UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

UNICAMP

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOESTATÍSTICA DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DA BACIA DE CAMPOS

MARCUS MORETZSOHN GUIMARÃES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por Marcus Moretzsohn Guimarães e aprovada pela Comissão Julgadora em 06/02/1995

ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO - 1994

G947c

26900/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

UNICAMP

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOESTATÍSTICA DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DA BACIA DE CAMPOS

Marcus Moretzsohn Guimarães

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

Orientador: Paulo Tibana

Co-Orientador: Armando Zaupa Remacre - Unicamp

IG-1994

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO - 1994

UNICAMP

UNIVERSIDADE DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

TÍTULO DA TESE: CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOESTATÍSTICA DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DA BACIA DE CAMPOS

Autor: Marcus Moretzsohn Guimarães

Orientador: Paulo Tibana

Co-Orientador: Armando Zaupa Remacre

COMISSÃO EXAMINADORA

PRESIDENTE: _____

Paulo Tibana

EXAMINADORES: _____

Carlos Henrique Lima Bruhn - Titular

_____

Alberto Sampaio de Almeida - Titular

_____

Cláudio Bettini - Suplente

Guimarães, Marcus Moretzsohn

G947c Caracterização geológica e geoestatística de reservatório carbonático da Bacia de Campos/ Marcus Moretzsohn Guimarães. - Campinas: [s.n.], 1995.

[135 f.] : il.

Orientador: Paulo Tibana.

Co-Orientador: Armando Zaupa Remacre.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.

1. Geologia de Reservatório. 2.Geoestatística

3. Rochas Carbonáticas. 4. Modelagem Estocástica

C.D.D.:553.282

Para Juliana e Carolina

AGRADECIMENTOS

À Petroleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS pelo apoio financeiro e banco de dados sem os quais este trabalho não seria possível.

Agradeço ao professor e orientador Paulo Tibana pela dedicação e apoio transmitido.

Agradeço aos colegas do DESUD, DIGEO e CENPES e do Instituto de Geociências da Unicamp que colaboraram para a execução deste trabalho.

Aos colegas Furtado e Nilton que me auxiliaram na edição das figuras.

Aos colegas do curso pela cooperação e amizade.

CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOESTATÍSTICA DE RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DA BACIA DE CAMPOS.

(Tese de Mestrado: Dec/94)

Marcus Moretzsohn Guimarães
Orientador: Paulo Tibana
Co-Orientador: Armando Zaupa Remacre

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

RESUMO

Neste trabalho são definidas e caracterizadas espacialmente as unidades de fluxo de um reservatório carbonático da Bacia de Campos, que, ao possuírem propriedades petrofísicas bastante diversas, representam heterogeneidades internas do reservatório. É proposto inicialmente o modelo deposicional que foi utilizado para embasar a correlação rocha-perfil. Dezessete fácies sedimentares foram agrupadas em nove fácies-reservatório e fácies-barreira, representando os tipos de rocha que se buscou identificar pela correlação rocha-perfil. É enfatizada a necessidade de se caracterizarem também as rochas que atuam como barreiras ao fluxo de fluidos.

Foi testada a técnica estatística multivariada da análise discriminante na identificação das eletrofácies. A utilização das variáveis categóricas - "modelo deposicional" e "subzona" -, além dos perfis, foram determinantes na discriminação das oito eletrofácies com boa margem de acerto.

Posteriormente, descreveu-se a geometria externa das unidades de fluxo por mapas e seções estratigráficas elaboradas através de correlação geológica, sendo escolhida uma para posterior comparação com os resultados dos modelos geoestatísticos. A modelagem estocástica permitiu gerar algumas imagens bidimensionais de mesma direção da seção geológica escolhida, utilizando-se dois modelos de ajuste dos semivariogramas experimentais, um contínuo e outro mais pepítico.

GEOLOGICAL AND GEOSTATISTICAL CHARACTERIZATION OF A CARBONATE RESERVOIR, CAMPOS BASIN.

(MASTER THESIS: Dec/94)

Marcus Moretzsohn Guimarães
Adviser: Paulo Tibana
Co-Adviser: Armando Zaupa Remacre

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

ABSTRACT

Carbonate reservoirs have lower recovery factors than those found in turbidite fields of Campos Basin, due to the presence of heterogeneities in several scales. In the studied reservoir, the most prominent heterogeneity is related to the flow units with different petrophysicals values, which cause highly nonuniform fluid flow patterns.

Identification of the electrofacies was performed by discriminant analysis. The categorical variables - "depositional model" and "subzone" - proved to be useful discriminators. The proposed geological depositional model supported the identification of the electrofacies.

Flow units of the studied reservoir were defined based on both geological and geostatistical description. The results obtained from the stochastic modelling were compared with those of geological interpretation. Several possible interwell distributions of the flow units were generated by indicator sequential simulation, using theoretical, continuous and pepitic semivariogram models.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS ii

RESUMO iii

ABSTRACT iv

SUMÁRIO v

ÍNDICE DE FIGURAS viii

ÍNDICE DE TABELAS x

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO 1

I.1 - OBJETO DA TESE 2

CAPÍTULO II - GEOLOGIA DO RESERVATÓRIO 4

II.1 - GEOLOGIA REGIONAL 4

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DAS FÁCIES SEDIMENTARES 6

II.3 - MODELO DEPOSICIONAL 13

II.3.1 - Evolução deposicional da Formação Macaé Inferior 13
II.3.2 - Caracterização dos ciclos deposicionais de arraseamento para o topo. 14
II.3.3 - Modelo deposicional proposto para o reservatório em estudo 15

II.4 - DIAGÊNESE 19

II.4.1 - Cimento marinho 19
II.4.2 - Dissolução 20
II.4.3 - Compactação 20
II.4.4 - Cimento meteórico 20
II.4.5 - Cimento de subsuperfície 22

II.5 - ASPECTOS GERAIS DO RESERVATÓRIO 25

II.6 - ZONEAMENTO 27

II.7 - CARACTERIZAÇÃO DAS FÁCIES-RESERVATÓRIO E FÁCIES-BARREIRA 30

CAPÍTULO III - CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL 45

III.1 - TRABALHOS ANTERIORES 45

III.2 - ANÁLISE PRELIMINAR DOS DADOS 48

III.2.1 - Dados de rocha 48
III.2.2 - Dados de perfis 48
III.2.3 - Dados de análises petrofísicas 49
III.2.4 - Dados categóricos 55

III.3 - CARACTERIZAÇÃO DAS ELETROFÁCIES 56

III.3.1 - Aspectos preliminares 56
III.3.2 - Metodologia 57
III.3.3 - Modelo utilizado e validação
III.3.4 - A utilização de variáveis categóricas na correlação rocha-perfil 63

III.4 - AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS A PARTIR DA ANÁLISE DO CROSSPLOT DAS FUNÇÕES DISCRIMINANTES CANÔNICAS ... 66

III.5 - EXTENSÃO DA FUNÇÃO DISCRIMINANTE AOS DEMAIS POÇOS 70

CAPÍTULO IV - GEOMETRIA EXTERNA DAS UNIDADES DE FLUXO 72

IV.1 - DISCUSSÃO SOBRE O CONCEITO DE UNIDADES DE FLUXO 72

IV.2 - ANÁLISE DAS SEÇÕES E MAPAS ESTRATIGRÁFICOS 75

IV.3 - AS FÁCIES-BARREIRA ATUANDO COMO HETEROGENEIDADES INTERNAS AO RESERVATÓRIO 84

IV.4 - CURVAS DE PROPORÇÃO VERTICAL 86

CAPÍTULO V - MODELAGEM ESTOCÁSTICA 90

V.1 - ASPECTOS PRELIMINARES 90

V.1.1 - Regularização 91
V.1.2 - Metodologia 93

V.2 - A DECISÃO DA ESTACIONARIDADE 94

V.3 - VARIOGRAFIA 97

V.3.1 - Variografia das indicadoras 97
V.3.2 - Contribuição dos poços gêmeos ao semivariogramas experimentais 108

V.4 - ESCOLHA DO ALGORITMO 110

V.5 - ELABORAÇÃO E ANÁLISE DAS IMAGENS GERADAS 112

V.5.1 - A influência do raio de pesquisa na geração das imagens estocásticas 117

V.6 - COMPARAÇÃO DAS IMAGENS COM A SEÇÃO GEOLÓGICA ... 119

CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES 122

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 125

ANEXOS 129

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.3.3.1 - Representação estática do modelo deposicional dominado por bancos oolíticos. 16
Figura II.3.3.2 - Representação estática do modelo deposicional dominado por bancos oncolíticos 17
Figura II.4.1 - Tipos de Cimentação 23
Figura II.4.2 - Modelo de diagênese marinha 19
Figura II.4.3 - Diagênese de paraseqüência 24
Figura II.4.4 - Modelo de lente meteórica relacionada à ilha em rochas albianas 24
Figura II.5.1 - Mapa e seção estrutural esquemática 26
Figura II.7.1 - Fotos (fotografias e fotomicrografias) e CPC (curva de pressão capilar) da FR-A.1 37
Figura II.7.2 - Fotos e CPC da FR-B1 38
Figura II.7.3 - Fotos e CPC da FR-B2 39
Figura II.7.4 - Fotos e CPC da FR-C1 40
Figura II.7.5 - Fotos e CPC da FR-E 41
Figura II.7.6 - Fotos e CPC da FBAR-A1.3 42
Figura II.7.7 - Fotos e CPC da FBAR-B3 43
Figura II.7.8 - Fotos e CPC da FBAR-C2 44
Figura III.2.1 - Perfil esquemático 51
Figura III.2.2 - Perfil esquemático 52
Figura III.2.3 - Perfil esquemático 53
Figura III.4.1 - Crossplot de CAN1 x CAN2 67
Figura IV.2.1 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 1-3 77
Figura IV.2.2 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 4-5 78
Figura IV.2.3 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 6-8 79

Figura IV.2.4 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 9-10 80
Figura IV.2.5 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 11-12 81
Figura IV.2.6 - Seção estratigráfica entre os poços 10-17-5-26-11-2-6 82
Figura IV.2.7 - Seção estratigráfica entre os poços 29-24-19-8 83
Figura IV.4.1 - Curvas de proporção CRE 1-3 e CRE 4-5 88
Figura IV.4.1 - Curvas de proporção CRE 6-8, CRE 9-10 e CRE 11-12 89
Figura V.2.1 - Diagramas de frequência dos oito tipos de unidades de fluxo por subzona 96
Figura V.3.1.1 - Semivariogramas do TUF B1. Subzona CRE 1-3 99
Figura V.3.1.2 - Semivariogramas do TUF C1. Subzona CRE 1-3 100
Figura V.3.1.3 - Semivariogramas do TUF E. Subzona CRE 1-3 101
Figura V.3.1.4 - Semivariogramas do TUF C2. Subzona CRE 1-3 102
Figura V.3.1.5 - Semivariogramas do TUF A1. Subzona CRE 11-12 103
Figura V.3.1.6 - Semivariogramas do TUF C1. Subzona CRE 11-12 104
Figura V.3.1.7 - Semivariogramas do TUF A1.3 Subzona CRE 11-12 105
Figura V.3.1.8 - Semivariogramas do TUF B3. Subzona CRE 11-12 106
Figura V.3.1.9 - Semivariogramas do TUF C2. Subzona CRE 11-12 107
Figura V.3.2.1 - Contribuição dos poços gêmeos aos semivariogramas experimentais 109
Figura V.5.1 - Imagens geradas por semivariogramas com ajuste contínuo. Subzona CRE 1-3 114
Figura V.5.2 - Imagens geradas por semivariogramas com ajuste pepítico. Subzona CRE 1-3 115
Figura V.5.3 - Imagens geradas por semivariogramas com ajuste contínuo e pepítico. Subzona CRE 11-12 116
Figura V.5.1.1 - Imagens geradas com diferentes raios de pesquisa 118
Figura V.6.1 - Semivariogramas das imagens geradas com ajuste contínuo e pepítico, da seção geológica e do modelo ajustado 121

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II.2.1 - Resumo das fácies sedimentares 12
Tabela II.6.1 - Evolução do zoneamento estratigráfico 29
Tabela II.7.1 - Resumo das fácies sedimentares, fácies-reservatório e fácies-barreira 36
Tabela III.2.3 - Resumo estatístico das medidas petrofísicas das FRs e FBARs .. 50
Tabela III.3.3 - Margens de erro da Análise Discriminante para as eletrofácies, em função da alteração das sementes 62
Tabela III.3.4.1 - Margens de erro da Análise Discriminante para as eletrofácies em função da inclusão das variáveis categóricas subzona e md 64
Tabela III.3.4.2 - Contribuição de cada variável pela rotina STEPDISC 65
Tabela IV.1 - Denominação dos tipos de unidade de fluxo 74
Tabela V.1.1 - Proporções das eletrofácies frente à regularização 93

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Os reservatórios carbonáticos da Formação Macaé da Bacia de Campos apresentam fatores de recuperação entre 4,4 e 20%. Estes valores são baixos, quando comparados aos da maioria dos campos turbidíticos desta bacia, devido à presença de heterogeneidades de natureza diversa, que impedem uma drenagem uniforme dos hidrocarbonetos.

O arranjo heterogêneo destes reservatórios carbonáticos, onde coexistem camadas e porções com diferentes capacidades de fluxo, induz a drenagem seletiva das acumulações (Ansaloni et alii,1990). Nesta jazida em estudo, as heterogeneidades apresentam-se destacadamente sob a forma de unidades de fluxo com características de permo-porosidade bastante diversas, onde as de melhor qualidade, dessaturam de óleo rapidamente e atuam como dutos de canalização de água da formação que atinge os poços produtores, aumentando-lhes gradativamente a razão água-óleo, até tornarem-se antieconômicos.

O aprimoramento da caracterização geológica nesta jazida é importante em virtude do grande volume de óleo "in place", da esparsa malha de drenagem, do baixo fator de recuperação, da presença de bolsões de óleo móvel transpassados pelas canalizações de água e da possibilidade de estabelecer estratégias alternativas de explotação.

I.1 - OBJETO DA TESE

O objetivo do presente trabalho é caracterizar as unidades de fluxo, a partir de dados das subzonas CSI 1-12, CRE 1-3 a CRE 11-12 de um reservatório carbonático da Bacia de Campos, através de seções geológicas e de modelagens condicionais bidimensionais. Busca-se também aplicar técnicas importantes na geologia de explotação de petróleo relacionadas à correlação rocha-perfil e geoestatística.

É proposto inicialmente no capítulo II o modelo deposicional para o reservatório em estudo, que foi utilizado para embasar a correlação rocha-perfil e a modelagem condicional. As 17 fácies sedimentares descritas em estudos sedimentológicos anteriores foram agrupadas em nove fácies-reservatório e fácies-barreira, representando os tipos de rocha que buscou-se identificar pela correlação rocha-perfil. É enfatizada a necessidade de se caracterizar não só as rochas reservatório, mas também aquelas que atuam como barreiras ao fluxo de fluidos, tanto as de origem deposicional como diagenética.

A tentativa de aperfeiçoar a caracterização espacial dos tipos de unidades de fluxo da jazida inicia-se pela redefinição das eletrofácies. Foi testada a técnica estatística multivariada da análise discriminante como ferramenta de correlação rocha-perfil na identificação de um número elevado de eletrofácies (oito), obtendo-se um

acerto médio de 80%. A utilização das variáveis categóricas "modelo deposicional" e "subzona", além dos perfis, foi imprescindível na discriminação das oito eletrofácies com boa taxa de acerto.

Posteriormente, descreve-se a geometria externa das unidades de fluxo por mapas e seções estratigráficas elaboradas através de correlação geológica, sendo escolhida uma de direção NE-SW (AA'), para posterior comparação com os resultados dos modelos geoestatísticos.

A modelagem estocástica permitiu gerar algumas imagens bidimensionais das subzonas CRE 1-3 e CRE 11-12, de mesma direção da seção geológica AA', honrando os dados dos poços atravessados por ela e reproduzindo a variabilidade espacial dos dados de todo o campo, através dos variogramas. Foram utilizados dois modelos de ajuste dos variogramas experimentais (um contínuo e outro mais pepítico), assim como foram testados alguns parâmetros de entrada do algoritmo, o que permitiu aferir a sensibilidade da simulação seqüencial das indicadoras. Devido à complexidade faciológica do reservatório e ao elevado número de eletrofácies, optou-se por modelar apenas a geometria das unidades de fluxo (tratadas como variáveis categóricas), atribuindo a cada corpo isolado os valores médios de suas propriedades petrofísicas assumidos para cada eletrofácies.

As metodologias utilizadas na correlação rocha-perfil e na geoestatística encontram-se detalhadas nos ítens III.3.2 e V.I.2.

CAPÍTULO II

GEOLOGIA DO RESERVATÓRIO

II.1 - GEOLOGIA REGIONAL

A evolução das bacias sedimentares mesozóicas da margem continental brasileira, conforme Ponte *et al.* em Chang & Kowsmann(1987), compreende três seqüências: clástica não marinha, evaporítica e marinha. A seqüência marinha foi, por sua vez, subdividida em três subseqüências: carbonática, transgressiva e regressiva.

Segundo Chang & Kowsmann (1987), ao final do Aptiano, a contínua acresção do assoalho oceânico e o progressivo basculamento da margem continental, resultante da contração térmica e ascensão do nível do mar, favoreceram a implantação de águas com salinidade normal, acarretando a diminuição da taxa de supersaturação do mar, a ponto de interromper a deposição dos evaporitos. Posteriormente, implantou-se uma extensa plataforma carbonática aproveitando o baixo influxo terrígeno que ainda vigorava. Esta plataforma conseguiu acompanhar no Albiano a alta taxa de subsidência da bacia, uma vez que a taxa de crescimento dos carbonatos se caracteriza por ser bastante elevada. Em seguida, há o registro de uma subseqüência transgressiva depositada em ambiente de talude continental.

O registro sedimentar da fase marinha albiana está representada na Bacia de Campos pela Formação Macaé, que foi subdividida informalmente por Falkenheim (1981) em Macaé Inferior (Eo a Mesoalbiano) e Superior (Neoalbiano-Eoturoniano). A

unidade inferior se caracteriza por depósitos de plataforma nerítica rasa e a superior à fase transgressiva de recobrimento da seqüência inferior.

Segundo Ansaloni et alii(1990), alguns autores abordaram de forma genérica a Formação Macaé, entre eles: Tessari e Tibana (1975), Carozzi et alii (1977), Falkenhein (1981), Franke (1981), Dias-Brito (1982), Spadini (1982), e Spadini et alii (1988), enquanto diversos outros trabalhos reportaram sobre a caracterização faciológica e de modelos deposicional e diagenético dos reservatórios carbonáticos isoladamente.

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DAS FÁCIES SEDIMENTARES

O objetivo deste ítem é apresentar as subfácies sedimentares, tendo como base as descrições dos testemunhos do campo, nos moldes em que foram descritas por Spadini & Paumer (1983). Elementos texturais frequentes nos reservatórios da Formação Macaé, como os componentes principais, matriz e tipos de cimento, foram reportados por Tibana em Baumgarten et alii (1982).

Em função de suas características texturais, as fácies sedimentares deste reservatório em estudo foram divididas inicialmente em seis grupos principais (FA a FF), que compõem as 17 subfácies conforme indicado na tabela II.7.1. Foi empregada a classificação híbrida utilizada pela Petrobrás, uma vez que a maioria dos trabalhos pesquisados reportavam às rochas com esta denominação. A tabela II.2.1 resume a classificação e as características de porosidade e de permeabilidade das fácies sedimentares. Os grupos e as subfácies mais importantes são descritas a seguir, enquanto as subfácies subordinadas, ou seja, aquelas pouco representativas ou que se caracterizem como uma variação de outra mais importante, são citadas conjuntamente às quais são relativas:

FA) Fácies calcarenitos oolíticos: correspondem a *grainstones* e *packstones* depositados em ambiente de águas rasas e agitadas, sob ação de ondas e de correntes de maré. Neste grupo estão contidas as seguintes subfácies:

FA.1.1 - Calcarenito oolítico grosso:

Grainstone formado dominantemente por oolitos grossos de aspecto maciço, bem selecionado. Oolitos finos e pelóides são constituintes acessórios, enquanto bioclastos são raros (menos de 1%). Esta fácies constitui os melhores reservatórios do campo, com valores de permeabilidade normalmente excedendo a 1000 md. A porosidade é dominantemente do tipo interpartícula (fig. II.7.1.A e B).

A esta fácies ocorrem associadas a FA.1.2 - Calcarenito oolítico médio e a FA.2 - Calcarenito oolítico/oncolítico, *grainstone* médio/grosso.

FA.1.3 - Calcarenito oolítico cimentado:

Grainstone de granulação média, bem selecionado, de aspecto maciço, levemente bioturbado e ausência quase total de acessórios. A cimentação é a principal característica desta fácies, envolvendo duas fases bem distintas; a primeira representada por uma franja equigranular formada por cristais complexos com faces bem formadas, os quais tendem a crescer em direção do espaço intergranular; a segunda geração oblitera praticamente toda a porosidade interpartícula primária (fig. II.7.6.A e B). Porosidades e permeabilidades são muito baixas.

FA.3 - Calcarenito oolítico fino:

Grainstone bioturbado com arcabouço denso formado dominantemente por oolitos finos, com pelóides como constituintes secundários. Uma franja equigranular delgada é observada em torno da maioria dos grãos. A porosidade é do tipo interpartícula, em parte controlada por bioturbação. A esta fácies ocorre associada a FA.4 - Calcarenito oolítico peloidal.

FB) Fácies calcarenitos oncolíticos: predominantemente grossos, *micríticos (packstones)* e em menor escala *grainstones*. Representa sedimentos depositados em águas rasas, moderadamente agitadas. Compõe as seguintes subfácies:

FB.1.1 - Calcarenito oncolítico grosso:

Litologia de aspecto maciço, seleção regular, constituída predominantemente por oncolitos regulares médios a grossos, podendo ocorrer rudáceos (fig. II.7.2.A e B). Oólitos e pelóides finos são constituintes acessórios. O arcabouço é frouxo e o espaço intergranular está parcialmente preenchido por uma franja equigranular que envolve completamente os grãos. A esta fácies ocorrem associadas FB.1.2 - Calcarenito oncolítico grosso/muito grosso com matriz e a FB.1.3 - Calcarenito oncolítico compactado.

FB.2 - Calcarenito oncolítico fino/médio com rudáceos:

Calcarenito regularmente selecionado, cujo arcabouço é formado dominantemente por grãos oncolíticos de granulação média/fina e com presença significativa de rudáceos oncolíticos (fig. II.7.3.A e B). O espaço intergranular está parcialmente preenchido por uma franja equigranular e a porosidade é interpartícula. Esta fácies mostra variações texturais bastante abruptas, gradando de *packstone* para *grainstone*, e ainda mostrando gradações para FB.1.1 e FB.1.2.

FB.3 - Calcarenito bimodal:

Composto por uma fração oncolítica muito grosseira e por uma fração fina/média composta por micro-oncolitos(fig. II.7.7.A e B). O espaço interpartícula está localmente preenchido por um mosaico fino (fig. II.7.7.C).

FC) Fácies calcarenitos microoncolíticos/peloidais finos: *packstones* de ambiente de energia moderada a baixa. Consiste no agrupamento das seguintes subfácies:

FC.1 - Calcarenito espático peloidal:

Corresponde a um *grainstone* muito fino a fino composto dominantemente por pelóides subesféricos(fig. II.7.4.A e B). Esta fácies foi definida sob duas formas distintas: a)calcarenito sem cimento com arcabouço moderadamente denso e b)cimentada por um mosaico fino, localmente precedido por delgada franja

equigranular e de baixíssima permeabilidade (1 md).

FC.2 - Calcarenito microoncolítico com rudáceos:

Corresponde a um *packstone* em geral de aspecto maciço, apresentando frequentemente dissolução associada a bioturbação. O arcabouço é composto por microoncolitos de granulação fina, enquanto os pelóides constituem a fração muito fina . Bioclastos são relativamente frequentes nessa fácies, podendo atingir até 5% do total de grãos(fig. II.7.8.A e B). Estão representados por foraminíferos bentônicos hialinos e textularídeos. Equinóides, pelecípodes, ostracodes e miliolídeos ocorrem mais raramente. Oncolitos típicos de granulação grosseira a rudáceos são constituintes acessórios bastante característicos. Praticamente todo o espaço intergranular está preenchido por matriz pelmicrítica ou por mosaico fino. A esta fácies ocorre associada a FC.4 - Calcarenito microoncolítico dolomitizado.

FD) Fácies calcirrudito oncolítico: Deposicionalmente representa um ambiente de plataforma rasa, de baixa energia. Rocha composta por rudáceos oncolíticos, cujo tamanho atinge até 2 cm, onde o espaço intersticial está preenchido, de uma maneira geral, por calcarenito fino e matriz pelmicrítica. Do mesmo modo que a fácies C.2, há evidências de processos de lixiviação, levando à formação de porosidade móldica e vugular.

FE) Fácies calcárias de granulometria fina: Rochas depositadas abaixo do nível base das ondas, em depressões de até algumas dezenas de metros. Calcissiltito peloidal, gradando a calcilutito, de aspecto geral maciço e localmente desenvolvendo estrutura mosqueada. Microscopicamente são mudstones com bioelementos plantônicos (foraminíferos plantônicos e calcisferulídeos)(fig. II.7.5.A e B). Como a porosidade visual é praticamente nula, os valores de porosidade medidos correspondem à microporosidade do tipo interpartícula. Apesar das permeabilidades extremamente baixas essa fácies está impregnada de óleo, à exceção dos intervalos muito argilosos, onde há uma gradação para a marga. A esta fácies ocorre associada a FC.3 - Calcarenito peloidal.

FF) Calcilutito e marga: Descritas por Faria et alii (1986), esta fácies consiste de intercalações centimétricas (20 a 60cm) de calcilutito e marga, depositados em águas profundas, cujo contato entre as duas litologias se faz ora transicionalmente ora abrupto. Constitui-se na fácies predominante do Macaé Superior e atua como capeadora aos reservatórios sotopostos.

Subfácies	Porosidade	Permeabilidade
FA.1.1	Boa porosidade interpar- tícula, 25 a 30%.	Alta permeabilidade até 4D
FA.1.2		
FA.1.3	microporosidade petrofísica: até 20%	Extremamente baixas menores que 1md
FA.2	petrofísica: 19 a 28%	altas
FA.3	petrofísica: 13 a 30.1%	0.7 a 338 md
FA.4	visual baixa. petrofísica: 15 a 24%	10 a 22 md
FB.1.1	petrofísica: 18 a 27%	20 a 300 md
FB.1.2	visual entre 10 e 15% petrofísica: 15 a 27%	Baixas. Os melhores valores entre 50 e 70md
FB.1.3	microporosidade	10 a 25md
FB.2	petrof: na ordem de 25%	50 a 200md. Pouca relação entre phi e K
FB.3	visual baixa. petrofísica: 11 a 20%	menores que 1 md
FC.1	15%	1md
FC.2	visual baixa. petrofísica: 15 a 20%	2 a 5 md
FC.3	microposidade petrofísica: 15 a 25%	0.1 a 3 md
FC.4	microposidade	0.3 md
FD	microposidade	0.1 a 3 md
FE	microposidade	0.1 a 1 md

Tabela II.2.1 - Resumo das fácies sedimentares e de suas características de porosidade e de permeabilidade, adaptado de Spadine e Paumer (1983).

II.3 - MODELO DEPOSICIONAL

II.3.1 - Evolução deposicional da Formação Macaé Inferior

Segundo Spadini et alii (1988), a compreensão das relações entre as estruturas pretéritas, a halocinese e a distribuição das fácies permitiram a identificação de três episódios deposicionais distintos na evolução sedimentar do Macaé Inferior. O início da deposição deu-se em ambiente nerítico raso, imediatamente sobre os evaporitos da Formação Lagoa Feia. Na porção sul da bacia, desenvolveu-se uma sedimentação essencialmente carbonática, cuja morfologia deposicional era a de uma rampa na qual se desenvolveram vários ambientes: planície de maré, laguna e ilhas de barreiras constituídas por oolitos. Esta seqüência foi sujeita à intensa dolomitização, afetando particularmente as fácies deposicionais de maior permeabilidade.

Em uma etapa seguinte, com a progressiva subsidência, ocorreu uma grande expansão da sedimentação de plataforma rasa carbonática na área sul da bacia, já então caracterizada pela predominância de grãos acrescionais organo-sedimentares (oncolitos), e subordinadamente pelóides e oolitos. No terceiro estágio forma-se um sistema de bancos rasos (*shoals*), onde a textura deposicional e a composição estão mais diretamente ligadas a diferenças do nível de turbulência das águas do que a sua profundidade.

II.3.2 - Caracterização dos ciclos deposicionais de arraseamento para o topo.

Segundo Spadini (1992), a sedimentação de plataforma rasa da seção superior dos carbonatos albianos da Bacia de Campos segue um padrão cíclico, formado em resposta a repetidas subidas do nível do mar, observado tanto nos bancos rasos, onde predominavam condições de energia moderada a alta, como nas depressões da plataforma, onde o mecanismo deposicional dominante foi de suspensão. Após cada evento de afogamento, o preenchimento ocorre por ciclos de arraseamento para o topo (*shoaling-upward*). Um ciclo típico compreende as fácies peloidais de afogamento na base (FD e FC), sobrepostas por *grainstones* e *packstones* oncolíticos (FB), que por sua vez gradam para os cinturões oolíticos de alta energia (FA). Nas depressões , formadas somente por calcários de granulação fina (FE), o evento de afogamento é marcado por camadas que mostram pronunciados efeitos de compactação química e bioturbação.

Os ciclos são grosseiramente definidos pela curva de raios-gama, onde as fácies de afogamento correspondem a intervalos com valores mais altos de radioatividade.

Este mesmo autor ainda conclui que, nos bancos rasos, o arranjo de fácies dentro de cada ciclo de *shoaling-up* depende basicamente do ambiente sedimentar, que resulta, em uma primeira etapa, da configuração regional da plataforma carbonática. Nesta fase é importante a influência da halocinese, pois a mesma modifica a topografia de fundo, influenciando na formação e na distribuição dos sedimentos. Em uma etapa subsequente, a própria sedimentação exerce um papel importante, numa relação de causa e efeito.

II.3.3 - Modelo deposicional proposto para o reservatório em estudo

O modelo deposicional proposto para o reservatório em estudo é baseado nas acumulações de areias carbonáticas recentes das Bahamas, reportadas por Halley, Harris e Hine em Scholle et alii (1983) e por Spadini (1992) que descreveu estas acumulações como um análogo para a Formação Macaé.

Conforme observado por Figueiredo et alii (1983) em Baumgarten & Scuta (1988), a partir do Eo ao Mesoalbiano, começou a se intensificar o desenvolvimento da estrutura do campo. O arqueamento, incipiente até então, foi originado por suaves almofadas de sal.

A grande ascensão do bloco do campo ocorreu não só contemporaneamente à deposição dos últimos 100 metros do Macaé Inferior, como a partir daí, quando aconteceu o desenvolvimento simultâneo de falhas lístricas de crescimento (Baumgarten & Scuta, 1988).

Estabelecida a fisiografia deposicional pelo substrato anterior e pela halocinese, a faciologia resultante e a geometria externa dos corpos fica condicionada ao regime hidrodinâmico ditado pelas oscilações do nível do mar.

Para este reservatório propõe-se dois modelos que diferem basicamente pelo regime de produção de sedimentos:

Um modelo dominado por bancos oolíticos (fig. II.3.3.1), que é atribuído às rochas das subzonas CRE 4-5 e CRE 11-12. O desenvolvimento dos bancos oolíticos auto-sustentados acompanhou as repetidas subidas do nível do mar, cujos picos

de afogamento atingiam poucos metros de profundidade.

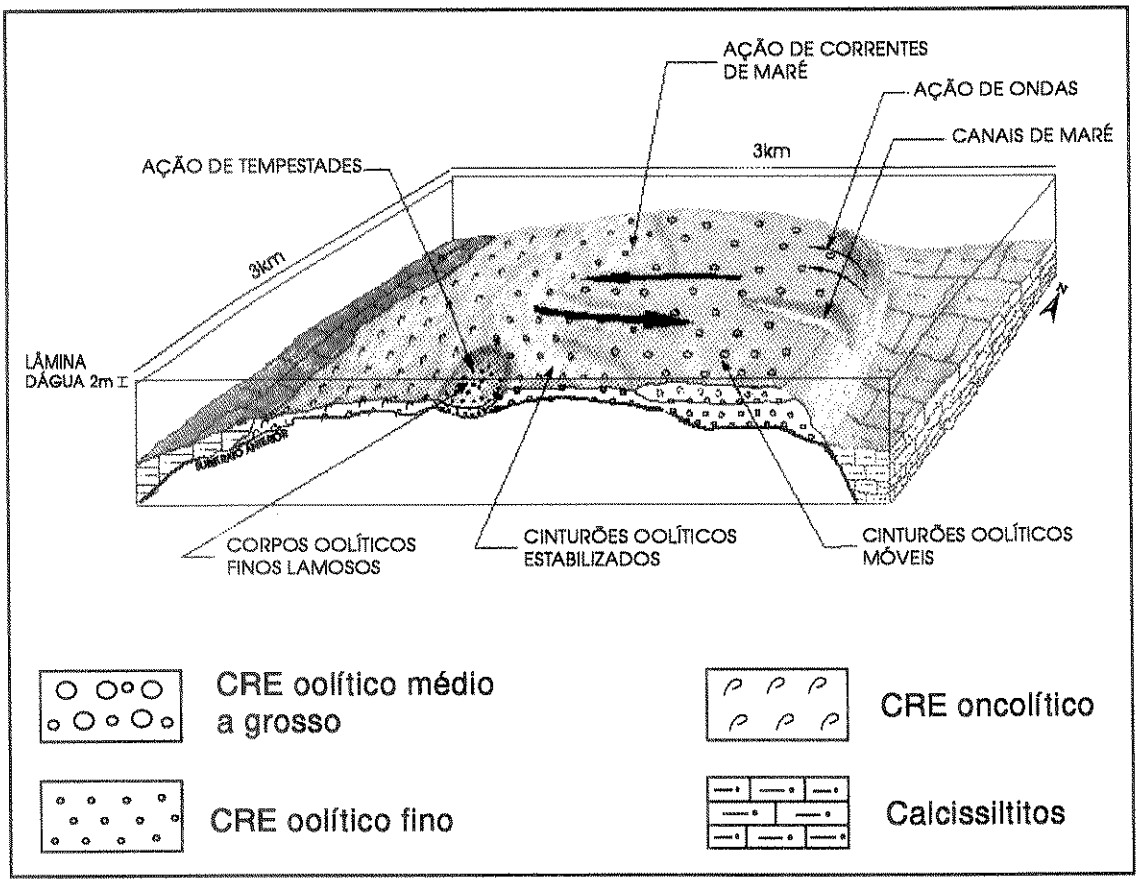


Figura II.3.3.1 - Representação estática do modelo deposicional dominado por bancos oolíticos.

A deposição ocorreu em cinturões oolíticos móveis (FA) localizados na borda leste da barra, sob intenso retrabalhamento das ondas e correntes de maré, ou em cinturões oolíticos estabilizados (FA), caracterizando os depósitos mais estáticos da retaguarda da barra que propiciaram a formação de agregados, de micrita e de alguma bioturbação. Em porções protegidas no interior da barra foram depositados sedimentos oolíticos finos (FC.1).

O segundo modelo (fig. II.3.3.2) aplica-se às subzonas CRE 1-3, CRE 6-8 e CRE 9-10 e é composto predominantemente por bancos oncolíticos (FB), onde o preenchimento sedimentar se dá segundo o padrão típico de arraseamento para o topo, descrito no ítem II.3.2.

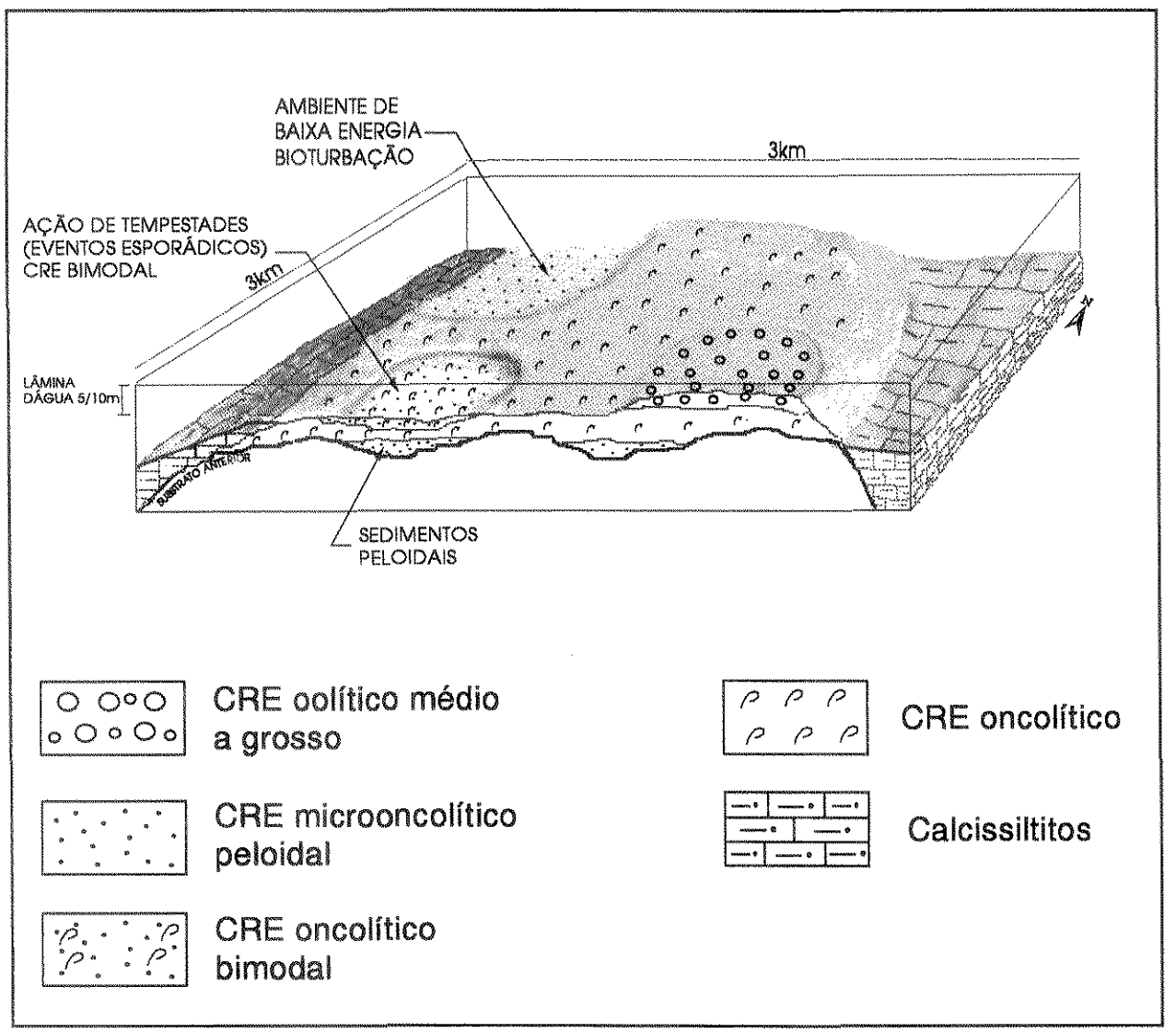


Figura II.3.3.2 - Representação estática do modelo deposicional dominado por bancos oncolíticos.

