}(T).B$		
0.7608	0.0000	0.0000
0.8150	0.2010	0.0000
0.8293	0.2449	0.0043

Decidiu-se manter o sistema com os três Componentes Principais de modo a obter o maior poder de discriminação possível, mesmo admitindo que os resultados seriam semelhantes com apenas dois dos Componentes Principais.

3.2 Análise dos resultados

Outra forma de acessar a eficiência da regra de discriminação é através de uma validação direta ou de uma validação cruzada (Figura 3.9) onde as amostras reunidas na análise de agrupamento são reclassificadas através da análise discriminante.

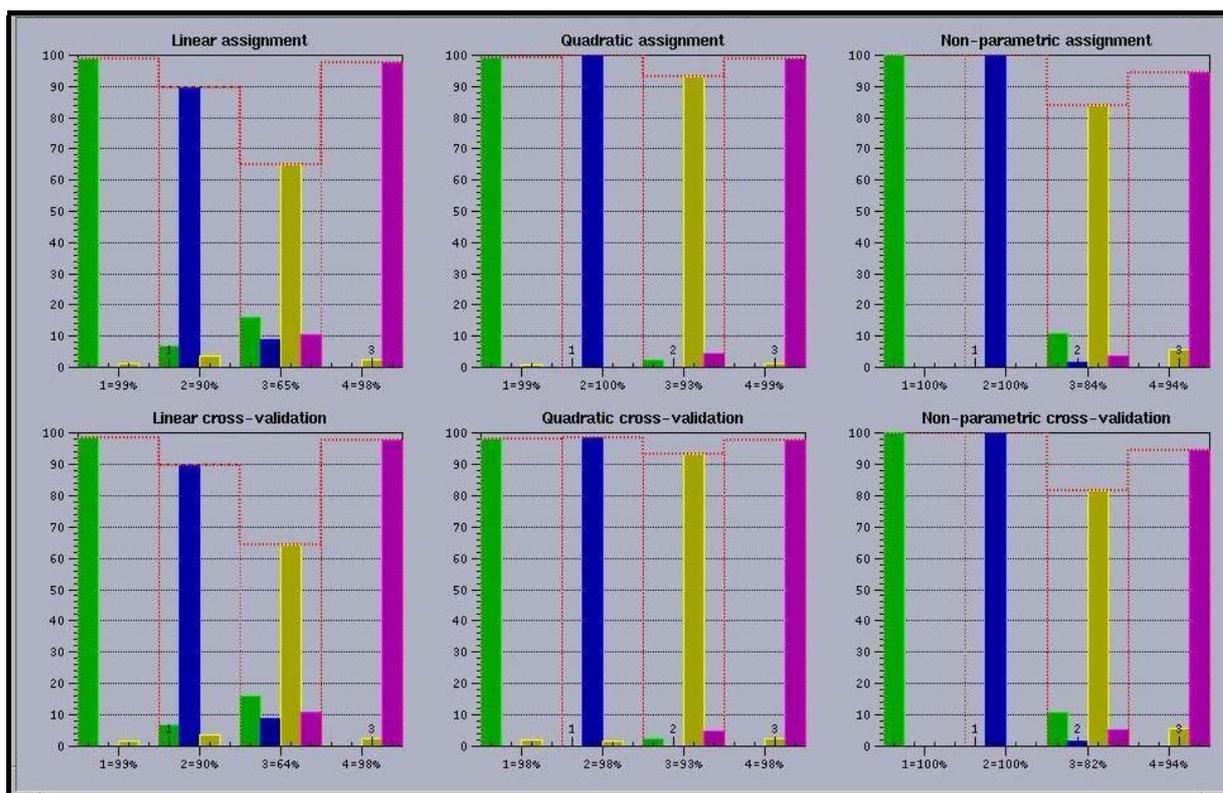


Figura 3.9: Validação direta e cruzada da análise discriminante para as hipóteses linear e quadrática e para o método não paramétrico.

Na validação direta (porção superior da Figura 3.9) toda a amostra de treinamento é usada, tanto para gerar a regra de discriminação, como também para calcular o percentual de acerto com que os dados, inicialmente agrupados em eletrofácies durante o mapeamento da função densidade de probabilidades, são depois reclassificados pela análise discriminante. O percentual de acerto é calculado dividindo o número de dados que obtiveram a mesma classificação nos dois métodos pelo número total de dados usadas na análise. Este método pode subestimar os erros na discretização das eletrofácies, uma vez que usa os mesmo dados para gerar a regra de classificação e para validá-la.

Na validação cruzada (porção inferior da figura 3.9) uma parte da amostra de treinamento é deixada de fora no momento de gerar a regra de discriminação, depois estes dados são classificados de acordo com a regra discriminante criada. A eficiência do método de discriminação é acessada quando se calcula o percentual de acerto com que os dados retirados da amostra de treinamento foram reclassificados por esta regra. Os valores das classes são comparados antes e depois da aplicação da regra de discriminação (Tabela 3.4), o percentual de acerto é calculado como no método de validação direta.

Tabela 3.4: Validação cruzada da Análise Discriminate para as hipóteses linear e quadrática e para o método não paramétrico.

Análise Discriminante – Validação Cruzada					
Hipótese Linear					
De\Para	1	2	3	4	Total
1	140	0	2	0	142
%	98.6	0.0	1.4	0.0	
2	4	52	2	0	58
%	6.7	89.7	3.6	0.0	
3	26	15	111	21	173
%	15.0	8.7	64.2	12.1	
4	0	0	2	85	87
%	0.0	0.0	2.3	9.7	
Total	166	93	91	110	460
Hipótese Quadrática					
De\Para	1	2	3	4	Total
1	139	0	3	0	142
%	97.9	0.0	2.1	0.0	
2	4	52	2	0	58
%	6.7	89.7	3.6	0.0	
3	5	0	161	7	173
%	2.9	0.0	93.1	4.0	
4	0	0	2	85	87
%	0.0	0.0	2.3	9.7	
Total	147	58	159	96	460
Método Não Paramétrico					
De\Para	1	2	3	4	Total
1	142	0	0	0	142
%	100.0	0.0	0.0	0.0	
2	0	58	0	0	58
%	0.0	100.0	0.0	0.0	
3	19	3	142	9	173
%	11.0	1.7	82.1	5.2	
4	0	0	5	82	87
%	0.0	0.0	5.8	94.2	
Total	163	61	133	103	460

Da análise dos gráficos apresentados na Figura 3.9 e dos valores da Tabela 3.4 percebe-se que a hipótese quadrática, com probabilidades de ocorrência diferentes para cada classe, discrimina melhor as eletrofácies do que os outros dois métodos, especialmente a eletrofácies 3, que na hipóteses linear e no método não paramétrico é 35,8% e 17,9%, respectivamente, confundida com as demais eletrofácies. Por este motivo, escolheu-se a

hipótese quadrática como o método a ser usado na análise discriminante. As probabilidades de ocorrência proporcionais aos pesos de cada classe são apresentadas na Figura 3.10.

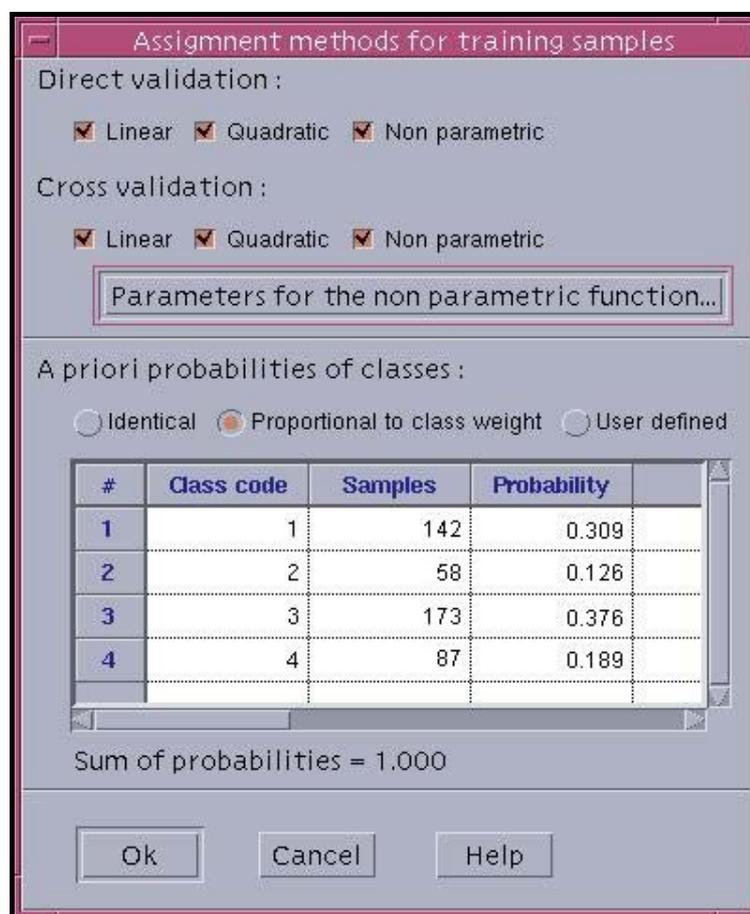


Figura 3.10: Probabilidade de ocorrência de cada eletrofácies definidas a partir da “amostra de treinamento”.

Depois de feita a discriminação das eletrofácies nos poços da “amostra de treinamento”, os demais poços do estudo que possuíam o mesmo conjunto de perfis foram rapidamente discretizados aplicando-se o mesmo modelo. Esta abordagem contemplou 52 poços que possuíam dados de porosidade efetiva, volume de argila, e radioatividade natural deste intervalo estratigráfico, num total de 5434 amostras.

Em um histograma da probabilidade com que cada amostra foi associada a sua classe de eletrofácies (Figura 3.11), podemos observar que quase 70% das amostras foram associadas com alta probabilidade, próximas de 1, e os 30% restantes tiveram probabilidades acima de 0,5, o que dá uma boa confiabilidade ao método.

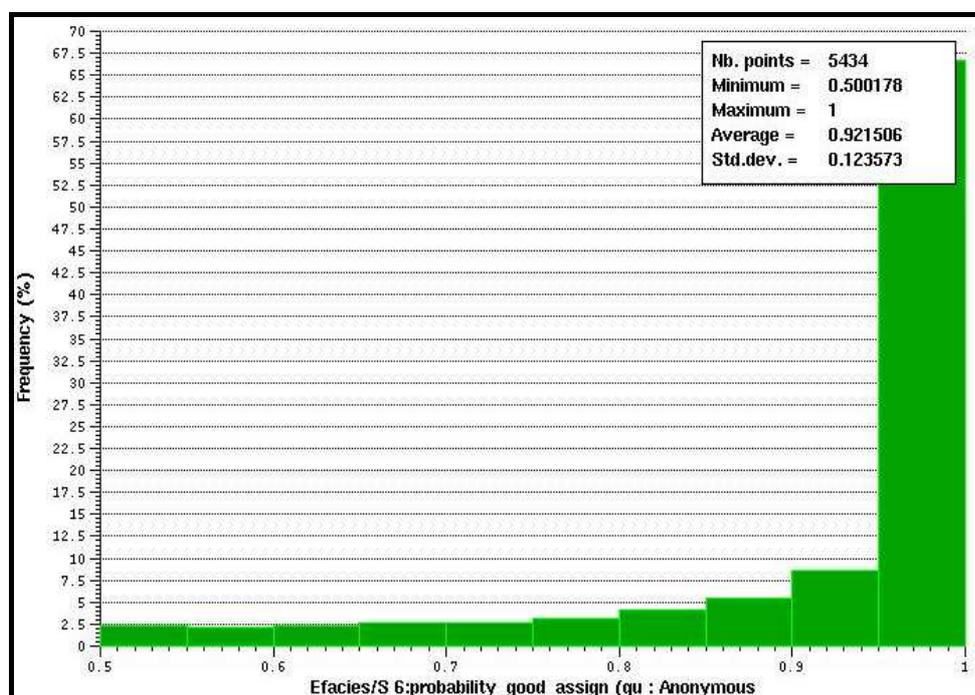


Figura 3.11: Histograma das probabilidades de associação de cada amostra às suas respectivas eletrofácies.

Para discretizar as eletrofácies nos 73 poços restantes do projeto, que possuíam um conjunto muito pobre de dados de perfis elétricos, somente com resistividade (ILD), potencial espontâneo (SP) e calibre do poço (CALIPER), e eventualmente raios gama (GR), sem nenhuma informação sobre a porosidade do reservatório atravessado, optou-se por uma abordagem determinística, baseada nas variações do volume de argila (VSH), calculadas principalmente a partir dos perfis de potencial espontâneo (SP), e também de raios gama (GR), este último disponível apenas em poucos poços deste grupo.

A regra de discriminação foi construída com base nas estatísticas do volume de argila calculado para cada eletrofácies da “amostra de treinamento” usada na abordagem supervisionada. Com ajuda do programa SAS (*SAS Institute Inc.* 1985) construíram-se diagramas de caixas (*Box-plots*) como os da Figura 3.12, onde se observa que, para a eletrofácies 1, os valores de volume de argila entre o 1º e o 3º quartil variam de 1% a 8%; para a eletrofácies 2 estes valores variam de 17% a 22%; e, para a eletrofácies 3, estes valores estão entre 20% e 36%. Volumes de argila maiores que 40% foram considerados como pertencentes a rochas não reservatórios.

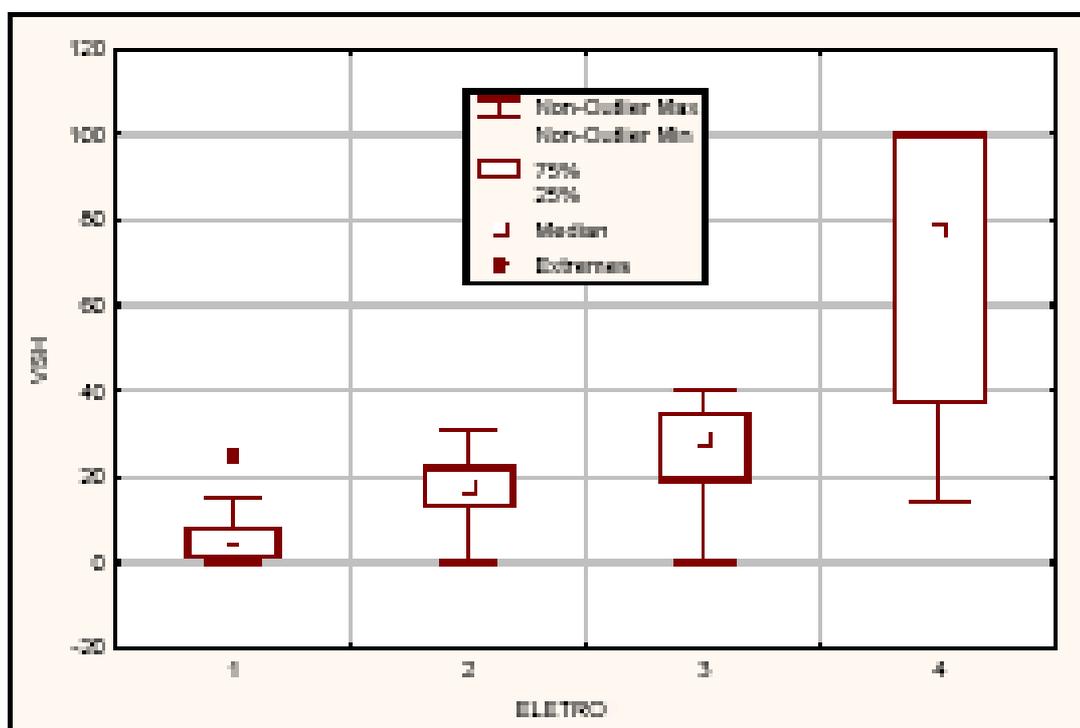


Figura 3.12: Estatística da variável volume de argila (VSH) para os 4 grupos de eletrofácies da análise probabilística.

O acerto total deste modelo simplificado é um pouco menor (73%) que aquele obtido para os poços que dispunham de dados de porosidade, porém pareceu a alternativa mais viável para incluir as informações deste grande número de poços no banco de dados que serviria de base condicional à modelagem geoestatística tridimensional do reservatório. O índice de acerto é ainda considerado alto e as maiores incertezas estão relacionadas à classificação da eletrofácies 3, como no método anterior. O algoritmo usado na discriminação dos diferentes grupos de eletrofácies foi o seguinte:

$$EF = IF(VSH > 0.4; 4; IF(VSH > 0.25; 3; IF(VSH > 0.1; 2; 1)))$$

Foi construído também um digrama de caixas (Figura 3.13) do teor de argila medido em amostras de *plugs* das 9 litofácies agrupadas de acordo com suas características permoporosas, correspondendo aos 4 grupos de eletrofácies, no qual pode-se observar a dificuldade em separar o grupo 3 dos grupos 2 e 4.

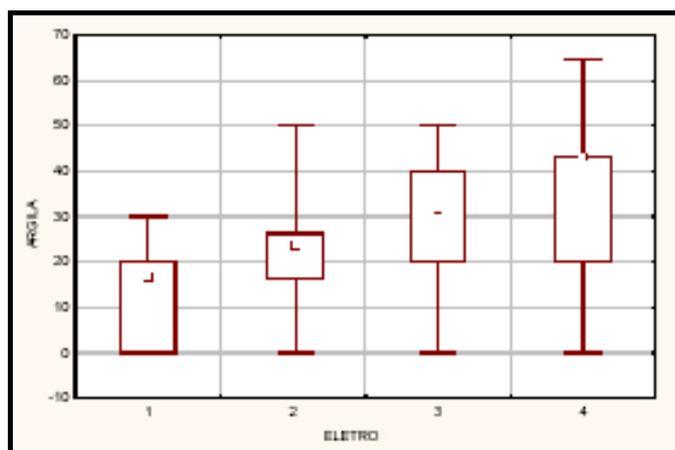


Figura 3.13: Diagrama de caixas (*Box-plot*) do teor de argila presente nos testemunhos dos 4 grupos de litofácies correlacionáveis às 4 eletrofácies mapeadas.

Apresenta-se a seguir uma série de gráficos (Figuras 3.14 a 3.18) na forma de perfis compostos e gráficos de dispersão de pontos (*cross-plots*) com objetivo fornecer uma visão integrada das eletrofácies, de agora em diante denominadas litotipos, e suas características de perfil.

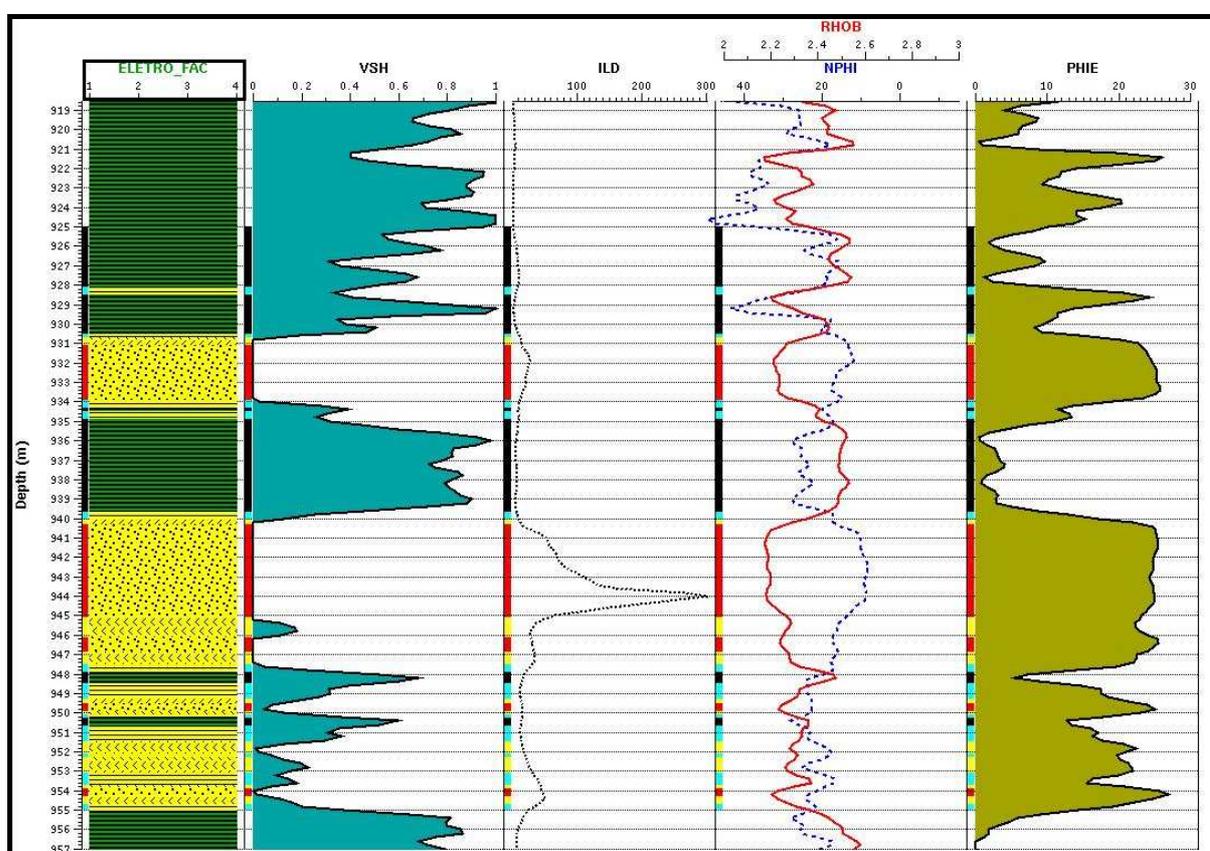


Figura 3.14: Perfil composto apresentando na primeira trilha uma coluna litológica construída a partir dos litotipos ao longo do poço K-329.



Figura 3.15: Legenda das litologias presentes nos perfis compostos das Figuras 3.14 e 3.16.

Na Figura 3.16 tem-se um perfil composto do poço K-202, um dos 6 poços testemunhados, no qual combinou-se informações de litologia, volume de argila, resistividade, porosidade e permeabilidade, medidas em laboratório, e na última trilha temos uma correlação entre litofácies (pontos na forma de cruz azul), e litotipos (linha verde contínua) definidos na análise discriminante.

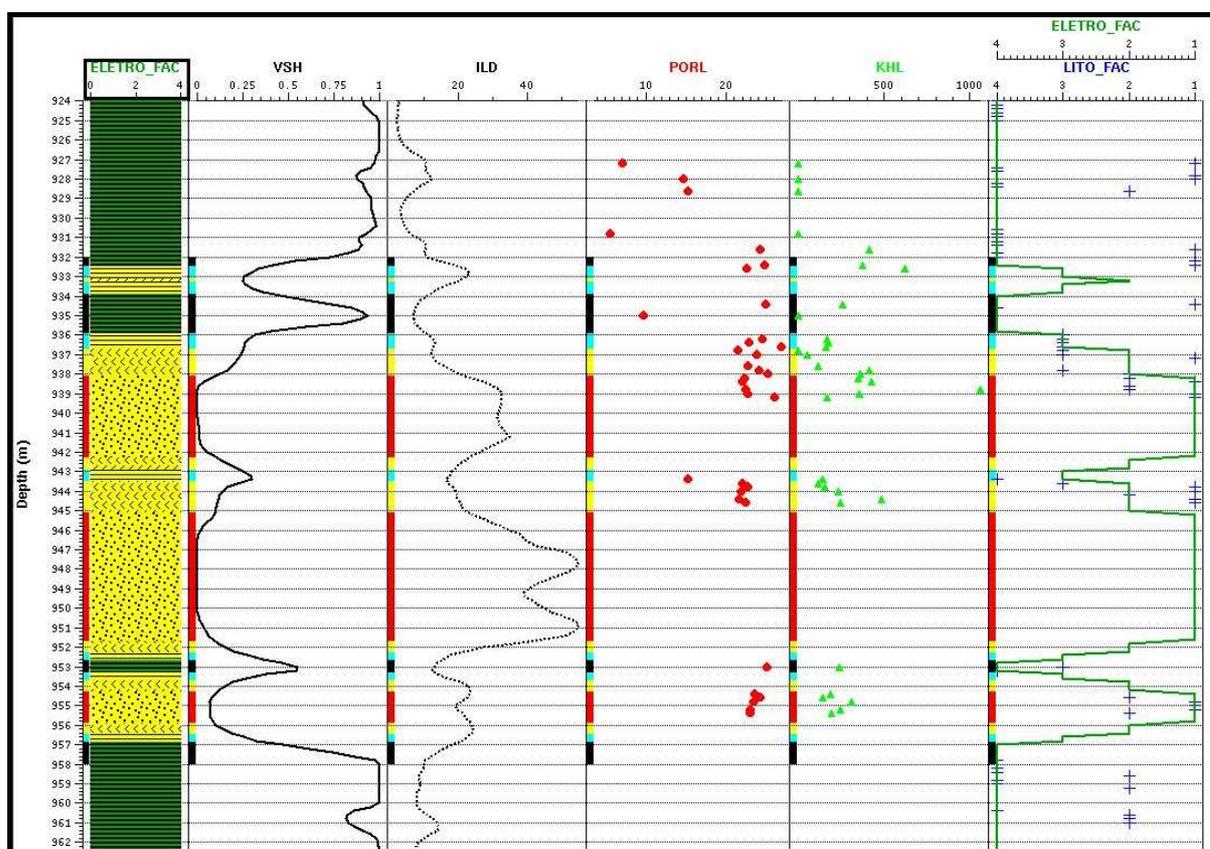


Figura 3.16: Perfil composto apresentando dados de rocha e de perfil do poço K-202. Na última trilha à direita, aparecem os dados das litofácies descritas na análise de testemunho (azul) e dos litotipos da análise discriminante (verde).

Concluindo esta etapa de análise dos resultados obtidos com a definição dos litotipos a partir dos dados de rocha e perfil disponíveis nos 125 poços do projeto, apresenta-se dois *cross-plots*, Figuras 3.17 e 3.18. As cores vermelho, amarelo, azul claro e preto correspondem aos 4 litotipos da “amostra de treinamento”.

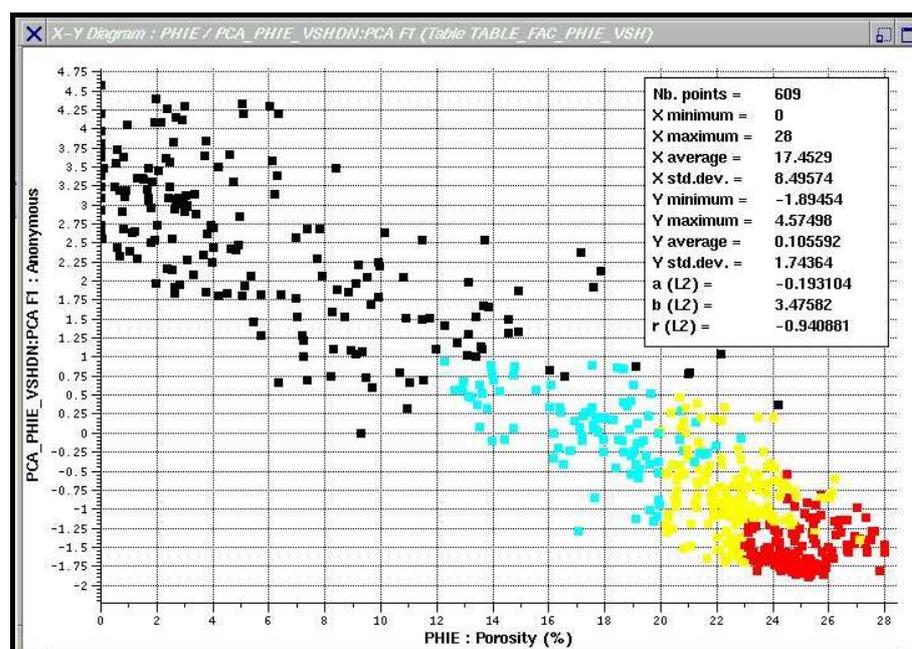


Figura 3.17: *Cross plot* entre porosidade efetiva (PHIE) e o componente principal F₁.

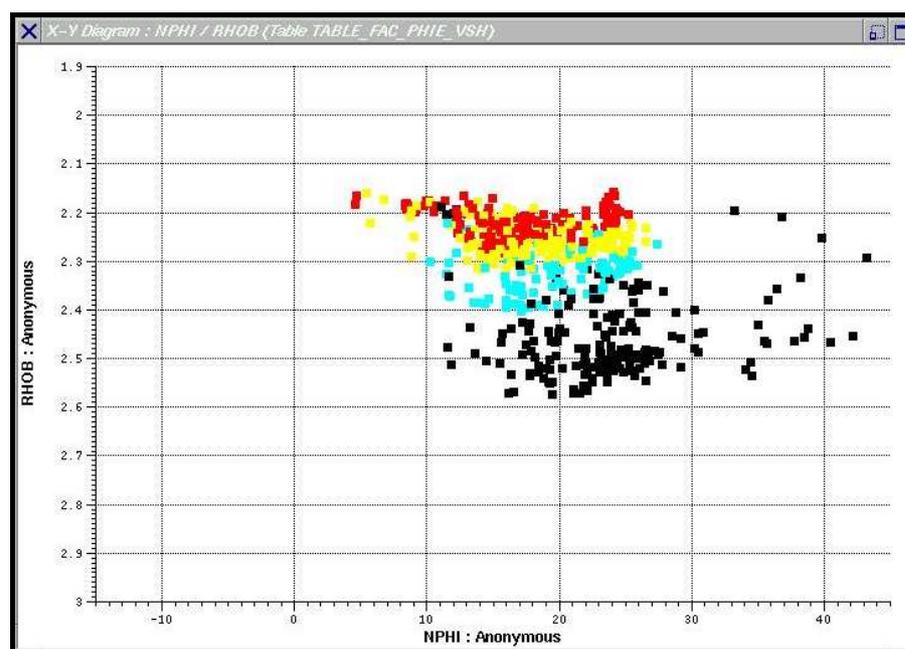


Figura 3.18: *Cross plot* entre porosidade neutrônica (NPHI) e o perfil de densidade (RHOB).

CAPÍTULO 4

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DOS LITOTIPOS

A caracterização tridimensional do reservatório pode ser vista como um "processo de definição quantitativa das propriedades do reservatório através do reconhecimento da informação geológica e das incertezas de sua variabilidade espacial, com aplicação imediata na simulação de fluxo", Lake & Carroll (1986).

As variações encontradas nos reservatórios desde o interior do grão, superfície, forma, tipo de poros, mineralogia, feições sedimentares e estruturais interferem de alguma forma no deslocamento de fluidos. A estas variações denominadas genericamente de heterogeneidades de reservatório, é que se quer quantificar e estimar o seu comportamento espacial a fim de entender os mecanismos que dificultam a recuperação de hidrocarbonetos.

4.1 Uma breve revisão bibliográfica

A importância dada à presença de heterogeneidades é confirmada pelo grande número de estudos realizados sobre o assunto, que resultaram em classificações segundo aspectos de naturezas distintas, como por exemplo, a origem genética das heterogeneidades, as escalas de observações utilizadas e suas influências sobre o fluxo.

Dentre as classificações existentes, destacam-se aquelas propostas por Pettijohn et al. (1973), Weber (1986) e Weber & van Geuns (1990). Pettijohn et al. (1973) dividem as heterogeneidades segundo a escala de ocorrência (Figura 4.1). De acordo com esta classificação, as heterogeneidades distribuem-se desde a escala de quilômetros (gigaescala), abrangendo um ou mais campos, passando pelas heterogeneidades de megaescala (reservatório), de macroescala (fácies sedimentares do reservatório), de mesoescala

(arcabouço textural e estrutural das rochas), até as heterogeneidades de microescala (arranjo mineralógico).

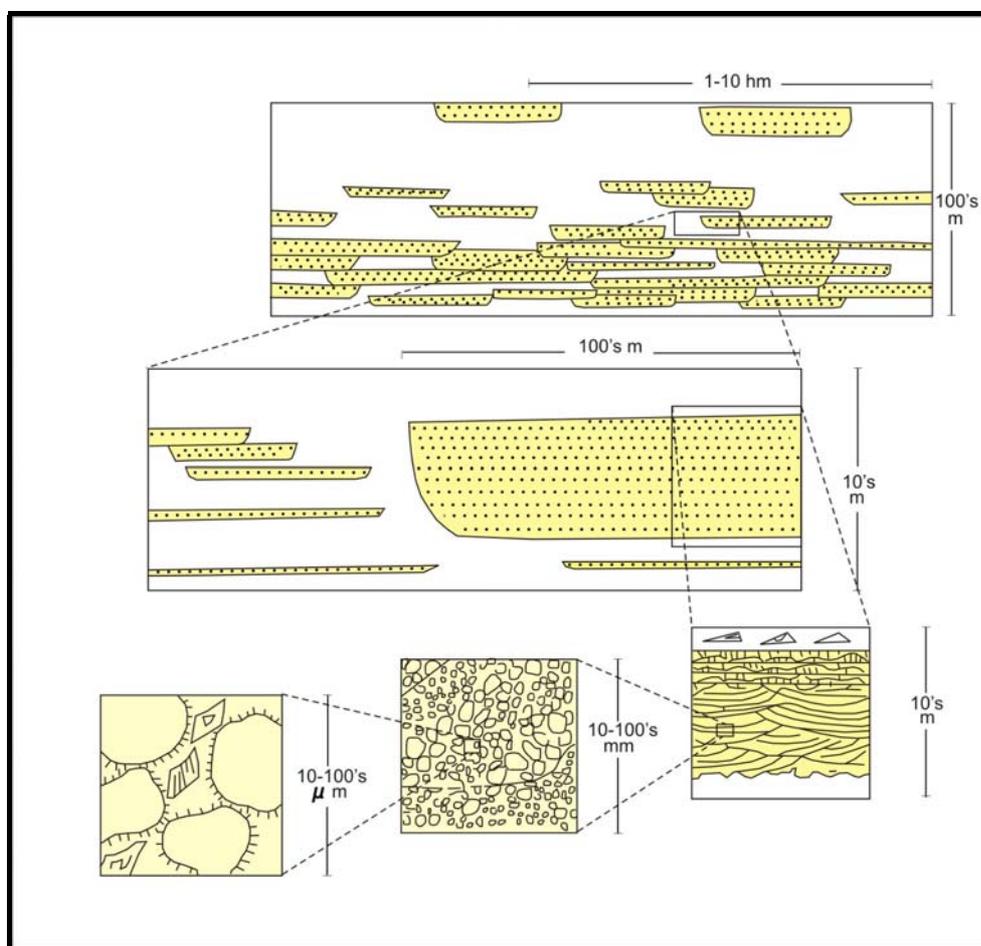


Figura 4.1: Classificação das heterogeneidades segundo a escala de observação (modificado de Pettijohn et al. 1973).

Na microescala, buscam-se respostas para a eficiência de deslocamento de fluidos no reservatório. A mesoescala e a macroescala são importantes para o entendimento das variações de permeabilidade que dão idéia da qualidade do reservatório. Na gigaescala, escala de campo, procura-se entender os mecanismos que originaram a acumulação de hidrocarbonetos.

Weber & van Geuns (1990) agrupam os reservatórios em três tipos (Figura 4.2) de acordo com a distribuição das suas heterogeneidades: “bolo em camadas” (*layercake*), “quebra-cabeça” (*jigsaw-puzzle*) e “labirinto” (*labyrinth*).

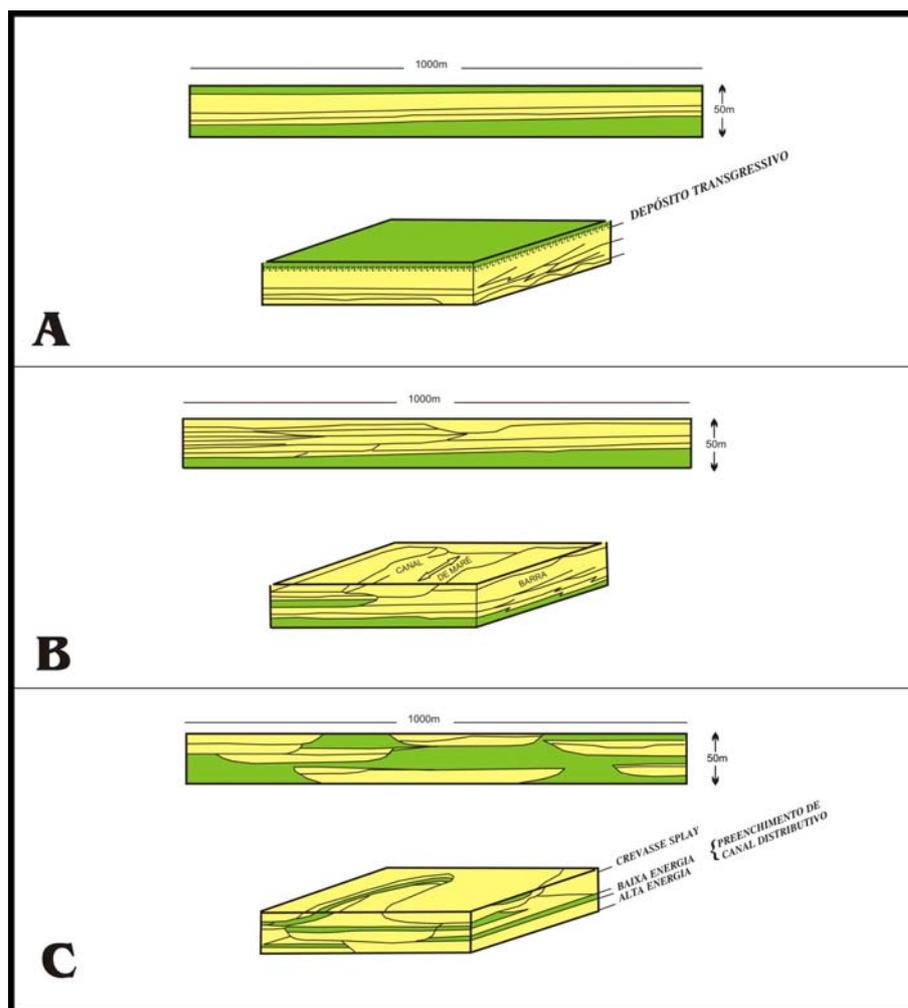


Figura 4.2: Tipos de reservatórios de acordo com a distribuição das heterogeneidades (modificado de Weber & van Geuns, 1990): (a) “bolo em camadas”; (b) “quebra-cabeça” e (c) labirinto.

Os reservatórios do tipo “bolo em camadas” são compostos por pacotes de rochas homogêneas e muito extensos, com propriedades que podem ser representadas em mapa sem mostrar descontinuidades ou mudanças bruscas na permeabilidade horizontal. As camadas não necessitam ter espessura constante, mas as mudanças de espessuras têm de ser graduais e seus limites devem coincidir com as mudanças verticais das propriedades ou com barreiras de fluxo. Como as camadas representam corpos depositados no mesmo ambiente, há uma correlação segura entre os poços, o que permite reconstruir razoavelmente a arquitetura do reservatório a partir de uma densidade média de dados de um poço por km^2 . Os reservatórios deste tipo ocorrem em depósitos de rios entrelaçados, depósitos eólicos, em ilhas de barreira, lençóis arenosos marinhos rasos, areias transgressivas, barras de *offshore* e alguns turbiditos.

Os reservatórios do tipo “quebra-cabeças” são formados por uma série de corpos justapostos com certa continuidade, separados pela ocorrência de barreiras de permeabilidade ocasionais entre as unidades. Mudanças bruscas de propriedades podem ocorrer entre as unidades e, internamente, algumas unidades podem ter propriedades tão heterogêneas que necessitam de modelagem para sua quantificação. Uma caracterização adequada do reservatório pode ser obtida a partir de diagramas de cerca detalhados, sendo necessários dois a quatro poços por km². Este tipo de reservatório pode estar representado por depósitos de canais fluviais, por alguns lençóis de areias depositados em ambiente lacustres, por leques turbidíticos e também por combinações de barras arenosas de ilhas de barreiras e de preenchimento de canais de maré.

Os reservatórios do tipo “labirinto” são tipicamente arranjos complexos de rochas reservatórios com continuidades variadas dependendo da direção de deposição e das conexões entre corpos freqüentemente prejudicadas pela presença de horizontes delgados com baixa permeabilidade. Correlações detalhadas entre os poços, mesmo com uma densidade superior a vinte poços por km², são difíceis por causa da acentuada anisotropia na continuidade dos corpos, constituindo um forte candidato ao emprego de técnicas probabilísticas para a modelagem 3D de sua arquitetura.

De acordo com as classificações de Pettijohn et al. (1973), Weber (1986) e Weber & Van Geuns (1990), os reservatórios estudados podem ser considerados como sendo um tipo intermediário entre os tipos “quebra-cabeça” e “labirinto”, onde os corpos de arenitos apresentam contatos uns com os outros, por vezes ocorrendo camadas métricas de sedimentos argilo-arenosos e folhelhos entre aquelas unidades.

O conhecimento geológico obtido com os dados de poços e testemunhos geralmente não é suficiente para predizer com exatidão a arquitetura do reservatório no espaço interpoços, o que justifica o emprego de uma abordagem probabilística, para gerar um certo número de modelos equiprováveis que honrem os dados de poços (informações “*hard*”) e satisfaçam também o modelo geológico conceitual da área construído a partir da experiência acumulada com depósitos similares e afloramentos análogos, histórico de produção e levantamentos sísmicos (informações “*soft*”).

Haldorsen & Damsleth (1990) citam seis razões pelas quais se aplicam as técnicas estocásticas na caracterização de reservatórios, que são:

- (1) Informações incompletas sobre dimensões, arquitetura interna e variabilidade das propriedades de rochas em todas as escalas;
- (2) Disposição espacial complexa das litofácies;
- (3) Dificuldade para entender a variabilidade das propriedades das rochas e suas estruturas em função da direção e posição espacial;
- (4) Desconhecimento das relações entre o valor da propriedade e o volume de rocha utilizado para sua definição (problema de escala);
- (5) Relativa abundância de dados estáticos, como porosidade e permeabilidade, quando comparados com dados dinâmicos do tipo variáveis dependentes do tempo, como pressão e saturação de fluidos ao longo do reservatório;
- (6) Conveniência e velocidade.

Um fenômeno ou variável estocástica caracteriza-se pela propriedade de que, submetido às mesmas condições, nem sempre leva à mesma realização (não há regularidade determinística), mas as diferentes realizações apresentam uma regularidade estatística, ou seja, eventos complexos envolvidos nos processos sedimentares (sedimentação, erosão, soterramento, compactação física, deformação e cimentação por diagênese) conferem aos reservatórios propriedades físicas (porosidade e permeabilidade) que apresentam um comportamento totalmente aleatório quando analisadas num conjunto pequeno de medidas, porém a análise estatística de um número grande de medidas destas propriedades revela uma regularidade no seu comportamento, o que permite modelar as suas distribuições espaciais através da análise geoestatística de seus dados.

Os mecanismos deposicionais, apesar de complexos em geral são normalmente recorrentes para diferentes reservatórios dentro do mesmo ambiente sedimentar, o que os torna preditivos e permite agrupá-los em famílias de reservatórios. Dado que um membro dessa família foi reconstruído com sucesso a partir de modelos estocásticos, outros membros podem ser reconstruídos com a ajuda de alguns parâmetros da família e dos dados disponíveis.

O crescente interesse da indústria do petróleo nos modelos estocástico levou ao aproveitamento de técnicas desenvolvidas em outras áreas e adaptadas aos objetivos da modelagem de reservatórios. Da mineração vieram os métodos baseados em variogramas, da geometria estocástica, os métodos baseados em objetos e da análise de padrões de imagens, os métodos markovianos e a estatística multi-pontos (Dubrule, 1994).

Zapparolli (2000) apresenta de maneira resumida a contribuição de uma série de autores aos métodos de modelagem estocástica ao longo do tempo, começando por Luster (1985) até Galli & Beucher (1997). A seguir transcrevemos estas citações com algumas modificações de modo a resgatar a evolução dos métodos geoestatísticos fornecida por este autor.

Luster (1985) introduz uma subdivisão dos métodos estocásticos no domínio do espaço e no domínio da frequência. No primeiro tipo, ficariam os métodos de bandas rotativas, média móvel e campos gaussianos enquanto, no segundo estaria o método espectral.

Dubrule (1989) subdividiu os métodos estocásticos em duas categorias: os baseados em objeto (booleanos) que geram distribuições de corpos sedimentares no espaço usando informação estatística da forma e dimensão dos corpos, muito úteis nos estágios iniciais de um campo; e os baseados em seqüência, que geram valores de uma propriedade em malhas utilizando informação geoestatística de relações entre valores de locações vizinhas, podendo basear-se em variogramas ou em distribuições de probabilidade condicional para quantificar padrões seqüenciais de variação espacial.

O autor faz um apanhado geral dos aspectos teóricos essenciais, potenciais de aplicação e dos pontos limitantes de quatro métodos: booleanos, simulações geoestatísticas condicionais, modelos fractais e campos aleatórios markovianos. Destacam-se a similaridade entre as simulações geoestatísticas condicionais e os modelos fractais, pois ambos usam a combinação de uma componente suave - krigagem e média ponderada, respectivamente - com a realização de um desvio aleatório normal, gerado segundo um modelo de variograma qualquer ou de potência com expoente igual à dimensão fractal, respectivamente. Também antecipa a potencialidade das técnicas Markovianas incorporarem as vantagens das técnicas Booleanas e baseadas em variogramas.

Haldorsen & Damsleth (1990) distinguem duas classes principais de modelos estocásticos: os discretos e os contínuos.

Os modelos discretos foram desenvolvidos para descrever feições geológicas de natureza discreta, como localização e dimensões de corpos de areia (canais, *crevasses*) em ambientes deposicionais fluviais; distribuição e tipos de folhelhos dispersos nas areias; distribuição, orientação e comprimento das fraturas e falhas; e modelagem de fácies. Em todos esses casos, um ponto no espaço pertence a apenas um de um número limitado de classes, e o modelo estocástico controla como os valores da classe em cada ponto interagem. Por exemplo, o modelo pode controlar como um corpo de areia pode erodir outro, se as fraturas podem se cruzar e como diferentes fácies se atraem ou se repelem, sendo o aconselhamento geológico vitalmente importante na fase de construção do modelo. Medidas importantes como frações de areia conectadas podem ser computadas sem simulações reais de fluxo, ou as propriedades das rochas podem ser atribuídas para as diversas classes para simulação de fluxo. Exemplos de modelos discretos são os processos de ponto marcado (esquemas booleanos), campos markovianos, funções aleatórias truncadas e histogramas de 2 pontos.

Os modelos contínuos foram desenvolvidos para descrever fenômenos que variam continuamente – propriedades rochosas como permeabilidade, porosidade e saturação residual; velocidades sísmicas e parâmetros dimensionais como topo do reservatório e contato óleo/água. Cada ponto do espaço do reservatório tem um valor distinto da variável de interesse. O modelo estocástico descreve (1) o nível médio ou tendências laterais ou verticais da variável; (2) variabilidade em torno da média; (3) quão fortemente pontos vizinhos tendem a ter valores similares; (4) a covariação das variáveis sob estudo, isto é, como o conhecimento de uma variável melhora a predição de outras. Exceto por uma deriva na média, a maioria dos modelos contínuos adquire uma estacionaridade dentro do reservatório, que nem sempre é válida. Aconselhamento e experiência geológica com o reservatório sob estudo são importantes na construção de modelos contínuos, mas a abordagem é mais mecânica, sendo as realizações de propriedades das rochas geradas diretamente e prontamente direcionadas ao simulador de fluxo. Todos os modelos contínuos caem no arcabouço da teoria das variáveis regionalizadas, envolvendo conceitos como funções aleatórias, krigagem, indicatriz e fractal.

Alabert & Modot (1992) revêem algumas técnicas de modelagem de heterogeneidades individualizando dois grandes grupos: métodos baseados em objetos e métodos baseados em píxel. Apresentam os aspectos teóricos fundamentais, vantagens e limitações dos seguintes métodos: booleano, processo de ponto marcado, gaussiano/fractal, gaussiano truncado, indicatriz, campos aleatórios markovianos e os baseados em otimização, sumariando com um *checklist* de 17 itens a serem avaliados. Também efetua uma comparação entre 3 métodos clássicos (gaussiano, gaussiano truncado e indicatriz) em termos de conectividade e distribuição de permeabilidade média na escala de uma malha de simulação de fluxo.

Damsleth et al. (1990) discutem a potencialidade de se usar uma abordagem híbrida para modelar reservatórios, combinando modelos discretos que descrevem as heterogeneidades de grande escala (blocos da arquitetura sedimentológica das fácies ou unidades de fluxo) e modelos contínuos dentro de cada classe, esses, por sua vez, descrevendo a variação espacial das propriedades petrofísicas.

Dowd (1992) classifica os métodos geoestatísticos em seqüenciais, indicatrizes e de estruturas aleatórias. No primeiro grupo, incluem-se os métodos gaussiano seqüencial e indicatriz seqüencial; no segundo, o método gaussiano truncado e, no terceiro, os modelos de salto markoviano, folhas mortas e booleano.

Dubrulle (1994) apresenta um apanhado das técnicas de modelagem estocástica das heterogeneidades de um reservatório, procurando enfatizar as premissas geológicas usadas em cada uma delas.

Os algoritmos de simulação foram divididos em duas classes: os diretos, construindo diretamente uma realização que satisfaz parâmetros estatísticos prévios; e os iterativos, que modificam seqüencialmente uma distribuição inicial até que os parâmetros de entrada sejam satisfeitos. Fazem parte da primeira classe os modelos baseados em variogramas, como os métodos gaussiano seqüencial, gaussiano truncado, indicatriz seqüencial e fractal; enquanto na segunda classe estão os modelos baseados em objetos, os métodos markovianos, os métodos de otimização tipo "simulated annealing" e os algoritmos de Metropolis, e também o amostrador de Gibbs.

Recomenda que seja feita uma abordagem multi-etapas, onde inicialmente sejam modeladas as variáveis categóricas das fácies, através de modelos discretos, e posteriormente os resultados obtidos na simulação de fácies sejam associados aos atributos petrofísicos, através da simulação destas variáveis por meio de modelos contínuos.

Sugere também que as informações sobre a continuidade lateral dos corpos sejam buscadas na análise de afloramentos análogos, testes de pressão, poços horizontais, informações da sísmica e de produção dos poços da área. Aponta como fundamental a participação do geólogo de reservatório na escolha do modelo de simulação a ser usado.

Beucher et al. (1993) realizam uma modelagem de reservatório utilizando o modelo gaussiano truncado sob diversas abordagens: uma primeira admitindo estacionaridade global; uma segunda modelando a variabilidade apenas na vertical, ou seja, admitindo estacionaridade horizontal; e a última modelando a variabilidade em todas as direções. O estudo focaliza as modificações introduzidas pelas curvas de proporção na modelagem dos variogramas diretos e cruzados das litofácies e a influência desses dois fatores nas feições obtidas na imagem simulada.

Em sua revisão sobre os métodos estocásticos utilizados para caracterização de reservatório, Srivastava (1994) individualiza sete famílias de métodos:

- (1) procedimentos seqüenciais dentre os quais estão as simulações gaussianas seqüenciais, indicatriz seqüencial, de Markov-Bayes e por componentes principais indicatrizes;
- (2) baseados em objetos incluindo modelo booleano e processos de ponto marcado;
- (3) baseados numa estimativa mais um erro simulado, como nos algoritmos de bandas rotativas e fractais;
- (4) otimização, como o "simulated annealing";
- (5) simulação de campo de probabilidade;
- (6) decomposição de matrizes usando a abordagem de Choleski;
- (7) métodos iterativos.

Além de descrever cada família sumaria, mas didaticamente, o autor acima relaciona os passos básicos e principais aspectos distintivos entre as técnicas, demonstrando-os visualmente através de exemplos simples e didáticos. Adicionalmente, recomenda a combinação de dois ou mais métodos estocásticos de forma a concentrar as vantagens e diminuir as desvantagens inerentes a cada método, desde que vinculadas aos objetivos do estudo. No tocante aos objetivos, são especificados como: arte; mecanismo de acesso do impacto de incerteza; ferramenta de análise de risco; delineador de heterogeneidades críticas; simulador de fácies e suas propriedades e, finalmente, incorporador de informações complexas. São sugeridos, ainda, alguns critérios para avaliar o desempenho dos diversos métodos, a saber: apelo visual do resultado; velocidade computacional; habilidade em honrar a variabilidade e a continuidade espacial; capacidade de amostrar o espaço de incertezas; reprodução das heterogeneidades críticas ao fluxo de fluidos; arranjo espacial das fácies originais; possibilidade de integrar medidas de diversas fontes como perfis de poços, dados sísmicos, testes de formação e informação de produção, assim como o equilíbrio entre a resolução desejada e a disponibilidade de dados.

Koltermann & Gorelick (1996) realizam uma ampla revisão dos métodos de criação de imagens, agrupando-os em três categorias: imitadores da estrutura, imitadores de processo e descritivos. A primeira baseia-se em estatísticas espaciais, regras probabilísticas e restrições determinísticas para descrever relações geométricas dos reservatórios; a segunda resolve equações governantes para representar os processos pelos quais os depósitos sedimentares se formam ou a física do fluxo de fluidos em subsuperfície; e a terceira divide os reservatórios em zonas através da sintetização das medidas petrofísicas e observações geológicas num modelo deposicional conceitual.

Dentro da primeira categoria, destacam-se dois tipos básicos: os métodos de imitação do padrão estatístico espacial e os de reprodução do padrão de sedimentação. Atendo-se aos métodos geoestatísticos, são possíveis duas classes de métodos: os gaussianos, representados pelas krigagens simples e ordinária, o método das bandas rotativas, o método de decomposição LU, o método da transformada rápida de Fourier (FFT), o método gaussiano seqüencial (SGS), o fractal e o método gaussiano truncado (GTS); e os não gaussianos, como as krigagens indicatriz e por componentes principais indicatrizes, a simulação indicatriz seqüencial (SIS), *simulated annealing*, os métodos booleanos e as cadeias de Markov.

Galli & Beucher (1997) revêem de um ponto de vista prático as duas grandes famílias de métodos estocásticos disponíveis, dirigindo ao leitor questões básicas sobre o apelo visual, a capacidade de incluir dados externos, a complexidade, a praticidade e variabilidade gerada. Na primeira família, estão os modelos baseados em *pixel*, abrangendo os métodos de simulação indicatriz seqüencial (SIS), gaussiana truncada (GTS) e plurigaussiana truncada (TPS), que são mais flexíveis e permitem incorporar mais facilmente dados de outras fontes (como informação sísmica, fluxo de fluidos e afloramentos análogos). A segunda família, a de modelos baseados em objetos, é mais atrativa aos olhos dos geólogos por lidar com formas básicas, como canais e barras, e introduzir algoritmos iterativos, mas tem a desvantagem de ser menos flexível e requerer muita informação para efetuar o condicionamento por regras específicas. São apresentadas figuras onde se comparam feições obtidas por simulação booleana e gaussiana truncada, que apresentam comportamento de fluxo similar após *upscaling*.

4.2 Construção das superfícies limites de cada zona reservatório

A modelagem tridimensional do reservatório é o principal objetivo deste estudo, visando detectar bolsões de óleo remanescentes e embasar a tomada de decisões no gerenciamento deste reservatório, principalmente quando submetido a métodos especiais de recuperação de óleo.

Dubrulle (1994) sugere que os trabalhos de construção do modelo 3D de um reservatório utilize uma abordagem multi-etapas, que consiste em modelar inicialmente as unidades genéticas (litofácies) ou de fluxo de um reservatório através de modelos discretos e, posteriormente, simular a variação espacial dos parâmetros petrofísicos dentro de cada classe utilizando modelos contínuos.

Esta abordagem multi-etapas segue os seguintes passos:

- (1) Definição do intervalo estratigráfico a ser modelado e preparação dos dados de poços;
- (2) Identificação das unidades genéticas através da correlação entre poços;
- (3) Modelagem das variações faciológicas internas às unidades genéticas;

(4) Distribuição das propriedades petrofísicas no espaço.

Os dados de poços foram preparados e exportados diretamente do *software* EasyTrace, versão 3.8, no formato especificado para o programa HERESIM (Beicip Franlab – *Petroleum Consultants*, versão 5.2). A estes arquivos, com os dados pontuais, amostrados a cada 20 cm, foram adicionadas as superfícies de topo e base de cada zona do reservatório, superfícies estas geradas no *software* ISATIS (Transvalor & Geovariences, versão 4.0.5), bem como a posição dos contatos gás/óleo (-865 m) e óleo/água (-926m).

A divisão do reservatório em unidades genéticas (*lithounits*) seguiu critérios estratigráficos comentados no item 2.2 do segundo capítulo desta dissertação, e permitiu a criação de quatro zonas reservatório (Figura 4.3).

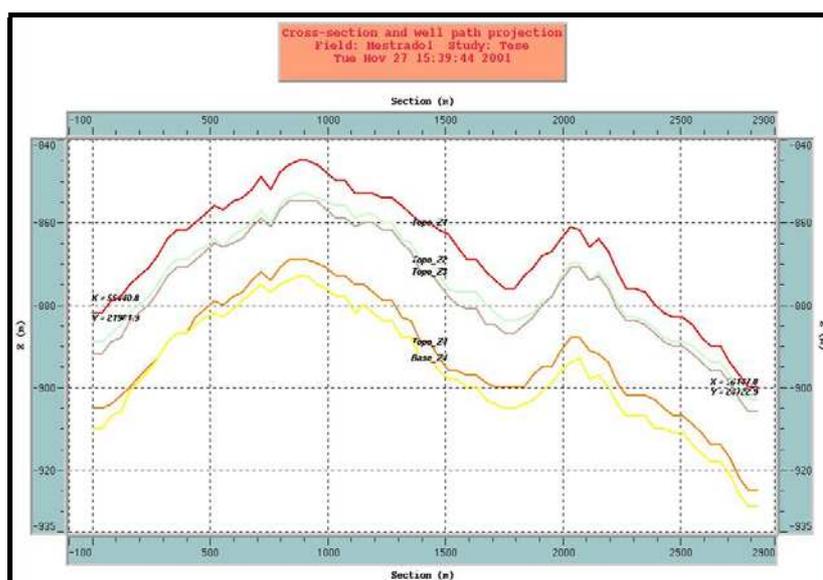


Figura 4.3: Seção geológica na direção W-E do reservatório, bloco principal, mostrando as 4 zonas de produção.

A zona inferior, zona 4, é composta geralmente por uma seqüência rítmica de arenitos finos e folhelhos o que confere a esta zona características permo-porosas não muito boas. Já a zona 3, principal zona reservatório, apresenta as melhores características permo-porosas, é formada pelos corpos de areias mais possantes e com maior continuidade lateral. A zona 2 não é uma zona reservatório, trata-se de um intervalo de deposição de rochas não reservatório (folhelhos, calcilutitos), pouco espessa, 1 a 3 metros, e que mereceu uma modelagem especial por que ocorre praticamente em todo o Campo, principalmente na porção central do bloco

principal. Trata-se de uma heterogeneidade importante do reservatório. A zona 1, zona superior, tem características permo-porosas intermediárias e é formada por areias de lobos deltaicos amalgamados e de canais distributários intercaladas com depósitos finos, apresentando granodecrescência em direção ao topo, denunciando a mudança no sistema deposicional, Netto (1986).

No intuito de se obter a melhor reprodução das relações espaciais na época da deposição destes sedimentos, fez-se necessário que os dados disponíveis em cada um dos poços fossem referidos a um *datum*, a partir do qual eles foram tomados como horizontais. Este procedimento possibilita estabelecer correlações laterais consistentes do ponto de vista geológico, o que é fundamental nas fases que abrangem o estudo variográfico e a simulação estocástica. Neste estudo, optou-se por modelar cada zona de produção separadamente, sendo tomado como horizonte de referência, o respectivo topo da zona em análise.

Para modelar a superfície de topo e base de cada zona foi utilizado o *software* ISATIS, versão 4.0.5. Os poços foram carregados com as informações da cota do topo da zona 1 e da espessura de cada zona de produção, além das curvas de contorno estrutural e das falhas que compõe o mapa estrutural de topo do reservatório. O resultado da interpolação destes pontos através de uma krigagem simples dos dados, com um modelo *spline* e dentro de uma vizinhança móvel pode ser visto na Figura 4.4.

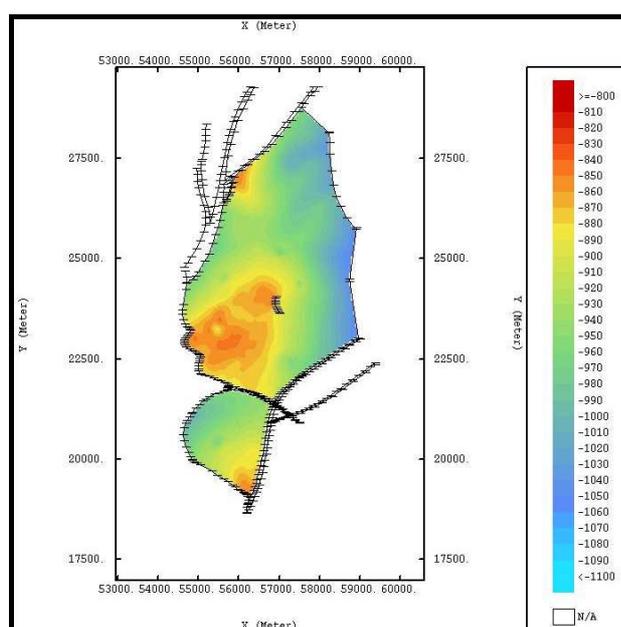


Figura 4.4: Mapa estrutural de topo do reservatório, blocos 1 e 2.

Para se obter o mapa de topo e base de cada zona reservatório a partir do mapa estrutural de topo do reservatório, optou-se pela *krigagem* da espessura de cada zona, e a seguir, usando a calculadora do programa ISATIS, somam-se os dois mapas (topo + espessura) para obter o mapa da base da zona, que é igual ao mapa de topo da zona subjacente.

Inicialmente estimou-se a espessura total do reservatório através de uma krigagem ordinária dos dados de poços. Este mapa, Figura 4.5, apresenta grande coerência com o modelo geológico da área proposto por Netto (1986), mostrando o aporte principal das areias deltaicas (cores mais claras) vindas de noroeste em direção às porções mais ao sul do Campo, com alguns desvios dos depósitos para leste em direção ao centro da bacia.

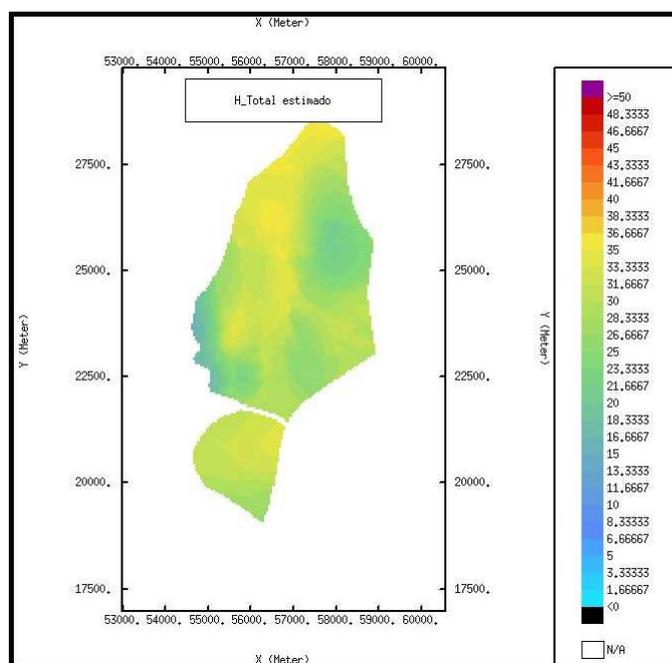


Figura 4.5: Mapa de espessura total, blocos 1 e 2.

Um dos objetivos da modelagem geostatística era manter a coerência geológica alcançada com a krigagem ordinária dos dados de espessura total quando fossem calculadas as espessuras individuais de cada zona. Procuram-se então os estimadores lineares Z_i^* e Z^* para as espessuras individuais $Z_i(x)$ e para a espessura total $Z(x)$ em um mesmo ponto x de modo que a seguinte condição seja satisfeita:

$$Z^*(x) = \sum_{i=1}^n Z_i^*(x) \quad (4.1)$$

Esta condição seria verificada caso os estimadores Z_i^* e Z^* fossem obtidos por cokrigagem completa de todas as variáveis envolvidas. Este método de estimativa entretanto tem uma série de limitações, a começar pelo número de camadas (horizontes), que segundo Matheron (1979), se este número for relativamente elevado, o sistema de equações da cokrigagem torna-se proibitivo em termos práticos. Além das dificuldades de se ajustar um grande número de variogramas experimentais diretos e cruzados, somam-se outras limitações ao se trabalhar com modelos intrínsecos de correlogionalização, tais como há exigência de estacionaridade dos dados, e uso do mesmo modelo de variograma para todas as zonas, e dentro de uma mesma vizinhança. Tamanha rigidez dificulta sobremaneira a aplicação deste método. Como uma alternativa mais flexível optou-se pela técnica apresentada por D'Abbadia (1999), em sua Dissertação de Mestrado, que propõe a krigagem independente das espessuras de cada zona reservatório, e posterior correção destas espessuras pela aplicação de um ponderador matemático que permita distribuir o erro de estimativa entre as várias zonas reservatórios.

Esses ponderadores seriam aplicados sobre os $Z_i^*(x)$, resultando em novas estimativas $Z_i^{**}(x)$ de modo a garantir a condição inicial (Figura 4.6).

$$Z(x) = \sum_{i=1}^n Z_i^{**}(x) \quad (4.2)$$

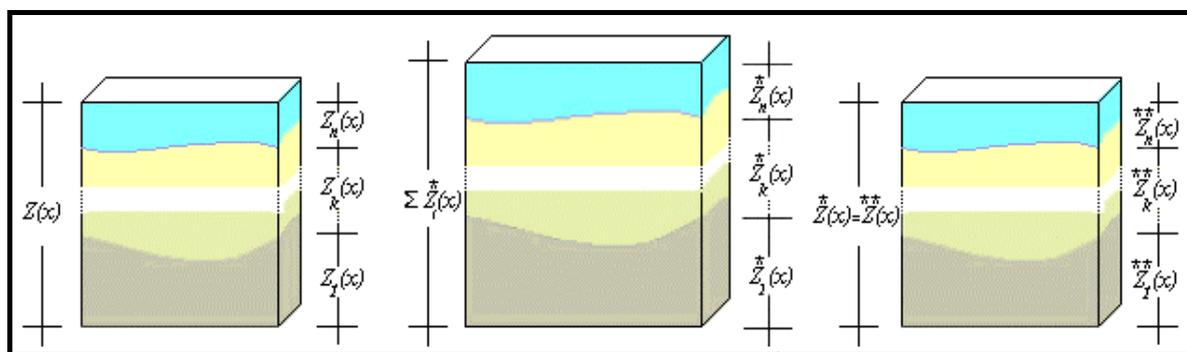


Figura 4.6: Representação esquemática de uma seção de um campo com diversas camadas. À esquerda, está representada a situação real, ao centro, as espessuras estimadas por krigagens ordinárias independentes e à direita as espessuras estimadas corrigidas (modificado de D'Abbadia (1999)).

A realização de krigagens independentes das espessuras de cada uma das camadas é responsável pela geração de erros (ε_a), dados pela Equação 4.3:

$$\varepsilon_a = Z(x) - \sum_{i=1}^n Z_i(x) \quad (4.3)$$

O erro (ε) será distribuído através de ponderadores $\lambda_i(x)$, para cada camada, respeitando-se as condições dadas pelas Equações 4.3 e 4.4:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i(x) = 1 \quad (4.4)$$

e

$$Z_1^{**}(x) + \dots + Z_n^{**}(x) = Z_1^*(x) + \dots + Z_n^*(x) + (\lambda_1(x) + \dots + \lambda_n(x)) * \varepsilon_a \quad (4.5)$$

logo:

$$\sum_{i=1}^n Z_i^{**}(x) = \sum_{i=1}^n Z_i^*(x) + \varepsilon_a \quad (4.6)$$

Igualando à Equação 4.2 temos:

$$Z(x) = \sum_{i=1}^n Z_i^*(x) + \varepsilon_a \quad (4.7)$$

O que confirma as premissas estabelecidas e a consistência matemática dos novos estimadores $Z_i^{**}(x)$. Quanto aos ponderadores a serem utilizados nas correções, D'Abaddia (1999) sugere três tipos a saber:

- (1) Com base no percentual da espessura da camada krigada em relação a espessura total;
- (2) De acordo com o desvio padrão de estimativa da camada em relação ao desvio padrão da soma das camadas estimadas;
- (3) Com base na variância de cada camada estimada em relação a variância total.

Estes ponderadores promovem diferentes correções nas espessuras das camadas krigadas, cada qual valorizando um parâmetro específico, cabendo ao intérprete escolher o ponderador que melhor se adapte aos objetivos do estudo.

Neste estudo, corrigiu-se a espessura de cada uma das quatro zonas reservatório com base na variância de cada zona em relação a variação total das espessuras krigadas independentes, através da Equação 4.8:

$$Z_i^{**}(x) = Z_i^*(x) + \left(Z(x) - \sum_{i=1}^n Z_i^*(x) \right) * \frac{\sigma_i^{*2}}{\sum \sigma_i^{*2}} \quad (4.8)$$

Esta abordagem mais flexível tem vantagens em relação aos modelos de correção regionalização intrínseca, exceto nos casos para os quais esses modelos foram concebidos, ou seja, quando as coestimativas são realizadas sob a mesma vizinhança, com base em variáveis isotópicas e com variogramas proporcionais. Neste caso, krigagens e cokrigagens se equivalem.

A Figura 4.7 ilustra os resultados obtidos com a aplicação desta técnica. Do lado esquerdo, tem-se o mapa de espessura total equivalente à soma das krigagens independentes sem correções ($\sum_{i=1}^n Z_i^*(x)$), e do lado direito, tem-se o mapa de espessura total correspondente à soma das krigagens independentes corrigidas ($\sum_{i=1}^n Z_i^{**}(x)$).

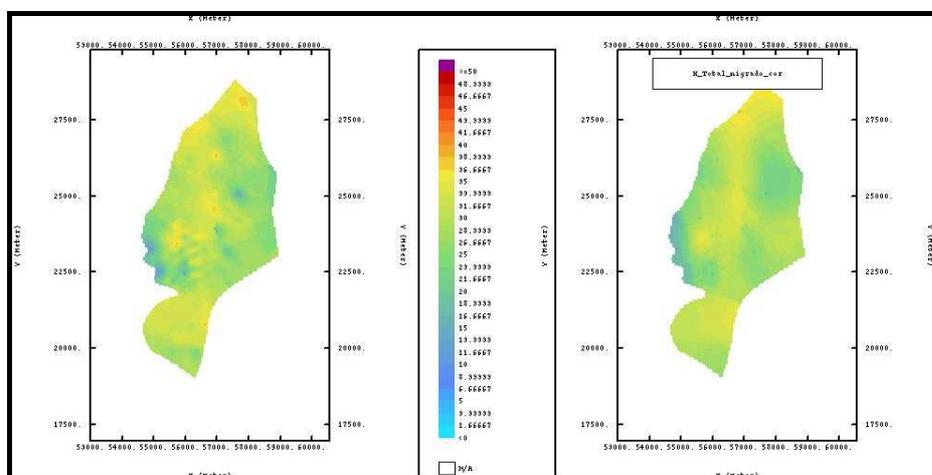


Figura 4.7: Mapa de espessura total do reservatório equivalente à soma das espessuras krigadas independentes sem correções (esquerdo) e com correções (direito).

4.3 Definição do *grid* de referência para a modelagem geoestatística

Na área do estudo, definiu-se uma malha tridimensional com 152 x 256 x 207 células, cada qual possuindo 50 x 50 x 1 m, que tem como ponto de origem as coordenadas 52975 metros e 16975 metros, nas direções X e Y, respectivamente, e a -1050 metros na direção Z. O *grid* 3D não está rotacionado, uma vez que a orientação dos poços é mais ou menos Norte-Sul, Figura 4.9. As dimensões das células levaram em conta a distância entre os poços, o que permitiu gerar um número satisfatório de blocos entre os mesmos possibilitando avaliar de modo mais realista a distribuição lateral das heterogeneidades presentes e suas influências no deslocamento dos fluidos.

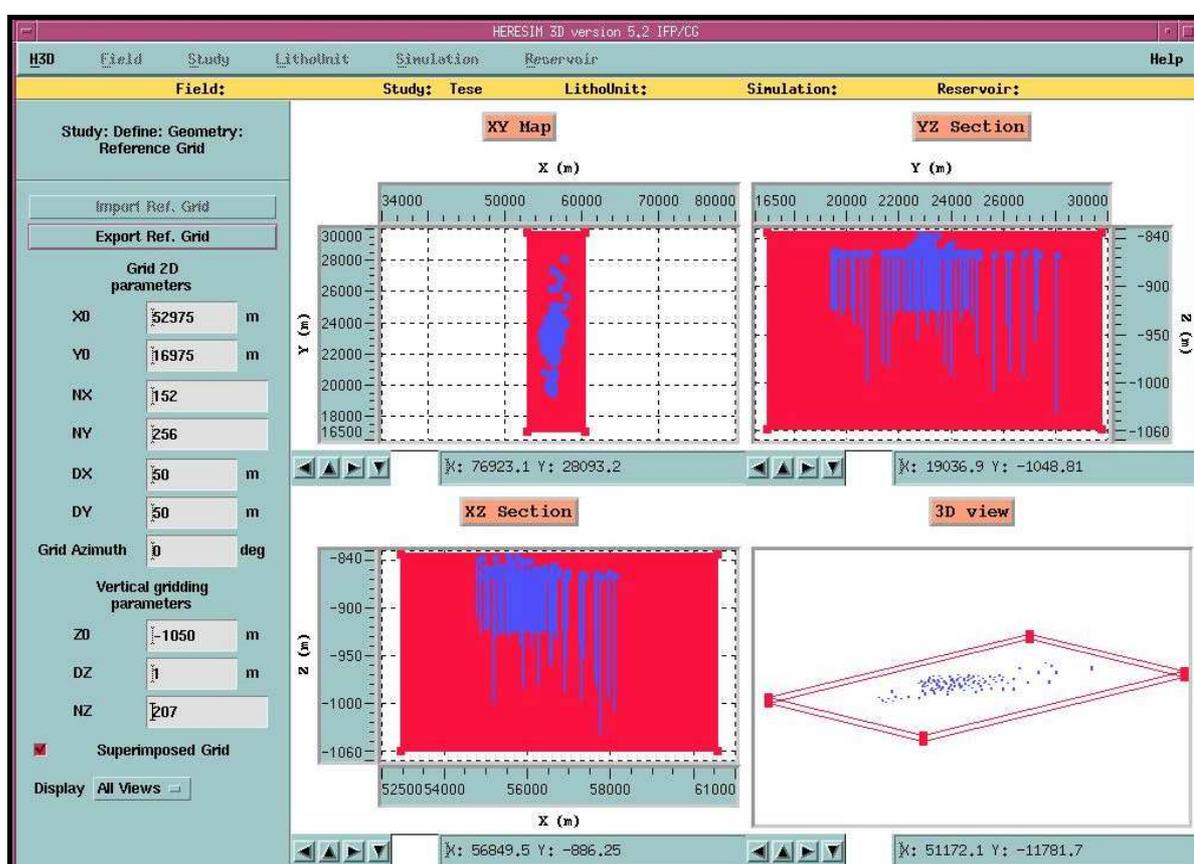


Figura 4.9: Quatro imagens do *grid* de referência 3D do programa HERESIM usado na modelagem geoestatística dos litotipos.