As profundidades máximas nos picos de afogamento são maiores que do modelo anterior, permitindo a deposição de fácies peloidais ricas em matriz (FC.2 e FD), preenchendo as depressões do substrato anterior. Posteriormente, em resposta às diferentes condições ambientais, ocorre a deposição dos oncolitos (FB) em texturas diversas, associados a pelóides e oólitos. Finalmente, em porções mais elevadas da barra, depositam-se os oolitos (FA), refletindo uma condição de águas mais rasas.

Em regiões protegidas ou de maior lâmina d'água no interior dos bancos, do aporte de oncolitos pela ação de tempestades, misturando-se às lamas peloidais, formam-se os *packstones* oncolíticos bimodais (FB.3).

II.4 - DIAGÊNESE

Os processos diagenéticos observados foram cimentação marinha e meteórica, dissolução e compactação física, podendo ocorrer isoladamente e/ou associados. Uma vez que o pacote estudado está incluso na zona de óleo, buscou-se enfatizar as feições características desta região. Comenta-se também sobre a cimentação freática e de subsuperfície, típicas dos estratos inferiores que compõem a zona de transição e de água, onde atuam freqüentemente como redutoras da porosidade.

II.4.1 - Cimento marinho

A cimentação marinha está presente em oolitos da subzona CRE 4-5 e CRE 11-12, na forma de uma franja acicular pouco desenvolvida, envolvendo completamente os grãos (fig.II.4.1.A). Esta cimentação indica pequenas paradas na sedimentação quando a barra apresentava-se total ou parcialmente submersa (fig II.4.2). De modo geral não atua significativamente como redutora da porosidade.

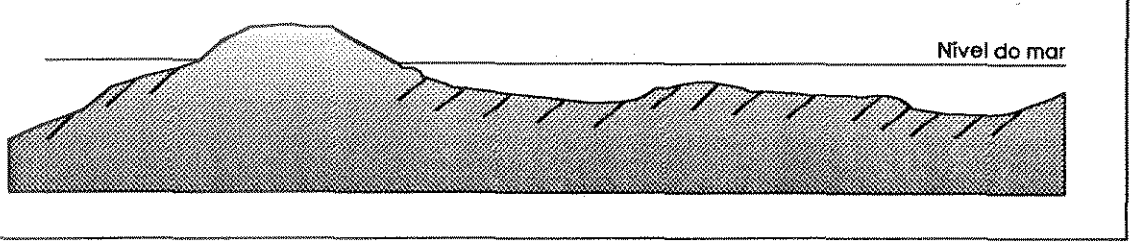


Figura II.4.2 - Modelo de diagênese marinha.

// cimentação marinha

II.4.2 - Dissolução

Segundo Faria et alii (1986), a dissolução é o processo mais abrangente nas fácies estudadas deste reservatório, embora não seja um fator importante na criação de porosidade. Nas fácies A e B, de mais alta energia, atua no sentido de alargar a porosidade primária, dissolvendo grãos e cimento. Nas fácies de menor energia age no sentido de criar porosidade; vugular, por dissolução da matriz e grãos e intra-móldica, por dissolução dos bioclastos que formam os núcleos. As figs. II.7.8.A e B mostram feições de dissolução em calcarenito microoncolítico micrítico, associada a mosqueamento devido a bioturbação.

II.4.3 - Compactação

Este fenômeno pode ser observado em quase todas as fácies em grau de intensidade moderada, evidenciado pelos contatos retos e suturados e pelo deslocamento da franja acicular dos grãos (fig. II.4.1.A).

II.4.4 - Cimento meteórico

Ocorre na forma de franja romboédrica, formada por cristais multifacetados que crescem em direção ao centro do poro, (fig.II.4.1.B), ou como mosaico de calcita de granulação fina a média, associado a rochas de granulometria fina, obliterando parcial ou totalmente a porosidade.

Marçal (1993), a partir da análise dos depósitos carbonáticos albianos da Bacia de Campos, estabeleceu uma associação da diagênese meteórica com os ciclos deposicionais de arraseamento para o topo, denominada de diagênese de paraseqüência, ilustrada na figura II.4.3. Essa relação foi proposta em virtude de uma parasequência incluir ciclos de arraseamento para o topo, ao final dos quais poderiam formar-se ilhas que possibilitariam a implantação de lentes de águas meteóricas. A zona freática superior dessa lente, próxima ao lençol freático, favoreceria a precipitação de um mosaico formado por cristais equigranulares médios de calcita. Mais abaixo, à medida em que diminuísse a influência do lençol freático, ocorreria desde uma franja meteórica até a completa ausência de cimentação. Nos grainstones peloidais abaixo, seria precipitado um mosaico meteórico fino que obliteraria completamente os poros, ainda na zona freática inferior, indicando o forte controle da granulometria na cimentação. Na base da paraseqüência, representando a zona de mistura, ocorreriam raros cristais dispersos de dolomita.

Esta autora, neste mesmo trabalho, descreveu o modelo diagenético das rochas desta jazida em estudo, analisando os testemunhos contínuos do P5 e parte do P2, onde foram definidos quatro ciclos de arraseamento para o topo associados a feições de diagênese meteórica precoce, indicando que o influxo de água meteórica deve ter ocorrido por formação de ilhas, que permitiram a implantação de lentes flutuantes (fig. II.4.4).

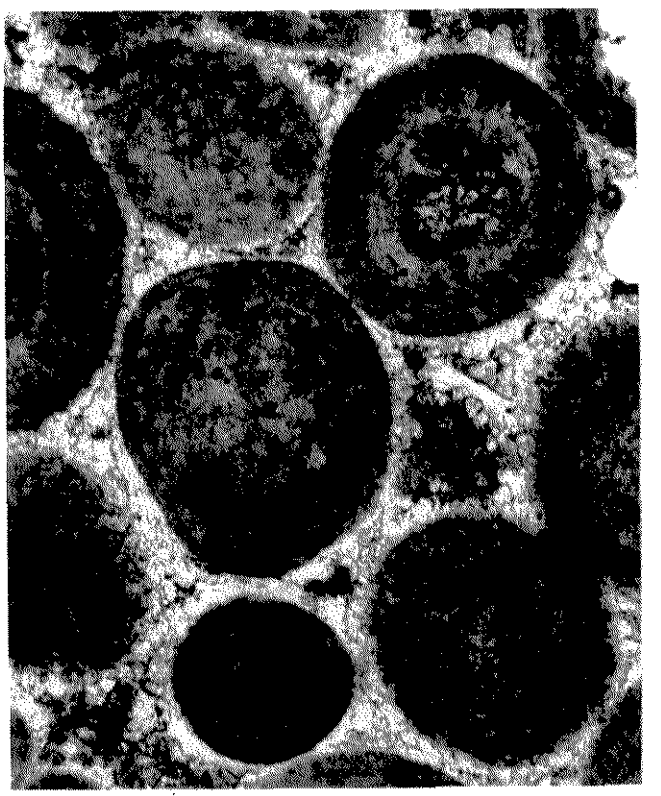
Conforme também observado por Spadini & Paumer (1983), o desenvolvimento de uma franja meteórica equigranular bastante delgada, caracterizada por cristais complexos e romboédricos que envolvem totalmente os grãos de maneira uniforme, associado às fácies oolíticas de alta energia, forneceu um arcabouço suficientemente rígido para suportar os efeitos das pressões de soterramento, que são responsáveis pela destruição da porosidade em muitas seqüências carbonáticas.

II.4.5 - Cimento de subsuperfície

Spadini & Paumer(op. cit.) observaram a existência de cimento de subsuperfície em grainstones oolíticos situados abaixo do contato óleo/água, obliterando totalmente o espaço intergranular em rochas com boa porosidade interpartícula primária. A figura II.4.1.C mostra a presença de cimento sintaxial em placas de equinóides, obliterando irregularmente os poros intergranulares.

A

B



C

Fig. II.4.1 - Tipos de Cimentação

A - Fotomicrografia indicando a presença de franja acicular de calcita gerada a partir de diagênese marinha. Esc: 1:27,5.
Lâmina 46662 Test.4 cx8/9 prof.1942,15m(P5)
Obj.2.5x Nicóis cruzados com placa de gesso.

B - Fotomicrografia mostrando franja e mosaico equigranular resultante de diagênese freática.
Lâmina 39923 Test.18 cx2/9 prof.2128,0m(P2)
Obj.10x Nicóis cruzados com placa de gesso
Esc: 1:110

C - Fotomicrografia mostrando cristais isolados de calcita maciça obliterando irregularmente os poros intergranulares, resultantes de diagênese de subsuperfície. Esc: 1:27,5
Lâmina 47969 Test.9 cx5/9 prof.1984,80m (P5)
Obj.2.5x Nicóis cruzados com placa de gesso

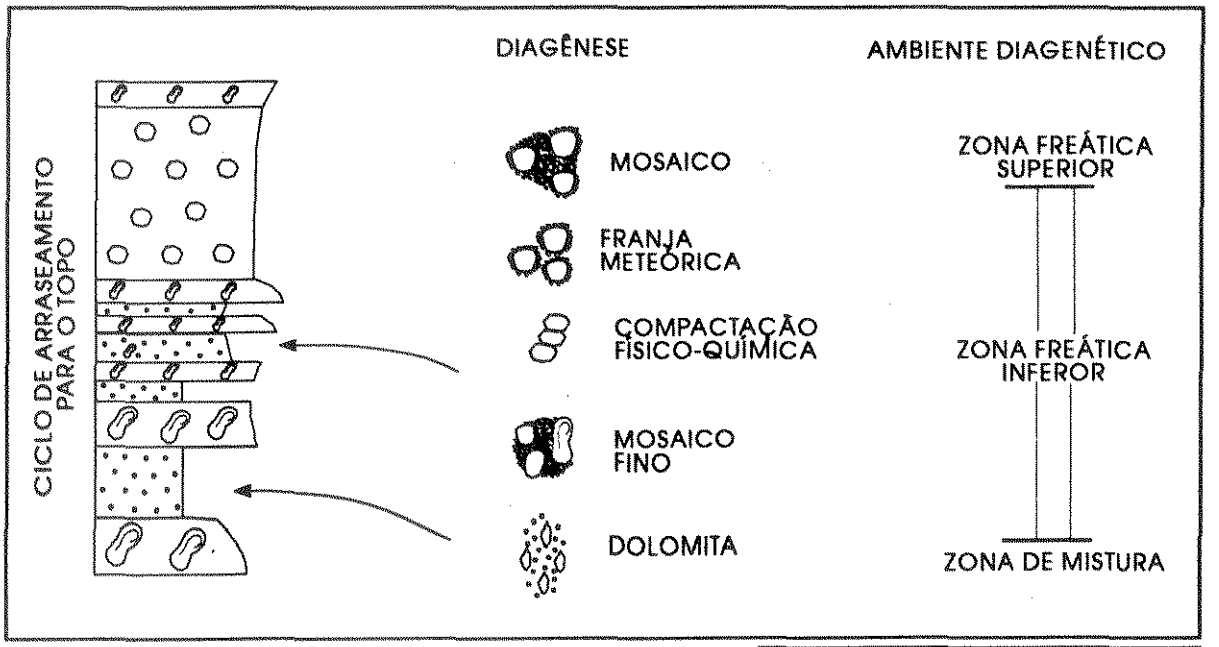


Figura II.4.3 - Diagênese de Paraseqência
Relação das características típicas de cimento meteórico com os ciclos de arraseamento para o topo.
Marçal (1993).

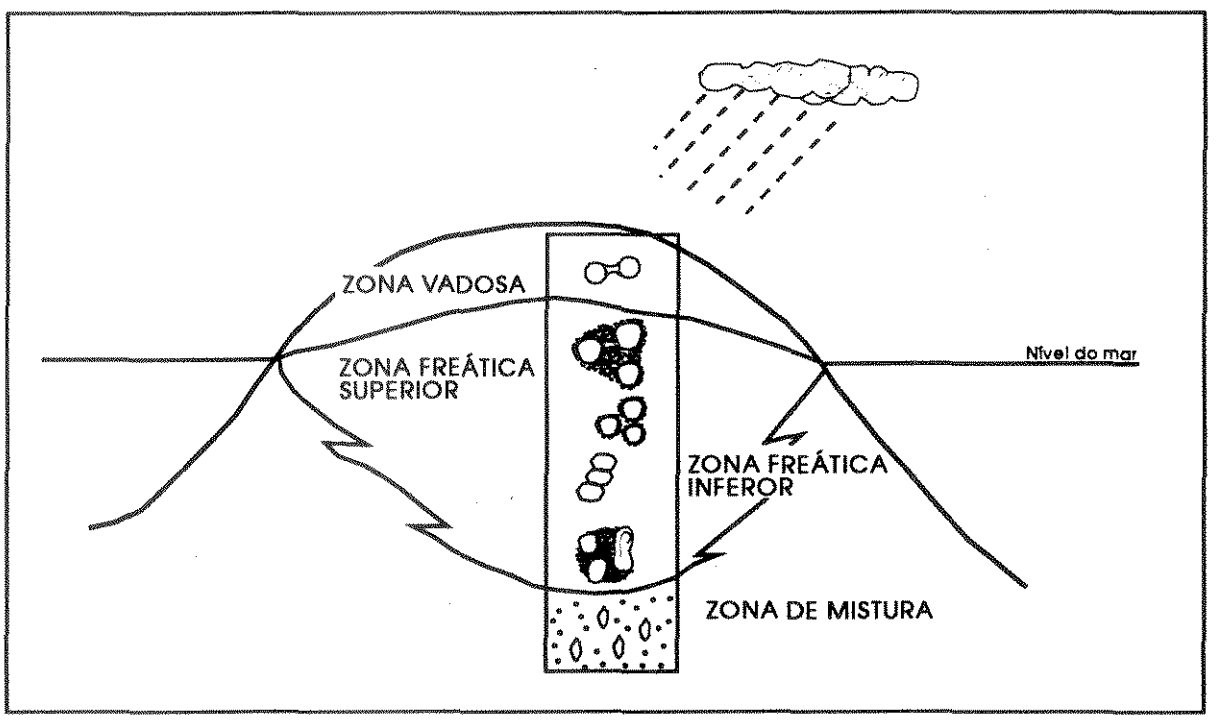


Figura II.4.4 - Modelo de lente meteórica relacionada à ilha em rochas albianas, baseado no Recente das Bahamas. Marçal (1993).

II.5 - ASPECTOS GERAIS DO RESERVATÓRIO

O reservatório em estudo é produtor em calcários albianos da porção superior da Formação Macaé Inferior. Encontra-se em profundidades entre 1870 e 2300 metros com uma coluna média de 120 metros de óleo (20° API), 80 metros de zona de transição e 50 metros de água (fig. II.5.1). Na porção superior do reservatório há a ocorrência de calcissiltito com óleo (subfácies FE), compreendendo a subzona CSI 1-12, que se desenvolve mais expressivamente a noroeste do campo, e acima desta, outra de calcilutitos e margas (FF), formando a Formação Macaé Superior, que juntamente com as falhas lístricas de orientação norte-sul, são responsáveis pelo trapeamento estratigráfico e estrutural da jazida.

O modelo de bancos carbonáticos confere ao reservatório dimensão areal restrita. Dos 30 poços perfurados, 26 concentram-se na parte central do campo, em cerca de 3km^2, com um espaçamento médio de 400m, conforme mapa na fig. II.5.1. Este reservatório conta atualmente com 18 poços produtores de óleo e tem um volume de óleo "in place" explotável de 159,69 x 10^6m^3 e um fator de recuperação próximo de 20%.

As rochas reservatório apresentam em geral boa porosidade na zona de óleo e significativa diminuição desta, abaixo do contato óleo/água. A porosidade interpartícula ocorre tanto como primária, quando a rocha é depositada em águas agitadas, como secundária, originada pela lixiviação da matriz e do cimento. A microporosidade é de ampla distribuição, ocorrendo em todas as fácies, seja na matriz, no grão ou intercristalina.

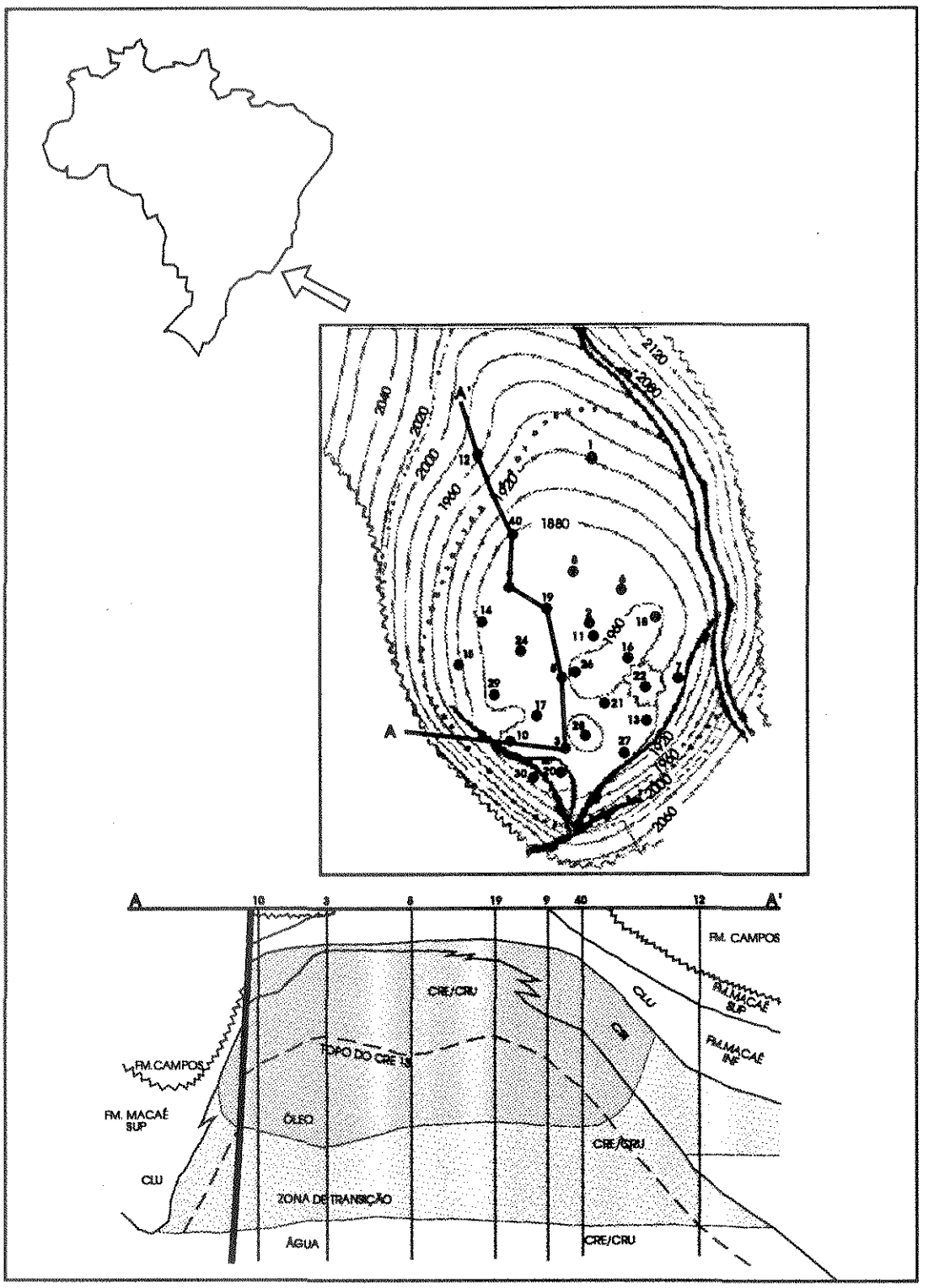


FIGURA II.5.1 - MAPA DO TOPO DA SUBZONA CSI 1-12 E SEÇÃO ESTRUTURAL ESQUEMÁTICA . ADAPTADOS DE BAUMGARTEN, 1989.

II.6 - ZONEAMENTO

O zoneamento do reservatório em estudo abrange a porção superior da Formação Macaé Inferior e tem um caráter basicamente estratigráfico, embora não possa ser caracterizado como um zoneamento convencional com marcos estratigráficos bem definidos e rochas selantes dividindo as zonas. É baseado em marcos radioativos identificados na base das fácies com uma maior fração de micrita, que correspondem a depósitos de períodos de máximo afogamento, em ciclos de arraseamento para o topo. O limite das zonas caracteriza, portanto, linhas de tempo, podendo corresponder a barreiras totais ou parciais ao fluxo entre as zonas.

Visando embasar a simulação de fluxo e o estudo da evolução tectono-sedimentar, o reservatório Macaé foi dividido preliminarmente em 1985 em cinco intervalos estratigráficos e em 1986 redefinido em nove zonas, sendo que este zoneamento vem sendo utilizado nos estudos correntes de simulação de fluxo. Em 1987/1988, foi elaborado um novo zoneamento de detalhe por Baumgarten, caracterizando 25 zonas correspondendo a ciclos deposicionais. Finalmente, estas foram agrupadas em doze zonas equivalentes, denominadas de : CSI 1-12, CRE 1-3, CRE 4-5, CRE 6-8, CRE 9-10, CRE 11-12, CRE 13, CRE 14, CRE 15-17, CRE 18-20, CRE 21-23 e CRE 24-25 (figura II.6.1).

Os calcissiltitos, posicionados no topo do reservatório, correspondem à zona CSI 1-12, constituindo a única exceção à regra do caráter estratigráfico do zoneamento,

caracterizando um grupo litológico à parte, e atravessa os intervalos estratigráficos 1 ao 12 (Guimarães et alii, 1993).

Com o objetivo de seguir a proposta de padronização de termos técnicos sobre zoneamento de Barroso & Pedrassi (1994), substitui-se a partir deste ponto, nesta tese, o termo zona por subzona, denominando-se zona Macaé o reservatório como um todo. As subzonas CSI 1-12 à CRE 11-12, objeto de estudo desta tese, encontram-se em grande parte inclusas na zona de óleo, enquanto as CRE 13 a CRE 24-25 compreendem parte da zona de óleo, a zona de transição e a de água.

EVOLUÇÃO DO ZONEAMENTO ESTRATIGRÁFICO

<table>
<tr><th colspan="3">1985</th><th colspan="2">1986</th><th>1987/88</th><th>1989</th><th>Simulação</th></tr>
<tr><td colspan="3">A - 1</td><td colspan="2">1</td><td>CSI 1-12</td><td>CSI 1-12</td><td>1</td></tr>
<tr><td rowspan="10">A - 2</td><td rowspan="3">A</td><td rowspan="3">2</td><td rowspan="10">1</td><td>1</td><td rowspan="3">CRE 1-3</td><td rowspan="3">2</td></tr>
<tr><td>2</td></tr>
<tr><td>3</td></tr>
<tr><td rowspan="2">1</td><td rowspan="2">3</td><td>4</td><td rowspan="2">CRE 4-5</td><td rowspan="2">3</td></tr>
<tr><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="8">B - 2</td><td rowspan="6">B</td><td rowspan="6">4</td><td>6</td><td rowspan="3">CRE 6-8</td><td rowspan="6">4</td></tr>
<tr><td>7</td></tr>
<tr><td>8</td></tr>
<tr><td rowspan="3">1</td><td>9</td><td>CRE 9-10</td></tr>
<tr><td>10</td><td rowspan="2">CRE 11-12</td></tr>
<tr><td rowspan="2">5</td><td>11</td></tr>
<tr><td>12</td><td>5</td></tr>
<tr><td></td><td>6</td><td>13</td><td>CRE 13</td><td>6</td></tr>
<tr><td rowspan="4">C</td><td rowspan="4">7</td><td>14</td><td>CRE 14</td><td>7</td></tr>
<tr><td>15</td><td rowspan="3">CRE 15-17</td><td rowspan="3">8</td></tr>
<tr><td>16</td></tr>
<tr><td>17</td></tr>
<tr><td rowspan="9">D</td><td rowspan="9">8</td><td>18</td><td rowspan="3">CRE 18-20</td><td rowspan="9">9</td></tr>
<tr><td>19</td></tr>
<tr><td>20</td></tr>
<tr><td>21</td><td rowspan="3">CRE 21-23</td></tr>
<tr><td>22</td></tr>
<tr><td>23</td></tr>
<tr><td>24</td><td rowspan="2">CRE 24-25</td></tr>
<tr><td rowspan="2">E</td><td rowspan="2">9</td><td rowspan="2">25</td></tr>
<tr><td>10</td></tr>
</table>

Tabela II.6.1 - Evolução do zoneamento estratigráfico entre os anos de 1985 e 1989, conjuntamente com as respectivas camadas utilizadas nos estudos de simulação de fluxo. Adaptado de Baumgarten, 1989.

II.7 - CARACTERIZAÇÃO DAS FÁCIES-RESERVATÓRIO E FÁCIES-BARREIRA

Spadini & Paumer(1983) definiram sete diferentes tipos de rocha-reservatório que representam o agrupamento das fácies sedimentares descritas no ítem II.2, em função da textura da rocha, a permeabilidade e as propriedades capilares. As rochas-reservatórios definidas foram: A.1, A.2, B.1, B.2, C1, C.2 e E.

Este agrupamento foi modificado neste trabalho visando acrescentar as fácies-barreira, ou seja, aquelas rochas que se apresentam como selantes totais ou parciais ao fluxo de fluidos no reservatório. Foram mantidas seis fácies-reservatório (FRs A.1, A.4, B.1, B.2, C1 e E) e três fácies-barreira (FBARs A1.3, B.3 e C.2). A rocha-reservatório A.2 foi renomeada de FR A.4, uma vez que engloba as subfácies A.3 e A.4. A inclusão da fácies C.2 como fácies-barreira deve-se aos seus baixos valores de permo-porosidade decorrentes do seu ambiente deposicional de baixa energia. A tabela II.7.1 resume o modo como as fácies sedimentares foram reunidas.

A definição das fácies-reservatório e fácies-barreira tem como objetivo subsidiar o estudo de correlação rocha-perfil, de modo que estas possam ser identificadas em poços não testemunhados via perfis. Optou-se por denominar as FRs e FBARs com o mesmo nome da fácies sedimentar que melhor as caracterize, objetivando uniformizar as nomenclaturas. Foram definidas da seguinte maneira:

FR-A1: Corresponde às subfácies FA.1.1, FA.1.2 e FA.2.

De excelente porosidade interpartícula associada a uma seleção moderada a boa dos poros. É possível observar uma relação razoável entre a porosidade e a permeabilidade. Apresenta uma relação direta com a fácies deposicional, englobando rochas formadas dominantemente por oolitos, em sua maioria depositadas em águas agitadas, livres de matriz, portanto com excelente porosidade interpartícula primária. Formadas dominantemente por grãos esféricos, bem selecionados, elas preenchem todas as condições para se comportarem como excelentes rochas reservatório(fig. II.7.1.C). Variações locais na seleção ou no aumento do conteúdo de acessórios finos são responsáveis por alterações nas características permo-porosas.

É importante observar que algumas camadas posicionadas na zona de óleo desta FR sofreram pouca ou nenhuma cimentação e apresentam porosidade primária alta, onde a compactação foi pouco efetiva (fig. II.7.1.B).

FR-A4: Corresponde às subfácies FA.3 e FA.4.

Apesar das diferenças texturais das duas fácies sedimentares, estas foram agrupadas na mesma FR porque apresentam características semelhantes quanto às condições de permo-porosidade, além do que são de difícil distinção através de perfis. Apresenta condições razoáveis de permeabilidade, com melhora local relacionada a variações texturais e diagenéticas. Caracteriza-se por valores de raios-gama mais altos que a FR-A1, com a qual encontra-se geralmente associada.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

FBAR-A1.3: Corresponde às subfácies FA.1.3.

Esta FBAR caracteriza-se como uma barreira diagenética, cujos processos de formação foram discutidos no ítem II-4. Sua definição como FBAR, assim como fácies-perfil, é importante na medida em que influencia a trajetória dos fluidos principalmente nas FR-A1 e FR-A4, com as quais ocorre geralmente associada. A cimentação total do espaço poroso, com obliteração da porosidade primária interpartícula, somente preservando a microporosidade, gera uma rocha de baixíssima permeabilidade. A observação da curva de pressão capilar (Amostra fig.II.7.6.C), não indica deslocamento de fluido com pressões inferiores a 40 psi .

Uma vez que é de difícil distinção entre os diversos tipos de cimento por perfis, englobam-se nesta FBAR os níveis cimentados pelos diversos processos diagenéticos, além das fácies oncolíticas cimentadas.

FR-B1: Corresponde às subfácies FB.1.1, FB.1.2 e FB.1.3.

Apresenta-se muito mais heterogêneo que a FR-A1, apresentando significativas variações verticais em intervalos muito pequenos, sendo que é difícil estabelecer uma relação entre a porosidade medida em perfis e a permeabilidade. De modo geral, valores de porosidade maiores que 20% devem indicar boa permeabilidade. Nas rochas FB.1.2, formadas dominantemente por *packstones*, a diagênese desempenha um papel fundamental na qualificação deste reservatório, na medida em que cria porosidade secundária efetiva através de dissolução.

FR-B2: Corresponde às subfácies FB.2.

Não apresenta relação linear entre a porosidade e permeabilidade. Boas permeabilidades são observadas somente em rochas que mostram boa porosidade interpartícula, onde valores de 350 a 800md estão associados a porosidades de 25%. No caso de calcarenitos com matriz, as permeabilidades são baixas mesmo em rochas com boa porosidade, caracterizando uma rocha de baixo potencial de produção.

A curva de pressão capilar da figura II.7.3.C indica um deslocamento não muito eficaz a baixas pressões, apresentando uma distribuição homogênea do tamanho das gargantas dos poros, caracterizando um razoável reservatório. Do mesmo modo que a FR B1, os intervalos de porosidade alta deverão indicar boa permeabilidade, com bom potencial para produção de hidrocarbonetos.

FBAR-B3: Corresponde às subfácies FB.3.

Esta fácies-barreira caracteriza-se por agregar aspectos deposicionais, como a bimodalidade, com diagenéticos à medida em que a cimentação está associada à fração fina. Possui baixíssima permeabilidade (menor que 1 md), e atua no reservatório como barreira de permeabilidade, (figs. II.7.7A a C).

FR-C1: Corresponde às subfácies FC.1.

Caracteriza-se por sua granulação fina e boa seleção, com alguma porosidade interpartícula. Apesar dos dados esparsos(não foi considerado o P5), esta FR revela

uma relação linear entre porosidade e permeabilidade, cujos valores maiores de porosidade, em torno de 30%, apresentam as melhores permeabilidades, enquanto os valores baixos(15%), mostram permeabilidades menores que 1 md. A curva de pressão capilar em amostra com baixa porosidade mostra um deslocamento pouco eficaz de fluido a baixas pressões de entrada (fig.II.7.4.C).

As altas porosidades lidas no perfil densidade devem estar relacionadas à permeabilidade da ordem de poucas dezenas de md, não diferindo muito da FR-A4, com a qual se assemelha sob o ponto de vista textural. Pela própria granulometria, esta FR não mostrará desenvolvimento de altas permeabilidades. Assim como a FR-A4, esta FR ocorre associada aos calcarenitos oolíticos grossos (FR-A1).

FBAR-C2: Corresponde às subfácies FC.2, FC.4 e FD.2.

As fácies sedimentares englobadas por esta FBAR apresentam características semelhantes quanto à composição e meio poroso original, e respostas semelhantes aos processos diagenéticos. Caracteriza-se pela ampla predominância da microporosidade, apresentando predominantemente baixas permeabilidades. A curva de pressão capilar (fig.II.7.8.C) mostra deslocamento praticamente nulo (2% de Hg), mesmo a altas pressões de entrada (300 psi). As litofácies englobadas por esta FBAR caracterizam-se por conter apenas microporosidade, resultante do seu ambiente deposicional de baixa energia. A melhora das condições permoporosas é dependente da atuação da dissolução meteórica, com a criação de mesoporos secundários e "vugs".

FR-E: Corresponde às subfácies FE e FC.3.

Caracteriza-se pela ausência quase que total de porosidade visual (mesoporos) e pelas permeabilidades bastante baixas, geralmente menores que 1 md. Mostra sensível diminuição de porosidade e permeabilidade em intervalos onde há um aumento significativo de argila, desaparecendo a impregnação de óleo. A característica desta FR são as baixas permeabilidades, as quais mostram relação aproximada com a porosidade. A curva de pressão capilar indica um deslocamento muito pouco eficaz de fluido a pressões de até 100 psi (fig.II.7.5.C).

As fácies sedimentares que compõem esta FR apresentavam somente microporosidade quando de sua deposição. A formação de porosidade secundária efetiva é improvável dada à inexistência de grãos maiores instáveis. A FR-E é de fácil reconhecimento através de perfis, caracterizando-se por um raio-gama relativamente alto e por resistividades menores que as dos calcarenitos com óleo, em resposta à microporosidade e consequente aumento da saturação de água residual.

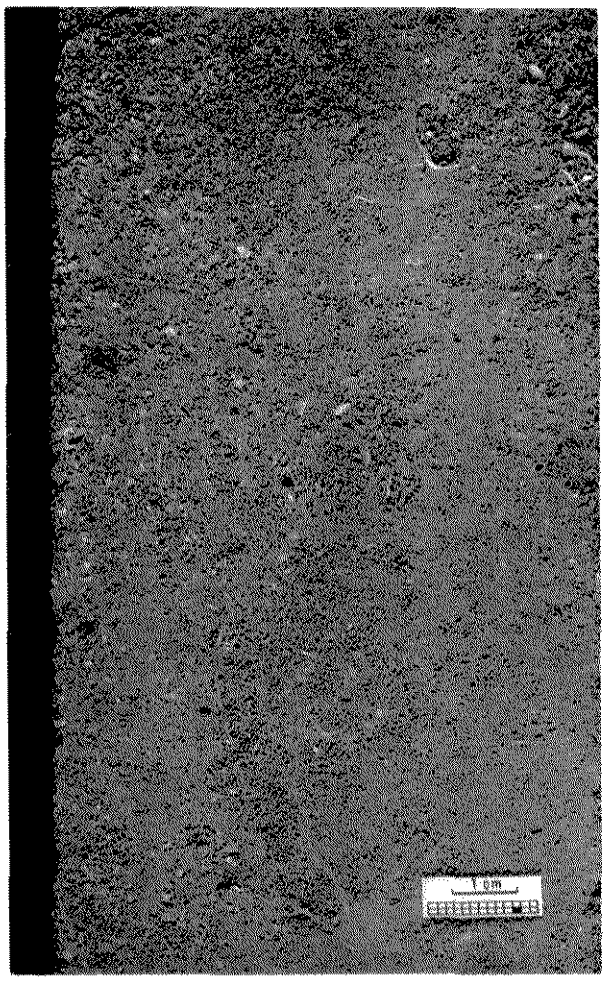
A classificação desta rochas do tipo E em fácies-reservatório é decorrente dos seguintes motivos: a) da possibilidade de uma produtividade razoável condicionada à presença de fraturas que possam incrementar a permeabilidade, e

b) do volume expressivo desta rocha, como único constituinte da subzona CSI 1-12, situada na porção superior do reservatório. O óleo, apesar de contido na microporosidade, pode estar se deslocando e alimentando as rochas-reservatório situadas abaixo.

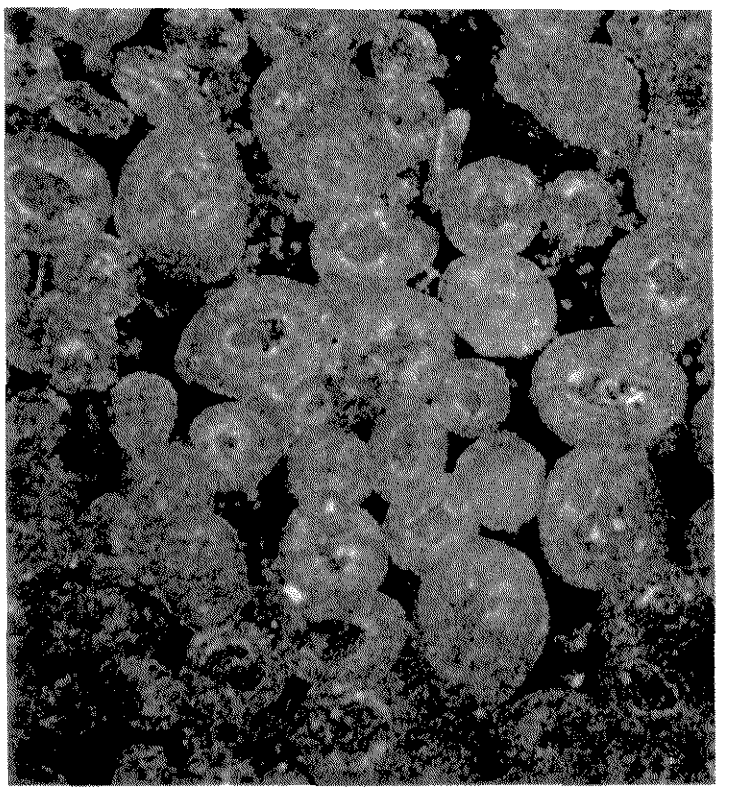
FÁCIES	SUBFÁCIES	FR/FBAR
F.A CALCARENITOS OOLÍTICOS GRAINSTONES E PACKSTONES	A.1 - CALCARENITOS OOLÍTICOS grossos A.1.1 médios A.1.2	FR-A1
	A.2 - CALCARENITO OOLÍTICO/ONCOLÍTICO	
	A.3 - CALCARENITO OOLÍTICO FINO	FR-A4
	A.4 - CALCARENITO OOLÍTICO PELOIDAL	
	A.1.3 - CALCARENITO OOLÍTICO CIMENTADO	FBAR-A1.3
F.B CALCARENITOS ONCOLÍTICOS PREDOMINAM PACKSTONES	B.1 - CALCARENITOS ONCOLÍTICOS GROSSOS: Espáticos B.1.1 Com matriz B.1.2 Compactado B.1.3	FR-B1
	B.2 - CALCARENITO ONCOLÍTICO FINO/MÉDIO COM RUDÁCEOS	FR-B2
	B.3 - CALCARENITO ONCOLÍTICO BIMODAL	FBAR-B3
F.C CALCARENITOS FINOS MICROONCOLÍTICOS PELOIDAIS PREDOMINAM PACKSTONES	C.1 - CALCARENITO ESPÁTICO PELOIDAL	FR-C1
	C.2 - CALCARENITO MICROONCOLÍTICO FINO C3 - CALCARENITO PELOIDAL C4 - CALCARENITO MICROONCOLÍTICO DOLOMITIZADO	FBAR-C2
F.D	CALCIRRUDITO ONCOLÍTICO	FBAR-C2
F.E	CALCISSILTITO	FR-E

Tabela II.7.1 - Resumo das fácies sedimentares e fácies reservatório, modificado de Spadine e Paumer (1983).