A etapa seguinte na preparação dos dados para simulação estocástica dos litotipos consistiu na definição destes no programa HERESIM, que permite agrupar uma ou mais eletrofácies em cada litotipo. Neste estudo, como foi mencionado anteriormente, os quatro

grupos de eletrofácies definidos na análise discriminante foram associados a quatro litotipos (Figura 4.10).

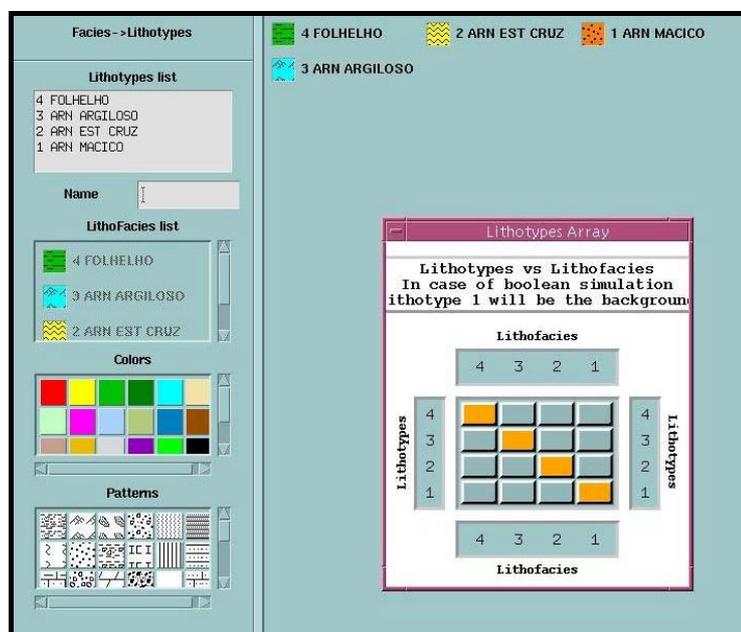


Figura 4.10: Quatro litotipos definidos no programa HERESIM.

Neste programa, todos os procedimentos são operações de *grid*, de modo que tanto os dados de poços (fácies, porosidade, permeabilidade, saturação, marcos, etc.) como as superfícies de topo e base de cada zona de produção do reservatório necessariamente tem que estar associadas aos nós do *grid* de referência usado na simulação estocástica. Desta forma os dados de poços (Figura 4.11) com informações de 20 e 20 centímetros passam a ter informações de 1 em 1 metro, altura do bloco, sendo que a informação mais próxima ao centro do bloco é a informação que é levada em conta. Neste processo de mudança de suporte dos dados algumas informações geológicas importantes podem ser perdidas. Neste caso, o programa permite editar iterativamente cada poço, de modo que as informações relevantes possam ser preservadas.

Cada zona reservatório foi modelada separadamente, de modo que a discretização dos dados se deu inicialmente no intervalo entre o topo e a base da zona 1 e assim sucessivamente até a última zona. Antes de transformar o *grid* estrutural em um *grid* estratigráfico para a simulação é feita uma análise das superfícies de topo e base das diversas zonas a fim de evitar possíveis cruzamentos entre superfícies o que seria incompatível com a modelagem (Figura 4.12).

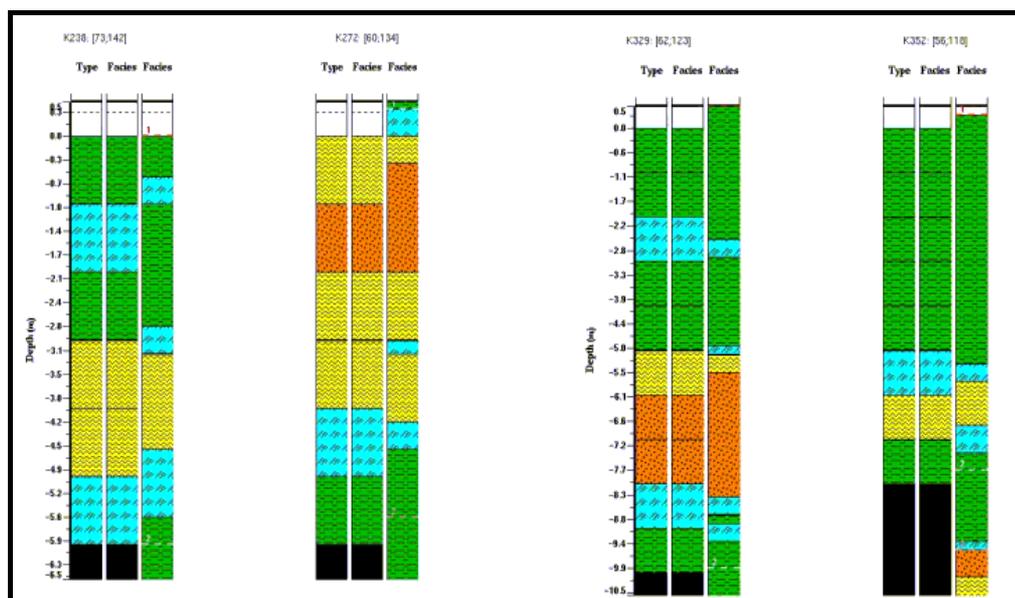


Figura 4.11: Mudança de suporte para quatro poços do projeto. Na coluna da direita, estão os dados originais, 20 em 20 cm, e nas duas colunas da esquerda, os litotipos já definidos no novo suporte de 1 em 1 metro.

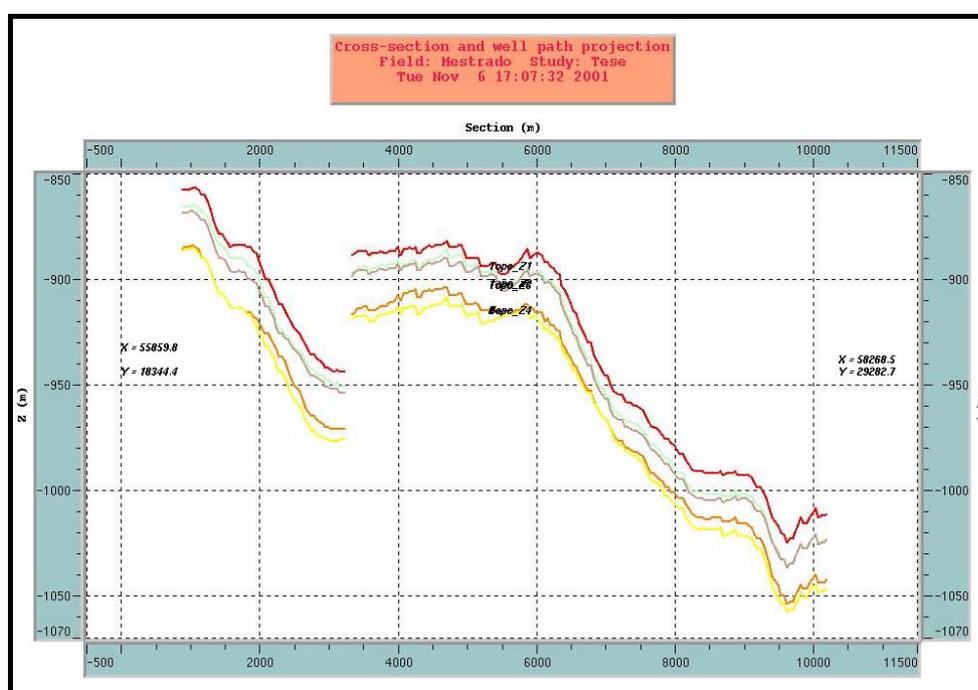


Figura 4.12: Imagem das superfícies de topo/base de cada zona do reservatório já corrigidas para possíveis cruzamentos entre o topo e a base de cada zona.

4.4 Simulação condicional dos litotipos

A definição dos litotipos ao longo dos poços do projeto permitiu o uso de técnicas de análise geoestatística para acessar a variabilidade nos seus comportamentos espaciais. Um fenômeno ou variável estocástica caracteriza-se pela propriedade de que um dado conjunto de circunstâncias nem sempre leva à mesma realização, não há regularidade determinística, mas a diferentes realizações que apresentem uma regularidade estatística.

Dos métodos de simulação estocástica de litotipos disponíveis no programa HERESIM, testaram-se os dois métodos de simulação gaussiana condicional, o método de simulação mono-gaussiano, ou **Gaussiano Truncado**, e o método **Plurigaussiano**, de modo a explorar ao máximo as facilidades do programa e incorporar a maior quantidade de informações geológicas ao modelo final.

Os métodos de simulação condicional além de honrarem os dados dos poços, baseiam-se em um conjunto de premissas que os diferenciam. A seguir apresenta-se um resumo das principais premissas que norteiam os dois métodos testados:

O método de simulação Gaussiano Truncado baseia-se na noção de truncamento de uma função aleatória Gaussiana padrão por diferentes valores de corte calculados a partir das proporções de fácies. O modelo de covariância da variável Gaussiana é obtido a partir de um processo iterativo de inversão do modelo de covariância das variáveis indicatrizes experimentais das fácies, assim como os valores Gaussianos dos pontos condicionantes são reconstruídos através de uma abordagem estocástica. Segundo Galli et alii (1994), suas principais vantagens são a consistência teórica, a rapidez e a flexibilidade em incorporar informações geológicas externas como as curvas de proporção, mas, em contrapartida, seus pontos críticos são o ordenamento das fácies quando não desejado e a atribuição de um único modelo de covariância a todas as fácies, isto é, todas apresentam as mesmas feições e direções de anisotropia. Foi aplicado em reservatórios deltaicos por Matheron et alii (1987).

Uma extensão natural do modelo mono-gaussiano, o **modelo plurigaussiano** consiste em truncar, simultaneamente, duas ou mais variáveis Gaussianas, correlacionadas ou não, permitindo a obtenção de igual número de modelos de covariância para descrever os

diferentes comportamentos espaciais das fácies ou grupo de fácies. A construção do modelo de simulação plurigaussiana está pautada na própria gênese do reservatório, razão pela qual ela necessita incorporar o máximo de conhecimento geológico possível para que o modelo de covariância cruzada entre as fácies seja consistente. Encontra-se na Figura 4.13 um fluxograma das principais etapas do processo de simulação plurigaussiana.

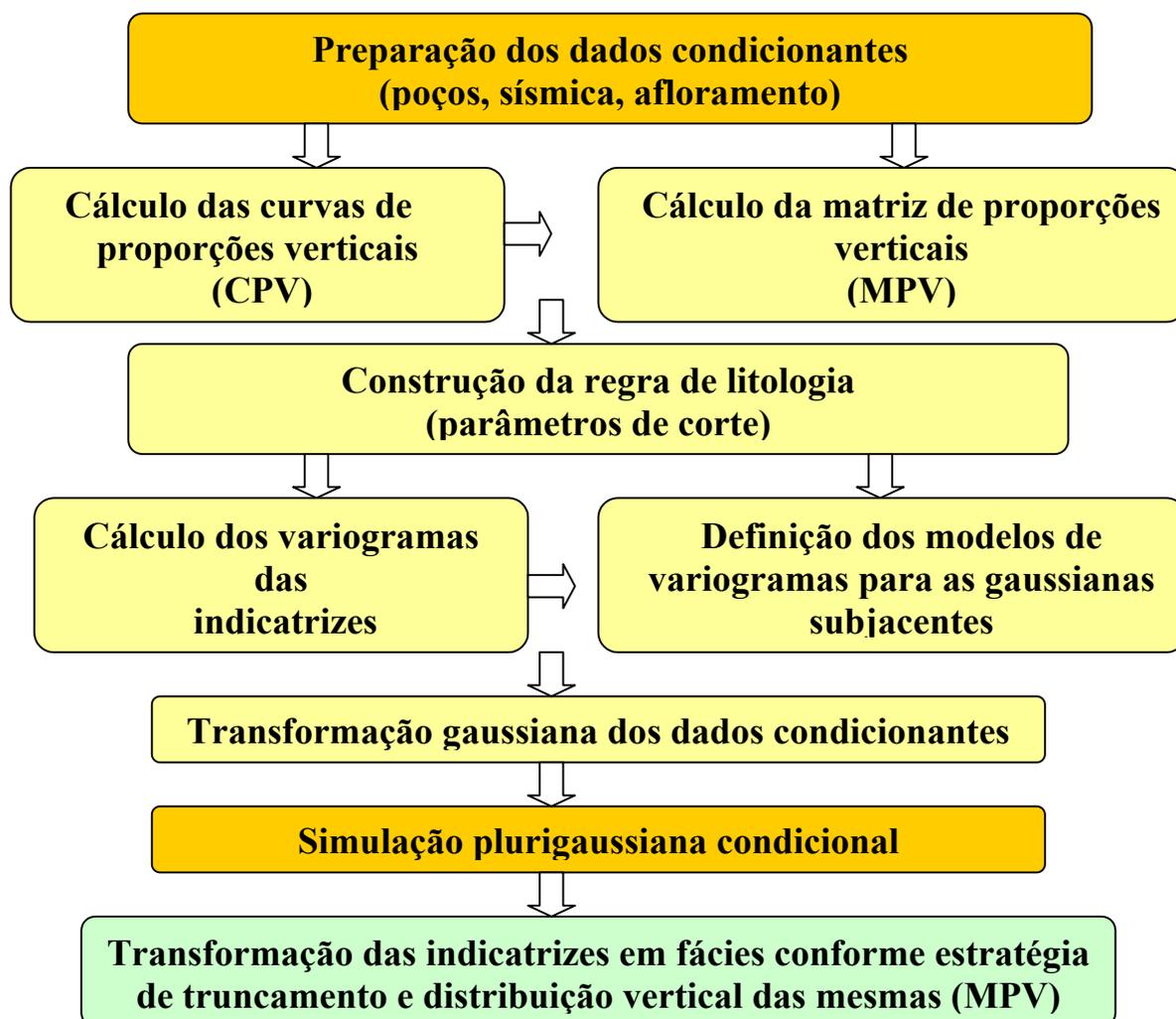


Figura 4.13: Fluxograma das principais etapas envolvidas na simulação plurigaussiana, modificado de Zapparolli (2000).

O método plurigaussiano foi proposto por Galli et al. (1994) e Le Loc'h et al. (1994), com o nome de Método Gaussiano Truncado Multivariado. A formalização do método foi feita por Le Loc'h & Galli (1997). Em Armstrong et al. (1998), tem-se uma descrição detalhada desta técnica, que tem tido aplicações na mineração de depósitos auríferos (Roth et

al., 1998), na caracterização geológica de depósitos costeiros (Remacre & Simon, 1998 e Zapparoli, 2000), na descrição geológica de construções algais (Le Loc'h, 1999) e na modelagem de um sistema com canais meandantes e *crevasse splays* (Armstrong & Galli, 1998).

A técnica foi concebida para dar ao intérprete um maior poder na incorporação de informações geológicas que não poderiam ser contempladas em uma única função gaussiana subjacente, especialmente no caso de variáveis categóricas com comportamentos espaciais independentes que exigem a modelagem de mais de uma direção principal de anisotropia. As informações geológicas são incorporadas ao modelo pelo número de funções Gaussianas e pelo coeficiente de correlação entre elas. As proporções de ocorrência de fácies permitirão o cálculo dos valores de corte (*thresholds*), que juntamente com as matrizes de covariâncias diretas e cruzadas das indicatrizes de fácies, e pelos dados nos pontos condicionantes transformados em valores Gaussianos darão a estratégia de truncamento das funções Gaussianas subjacentes.

4.4.1 Curvas de proporção horizontal e vertical de fácies

Uma vez que a análise geoestatística estrutural para os métodos mono e plurigaussiano truncado abrangem o cálculo de curvas de proporções e análise variográfica do comportamento espacial dos litotipos, procurou-se construir alguns mapas e seções que traduzissem o conhecimento geológico que se tem da área. Este conhecimento advém da massa de informações trazidas pelas interpretações dos perfis, da sísmica, dos testemunhos, dos testes de formação e do conhecimento dos processos atuantes na formação e evolução daquele ambiente deposicional. Através dos mapas e seções, obtêm-se informações a respeito da geometria, distribuição e direções principais de deposição das rochas sedimentares da área.

Para a área em foco, foram construídos mapas de espessura de fácies (Figura 4.14) e seções estratigráficas paralela e perpendicular a principal direção de deposição dos sedimentos (Figura 4.15 e Figura 4.16). O objetivo é ter sempre presente o modelo conceitual proposto e compará-lo com os resultados obtidos em cada etapa do trabalho a fim de verificar a coerência geológica dos mesmos, e melhorar o modelo experimental quando possível.

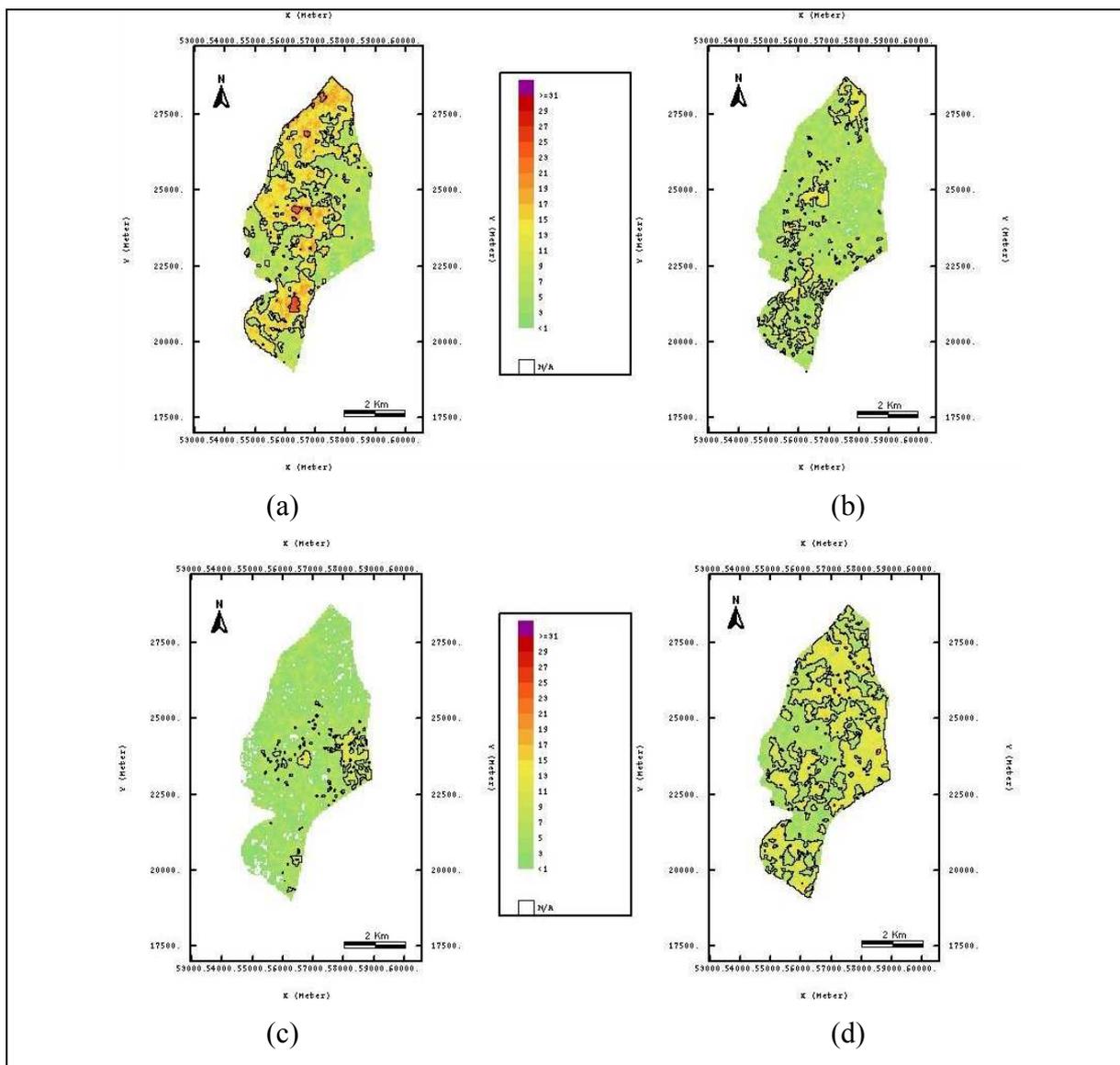


Figura 4.14: Mapas de espessura dos litotipos mostrando as regiões de maior ocorrência dos mesmos na área do projeto.

Os mapas de espessura de fácies revelam que o litotipo 1 ocorre principalmente nas regiões mais proximais, lado oeste da bacia, com uma direção preferencial de deposição NNW/SSE e concentrando-se nas porções noroeste e sudeste da área de estudo (Figura 4.14a). Esta distribuição está coerente com o modelo geológico proposto por Neto et al. (1986) e com os trabalhos mais recentes de Soares (1997) e Braga (1998) em seus estudos sobre este intervalo estratigráfico da Bacia do Recôncavo.

O litotipo 2 ocorre preferencialmente nas porções medianas da área estudada (Figura 4.14b), mostrando um pequeno deslocamento no seu eixo de deposição em relação às

principais áreas de ocorrência do litotipo 1, o que também está de acordo com o modelo geológico proposto, já que o litotipo 1 reúne as litofácies de frente deltaica na forma de lobos amalgamados, enquanto o litotipo 2 corresponde tanto a depósitos de lobos de frente deltaica como a depósitos de rompimento de diques marginais de canais distributários, num ambiente de menor energia que o das litologias do grupo 1.

O litotipo 3, em menor proporção global que os anteriores, ocorre preferencialmente nas porções mais distais da área estudada (Figura 4.14c), em direção ao centro da bacia, o que sugerem um subambiente de interlobos ou de superposição de limites de lobos.

O litotipo 4 ocorre em praticamente toda a área do estudo, preferencialmente em direção ao centro da bacia, lado leste da área (Figura 4.14d), e corresponde a litologias que não são consideradas reservatórios devido às suas características permo-porosas ruins. A sua deposição estaria relacionada às superfícies de afogamento do delta pelo lago.

Foram também elaboradas seções estratigráficas para orientar a construção das curvas de proporções verticais de fácies e da matriz de proporções de fácies ao longo da área estudada. Duas destas seções, uma de direção NNW para SSE (Figura 4.15) e outra de direção NE para SW (Figura 4.16), paralela e transversal, respectivamente, a direção principal de deposição dos sedimentos mostram a continuidade lateral dos corpos arenosos.

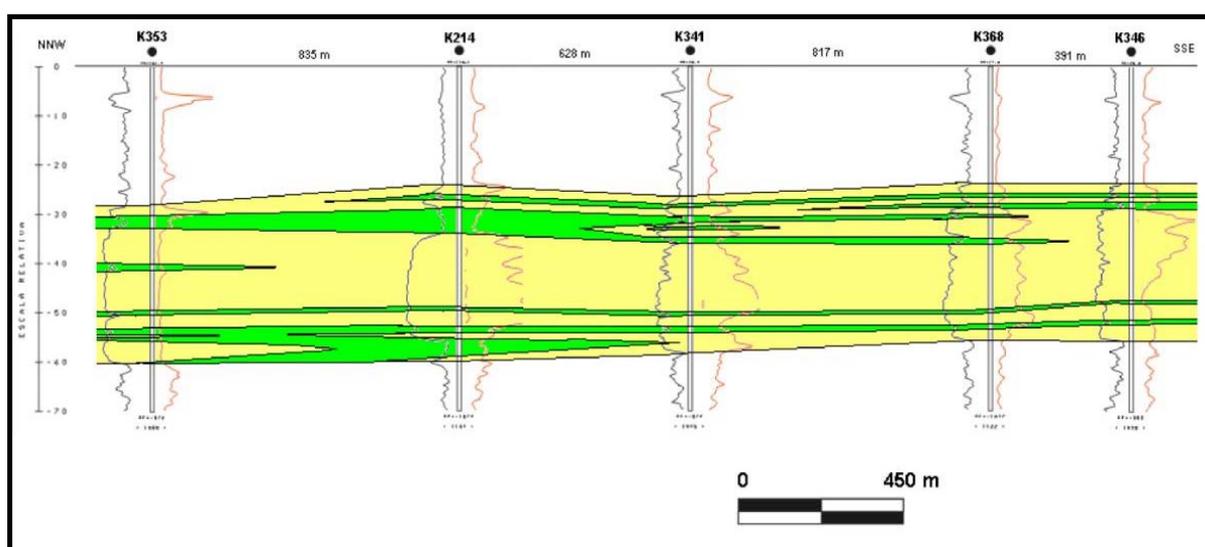


Figura 4.15: Seção estratigráfica paralela à direção principal de deposição dos sedimentos. Em amarelo os fácies arenosos (1, 2 e 3) e em verde, as fácies pelíticas do litotipo 4.

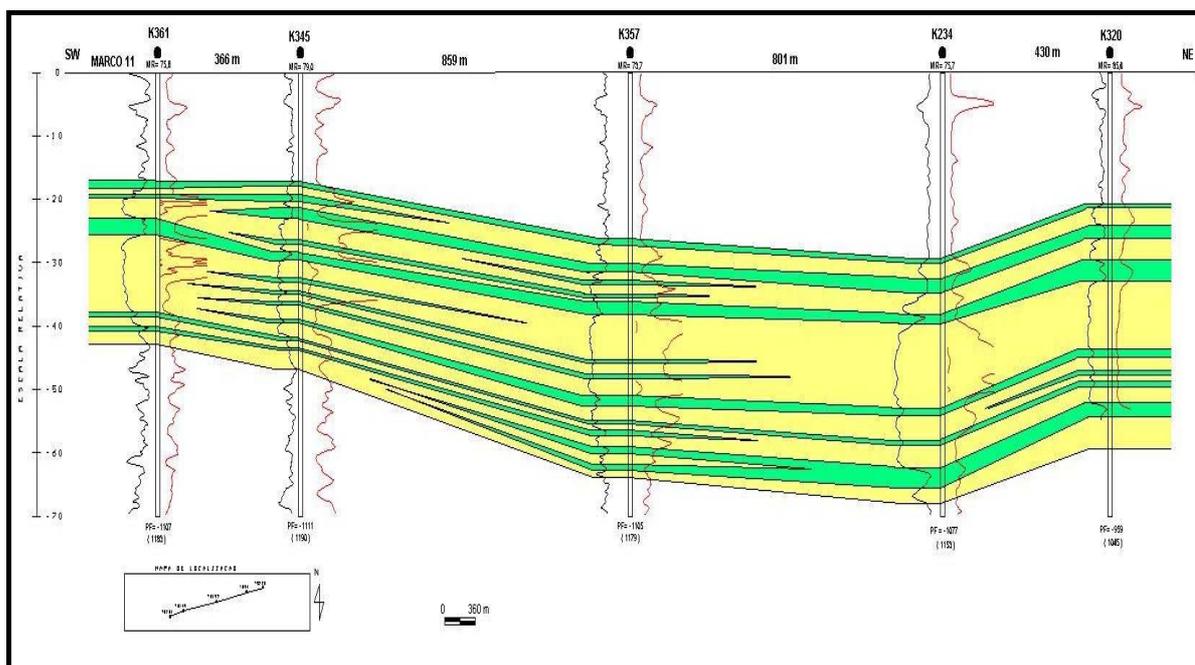


Figura 4.16: Seção estratigráfica transversal à direção principal de deposição do delta. O *datum* escolhido para as duas seções foi o Marco 11.

Nestas seções fica claro que no topo e na base do intervalo estratigráfico, as fácies arenosas são bastante intercaladas com fácies pelíticas, correspondendo às zonas de produção 1 e 4, respectivamente, enquanto que na porção central, zona 3, os corpos de areia são contínuos e com poucas intercalações de pelitos. A zona 2 corresponde a um intervalo argiloso que se estende por quase todo o reservatório e separa a seqüência regressiva de topo da porção central do reservatório.

A análise dos mapas de espessura de fácies e das seções estratigráficas dá uma boa idéia do que se pode esperar na construção das curvas de proporções verticais dos litotipos. No caso das zonas 1 e 4, uma intercalção de níveis arenosos e argilosos ao longo das zonas (Figuras 4.17a e 4.17d), já no caso da zona 3 o predomínio dos litotipos arenosos, principalmente litotipos 1 e 2 (Figura 4.17c), enquanto que para a zona 2 uma curva de proporções em que predomina os litotipos 3 e 4, principalmente este último (Figura 4.17 b).

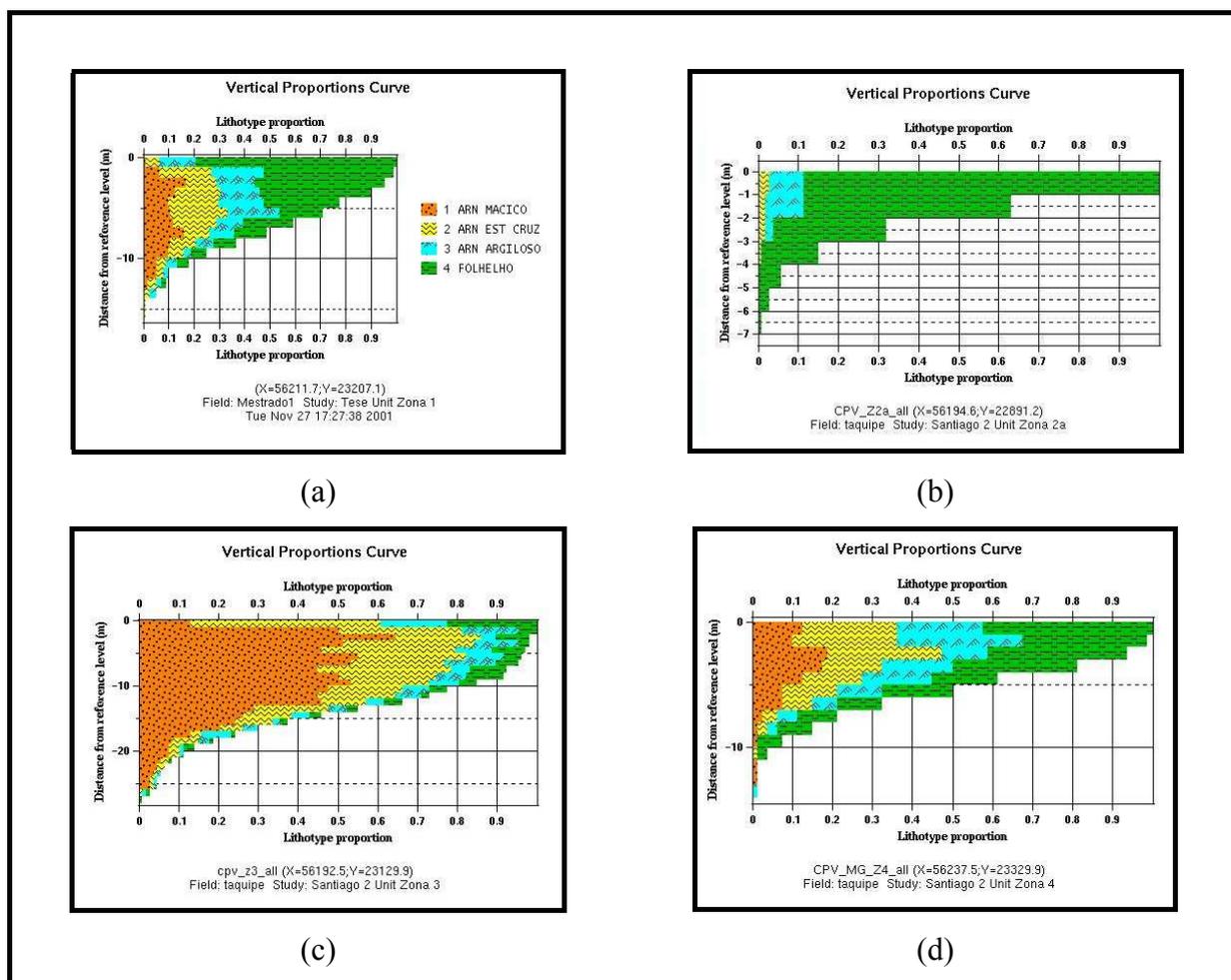


Figura 4.17: Curvas de proporções verticais dos litotipos (CPV), construídas a partir de todos os poços do projeto, para cada uma das zonas de produção do reservatório.

As curvas de proporções verticais (CPV) são diagramas de barras que representam as proporções dos litotipos calculadas camada a camada num *grid* estratigráfico a partir de um nível de referência (*datum*). No caso deste estudo o *datum* escolhido para cada zona reservatório foi a superfície de topo da zona, construída no programa ISATIS, a partir do mapa estrutural de topo do reservatório e dos mapas de espessura krigada de cada zona.

Na Figura 4.18, extraída de Souza Jr (1997), apresenta-se de forma esquemática como são calculadas as proporções verticais e horizontais de fácies para cinco poços fictícios dispostos em um *grid* estratigráfico e com seções testemunhadas de igual comprimento, contendo cinco fácies discretizadas ao longo dos poços.

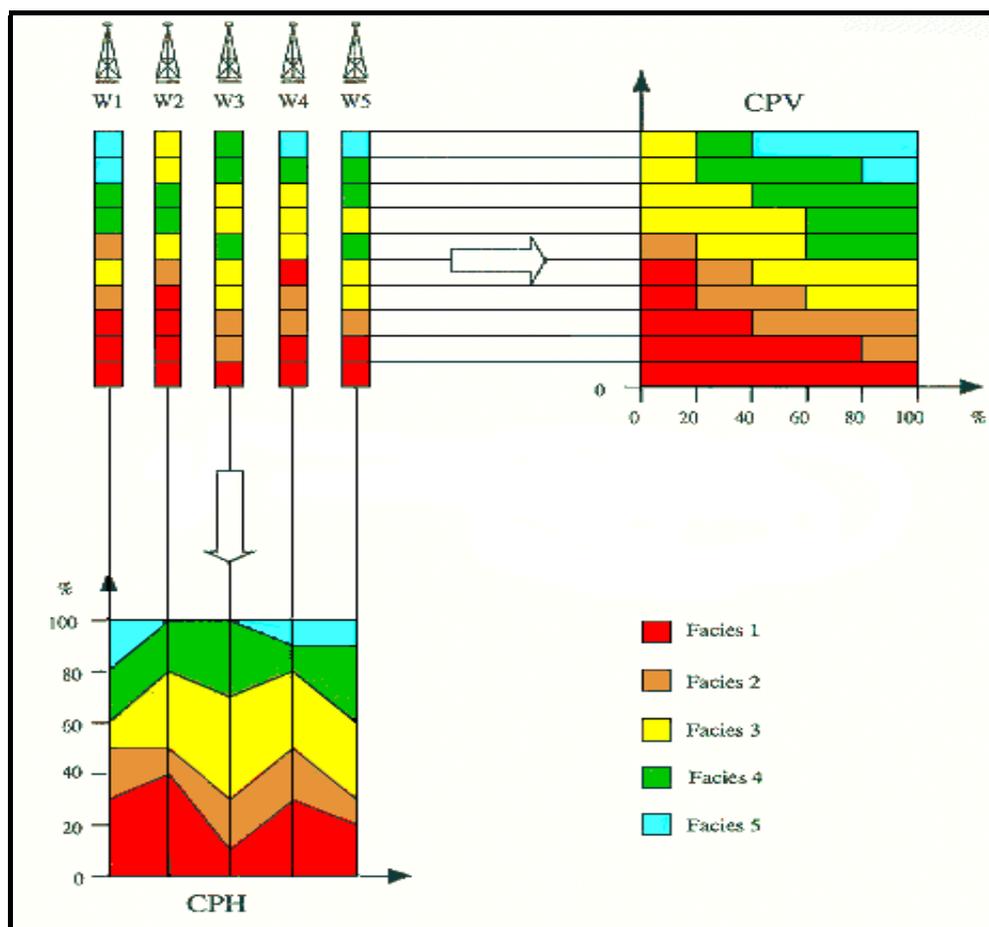


Figura 4.18: Desenho esquemático da construção de uma curva de proporção vertical (CPV) e de uma curva de proporção horizontal (CPH) a partir de 5 poços fictícios com 5 fácies identificadas ao longo dos mesmos (adaptado de Souza Jr, 1997).

A curva de proporção horizontal (CPH) representa a distribuição das percentagens de todos os litotipos numa determinada direção. Ela é calculada poço a poço e, depois, é projetada sobre uma seção vertical (Figura 4.16). Como a projeção da CPH varia conforme a direção escolhida, torna-se uma ferramenta auxiliar na identificação de *trends* regionais da distribuição espacial dos litotipos.

Foram calculadas curvas de proporções horizontais dos litotipos em várias direções ao longo da área do reservatório alvo. Na Figura 4.19 apresentam-se duas dessas curvas, a primeira (Figura 4.19a) construída na direção NNW-SSE, direção principal de sedimentação, e a segunda (Figura 4.19b) perpendicular à direção de aporte dos sedimentos, direção NE-SW.