A



B



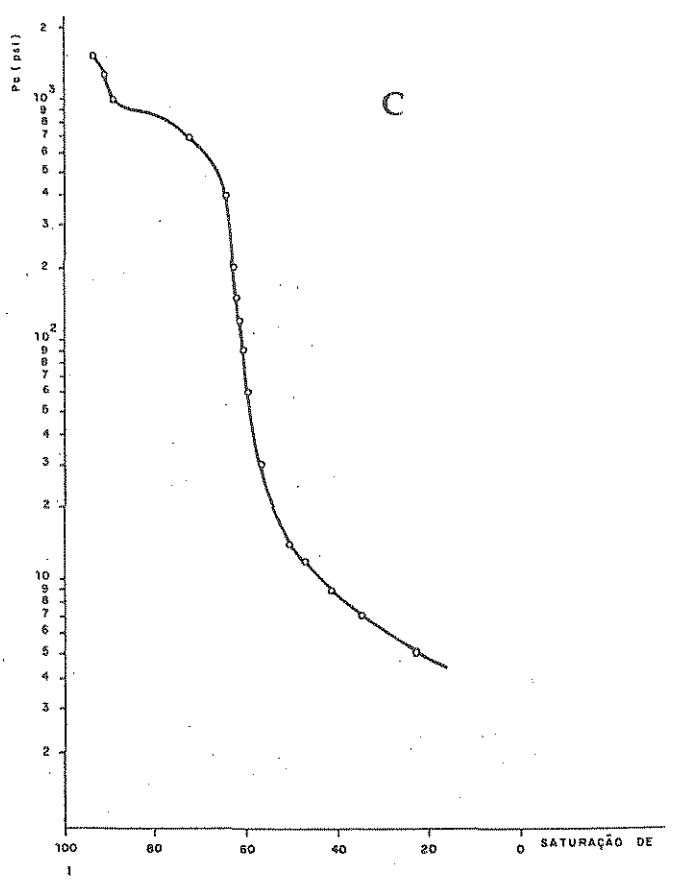


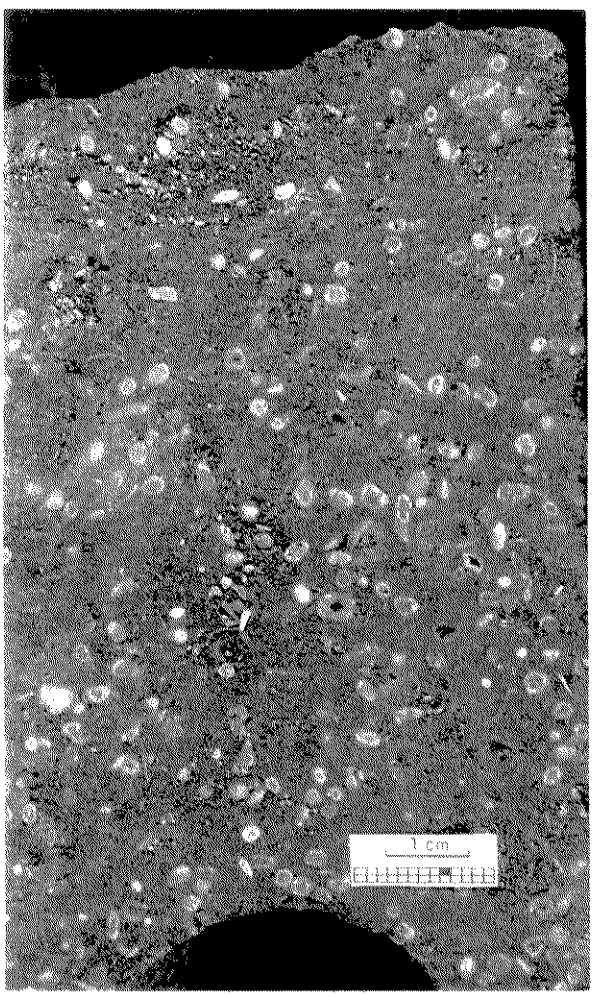
Fig. II.7.1 - FR A1

A - Fatia polida de calcarenito oolítico
Test. 9, prof. 1984,55m (P5).

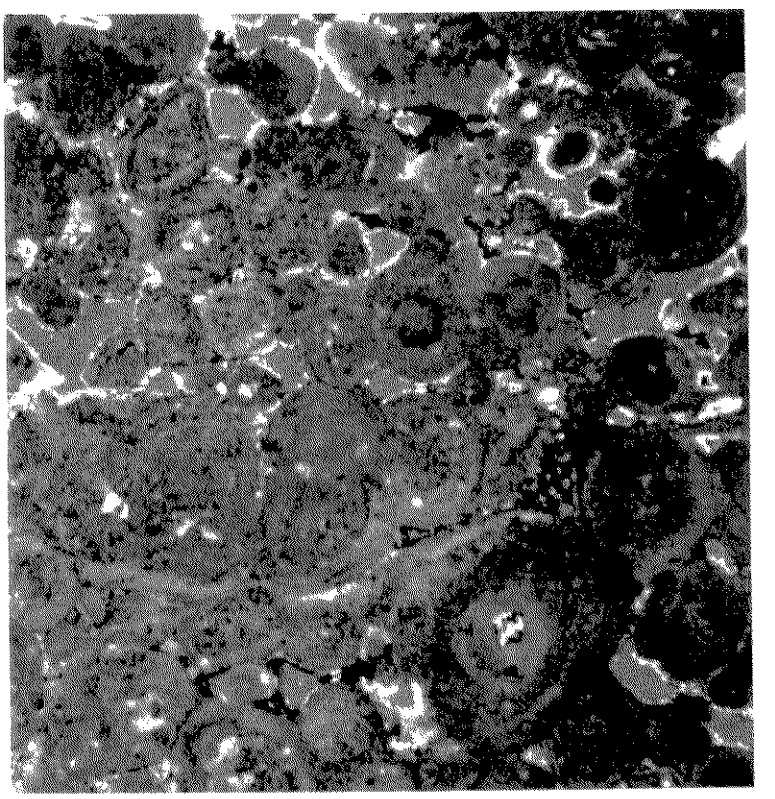
B - Fotomicrografia mostrando o arcabouço formado por oolitos grossos e compactação física com "efeito coluna".
Lâmina 47969 Test.9 cx5/9 prof.1984,80m(P5)
Obj.2.5x Nicóis cruzados com placa de gesso
Esc: 1:27,5.Excelente porosidade intergranular

C - Curva de pressão capilar mostrando deslocamento de fluido a baixas pressões, indicando boas características de reservatório. Test.3, prof 1959,0m(P2)
θ = 17.9% e K = 198.0 mD.

A



B



C

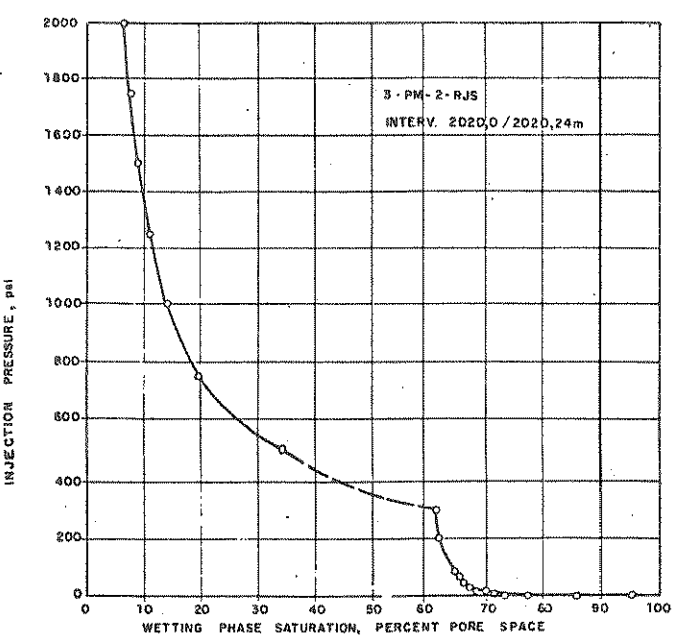


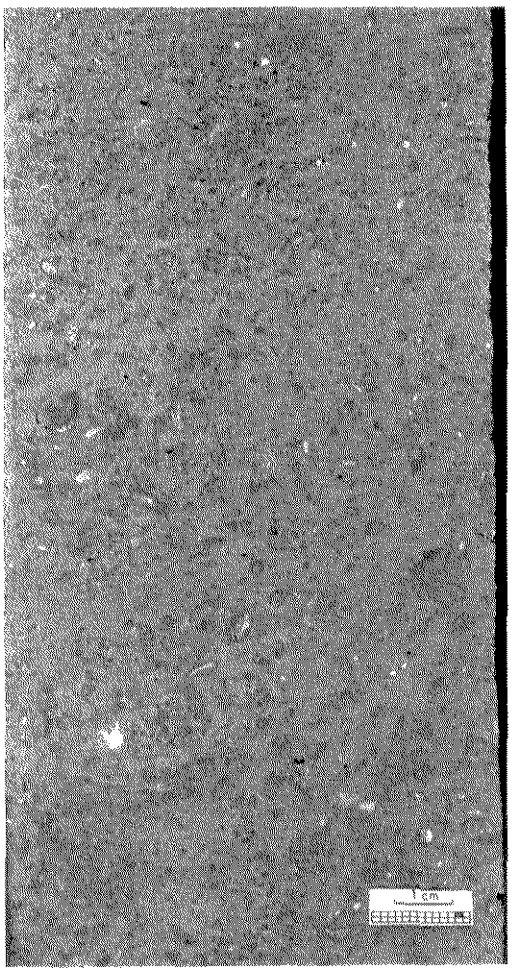
Fig. II.7.2 - FR B1

A - Fatia polida de calcarenito oncolítico Test. 8, prof. 1979,60m(P5).

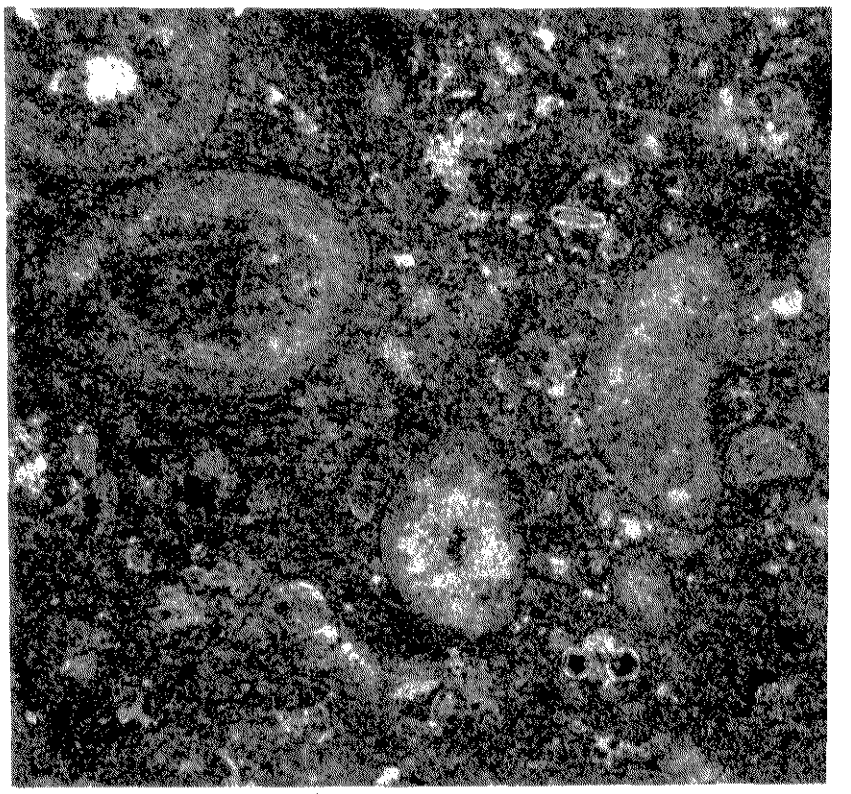
B - Fotomicrografia mostrando o arcabouço formado por oncolitos grossos.
Lâmina 31589 Test.8 cx9/9 prof.2119,90m(P2)
Obj.2.5x Nicóis cruzados com placa de gesso
Esc: 1:27,5. Boa porosidade intergranular

C - Curva de pressão capilar mostrando um deslocamento moderado a baixas pressões.
Intv. 2020.0/2020.24m (P2)

A



B



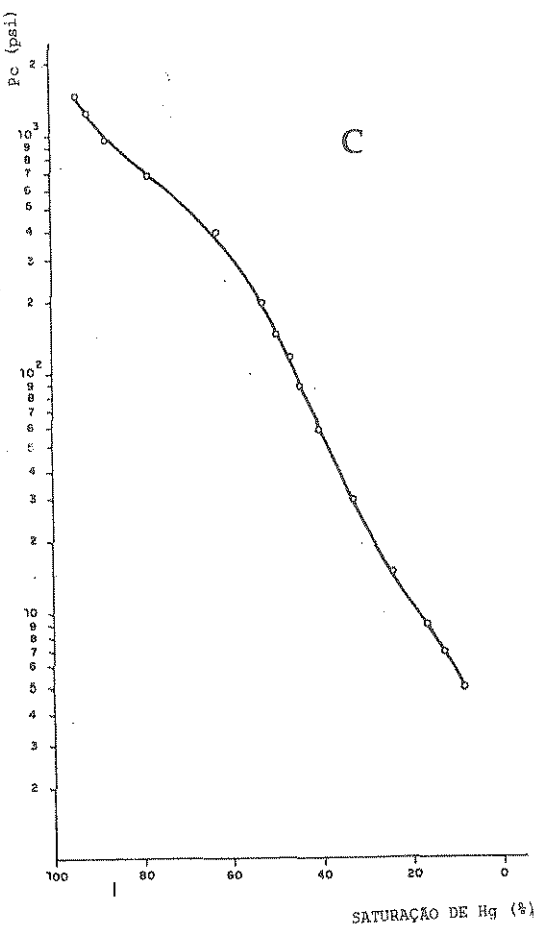


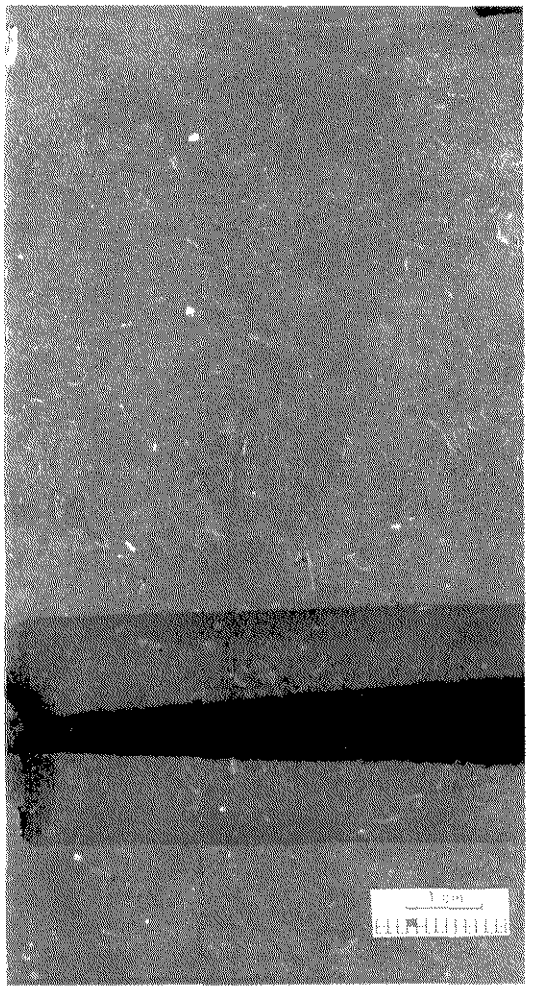
Fig. II.7.3 - FR B2

A - Fatia polida de calcarenito oncolítico fino a médio com rudáceos.
Test.16 prof. 2046,50m (P5).

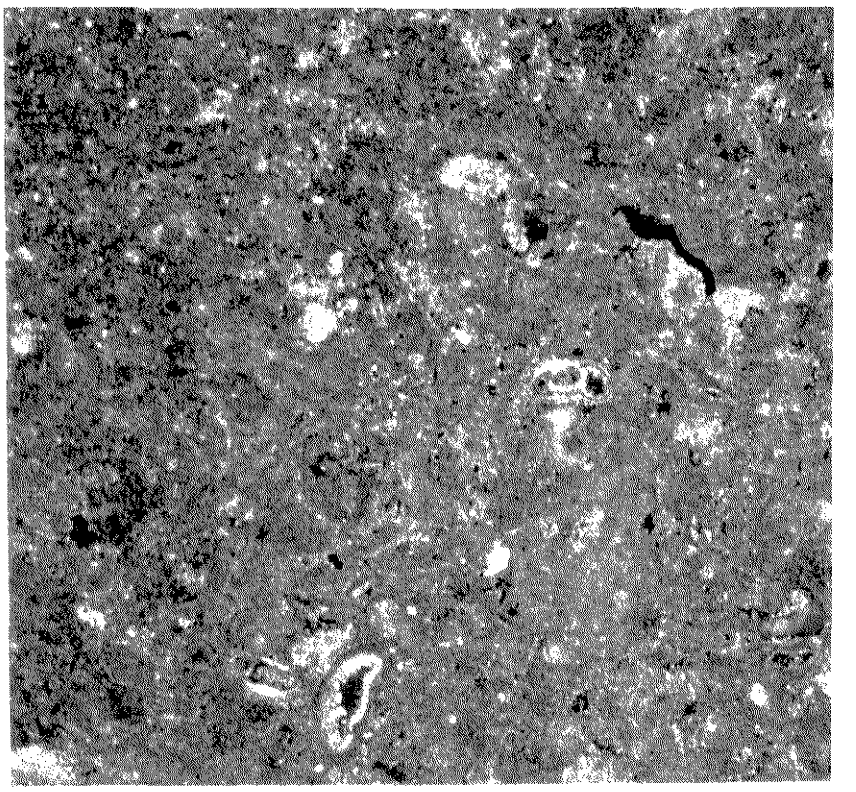
B - Fotomicrografia mostrando granulometria fina e presença de rudáceos e matriz.
Lâmina 48015 Test.13 cx2/13 prof.2014,35m(P5)
Obj.5x Nicóis cruzados com placa de gesso
Esc: 1:55 Porosidade regular.

C - Curva de pressão capilar mostrando baixo deslocamento a baixas pressões.
Prof 1948,55m (P2)
θ = 21.6% e K = 63.1 mD.

A



B



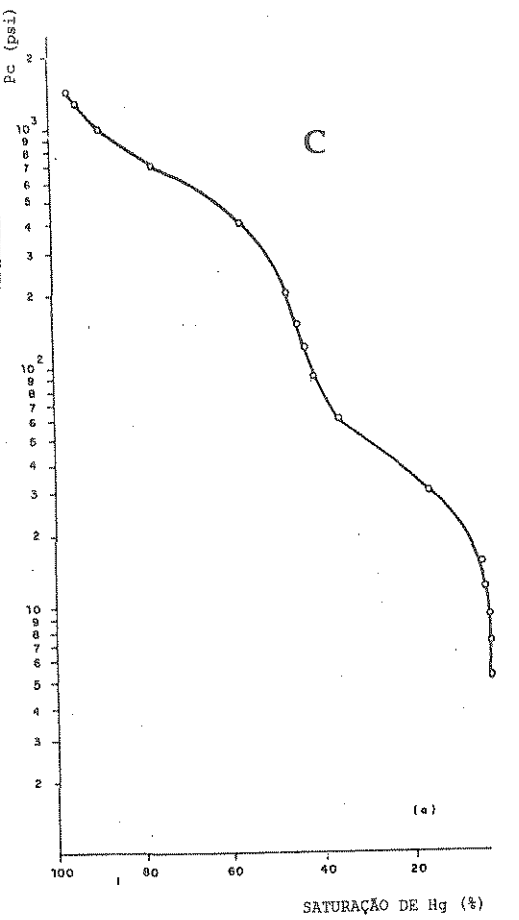


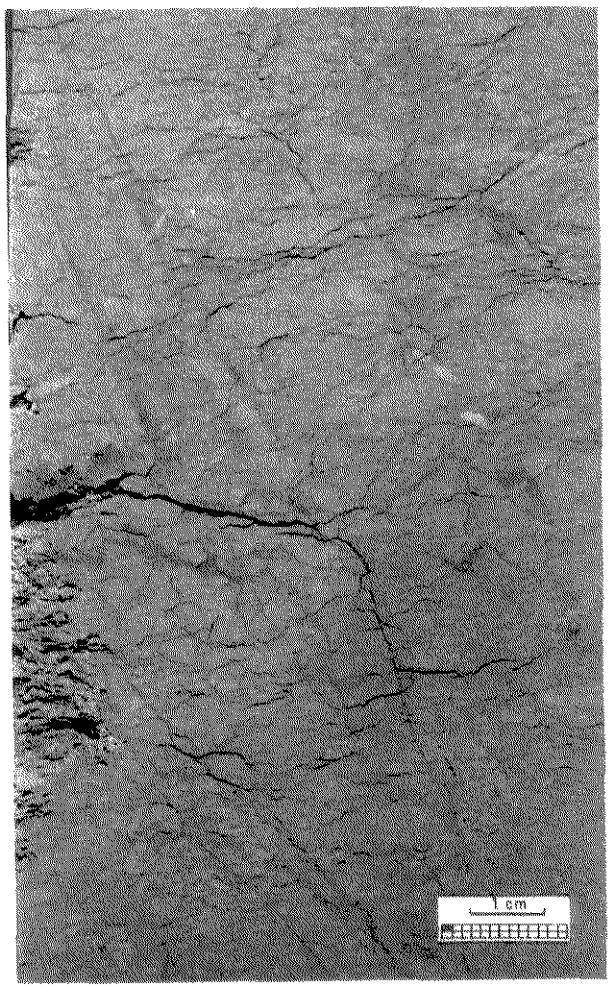
Fig. II.7.4 - FR C1

A - Fatia polida de calcarenito peloidal.
Test.5 prof. 1949,50m (P5).

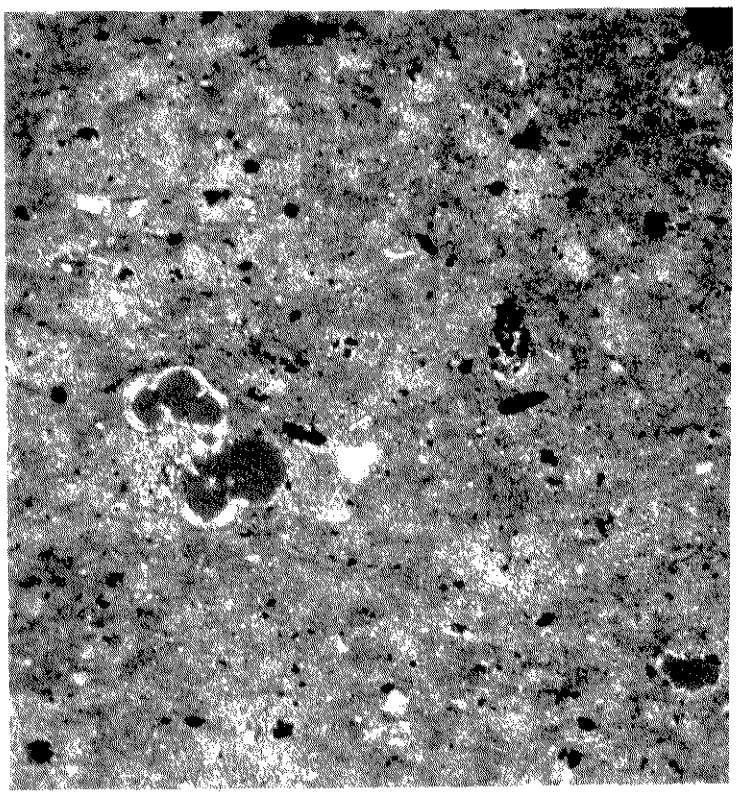
B - Fotomicrografia mostrando a granulometria muito fina a fina e presença de porosidade intra e intergranular. Esc: 1:55
Lâmina 46665 Test.5 cx2/9 prof.1945,65m (P5)
Obj.5x Nicóis cruzados com placa de gesso

C - Curva de pressão capilar mostrando pouco deslocamento a baixas pressões.
Test.4 prof 1965,0m (P2)
θ = 16,0% e K = 6,0 mD.

A



B



C

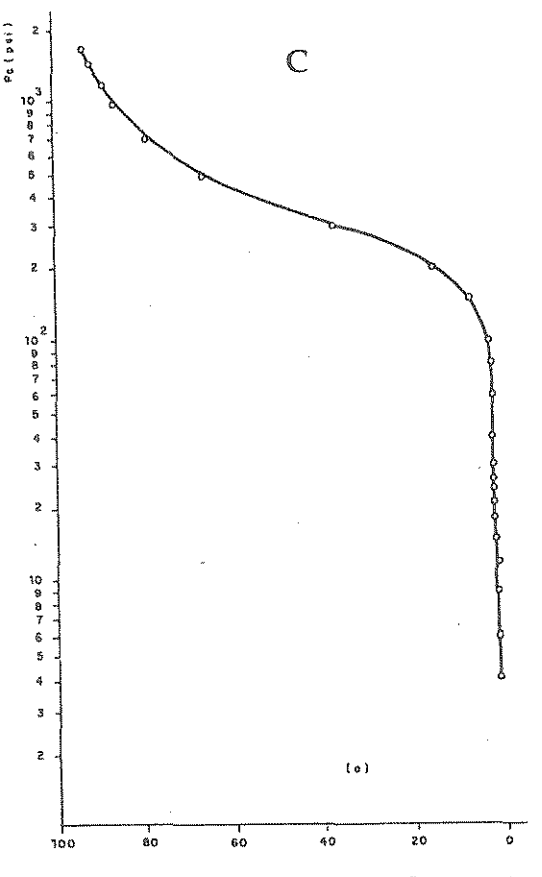


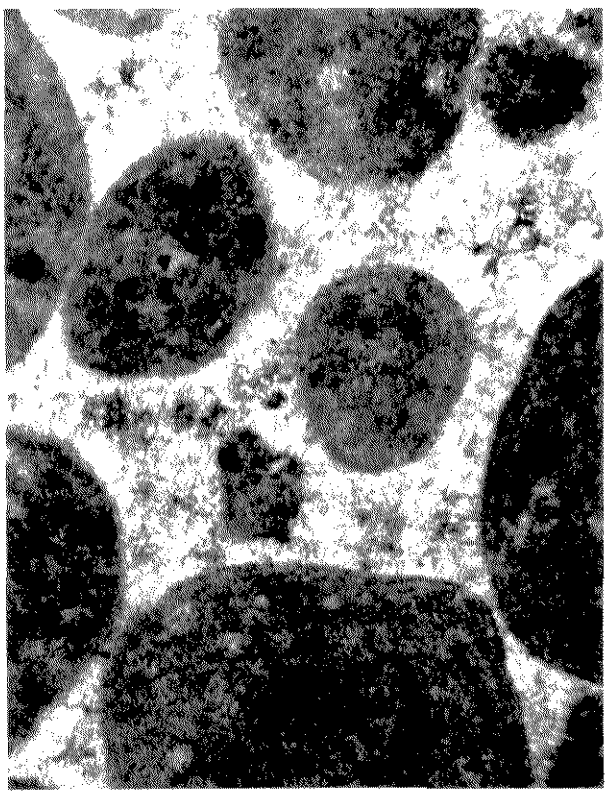
Fig. II.7.5 - FR E

A - Fatia polida de calcissiltito.
Observa-se a presença de microfraturas
Test.2 prof.1920,10m (P5)

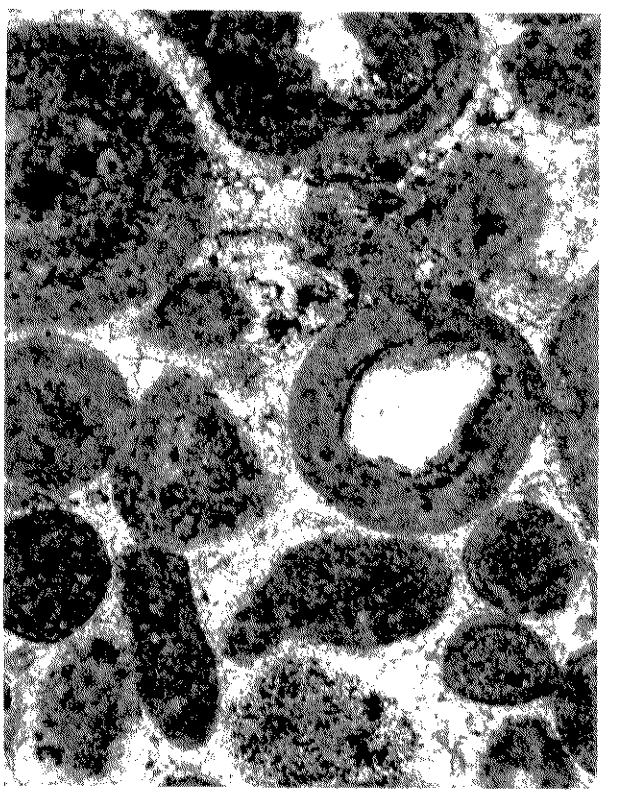
B - Fotomicrografia mostrando alguns bioelementos plantônicos. Esc: 1:117
Lâmina 46648 Test.2 cx2/9 prof.1918,55m(P5)
Obj.10x Nicóis cruzados com placa de gesso

C - Curva de pressão capilar mostra um deslocamento quase nulo mesmo a altas pressões.
Test.3 prof 1918,35m (P2)
θ = 24,3% e K = 1,9 mD.

A



B



C

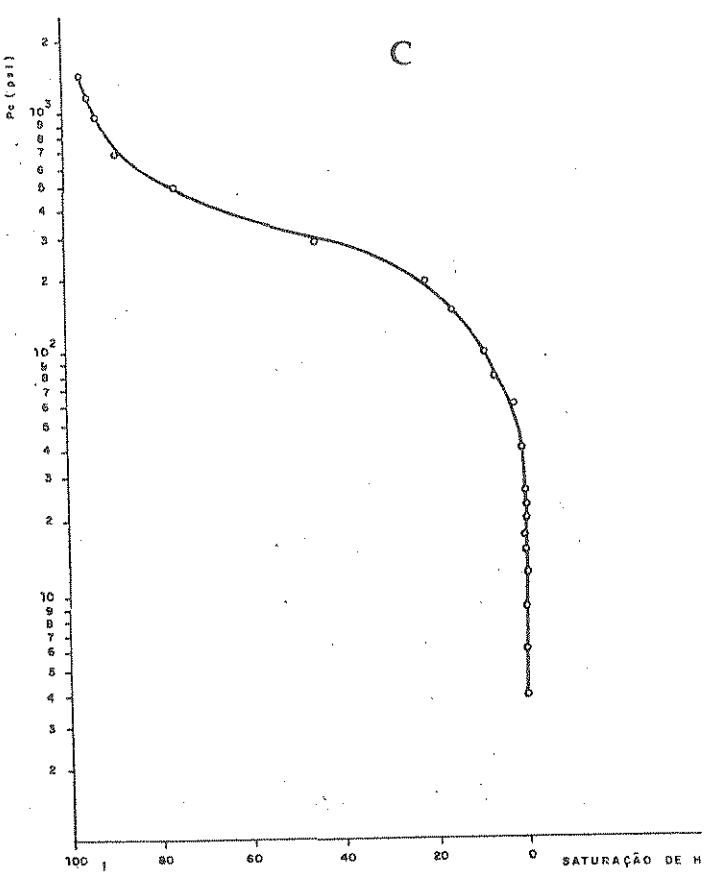


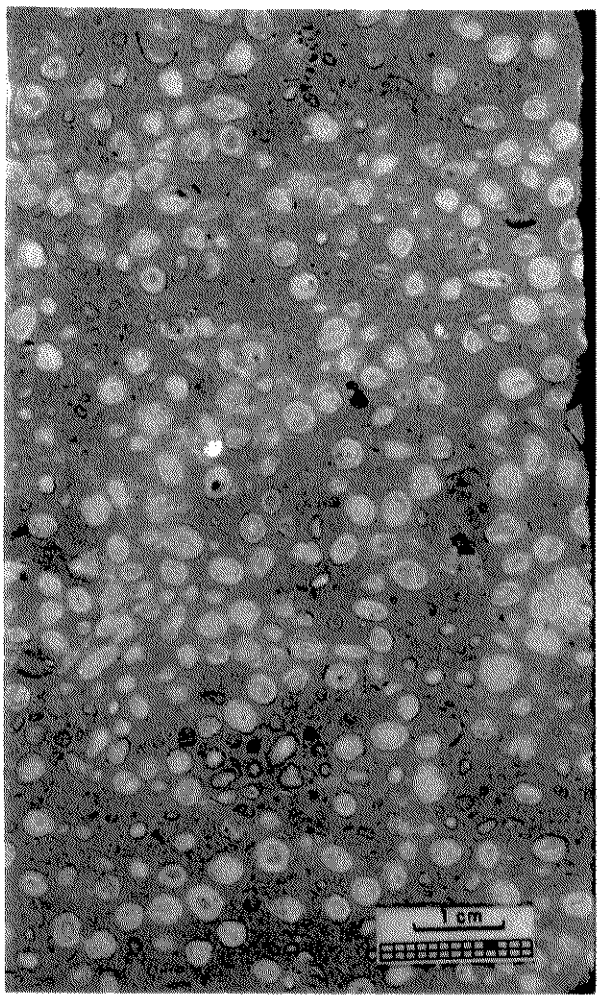
Fig. II.7.6 - FBAR A1.3

A - Fotomicrografia mostrando cimentação marinha com franja e mosaico grosso.
Lâmina 45923 Test.9 cx1/9 prof.1980,45m(P5)
Obj.10x Nicois cruzados com placa de gesso
Esc: 1:110 Baixa porosidade.

B - Fotomicrografia mostrando cimentação freática e oólito com núcleo de quartzo.
Lâmina 39923 Test.18 cx2/9 prof.2121,3m(P2)
Obj.10x Nicóis cruzados com placa de gesso
Esc: 1:110.

C - Curva de pressão capilar mostrando deslocamento de fluido somente pressões superiores a 40 psi. Test.18
Prof 1920,20m(P2),θ=21,4% e K=12,2 mD.

A



B

C

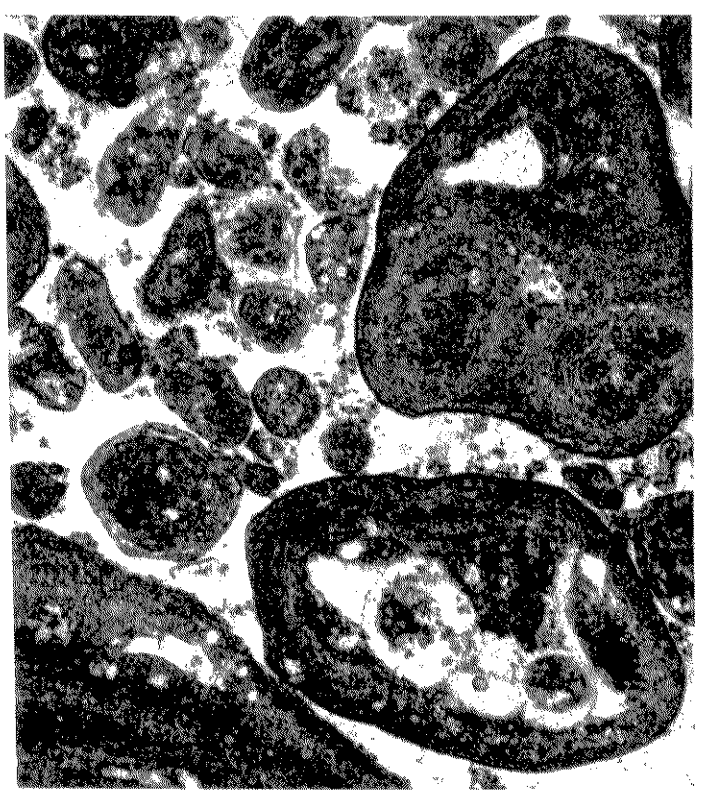


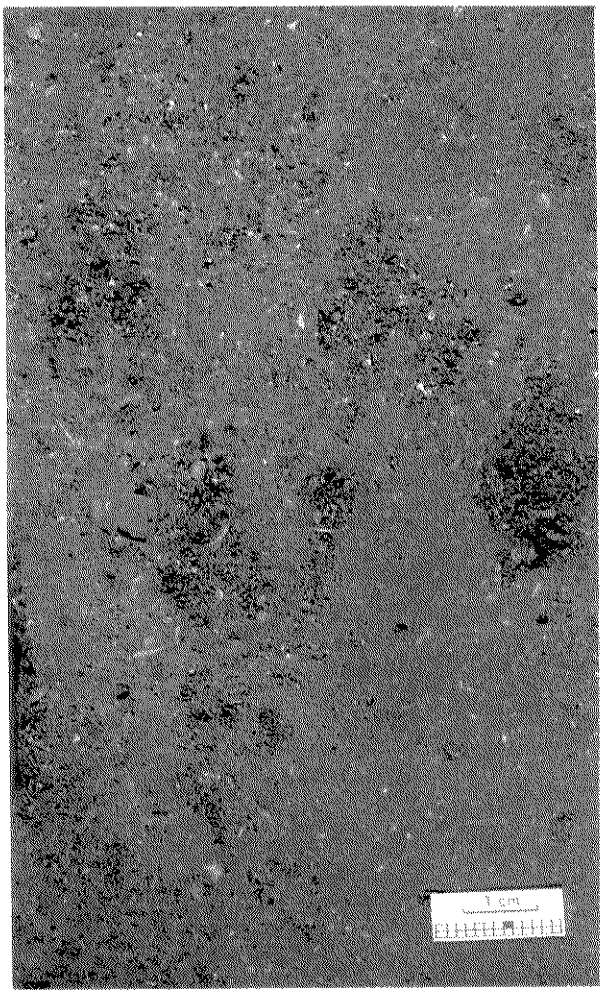
Fig. II.7.7 - FBAR B3

A - Fatia polida de calcarenito oncolítico bimodal. Test.13 prof.2018,15m (P5).

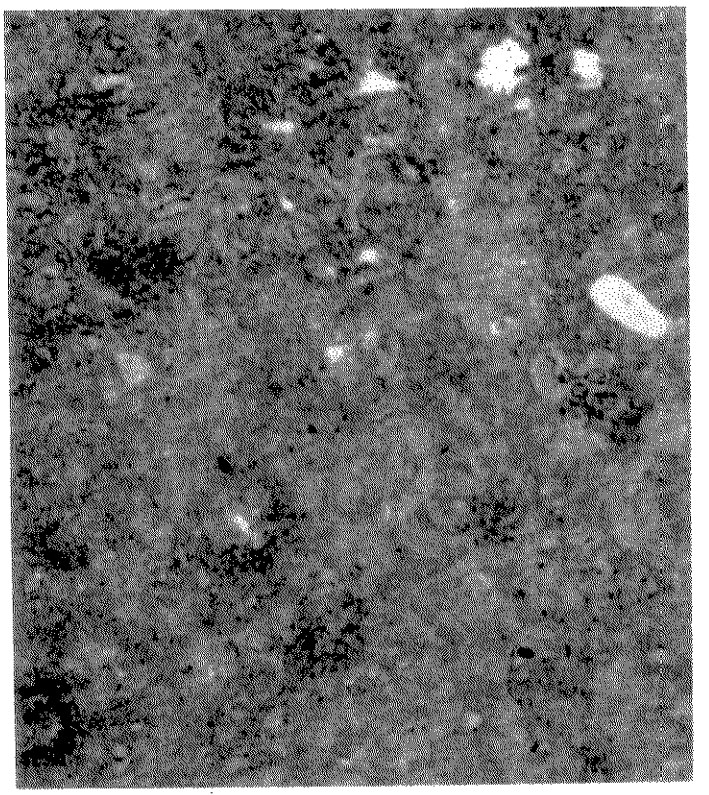
B - Fotomicrografia mostrando o arcabouço formado por oncolitos grossos e finos e a presença de matriz.
Lâmina 48018 Test.13 cx8/10 prof.2020,60m(P5)
Obj.5x Nicóis paralelos. Esc: 1:60

C - Fotomicrografia mostrando o espaço intergranular preenchido por mosaico fino.
Lâmina 31691 Test.17 cx6/13 prof.2119,95m(P5)
Obj.5x Nicóis paralelos Esc: 1:55

A



B



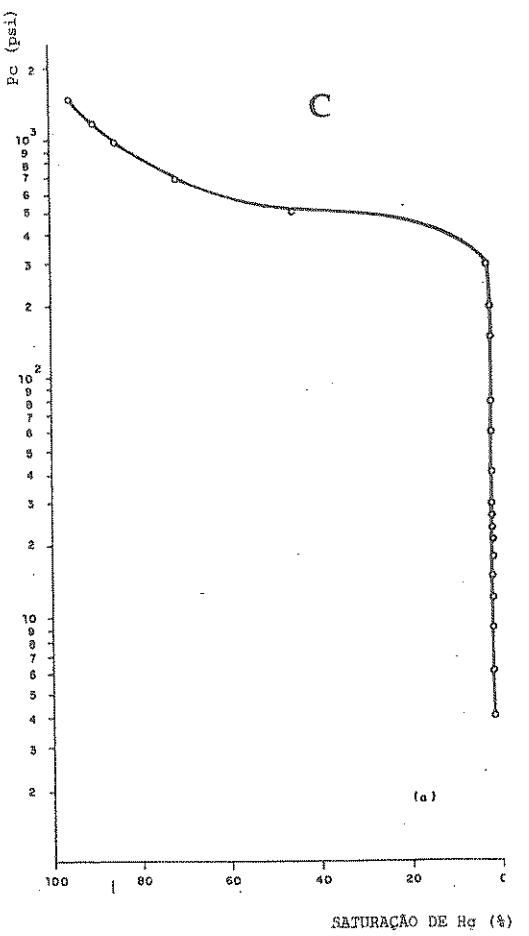


Fig. II.7.8 - FBAR C2

A - Fatia polida de calcarenito micro-oncolítico parcialmente dissolvido.
Test.7 prof.1966,25m (P5)

B - Fotomicrografia mostrando a presença de matriz e foraminífero plantônico. Localmente a matriz apresenta-se dissolvida.
Lâmina 31589 Test.8 cx 9/9 prof.2119.90m(P2)
Obj.2.5x Nicóis cruzados com placa de gesso
Esc: 1:27,5. Boa porosidade intergranular

C - Curva de pressão capilar mostrando um deslocamento praticamente nulo mesmo a altas pressões.Test.16 Prof 2100,6m(P2)
θ =12,3% e K = 0,2mD.

CAPÍTULO III

CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL

III.1 - TRABALHOS ANTERIORES

No reservatório Macaé do campo em estudo, foram realizados dois estudos de correlação rocha-perfil (Baumgarten e Scuta, 1988 e 1989). O primeiro teve como objetivo o ajuste das porosidades calculadas por perfis às porosidades determinadas em laboratório e a extensão dos critérios aos poços não testemunhados. Foram comparadas, através de histogramas, as distribuições das porosidades de laboratório e de perfis, ajustando as porosidades máxima e mínima, definindo-se simultaneamente, o erro da porosidade média. A relação entre o erro e a porosidade média constituiu o fator de correção aplicado às porosidades de perfis. Este ajuste reduziu em cerca de 11% a estimativa do volume de óleo *in situ* (Baumgarten e Scuta, 1988).

O segundo trabalho tratou da caracterização das fácies-perfis e das dimensões e formas destas espacialmente. As fácies deposicionais e diagenéticas foram agrupadas em fácies-perfis por faixas de permeabilidade, sendo definidas como:

FP	Fácies predominante	K (md)
FP-1	Calcarenitos oolíticos	K>250md
FP-2	Calcarenitos oncolíticos	20md<K<250md
FP-3	Calcarenitos peloidais	2md<K<20md
FP-4	Calcissiltitos	K<2md

O termo fácies-perfil fugiu ao caráter puramente petrográfico, podendo um calcarenito oolítico dependendo do seu grau de cimentação, estar caracterizado por FP-1, 2 ou 3. Na definição das FP's foram estabelecidos alguns ajustes dos perfis em determinadas situações, que conferiram à caracterização um caráter qualitativo. Estes critérios utilizados tiveram como objetivo a adequação à caracterização litológica das FP's (como no caso da FP-4), assim como melhorar o índice de acerto, que atingiu 100% para FP-4 e superior a 80% para as demais. Para caracterizar as fácies, em perfis, empregou-se apenas o P5, que além do perfeito ajuste de profundidades, é o único com boa amostragem nas duas partes em que o reservatório foi dividido para fins dessa correlação. Os poços P2 e P12 deram suporte para alguns ajustes de caráter qualitativo. A caracterização das fácies-perfis foi obtida através da análise de *crossplots* dos perfis de densidade(ρb) e raios gama (RG) (Baumgarten e Scuta, 1989).

Guimarães et alii(1990) estudaram a associação entre as fácies-perfis e o Índice de Produtividade (IP) e de que maneira estas influenciariam na trajetória dos hidrocarbonetos e nas canalizações da água da formação. O estudo estatístico comparativo das FP's com o IP permitiu verificar a resposta das fácies-perfis em termos de produção de óleo. Os dados de IP foram obtidos preferencialmente dos testes de produção, que foram ajustados às curvas de fácies-perfis. Foram considerados os dados de IP antes e após a acidificação do intervalo, quando disponíveis. Este estudo também forneceu o embasamento necessário para a nova definição das eletrofácies.

A análise dos resultados estatísticos revelou as seguintes conclusões: A FP-1 e a FP-2 apresentaram altas produtividades, com índices da primeira superiores à segunda, conforme esperado. A FP-4 é a de pior qualidade, com IP's modais muito baixos e resposta fraca à acidificação, de acordo com sua definição.

Os valores de produtividade para a FP-3, em testes realizados sem acidificação, apresentaram baixos índices de produtividade, de acordo com o seu intervalo de permeabilidade definido entre 2 e 20md. No entanto, em testes realizados após a acidificação, seus índices de produtividade, apresentam-se próximos e até superiores que das FP's 1 e 2. Este fato pode ser explicado por dois fatores: primeiramente porque esta fácies é frequentemente canhoneada conjuntamente com as FP's 1 e 2, agregando para si os altos índices de IP destas fácies, e também, devido à influência dos dados de testes na subzona CRE-13, a qual apesar de constituir-se basicamente de FP-3, compõe-se de um pacote de excelente qualidade permoporosa. Estas e outras evidências levaram à conclusão que na FP-3 estão incluídas rochas com más e boas características de permo-porosidade.

A subzona CRE-13 constitui importante episódio de afogamento geral da área, onde seu topo marca o final de uma fase tectono-sedimentar, diferenciando de maneira marcante os valores dos perfis dos intervalos abaixo e acima do topo desta subzona, conforme observaram Baumgarten e Scuta (1989). Nos dois trabalhos elaborados por estes autores foi determinado um tratamento de perfis diferenciado aos intervalos CSI 1-12/CRE 1-12 e CRE 13-25.

III.2 - ANÁLISE PRELIMINAR DOS DADOS

Os dados utilizados neste estudo de correlação rocha-perfil provêm das seguintes fontes: Dados de rocha, perfis , análises petrofísicas e dados categóricos. As figuras III.2.1, III.2.2 e III.2.3 apresentam estes dados do poço P5 em gráficos gerados pelo programa AnaSeTe (1994).

III.2.1 - Dados de rocha

Originaram-se do agrupamento das fácies sedimentares descritas no ítem II.2, em fácies-reservatório e fácies-barreira caracterizadas no ítem II.7.

Nas diversas tentativas de estabelecer o modelo discriminante, observou-se sempre a impossibilidade de se distinguir a FR A.4 da FR A.1, quando as observações correspondentes àquela FR eram classificadas na FR A.1, caracterizando um caso típico de agrupamento. Das nove FR e FBARs caracterizadas no ítem II.7, obteve-se êxito na discriminação de oito eletrofácies, sendo cinco correspondentes as fácies-reservatório (FR A.1, FR B.1, FR B.2, FR C.1 e FR E), e as três fácies-barreira (FBAR A.1.3, FBAR B.3 e a FBAR C.2).

III.2.2 - Dados de perfis

As variáveis de perfis utilizadas neste estudo foram:

GRCO - Raios gama, que mede a radioatividade natural das rochas.

RT - Resistividade, mede a condutividade da formação. Embora seja utilizada principalmente para a avaliação da presença ou não de hidrocarbonetos nas rochas, neste caso pôde ser utilizado como identificador de fácies, uma vez que o pacote estudado encontra-se totalmente na zona de óleo. Fácies com predomínio da microporosidade, onde a saturação de água é maior, tendem a apresentar menores valores de resistividade.

RHOC - Densidade, mede o peso específico global do conjunto rocha e fluido da formação. Frequentemente utilizado para estimar a porosidade da rocha

PHIN - *Neutrão,* mede a quantidade de hidrogênio da formação. Também fornece uma estimativa da porosidade da rocha.

Informações mais detalhadas sobre a utilização e aspectos teóricos sobre perfis elétricos podem ser encontradas em inúmeras publicações, entre elas no *Log Interpretation Principles* (Schlumberger, 1972).

III.2.3 - Dados de análise petrofísica

As variáveis obtidas a partir de análises petrofísicas são:

KH - Permeabilidade horizontal. KV - Permeabilidade Vertical.

PHIH - Porosidade horizontal. PHIV - Porosidade vertical.

O resumo estatístico das análises petrofísicas por FR/FBAR encontra-se na tabela III.2.3. Alguns valores registrados com * referem-se aos resultados do P2, descritos por Spadini & Paumer (1983).

FR/FBAR	Variável	N	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão
A.1**	KH	79	129.4	3800.0	1442.4	896.5
	KV	11	153.0	2500.0	1131.2	881.6
	PHIH	79	17.2	31.3	23.7	3.2
	PHIV	11	21.7	30.9	26.2	3.8
A.1.3*	KH		0.1	0.1	0.1	
	PHIV		16.0	18.0	20.2	
B.1**	KH	62	7.2	990.0	179.8	175.9
	KV	14	15.9	1210.0	289.4	378.9
	PHIH	62	18.4	32.1	29.1	2.9
	PHIV	14	18.5	33.1	28.9	3.8
B.2*	KH		50.0	200.0	125.0	
	PHIV		25.0	25.0	25.0	
B.3*	KH		0.1	0.1	0.1	
	PHIV		11.0	20.0	15.0	
C.1**	KH	5	21.0	61.0	41.0	15.8
	KV	1	122.0	122.0	122.0	.
	PHIH	5	30.8	31.9	31.3	0.4
	PHIV	1	32.2	32.2	32.2	.
C.2**	KH	7	42.0	165.0	68.8	43.5
	KV	1	1120.0	1120.0	1120.0	.
	PHIH	7	26.4	29.0	27.9	0.8
	PHIV	1	32.1	32.1	32.1	.
E**	KH	21	0.3	2.1	1.1	0.5
	KV	0	.	.	.	.
	PHIH	21	17.3	33.0	26.7	4.3
	PHIV	0	.	.	.	.

Tabela III.2.3 - Resumo estatístico das medidas petrofísicas das FRs e FBARs. A FR A.1 engloba as FR A.1 e FR A.4.
*** - Resultados do P2, Spadini & Paumer (1983).**
**** - Resultados do P5, Arquivo Logcalc, Baumgarten e Scuta (1988).**
N - Número de observações. Permeabilidades (KH e KV) em md. Porosidades (PHIH PHIH) em %

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

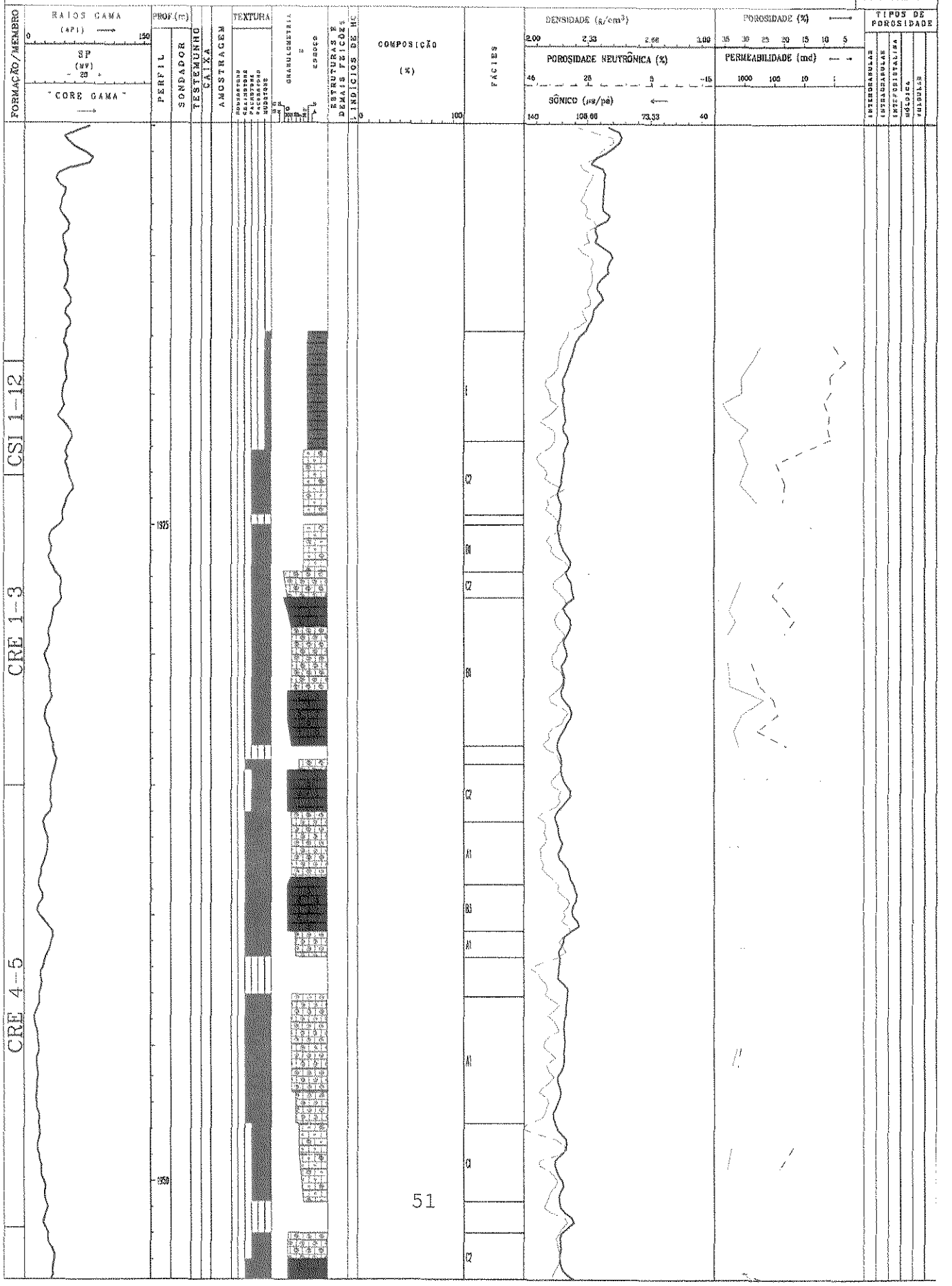
ANÁLISE SEQÜENCIAL DE TESTEMUNHOS
- ROCHAS CARBONÁTICAS -

GEÓLOGO: Guimarães
DATA: 10/07/94
ESCALA: 1:200

POÇO: P5

Figura III.2.1 - Perfil esquemático

L-LÂMINA
D-DRZ
M-MEV
P-PLUG
F-FOTO DE DETALHE
Pa-PALEONTOLOGIA



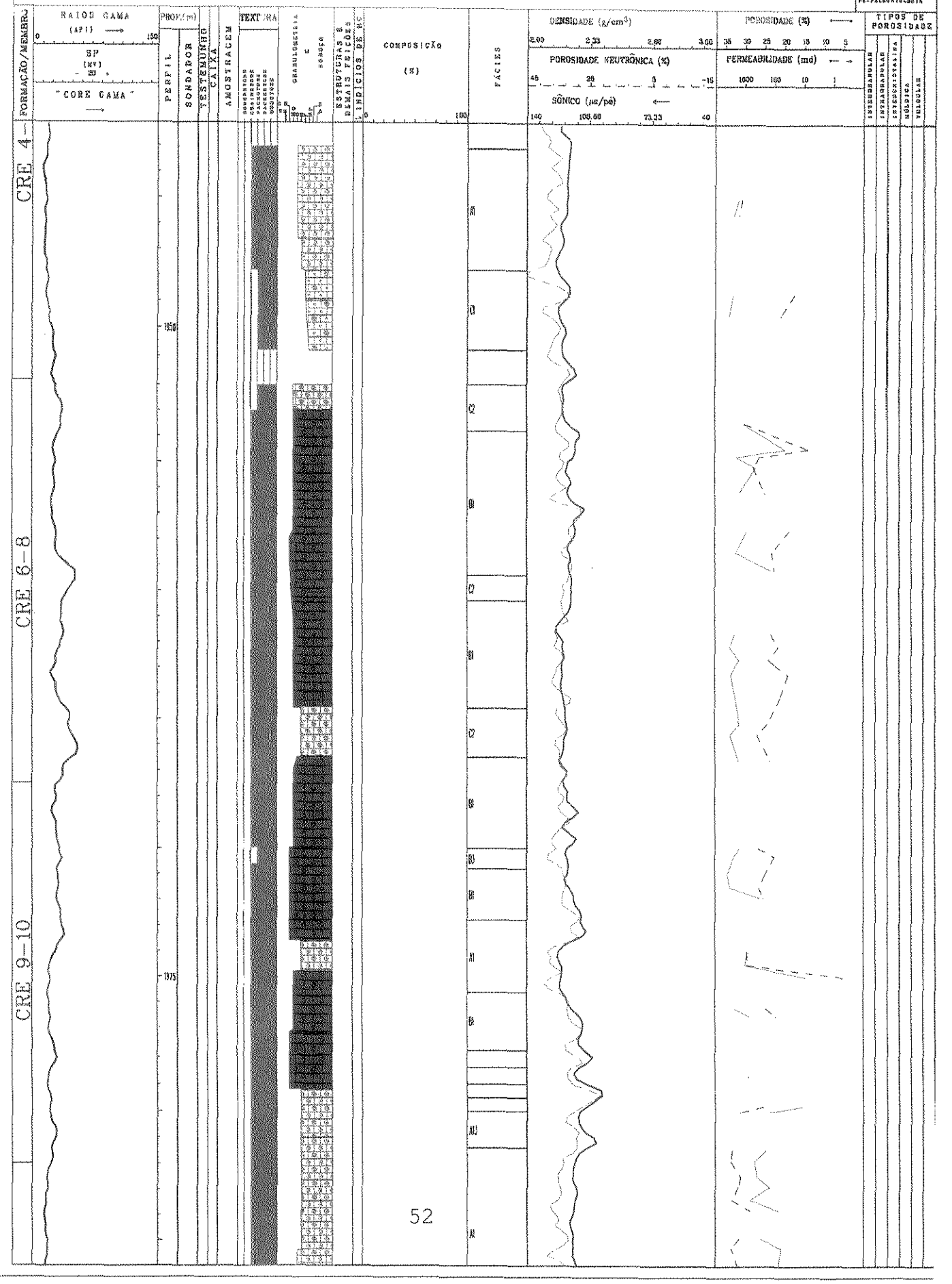
PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ANÁLISE SEQÜENCIAL DE TESTEMUNHOS
- ROCHAS CARBONÁTICAS -

POÇO: P5

GEÓLOGO: Guimarães
DATA: 10/07/94
ESCALA: 1:200

Figura III.2.2 - Perfil esquemático



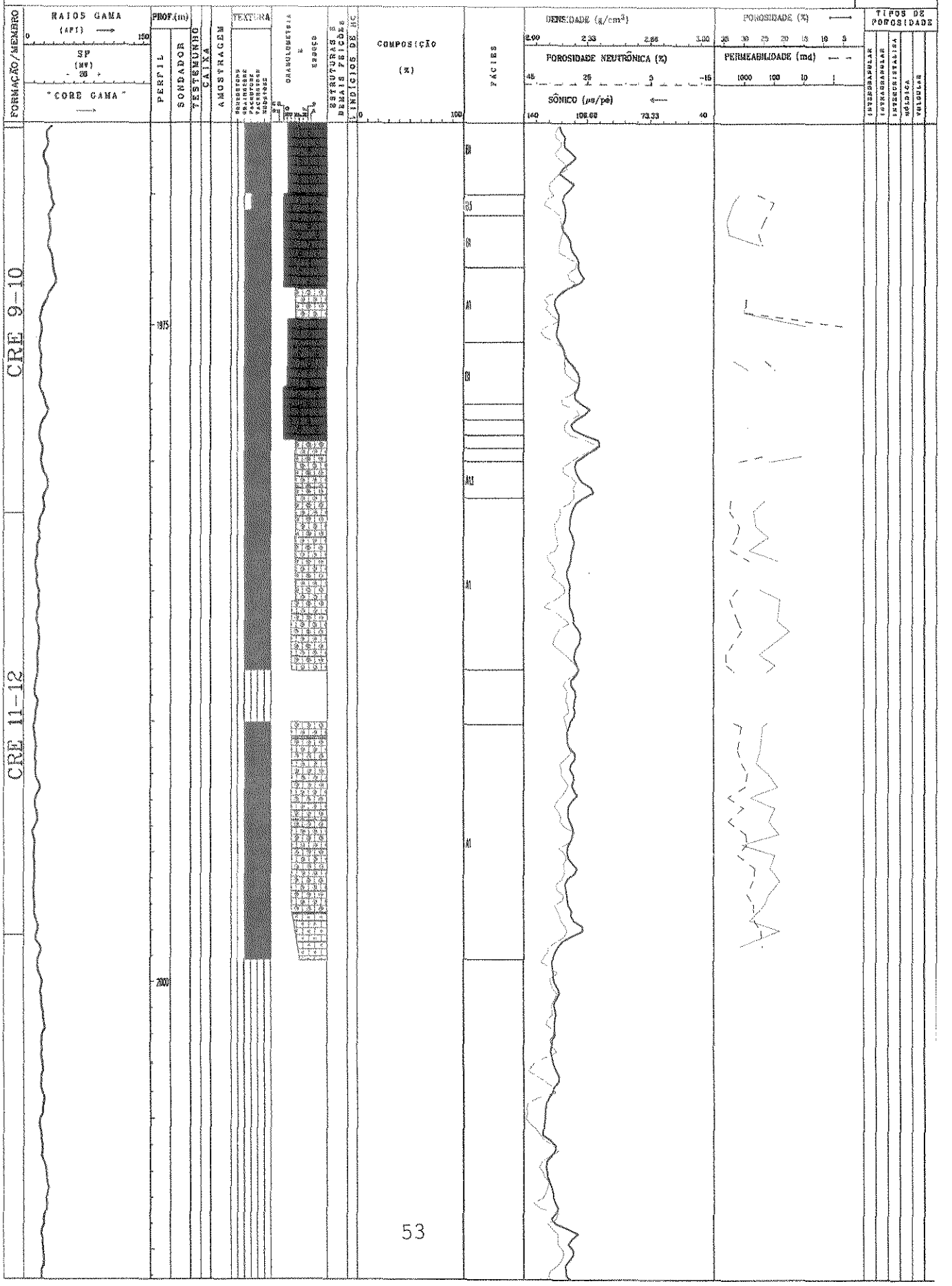
PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ANÁLISE SEQÜENCIAL DE TESTEMUNHOS
- ROCHAS CARBONÁTICAS -

POÇO: P5

GEÓLOGO: Guimarães
DATA: 10/07/94
ESCALA: 1:200

Figura III.2.3 - Perfil esquemático



Observa-se que a seqüencia da fácies de melhor qualidade de permo-porosidade para a pior é seguinte: A.1 → B.1 → B.2→ C.2 → C.1 → E → A.1.3 e B.3.

Os resultados médios da FR oolítica A.1 superou os das fácies oncolíticas B.1 e B.2, permanecendo de acordo com o estudo de Baumgarten & Scuta (1989), assim como a FR E, manteve-se de acordo com a FP-4, definida por estes autores. As fácies barreira A.1.3 e B.3, respondem com baixos valores, traduzindo a condição de barreiras.

A FBAR C.2 apresentou elevados valores de permo-porosidade, ao contrário do esperado, segundo sua definição de fácies-barreira deposicional de qualidade inferior à C.1. Inicialmente suspeitou-se de problema relacionado a posicionamento dos testemunhos em relação aos perfis, tendo sido realizado novo posicionamento com auxílio do programa AnaSeTe (1994), a partir da descrição sedimentológica do P5 por Spadini realizada em 1993. As estatísticas dos dados petrofísicos obtidos pelo novo ajuste revelaram-se quase idênticas às anteriores. Não foram encontrados em perfis feições que pudessem justificar estes altos valores de porosidade e permeabilidade para a C2, os quais devem estar associados à amostragem seletiva dos *plugs* para as análises petrofísicas, que provavelmente visavam avaliar a qualidade do reservatório, selecionando as amostras de melhor capacidade de armazenamento e produção de hidrocarboneto.

III.2.4 - Dados categóricos

Foram utilizadas no modelo discriminante duas variáveis categóricas definidas como:

subzona - subzona à qual pertence uma determinada observação, de acordo com o zoneamento estratigráfico. A variável assume os valores de 1 a 6, correspondendo respectivamente às subzonas CSI 1-12 a CRE 11-12.

md - modelo deposicional correspondente a uma determinada subzona, à qual pertence uma determinada observação, conforme definido no subitem II.3.3. Foram atribuídos para a variável md, os valores de um(1) para o modelo dominado por bancos oolíticos e dois(2) para o modelo dominado por bancos oncolíticos.

III.3 - CARACTERIZAÇÃO DAS ELETROFÁCIES

III.3.1 - Aspectos preliminares

Nesta tese realizou-se uma nova abordagem de correlação rocha-perfil para o reservatório em estudo, no sentido de caracterizar as eletrofácies correspondentes às fácies reservatório e às fácies-barreiras definidas no subítem II.7, de modo que estas possam ser identificadas nos poços não testemunhados. As eletrofácies aqui definidas têm sentido análogo às "fácies-reservatório de correlação rocha-perfil", conforme definidas por Sarzenski & Toledo(1990), onde foram usados critérios qualitativos do potencial de armazenar e produzir petróleo. A redefinição das eletrofácies foi motivada pelos seguintes objetivos:

a)Elucidar os resultados conflitantes referentes à FP-3, observados por Guimarães et alii(1990).

b)Caracterizar não só as fácies reservatório, como também as fácies barreira, que, apesar de volumetricamente serem de pouca expressão, são relevantes na determinacão da trajetória dos fluidos no reservatório.

c)Testar a análise discriminante como ferramenta de correlação rocha-perfil em reservatórios com elevado número de fácies.

d)Definir um número maior de eletrofácies, no intuito de aproximar-se à complexidade faciológica dos reservatórios carbonáticos, contribuindo para um maior sentido geológico às correlações.

e)Aumentar a precisão na caracterização do reservatório, proporcionando

resultados mais precisos na cubagem, na seleção dos recanhoneios e nos estudos de simulação de fluxo.

Em função das diferenças marcantes dos valores de perfis pela alteração do regime deposicional entre os intervalos compreendidos entre as subzonas CSI 1-12/CRE 1-12 e CRE 13-25, será abrangido no escopo desta tese apenas o intervalo CSI 1-12/CRE 1-12, e consequentemente a análise discriminante será realizada apenas nesta seção. Conforme mencionado anteriormente, os estudos anteriores de correlação rocha-perfil também determinaram tratamento diferenciado aos intervalos CSI 1-12/CRE 1-12 e CRE 13-25.

III.3.2 - Metodologia

Com o intuito de esclarecer os resultados conflitantes dos dados petrofísicos da FBAR C.2, foi realizado um novo posicionamento dos testemunhos frente às profundidades de perfis, utilizando o programa AnaSeTe (1994), versão 1.3. O programa, através da movimentação sincronizada dos dados obtidos dos testemunhos, permite a análise estatística dos resultados petrofísicos, com as profundidades corrigidas para as dos perfis, facilitando a correlação rocha-perfil. Também permite a impressão de gráficos como os das figuras III.2.1 a III.2.3.

As informações disponíveis de perfis e dados petrofísicos a cada 20 cm, compunham um arquivo no formato do programa *LOGCALC*, que foram adaptados em seguida para o formato SAS, *Statistical Analysis System* (1985), em cujo pacote

estatístico foram realizados os estudos básicos e multivariados para o estabelecimento das eletrofácies.

Com o intuito de selecionar o subconjunto de perfis que resultaria num modelo de discriminação das eletrofácies, foi utilizada a rotina *STEPDISC* (SAS, 1985), (Sarzenski & Toledo(op. cit.)), que pode ser de grande utilidade na escolha dos modelos, quando combinada com o conhecimento dos dados originais e cuidadosa validação dos resultados. As variáveis são escolhidas passo a passo, através da seleção, inclusão ou exclusão de variáveis quantitativas independentes, com base em critérios relativos a níveis de significância (*F STATISTIC*) ou coeficientes de determinação parciais (*PARTIAL R***2).

Para a análise discriminante foi utilizada a rotina *DISCRIM* do SAS (1985), que segundo Sarzenski & Toledo (op. cit.), calcula funções discriminantes lineares para classificar observações em dois ou mais grupos (por exemplo, fácies) com base em uma ou mais variáveis numéricas (por exemplo, perfis). O modelo discriminante, também conhecido como critério de classificação, é desenvolvido pela rotina usando uma medida de distância quadrática generalizada e é baseado nas matrizes de covariância interna de cada grupo. Cada observação é classificada na classe da qual mais se aproxima. O programa utilizado está apresentado no Anexo I.1.

III.3.3 - Modelo utilizado e validação

Para elaborar a correlação rocha-perfil foi utilizada a técnica estatística multivariada da Análise Discriminante, que permite distinguir estatisticamente dois ou mais grupos definidos previamente, combinando linearmente as variáveis discriminatórias de modo a maximizar as diferenças entre os conjuntos. Segundo Bucheb (1991), a partir de um ou mais poços testemunhados representativos da área em estudo, obtêm-se os coeficientes a serem aplicados em outros poços não testemunhados. Se a função discriminante efetivamente distinguir os grupos considerados, tornar-se-á viável o reconhecimento das fácies com base nas respostas dos perfis, em toda a área investigada. Segundo ainda este autor, há na literatura diversos textos contendo fundamentos e aplicações da análise discriminante, como os de Kock & Link (1971) e Davis (1973), onde são desenvolvidos os aspectos teóricos e exemplos relacionados às geociências.

Tradicionalmente em correlação rocha-perfil, aplica-se algum método escolhido em um ou mais poços testemunhados reservando-se um outro para a validação, podendo esta operação também ser executada em sistema de rodízio.

Em virtude deste reservatório estudado ter apenas um poço (P5) testemunhado continuamente com boa recuperação, e um outro (P2) com baixa recuperação e alguns intervalos não recuperados e identificadas suas litologias por correlação com o P5 ou por descrição de amostras de calha, a montagem dos arquivos para a definição do modelo discriminante e validação foi elaborada segundo um método sugerido pelos

geólogos Bucheb e Fernando da Petrobrás (DEPEX/DIGEO) (informação verbal):

Primeiramente reúnem-se as informações dos poços chave P5 e P2, contendo a definição das FR e FBARs e respectivas respostas em perfis num único conjunto de dados. Em seguida separa-se este arquivo em dois grupos: o de construção e teste do modelo de discriminação, cada um com 50% dos dados. O primeiro define o modelo discriminante, enquanto o segundo banco de dados é usado para testá-lo. A escolha de uma determinada observação é definida aleatoriamente, através de um pequeno algoritmo desenvolvido no SAS, fazendo uso de uma semente que gera a função aleatória. Ao alterar-se a semente, criam-se outros dois arquivos com 50% dos dados cada, porém não com as mesmas observações em cada arquivo da semente anterior. Deste modo, é possível definir o modelo e validá-lo diversas vezes, gerando portanto uma oscilação entre os índices de erro, que observou-se mais acentuada nas eletrofácies de menor freqüência. O estudo levou em conta a proporção *a priori* de cada eletrofácies do arquivo modelo, acionando o recurso "prior proportion" do algoritmo, de modo que estas proporções viessem a ser honradas pelo arquivo teste.

A tabela III.3.3 apresenta os diversos índices de erro em percentagem nos arquivos modelo e teste para as eletrofácies, ao utilizarem-se dez sementes diferentes. No resumo na parte inferior da tabela tem-se o erro máximo, mínimo e médio para dez rodadas com sementes diferentes, quando da aplicação do modelo discriminante nos arquivos modelo e teste. Os erros médios do arquivo modelo são menores em relação ao do teste porque foi neste arquivo que foi estabelecido o modelo discriminante. As

margens de acerto podem ser consideradas boas para as eletrofácies A1, B1, B2 e E; regulares para a C1, B3 e C2 e fraca para a A1.3. O alto índice de erro para a eletrofácies A1.3 (50.7%), decorre de sua ocorrência indistinta nos dois modelos deposicionais, em virtude do agrupamento das fácies oolíticas cimentadas com as oncolíticas cimentadas, assim como pela sua pequena espessura (2 a 3 metros) e baixa freqüência relativa.

O arquivo utilizado para o estabelecimento do modelo e validação consiste em 789 observações dos intervalos testemunhados dos poços chave P5 e P2, com um espaçamento vertical de 20 centímetros, contendo seis variáveis discriminantes, sendo quatro de perfis (GRCO, RHOC, RT e PHIN) e duas categóricas(SUBZONA e MD), que foram usadas na distinção das oito FR e FBARs.

	Semente	A.1	B.1	B.2	C.1	E	A13	B.3	C.2	TT
1)Modelo	16529011	11	17	0	23	0	45	28	28	17
Teste		26	13	12	25	0	54	18	32	21
2)Modelo	845601035	14	17	11	27	0	47	14	35	18
Teste		10	17	0	25	0	48	54	25	17
3)Modelo	147062891	12	14	0	24	0	30	33	35	16
Teste		15	16	11	36	0	66	46	33	21
4)Modelo	859210017	16	14	0	30	0	46	40	22	18
Teste		14	17	0	30	0	45	30	41	20
5)Modelo	747102625	21	15	0	23	0	40	25	32	20
Teste		21	14	0	5	0	53	31	31	19
6)Modelo	129414528	11	14	0	38	0	44	20	30	16
Teste		9	16	11	32	0	32	30	39	17
7)Modelo	758943305	13	19	0	13	0	41	58	42	19
Teste		21	15	0	25	0	44	46	24	19
8)Modelo	384712934	15	13	0	19	0	47	50	32	17
Teste		16	17	0	20	0	52	64	37	20
9)Modelo	583914826	18	9	0	21	0	36	13	33	16
Teste		24	22	0	18	0	58	20	39	24
10)Modelo	482166029	16	15	0	28	0	38	11	35	18
Teste		20	15	0	18	0	55	25	32	20
RESUMO										
Modelo										
Máximo		21	19	11	38	0	47	58	42	20
Mínimo		11	9	0	13	0	30	11	22	16
Média		14.7	14.7	1.1	24.6	0	41.4	29.2	32.4	17.5
Teste										
Máximo		26	22	12.5	36	0	66	64	41	24
Mínimo		9	13	0	5	0	32	18	25	17
Média		17.5	16.2	3.5	23.4	0	50.7	33.3	33.3	19.8

Tabela III.3.3 - Margens de erro da Análise Discriminante para as eletrofácies, em função da alteração das sementes. Valôres em percentuais. As maiores variações ocorrem nas eletrofácies C.1, A1.3, B.3 e C.2, que são de menor ocorrência.

III.3.4 - A utilização de variáveis categóricas na correlação rocha-perfil.

Com o objetivo de melhorar a margem de acerto das fácies de pouca ocorrência, foram utilizadas duas variáveis categóricas ou qualitativas definidas no ítem III.2.4, além das variáveis de perfis convencionalmente utilizadas. Apesar de ser um recurso não empregado em estudos de correlação rocha-perfil, a utilização de variáveis categóricas é um procedimento comum na análise discriminante.

Johnson & Wichern (1992) comentam que variáveis categóricas ou qualitativas podem ser úteis discriminantes, como por exemplo, a cor de um objeto. Esta situação é frequentemente contornada com a criação de uma variável X, onde o valor numérico um é atribuído se o objeto possui a característica e zero se não a possui. A variável é portanto tratada do mesmo modo que as variáveis mensuráveis nos procedimentos discriminatórios. Observam estes autores que existe pouca teoria disponível sobre estudos envolvendo variáveis quantitativas e qualitativas. Krzanowski em Johnson & Wichern (op. cit.), realizando simulações experimentais em computadores, deduz que a função discriminante linear de Fisher pode atuar de modo pobre a satisfatório, dependendo da correlação entre as variáveis quantitativas e qualitativas.

A inclusão das variáveis categóricas subzona e md no modelo discriminante resultou numa melhora significativa nos índices de acerto das eletrofácies. A tabela III.3.4.1 indica as margens de erro para cinco rodadas utilizando sementes diferentes, inicialmente com os quatro perfis (grco, rhoc, rt e phin), incluindo a variável subzona e finalmente com as duas variáveis categóricas. As eletrofácies, B2, B3, C.1 e C.2, de

menor ocorrência, obtiveram uma expressiva redução do erro com a inclusão das duas variáveis qualitativas, enquanto as A1 e B1, mais freqüentes, apresentam em algumas rodadas, um incremento do erro.

	A.1	B.1	B.2	C.1	E	A13	B.3	C.2	TT
Semente = 016529011									
grco rhoc rt phin	11.5	19	100	33	0	33	91	44	23
incluindo a subzona	19.5	17	100	29	0	33	54	32	22
incl.. a. subzona e md	26	13	12.5	25	0	54	18	32	21
Semente = 710284102									
grco rhoc rt phin	11	19	100	54.5	0	45	100	50	26
incluindo a subzona	13	17	100	54	0	41	61	34	23
incl.. a. subzona e md	10.5	18	0	50	0	54.5	23	34	20
Semente = 428299383									
grco rhoc rt phin	8	17	100	48	0	47	100	53	24
incluindo a subzona	11.5	13	100	44	0	47	77	42	22
incl.. a. subzona e md	11	19.5	0	32	0	53	38	42.5	20
Semente = 963207182									
grco rhoc rt phin	12	13	100	37	0	27	100	40	21
incluindo a subzona	13	13	100	37	0	27	92	28	20
incl. a. subzona e md.	14	14	0	26	0	27	38.5	30	16.5
Semente = 132589477									
grco rhoc rt phin	6.5	16	100	40	0	37.5	100	47	21
incluindo a subzona	19	15	100	28	0	42	87	33	23
incl.. a. subzona e md	22	17	0	12	0	50	33	33	20

Tabela III.3.4.1 - Margens de erro da Análise Discriminante para as eletrofácies, em função da inclusão das variáveis categóricas subzona e md suscessivamente. Valores em percentuais.

Conforme a tabela abaixo, extraída da rotina STEPDISC (SAS, 1985), as variáveis categóricas MD e SUBZONA apresentam-se em segundo e em quinto em nível de significância (F STATISTIC) e no coeficiente de determinação parcial (PARTIAL R**2), contribuindo de forma efetiva no melhor modelo de discriminação. O perfil PHIN teve pequena contribuição, em relação às demais variáveis.