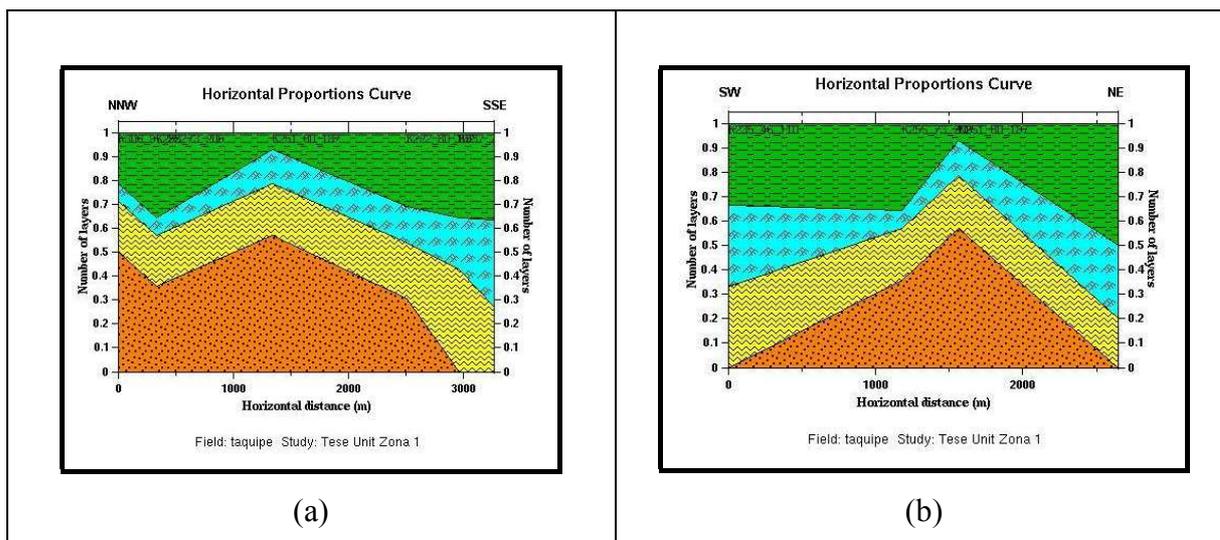


Figura 4.19: Curvas de proporções horizontais dos litotipos (CPH), construídas a partir de todos os poços do projeto, nas direções NNW-SSE (a) e NE-SW (b).

A análise da curva de proporção horizontal calculada paralelamente à direção de deposição dos arenitos deltaicos (Figura 4.19a) mostra um aumento na proporção do litotipo 4 em direção ao centro da bacia, de NNW para SSE, o que está de acordo com o modelo geológico proposto, uma vez que é esperado o predomínio de sedimentos pelíticos lacustres nas porções mais distais deste ambiente sedimentar.

A CPH calculada transversalmente ao *trend* deposicional, de SW para NE, mostra um predominância dos litotipos 1 e 2 na porção central da seção (Figura 4.19b) e um aumento da proporção do litotipo 3 nas extremidades da seção, o que provavelmente representa uma migração lateral das fácies de lobos amalgamados para sedimentos de interlobos.

As curvas de proporções verticais de fácies revelam que as alternâncias entre os litotipos arenosos (1 a 3) e as fácies pelíticas (litotipo 4) são maiores nas zonas 1 e 4 (Figura 4.16), e que os litotipos 1 e 2 são predominantes na zona 3, como era esperado. Isto evidencia o caráter regressivo da sedimentação deltaica, da base para o topo do intervalo, controlado pela taxa de subsidência da bacia, que faz com que se alternem períodos de nível baixo do lago com períodos de afogamento do delta, até o completo afogamento deste sistema no tempo de deposição do Marco 11.

O comportamento espacial não estacionário das fácies torna necessário a construção de uma matriz de proporções verticais dos litotipos (MPV), que pode ser obtida a partir da

integração de informações de todos poços, ou dos poços de uma determinada área em particular, ou ainda das próprias curvas de proporção vertical de fácies (CPV) definidas pelo geólogo.

Para calcular a matriz de proporções verticais dos litotipos (MPV) é definido um novo *grid*, normalmente mais grosseiro do que o *grid* de referência, onde cada macro-célula deste novo *grid* é associada a uma curva de proporção vertical que será usada para fazer a inversão das indicatrizes durante a simulação estocástica

Neste estudo, optou-se por calcular a MPV (figura 4.20) a partir dos dados de todos os poços do projeto, através da krigagem das curvas de proporções verticais dos litotipos definida em cada poço, o que conferiu as fácies reservatório simuladas uma maior continuidade lateral dos corpos arenoso, mais condizente com o modelo geológico conceitual da área, em relação ao método de construção da matriz de proporções que associa uma curva de proporção por área do reservatório, o qual resultou em corpos descontínuos. Para cada zona de produção do reservatório foi calculada uma MPV.

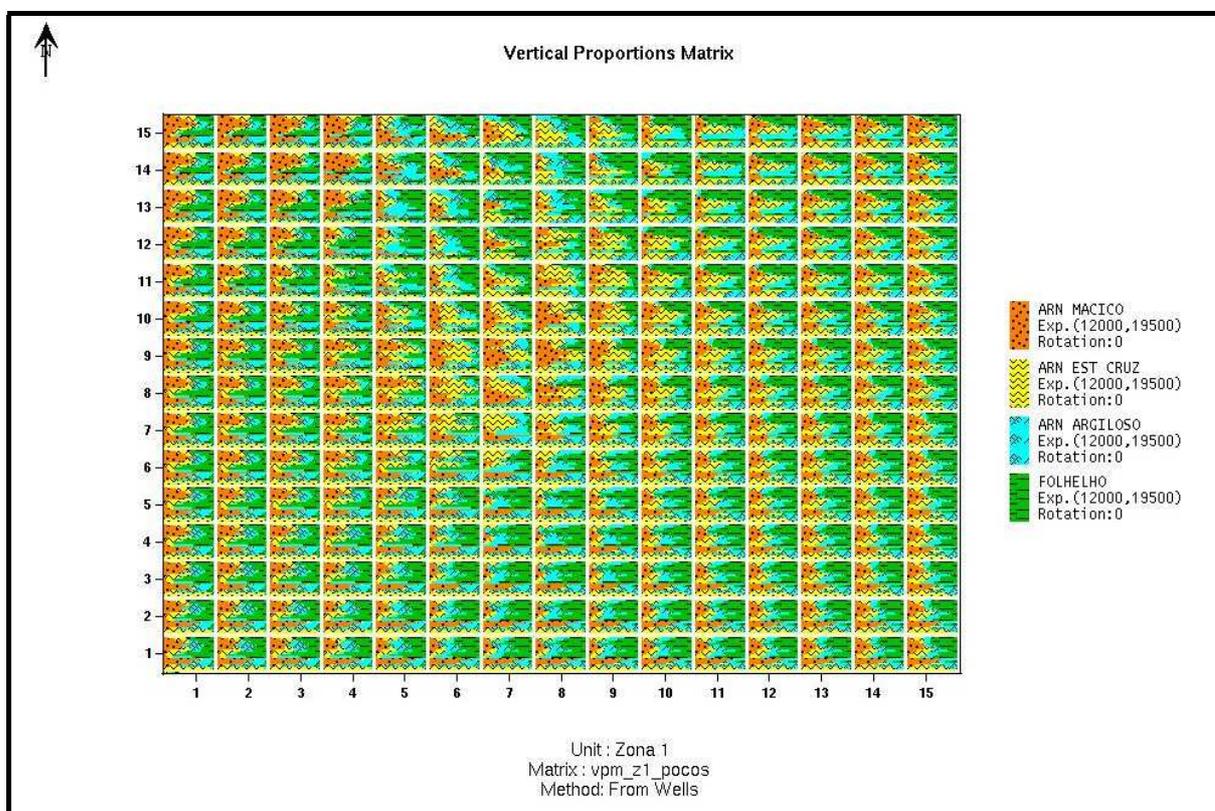


Figura 4.20: Matriz de proporções verticais dos litotipos usada na modelagem da Zona 1.

4.4.2 Escolha do método de simulação gaussiana truncada

A escolha do método de simulação estocástica das variáveis categóricas litotipos obedeceu alguns critérios de ordem prática e de oportunidade de investigação:

- (1) Levou-se em conta à facilidade de realizar a modelagem dos litotipos usando o programa HERESIM 3D, versão 5.2. Este programa adquirido recentemente pelo Instituto de Geociências da UNICAMP apresenta algumas limitações quanto ao número de métodos de modelagem disponíveis, por se tratar de um programa fechado, mas é um *software* desenvolvido para construir modelos tridimensionais de reservatórios seguindo uma linha de execução de tarefas que agilizam os trabalhos graças a inúmeras ferramentas de pré e pós-processamento implantadas;
- (2) Seguindo a linha de investigação do Orientador, vislumbrou-se a oportunidade de testar o método plurigaussiano truncado para modelar um reservatório de petróleo a partir de dados reais;
- (3) Havia inicialmente a suspeita de que as fácies pelíticas tinham uma direção de anisotropia diferente das fácies arenosas, o que exigiria uma modelagem plurigaussiana de fácies. Este comportamento espacial não se confirmou durante o estudo;
- (4) O método de simulação plurigaussiana implantado no programa HERESIM 3D traz, além da opção de modelo exponencial fatorizado, que já estava disponível para o método mono-gaussiano, a opção de um modelo gaussiano para ajustar os variogramas das gaussianas subjacentes, possibilitando a geração de corpos lateralmente mais contínuos, com formas mais arredondadas, que se assemelham mais aos lobos deltaicos que se deseja representar.

O conhecimento das relações espaciais entre os litotipos permite a construção de modelos 3D que podem ser comparados com o modelo geológico conceitual proposto para a área, e melhorados por processos iterativos de maneira a atingir o máximo de coerência com as relações verificadas.

Segundo Zapparoli (2000), a influência das diversas funções dos modelos de variogramas é traduzida sobretudo pelas formas das litofácies, exibindo contornos nítidos ou difusos e ocorrendo de maneira concentrada ou espalhada.

Le Loc'h et al. (1994) discorrem sobre a atuação de alguns fatores impactantes nas imagens resultantes do método plurigaussiano, dentre eles: o número de gaussianas a simular, o coeficiente de correlação entre elas, a transferência da anisotropia das variáveis gaussianas para as indicatrizes das fácies, a função do modelo variográfico das Gaussianas subjacentes e a geometria dos truncamentos.

4.4.3 Construção da regra de litologia (parâmetros de truncamento)

A definição dos *thresholds*, a chamada “regra de litologia”, é feita através de um diagrama retangular construído pelo interprete (Figura 4.21), no qual o eixo horizontal representa os parâmetros de corte definidos para a primeira função gaussiana, e o eixo vertical representa os parâmetros de corte definidos para a segunda função gaussiana. As cores estão associadas a cada litotipo a ser simulado, e as áreas retangulares de cada fácies são proporcionais ao número de truncamentos que as mesmas apresentam entre si. Estes percentuais são fornecidos pelo programa HERESIM, na forma de um pequeno relatório, no qual aparecem computados as probabilidades de cada litotipo estar em contato com os demais.

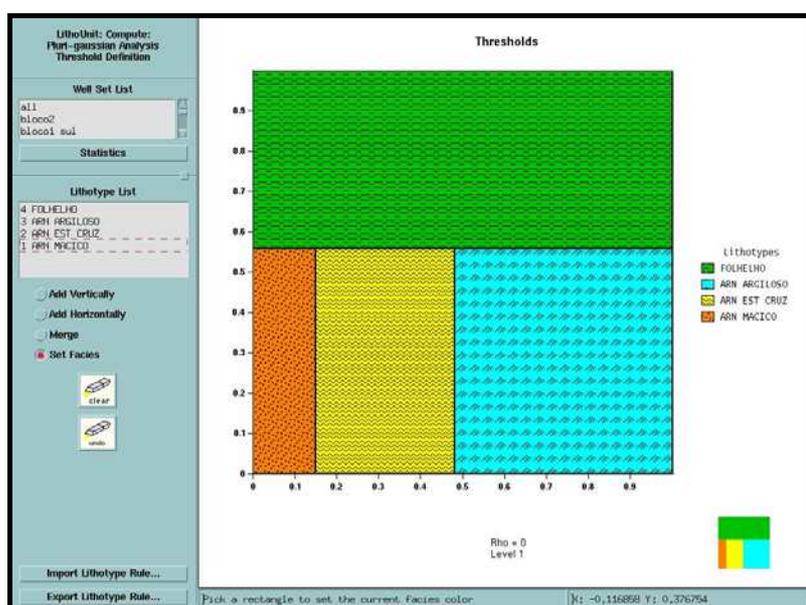


Figura 4.21: Regra de litologia para um modelo de simulação estocástica plurigaussiana.

A partição do plano das duas gaussianas (G1 e G2) pode ser feita de várias maneiras, através de retângulos justapostos, círculos concêntricos ou retângulos e triângulos, de acordo com a complexidade dos contatos entre as fácies que se queira representar, entretanto para uma quantidade grande de litotipos o número de possibilidades torna-se também muito grande, o que resulta em um sistema de equações de infinitas soluções. A partição do espaço gaussiano em retângulos proporcionais à frequência de cada litotipo nos poços condicionantes favorece a convergência dos cálculos dos parâmetros de corte, facilitando a sua implementação nos *softwares* de modelagem geoestatística.

Antes de determinar os valores de corte, tem-se de escolher o arranjo dos retângulos no plano (G_1 , G_2). Se limitarmos-nos a retângulos para todos os litotipos, há poucas possibilidades de distribuições quando o número de litotipos é pequeno (4 ou menos). Entretanto, uma boa cooperação entre o geólogo e o geoestatístico permite sistematizar as relações espaciais entre os litotipos, como as possibilidades de contato direto ou ordenação, assegurando o uso de uma partição aceitável e que reflita as informações geológicas sobre as transições. Segundo Zapparoli (2000), a limitação das partições a retângulos não é uma intransponibilidade teórica, mas apenas um problema de *software*.

Além dos valores de corte (*cutoffs*) para cada uma das gaussianas subjacentes, é preciso determinar o coeficiente de correlação entre as gaussianas. Le Loc'h et al. (1994) mostram que um alto coeficiente de correlação introduzirá uma ordem entre os litotipos, enquanto que os contatos serão mais nítidos e mais desordenados quando o coeficiente de correlação é pequeno. Simon (1997) descreve um efeito de borda no contato entre os litotipos com o aumento do coeficiente de correlação entre duas funções gaussianas, de modo que o caso de $\rho = 1$ equivale ao modelo mono gaussiano.

Neste estudo, dentre as várias “bandeiras” possíveis, escolheram-se as regras de litologia mostradas na Figura 4.22, onde os litotipos são correlacionáveis, apresentam a mesma anisotropia espacial, cuja distribuição tridimensional será controlada pelo modelo de variograma da primeira gaussiana. Esta escolha remete nos ao modelo mono-gaussiano, porém com a vantagem de dispor de uma função gaussiana para ajustar o modelo varigráfico da gaussiana subjacente, além de simplificar as relações de contato entre os litotipos o que facilita a escolha dos parâmetros mais sensíveis no ajuste do modelo de covariância das gaussianas subjacentes.

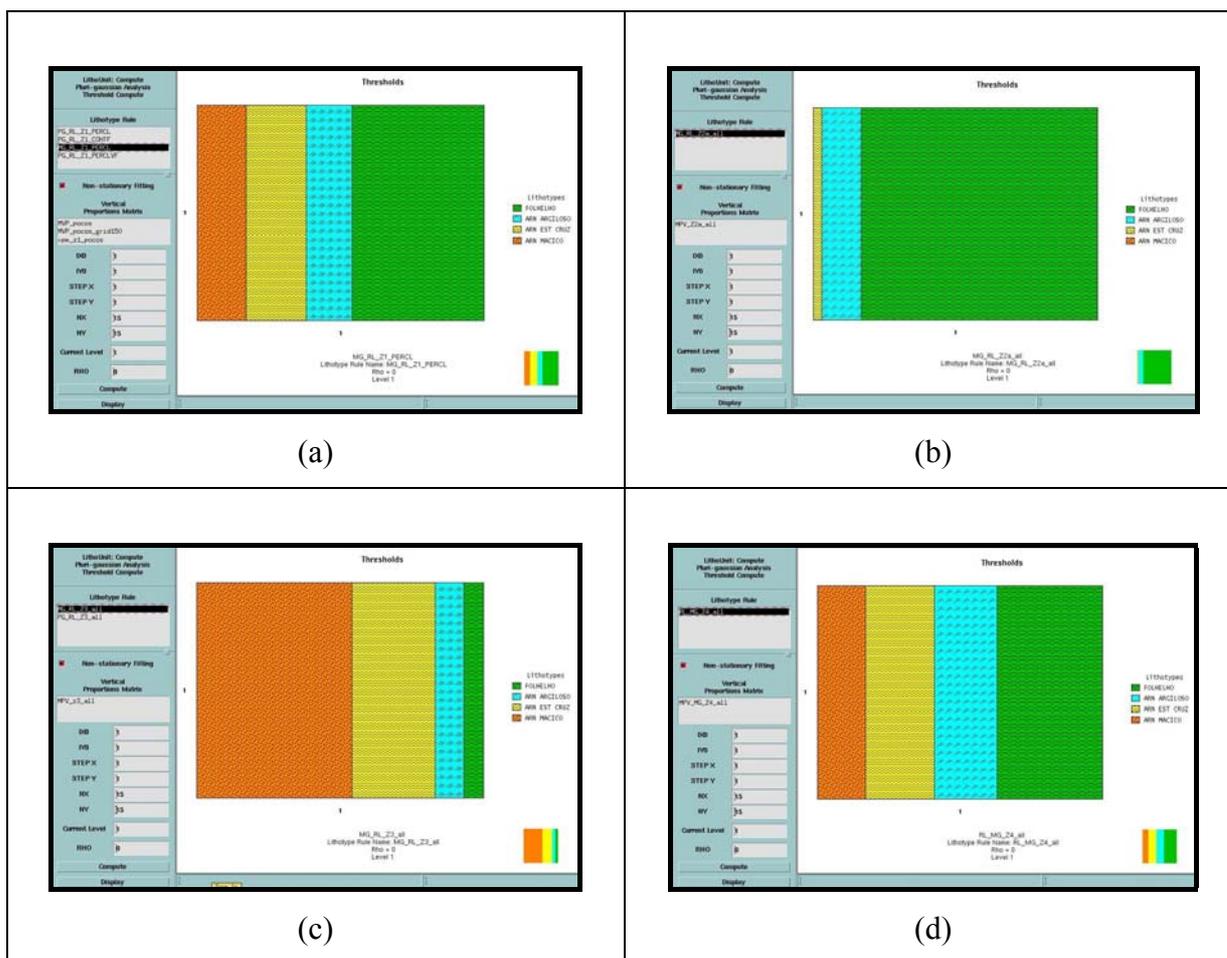


Figura 4.22: Regra de litologia para as quatro zonas de produção do reservatório.

Tabela 4.1: Valores das proporções acumuladas dos litotipo nas 4 zonas de produção.

Parâmetros de corte para o modelo plurigaussiano				
Threshold	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
T_1	17%	0%	54%	17%
T_2	38%	3%	83%	41%
T_3	54%	12%	93%	63%

4.4.4 Variogramas das indicatrizes

O variograma é uma medida do comportamento espacial de uma variável regionalizada. Ao utilizar-se o variograma nas principais direções de anisotropia, é possível calcular as dimensões médias dos corpos ao longo destas direções. Quando estas dimensões são iguais em todas as direções, o modelo é chamado isotrópico e depende somente do comprimento do vetor \mathbf{h} , já quando as dimensões variam conforme a direção, o modelo é dito anisotrópico.

Uma variável regionalizada pode ser representada por três tipos de variogramas: Um verdadeiro sempre desconhecido, outro experimental (observado) obtido a partir do conjunto de amostras e, portanto o único conhecido, e um terceiro teórico, onde se irá tirar as inferências sobre o variograma verdadeiro.

O variograma experimental de uma função aleatória Φ é a metade da diferença média quadrada entre os valores observados em dois pontos separados por uma distância \mathbf{h} , em uma dada direção, como descrito na Equação 4.9:

$$\gamma_{(h)} = \frac{1}{2} * E[\{\Phi(x+h) - \Phi(x)\}^2] \quad (4.9)$$

A diferença quadrada observada entre cada par de pontos é calculada de modo a se obter uma nuvem de pontos. Cada ponto do variograma experimental é a média dos valores desta nuvem de pontos que caíram dentro de uma mesma área de cálculo, definida por uma tolerância na distância e na direção. Além das tolerâncias na direção e distância para o cálculo do variograma, outros dois parâmetros importantes podem ser definidos: O patamar, que é igual à variância máxima dos dados, e o alcance, que é a distância na qual o patamar é alcançado, ou seja, a distância além da qual dois pontos não tem mais correlação. O patamar representa assim o tamanho médio da zona de influência de um ponto.

O valor da função indicatriz de um determinado litotipo em um dado ponto é igual a 1 se o litotipo está presente no ponto escolhido, ou igual a 0 se o mesmo está ausente naquele ponto. Os variogramas verticais são calculados ao longo da direção vertical do *grid* de simulação, dentro de um domínio que deve ser o mesmo das curvas de proporções verticais, e

os horizontais são calculados *layer* a *layer*, mas o resultado fornecido geralmente é o variograma médio de todos os *layers*.

Na Figuras 4.23 apresenta-se os parâmetros utilizados nos cálculos dos variogramas experimentais dos quatro litotipos presentes na Zona 1 do reservatório.

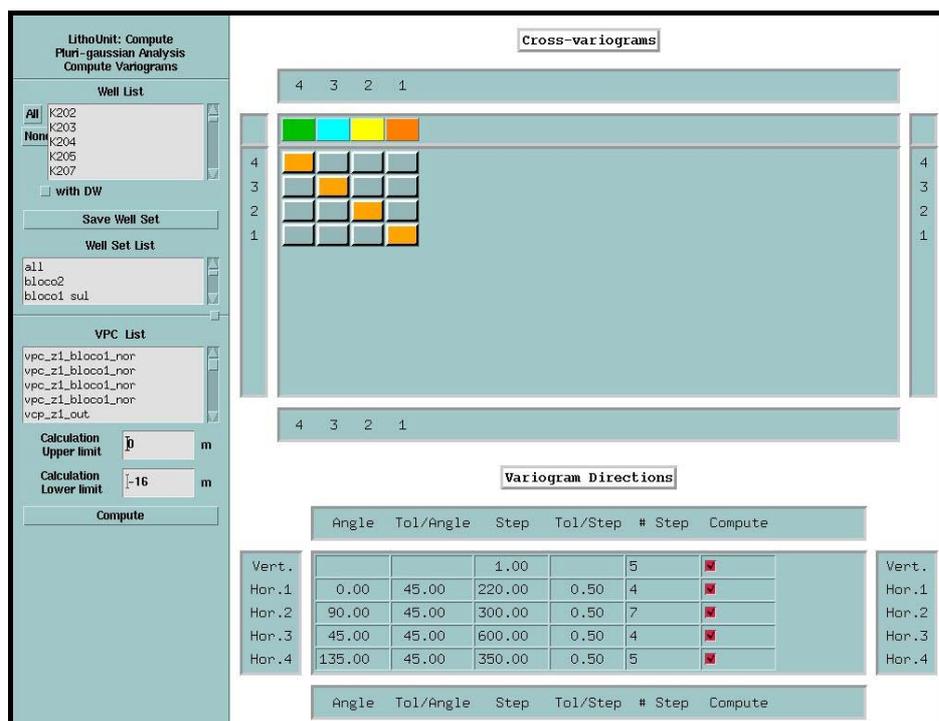


Figura 4.23: Parâmetros para o cálculo dos variogramas experimentais dos litotipos na direção vertical, e em 4 direções horizontais, correspondendo às principais direções de anisotropia das fácies reservatório, 0° e 90°, e das fácies não reservatório, 45° e 135°.

No programa HERESIM 3D, são usados também os variogramas cruzados, verticais e horizontais, cujos valores dependem da correlação espacial entre as funções indicatrizes dos litotipos considerados. No variograma cruzado, a diferença quadrada da Equação 4.9 é substituída pelo seguinte produto:

$$\{\Phi_1(x+h) - \Phi_1(x)\} * \{\Phi_2(x+h) - \Phi_2(x)\} \quad (4.10)$$

onde Φ_1 e Φ_2 são funções indicatrizes de dois litotipos diferentes.

Os variogramas horizontais confirmam que a direção de maior continuidade para as fácies reservatório é a direção norte-sul (90°), enquanto que para as fácies não-reservatório é a direção sudoeste-nordeste (45°). Nota-se uma discrepância nas variâncias dos litotipos sendo menor para o litotipo 1 e maior para o litotipo 4, Figura 4.24, isto deve estar relacionado à maior continuidade dos corpos de areias do litotipo 1, lobos amalgamados, e menos contínuos para os litotipos 2 e 3, sedimentos mais finos depositados nas áreas de interlobos ou de superposição de limites de lobos. O litotipo 4 ocorre entre as areias.

Notam-se imbricamentos tanto nos variogramas verticais como nos horizontais dos litotipos. No caso dos arenitos (litotipos 1, 2 e 3), relaciona-se muito provavelmente, à amalgamação de lobos deltaicos. No caso dos sedimentos finos do litotipo 4, deve-se ao aumento na ocorrência destes sedimentos em direção ao centro da bacia (para leste) e em direção ao topo do intervalo estratigráfico.

Os variogramas experimentais da zona 3 (Figura 4.26) mostram as menores variâncias para os litotipos 1 e 2, isto se deve ao fato desta zona representar o intervalo de maior aporte de areias, período em que o nível do lago esteve mais baixo, graças a uma diminuição na taxa de subsidência desta área controlada pelas atividades tectônicas responsáveis pela geração de espaço para acomodação dos sedimentos. Isto fez com que nesta zona se depositassem os corpos de areias mais contínuos na forma de lobos amalgamados da frente deltaica.

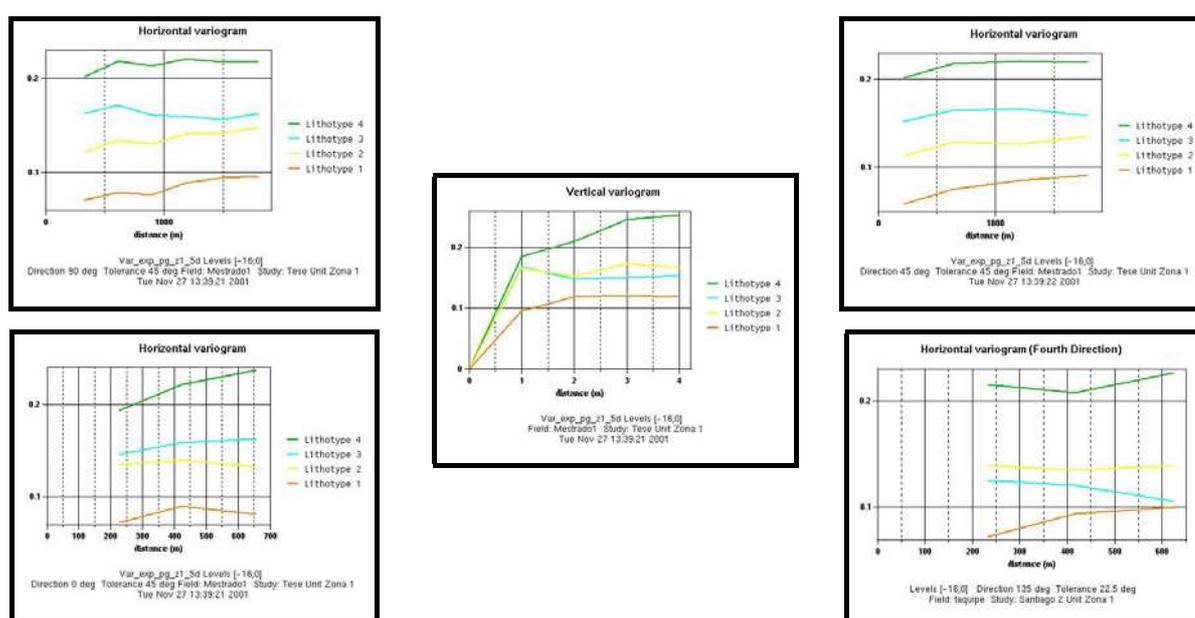


Figura 4.24: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 1.

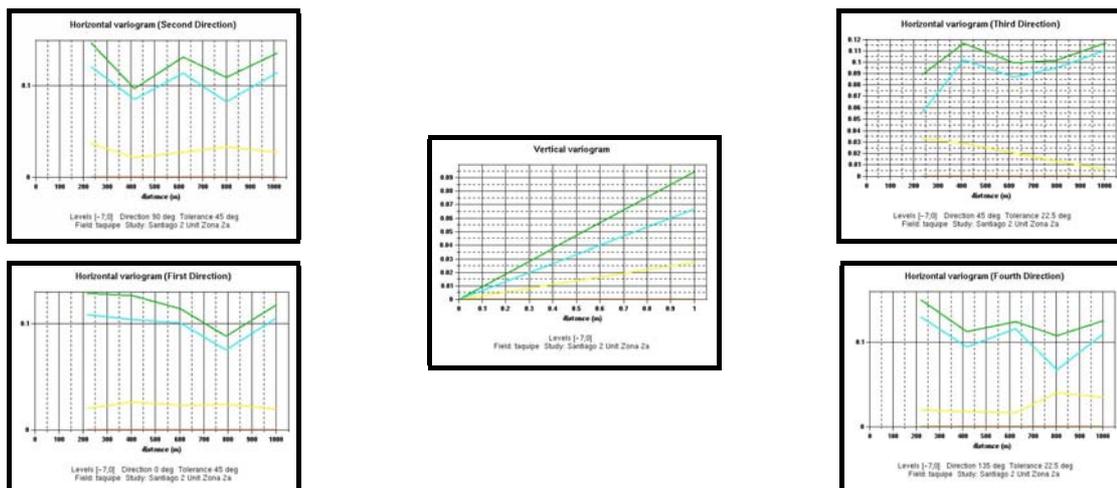


Figura 4.25: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 2.

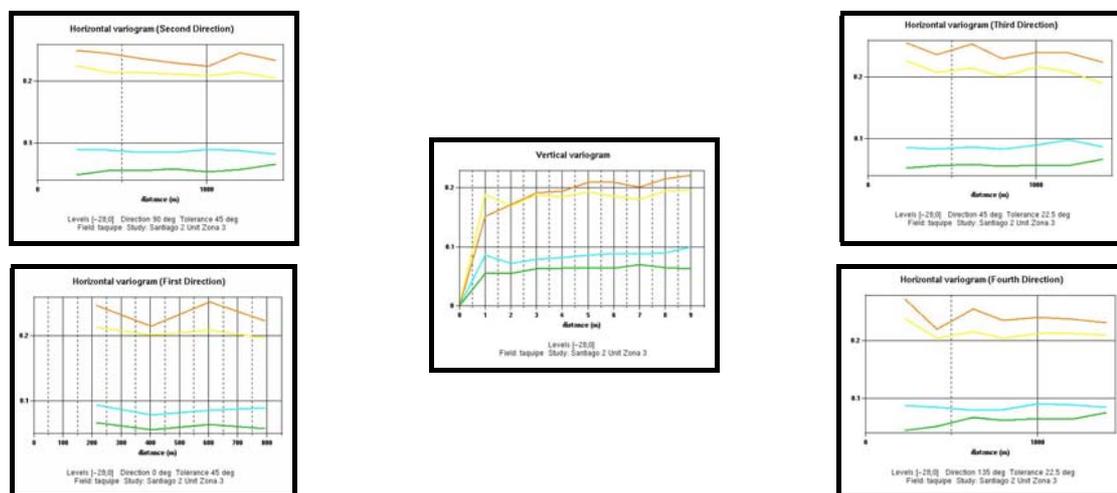


Figura 4.26: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 3.

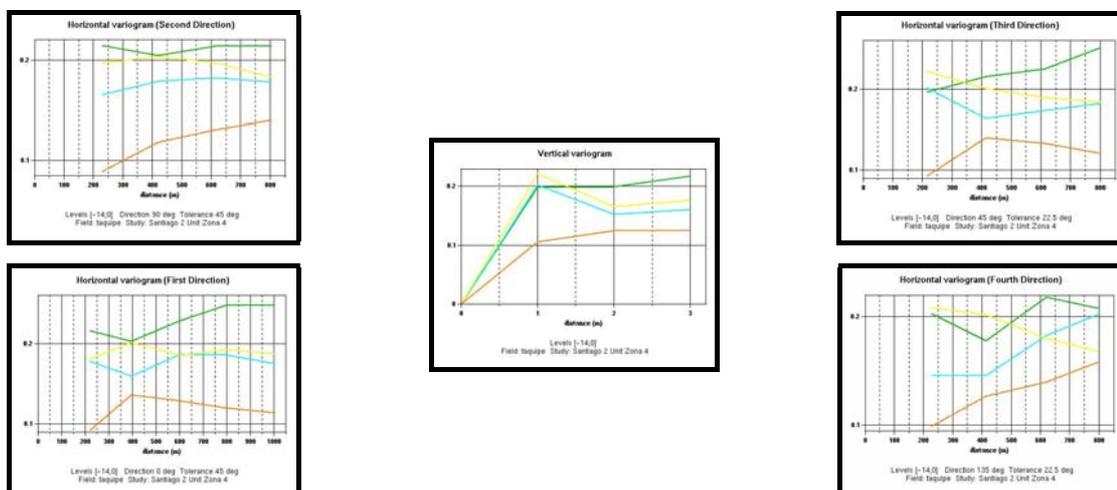


Figura 4.27: Variogramas experimentais das indicatrizes dos litotipos da Zona 4.

4.4.5 Definição dos modelos de variogramas das gaussianas subjacentes

O algoritmo de simulação plurigaussiana utilizado pelo HERESIM 3D necessita que sejam informados os modelos variográficos dos litotipos e uma matriz de proporções de fácies vertical, para o caso não estacionário. Os variogramas dos litotipos, como foi visto no item anterior, são calculados considerando-se o conjunto de dados disponíveis nos poços. Com base neste variogramas experimentais, são escolhidos os parâmetros do modelo gaussiano subjacente.

O procedimento padrão de ajustar um modelo de variograma é compará-lo com o variograma experimental e modificá-lo até que haja um bom ajuste. No caso do programa HERESIM o ajuste dos modelos gaussianos subjacentes são feitos de modo iterativo, sem o recurso de visualização das curvas experimentais e teóricas ajustadas, uma vez que está opção não está disponível para o pré-processamento da simulação plurigaussiana. Está é uma limitação do programa, que torna a etapa demorada e trabalhosa, uma vez que a decisão sobre o melhor modelo só pode ser tomada após várias iterações de definir parâmetros, simular os litotipos, olhar os resultados, e redefinir os parâmetros até que os resultados encontrados aproximem-se do modelo conceitual proposto. No programa HERESIM 3D, a vantagem da modelagem plurigaussiana em relação à simulação monogaussiana são a maior flexibilidade quanto as direções de anisotropia, por possuir 2 gaussianas, e mais opções de funções teóricas para o ajuste dos modelos de variogramas das gaussianas subjacentes, o que se reflete na forma e na continuidade dos corpos simulados.

O uso de duas funções aleatórias gaussianas introduz uma grande flexibilidade na geração de imagens simuladas, as quais podem evocar diversos ambientes geológicos. Por envolver uma grande quantidade de combinações possíveis de parâmetros, é fundamental o envolvimento do geólogo na etapa de elaboração do modelo, pois dele pode advir importantes informações acerca das transições das fácies, das direções de anisotropia de cada fácies e outras feições que auxiliarão na escolha adequada do modelo de variograma e da estratégia de truncamento.

Também se deve escolher um coeficiente de correlação entre as duas funções gaussianas. Le Loc'h et al. (1994) mostram que um alto coeficiente de correlação introduzirá uma ordem entre os litotipos, enquanto que os contatos serão mais nítidos e mais desordenados quando o coeficiente de correlação é pequeno. Após a escolha de um valor inicial com base nos variogramas verticais, deve-se ser capaz de modificar esse valor em qualquer estágio, sempre que houver inconsistências ou impossibilidade de ajuste dos valores de corte e dos variogramas subjacentes. Geralmente o ajuste é mais sensível à escolha da função do modelo de variograma e seus alcances do que a do coeficiente de correlação.

Na Tabela 4.2, são apresentados os alcances verticais e horizontais dos modelos variográficos ajustados para cada zona de produção. Pode-se notar que a razão de anisotropia horizontal é relativamente pequena, ao redor de 0,1. A direção de maior continuidade dos modelos variográficos é paralela, na maioria das zonas de produção, à direção de progradação da sedimentação deltaica, ou seja, de noroeste para sudeste, em conformidade com o modelo sedimentar adotado por Netto (1986) para este intervalo estratigráfico.

Tabela 4.2: Funções teóricas e alcances verticais e horizontais dos modelos variográficos ajustados para as 4 zonas de produção do reservatório.

Zona de Produção	Modelo	Alcance Vertical (m)	Alcances Horizontais (m)		
			Azimute	Maior continuidade	Menor continuidade
1	Gaussiano	5	45	600	220
2	Exponencial	3	45	520	360
3	Gaussiano	14	135	880	500
4	Gaussiano	5	90	830	340

4.6 Análise dos resultados

Os resultados obtidos com a simulação plurigaussiana condicional dos litotipos podem ser observados em alguns *slices* (corte horizontal ao longo de um *layer* de um *grid* estratigráfico), ou através de algumas seções geológicas construídas ao longo do *grid* estrutural do reservatório com objetivo de analisar a continuidade lateral dos corpos arenosos.

Na Figura 4.28, correspondente a uma seção estratigráfica horizontal do *layer* 5 da Zona 1, é possível observar o formato arredondado das fácies arenosas, lembrando formas de lobos deltaicos e canais preferências de passagem das areias de noroeste para sudeste da área estudada, o que está de acordo com o modelo geológico conceitual proposto por Netto (1986). Estas formas mais arredondadas e lateralmente contínuas dos corpos foram obtidas graças à escolha de um modelo de variograma gaussiano para as gaussianas subjacentes, como alternativa ao uso de um modelo de variograma exponencial fatorizado, única opção do algoritmo gaussiano truncado do programa HERESIM, que, segundo Braga (1998), provoca uma tendência de direcionamento das imagens nas direções x e y, independentemente da matriz de proporção utilizada.

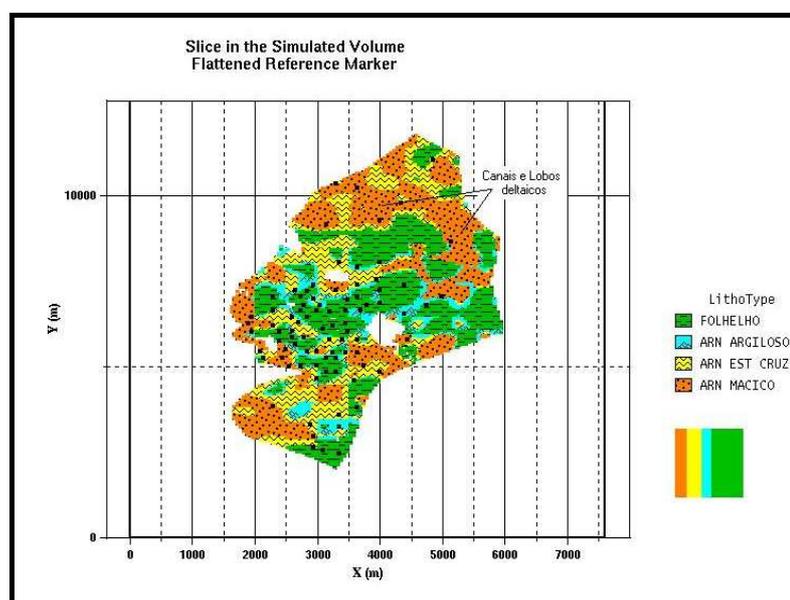


Figura 4.28: *Slice* do *layer* 5 da Zona 1 mostrando a distribuição dos litotipos simulados.

O forte controle exercido pelas curvas de proporções verticais de fácies na distribuição espacial dos litotipos pode ser visto no *slice* do *layer* 4 da Zona 3 (Figura 4.29), onde se

observa o predomínio dos litotipos 1 e 2 ao longo de todo o reservatório. Esta distribuição está de acordo com o modelo geológico da área, uma vez que esta Zona corresponde aos depósitos arenosos da frente deltaica, na forma de lobos amalgamados.

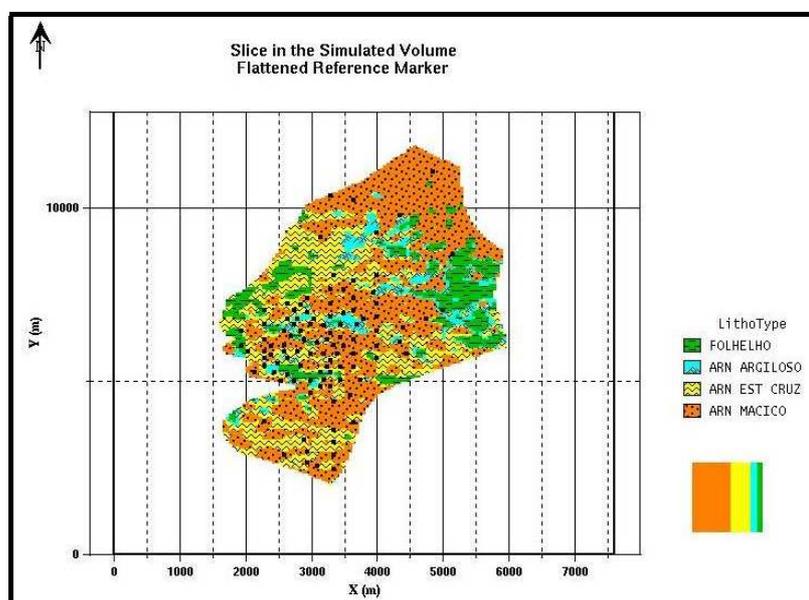


Figura 4.29: *Slice* do *layer* 4 da Zona 3, mostrando um predomínio dos litotipos 1 e 2, correspondentes às fácies de frente deltaica.

A continuidade lateral dos corpos arenosos, especialmente na Zona 3, porção central deste intervalo estratigráfico, pode ser observado também em algumas seções geológicas, construídas longitudinalmente (NW/SE) e transversalmente (SW/NE) ao eixo geral de deposição dos sedimentos.

A porção inferior do intervalo estratigráfico (Zona 4) apresenta uma maior intercalação das fácies arenosas e pelíticas, o que está de acordo com o modelo geológico proposto. A porção central (Zona 3), representando os lobos deltaicos amalgamados da frente deltaica, apresenta predominantemente fácies arenosas, lateralmente contínuas. A zona 2, corresponde ao intervalo argiloso, pouco espesso, mas lateralmente contínuo, correspondendo a uma importante barreira de permeabilidade que separa a Zona 3 da porção superior do reservatório (Zona 1). Nesta zona superior do reservatório, os corpos arenosos são menos contínuos que na porção central e muito intercalados com as fácies argilosas (litotipo 4), o que evidencia o caráter regressivo dos depósitos deltaicos, da porção central em direção ao topo do intervalo estratigráfico.

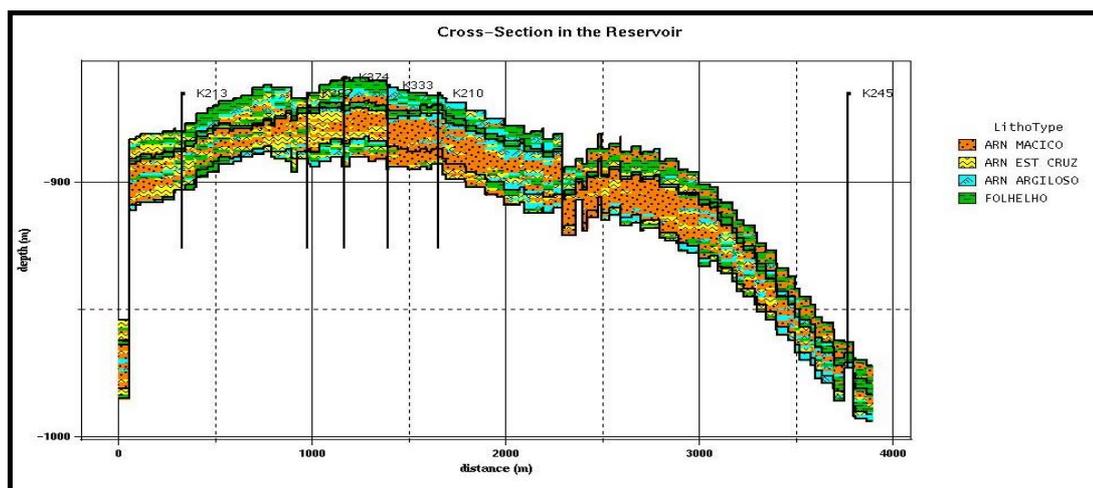


Figura 4.30: Seção geológica na direção S 45° W para os litotipos simulados.

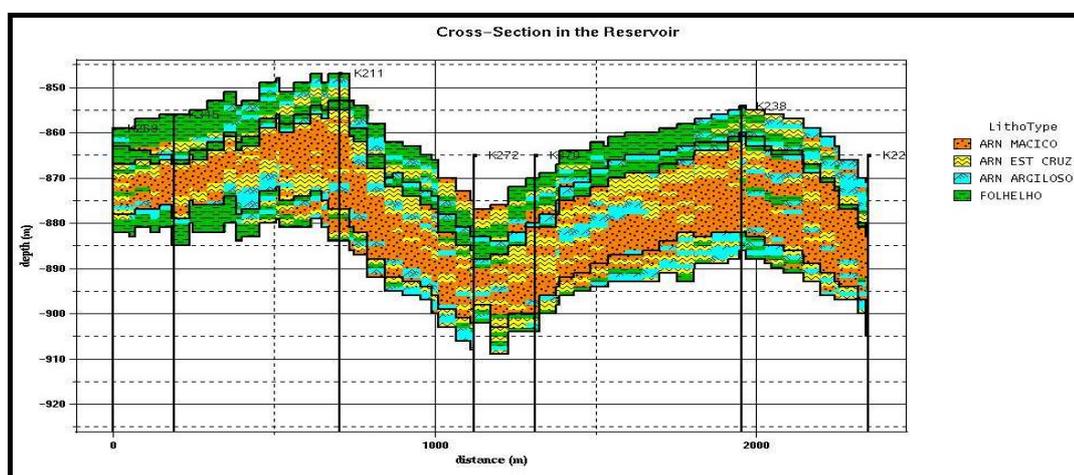


Figura 4.31: Seção geológica E-W da porção central do reservatório.

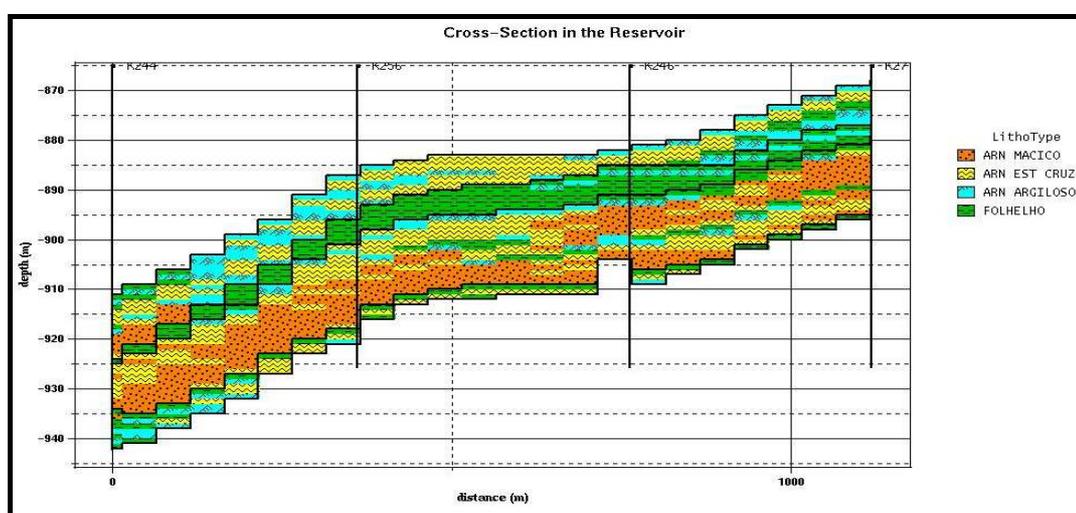


Figura 4.32: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção S 30° E.

Os histogramas dos litotipos na locação dos poços, dados condicionantes da simulação plurigaussiana truncada, Figura 4.33, e no *grid* total do reservatório, Figura 4.34, tem as mesmas distribuições de classes, o que garante que as freqüências das eletrofácies identificadas nos dados de perfis foram honradas no processo de simulação estocástica dos litotipos.

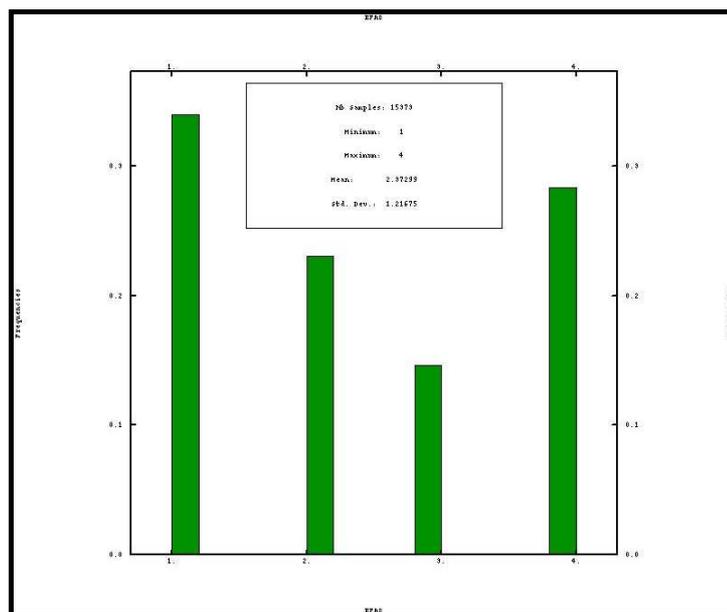


Figura 4.33: Histograma das eletrofácies nos poços do projeto, com 15.373 dados.

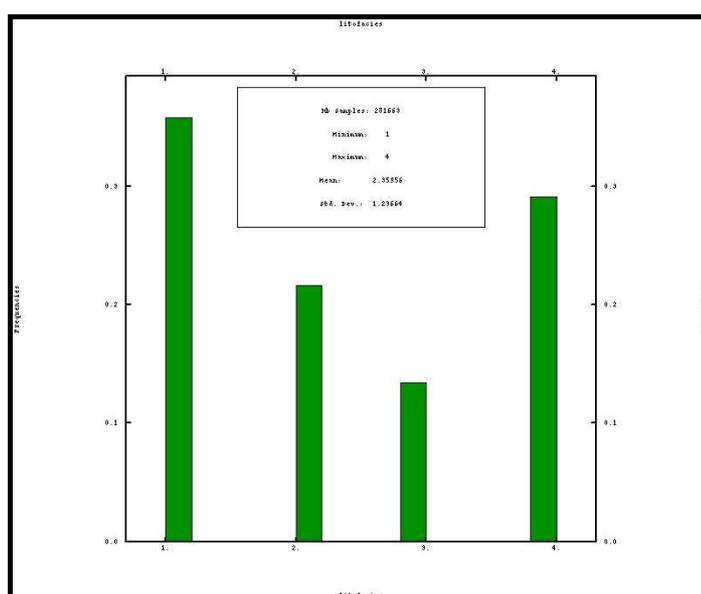


Figura 4.34: Histograma dos litotipos simulados, com 281.663 dados.

CAPÍTULO 5

MODELAGEM DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

Este é um passo importante, e particularmente complicado para este estudo, uma vez que os 5 poços da área em que o reservatório foi testemunhado possuem um conjunto muito pobre de informações de perfil, apenas potencial espontâneo (SP), resistividade (ILD), e calibre do poço (Caliper), além das informações de porosidade (PORK) e permeabilidade (KHL e KVL) medidas em laboratório.

A simulação estocástica das propriedades físicas de um reservatório requer uma abordagem multi-etapas, sendo que inicialmente é construído o modelo de fácies, como descrito no Capítulo 4, e posteriormente as propriedades petrofísicas são inseridas no interior deste modelo geométrico previamente gerado. Este tipo de abordagem tem por objetivo adicionar maior quantidade de informações geológicas (geometria) no controle da simulação de fluxo, já que o deslocamento dos fluidos no reservatório depende desta geometria (fácies) e das variações das suas propriedades internas (petrofísica).

O objetivo deste capítulo é descrever como se deu o povoamento do *grid* de simulação de fácies com os valores de porosidade e permeabilidade, a partir dos dados de perfis dos poços e das análises petrofísicas convencionais feitas em laboratório com *plugs* dos testemunhos do reservatório. Esta etapa desenvolveu-se concomitantemente com a modelagem das fácies usando o programa HERESIM 3D.

A última etapa, e objetivo principal deste estudo, é alcançado com a modelagem dos valores de saturação de fluidos através de uma simulação seqüencial gaussiana usando o programa ISATIS.

5.1 Modelagem da porosidade

Na preparação dos dados de perfis de porosidade, foram analisados 47 poços com medidas de densidade eletrônica (RHOB) e porosidade neutrônica (PHIN) e mais 5 poços só com dados de densidade. Estas informações, registradas a cada 20 cm ao longo do intervalo do reservatório, foram tratadas no *software* EasyTrace juntamente com as demais informações de perfis elétricos e radiativos, de modo a se obter os volumes de argilas existentes ao longo dos poços e a porosidade efetiva a cada 20 cm neste intervalo. Os dados de porosidade absoluta foram corrigidos para efeito de hidrocarboneto leve quando próximos ao contato gás/óleo. Após o tratamento inicial no programa EasyTrace estes dados foram exportados para o *software* HERESIM 3D, juntamente com os dados de eletrofácies, onde sofreram uma regularização passando a representar intervalos de 1 metro ao longo dos poços, altura da cela do *grid* de simulação geoestatística.

Uma das limitações encontradas na aferição dos dados de porosidade efetiva calculados a partir das medições de perfis deve-se ao fato de nenhum dos poços testemunhados possuir dados de porosidade de perfil, de modo que somente os valores máximos e mínimo de porosidade efetiva de cada eletrofácies puderam ser comparados com os valores de porosidade medidos em laboratório.

A regularização feita internamente pelo programa HERESIM, no processo de transformação dos dados de poços em um *grid* regular de celas com 1 metro de altura, provocou algumas distorções nos valores máximos e mínimos de porosidades das eletrofácies, que precisaram ser filtrados. Após a correção, o litotipo 1 apresentou porosidade efetiva entre 23% e 28%, com média de 25%, o litotipo 2 com porosidade efetiva entre 20% e 23%, com média de 21%, e o litotipo 3 com porosidades entre 12% e 20%, com média de 16%. As rochas não-reservatórios do litotipo 4 apresentaram porosidade inferior a 12%.

A Figura 5.1 apresenta uma série de histogramas, um para cada litotipo, dos valores de porosidade efetiva, após o carregamento dos dados no programa HERESIM.

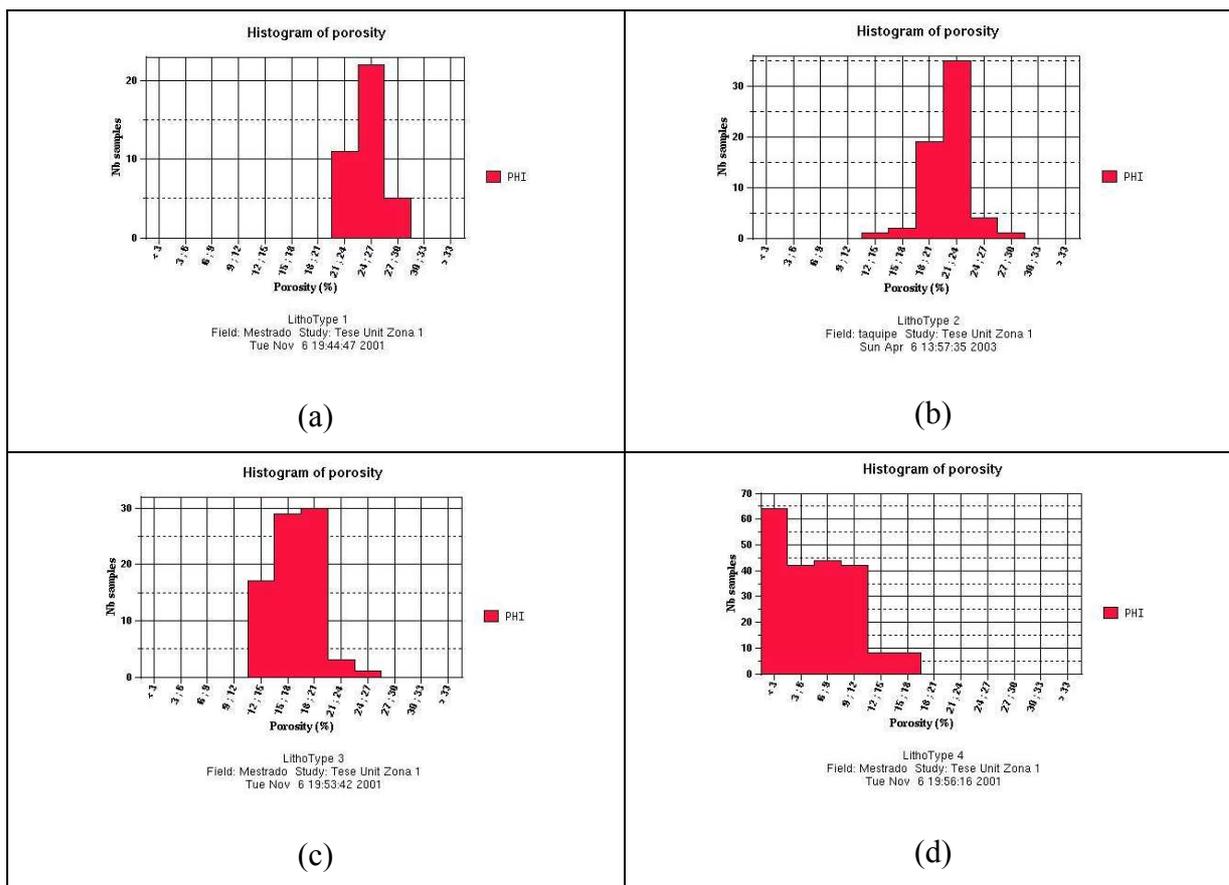


Figura 5.1: Histogramas das porosidades efetivas dos litotipos 1(a), 2 (b), 3 (c), e 4 (d).

No programa HERESIM, a atribuição dos valores petrofísicos (porosidade e permeabilidade) é realizada independentemente para cada litotipo. Assim, dado que determinada cela esteja associada ao litotipo 1, a porosidade nesta cela será um valor sorteado aleatoriamente a partir da distribuição informada para este atributo.

Outra forma disponível no programa para se obter a distribuição da porosidade é através de uma krigagem simples com variograma linear. Experimentaram-se ambos os métodos, e optou-se pela krigagem dos valores de porosidade efetiva tentando impor uma maior continuidade lateral deste atributo, através de uma interpolação linear dos seus valores condicionantes.

Os resultados obtidos com a krigagem da porosidade efetiva podem ser observados em alguns *slices* (corte horizontal ao longo de um *layer* de um *grid* estratigráfico), Figuras 5.2 e 5.3, e através de algumas seções geológicas construídas com os valores de porosidade efetiva

modelados, Figuras 5.4 a 5.6. Os *slices* e as seções geológicas são as mesmas apresentadas para as fácies simuladas, para que se possa comparar a coerência na modelagem dos atributos.

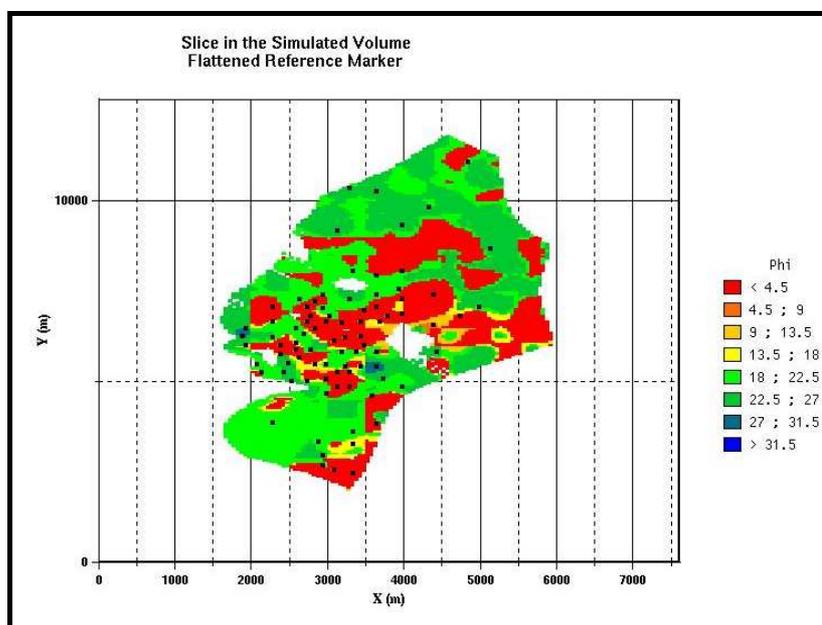


Figura 5.2: *Slice* do *layer* 5 da Zona 1 para os valores de porosidades efetivas.

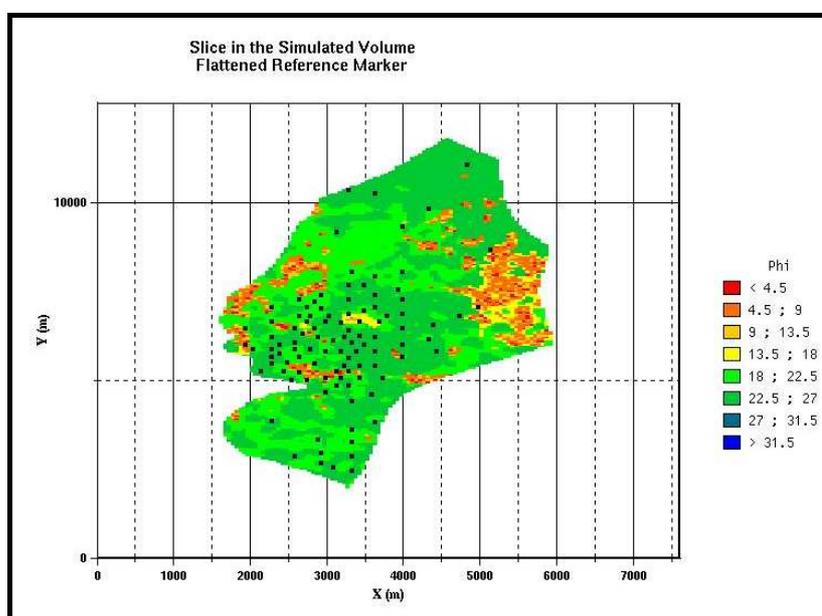


Figura 5.3: *Slice* do *layer* 4 da Zona 3, mostrando um predomínio de valores de porosidades efetivas maiores que 18%, correspondente aos litotipos 1 e 2.

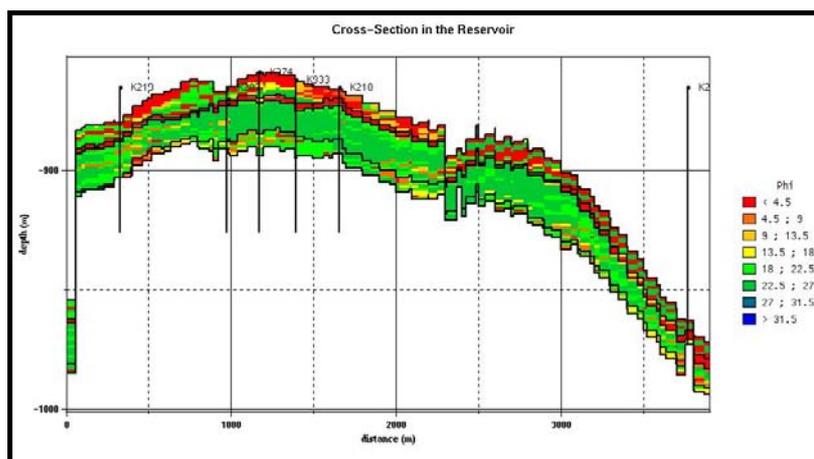


Figura 5.4: Seção geológica na direção S 45° W para valores de porosidade efetiva.

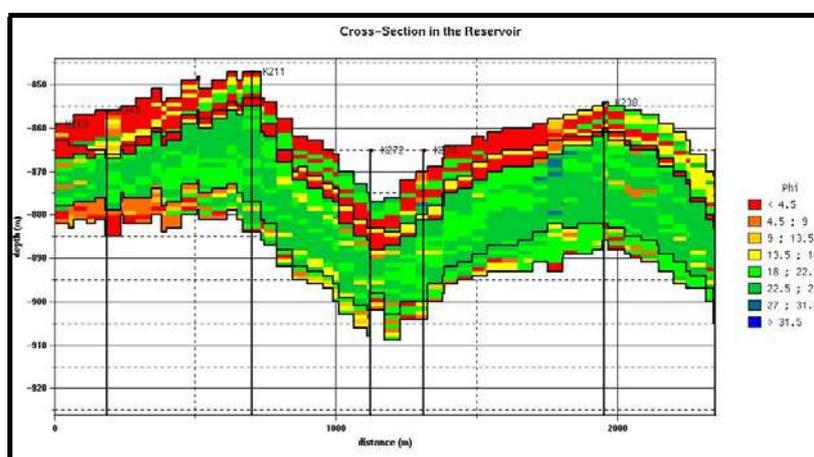


Figura 5.5: Seção geológica E-W da porção central do reservatório.

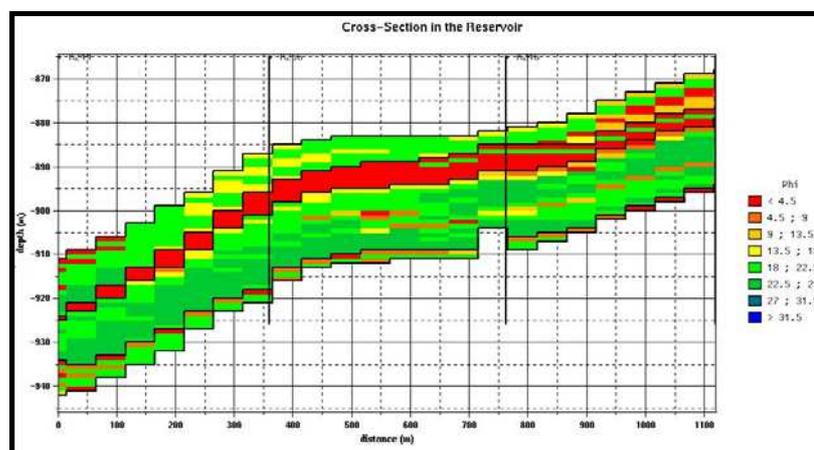


Figura 5.6: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção S 30° E.

5.2 Modelagem da permeabilidade

Como nenhum dos poços testemunhados possui dados de porosidade medida por perfil (PHIE), não foi possível correlacionar este parâmetro com o logaritmo da permeabilidade de laboratório (KHL) de modo a obter a equação de uma reta, através de uma regressão linear, que permitisse calcular um índice qualitativo de permeabilidade horizontal (IKH) para os poços não testemunhados.

O baixo valor do coeficiente de correlação ($r = 0.498$) entre os valores de porosidade e permeabilidade medidos em laboratório, a partir dos *plugs* de testemunho, sugere uma relação não linear entre estas duas variáveis (Figura 5.7).

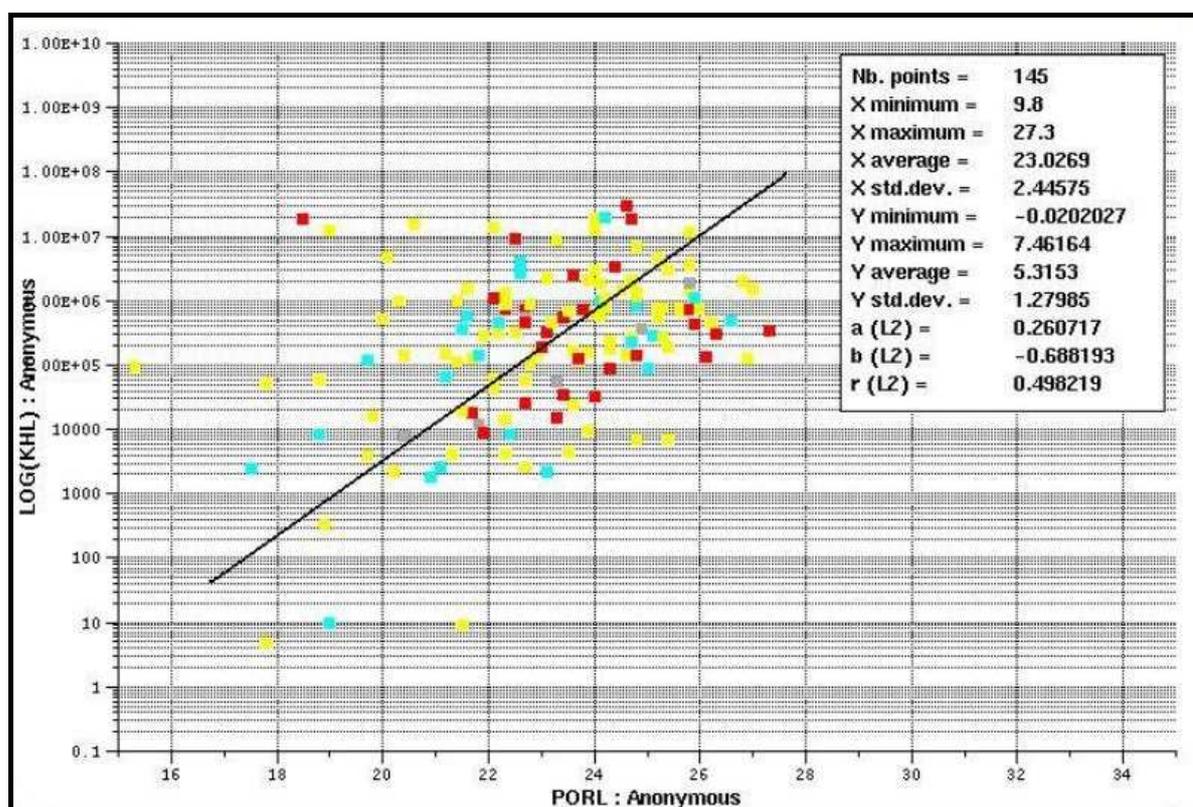


Figura 5.7: *Cross plot* entre porosidade de laboratório (PORL) e o logaritmo da permeabilidade de laboratório LOG(KHL).

Para contornar o problema da baixa correlação entre os dados de porosidade e permeabilidade medidos em laboratório, e a ausência de perfis de porosidade nos poços testemunhados, optou-se, no momento, por calcular um índice qualitativo de permeabilidade

(IKH) usando a fórmula de Timur (1968), equação 5.1, a qual leva em conta os valores de porosidade efetiva (PHIE) obtidos dos perfis, e saturação de água irreductível (Sw_{irr}), que no caso do reservatório em estudo foi considerado o valor médio de 18%.

$$IKH^{1/2} = 100 \frac{\Phi^{2.25}}{Sw_{irr}} \quad (5.1)$$

Na Figura 5.8, encontra-se uma série de histogramas, um para cada litotipo, dos valores do índice de permeabilidade absoluta horizontal calculados para os 51 poços que dispunham de informações de porosidade efetiva.

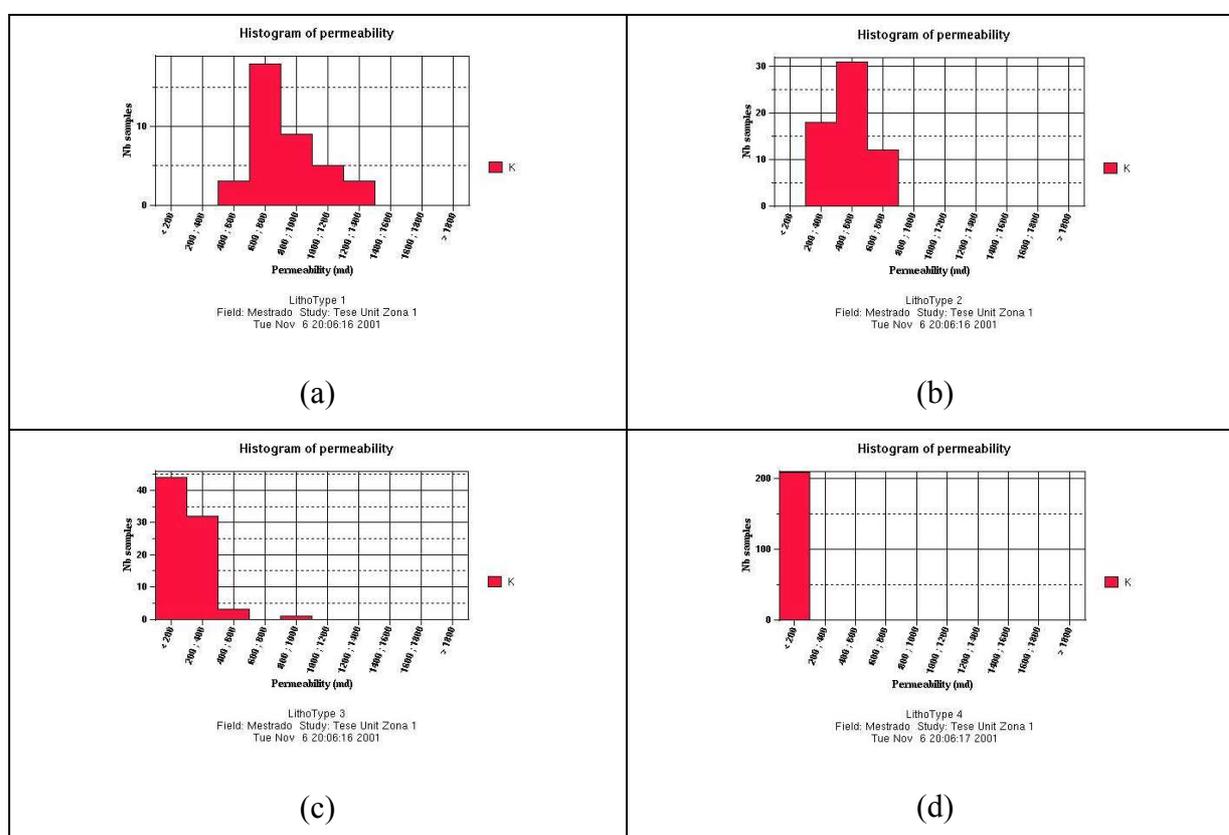


Figura 5.8: Histogramas dos índices de permeabilidade horizontal para cada um dos litotipos 1(a), 2 (b), 3 (c), e 4 (d).