Variável	Nível de significância	Partial R**2	F Statistic
GRCO	1	0.7619	356.922
MD	2	0.4705	99.023
RHOC	3	0.4115	77.816
RT	4	0.3690	65.003
SUBZONA	5	0.3679	64.618
PHIN	6	0.0645	7.638

Tabela III.3.4.2. - Contribuição de cada variável segundo a rotina STEPDISC (SAS, 1985)

III.4 - AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS A PARTIR DO CROSSPLOT DAS FUNÇÕES DISCRIMINANTES CANÔNICAS.

Segundo Sarzenski & Toledo(op. cit.), a rotina *PROC CANDISC* do SAS realiza a análise discriminante canônica, que é uma técnica de redução do número de variáveis independentes relacionada com análise de componentes principais e correlação canônica. A rotina deriva variáveis canônicas (combinações lineares das variáveis quantitativas originais) que melhor resumem a variação entre as classes(por exemplo, eletrofácies). A primeira combinação linear produzida pela *PROC CANDISC* (primeira variável canônica ou primeiro componente canônico), é a que apresenta a mais alta correlação multivariada possível com os grupos. A primeira variável canônica pode mostrar diferenças substanciais entre as classes, mesmo quando isto não ocorre com nenhuma das variáveis independentes originais (por exemplo, perfis). Outras variáveis canônicas, sem correlação entre si, são obtidas em ordem decrescente de correlação multivariada com os grupos, até resultar um número de variáveis canônicas equivalente ao número de variáveis independentes originais ou ao número de classes menos um, o que for menor.

A rotina produz um arquivo com os escores relativos às variáveis canônicas para cada observação, que podem ser analisados através de *crossplots* de pares de variáveis canônicas, para auxílio na interpretação visual das diferenças entre os grupos. O programa utilizado para produzir estes *crossplots* está no anexo I.2.

A figura III.4.1 apresenta o *crossplot* entre as variáveis CAN1 e CAN2:

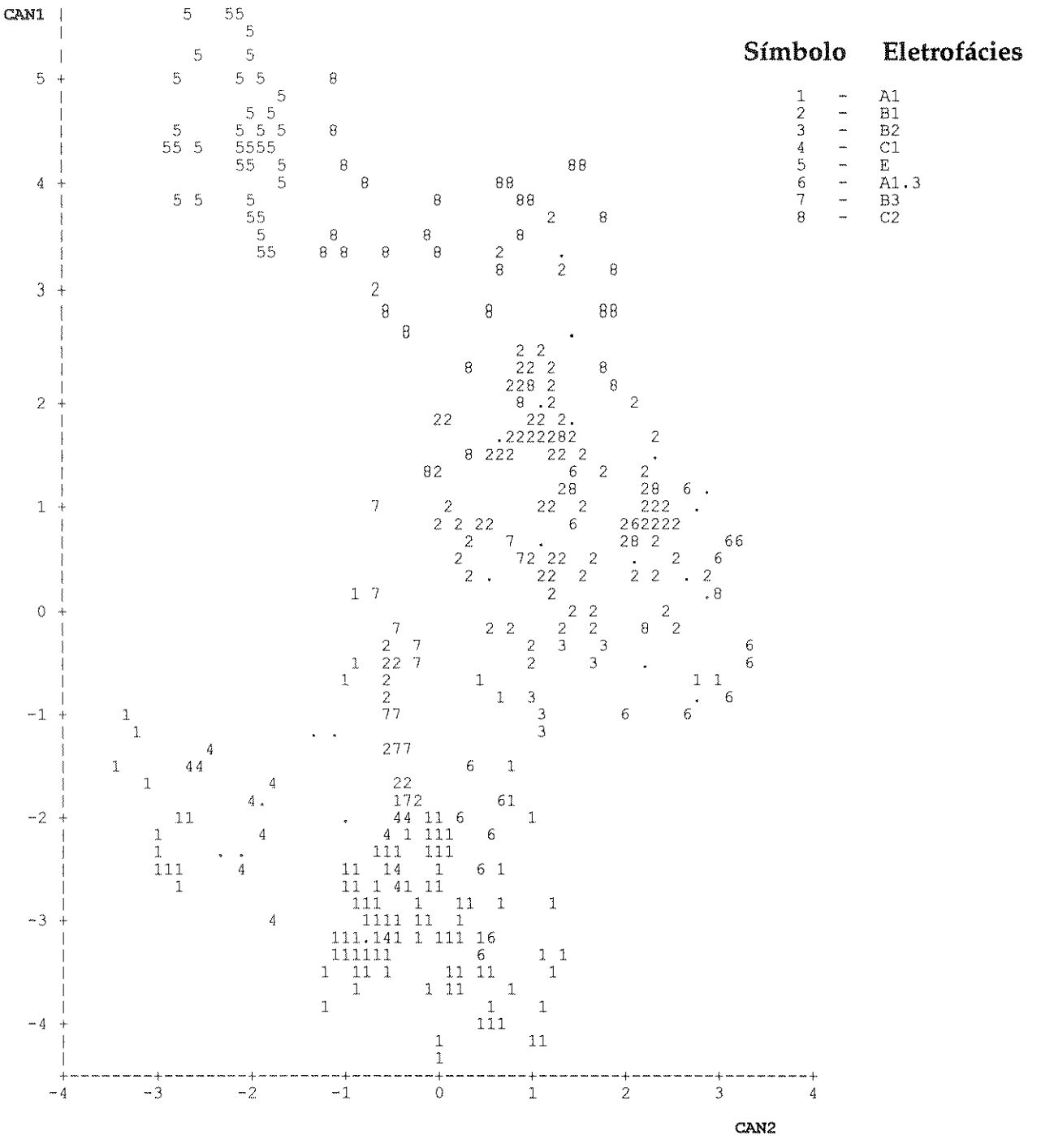


Figura III.4.1.

As variáveis canônicas CAN1 e CAN2 são derivadas a partir de combinações lineares das variáveis originais (perfis, md e subzona) e melhor resumem a variação entre as eletrofácies definidas nos poços chave a partir do modelo discriminante definido nos ítens anteriores:

A análise deste *crossplot* permite algumas considerações interessantes que refletem a estrutura e o modo como foram definidas as fácies reservatório e barreira que serviram de base para a definição das eletrofácies:

Observa-se que, de maneira geral, os grupos mais próximos entre si correspondem àquelas eletrofácies que possuem as assinaturas de perfis mais semelhantes ou que compõem uma suíte faciológica característica de um determinado modelo deposicional. A eletrofácies E(5) apresenta-se bem caracterizada no canto superior esquerdo do gráfico, o que corresponde à sua condição de 100% de acerto nos testes de validação. A porção inferior do gráfico compreende basicamente da eletrofácies A.1(1) circundando grupos de observações referentes à eletrofácies C.1(4), o que pode ser explicado pelo agrupamento da FR-A4 na FR-A1 (mencionado no ítem III.2.1), e por serem componentes básicos do modelo deposicional dominado por grãos oolíticos.

A eletrofácies A1.3(6) apresenta-se distribuída entre as eletrofácies A.1 e a B.1. Os valores próximos ao conjunto de pontos referentes à eletrofácies A.1 (1), correspondem provavelmente aos níveis oolíticos cimentados enquanto aos próximos a B.1 (2), aos níveis oncolíticos cimentados.

As variáveis canônicas são passíveis de serem interpretadas como correspondentes a fenômenos que não estão diretamente caracterizados por uma das variáveis isoladamente. Podem também ser incluídas no modelo discriminante com o objetivo de identificar outras eletrofácies. No entanto, estes aspectos não foram aprofundados neste estudo, limitando-se apenas à contribuição destas para a visualização espacial das eletrofácies.

III.5 - EXTENSÃO DA FUNÇÃO DISCRIMINANTE AOS DEMAIS POÇOS

Uma vez estabelecido e validado o modelo discriminante nos poços chave, a aplicação das equações discriminantes nos poços não testemunhados pode ser realizado considerando o conjunto destes poços como um novo arquivo teste e aplicando as equações obtidas na etapa anterior, conforme programa do anexo I.3. Outra metodologia que produz resultados idênticos consiste em primeiramente calcular os escores discriminantes através das seguintes equações:

CA.1 = -4169 + 0.76508*GRCO + 3363*RHOC + 0.42339*RT + 6.26440*PHIN - 26.68545*SUBZONA+ 22.92585*MD

CB.1 = -4170 + 1.02246*GRCO + 3361*RHOC + 0.44658*RT + 25.77183*PHIN - 27.85069*SUBZONA + 34.22365*MD

CB.2 = -4323 + 0.55656*GRCO + 3424*RHOC + 0.41168*RT + 26.31645*PHIN - 28.06301*SUBZONA + 37.50145*MD

CC.1 = -4069 + 0.82446*GRCO + 3320*RHOC + 0.43433*RT + 26.16926*PHIN - 27.85444*SUBZONA + 21.41770*MD

CCE = -4299 + 1.47875*GRCO + 3418*RHOC + 0.37340*RT + 25.73821*PHIN - 31.29181*SUBZONA + 34.11701*MD

CA1.3 = -4357 + 0.76711*GRCO + 3440*RHOC + 0.44734*RT + 26.15817*PHIN - 27.33264*SUBZONA + 33.26256*MD

CB.3 = -4270 + 1.02716*GRCO + 3406*RHOC + 0.44871*RT + 26.16319*PHIN - 28.23267*SUBZONA + 25.57444*MD

CC.2 = -4265 + 1.43772*GRCO + 3395*RHOC + 0.45205*RT + 25.93115*PHIN - 28.13395*SUBZONA + 34.24011*MD

Em seguida toma-se o maior escore calculado. Por exemplo, se CA.1>CB.1, CA.1>CB.2, CA.1>CC.1, CA.1>CE, CA.1>CA1.3, CA.1>CB.3 e CA.1>CC.2, então a observação será caracterizada como pertencente à eletrofácies A.1. A regra se aplica sucessivamente, ou seja, uma determinada observação corresponderá à eletrofácies (n), quando apresentar o maior escore C(n).

CAPÍTULO IV

GEOMETRIA EXTERNA DAS UNIDADES DE FLUXO

IV.1 - DISCUSSÃO SOBRE O CONCEITO DE UNIDADES DE FLUXO

Os reservatórios mostram diversas escalas de heterogeneidades geológicas que produzem variações na permeabilidade que normalmente provocam um efeito adverso na produção de hidrocarbonetos. Lewis (1988) discute a questão focalizando os reservatórios carbonáticos, para os quais propõe uma classificação hierárquica com sete ordens de heterogeneidades baseadas em exposições tridimensionais do Jurássico Médio nas áreas de Bath, sudoeste da Inglaterra e arredores da margem nordeste da Bacia de Paris. Cada uma destas escalas tem sua própria magnitude de heterogeneidade e anisotropia de permeabilidade. Este autor também discorre sobre a diagênese, assumida tradicionalmente nos reservatórios carbonáticos como o mais importante controlador da porosidade e permeabilidade, suplantando freqüentemente os efeitos deposicionais. No entanto, em alguns casos, especialmente em areias carbonáticas, (como é o caso do reservatório em estudo nesta tese), a diagênese está relacionada a uma escala particular de heterogeneidade.

Hearn et al. (1984) definem "unidades de fluxo" como um determinado volume de rocha de um reservatório que possui uma certa continuidade lateral e vertical de características como permeabilidade, porosidade e acamamento. Uma seqüência sedimentar de fácies é caracterizada pelo empilhamento vertical das mesmas, definidas

por testemunhos ou afloramentos. Esta seqüência fornece a estrutura básica para a definição das unidades de fluxo, que são definidas não somente por suas características geológicas mas também por suas propriedades petrofísicas.

A jazida em estudo, pertencente à Formação Macaé da Bacia de Campos, apresenta diversas heterogeneidades, sendo que a mais determinante na trajetória dos fluidos é a da escala das unidades de fluxo, onde a de melhor permo-porosidade, composta predominantente por *grainstones* oolíticos, dessatura de óleo rapidamente e passa a atuar como duto de canalização de água da formação que atinge os poços produtores, aumentando-lhes a RAO (razão água-óleo).

Os limites externos das unidades de fluxo correspondem às heterogeneidades de quarta ordem de Lewis (op. cit.), que as caracteriza como de natureza deposicional pela justaposição de diferentes tipos de corpos sedimentares. Este autor considera que a caracterização desta escala, pela definição da geometria externa das camadas dos corpos de areia, é ideal para a simulação de fluxo do reservatório, pois permite sua compartimentação em unidades de fluxo que podem ser correlacionadas entre poços.

Baumgarten e Scuta (1989) definiram quatro fácies-perfis para este reservatório, em trabalho comentado no ítem III.1. Barroso & Pedrassi (1994) sugerem o termo "Tipos de Unidade de Fluxo" para estas fácies-perfis, restringindo o termo a um volume de rocha de uma zona, contínuo e individualizado com base nas características geológicas e petrofísicas, que afetam o fluxo de fluidos no meio poroso.

Nesta tese foi adotado o termo Tipo de Unidade de Fluxo (T.U.F.) para designar aquelas rochas correspondentes às assinaturas das eletrofácies definidas no capítulo III. No sentido de permitir uma melhor apresentação visual, estas tambem são apresentadas por uma numeração de um a oito em alguns gráficos, conforme a tabela abaixo:

Numeração de referência	1	2	3	4	5	6	7	8
Eletrofácies	A.1	B.1	B.2	C.1	E	A1.3	B.3	C.2
Tipo de Unidade de Fluxo	A.1	B.1	B.2	C.1	E	A1.3	B.3	C.2

Tabela IV.1.

Uma vez que as eletrofácies A1.3, B.3 e C.2 constituem rochas de baixas permeabilidades que não contribuem para o fluxo de hidrocarbonetos ou água da formação através delas, mas atuam como barreiras deposicionais e diagenéticas, surge um contrasenso ao denominá-las de "Tipo de Unidade de Fluxo". No entanto, optou-se por mantê-las nesta classificação, para que se evite criar outra nomenclatura.

IV.2 - ANÁLISE DAS SEÇÕES E MAPAS ESTRATIGRÁFICOS

Foram elaborados mapas estratigráficos da espessura total de cada tipo de unidade de fluxo (T.U.F.) por subzona, (figs. IV.2.1 a IV.2.5), e seções estratigráficas (figs. IV.2.6 e IV.2.7) com *data* horizontais posicionados à base da subzona CRE 11-12, ou seja, no limite inferior do pacote estudado. Os mapas foram elaborados a partir de regularização de 1,0m, enquanto nas seções manteve-se o espaçamento de 0,2m.

As seções e mapas geológicos foram confeccionados com os seguintes objetivos:

a) Apresentar interpretação geológica do reservatório baseada na correlação das unidades de fluxo através de um conjunto de seções estratigráficas que atravessam o campo e mapas de espessura total.

b) Elaborar uma seção principal de sentido NE - SW (fig.IV.2.6), compreendendo os seguintes poços: 10 - 17 - 5 - 26 - 11 - 2 - 6, que servirá para comparação dos resultados obtidos pelas imagens geradas pela modelagem estocástica, que também foram realizadas ao longo da mesma seção.

c) Estimar a área de ocorrência dos tipos de unidade de fluxo através dos mapas, fornecendo parâmetros de controle para a elaboração dos variogramas ajustados.

A análise dos mapas e seções permite prever qualitativamente o comportamento de produção, assim como embasar estudos de simulação de fluxo com modelos físicos mais refinados, aplicando a cada unidade de fluxo seus parâmetros petrofísicos particulares apresentados na tabela III.2.3.

Conforme esperado, há um predomínio do TUF A1 nas subzonas CRE 4-5 e CRE 11-12 de acordo com o modelo deposicional dominado por bancos oolíticos. Uma vez que estas rochas caracterizam-se por elevadas permeabilidades absolutas, a expectativa é de excelentes vazões de óleo. Estas subzonas devem também estar atuando como dutos para as canalizações de água, responsáveis pelo elevado BSW médio do campo. O TUF C1 está frequentemente associado ao TUF A1 e, por sua maior distribuição na subzona CRE 4-5 (vide tabela V.2.1), confere a esta subzona uma qualidade pior em termos de permo-porosidade com relação a subzona CRE 11-12, restrita à região sudeste do campo.

A presença marcante do TUF B1 nas subzonas CRE 1-3, CRE 6-8 e CRE 9-10 confere a estas uma boa expectativa de produção de óleo, excetuando variações locais para B2, E e aos TUF que constituem barreiras.

Observa-se o desenvolvimento do TUF E nos limites oeste das subzonas CRE 4-5 e CRE 6-8, decorrente do fato de a correlação rocha-perfil ter identificado nesta região rochas cujas assinaturas correspondem aos calcissiltitos (E). Estas assinaturas muito se assemelham às de fácies de baixa energia, como por exemplo a da eletrofácie C2, conforme discutido no ítem III.4. De qualquer forma, caracterizam-se por rochas geradas em ambientes de baixa energia formadas na porção da retaguarda da barra, livres da ação de ondas e fortes correntes de maré, e não se constituem estratos de interesse para a explotação.

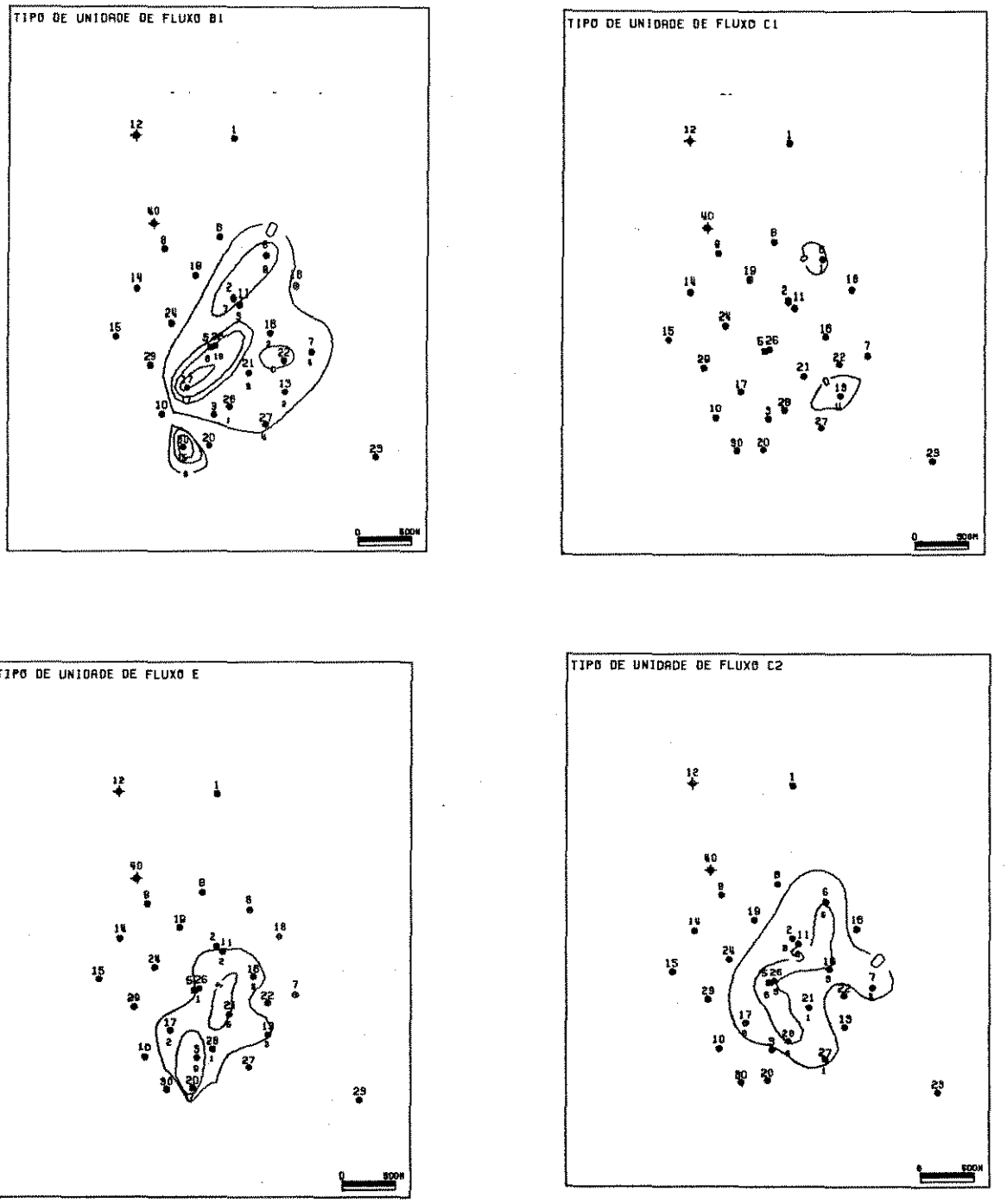


Figura IV.2.1 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 1-3. IC= 5m.

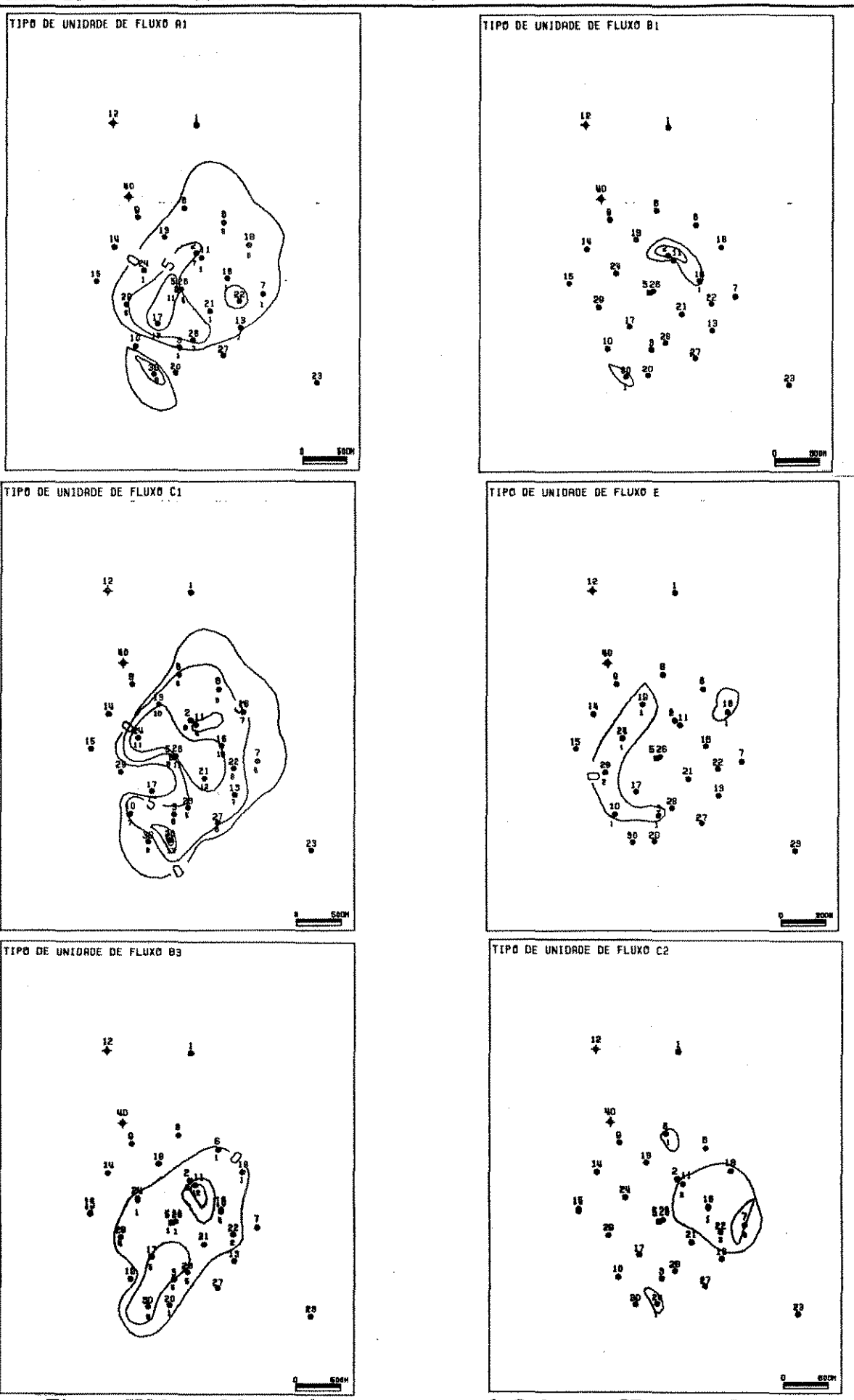


Figura IV.2.2 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 4-5. IC= 5m.

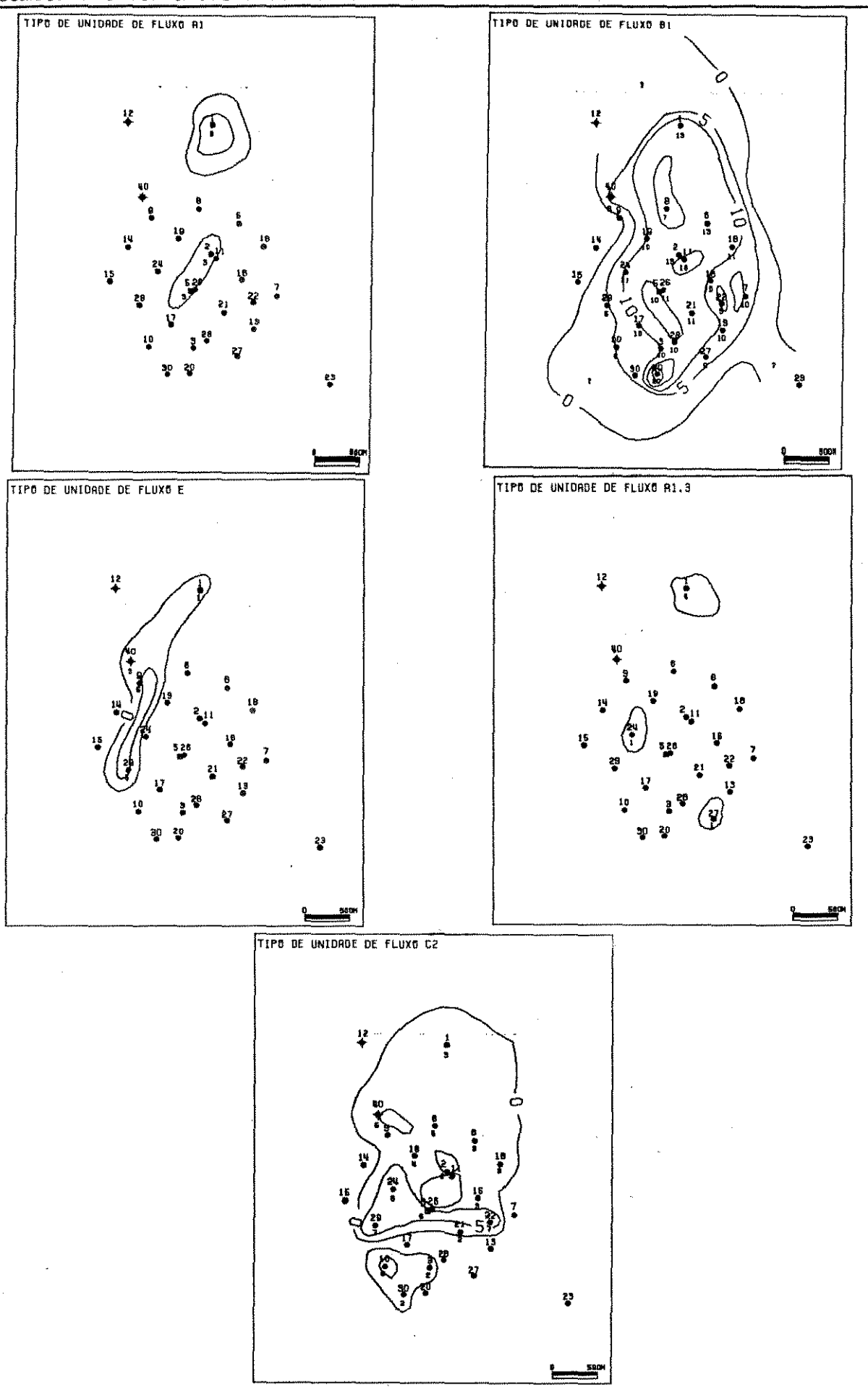


Figura IV.2.3 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 6-8. IC= 5m.

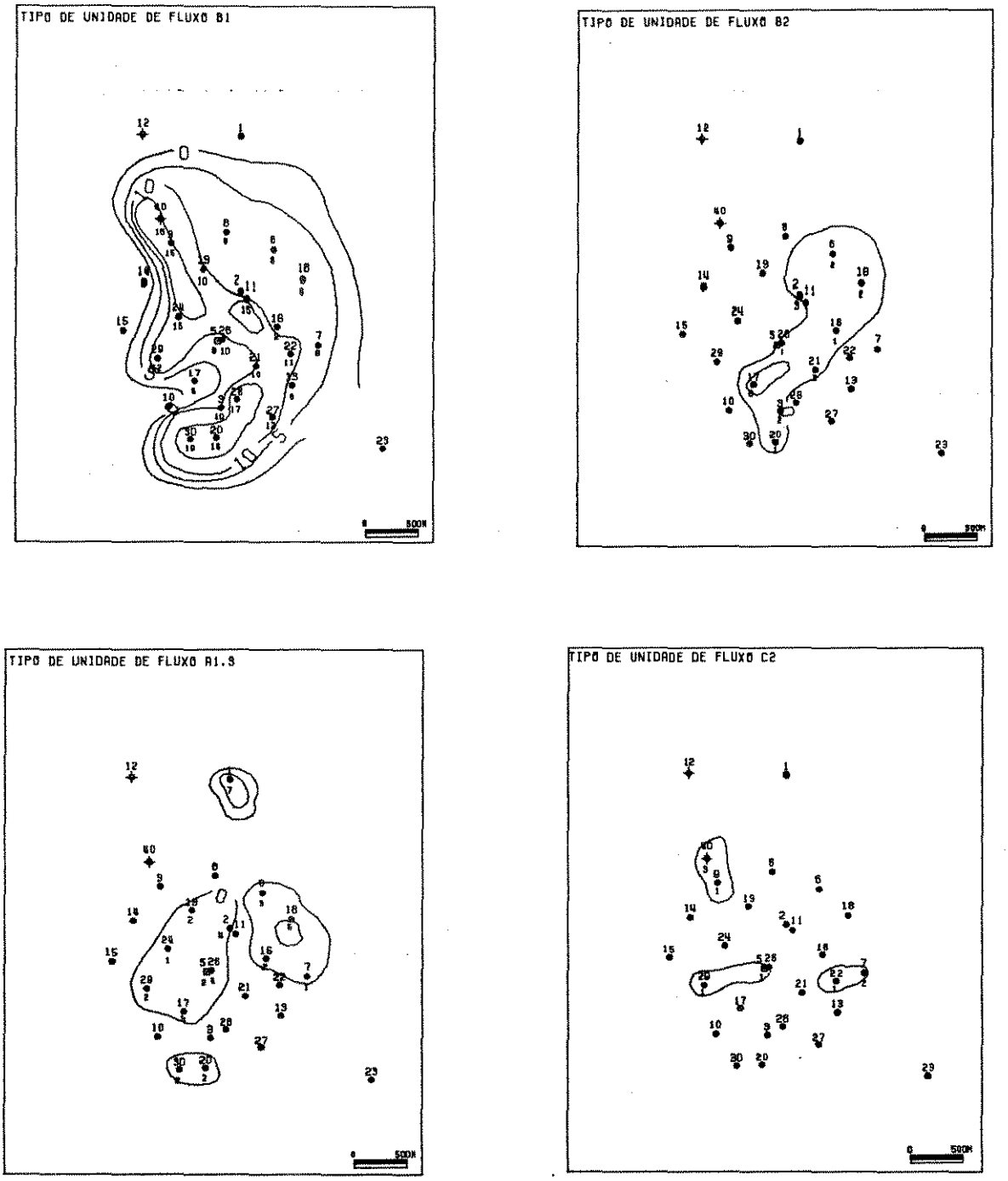


Figura IV.2.4 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 9-10. IC= 5m.

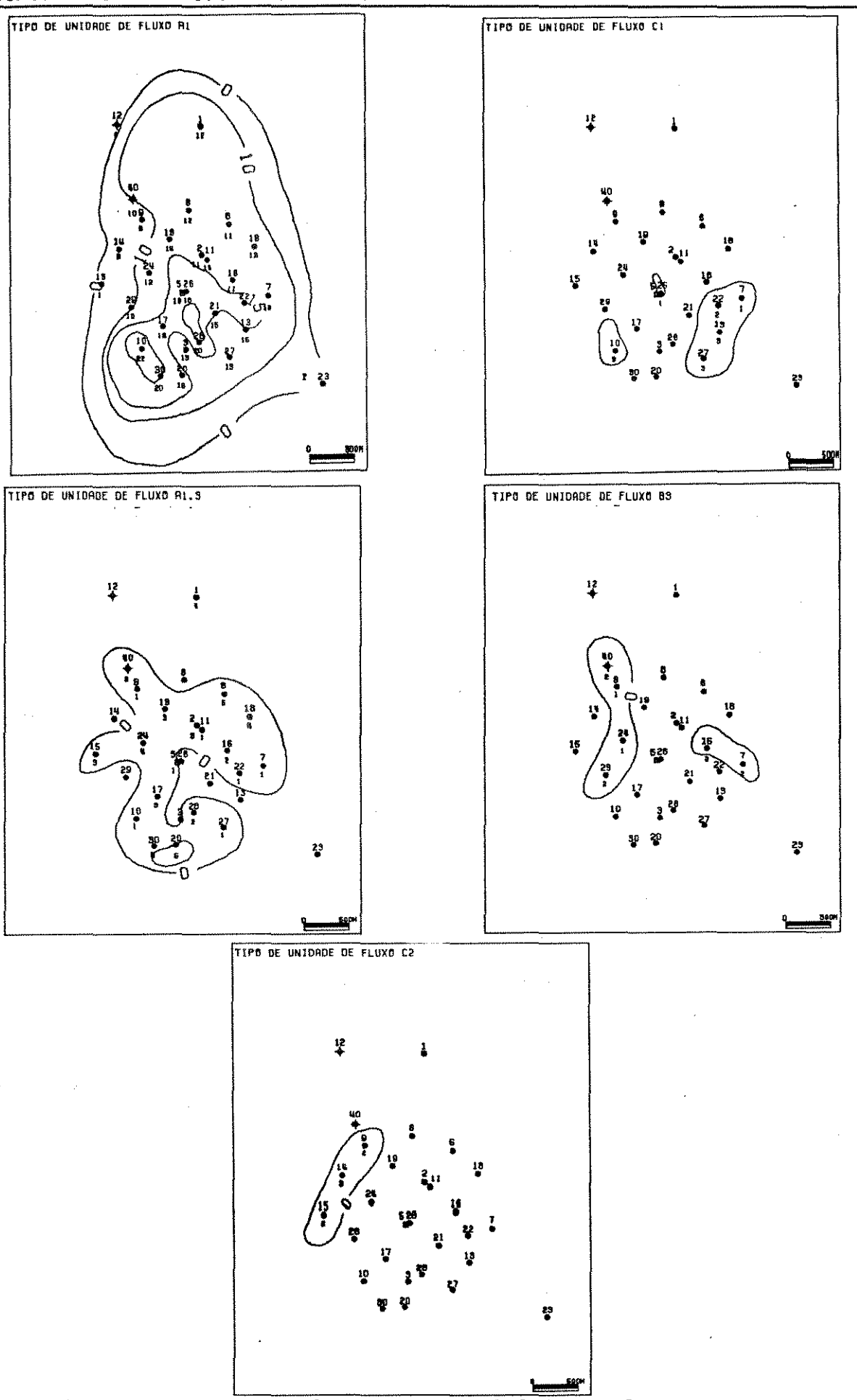


Figura IV.2.5 - Mapas de espessura total. Subzona CRE 11-12. IC= 5m.

IV.3 - AS FÁCIES-BARREIRA ATUANDO COMO HETEROGENEIDADES INTERNAS AO RESERVATÓRIO.

Os tipos de unidades de fluxo A1.3, B3 e C2, correspondentes às rochas que se constituem barreiras de permeabilidade, apresentam diferentes distribuições espaciais ao longo das subzonas, o que corrobora a necessidade de caracterizá-las separadamente, uma vez que são fenômenos distintos. A caracterização da geometria destas rochas não tem sido valorizada em trabalhos cuja ênfase tem sido a avaliação da qualidade de reservatórios. No entanto, embora sejam, nesta jazida, volumetricamente de pequena magnitude, a sua caracterização é fundamental para estudos de simulação de fluxo, uma vez que influenciam a trajetória do escoamento de fluidos do reservatório.

O TUF A1.3 correspondente aos corpos oolíticos e oncolíticos cimentados presentes mais expressivamente nas subzonas CRE 9-10 e CRE 11-12, ocupam uma área da ordem de 70.000 a 140.000 m^2. As espessuras são de 2 a 3 metros e referem-se a níveis cimentados próximos ao fundo do mar (diagênese marinha), ou ao lençol freático (diagênese meteórica). A sua ocorrência é mais rara à medida que se dirige às subzonas próximas ao topo do reservatório.

O TUF C2 ocupa uma região mais ampla que a anterior, podendo atingir uma área de até 800.000 m^2, de acordo com o modelo dominado por bancos oncolíticos, onde estas rochas referem-se a estratos do princípio do ciclo de arraseamento,

depositados de modo uniforme por quase todo o banco e preenchendo as depressões do substrato anterior. São mais freqüentes nas subzonas CRE 6-8 e CRE 1-3, sendo que nesta última estão preponderantes no topo, resultantes de ciclos de lâmina d'água cada vez mais profundos, até culminar com o recobrimento total da barra com a deposição dos calcissiltitos da subzona CSI 1-12.

O TUF B3 apresenta-se de forma destacada na subzona CRE 4-5 e deve atuar não só como barreira vertical mas também horizontal ao fluxo devido à sua grande espessura, que atinge até 12 metros na região entre os poços 11 e 26. Este fato resulta de provável depressão existente à época da deposição desta subzona, que foi preenchida, via eventos esporádicos, por sedimentos que hoje caracterizam este tipo de unidade de fluxo (calcarenitos bimodais).

IV.4 - CURVAS DE PROPORÇÃO VERTICAL

As curvas de proporção vertical são a representação gráfica de matrizes da freqüência relativa de cada eletrofácies pelo seu posicionamento vertical ou cota, dentro de uma determinada região de um reservatório. As figuras IV.4.1 e IV.4.2 mostram as curvas de proporção vertical das subzonas CRE 1-3 até a CRE 11-12, onde cada tom de cinza representa a eletrofácies correspondente, de acordo com a legenda da figura IV.4.1. Não foi elaborada a curva da subzona CSI 1-12, pois esta contém apenas uma eletrofácies (E). As profundidades relativas são numeradas por cotas, cujo valor um corresponde ao primeiro metro depositado na base da subzona, e cresce à medida que se dirige ao topo.

A elaboração das curvas de proporção verticais permite:

a) a visualização da distribuição vertical das diversas eletrofácies, podendo ser utilizado como ferramenta de interpretação geológica,

b) que sejam utilizadas como ferramenta de análise da geometria espacial das unidades de fluxo, auxiliando na decisão para que se assuma ou não a hipótese da estacionariedade da região a ser modelada,

c) a utilização destas na simulação indicatriz sequencial, algoritmo utilizado nesta tese para a modelagem estocástica, cujo programa foi alterado de modo que pudesse honrar as proporções verticais.

A análise das curvas das figuras IV.4.1 e IV.4.2 permite avaliar alguns aspectos estratigráficos:

CRE 1-3: se destingue pela presença marcante da eletrofácies C2, caracterizando esta subzona como de ciclos de arraseamento mais profundos. Conforme a definição do zoneamento aplicada para este reservatório, cada subzona consiste em um megaciclo que contém ciclos menores, como o iniciado entre as profundidades relativas de 15 e 16 metros.