A modelagem da permeabilidade seguiu os mesmos critérios usados na obtenção dos valores de porosidade no espaço tridimensional do reservatório, isto é, foram estimados por Krigagem simples, com variograma linear, a partir dos dados de poços e dentro do domínio de cada litotipo. Para as fácies não reservatório, litotipo 4, a permeabilidade foi considerada nula.

Nas Figuras 5.9 e 5.10, encontram-se de forma tabelada, como uma saída do programa HERESIM, os valores médios de porosidade, permeabilidade e saturação de água nos poços ao longo da zona 3.

	Phi2	Sw2	K2	Phi1	Sw1	K1	
nb Samples	195	67	194	201	69	201	nb Samples
Min	20	0.18	330.65	23.01	0.18	578.79	Min
Max	23	0.73	577.65	28	0.73	1269.95	Max
Mean	21.5	0.509	445.9	24.6	0.476	772.1	Mean
std Dev	0.895	0.202	73.65	1.26	0.195	167.5	std Dev
Mean Log			2.643			2.879	Mean Log
std Dev Log			0.07205			0.08688	std Dev Log
Harm Mean			433.8			741.8	Harm Mean
Geom Mean			439.8			756	Geom Mean
1/3 Mean			441.8			761.2	1/3 Mean
Regr. Slope			0.07883			0.07129	Regr. Slope
Regr. Ord			0.9463			1.122	Regr. Ord

Figura 5.9: Valores de porosidade, permeabilidade e saturação de água das fácies 1 e 2.

	Phi4	Sw4	K4	Phi3	Sw3	K3	
nb Samples	7	11	32	81	33	80	nb Samples
Min	2.47	1	0	13.56	0.18	69.78	Min
Max	11.7	1	0	19.98	0.73	329.36	Max
Mean	7.34	1	0	18.1	0.604	231	Mean
std Dev	3.08	0	0	1.52	0.18	64.19	std Dev
Mean Log			2.349			2.342	Mean Log
std Dev Log			0.3037			0.1474	std Dev Log
Harm Mean			0			205.7	Harm Mean
Geom Mean			223.1			219.7	Geom Mean
1/3 Mean			0			223.8	1/3 Mean
Regr. Slope			0.1019			0.09147	Regr. Slope
Regr. Ord			0.4735			0.6812	Regr. Ord

Figura 5.10: Valores de porosidade, permeabilidade e saturação de água das fácies 3 e 4.

Para a estimativa dos valores de permeabilidade horizontal nas direções X e Y do *grid* de simulação foram consideradas as mesmas direções de anisotropia, controlada pela distribuição de fácies, de modo que a razão de anisotropia informada no modelo foi igual a 1.

Já para a permeabilidade vertical, direção Z, este valor foi considerado 0,60, com base nos histogramas das Figuras 5.11 e 5.12.

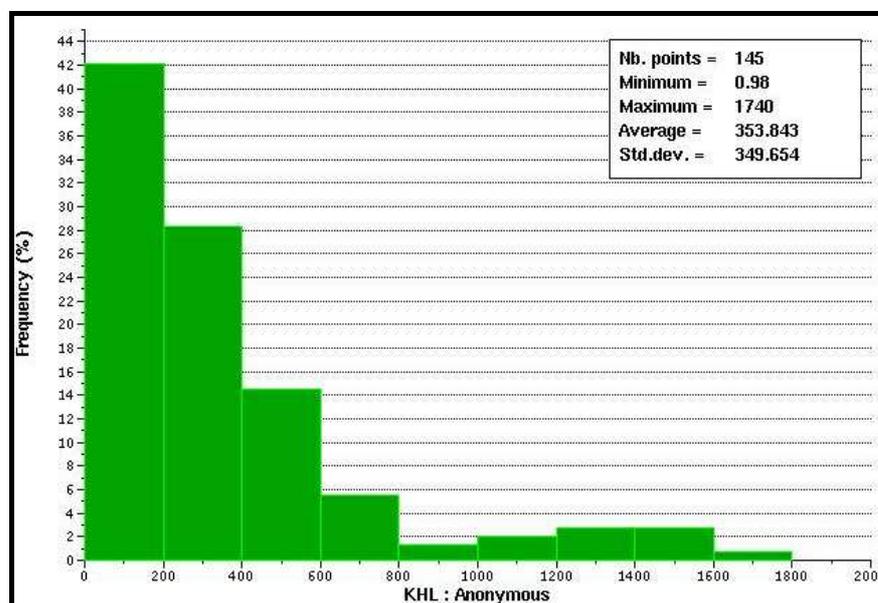


Figura 5.11: Histograma dos valores de permeabilidade horizontal medida em laboratório.

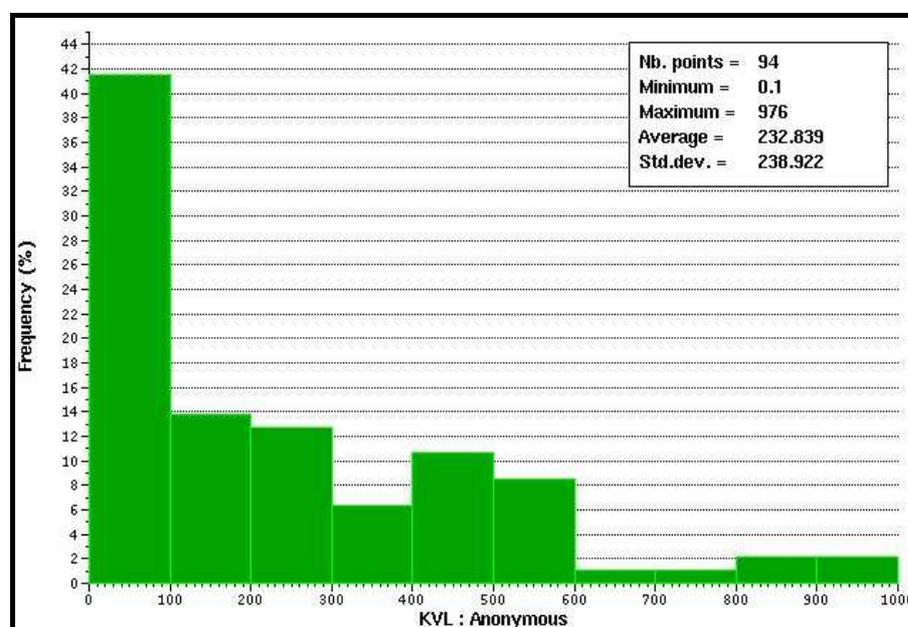


Figura 5.12: Histograma dos valores de permeabilidade vertical medida em laboratório.

Os resultados obtidos com a krigagem dos valores de permeabilidade horizontal podem ser observados em alguns *depth slices*, Figuras 5.13 e 5.14, e através de algumas

seções geológicas, Figuras 5.15 a 5.17, construídas nas mesmas direções daquelas apresentadas para fácies e para a porosidade efetiva, para que se possa comparar a coerência na modelagem dos atributos.

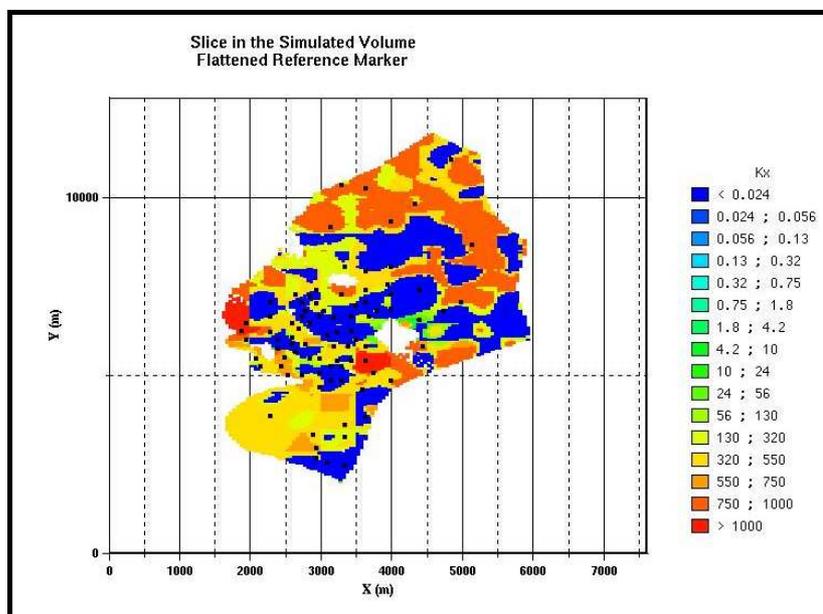


Figura 5.13: *Slice* do *layer* 5 da Zona 1 para os valores de permeabilidade horizontal.

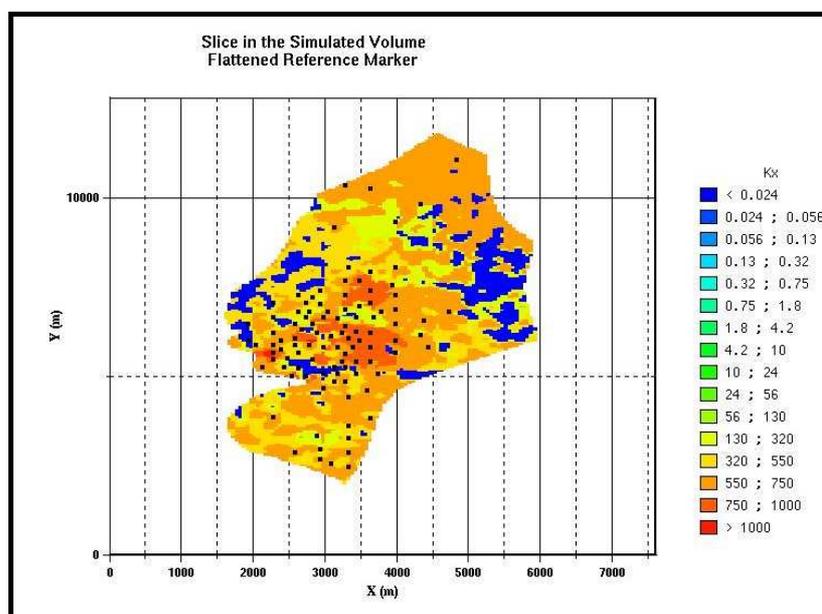


Figura 5.14: *Slice* do *layer* 4 da Zona 3, mostrando um predomínio de valores de permeabilidade horizontal superiores a 320 mD, correspondente aos litotipos 1 e 2.

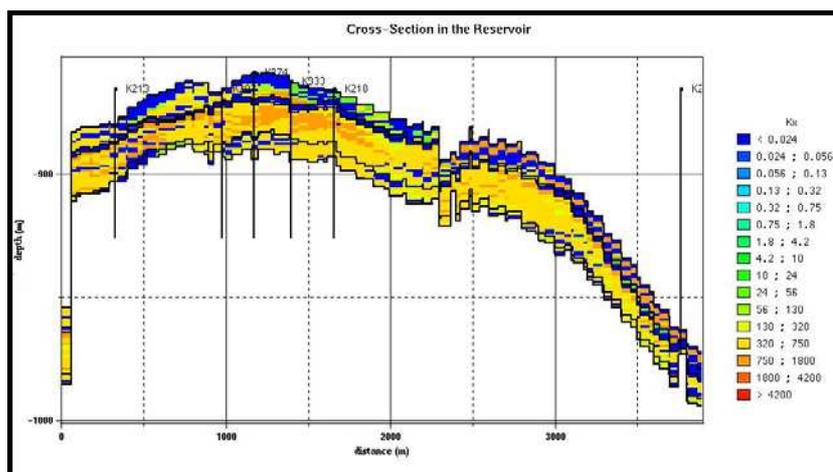


Figura 5.15: Seção geológica na direção S 45° W para valores de permeabilidade horizontal.

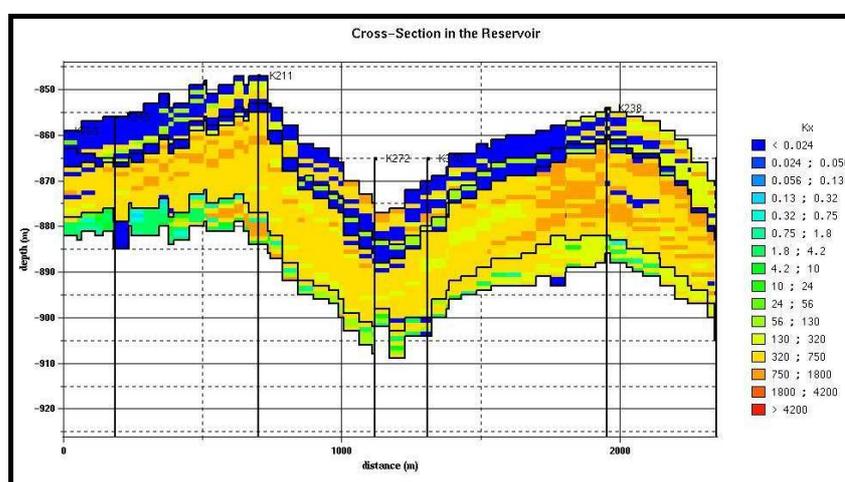


Figura 5.16: Seção geológica E-W da porção central do reservatório mostrando a boa continuidade lateral dos valores de permeabilidade na zona 3.

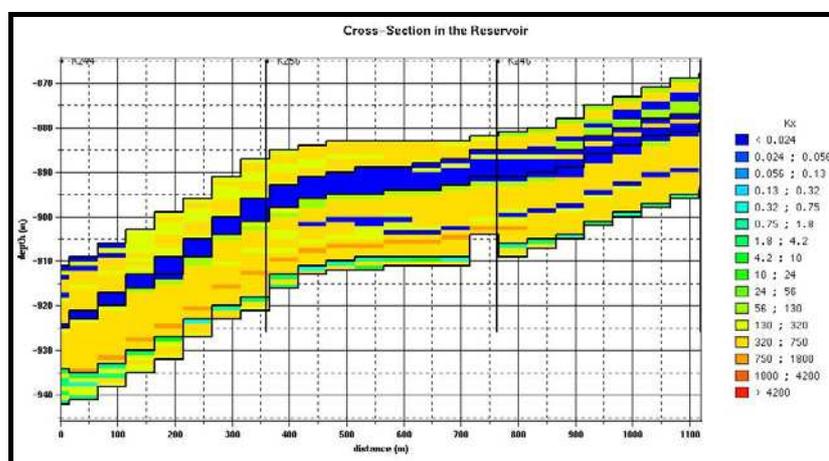


Figura 5.17: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção S 30° E.

5.3 Análise e tratamento dos dados de saturação de água

Na área em estudo, dispõe-se de 38 poços nos quais o reservatório foi perfilado com as ferramentas **TDT** (*Thermal Decay Time-Schlumberger Limited*) e **TMD** (*Thermal Multigate Decay-Halliburton Logging Services Inc.*), baseadas na emissão de neutros.

Uma vez que estes perfis foram obtidos num curto período de tempo, entre 1997/1999, quando comparado com os mais de 40 anos de exploração deste reservatório, pode-se considerar que os valores de saturação obtidos fornecem o quadro aproximado da distribuição atual de fluidos.

Nas análises apresentadas neste tópico, assume-se que os valores de saturação de água irreduzível (S_{wirr}) e saturação de óleo residual (S_{orw}) são iguais a 18% e 27%, respectivamente. Estes valores foram tirados do gráfico de permeabilidade relativa óleo/água destes arenitos e foram adotados para todas as fácies reservatório devido à falta de um número maior de análises, representativas de cada fácies em particular. Os contatos originais gás/óleo e óleo/água do reservatório situam-se a -865 m e -926 m, respectivamente.

Adotou-se a seguinte estratégia para análise dos valores de saturação de água:

- Para as fácies reservatório posicionadas acima do contato gás/óleo, considerou-se $S_w = S_{wirr}$; para as não reservatório posicionadas neste intervalo, fixou-se $S_w=100\%$. Com isto, fez-se uma simplificação, não considerando uma possível expansão da capa de gás, ou a entrada de óleo na capa, uma vez que o contato gás/óleo atual está próximo do original;
- Para todas as fácies posicionadas abaixo do contato óleo/água, considerou-se $S_w=100\%$;
- Para o intervalo compreendido entre o contato óleo/água e o contato gás/óleo, fez-se um tratamento dos dados ajustando os valores calculados por perfil aos limites definidos pelos valores de S_{wirr} e S_{orw} . O objetivo é possibilitar uma análise quantitativa mais realista do atributo saturação de água. Vale salientar que as fácies não reservatório, presentes neste intervalo, não foram incluídas neste tratamento.

Analisando o histograma dos valores de saturação de água (SW) calculada para as fácies reservatório (Figura 5.18), no intervalo compreendido entre o contato óleo/água e o contato gás/óleo (zona de óleo), observa-se que o menor valor de saturação de água é igual a 10% e está um pouco abaixo do valor mínimo esperado que seria de 18%, igual a saturação de água irreduzível (Sw_{irr}), provavelmente devido a limitações do método de cálculo do SW, já que quando investigados nos poços, estes valores mais baixos estão relacionados a intervalos onde o perfil de resistividade registra mais de 200 Ωm , porém na maioria dos poços o limite inferior dos valores de SW é próximo a 18%. Por outro lado, o valor máximo de saturação de água é igual a 100%. No entanto, espera-se que as fácies reservatórios na zona de óleo possuam valores de saturação de água variando entre os valores de Sw_{irr} e $1-Sorw$, ou seja, entre 18% e 73%. Considerando-se esta premissa, procurou-se estabelecer uma estratégia de correção dos valores de saturação de água calculados, de modo que eles possam ser comparados com os valores de saturação obtidos pelo balanço de materiais. Dentro deste contexto, optou-se por ajustar os valores de saturação de água calculados via interpretação de perfis (SW) de modo a torná-los compatíveis com os valores limites, Sw_{irr} e $1-Sorw$.

Foi elaborada por Mato *et alii* (2000) uma regra geral para o ajuste dos valores de saturação de água, por fácies, apresentada na Equação 5.2:

$$S_{wnorm_{ele}} = Sw_{irr_{ele}} + (1 - Sw_{irr_{ele}} - Sorw_{ele}) * \left(\frac{Sw_{ele} - Sw_{min_{ele}}}{Sw_{max_{ele}} - Sw_{min_{ele}}} \right) \quad (5.2)$$

onde:

ele - eletrofácies reservatório em análise

S_{wnorm} - saturação de água ajustada

Sw_{irr} - saturação de água irreduzível

$Sorw$ - saturação de óleo residual

Sw - saturação de água calculada (perfil)

Sw_{max} - saturação de água máxima (perfil)

Sw_{min} - saturação de água mínima (perfil)

Nesta equação, o termo $(1 - Sw_{irr_{ele}} - Sorw_{ele})$ representa a parcela de fluidos móveis na zona de óleo do reservatório. O histograma da variável S_{wnorm} é mostrado na Figura 5.19, e é possível observar que o método provoca uma mudança na variância dos dados, o que distorce os mesmos e os torna mais otimista, ou seja introduz óleo ao sistema.

Propomos aqui um método alternativo para o tratamento dos dados de saturação de água, baseado na hipótese de que os cálculos efetuados com dados de perfil têm uma probabilidade maior de apresentarem erros em seus valores extremos, devido a ruídos inerentes ao próprio sinal das ferramentas de perfilagem, ou a algoritmos matemáticos usados na conversão do sinal, que não são sensíveis a valores muito baixos ou muito altos do mesmo. Desta forma, propomos que sejam corrigidos apenas os valores de SW inferiores a Sw_{irr} e superiores a Sor_w , preservando inalterados os valores no intervalo de óleo móvel $(1 - Sw_{irr} - Sor_w)$. Criou-se com isto uma nova variável chamada Swcorr, cujo histograma é mostrado na Figura 5.20. O valor de 56% de saturação média de água apresentado neste histograma é totalmente compatível com os dados emitidos pela Petrobrás em um relatório interno de dezembro de 1997, quando os técnicos responsáveis pelo gerenciamento deste reservatório apontaram uma saturação média de óleo remanescente de 44%. Este valor também está bem próximo do calculado através do balanço de materiais levando em conta o volume de óleo *in place* (VOIP) e a produção acumulada (N_p) deste reservatório até dezembro de 1997, que é de 45,4% de saturação de óleo remanescente.

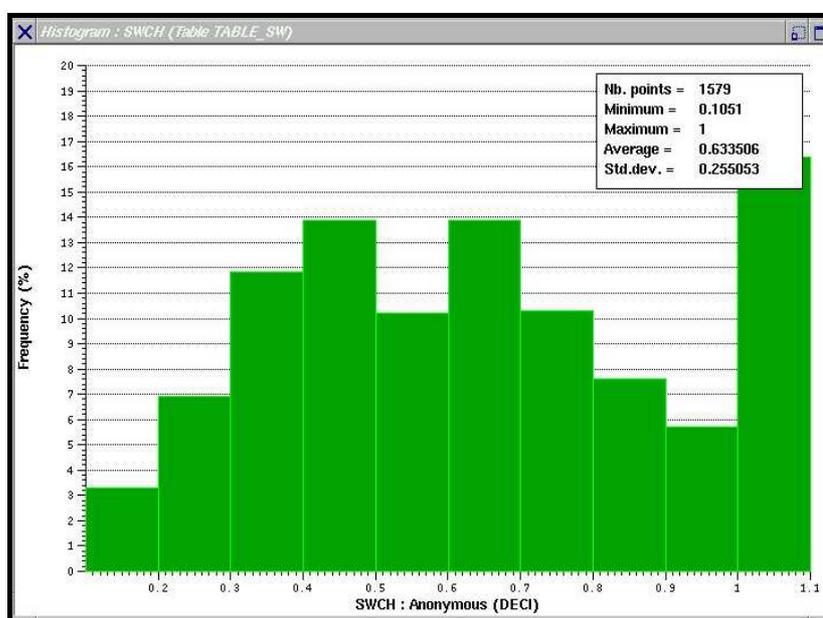


Figura 5.18: Histograma da saturação de água calculada a partir dos dados do perfil TMD sem correção para os limites de Sw_{irr} e Sor_w .

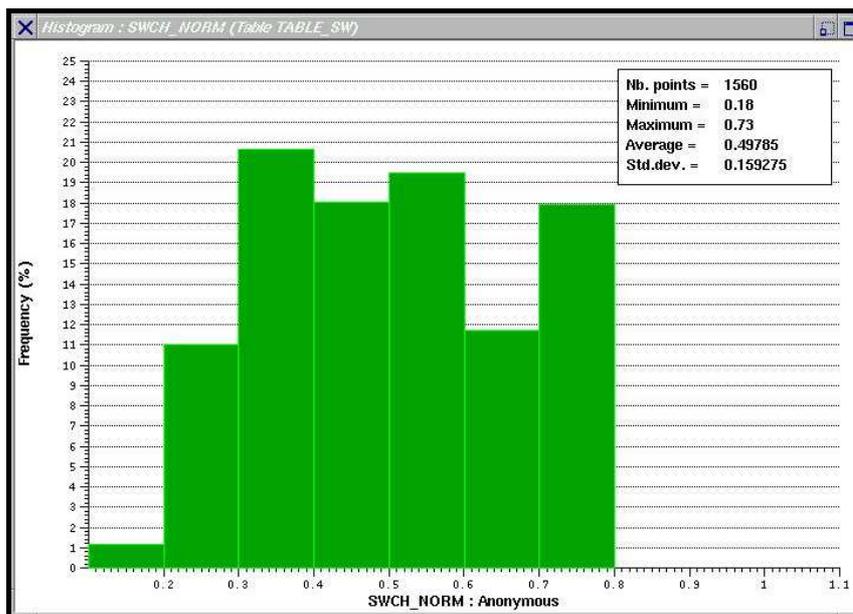


Figura 5.19: Histograma da saturação de água corrigido para os limites de Swirr e Sorw pela Equação 5.2, Mato *et alii* (2000).

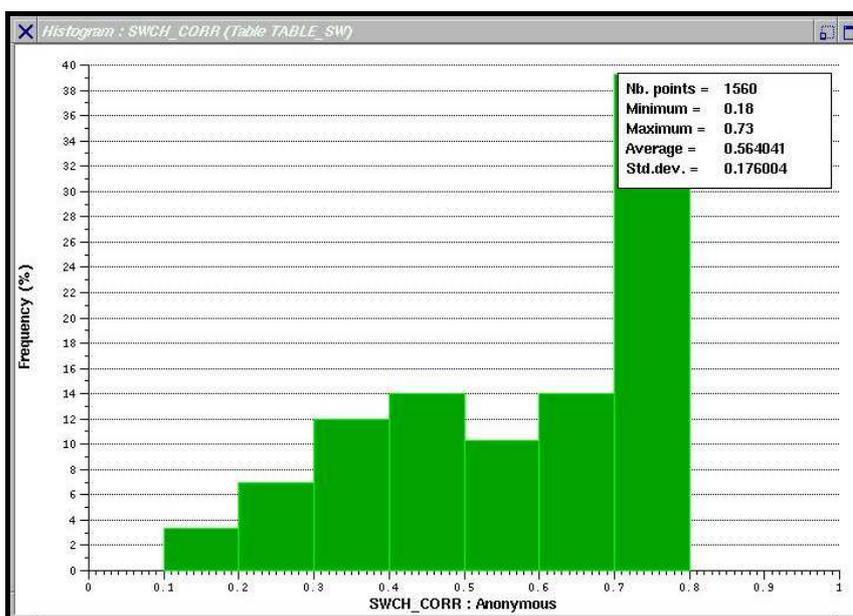


Figura 5.20: Histograma da saturação de água calculada a partir dos dados do perfil TMD e corrigida para os limites de Swirr e Sorw pelo método proposto neste estudo.

Depois de tratados os valores de saturação de água nos poços, com dados de 20 em 20 centímetros, estes foram exportados para o programa ISATIS, onde sofreram uma regularização, passando a representar um intervalo de 1 metro, altura da cela do *grid* de simulação.

5.4 Modelagem da saturação de óleo

Segundo Mato *et alli* (2000) uma das principais atividades do gerenciamento de reservatórios maduros é aquela relacionada à quantificação do volume de óleo remanescente e delineamento da localização deste volumes no reservatório.

A possibilidade de perfilar poços produtores de petróleo ao longo da vida útil de um Campo trouxe novas informações sobre a distribuição dos fluidos presentes, especialmente quando o reservatório foi submetido durante muitos anos a processos de injeção de água e gás para manutenção de pressão. Neste caso, as informações obtidas a poço aberto, na época em que os poços foram perfurados, podem ser limitadas em termos de perfis elétricos e radiativos, e/ou estarem defasadas pelo processo de produção. Deslocamentos de bancos de óleo devido ao método de injeção e produção, avanço da frente de água através das fácies mais permeáveis, e até mesmo expansão ou retração das capas de gás causadas por desbalanceamentos de pressão durante o processo produtivo, tornam as operações de recompletação dos poços produtores, operações de alto risco financeiro. Neste contexto, insere-se a utilização de ferramentas de emissão de nêutrons de alta energia para monitorar a saturação de água no intervalo perfilado, bem como identificar os fluidos presentes (óleo, gás e água).

A interpretação dos perfis obtidos com estas ferramentas tem possibilitado orientar as operações de intervenções em poços produtores, muitos deles fechados por alto BSW e/ou baixa produtividade. Este procedimento tem elevado o índice de sucesso destas operações, e tem possibilitado a criação de bancos de dados com grande número de informações sobre a saturação de fluidos atual de alguns campos de petróleo da Bacia do Recôncavo. Motivado pela existência destes dados, e visando integrá-los de modo tridimensional para melhorar/aprimorar a caracterização quantitativa destes reservatórios, tem surgido nos últimos anos uma série de estudos que buscam investigar a melhor forma de modelar estas informações a nível de reservatório. Dentre os estudos concluídos e em andamento, destaca-se o desenvolvido por Mato *et alii* (2000), o qual serviu de referência na elaboração de algumas etapas deste estudo.

Após a simulação dos litotipos e da estimativa dos valores de porosidade e permeabilidade no espaço tridimensional do reservatório, fez-se uma tentativa de simular a saturação de água, usando os algoritmos disponíveis no programa HERESIM 3D para a simulação dos atributos petrofísicos. Neste programa, a atribuição dos valores de saturação é realizada independentemente para cada litotipo. Assim, dado que determinada cela do *grid* de simulação esteja associada ao litotipo 1, a saturação nesta cela será um valor sorteado aleatoriamente a partir da distribuição informada deste atributo para este litotipo, segundo o método de Monte Carlo.

Outra maneira de se obter a estimativa dos valores de saturação no programa HERESIM é fazer uma krigagem simples dos valores informados na locação dos poços, usando um variograma linear, dentro de uma vizinhança única.

Ambas as maneiras de se povoar o cubo de simulação com os dados de saturação foram testadas, e apresentaram resultados incoerentes quanto à distribuição dos valores deste atributo. A principal incoerência é a ocorrência de valores baixos de saturação de água abaixo do contato óleo/água. Isto, provavelmente, ocorre porque a simulação é feita em um *grid* estratigráfico, sem levar em conta as superfícies de contato gás/óleo e óleo/água que, neste caso, deveriam ser as superfícies de topo e base do intervalo de simulação.

Como solução para este problema, optou-se por exportar o cubo de simulação com os valores de fácies, porosidades e permeabilidades no formato do programa ISATIS, versão 4.0.5, e neste programa fazer a simulação do atributo saturação de água, dentro do intervalo de óleo, ou seja, entre os contatos óleo/água e gás/óleo, e usando um algoritmo de simulação seqüencial gaussiana condicional.

Foi testada também a opção de krigagem dos valores de saturação dentro de um *grid* estratigráfico 3D para cada zona de produção do reservatório, cuja superfície de referência é o topo da zona, e as superfícies limites do intervalo de simulação são os contatos gás/óleo e óleo/água.

As etapas envolvidas no método de simulação condicional do atributo saturação serão descritas a seguir:

- (1) Importar para o programa ISATIS o cubo de simulação com os dados de fácies, porosidade e permeabilidade, na forma de um *grid* estrutural 3D contendo todas as zonas simuladas;
- (2) Importar para este *grid* estrutural 3D as informações de saturação de água (SW) na locação dos poços. Selecionar os dados associados aos fácies reservatórios. A seguir, transformar a distribuição original dos dados em uma distribuição normal padrão de média igual a zero e variância igual a um, a partir da qual serão escolhidos os valores simulados;
- (3) Selecionar as fácies reservatórios pertencentes a cada zona de simulação;
- (4) Criar um *grid* estratigráfico 3D para cada zona de produção, usando as seleções do item anterior para definir o domínio de simulação da variável. As superfícies limites de cada zona serão definidas em um *grid* 2D e correspondem aos contatos gás/óleo (TOPO) e óleo/água (BASE). As superfícies de referências destes *grids* estratigráficos serão as superfícies de topo de cada uma das zonas seguindo o mesmo critério usado na modelagem das fácies e dos atributos petrofísicos. Estas superfícies de topo terão de ter valores válidos em todos os nós do *grid* 2D no qual foram definidas;
- (5) Calcular os variogramas experimentais 3D dos dados de saturação de água com distribuição normal padrão.
- (6) Ajustar os modelos de variogramas, a partir dos dados experimentais, nos planos horizontal e vertical do *grid* 3D;
- (7) Criar uma seleção através de poligonais que restrinjam o domínio da simulação às áreas de interesse, evitando a colocação de valores de saturação fora da zona de óleo, o que poderia afetar os volumes esperados para o reservatório;
- (8) Efetuar a simulação gaussiana seqüencial condicional dos dados transformados de saturação de água, dentro do domínio de interesse da variável, e usando um modelo de vizinhança seqüencial 3D para os cálculos, em cada um dos *grids* estratigráficos correspondentes às zonas de produção do reservatório;
- (9) Migrar os dados simulados de volta às suas posições originais dentro do *grid* estrutural 3D do reservatório;

- (10) As celas posicionadas abaixo do contato óleo/água, bem como as celas associadas as fácies não reservatório recebem o valor de saturação de água igual a 100%, enquanto as fácies reservatório posicionadas acima do contato gás/óleo recebem o valor de saturação de água igual a Sw_{irr} .

Os variogramas experimentais foram calculados segundo duas direções regulares. No plano horizontal (Figura 5.21), com valor do passo igual a 550m e com um ângulo de tolerância de 45° , e no plano vertical (Figura 5.22), direção normal ao plano de referência, com valor do passo igual a 1,5m, com uma tolerância de 0,5 na distância e dentro de uma tolerância angular de 45° .

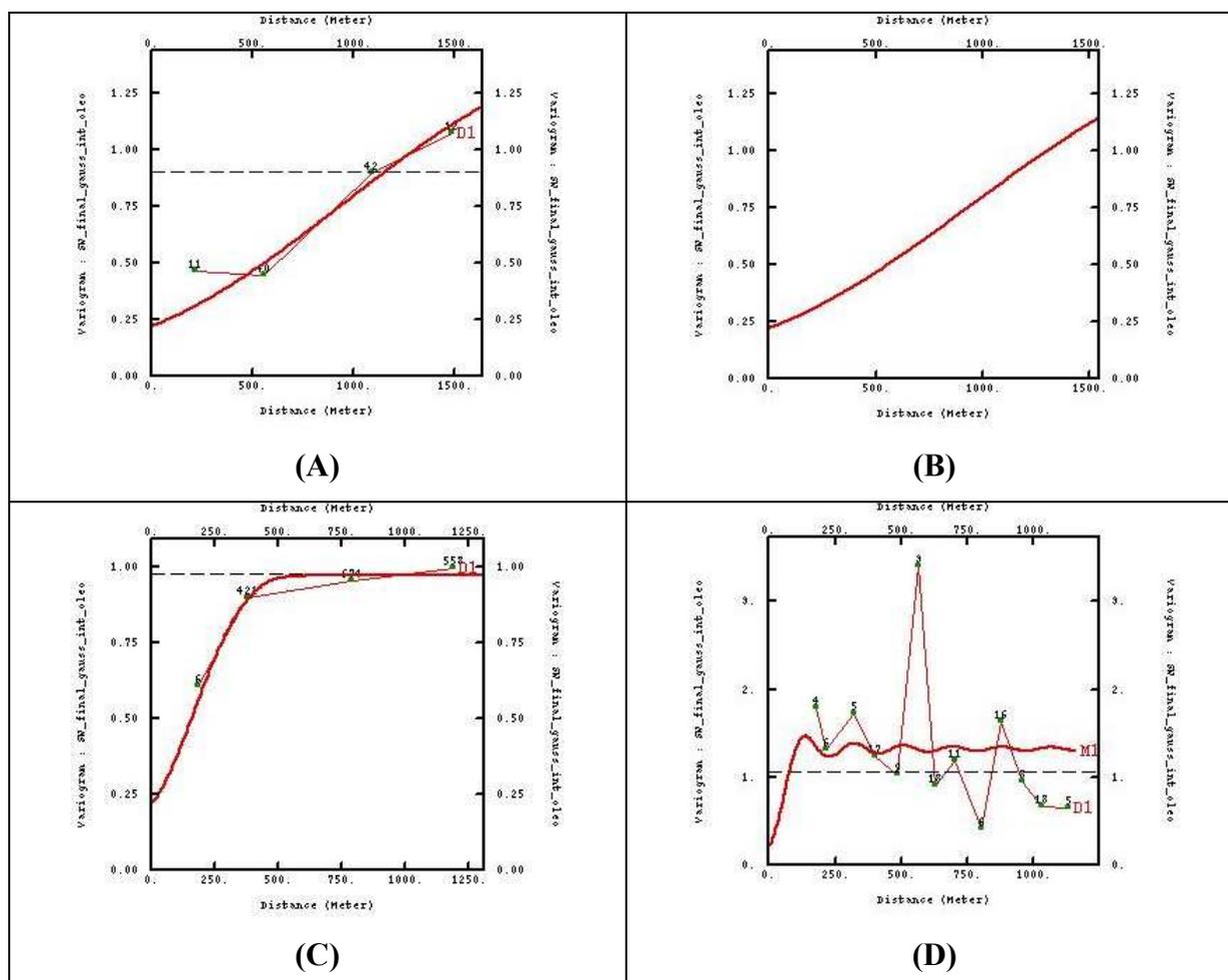


Figura 5.21: Variogramas horizontais da variável saturação de água calculados para as quatro zonas do reservatório (Zona 1 (A), Zona 2 (B), Zona 3 (C) e Zona 4 (D)).

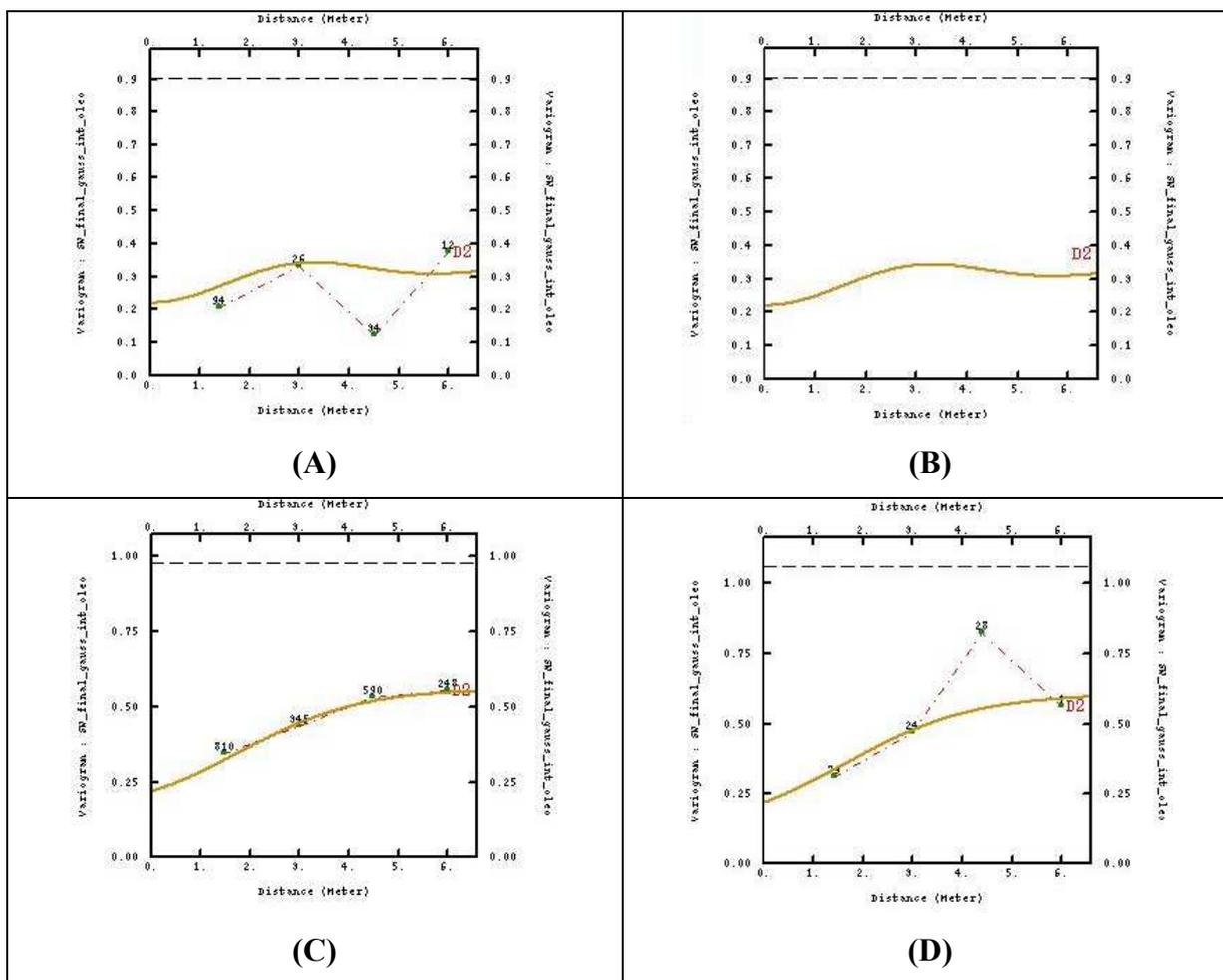


Figura 5.22: Variogramas verticais da variável saturação de água para a Zona 1 (A), Zona 2 (B), Zona 3 (C) e Zona 4 (D).

Este estudo inicialmente contou com apenas 12 poços com dados de saturação de água obtidos com as ferramentas de TDT/TMD, durante o ano de 1997. Este número de poços revelou-se insuficiente para obtenção dos variogramas experimentais por zona de produção, além de deixar grandes espaços sem nenhuma informação do atributo saturação, uma vez que não estavam regularmente distribuídos dentro da área de interesse do reservatório. Grandes espaços vazios, sem dados condicionantes, dão margem ao aparecimento de incoerências nos processos estocásticos, tais como valores altos de saturação de óleo próximos ao contato óleo/água, ou em áreas sabidamente lavadas do reservatório, próximas aos poços injetores. Para melhorar o controle sobre o processo de modelagem, e favorecer a obtenção dos variogramas experimentais, ampliou-se o número de poços com informações de saturação para 38, sendo que deste, 20 tinham sido perfilados nos anos de 1998 e 1999, e 6 eram poços

injetores de água, nos quais criou-se uma curva sintética de SW, com valor constante igual a 73%, correspondendo a 1- SOR, somente nos intervalos que receberam injeção de água em algum momento da vida do Campo. Com isto, foi possível calcular os variogramas experimentais por zona de produção, e ajustar os modelos de variogramas para a simulação gaussiana seqüencial, conforme mostram as Figuras 5.21 e 5.22.

Os parâmetros usados no ajuste dos modelos de variogramas para a simulação gaussiana seqüencial condicional do atributo saturação de água encontram-se na Tabela 5.1. Devido à pequena espessura da Zona 2, e à ocorrência principalmente de fácies não reservatório, esta zona teve poucos pares de pontos no seu variograma experimental e por isso foi imposto o mesmo modelo de variograma para as Zonas 1 e 2.

Tabela 5.1: Modelos de variogramas para a simulação gaussiana seqüencial condicional.

ZONA	DIREÇÃO	ESTRUTURA	FUNÇÃO	ALCANCE			PATAMAR	AZIMUTE
				X	Y	Z		
Zona 1	Horizontal	1	<i>Nugget effect</i>				0.00001	Ax = 0 Ay = 0 Az = 0
		2	<i>Gaussian</i>	3000	400		0.9	
		3	<i>Spherical</i>	1900	400		0.45	
	Vertical	4	<i>Nugget effect</i>				0.22	
		5	<i>Bessel J</i>			10	0.0001	
		6	<i>Cardinal sinus</i>			15	0.1	
Zona 2	Horizontal	1	<i>Nugget effect</i>				0.00001	Ax = 0 Ay = 0 Az = 0
		2	<i>Gaussian</i>	3000	400		0.9	
		3	<i>Spherical</i>	1900	400		0.45	
	Vertical	4	<i>Nugget effect</i>				0.22	
		5	<i>Bessel J</i>			10	0.0001	
		6	<i>Cardinal sinus</i>			15	0.1	
Zona 3	Horizontal	1	<i>Nugget effect</i>				0.00001	Ax = 0 Ay = 0 Az = 0
		2	<i>Gaussian</i>	450	400		0.4	
		3	<i>Spherical</i>	500	400		0.35	
	Vertical	4	<i>Nugget effect</i>				0.22	
		5	<i>Gaussian</i>			5	0.2	
		6	<i>Exponential</i>			9	0.15	
Zona 4	Horizontal	1	<i>Nugget effect</i>				0.00001	Ax = 0 Ay = 0 Az = 0
		2	<i>Cardinal sinus</i>	600	400		0.7	
		3	<i>Spherical</i>	150	400		0.4	
	Vertical	4	<i>Nugget effect</i>				0.22	
		5	<i>Gaussian</i>			5	0.2	
		6	<i>Exponential</i>			9	0.2	

Após definir os modelos de variogramas, foi necessário definir o domínio da simulação a ser feita em um *grid* estratigráfico para cada zona de produção, evitando assim a distribuição de valores baixos de saturação de água fora da área de interesse. Isto foi feito no *software* ISATIS através de uma seleção lógica, que envolveu outras duas seleções, uma definida por dois polígonos que correspondem às duas áreas de acumulação de hidrocarbonetos, uma em cada bloco, Figura 5.36, e outra seleção que reuniu apenas as fácies reservatório presentes em cada zona a ser simulada.

Definido o domínio de simulação da variável saturação de água, foram então geradas 30 realizações para cada zona de produção, de modo a fornecer 30 cenários equiprováveis da distribuição de saturação, que foram analisados de forma probabilística com objetivo de acessar as incertezas quanto ao volume de óleo atual no reservatório (Tabela 5.2).

Tabela 5.2: Volumes de óleo calculados com base na simulação da saturação versus volumes calculados pelo balanço de materiais.

VOLUMES	MÉTODOS DE CÁLCULO	
	BALANÇO DE MATERIAIS	SIMULADOR GEOESTATÍSTICO
ÓLEO IN PLACE	21,598 MM m ³	21,330 MM m ³
OLEO ATUAL	11,589 MM m ³	10,925 MM m ³
SO REMANESCENTE	44 %	42 %
P 90	10,812 MM m ³	
P 50	10,930 MM m ³	
P 10	11,142 MM m ³	

Reservoir: Volumetrics		Fluids volumes in Reservoir				
Reservoir lithotypes list		RESERVOIR	Zona 1	Zona 2a	Zona 3	Zona 4
All	3001 ARN MACICO					
	4004 FOLHELHO					
	4003 ARN ARGILLOSO					
	4002 ARN EST CRUZ					
	4001 ARN MACICO					
Out Off values						
Kz	25					
Phi	12					
PVT definition						
Bo	1.2301					
1/Bg	102.04					
RSi	68.47					
Fluid Volumes						
Volumes by class of K						
Porous Volumes						
Gas vol (m3)	1.687e+06	941100	44020	697300	4498	
Average Sg	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	
surf Gas (m3)	1.721e+08	9.603e+07	4.492e+06	7.115e+07	4590	
Water vol (m3)	187400	104600	4892	77480	499	
Average Sw	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Oil vol (m3)	2.624e+07	4.883e+06	319900	1.823e+07	2.81	
Average So	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	
surf Oil (m3)	2.133e+07	3.97e+06	260100	1.482e+07	2.28	
solvd Gas (m3)	1.461e+09	2.718e+08	1.781e+07	1.015e+09	1.56	
Water vol (m3)	5.76e+06	1.072e+06	70230	4.001e+06	6171	
Average Sw	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	
Water vol (m3)	7.295e+07	1.695e+07	702600	4.421e+07	1.11	

Figura 5.23: Volumes de fluidos calculados pelo programa HERESIM 3D. Em destaque, volume de óleo *in place* original do reservatório para o modelo simulado de fácies, porosidade e permeabilidade, situação de equilíbrio estático.

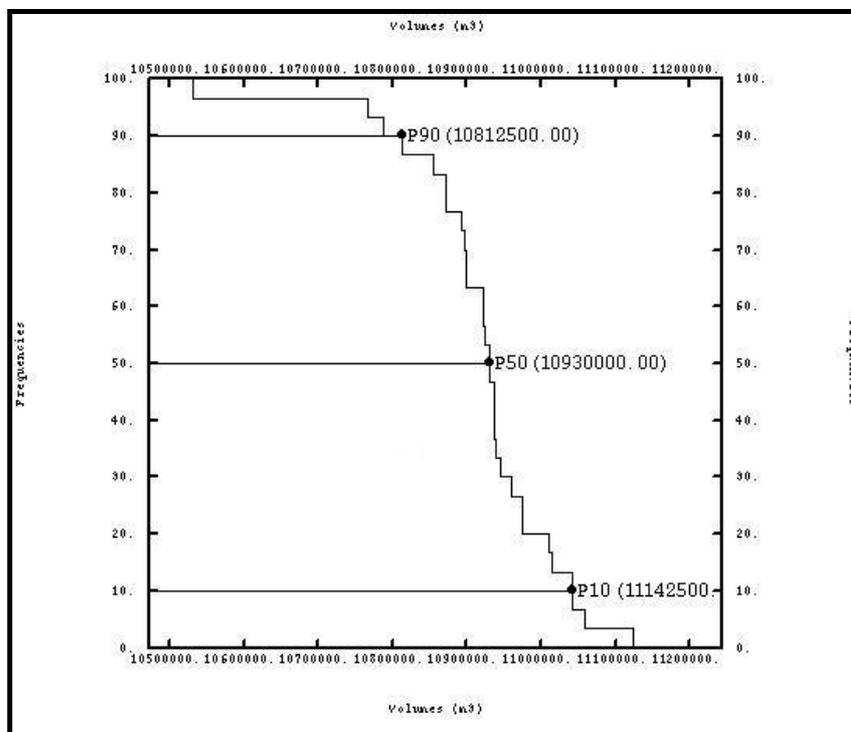


Figura 5.24: Volumes de óleo atual calculados na opção *Volumetrics* do programa ISATIS para 30 realizações de SGS da saturação atual de água (P10, P50 e P90).

Como alternativa ao método de simulação estocástica da variável saturação, foi testado o método de krigagem ordinária tridimensional deste atributo, com o objetivo de analisar a possibilidade de se obter uma distribuição mais contínua da saturação, através da interpolação dos seus valores condicionantes, pois se imagina que o comportamento espacial desta variável deva ser mais suave, ficando a ocorrência de valores altos e baixos próximos, condicionada à existência de barreiras de permeabilidade, que controlam o fluxo de fluidos.

Os variogramas experimentais foram calculados segundo duas direções regulares no plano horizontal (Figura 5.25), com valor do passo igual a 1020m e com um ângulo de tolerância de 45°, e no plano vertical (Figura 5.26), direção normal ao plano de referência, com valor do passo igual a 1,0m, com uma tolerância de 0,5 na distância e dentro de uma tolerância angular de 45°.

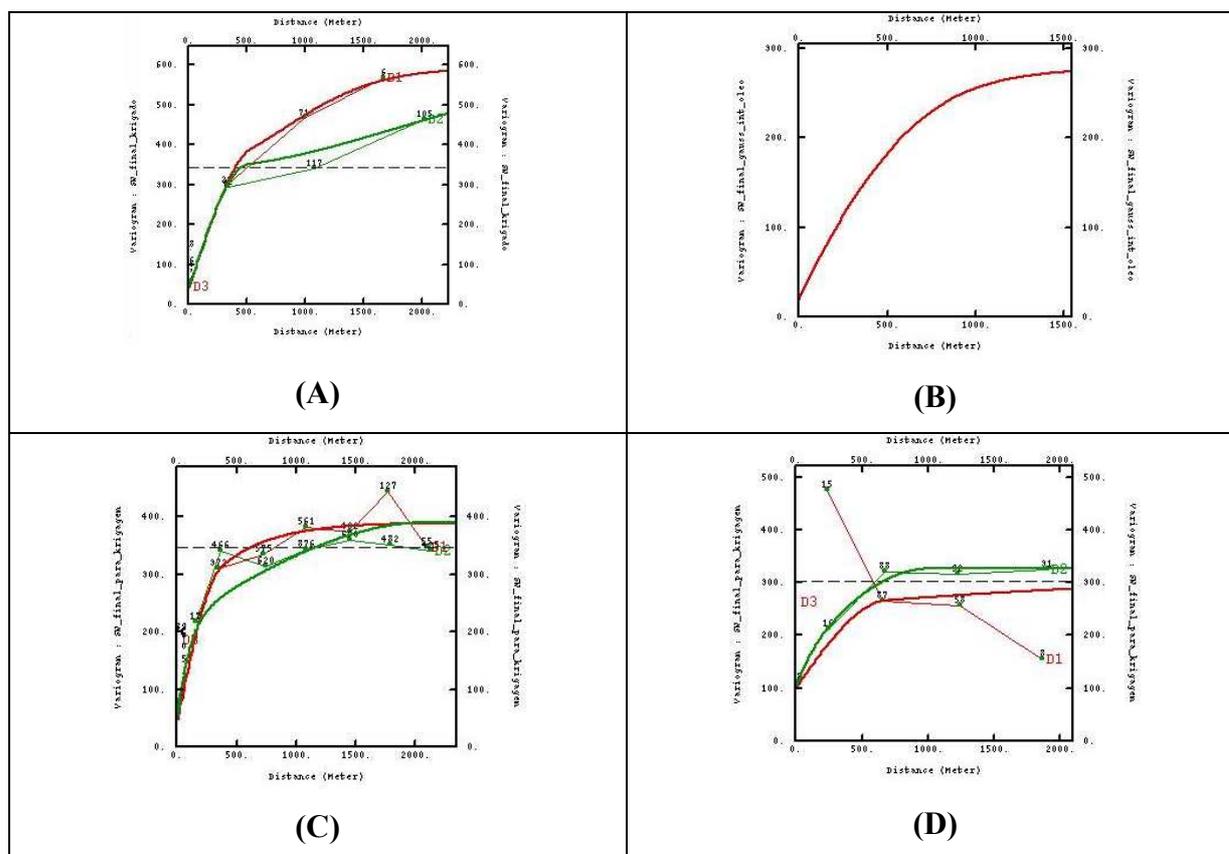


Figura 5.25: Variogramas horizontais usados na krigagem da saturação de água para as quatro zonas do reservatório (Zona 1 (A), Zona 2 (B), Zona 3 (C) e Zona 4 (D)).

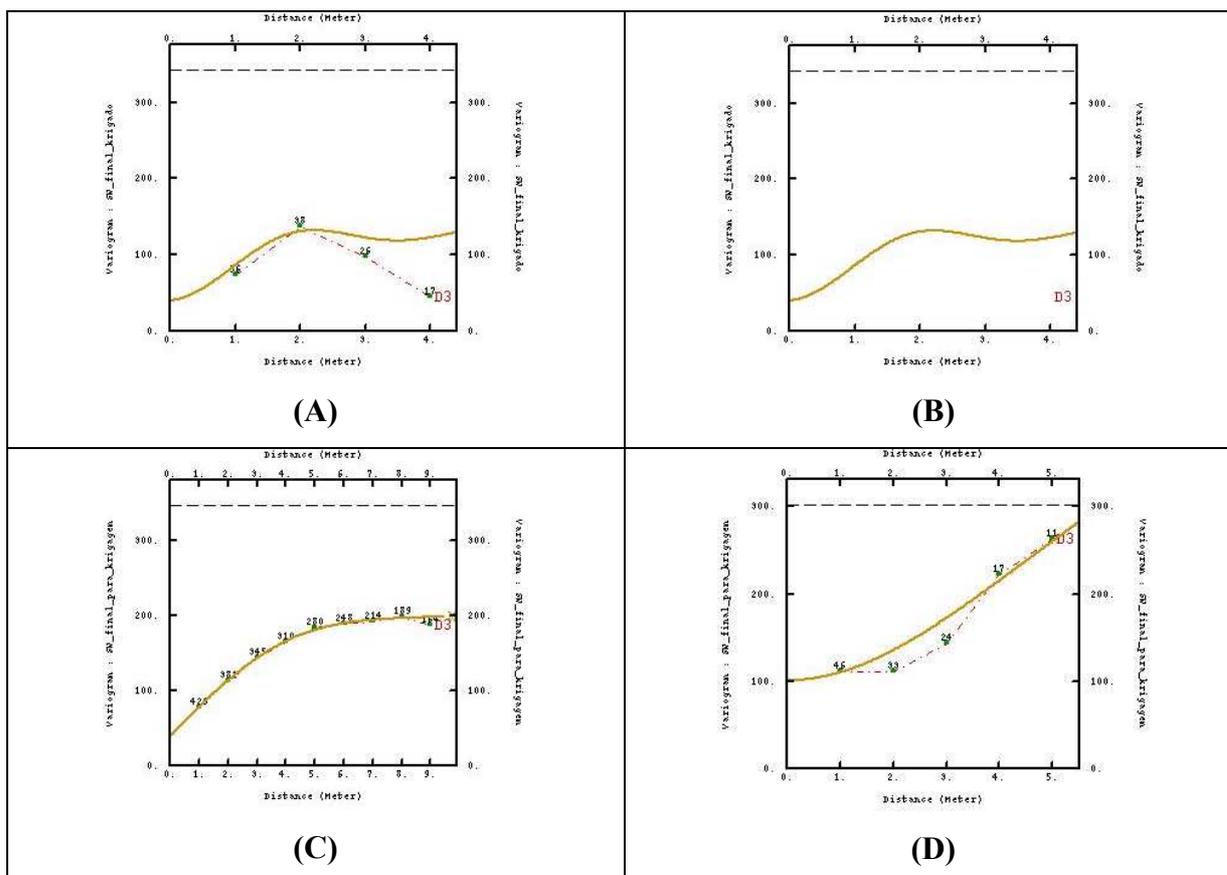


Figura 5.26: Variogramas verticais usados no método de krigagem 3D da variável saturação de água das Zonas 1 (A), 2 (B), 3 (C) e 4 (D) do reservatório.

Como aconteceu no processo de simulação gaussiana seqüencial da variável saturação, o número de pares de pontos do variograma experimental da Zona 2 não permitiu ajustar um modelo de variograma teórico para esta zona. Foi preciso impor um modelo de variograma para a Zona 2, e seguindo o critério usado na modelagem anterior, escolheu-se o modelo de variograma 3D ajustado para Zona 1, Figuras 5.25 (B) e 5.26(B).

A estimativa dos valores de saturação deu se dentro de uma vizinhança móvel 3D de 250m na direção Norte, por 250m na direção Leste, e 1 metro na direção vertical. Após estimados os valores deste atributo em cada um dos *grids* estratigráficos das zonas de produção, os mesmos foram migrados para as suas posições originais no *grid* estrutural do reservatório.

5.5 Análise dos resultados

Para analisar os resultados obtidos com a simulação gaussiana seqüencial, foram construídas uma série de seções estruturais do atributo saturação de água, Figuras 5.27 a 5.31. A distribuição dos valores de saturação foi comparada com os resultados de produção de alguns poços presentes nestas seções, bem como com o Mapa de ISOBSW apresentado na Figura 5.36.

Na Figura 5.27, é possível observar a existência de bolsões de óleo ainda não drenados, separados por zonas já bastante lavadas, confirmando a motivação inicial deste estudo que era de mapear os bolsões de óleo remanescentes no reservatório após os seus mais de 40 anos de exploração. Nesta seção de direção aproximadamente Leste-Oeste, passando pela região central da acumulação de hidrocarboneto, observa-se que à direita do poço K217, encontra-se numa região com valores altos de saturação de óleo, cores amarelas, quando comparada com as áreas adjacentes. O mesmo acontece para o poço K374, do lado direito da seção. Estas duas regiões de alta saturação de óleo estão confirmadas no Mapa de ISOBSW elaborado pelo geólogo do campo em abril de 1999 (Figura 5.36).

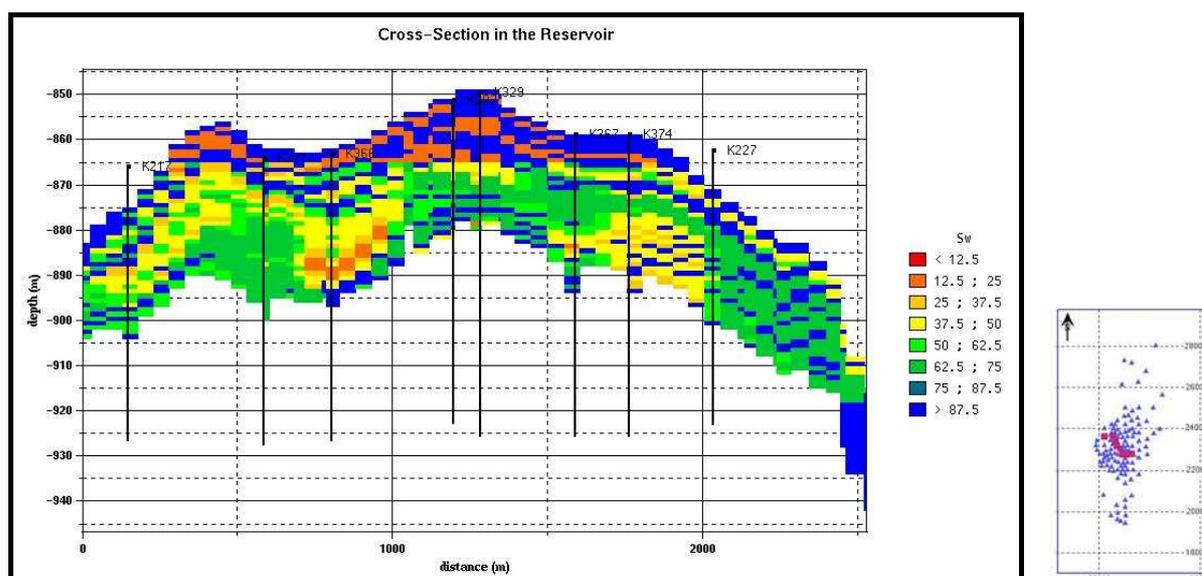


Figura 5.27: Seção estrutural de direção E-W passando pelo centro do reservatório.

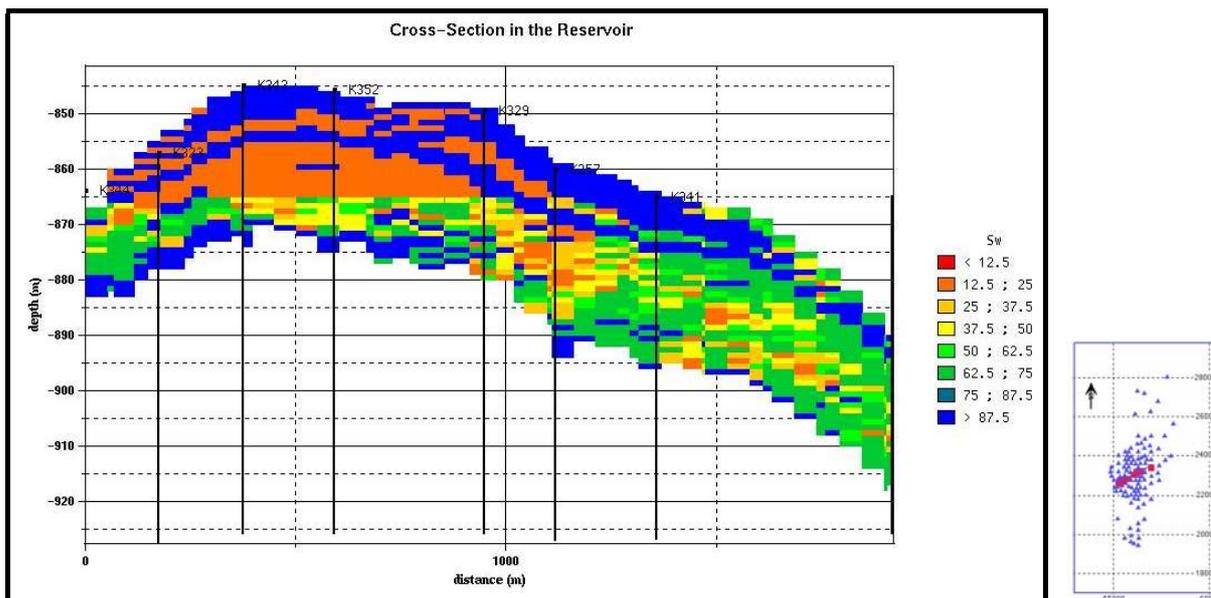


Figura 5.28: Seção estrutural de direção SW 30° NE passando pelo centro do reservatório.

Outra seção, Figura 5.28, de sudoeste para nordeste, passando novamente pelo centro do reservatório, confirmou a existência de uma região de alta saturação de óleo próximo ao poço K-357. Este poço, quinto produtor em termos de vazão de óleo do Campo, foi perfurado em 1987. Perfilado novamente em 1997 com a ferramenta de TDT, foi recompletado no intervalo 949/960 metros, e desde então vem sendo um dos melhores produtores do reservatório, com uma produção de óleo acumulada de 32.120 m³ nos últimos cinco anos. Um perfil composto deste poço, com os dados de porosidade efetiva (PHIE), saturação de água (SWCH), e volume de óleo móvel (PHISO), é mostrado na Figura 5.29.

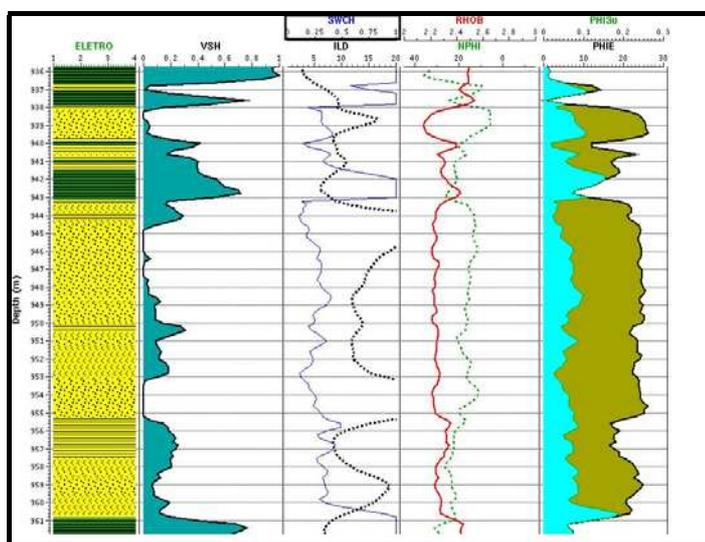


Figura 5.29: Perfil composto do poço K-357, com dados de saturação de 1997 (Perfil TDT).

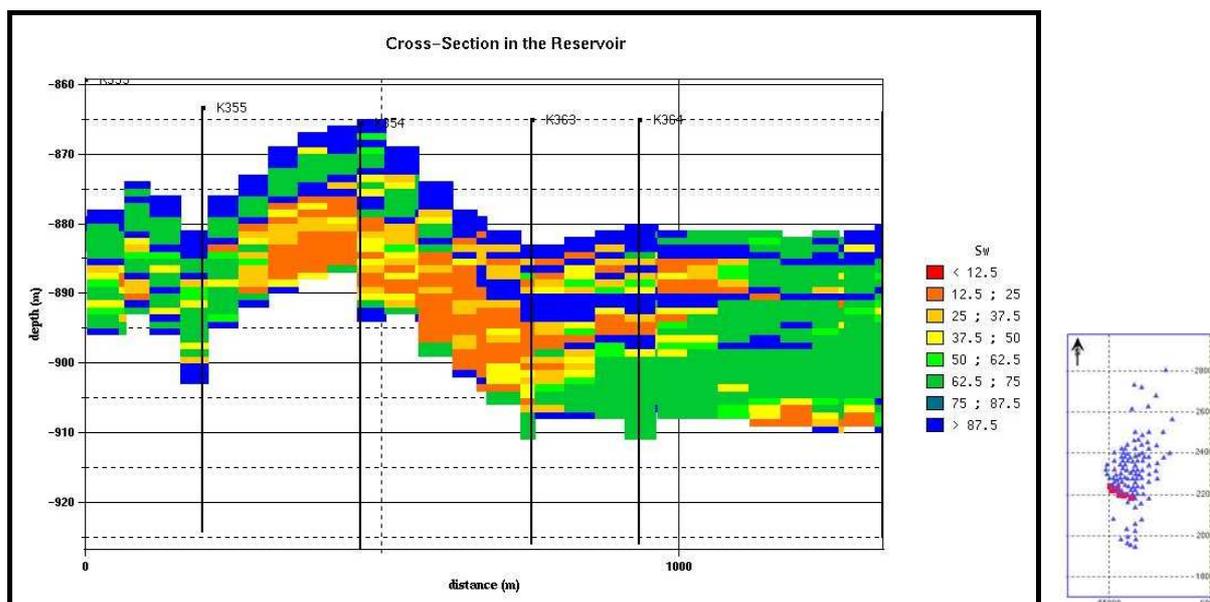


Figura 5.30: Seção elaborada na borda sudoeste do reservatório, área dos poços novos perfurados em 2000 e 2001.

Durante o período de realização deste estudo foram perfurados cinco novos poços na área do reservatório, sendo que quatro destes revelaram-se produtores de óleo, e um não pegou o reservatório, omitido pela discordância que limita o mesmo à Oeste. Dos poços produtores, três encontram-se na área atravessada pela seção da Figura 5.30. As altas saturações de óleo encontradas nestes poços, que não fizeram parte da modelagem, foram confirmadas pelos baixos valores de SW, cores avermelhadas, na sua porção central próxima aos poços K-354 e K-363. Nesta área, encontra-se o maior produtor atual do reservatório.

O quarto poço produtor, referido no parágrafo anterior, foi perfurado em 2001 no Bloco 2, adjacente ao Bloco Principal, e atualmente é o terceiro em produção de óleo deste reservatório. A Figura 5.31 mostra uma seção estrutural do Bloco 2, de direção SW-S, passando pelos poços K-260 e K-331, em direção à área mais ao sul do Campo onde se localiza este poço novo. Nesta seção, é possível observar que próximo ao poço K-260, quarto produtor em termos de vazão atual de óleo, tem-se uma área de saturações baixas de água, entre 40% a 50%, o que é também confirmado pelo Mapa de ISOBSW (Figura 5.36). A saturação de óleo aumenta em direção ao topo da estrutura e para o sul onde está este poço novo que atualmente é o terceiro maior produtor deste reservatório.

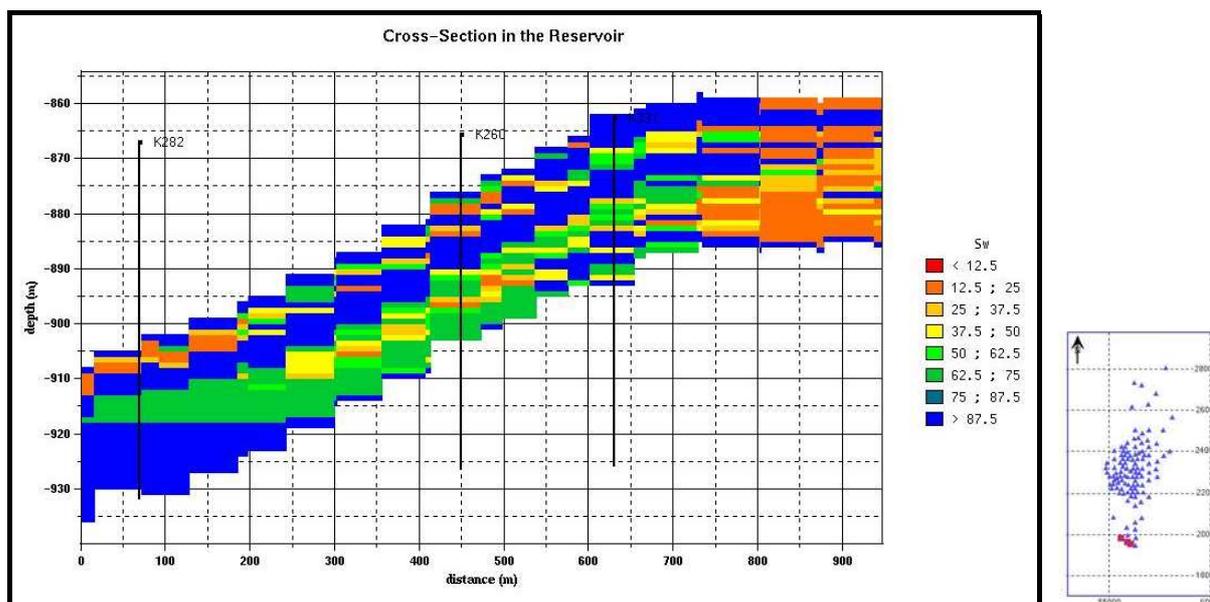


Figura 5.31: Seção próxima a borda sul do reservatório, Bloco 2 do Campo, onde foi perfurado recentemente um poço novo, na porção mais alta desta estrutura.

Quanto às diferenças encontradas nos dois métodos de povoamento do *grid* do reservatório com valores de saturação atual de fluidos investigados neste estudo, Simulação Gaussiana Seqüencial e Krigagem Ordinária dos valores condicionais de saturação de água no intervalo de óleo, pode-se dizer que visualmente o método de krigagem produziu melhores resultados com variações suaves em direção ao topo da estrutura (Figura 5.32), enquanto a simulação gaussiana seqüencial apresenta uma distribuição aleatória de valores altos e baixos no espaço entre poços, conferindo às imagens um aspecto de “mosaico” pouco provável na análise geológica convencional (Figura 5.33). No entanto, quando se examinam os mapas de saturação média dos dados simulados (Figura 5.35) e dos dados estimados (Figura 5.34) e compara-se com o Mapa de ISOBSW dos poços produtores fornecido pelo geólogo do Campo (Figura 5.36), percebe-se que a distribuição obtida com a simulação está mais próxima dos resultados de produção. Provavelmente uma aferição melhor dos resultados obtidos com os dois métodos só seria alcançada com a simulação numérica de fluxo.

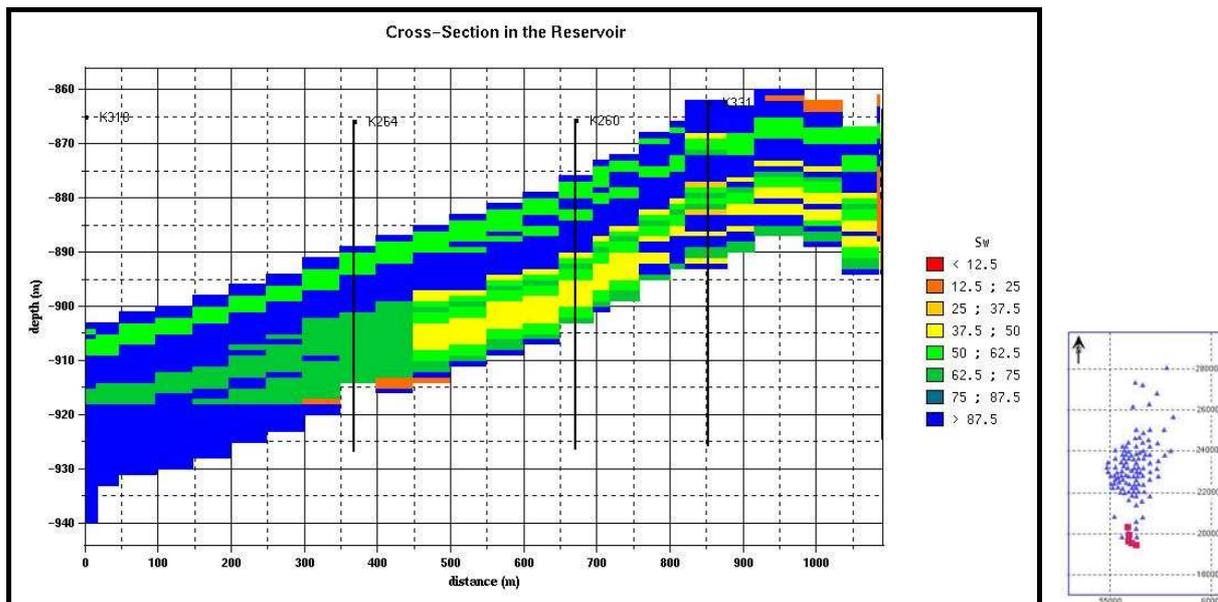


Figura 5.32: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção SW 30° S, com o atributo saturação modelado pelo método de krigagem 3D.