CRE 4-5: observa-se a ocorrência da eletrofácies A1 até a profundidade relativa de 16 metros, onde a partir desta cota, há o predomínio de rochas formadas em ambiente de energia moderada a baixa.

CRE 6-8 e CRE 9-10: apresenta o predomínio da eletrofácies B1 com variações localizadas para fácies oolíticas (na base da subzona CRE 9-10), B2, E e C2, e localmente apresentando-se cimentadas (A1.3).

CRE 11-12: apresenta o predomínio da eletrofácies A1, associada a níveis cimentados (A1.3) e a rochas de granulação fina (C1) até a cota de 21 metros.

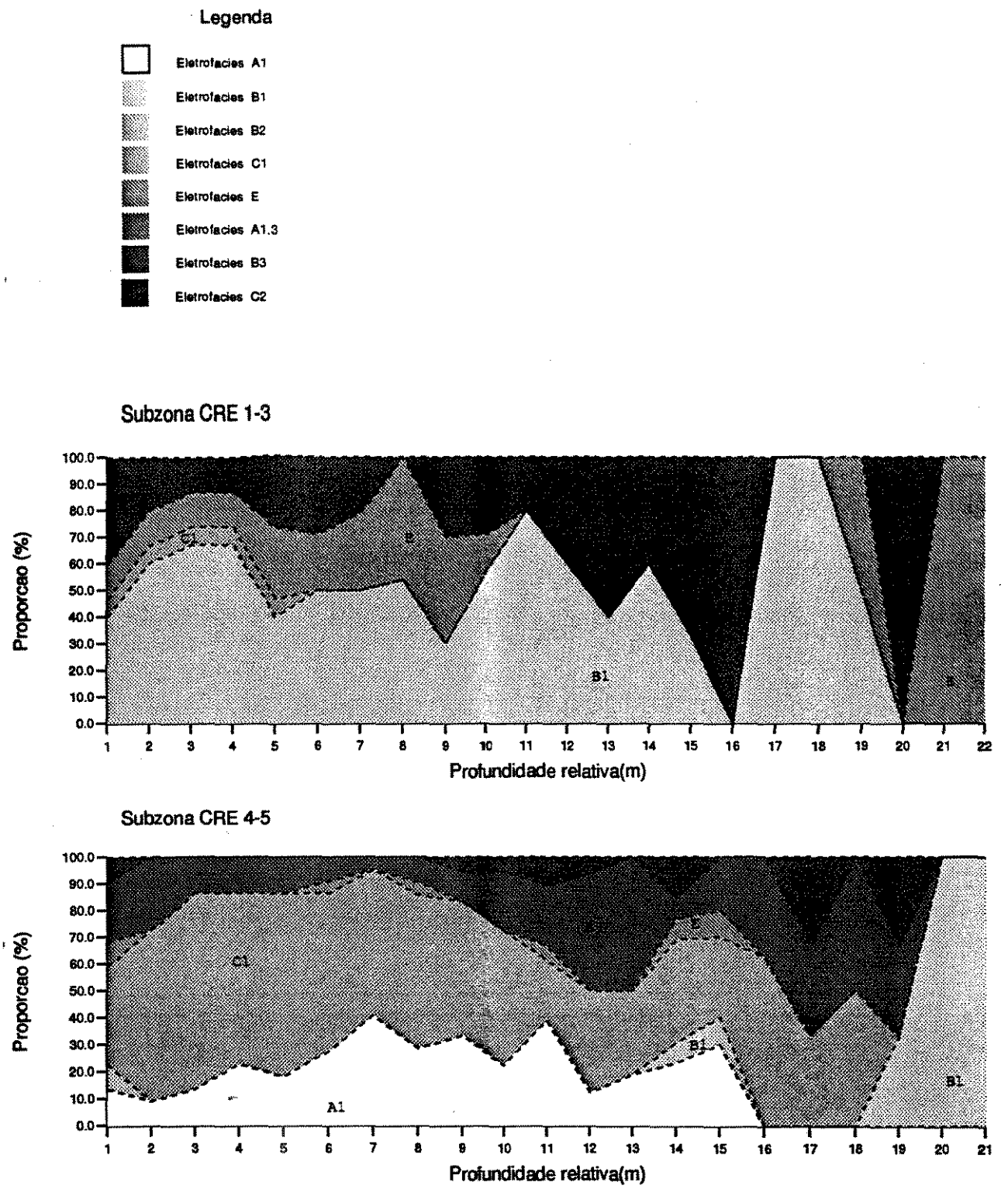


Figura IV.4.1 - Curvas de proporção vertical

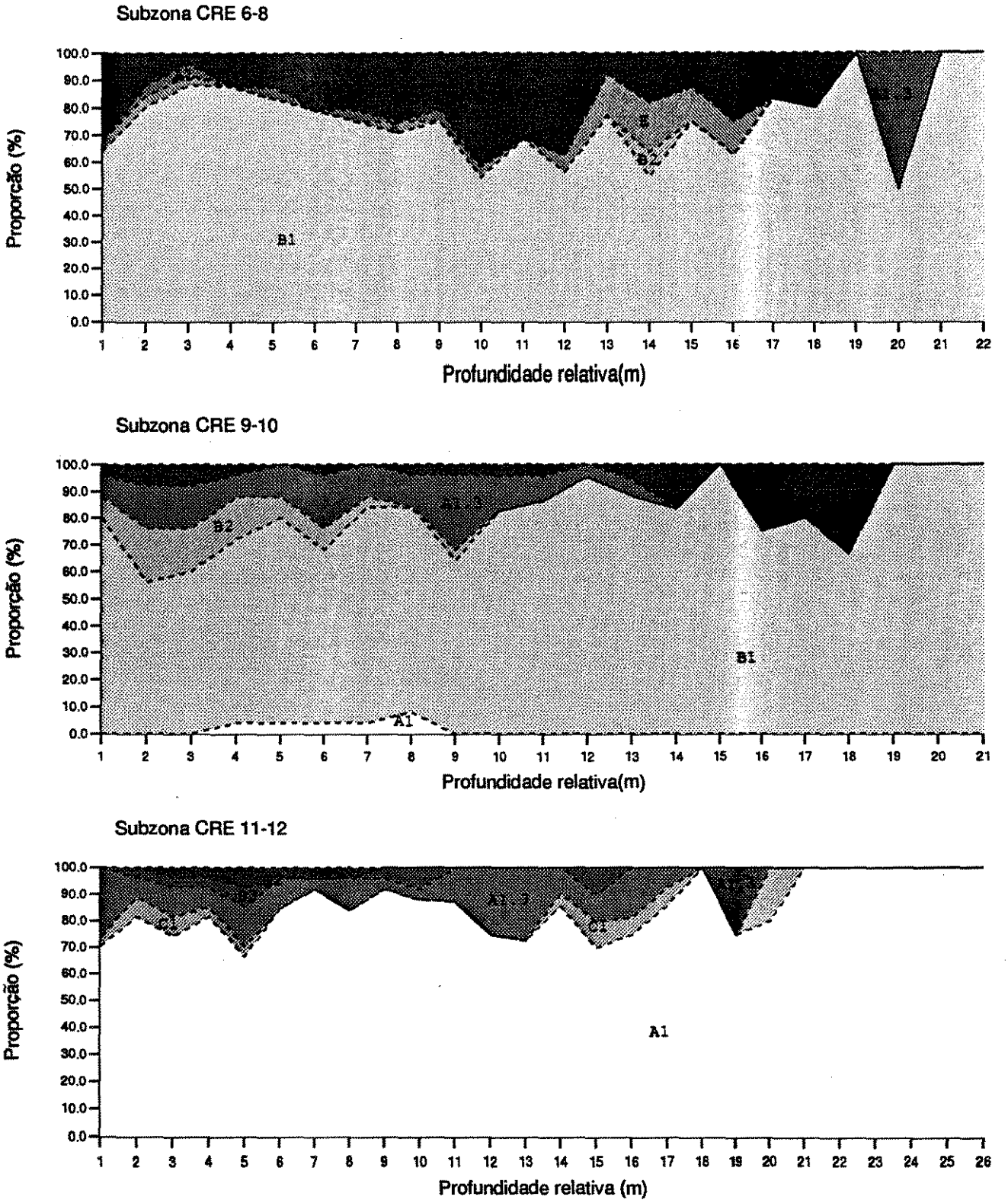


Figura IV.4.2 - Curvas de proporção vertical

CAPÍTULO V

MODELAGEM ESTOCÁSTICA

V.1 - ASPECTOS PRELIMINARES

Haldorsen e Damsleth (1990), ao discutirem sobre técnicas de caracterização, afirmam que um reservatório é intrinsecamente determinístico, com propriedades e características em todas as escalas potencialmente mensuráveis, produto de diversos processos geológicos que atuam ao longo de milhões de anos. Sua caracterização é a combinação da observação dos componentes determinísticos (dados sísmicos e de poços), aplicação da cultura existente (geologia, sedimentologia e modelos deposicionais) e da estimação propriamente dita, (o componente estocástico). As técnicas estocásticas são aplicadas aos reservatórios determinísticos pelos seguintes fatores:

a) informação incompleta do reservatório em todas as escalas,

b) disposição espacial complexa das fácies,

c) variabilidades das propriedades das rochas e desconhecimento da relação entre elas,

d) relativa abundância de fragmentos de informação a partir dos poços,

e) conveniência e rapidez.

A modelagem estocástica permite a geração de imagens sintéticas equiprováveis de propriedades geológicas, cujos resultados podem ser comparados quando submetidas, por exemplo, a um simulador de fluxo. Tem propiciado não só modelos mais acurados como uma melhor integração entre geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatórios.

Neste trabalho foi realizada a modelagem estocástica bidimensional das unidades de fluxo das subzonas CRE 1-3 e CRE 11-12, na mesma direção da seção geológica da figura IV.2.6, honrando os dados dos poços atravessados por ela e reproduzindo a variabilidade espacial dos dados de todo o campo, através dos semivariogramas. Foram utilizados dois modelos de ajuste dos semivariogramas experimentais (um contínuo e outro mais pepítico). O método escolhido foi o da simulação seqüencial das indicadoras. Devido à complexidade faciológica do reservatório e ao elevado número de eletrofácies, optou-se em modelar apenas a geometria das unidades de fluxo (tratadas como variáveis categóricas), atribuindo a cada corpo isolado, os valores médios de suas propriedades petrofísicas assumidos para cada eletrofácies.

V.1.1 - Regularização

O tratamento de dados para os estudos geoestatísticos iniciou-se pela regularização vertical, que transformou as leituras de perfis de 20 em 20cm para 100cm, visando os seguintes objetivos:

a) Eliminar as camadas de espessura abaixo de 60cm, as quais embora tenham sido identificadas pela correlação rocha-perfil, não refletem necessariamente a ocorrência de determinada fácies, mas são resultantes das limitações e pelo modo em que os perfis são registrados. A superposição de leituras de ferramentas de perfilagem com diferentes resoluções verticais ou a influência das camadas adjacentes podem criar eletrofácies inexistentes principalmente em estratos muito intercalados. Um dos métodos para minimizar este problema é o registro apenas das leituras entre os *picos* e *vales* dos perfis, denominada de quadratização, estudada por Sarzenski & Toledo(1990).

b) Reduzir o número de dados a serem tratados, propiciando menor tempo de processamento do algoritmo.

A regularização de 20 para 100cm está sustentada pela não ocorrência significativa de camadas de espessura inferior a um metro, através da observação das fotos dos testemunhos contínuos do P5, e foi realizada de modo a manter proporções similares à população de 20 em 20cm, conforme mostra a tabela V.1.1:

A alteração das frequências das eletrofácies dos poços chave em relação ao conjunto de todos os poços processados do campo (todos) é decorrente do posicionamento central daqueles, que apresentam maiores proporções das rochas de ambiente deposicional da região central da barra.

	Poços chave		Todos(20-20cm)		Todos(1-1m)	
	Freq.	Prop.	Freq.	Prop.	Freq.	Prop.
A1	243	31.0	2189	22.0	427	21.3
B1	243	31.0	3069	30.8	608	30.3
B2	14	1.8	96	1.0	22	1.1
C1	46	5.8	846	8.5	172	8.6
E	82	10.4	2237	22.5	460	22.9
A13	44	5.6	456	4.6	98	4.9
B3	25	3.2	379	3.8	72	3.6
C2	92	11.7	680	6.8	148	7.4

Tabela V.1.1

V.1.2 - Metodologia

Para a realização da modelagem estocástica foi utilizado o algoritmo SISIMPDF (simulação sequencial da indicadora), pertencente à biblioteca GSLIB (1992) em estações de trabalho SUN/SPARC 10. Também foram empregados outros recursos deste pacote para a elaboração dos semivariogramas experimentais diretos e gráficos em tons de cinza. Para elaborar os semivariogramas ajustados, utilizou-se o programa Anavar V1.0 (1994), que permitiu também, junto ao editor de texto *WordPerfect* Versão 6.0, a edição gráfica dos semivariogramas.

V.2 - A DECISÃO DA ESTACIONARIEDADE

A hipótese da estacionariedade deve ser assumida quando da utilização da krigagem simples na modelagem estocástica, fundamentando ao algoritmo, na ausência de dados condicionantes ou com poucos dados, a utilização da proporção global de cada eletrofácies.

Em função das diferentes proporções das eletrofácies nas subzonas que compõem o reservatório, optou-se por realizar as modelagens estocásticas separadamente por subzona, como um primeiro passo para se admitir a estacionariedade dos fenômenos estudados. Apesar das curvas de proporção (figs. IV.4.1 e 2) apresentarem algumas variações no empilhamento vertical devido à variabilidade faciológica do reservatório, estas ainda indicam para as subzonas, uma razoável estacionariedade.

A figura V.2.1 apresenta os diagramas de freqüência dos oito tipos de unidades de fluxo por subzona, relativas a cada tipo de unidade de fluxo (fac). Estes diagramas mostram as proporções da suite faciológica característica de cada subzona, que são decorrentes de aspectos deposicionais, discutidos no ítem modelo deposicional proposto para o reservatório em estudo (ítem II.3.3).

É interessante lembrar que as seis subzonas tratadas nesta dissertação compõem apenas parte da zona de óleo do reservatório, com espessura média de 120 metros, restando cerca de 80 metros da zona de transição e 50 metros de água. As dimensões

do reservatório, assim como sua natureza deposicional em ciclos representados pelas subzonas e a complexidade faciológica motivaram a estratégia para a modelagem apenas das geometrias das unidades de fluxo, separadamente por subzonas.

Como segundo passo para tornar admissível esta hipótese, o algorítmo de simulação indicatriz sequencial foi alterado para honrar a curva de proporção vertical, de modo que, quando da estimativa em um determinado nó não estivesse sendo influenciada pelos pontos condicionantes vizinhos, este seria estimado em função das proporções relativas à sua cota e não ao conjunto dos dados. Neste caso, o algoritmo utiliza as proporções como médias locais no cálculo da krigagem.

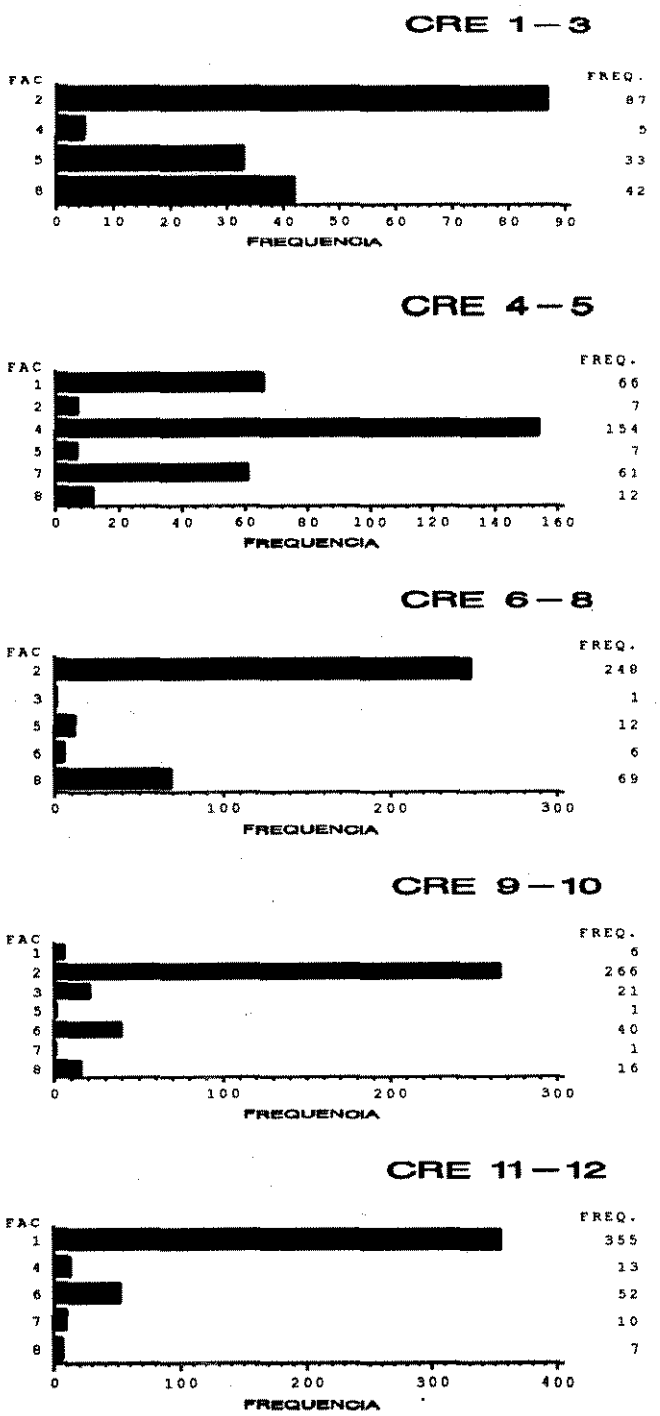


Figura V.2.1 - Diagramas de freqüência dos oito tipos de unidades de fluxo (FAC) por subzona. A numeração correspondente para cada tipo de unidade de fluxo segue a tabela IV.1.1.

V.3 - VARIOGRAFIA

V.3.1 - Variografia das indicadoras

A transformação dos dados obtidos pela correlação rocha-perfil dos poços do campo em variáveis indicadoras é realizada pelo uso do indicador um, se a unidade de fluxo ocorrer num determinado ponto x, e zero se estiver ausente. Esta transformação está apresentada pelo algoritmo transcrito no Anexo I.4.

O semivariograma tradicional ou direto é a ferramenta básica da geoestatística e permite quantificar a continuidade espacial de variáveis regionalizadas. Busca resumir toda informação disponível a respeito de uma variável regionalizada como comportamento na origem, anisotropias, alcance, patamar, etc. Representa uma variância calculada para várias distâncias e é seu comportamento que irá descrever o padrão de continuidade do fenômeno.

O semivariograma direto da indicadora significa a probabilidade de, dado um par de pontos separados por uma distância h, uma unidade de fluxo presente no primeiro ponto não estar no outro. Seu patamar teórico (p.t.) está diretamente associado à frequência relativa (f.r.) da unidade de fluxo, sendo definido por:

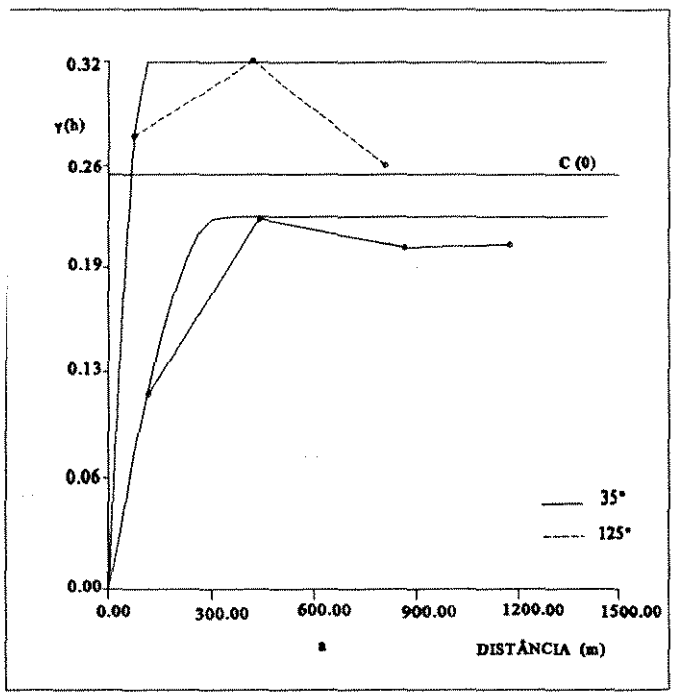
p.t. = f.r (1 - f.r.).

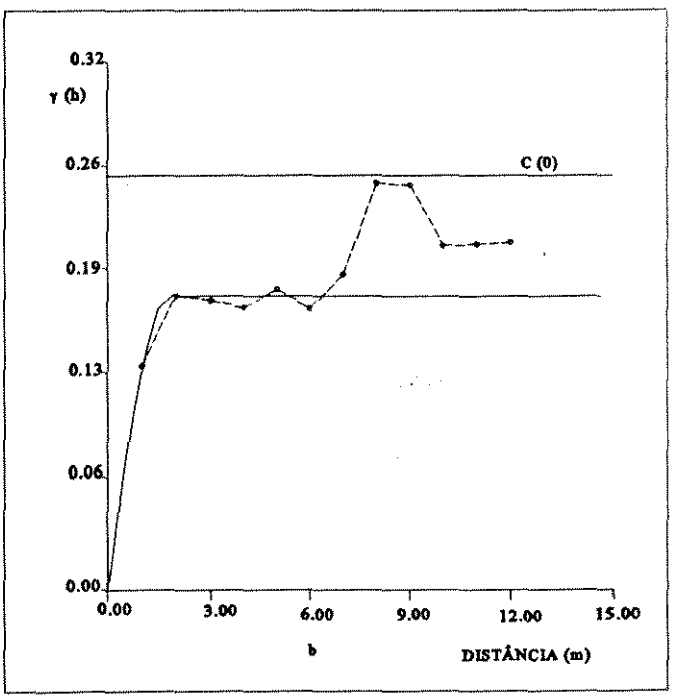
AS figuras V.3.1.1 a V.3.1.9 mostram os semivariogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados para os tipos de unidades de fluxo das subzonas CRE 1-3 e CRE 11-12. Devido ao grande espaçamento horizontal verificado

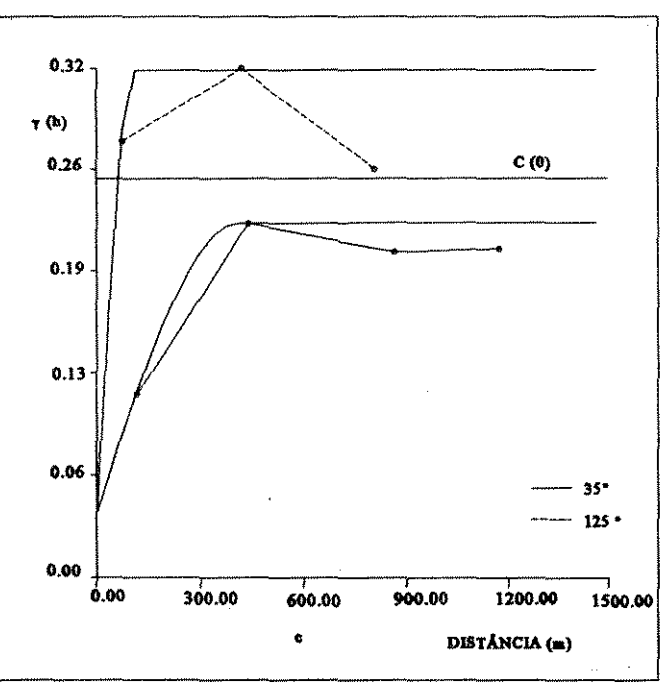
normalmente em campos petrolíferos marítimos, os semivariogramas horizontais dispõem de poucos dados, dificultando o seu ajuste, principalmente próximo à origem. Para minimizar este problema foram elaborados dois tipos de modelos variográficos teóricos: um contínuo (a e b das figuras citadas acima) e outro de ajuste mais pepítico(c e d), que serão utilizados em modelagens comparativas.

São apresentados os semivariogramas experimentais e ajustados nas direções 35^0 e em sua ortogonal 125^0. Uma vez que o alinhamento preferencial dos poços encontra-se a 35^0, conforme o mapa do campo na figura II.5.1, os semivariogramas na direção 125^0 apresentam-se com um número muito reduzido de pontos, tornando os semivariogramas ajustados pouco consistentes. Uma vez que 35^0 é a direção da seção a ser simulada, somente os semivariogramas desta direção foram utilizados nas modelagens.

Os parâmetros de ajuste e as anisotropias nas direções x(Ax), y(Ay) e z(Az) dos semivariogramas utilizados encontram-se no anexo II.1.







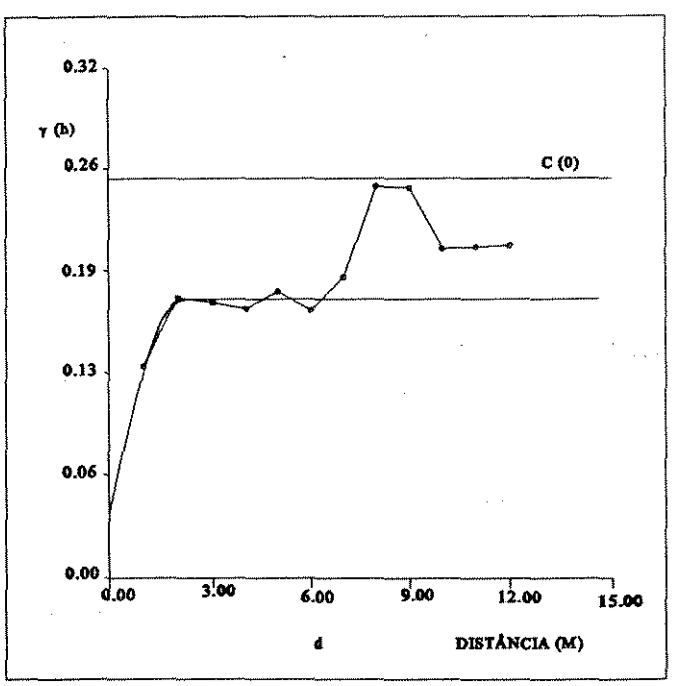
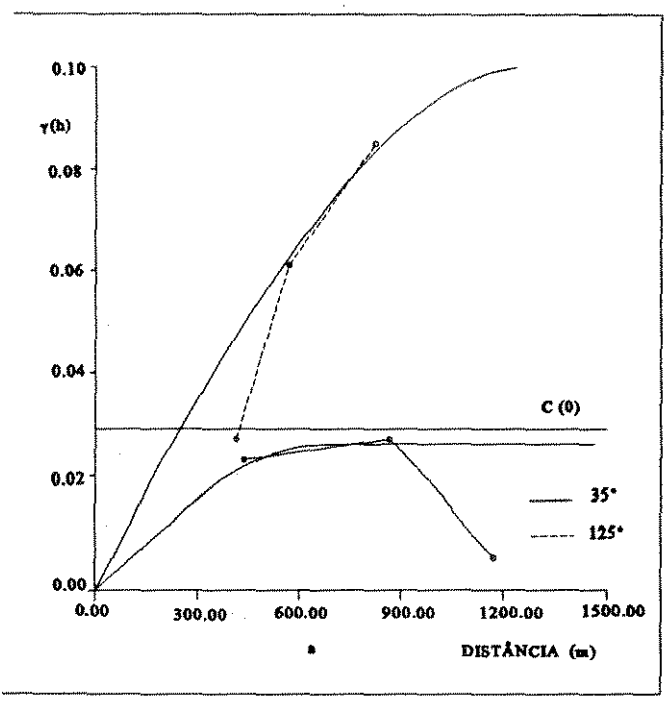
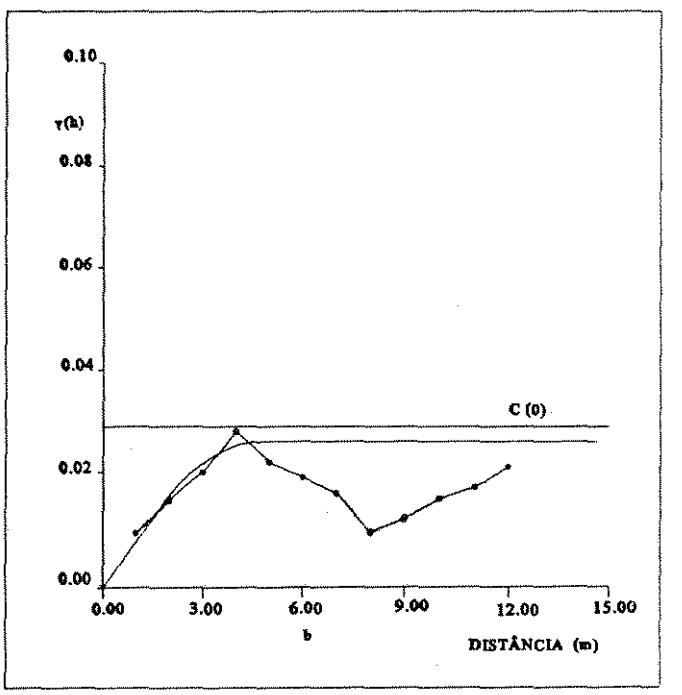
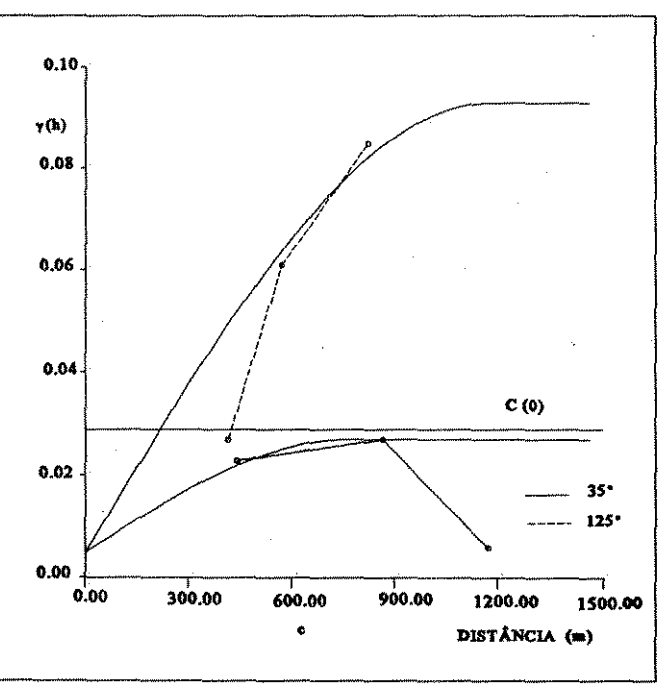


Figura V.3.1.1 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo B1. Subzona CRE 1-3. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).







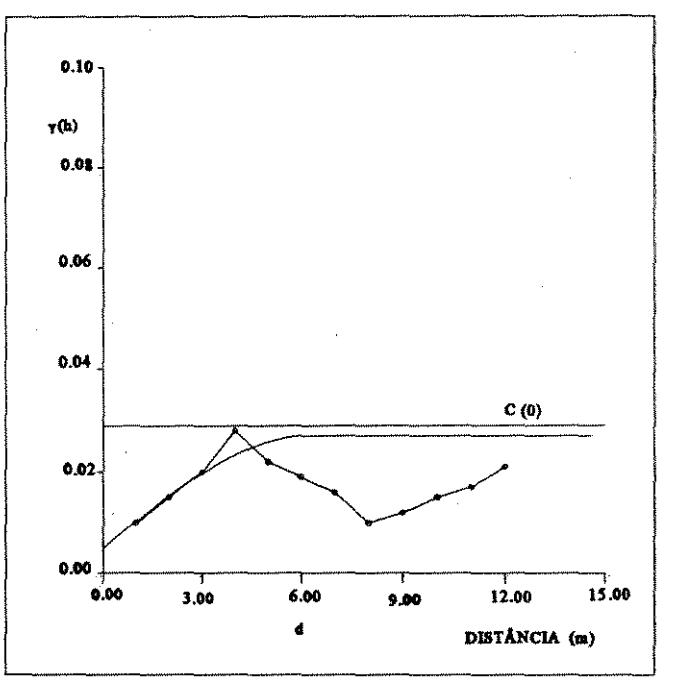
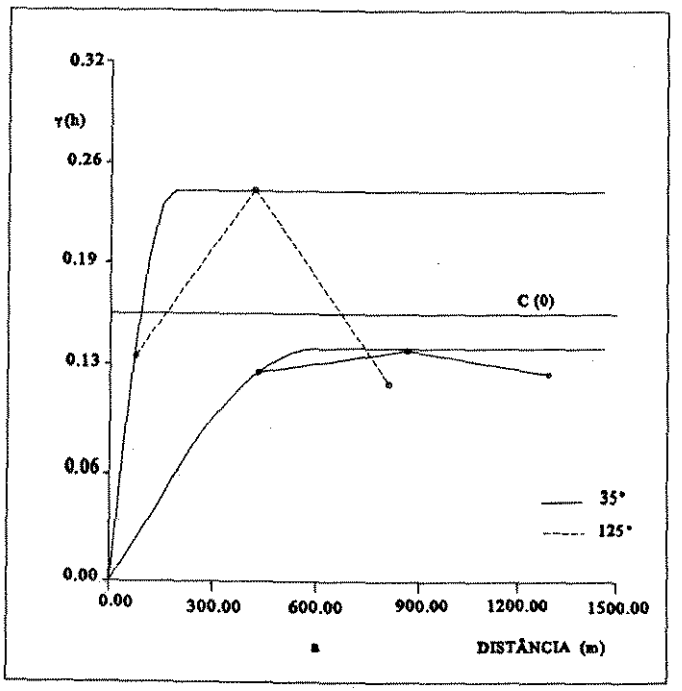
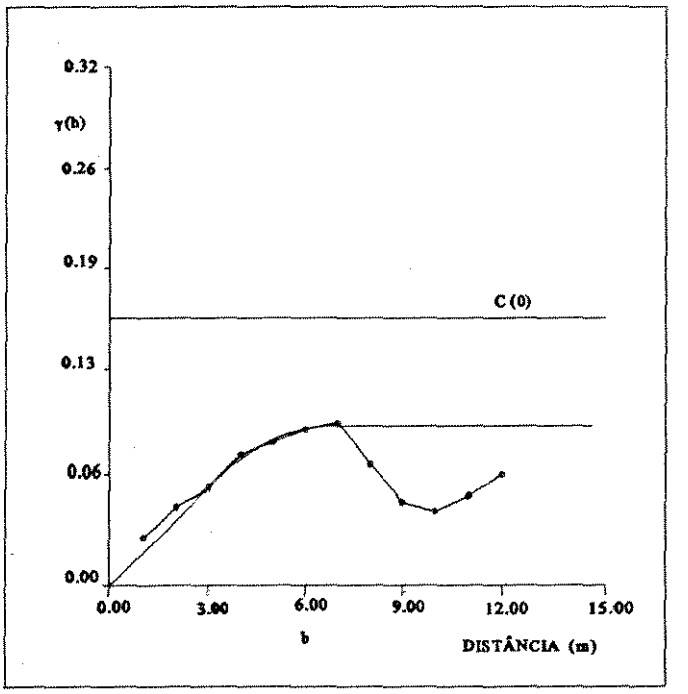
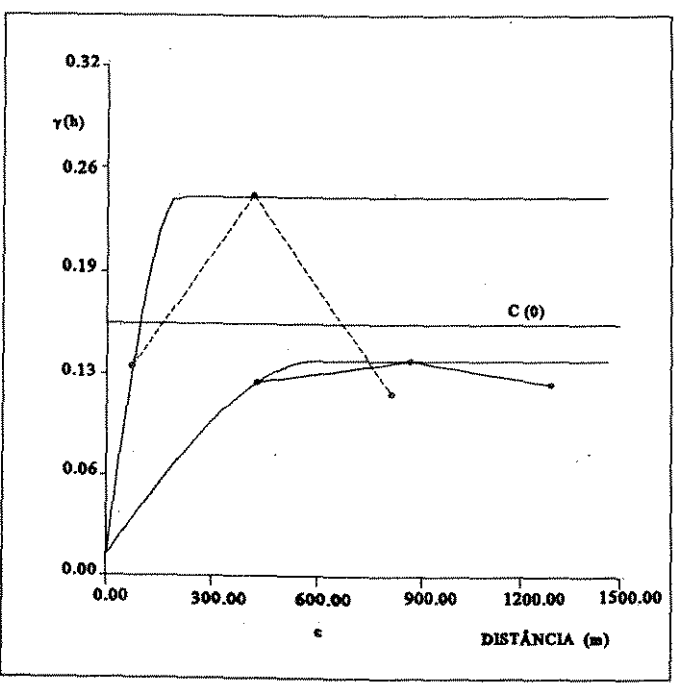


Figura V.3.1.2 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo C1. Subzona CRE 1-3. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).







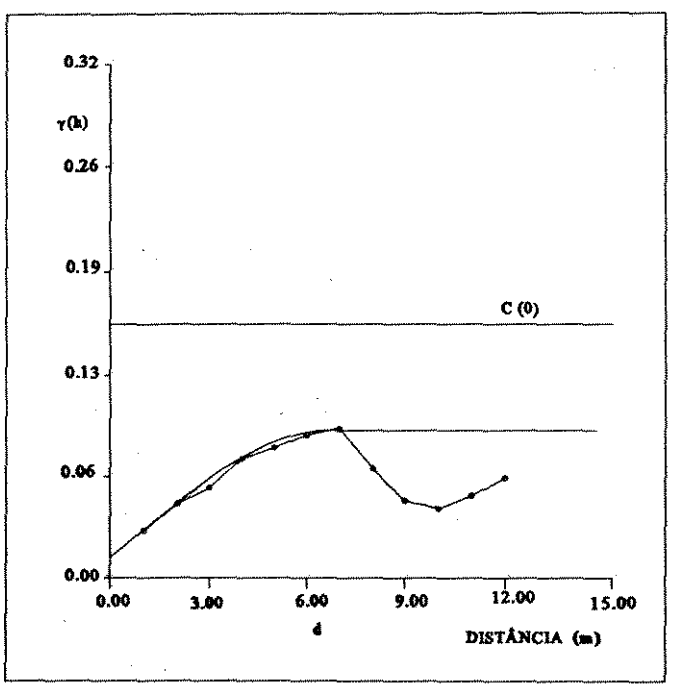
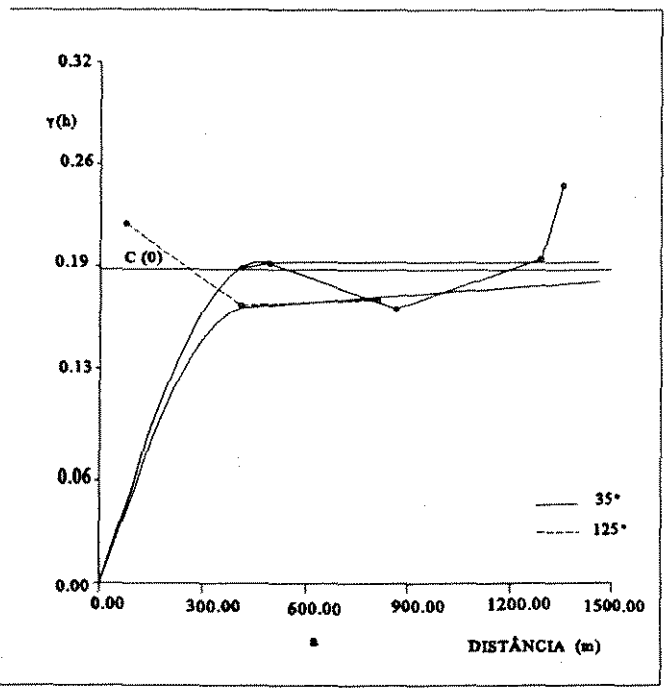
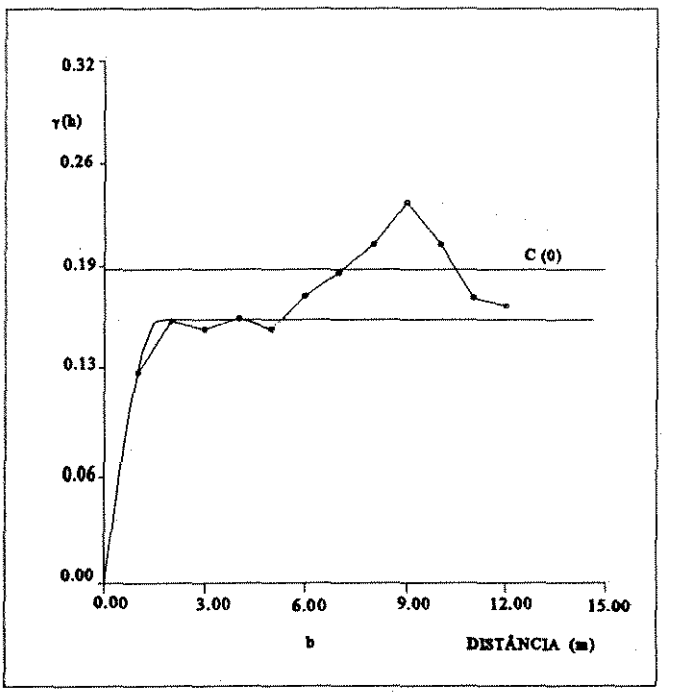
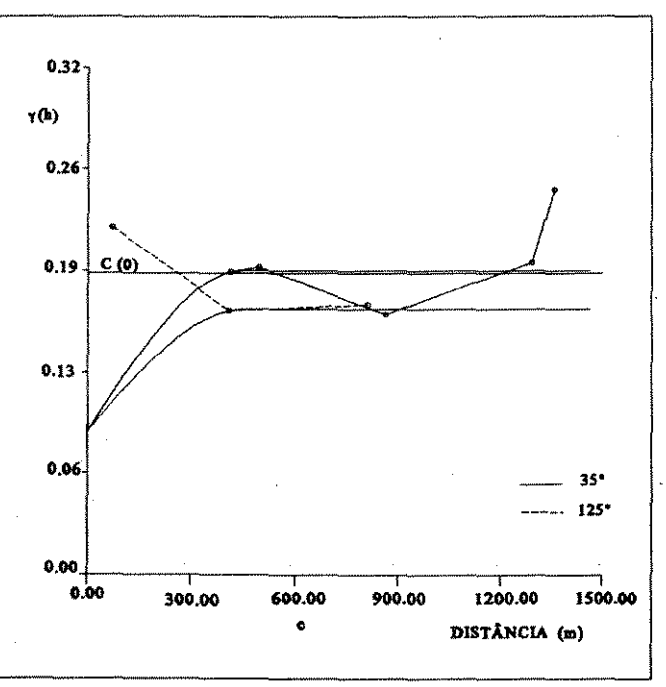


Figura V.3.1.3 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo E. Subzona CRE 1-3. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).







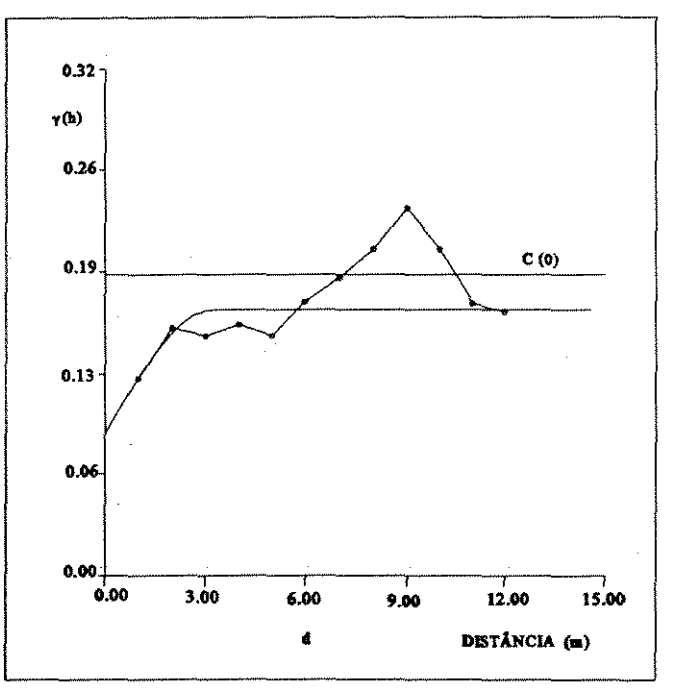


Figura V.3.1.4 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo C2. Subzona CRE 1-3. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).

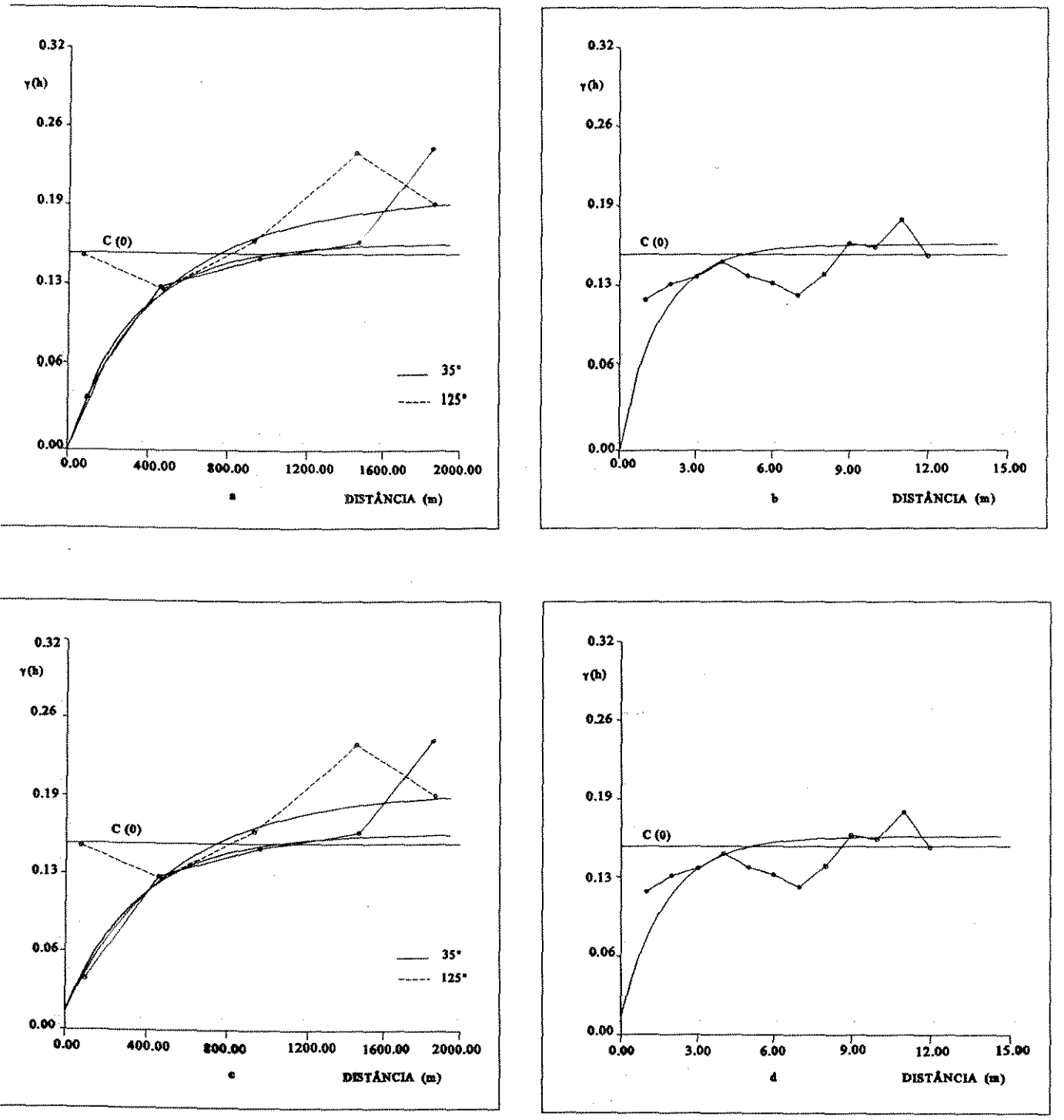
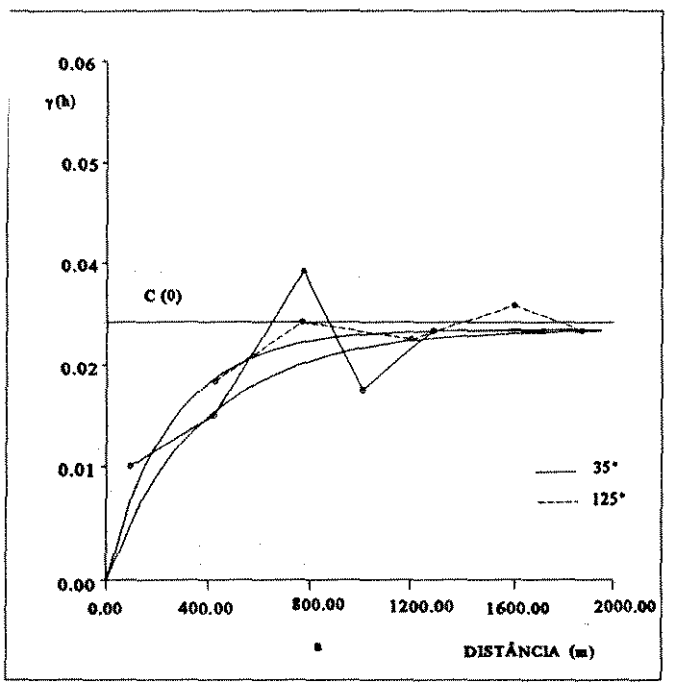
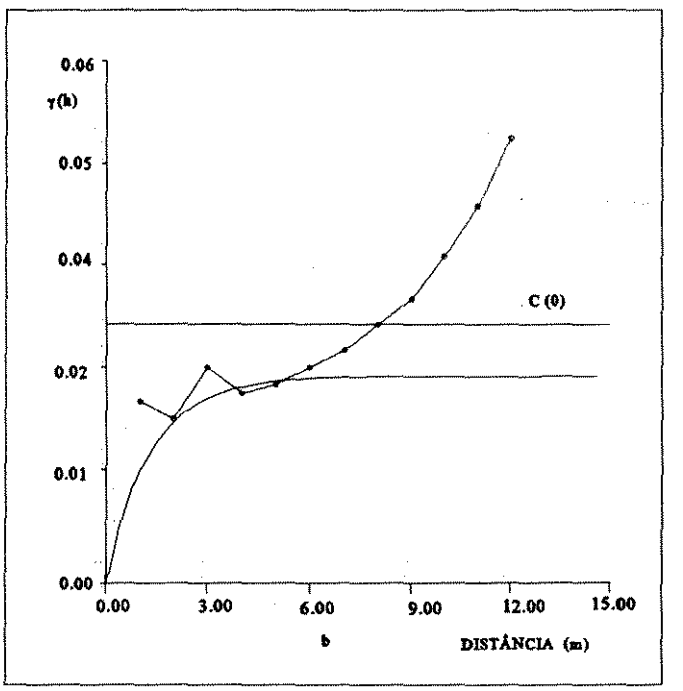
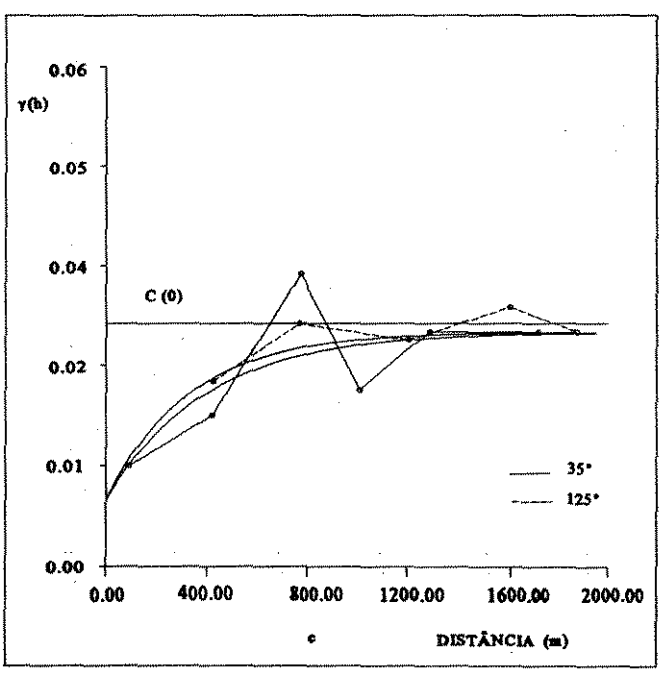


Figura V.3.1.5 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo A1. Subzona CRE 11-12. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).







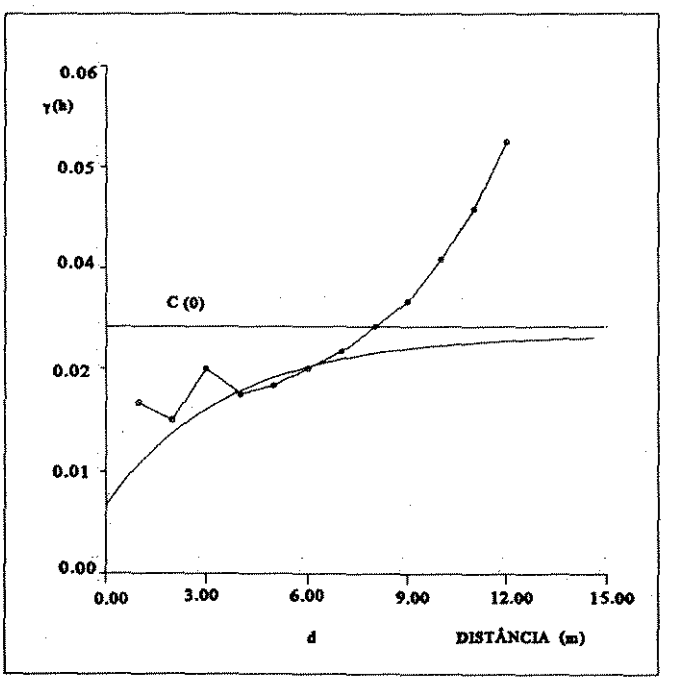
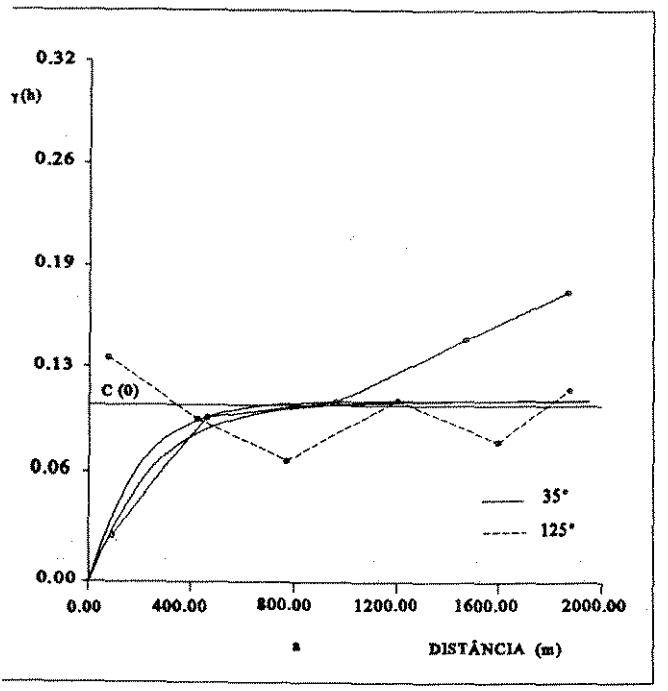
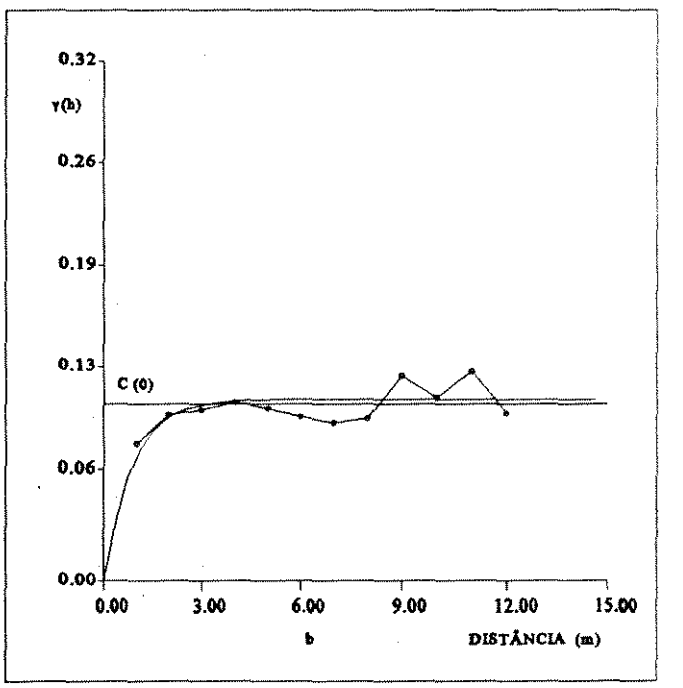
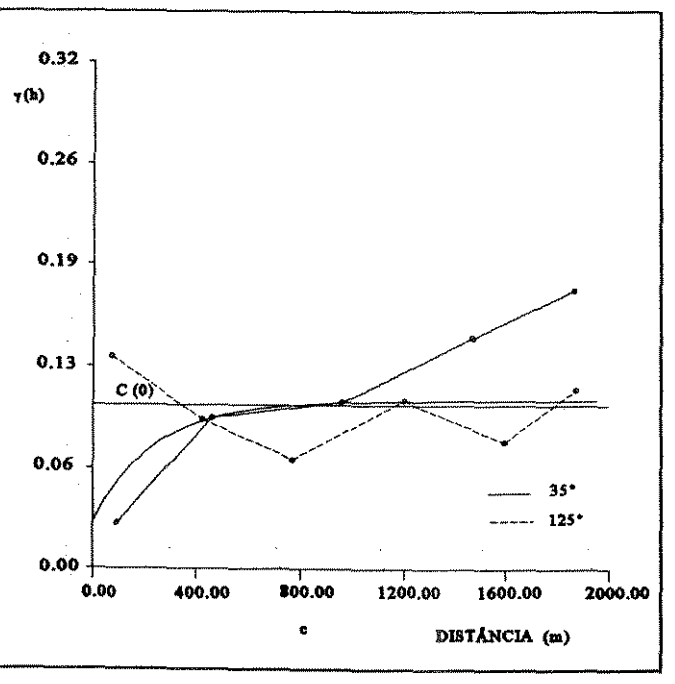


Figura V.3.1.6 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo C1. Subzona CRE 11-12. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).







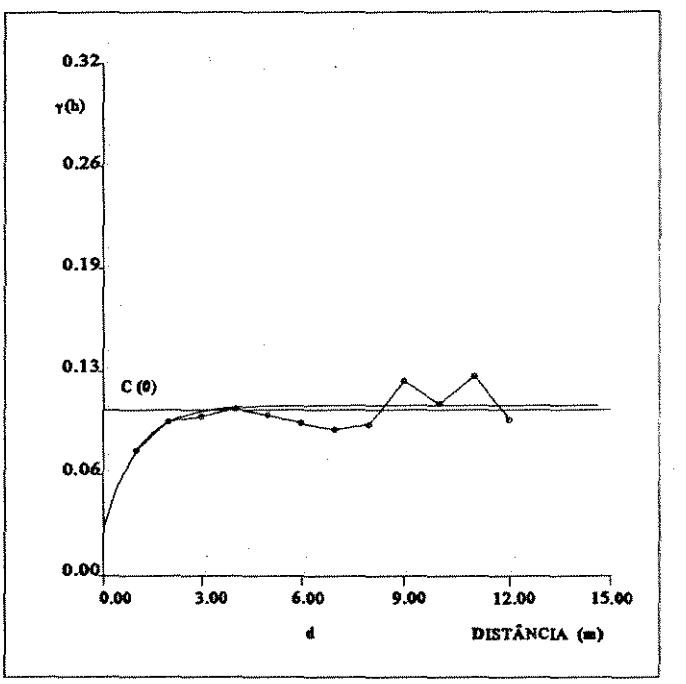
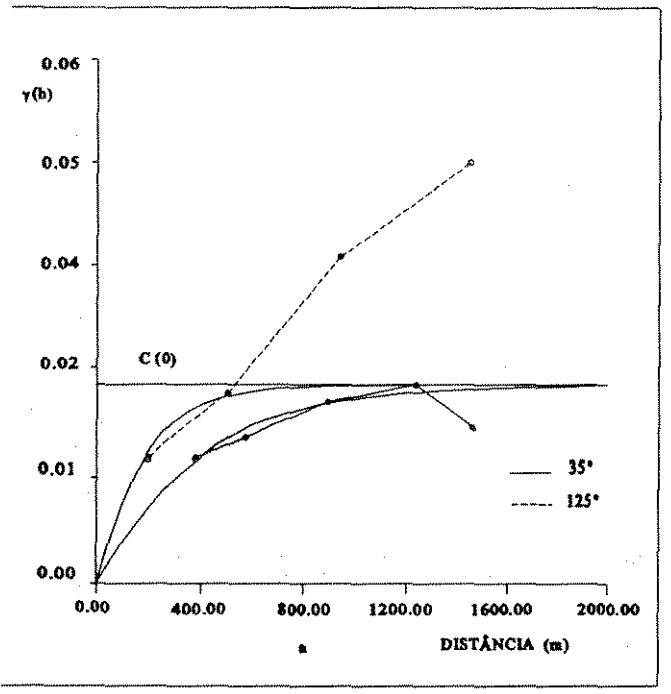
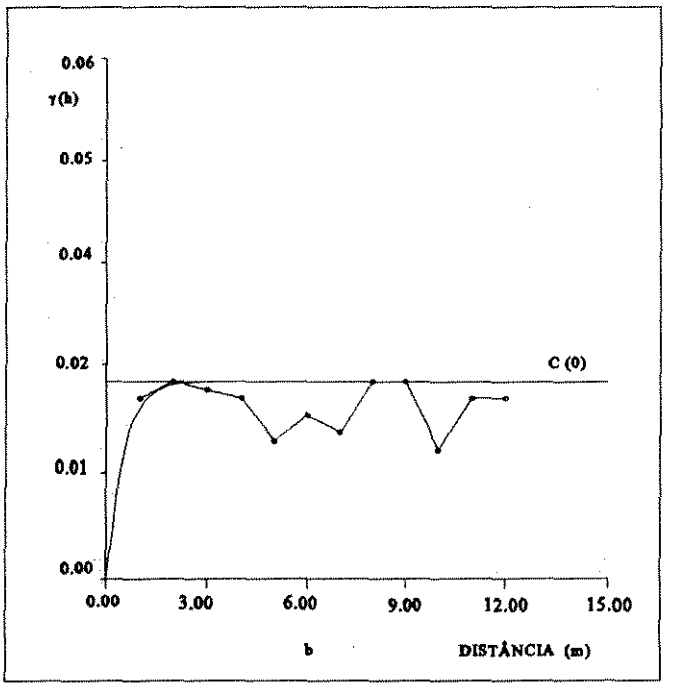
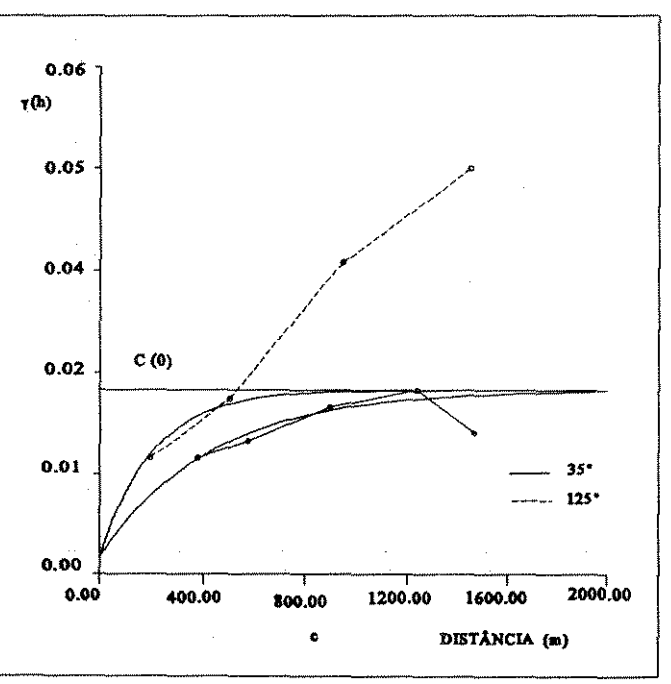


Figura V.3.1.7 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo A1.3. Subzona CRE 11-12. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).







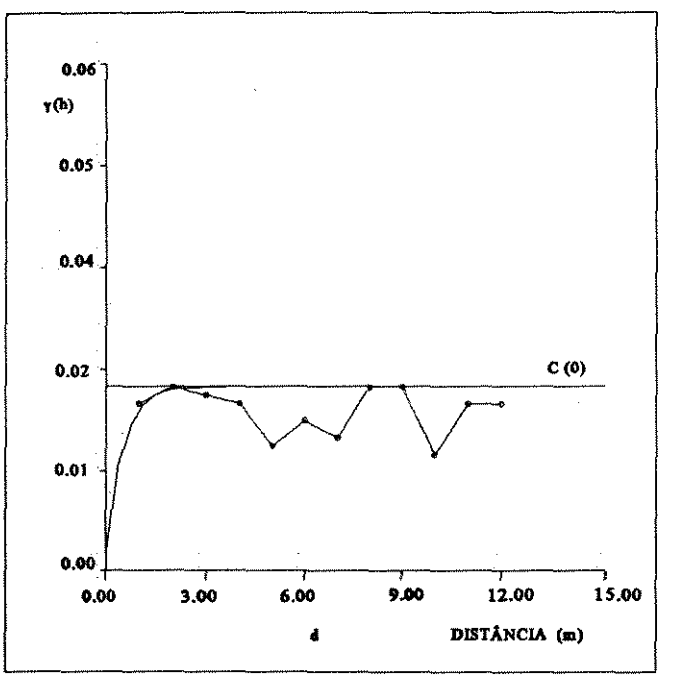


Figura V.3.1.8 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo B3. Subzona CRE 11-12. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).

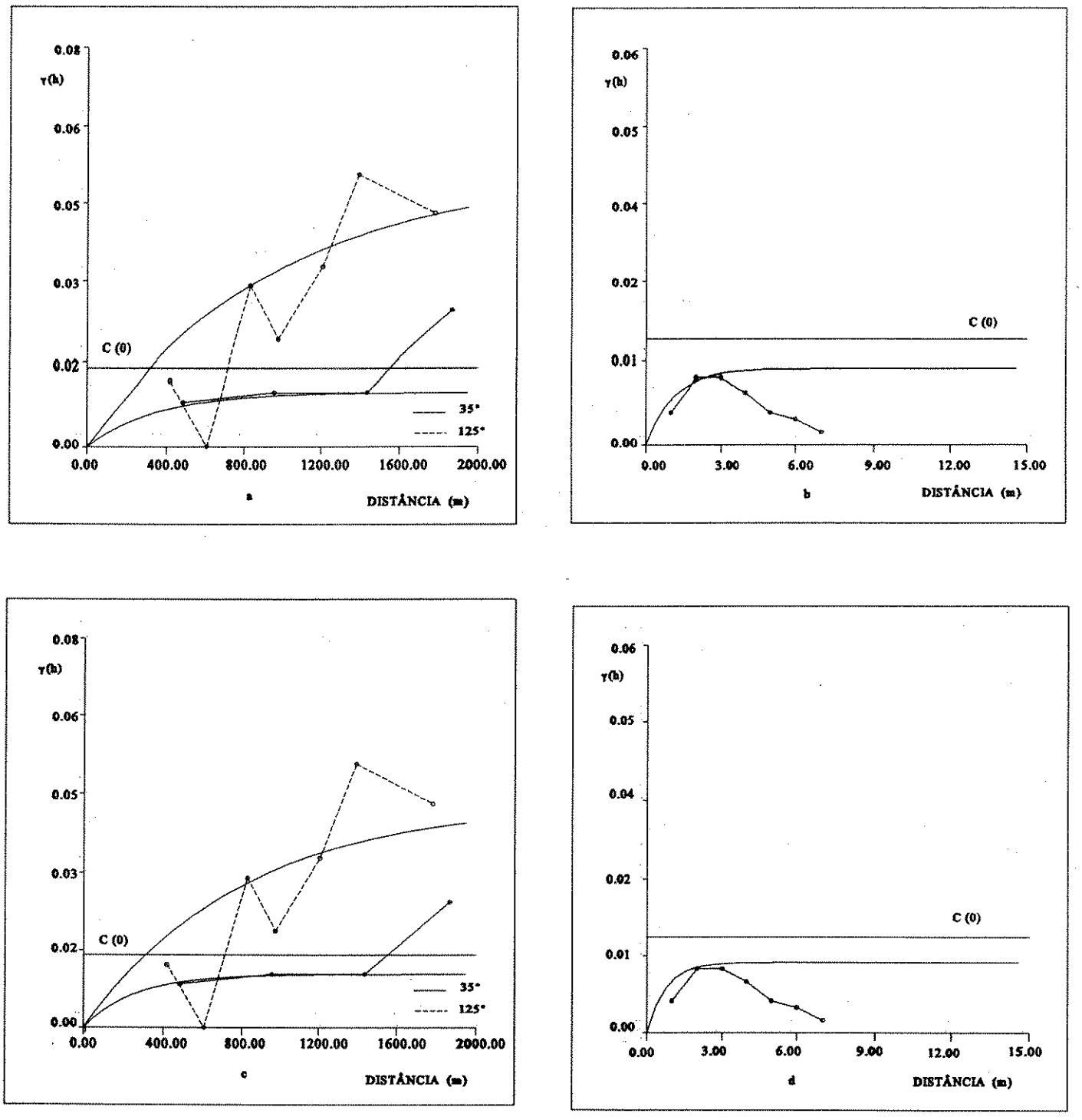


Figura V.3.1.9 - Variogramas horizontais (a e c) e verticais (b e d), experimentais e ajustados do Tipo de Unidade de Fluxo C2. Subzona CRE 11-12. Ajustes mais contínuos (a e b) e mais pepíticos (c e d).

V.3.2 - Contribuição dos poços gêmeos ao semivariogramas experimentais

Outro enfoque à questão do espaçamento horizontal dos dados disponíveis é da contribuição dos pares de pontos próximos à origem obtidos dos poços gêmeos 5-26 e 11-2 indicados na seção geológica na figura IV.2.6.

Observa-se pela figura V.3.2, nos casos exemplificados dos semivariogramas experimentais dos TUF A1.3 da subzona CRE 11-12(a e b) e B3 da subzona CRE 4-5(c e d), a presença de ponto médio posicionado em distâncias entre 50 e 90 metros referente à contribuição dos pares de pontos entre os poços gêmeos. Nos casos a e c, os pontos próximos à origem indicam pouca variabilidade destes TUF nesta direção e permitem um melhor ajuste ao semivariograma teórico. Ao contrário, nos casos b e d, em função da maior variabilidade ao fenômeno nesta direção e de serem representativos de um conjunto pequeno de pares de pontos em relação aos das distâncias superiores, apresentam alto valor de $\gamma(h)$, acima do patamar, não contribuindo para melhor definição do fenômeno próximo à origem.

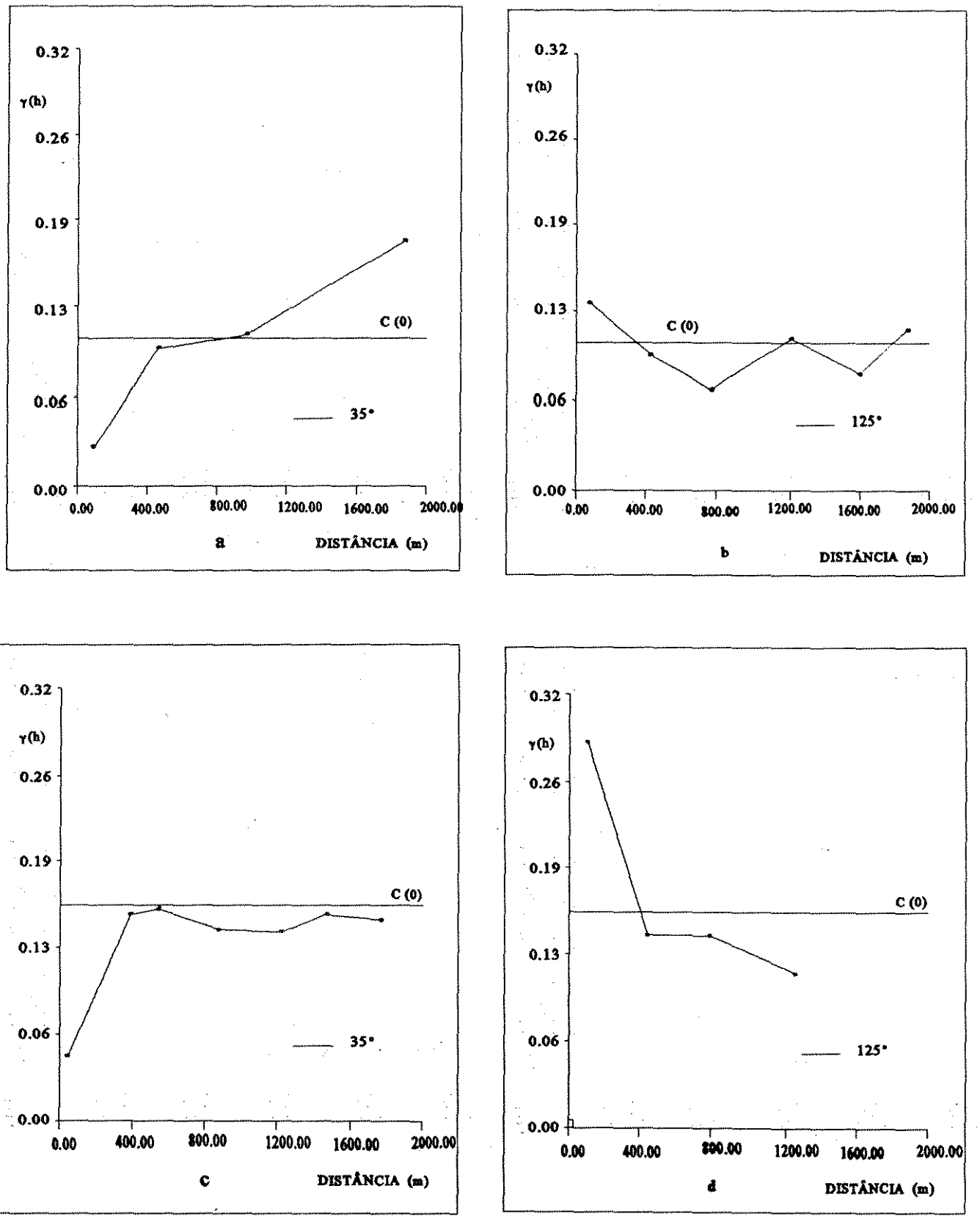


Figura V.3.2.1 - Contribuição dos poços gêmeos aos variogramas experimentais. Variogramas horizontais do Tipo de Unidade de Fluxo A1.3. da Subzona CRE 11-12 (a e b) e do B3 da Subzona CRE 4-5 (c e d).

V.4 - ESCOLHA DO ALGORITMO

A escolha da técnica de simulação a ser utilizada na modelagem de uma variável geológica depende da natureza dos dados a serem simulados, do modelo deposicional, dos recursos computacionais disponíveis e da simplicidade do método a ser escolhido.

Uma vez que se pretende modelar a geometria das unidades de fluxo, o modelo estocástico escolhido deverá ser discreto, ou seja, cada ponto no espaço pertencerá a uma categoria de um limitado número de classes. Cada unidade de fluxo é descrita como uma variável indicadora, assumindo o valor um, se a unidade de fluxo estiver num determinado ponto, ou zero, caso não esteja.

A simulação condicional sequencial tem sido amplamente utilizada e permite simular, em cada nó da malha, valores condicionados aos dados originais (honra os dados experimentais) e aos valores previamente simulados.

O algoritmo escolhido para realizar a modelagem estocástica foi o de simulação indicatriz sequencial, que apresenta como característica principal o fato de simular cada tipo de unidade de fluxo independentemente, ou seja, não considera a relação cruzada entre as indicadoras.

Sua escolha foi decorrente à sua maior facilidade em comparar os parâmetros dos semivariogramas das imagens geradas (patamar, alcance e efeito de pepita) com as informações da interpretação geológica.

O método da simulação gaussiana truncada foi descartado nesta abordagem estocástica inicial, devido a fenômenos geológicos que interferem no seqüenciamento eletrofaciológico, que impedem que se possa assumir uma seqüência de eletrofácies como premissas básicas, como por exemplo:

a) A freqüencia expressiva do TUF B3 na subzona CRE 4-5, quando esta é composta de rochas características do modelo deposicional dominado por grãos oncolíticos, contrariando portanto a seqüencia sedimentar típica para esta subzona.

b) A presença de níveis cimentados que caracterizam o tipo de unidade de fluxo A1.3 nas subzonas CRE 9-10 e CRE 11-12, cuja ocorrência está associada a processos diagenéticos, não necessariamente relacionados ao empilhamento estratigráfico das fácies.

V.5 - ELABORAÇÃO E ANÁLISE DAS IMAGENS GERADAS

A região escolhida para a elaboração da simulação estocástica das subzonas CRE 1-3 e CRE 11-12 foi a de uma seção bidimensional vertical de mesma direção da seção geológica da figura IV.2.6. As modelagens correspondem a dimensões reais de 2500m x 25m x 1m para cada subzona, nas direções de 35^0(NE), vertical e 125^0 respectivamente. O tamanho das células são de 10m, 1m e 1m, correspondendo a uma malha de 250 x 25 x 1 nós, totalizando 6250 nós.

As simulações foram realizadas em coordenadas estratigráficas, com datum correspondendo à base de cada subzona, de modo que se pudesse obter maior coerência geológica nas correlações, simulando a geometria externa dos estratos, na época em que estes teriam sido depositados.

O programa foi alterado para atender a matriz de controle, ou seja, apenas os nós contidos dentro dos limites da região a ser simulada participam da simulação dos nós posteriores.

Três imagens da subzona CRE 1-3, elaboradas por semivariogramas de ajuste contínuo, geradas por diferentes sementes, estão representadas na figura V.5.1, condicionalizadas pelos poços que constituem a seção. Os números da escala em tons de cinza representam as eletrofácies B1(2), C1(4), E(5) e C2 (8), com numeração de acordo com a tabela IV.1.