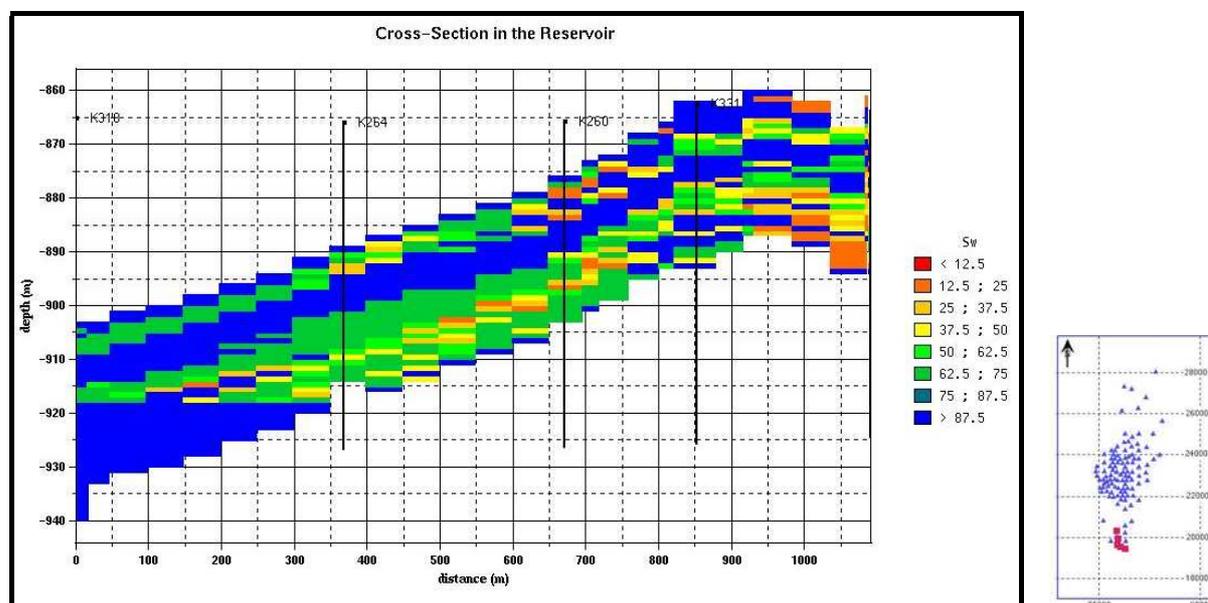


Figura 5.33: Seção geológica da porção sul do reservatório, Bloco 2, na direção SW 30° S, com o atributo saturação modelado pelo método de Simulação Gaussiana Sequencial tridimensional.

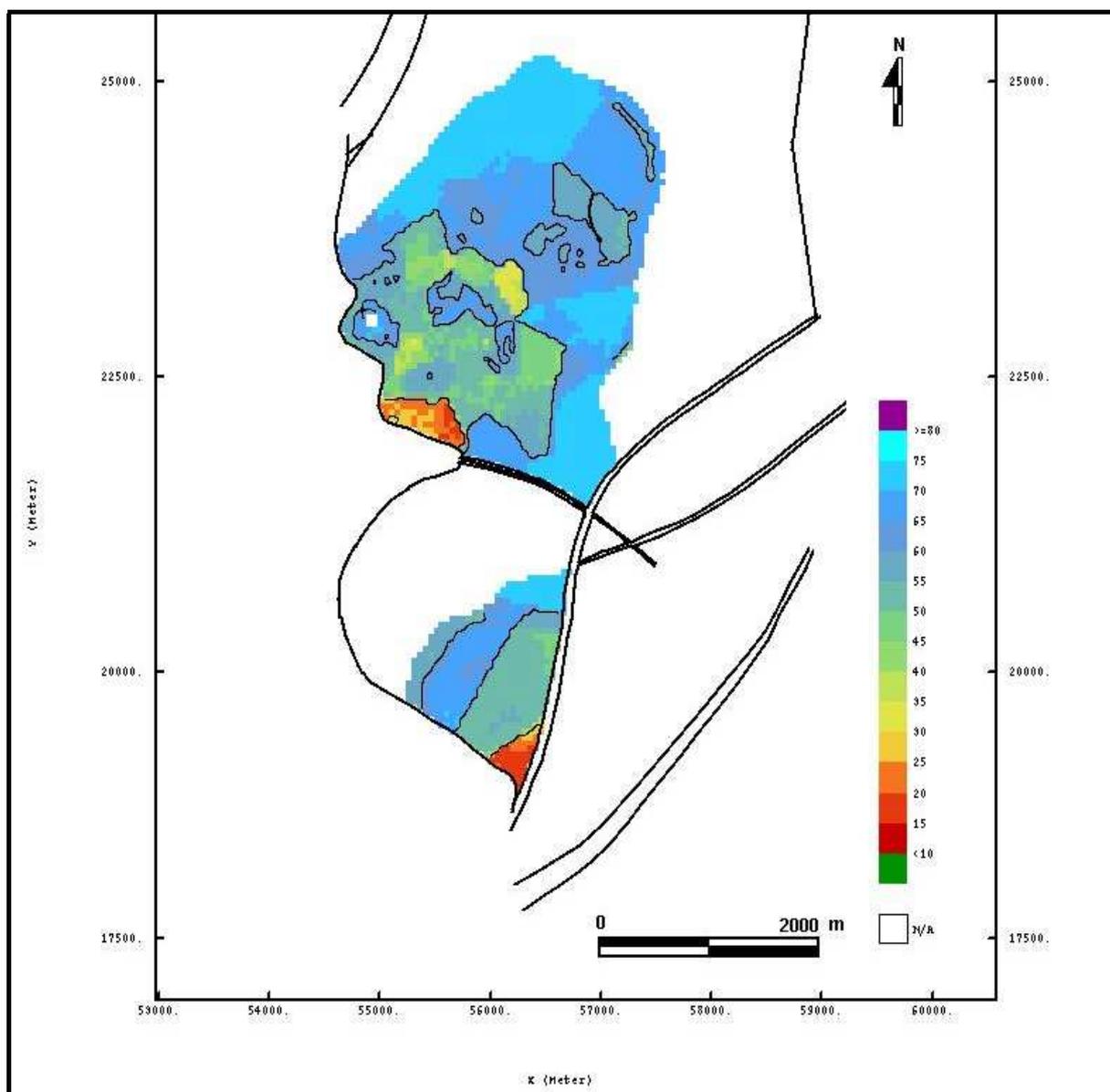


Figura 5.34: Mapa de saturação média atual de água nos blocos 1 e 2 do reservatório, para o intervalo de óleo, obtido com a krigagem dos valores condicionantes na locação dos poços.

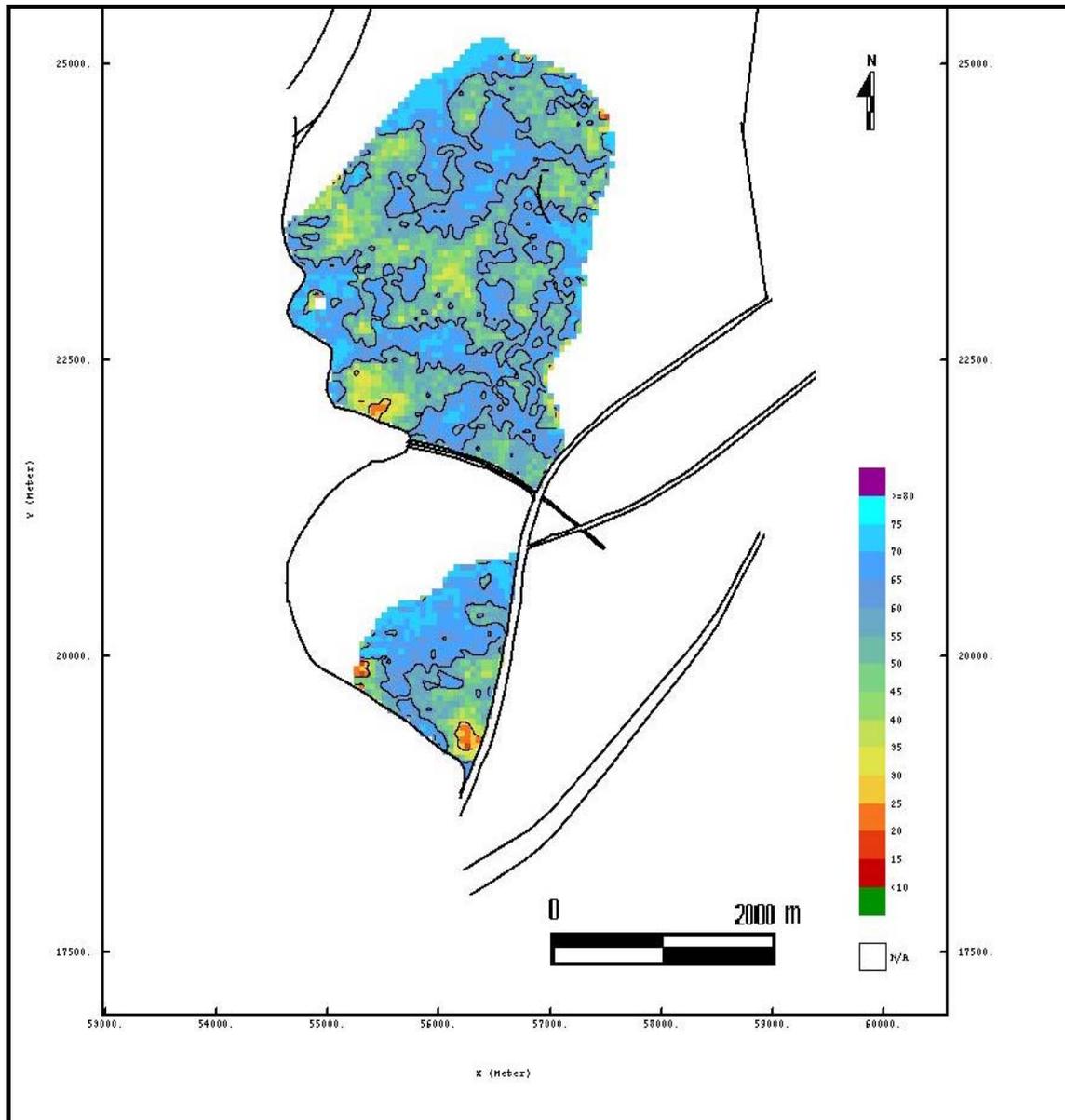


Figura 5.35: Mapa de saturação média atual de água nos blocos 1 e 2 do reservatório, para o intervalo de óleo, obtido com o método de simulação gaussiana seqüencial condicional, elaborado a partir de uma realização escolhida aleatoriamente de um conjunto de 30 realizações equiprováveis.

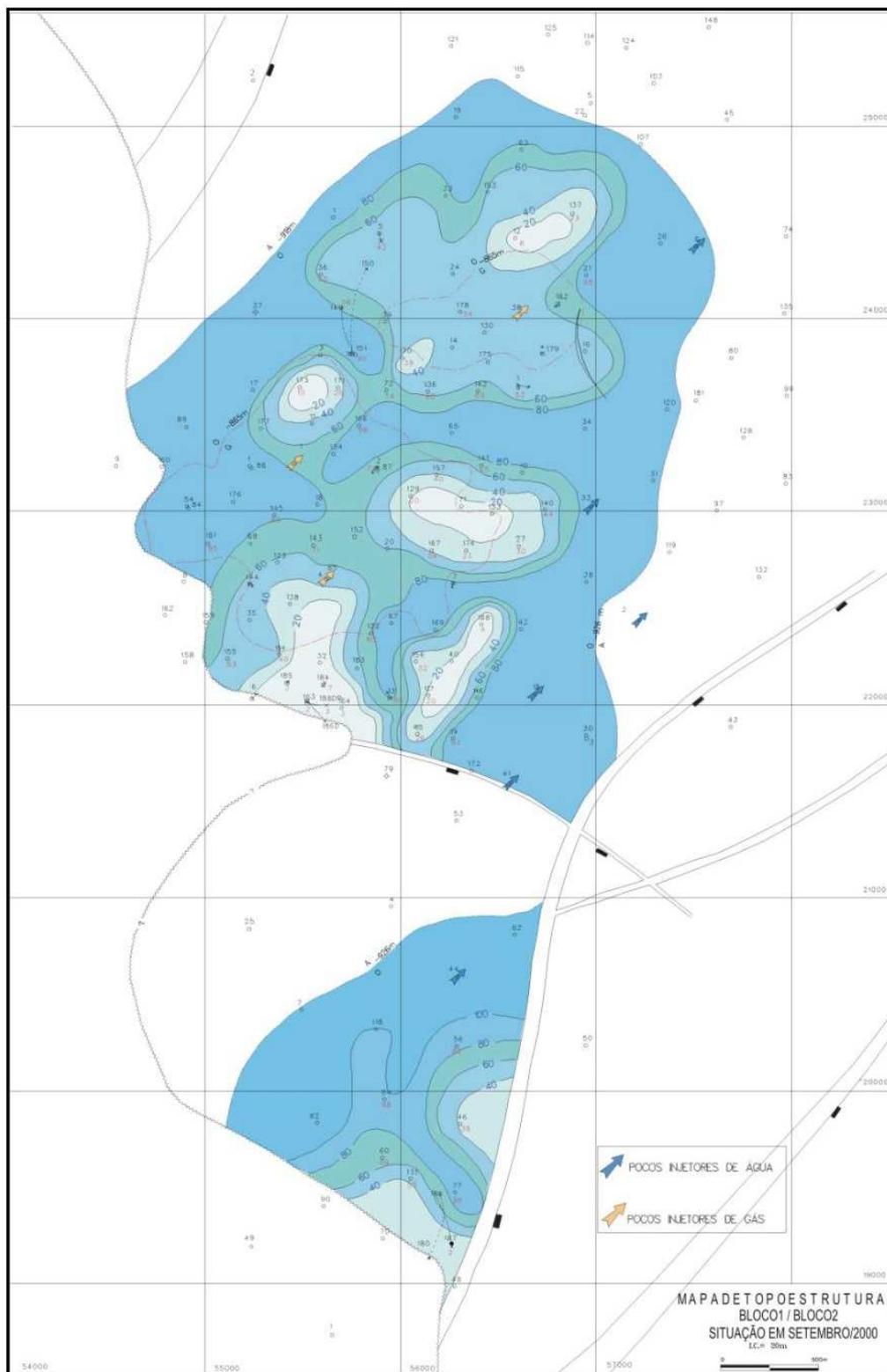


Figura 5.36: Mapa de ISOBSW, equivalente ao percentual de água em relação ao volume total de líquido produzido pelos poços ao longo do reservatório.

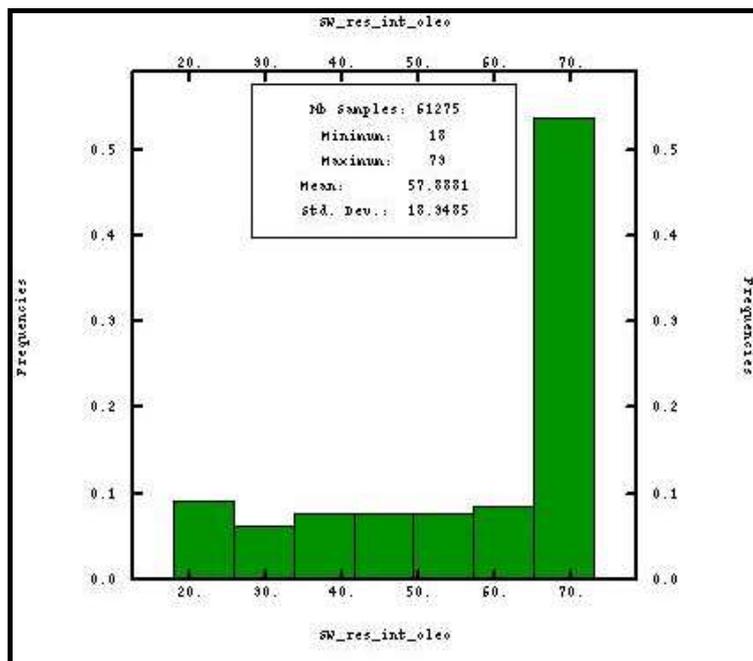


Figura 5.37: Histograma dos valores de saturação de água obtidos com SGS, para as fácies reservatório dentro do intervalo de óleo. Número de amostras igual a 61.275, média igual a 57,88 % com desvio padrão de 18,34%.

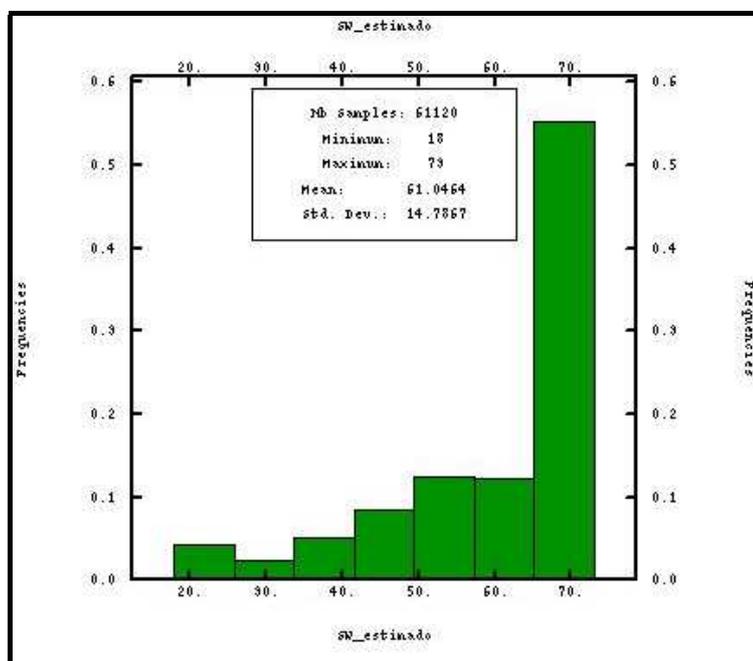


Figura 5.38: Histograma dos valores de saturação de água obtidos com krigagem, para as fácies reservatório dentro do intervalo de óleo. Número de amostras igual a 61.120, média igual a 61,04 % com desvio padrão de 14,78%.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo envolveu o tratamento dos dados de perfis elétricos e radiativos de 125 poços pertencentes a um Campo de Petróleo da Bacia do Recôncavo, desde a etapa de interpretação quantitativa dos perfis até a modelagem tridimensional dos atributos fácies, porosidade, permeabilidade e saturação atual de fluidos no reservatório.

Para efetuar a caracterização do reservatório, utilizou-se uma abordagem multi-etapas, que consistiu em modelar inicialmente as unidades genéticas (litofácies) do reservatório através de modelos discretos e, posteriormente, simular a variação espacial dos parâmetros petrofísicos dentro de cada classe utilizando modelos contínuos.

Na discretização das eletrofácies no universo de dados de perfis, foram utilizadas duas abordagens probabilísticas baseadas no mapeamento da função densidade de probabilidade das variáveis. Uma abordagem não supervisionada para a identificação do número de agrupamentos existentes no conjunto dos dados de poços, e uma abordagem supervisionada para relacionar os agrupamentos com as litofácies descritas em 5 poços testemunhados do reservatório. Os resultados alcançados nesta etapa do estudo mostraram-se bastante coerentes para o conjunto de poços que possuíam uma suíte adequada de perfis (GR, RHOB e NPHI), com um índice de acerto da ordem de 93%. Para os demais poços do estudo, utilizou-se uma abordagem determinística baseada em algoritmos que levaram em conta o volume de argila presente no intervalo, com um índice de acerto razoável de 73%.

A modelagem geoestatística 3D das eletrofácies (litotipos) testou a praticidade do algoritmo de simulação plurigaussiana de variáveis categóricas implementado no *software* HERESIM 3D da empresa francesa Beicip Franlab, versão 5.2, o qual ainda não havia sido testado em um trabalho com dados reais de um campo de petróleo de bacias brasileiras. Algumas facilidades implementadas neste programa como o cálculo de curvas de proporções

de fácies, e a definição de uma matriz de proporções de fácies, para o caso não estacionário, possibilita a realização desta etapa de modo prático e rápido. A sua maior contribuição é permitir simular mais de uma variável gaussiana com direções de anisotropia diferentes ou não, adicionando um número maior de informações geológicas ao modelo de simulação. Os pontos fracos estão nos algoritmos fatorizados utilizados pelo programa, que provocam alguns lineamentos indesejados nas imagens segundo as direções X e Y do *grid* de simulação, e também no ajuste dos modelos de variogramas das gaussianas subjacentes que devem ser feitos de maneira iterativa, uma vez que o módulo de visualização destes ajustes ainda não está implementado no programa.

O método de construção da matriz de proporções de fácies que forneceu resultados mais condizentes com o modelo geológico conceitual da área foi o método da krigagem das proporções dos litotipos, conferindo as fácies reservatório uma maior continuidade lateral dos corpos arenosos, em relação ao método de construção da matriz de proporções que associa uma curva de proporção por área do reservatório, o qual resultou em corpos descontínuos. Outros parâmetros que influenciaram a continuidade lateral das fácies foram a utilização de uma função gaussiana para modelar o variograma das gaussianas subjacentes e os alcances destes variogramas.

Após a construção do arcabouço faciológico tridimensional, o mesmo foi povoado com valores de porosidade e permeabilidade estimados a partir da krigagem dos valores condicionantes na locação dos poços, e seguindo rigorosamente o modelo de distribuição de fácies. O resultado foi um modelo de transições gradual dos valores destes atributos, de modo que num lobo deltaico, por exemplo, os valores altos de porosidade do centro do lobo passaram lateralmente para valores mais baixos de forma gradativa até atingirem os limites do corpo arenoso (Figura 5.2).

Os dados de saturação atual calculados dos perfis de TDT e TMD receberam um tratamento especial no intervalo de óleo, entre os contatos gás/óleo e óleo/água, de modo a corrigi-los para a presença de óleo residual (SOR), nas zonas lavadas do reservatório, e saturação de água irreduzível (S_{wirr}), nas zonas com saturação de hidrocarboneto original. Tradicionalmente os cálculos de SW são calibrados nas zonas de água adjacentes ao intervalo de óleo, de modo que seus valores sejam em torno de 100%, quando isto ocorre acima do contato óleo/água, é necessário corrigi-los para que os volumes finais calculados possam ser

comparados com os volumes calculados através de balanço de materiais. Foram testados dois métodos de correção, um desenvolvido por Mato *et alii* (2000), Equação 5.2, e um segundo desenvolvido durante a elaboração deste estudo. Os resultados em termos de saturação média de água atual para o intervalo de óleo deste reservatório foi de 49,8% com um desvio padrão de 16 % pelo método desenvolvido por Mato *et alii* (2000), e 56,4% com desvio padrão de 18% pelo método desenvolvido neste trabalho. Existe uma diferença significativa entre as médias calculadas pelos dois métodos, e neste caso parece que a Equação 5.2 não se aplica, uma vez que os resultados foram muito otimistas em termos de saturação de óleo. O valor de saturação de óleo atual para este reservatório fornecido pela PETROBRAS em dezembro de 1997 era de 44%, ou seja, 56% de saturação de água na zona de óleo.

A modelagem 3D da saturação de óleo, objetivo principal deste estudo, foi elaborada no *software* ISATIS, onde foram investigadas duas técnicas de obtenção dos valores deste atributo no espaço tridimensional do reservatório. Uma simulação gaussiana seqüencial condicional e uma krigagem dos valores condicionantes. A simulação gaussiana seqüencial apresentou resultados mais condizentes com os dados de produção, quando comparados com o Mapa de ISOBWS fornecido pelo geólogo do Campo (Figuras 5.35 e 5.36). Já os resultados obtidos com a Krigagem dos valores de saturação geraram imagens com valores de saturação lateralmente mais contínuos, fugindo do “padrão mosaico” dos valores simulados. Estas diferenças são intrínsecas dos dois métodos de geração de imagens e não os invalida para o uso na modelagem deste atributo. Provavelmente, só a simulação numérica de fluxo permitiria definir qual das técnicas fornece um modelo com melhor ajuste aos dados de produção.

Alguns cuidados especiais devem ser tomados quando da modelagem dos dados de saturação de água no reservatório. Os cálculos devem ser feitos em um *grid* de coordenadas estratigráficas que deve seguir os mesmos critérios usados na modelagem das fácies, ou seja, um *grid* para cada zona de produção, com o mesmo *datum* usado na modelagem das fácies, e tendo como limites as superfícies de contato gás/óleo (Topo) e óleo/água (Base). O domínio da simulação seqüencial deve ser estabelecido através de critérios de seleção, evitando que os nós do *grid* fora da área de interesse sejam simulados e passem a condicionar nós localizados no interior do sistema, o que poderia alterar os volumes esperados.

Quanto aos volumes de óleo mostrados na Tabela 5.2, os resultados obtidos com 30 realização da simulação gaussiana seqüencial dos valores de saturação estão muito próximos

do VOIP e da saturação de óleo remanescente no reservatório fornecido pelo relatório de reservas da Petrobrás de dezembro de 1997, com uma diferença de aproximadamente 2%.

O tema simulação estocástica da saturação de óleo remanescente não foi esgotado neste estudo, e deve ser retomado em outros projetos de pesquisa, uma vez que o modelo tridimensional de um reservatório com informações da distribuição de fácies, porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos tem-se mostrado muito útil como ferramenta auxiliar no processo de tomada de decisão no dia a dia do gerenciamento de um campo de petróleo, como no caso do trabalho desenvolvido por Mato et alii (2000) para um campo desta mesma bacia que já rendeu a perfuração de alguns poços novos com sucesso em termos de produção de óleo. A inicialização de um simulador numérico de fluxo, em uma situação de desequilíbrio a partir dos dados modelados neste estudo, é ainda um tema em aberto e merece ser pesquisado com maior profundidade.

Alguns tópicos que mereceriam um aprofundamento da pesquisa são:

- Modelagem da saturação dentro dos domínios de cada fácies reservatório;
- Co-simulação do atributo saturação usando uma deriva externa;
- Inicialização de um simulador numérico de fluxo, em uma situação de desequilíbrio, em um tempo qualquer da curva de produção do reservatório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALABERT F. G. ; MODOT V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. in: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 67, Washington DC, Oct 4-7, 1992, p. 355-370, Proceedings SPE #24893.

ARMSTRONG M; ESCHARD R; GALLI A; LE LOC'H G ; ROTH C. **Short course on plurigaussian simulations in mining and petroleum**. Centre de Geostatistique, Fontainebleau: France, Sep. 1998, p. 21-23.

ASMUS, H. E. ; PORTO, R. **Classificação das Bacias Sedimentares Brasileiras Segundo a Tectônica de Placas**, 1980, 23p.

BEUCHER, H.; GALLI, A.; LE LOC'H, G.; DOLIGEZ, B.; RAVENNE, C. Including a regional trend in reservoir modelling using the truncated gaussian method. *in*: SOARES, A. (ed.), **Geostatistics Troia '92**, Kluwer Academic Press, 1993, v.1, p.555-566.

BHATTACHARYA, J. P.; WALKER, R. G. Facies Models: Response to Sea Level Change, **Geological Association of Canada**, 1992, ch 9, p. 157-177.

BOUROCHE, J. M. ; SAPORTA, G. **Análise de Dados**, Zahar Editores, 1980, 116p.

BRAGA, M. S. S. **Construção de matrizes de proporção de facies para a modelagem geológica 3D de reservatórios deltáicos da Bacia do Recôncavo (BA)**. Universidade Estadual de Campinas/IG, Campinas, 1998, 100p., dissertação (mestrado).

CAIXETA, J. M.; BUENO, G. V.; MAGNAVITA, L. P. 7 FEIJÓ, F. J. Coluna Estratigráfica das Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, , jan./mar., 1994, 8(1), p. 163-172.

D'ABBADIA, M. R. I. **Análise do Problema da Krigagem da Soma e da Soma das Krigagens – Estudo de Caso**. Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, 1999, 88p., Dissertação (mestrado).

DAMSLETH, E.; TJOLSEN, C. B.; OMRE, H. ; HALDORSEN, H. H. A two-stage stochastic model applied to a North Sea reservoir. in: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 65, New Orleans-LA, Sep23-26, 1990, Proceedings SPE#20605. [**Journal of Petroleum Technology**, April 1992, 44(4):402-408+486].

DAVIS, C. J. *Statistics and Data Analysis in Geology*. 2th ed. New York, John Wiley & Son., 1986, 646p.

DOWD, P. A. A review of recent developments in Geostatistics. **Computer and Geosciences**, 1992, 17(10):1481-1500.

DUBRULE, O. A review of stochastic models for petroleum reservoirs. *in*: ARMSTRONG M (ed) **Geostatistics**, Dordrecht: Kluwer Academic Press, 2:493-500. 1989. [International Geostatistics Congress, 3, Avignon-France, Sep5-9, 1988, Proceedings].

DUBRULE, O. Introducing more geology in stochastic reservoir modelling. *in*: SOARES A (ed) **Geostatistics Troia '92**, Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1994. 1:351-369. [International Geostatistics Congress, 4, Troia-Portugal, Sept ,1992, Proceedings]

ELEK, I. **Some Applications of Principal Component Analysis: Well-to-Well Correlation, Zonation**, Geobyte, 1988, p.46-55.

GALLI, A.; BEUCHER, H. Stochastic models for reservoir characterization: a user friendly review. in: **SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition**, 5, Rio de Janeiro-Brazil, Aug30-Sep3, 1997, Proceedings SPE #38999.

GALLI, A.; BEUCHER, H.; LE LOC'H, G.; DOLIGEZ, B.; HERESIM Group. The pros and cons of the simulated gaussian method. *in*: ARMSTRONG M & DOWD P A (eds) **Geostatistical Simulations**, Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1994, p. 217-233. [Geostatistical Simulation Workshop, Fontainebleau-France, May 27-28, 1993, Proceedings....]

GHIGNONE A **Sedimentação Deltaica na Bacia do Recôncavo**. Salvador; PETROBRAS/RPBA, 1969, 15p.

HALDORSEN, H. H.; DAMSLETH, E. Stochastic Modeling. **Journal of Petroleum Technology**, 1990, 42(4):404-412. SPE #20321.

IFP-BEICIP FRANLAB, EasyTrace User's Guide, version 3.8, release 4, Paris, France, 1999, vol 1 p.119-242.

ISAAKS, E. H.; SRIVASTAVA, R. M. **Introduction to Applied Geostatistics**. New York/Oxford Academic Press, 1989, 561p.

JOHNSON, R.; WICHERN, D. W. Applied Multivariate Statistical Analysis. 3th ed. Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall International, 1992, 642p.

KITTLER, J. **A locally sensitive method for cluster analysis**. **Pattern Recognition**, 1976, p. 23- 33.

KOLTERMANN, C. E.; GORELICK, S. M. Heterogeneity in sedimentary deposits: a review of structure-imitating, process-imitating and descriptive approaches. **Water Resources Research**, 1996, 32(9):2617-2658.

LAKE, L. W.; CARROLL, JR. H. B. **Reservoir characterization**. Academic Press, Orlando, 1986, 659p.

LE LOC'H, G. **Truncated plurigaussian simulations: choosing the simulation parameters to retrieve a known geometry: example of the algal mounds in the Paradox Basin**, 1999.

LE LOC'H, G.; GALLI, A. Truncated plurigaussian method: theoretical and practical points of view. *in*: BAAFI E Y & SCHOFIELD N A (eds) **Geostatistics Wollongong '96**, Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1997, 1:211-222. [International Geostatistics Congress, 5, Wollongong-Australia, Sep 22-26, 1996, Proceedings].

LE LOC'H, G.; BEUCHER, H.; GALLI, A.; DOLIGEZ, B.; HERESIM Group. Improvement in the truncated gaussian method: combining several gaussian functions. *in*: **European Conference on the Mathematics of Oil Recovery**, 4, Roros-Norway, Jun 7-10, 1994, 1-13, Proceedings

LUSTER, G. **Raw materials for Portland cement: applications of conditional simulation of coregionalization**. Stanford-CA: Stanford University, 1985, PhD thesis.

MATHERON, G.; BEUCHER, H.; FOUQUET, C.; GALLI, A.; GUERRILOT, D.; RAVENNE, C. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. *in*: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 62, Dallas-TX, Sep 27-30, 1987, 123-130, Proceedings SPE #16753.

MATHERON, G. **La théorie des variables régionalisées et ses applications**. Fasc. 5, Ecole Nat. Sup. des Mines, Paris, 1979.

MATO, L. F.; MATOS, B. G.; MONTEIRO, M. C.; GOZZINI, L. C. **Modelagem Geológica/Geoestatística da Formação Sergi: Zonas de Produção 1 a 8 do Campo de Água Grande**, Bacia do Recôncavo. Salvador, PETROBRAS, 2000, 66p. (Relatório interno).

MATO, L. F. **Arenitos Reservatório do Membro Santiago Superior, no Campo de Miranga – Bloco Principal e Bloco Norte**, Bacia do Recôncavo. Salvador, PETROBRAS, 1984, 28p. (Relatório interno).

MATO, L. F.; CAIXETA, J. M.; MAGALHÃES, M. R. C. **Padrões de Sedimentação na Passagem da Formação Marfim para a Formação Pojuca (Andar Rio da Serra/ Andar Aratu) e Significado Estratigráfico do Marco 15, Cretáceo Inferior, Bacia do Recôncavo**, Bahia. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 6(1/2), jan/jun , 1992, p.59-72.

MILANI, E. J. **Aspectos da Evolução Tectônica das Bacias do Recôncavo e Tucano Sul**, Bahia, Brasil. PETROBRAS/CENPES, Rio de Janeiro, 1987.

NETTO, A. S. T. **Modelo Geológico do Campo de Taquipe com ênfase na jazida do Arenito Santiago**. Salvador, PETROBRÁS/DEPEX/DEXBA, 1986, 25 p.(Relatório interno).

NHAM, S.; OLIVEIRA, A. P. M. **Informações técnicas PGR- Campo de Bom Sucesso, Cassarongongo e Taquipe**, Salvador. E&P-BA/GERET/GEREV-S, 1996, 200p. (Relatório interno).

PETTIJOHN, F. J.; POTTER, P. E.; SIEVER, R. **Sand and Sandstone**, Springer-Verlang, New York, Heidelberg, Berlin, 1973.

REMACRE, A. Z.; SIMON, V. H. Conditional plurigaussian simulation: a case study. **Cahiers de Géostatistique**, 1998, 6:17-28.

ROTH, C.; ARMSTRONG, M.; GALLI, A.; LE LOC'H, G. Using plurigaussian simulations to reproduce lithofacies with contrasting anisotropies. *in*: **APCOM Symposium**, 27, London, Apr18-23, 1998, Littleton-CO:SMME.

SAS INSTITUTE INC. SAS/STAT User's Guide, version 6, Carry, NC. 4th ed., 1994, vol 1 p.519-771 e p.1241-1263.

SILVA, R. R. **Descrição de Litofácies do Arenito Santiago do Campo de Taquipe, Bacia do Recôncavo**. Salvador, PETROBRAS, 2000, 8p. (Relatório interno).

SIMON, V. H. **Simulação plurigaussiana truncada condicional**. Universidade Estadual de Campinas/IG, Campinas, 1997, 85p. Dissertação (mestrado).

SOARES, C. M. **Análise Estratigráfica e Geoestatística de Reservatórios Deltaicos da Bacia do Recôncavo**. Universidade Estadual de Campinas/IG, Campinas, 1997, 120p. Dissertação (mestrado).

SOUZA JR., O. G. **Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des reservoirs d'un cone sous-marin profond (Champ de Namorado, Brésil)**. Université Paris, Paris, 1997, 215p. tese (doutoramento).

SRIVASTAVA, R. M. An overview of stochastic methods for reservoir characterization. in: YARUS J M & CHAMBERS R L (eds) **Stochastic modeling and Geostatistics: principles, methods and case studies**. Tulsa-OK:AAPG Computer Applications in Geology, 1994, 3-16.

TIMUR, A. An investigation of Permeability Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. *The Log Analyst*, 9, 4, p. 8-17.

WEBER, K. J.; VAN GEUNS, L. C. Framework for constructing clastic reservoir simulation models. in: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 64, San Antonio-TX, Oct8-11, 1989, Proceedings SPE#19582, 1990. [**Journal of Petroleum Technology**, 42(10):1248-1253,1296-1297].

WEBER, K. J. How Heterogeneity Affects Oil Recovery. In: Lake, L. W. & Carrol Jr., H.B. (eds.). **Reservoir Characterization**. Academic Press Inc, Orlando, FL, 1986, p. 487-544.

ZAPPAROLLI, L. H. **Aplicação da técnica de simulação plurigaussiana na reprodução de litofácies com dupla anisotropia**. Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, 2000, 136p. Dissertação (mestrado).