As imagens geradas pelos semivariogramas com efeito pepítico, observadas na figura V.5.2, caracterizam-se pelo seu aspecto intermitente. Embora as imagens possam refletir uma maior influência do efeito pepita na vertical, deve-se lembrar que estas representam uma seção de 2500m por 25m, de modo que a diferença entre as escalas faça sobressair a variabilidade vertical.

É apresentada na figura V.5.3, apenas a título de ilustração, uma realização do modelo contínuo e outra do pepítico da subzona CRE 11-12. Observa-se o comportamento diferenciado da barreira A1.3 (em tom de cinza = 6), em relação à C2(8) da subzona CRE 1-3, ressaltando-se a necessidade de variografá-las separadamente. Não serão abordados nesta dissertação os resultados obtidos pelas modelagens da subzona CRE 11-12.

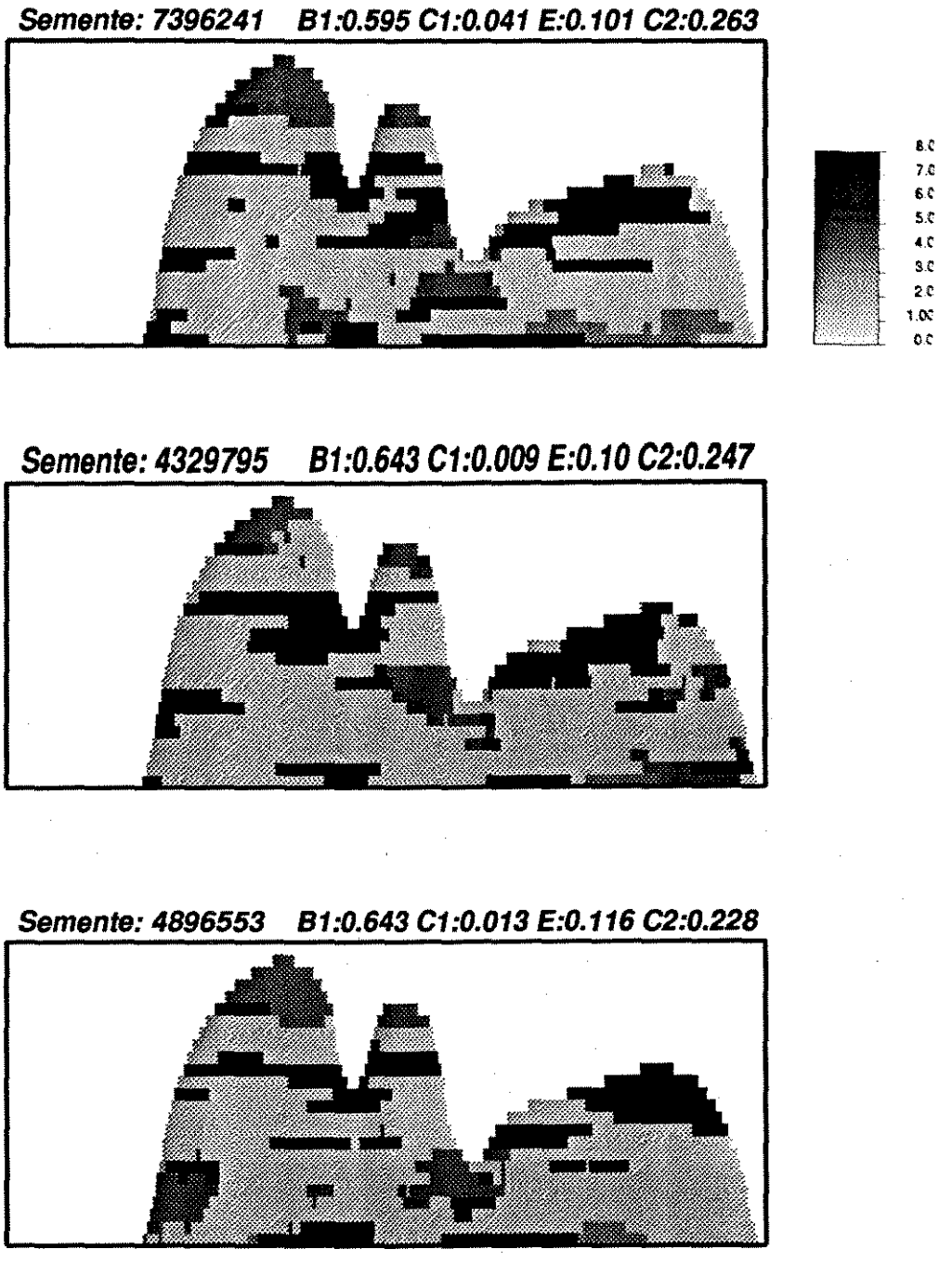


Figura V.5.1 - Imagens geradas por variogramas com ajuste contínuo. Subzona Cre 1-3. Raio de pesquisa : 200m. As frações correspondem às proporções das eletrofácies na imagem correspondente.

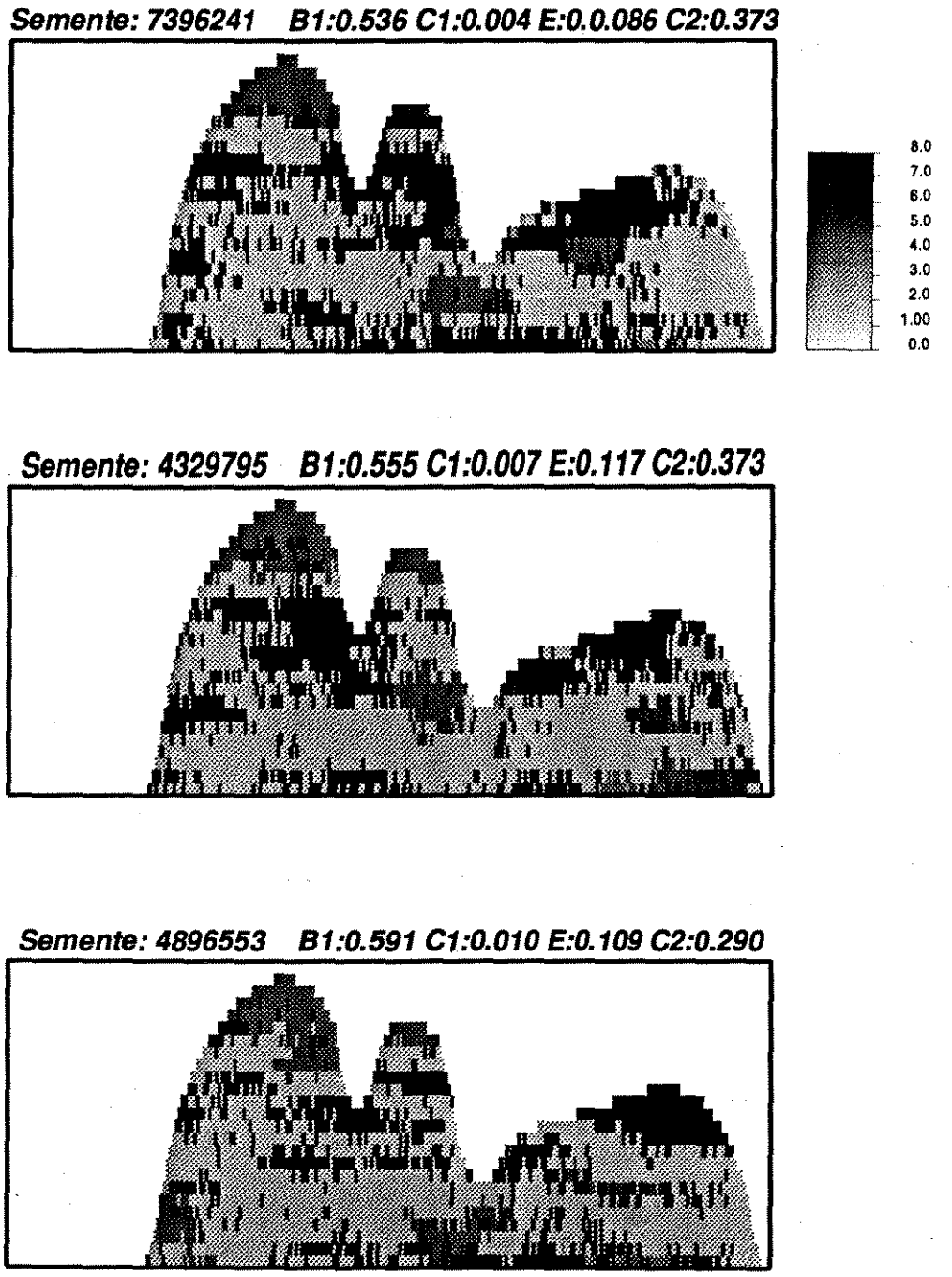


Figura V.5.2 - Imagens geradas por variogramas com ajuste pepítico. Subzona Cre 1-3. Raio de pesquisa : 200m. As frações correspondem às proporções das eletrofácies na imagem correspondente.

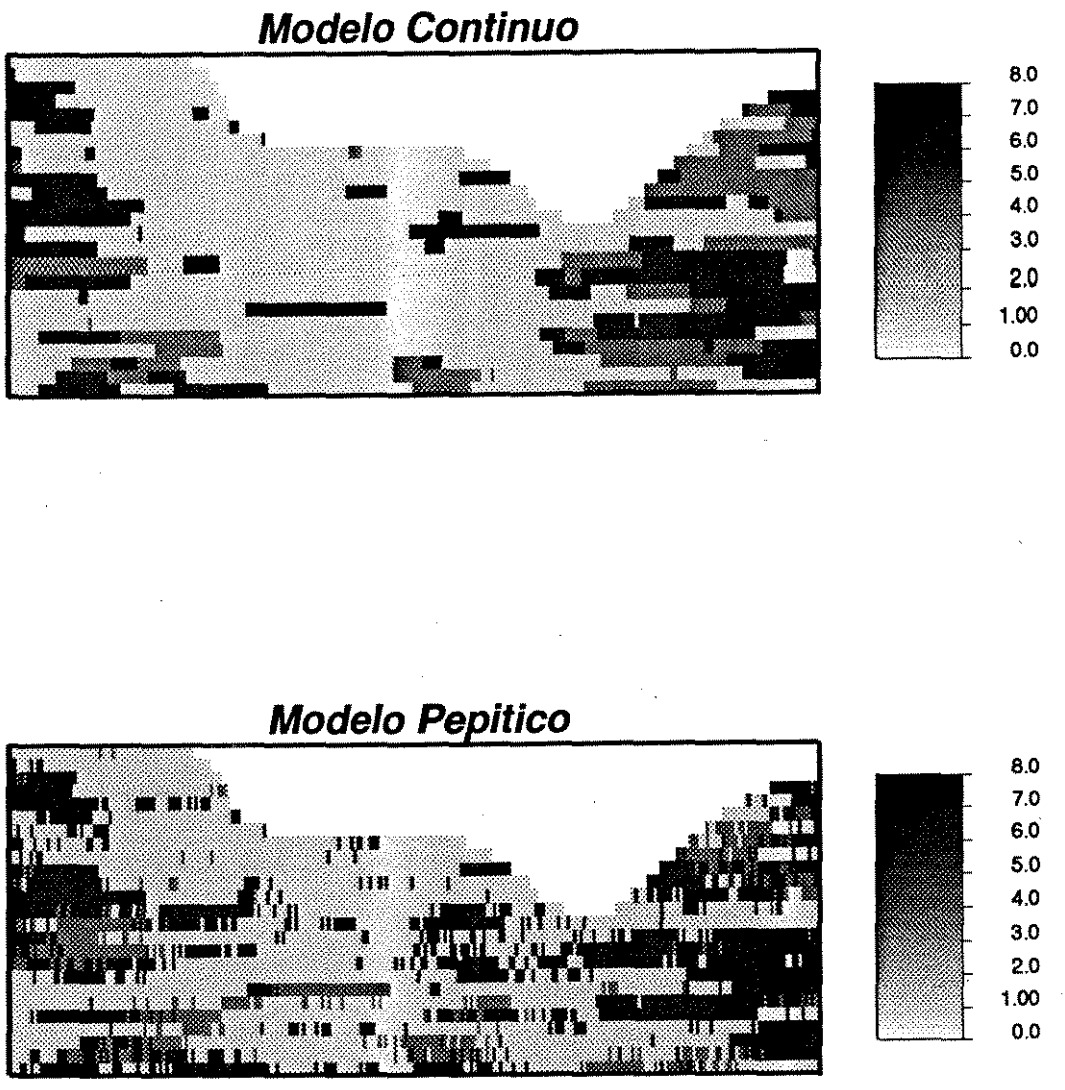


Figura V.5.3 - Imagens geradas por semivariogramas com ajuste contínuo e pepítico. Subzona Cre 11-12.

V.5.1 - A influência do raio de pesquisa na geração das imagens estocásticas.

O raio de pesquisa foi o parâmetro que mais diferenciou as imagens geradas pela modelagem estocástica e determina os limites máximos de investigação vertical e horizontal na procura de nós condicionalizantes.

A figura V.5.1.1 apresenta três imagens da subzona CRE 1-3 geradas com a mesma semente, com raios de pesquisa vertical de 2 metros e horizontal variáveis de 120, 200 e 600 metros. Observa-se que a modelagem com RP = 600m, ao permitir a investigação numa envergadura de 1200 metros, permite condicionalizar a imagem com quatro a seis poços, dando maior peso à condicionalização do que para as curvas de proporção. Esta imagem apresenta menor frequência das rochas C1 e E e os estratos do C2 mais contínuos. O patamar do semivariograma horizontal da eletrofácies B1 desta imagem apresenta-se abaixo das demais, em função da maior proporção desta eletrofácies.

As imagens geradas pelos raios de pesquisa de 120m a 200m apresentaram maior frequência das unidades de fluxo do tipo C1 e E, principalmente na base das imagens, em decorrência da maior influência das curvas de proporção. O patamar do semivariograma horizontal da eletrofácies B1 destas imagens está mais próximo ao ajustado da mesma eletrofácies, conforme indicado na mesma figura, em função de as proporções destas imagens serem próximas as do conjunto de dados de todo o campo, para esta subzona, de onde foram obtidos os variogramas experimentais e teórico.

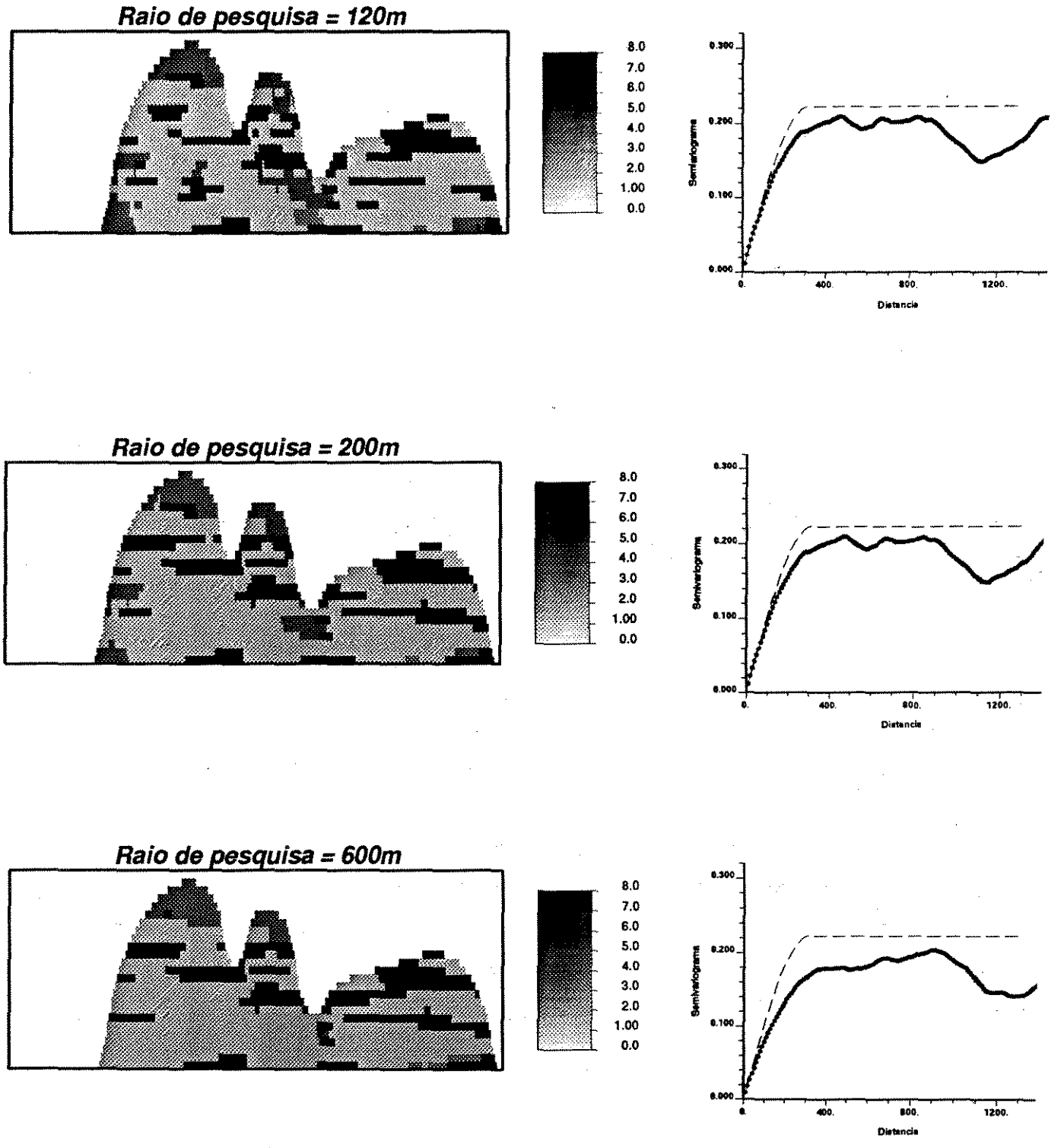


Figura V.5.1.1 - Imagens geradas com diferentes raios de pesquisa. Os variogramas são os horizontais da eletrofácie B1 da imagem correspondente e do teórico ajustado. Os tons de cinza correspondem às eletrofácies B1(2), C1(4), E(5) e C2(8). Subzona Cre 1-3. Semente : 7396245

V.6 - COMPARAÇÃO DAS IMAGENS COM A SEÇÃO GEOLÓGICA

Da comparação das imagens geoestatísticas da subzona CRE 1-3 com a seção geológica observa-se que, de modo geral, a simulação condicional tornou as eletrofácies E e C2 mais freqüentes, em função da utilização das proporções verticais na simulação. Este fato decorre de que estas proporções são relativas a toda a subzona, onde estas eletrofácies possuem uma maior proporção que na seção simulada.

A simulação tornou-as também mais descontínuas, uma vez que os alcances de 460 a 600 metros dos semivariogramas ajustados para as eletrofácies são de amplitudes menores às dimensões destas observadas nos mapas e seções. Embora as informações geológicas tenham embasado o ajuste dos semivariogramas teóricos, estes têm que estar condizentes com os dados experimentais, que apresentaram amplitudes destas magnitudes.

Aspectos interessantes podem ser notados ao compararmos os semivariogramas diretos da eletrofácies B1 das imagens geradas pelas modelagens de ajustes contínuo e pepítico com o semivariograma da mesma eletrofácies da seção geológica, junto ao semivariograma do modelo ajustado (fig. V.6.1):

a) A maior continuidade para as rochas B1 na seção geológica, com alcance de aproximadamente igual a 600m, comparadas com as imagens modeladas de alcance de 320(contínuo) e 410(pepítico), decorrente de certa tendência de, ao elaborar-se uma seção geológica, se interligar as rochas presentes dos poços condicionalizantes em

detrimento à variabilidade espacial dos estratos que não atravessem os poços da seção.

b) O patamar entre 0.22 e 0.23 do modelo ajustado e das imagens modeladas superiores ao da correlação geológica, que está em torno de 0.20. Este fato é decorrente da maior proporção do TUF B1 na seção geológica (71%), que nas demais (52 a 64%) que, ao honrarem as proporções verticais, diminuem a frequência desta rocha, refletindo no patamar do semivariograma.

c) A superposição do comportamento próximo à origem dos semivariogramas da seção geológica e das imagens modeladas com o ajuste contínuo, o que significa que ambas as técnicas mostraram resultados idênticos na configuração externa dos estratos até 120 metros.

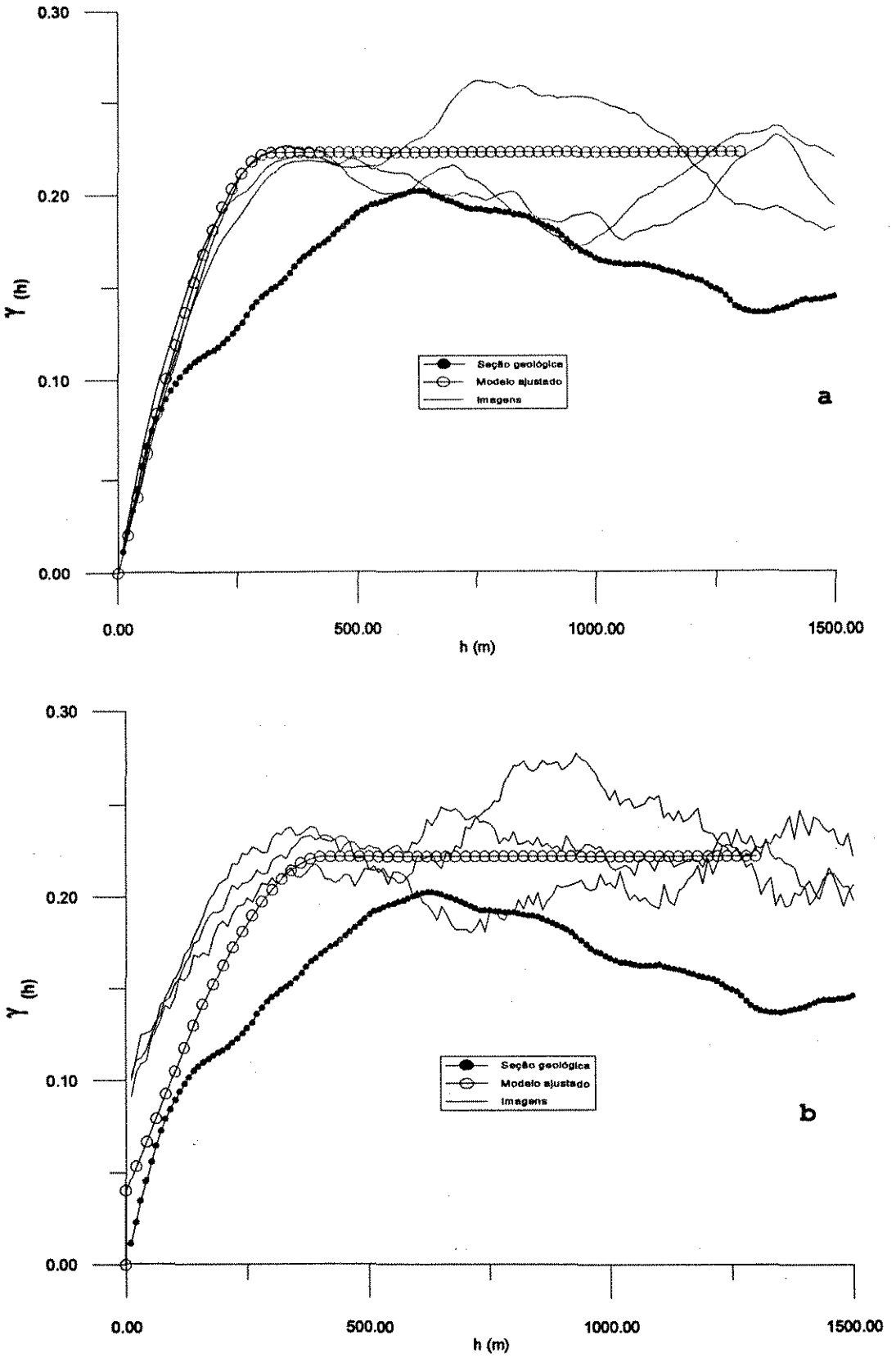


Figura V.6.1 - Variogramas das imagens geradas com ajustes contínuo (a) e pepítico (b), juntamente com os da imagem gerada por correlação geológica e do modelo ajustado. Subzona Cre 1-3. Raio de pesquisa : 200m.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES

O objetivo do presente trabalho é definir e caracterizar as unidades de fluxo de um reservatório carbonático da Bacia de Campos, a partir da utilização da técnicas de estatística multivariada e geoestatística.

O modelo deposicional proposto para o reservatório em estudo é baseado nas acumulações de areias carbonáticas recentes das Bahamas. São propostos dois modelos que diferem basicamente pelo regime de produção de sedimentos: um modelo dominado por bancos oolíticos, com picos de afogamento que atingiam poucos metros de profundidade, referente aos estratos das subzona CRE 4-5 e CRE 11-12. O segundo modelo aplica-se às subzonas CRE 1-3, CRE 6-8 e CRE 9-10 e é composto predominantemente por bancos oncolíticos, onde o preenchimento sedimentar se dá segundo o padrão típico de arraseamento para o topo.

Dezessete fácies sedimentares foram agrupadas em nove fácies-reservatório e fácies-barreira, com o objetivo de subsidiar o estudo de correlação rocha-perfil, de modo que estas pudessem ser identificadas em poços não testemunhados via perfis. É enfatizada a necessidade de se caracterizar também as rochas que atuam como barreiras ao fluxo de fluidos.

A análise estatística dos dados petrofísicos indicou para a FBAR C.2, elevados valores de permo-porosidade, ao contrário do esperado, conforme sua definição de fácies-barreira deposicional. Inicialmente suspeitou-se de problema relacionado a posicionamento dos testemunhos em relação aos perfis, tendo sido realizado novo

ajuste, que apresentou resultados quase idênticos aos anteriores. Não foram encontradas em perfis feições que pudessem justificar estes altos valores de porosidade e permeabilidade para a C2, os quais devem estar associados à amostragem seletiva dos *plugs* para as análises petrofísicas.

Ao elaborar a correlação rocha-perfil foi utilizada a técnica estatística multivariada da análise discriminante. As margens de acerto podem ser consideradas boas para as eletrofácies A1, B1, B2 e E; regulares para a C1, B3 e C2 e fraca para a A1.3. O acerto médio foi de 80%.

A inclusão das variáveis categóricas subzona e modelo deposicional na análise discriminante resultou numa melhora significativa nos índices de acerto das eletrofácies.

A definição de um número maior de eletrofácies (oito) é importante, na medida que aproxima a caracterização da complexidade faciológica do reservatório, propiciando um maior sentido geológico às correlações, maior precisão na cubagem e um modelo físico mais acurado para futura simulação de fluxo.

Foi realizada a modelagem estocástica bidimensional das unidades de fluxo das subzonas CRE 1-3 e CRE 11-12, na mesma direção de seção geológica de sentido NE - SW, elaborada anteriormente para posterior comparação com os resultados obtidos pela imagens geradas pela geoestatística. Foram utilizados dois modelos de ajuste dos semivariogramas experimentais (um contínuo e outro mais pepítico).

Devido à complexidade faciológica do reservatório e ao elevado número de eletrofácies, julga-se necessário modelar apenas a geometria das unidades de fluxo.

O método escolhido foi o da simulação sequencial das indicadoras, cujo programa foi alterado para atender a matriz de controle e as curvas de proporção vertical.

Da comparação das imagens geoestatísticas da subzona CRE 1-3 com a seção geológica observa-se que, de modo geral, a simulação condicional tornou as eletrofácies E e C1 mais frequentes, em função da utilização das proporções verticais na simulação. Este fato decorre de que estas proporções são relativas a toda a subzona, onde estas eletrofácies sào mais frequentes que na seção simulada.

A simulação tornou os estratos mais descontínuos, uma vez que os alcances dos semivariogramas ajustados para as unidades de fluxo são de amplitudes menores que as dimensões observadas nos mapas e seções.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANSALONI, B.; SPADINI, A.R.; FREITAS, L.C.S.; GUIMARÃES, M.M.; SARTURI, J.D.; MACIEL, W.B.; SAYD, A.D.; MATTE, R.R.; Bacia de Campos Reservatórios Carbonáticos da Formação Macaé: Estado d'arte dos campos produtores. In: Sem. de Geologia de Desenvolvimento de Reservatório,4,Natal, p.113-124. 1990.

BALDISSERA, P.R. *Modelagem Estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório.* Universidade Estadual de Campinas, 200p. Tese de mestrado. *1992.*

BARROSO, A.S. & PEDRASSI, W. Zoneamento, Homogeneização de conceitos e padronização de termos técnicos afins. Relatório Interno da Petrobrás. Não Publicado. 1994.

BAUMGARTEN, C.S. & SCUTA, M.S. Ajuste de porosidades no reservatório Macaé, Campo de Pampo, Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, 2(1): 3-12. 1988.

BAUMGARTEN, C.S. & SCUTA, M.S. Geometria dos corpos carbonáticos do reservatório Macaé (metade superior), Campo de Pampo. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, 3(1/2): 49-57. 1989.

BAUMGARTEN, C.S.; TIBANA P.; BRISOLA N.; BORNEMANN F.E.; ARSO L.R.; BEER R. *Projeto Garoupa.* PETROBRÁS. DEPEX-CENPES-DEPRO, 165p (Relatório técnico, 2098). 1982.

BLAUTH, M.. *Reservatórios carbonáticos oolíticos: fatores geológicos que condicionam o fluxo dos fluidos.* Univ.Federalde Ouro Preto.Tese de Mestrado. 1993.

CAROZZI, A.V.; FALKENHEIN, F.U.H.; LUCHESI, C.F.; MERCIO, R.; ANSALONI, B., , Microfácies and Deposicional-Diagenetic Evolution of Macaé Carbonates (Albian - Cenomanian) of the Campos Basin. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEXPRO/DIVEX, Relatório Interno DEXPRO, nº 6013,90P. 1977.

CHANG, H.K. & KOWSMANN, R.O. . Interpretação genética das seqüências estratigráficas das bacias da margem continental brasileira. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v.17, n.2, p. 74-80. 1987.

CHOQUETE, P.W. & PRAY, L.C.. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bull.*, Tulsa, v.54, n.2, p.207-250. 1970.

CORNETTI, M.A, & REMACRE, A.Z - Anavar V1.0 - Guia do Usuário (no prelo), LIG -IG/UNICAMP, 1994.

DAVIS, J.C. *Statistics and data analysis in Geology.* 2.ed. New York : John Wiley and Sons. 646 p. 1986.

DEUTSCH, C.V. & JOURNEL, A.G.. Gslib: geoestatistical software library and user's guide. New York, Oxford University Press. 340p. 1992.

DIAS-BRITO, D.. Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilutitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano) .Boletim Técnico da Petrobrás, 25(2):84-97. 1982.

DUNHAM, R.J.. Classification of carbonate rocks asymposium, *AAPG Memoir nº.1*, Tulsa, p.108-121. 1962.

EBANKS Jr, W. J.: *Geology in enhaced oil recovery.* Bulletin of The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, número 40, 1987.

FALKENHEIN, F.U.H.; FRANKE, M.R.; CAROZZI, A.V.. Petroleum geology of the Macaé Formation (Albian-Cenomanian), Campos Basin, Brazil (carbonate microfacies-depositional and diagenetic models-natural and experimental porosity). Ciência-Técnica-Petróleo, PETROBRÁS/CENPES/DINTEP, Seção Exploração de Petróleo (11): 140p. 1981

FARIA, R. T.; MENEZES, A.C.L.; SPADINI, A.R.. *Estudo faciológico e de reservatório dos calcarios Macaé no poço 7-PM-5-RJS.* Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. Relatório não publicado. 41p. 1986.

GUARDADO, L.R. & SPADINI, A.R. Evolução Deposicional e Distribuição das Fácies do Macaé Inferior (Eomesoalbiano Bacia de Campos). Boletim de

Geociências da PETROBRÁS, 1(2) 237-239. 1987.

GUIMARÃES, M.M.; CASTRO, W.B.M.; TINOCO, F.L.; GRELL, A.P. Relação entre as fácies-perfil e a movimentação de fluidos no reservatório da Formação Macaé - Campo de Pampo. In: *Sem. de Geologia de Desenvolvimento de Reservatório*, 5, Rio de Janeiro, 1993, p. 447-474. 1993.

HEARN, C.L.; EBANKS JR, W.J.; TYE, R.S.; RANGANATHAN, V. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field , Wyoming. JPT, Dallas, v.36, n.9, p.1335-1344. 1984.

JAMES, N. P. Shallowing upward sequences in carbonates. In: WALKER, R.G. (Ed.), *Facies models*. 2.ed. Toronto : Geological Association of Canadá. p.213-228. 1984.

JOHNSON R. A. & WICHERN D. W. Applied Multivariate Statistcal Analysis. Prentice-Hall International, Inc. Third Edition. 1992.

JOURNEL, A.J. & HUIJBREGTS, Ch. J. - *Mining Geoestatistics*. San Francisco : Academic Press. 600p. 1978.

LEWIS, J. Outcrop-Derved Quantitative Models of Permeability Heterogeneity for Genetically Different Sand Bodies.SPE 18153. 63º A. T. Conference of the SPE..J.M. 1988.

LUCIA, F.J. & FOGG, G.E. Geologic / Stochastic mapping of heterogeneity in a carbonate reservoir. JPT, Dallas, v.42, n.10, p.1298-1303. 1990.

MARÇAL, R.A. Caracterização das feições diagenéticas e fatores controladores da diagênese em rochas carbonáticas albianas da margem continental brasileira. Univ.Federal de Ouro Preto.Tese de Mestrado. 1993.

MIHAGUTI, M.K. 1991. 7º Relatório de acompanhamento do Campo de Pampo. PETROBRÁS/RPSE/DIRES (Relatório Interno).

PETROBRÁS/CENPES/SEGEX & TeCGraf/PUC-Rio. AnaSeTe. Manual do Usuário. Versão 1.3. Edição #3.1994.

SARZENSKI, D. J. & TOLEDO, J. B., *Correlação rocha-perfil: conceitos e aplicação em*

reservatórios heterogêneos. Rio de Janeiro : PETROBRÁS. Relatório Interno. 1990.

SAS INSTITUTE INC. *SAS Language Guide for Personal Computers,* Version 6 Edition. Cary, NC: SAS Institute Inc.,1289p. 1985.

SCHLUMBERGER. 1972. *Log Interpretation Principles,* Volume 1. 113p.

SCHOLLE, P.A., BEBOUT D.G., MOORE C.H. *Carbonate Depositional Environmentes.* AAPG. 708p. 1983.

SPADINI, A.R. Universidade Federal do Rio de Janeiro. *Processos deposicionais e ciclicidade em carbonatos albianos de plataforma rasa da Bacia de Campos.* Tese de Mestrado. 1992.

SPADINI, A.R. & FARIA, R.T. Oólitos: sua ocorrência na seqüência carbonática albiana da Bacia de Campos e seu interesse como rocha-reservatório. *In:* CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34, Goiânia, Anais. Goiânia, SBG. v.4, p.1689-1700. 1986.

SPADINI, A.R. & PAUMER, M.L. Os reservatórios do Macaé no Campo de Pampo;O meio poroso e sua relação com as fácies deposicionais e a diagênese. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. 1983

SPADINI, A.R., ESTEVES, F.R., DIAS-BRITO, D., AZEVEDO, R.L.M., RODRIGUES, R. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic. *Rev.Bras.Geoc.,* 18(3):261-272 .1988.

TESSARI, E. & TIBANA, P. Interpretação preliminar da evolução sedimentológica da Formação Macaé. Rio de Janeiro, Petrobrás (Relatório Interno). 1975.

WENTWORTH, C.K. A scale of grade and class terms for clastic sediments. Jour. of Geol., Illinois, v.30, p.377-392. 1922.

ANEXOS I
PROGRAMAS DESENVOLVIDOS NO SAS PARA SEREM UTILIZADOS NA CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL.

```
*-------------------------------------------------------------;
*  ANEXO I.1                                                  *
*  OBJETIVA DEFINIR A FUNÇÃO DISCRIMINANTE EM ARQUIVO MODELO  *
*  TESTA-LA EM UM ARQUIVO TESTE COM 50% DOS DADOS DOS POÇOS   *
*-------------------------------------------------------------;

        OPTIONS NODATE LS=80 PS=80;
        GOPTIONS DEVICE=EGAL;
             libname in 'c:\sas\tese\arqs';
             data pseudo;
             drop semente z ;
             retain guarda;
             set in.p52b;

       LABEL   DEPTH = 'PROFUNDIDADE (M)'
               FAC   = 'FACIES RESERVATORIO'
               SUBZONA  = 'SUBZONA'
               GRCO  = 'RAIOS GAMA'
               RHOC  = 'DENSIDADE'
               RT    = 'RESISTIVIDADE'
               PHIN  = 'POROSIDADE NEUTRAO'
               MD    = 'MODELO DEPOSICIONAL'
;
/*-------------------------------------------------------
          Criando uma função aleatória para dividir
      o conjunto de dados(data=pseudo) em dois grupos
      com 50% dos dados cada.

      Denominação dos grupos de trabalho:
         modelo: banco de dados utilizados para se definir a
                 função descriminante.
         teste : banco de dados utilizados para se testar a
                 função descriminante.
                 Se grupo= 1 ==> modelo
                 Se grupo= 0 ==> teste
-------------------------------------------------------*/
             retain semente 016529011;
             call ranuni(semente,z);
             if z gt 0.5  then grupo=0;
             else grupo=1;

/*-------------------------------------------------------
   Criação do arquivo modelo
-------------------------------------------------------*/
          data modelo;
          set pseudo;
          if grupo=1;
```

```
/*-----------------------------------------------------
   Criação do arquivo de teste
-----------------------------------------------------*/
          data teste;
          set pseudo;
          if grupo=0;

/*-----------------------------------------------------
 Utilização da Proc Stepdisc para definir quais variaveis
 participarao da analise discriminante.
-----------------------------------------------------*/
          proc stepdisc data=pseudo ;
               class fres;
               var GRCO RHOC RT PHIN SUBZONA MD;
               run;


  *-------------------------------------------------------------*
  *              INICIO DA ANALISE DISCRIMINANTE                *
  *-------------------------------------------------------------*
  /*     proc discrim data=modelo outstat=discout  ;
                manova mah wcov wcorr pcov pcorr listerr; */
         proc discrim short data=modelo outstat=discout
method=normal;
               priors prop;
               class fres;
               id depth;
               var grco rhoc rt phin subzona md;
               run;

  *-------------------------------------------------------------*
  *              APLICANDO  NO  ARQUIVO TESTE                   *
  *         A FUNÇÃO DISCRIMINANTE DEFINIDA ACIMA               *
  *-------------------------------------------------------------*

      proc discrim data=discout testdata=teste  testout=tout;
 /* proc discrim data=discout testdata=teste testlisterr
testout=tout;*/

          priors prop;
          class fres;
          testclass fres;
          testid depth;
          var grco rhoc rt phin subzona md;
          run;


      proc print data=tout;
          var poco depth fac subzona md _into_;
          run;
```

```
*-------------------------------------------------------------*
* ANEXO I.2                                                   *
* ANÁLISE DISCRIMINANTE DE FÁCIES (FRES) USANDO PROC CANDISC  *
* (ANALISE DISCRIMINANTE CANÔNICA) EM FUNÇÃO DAS DIVERSAS     *
* VARIÁVEIS. CROSSPLOTS DAS TRES FUNÇÕES DISCRIMINANTES       *
* PRINCIPAIS PARA IDENTIFICAR AS FÁCIES (FRES).               *
*-------------------------------------------------------------*

    proc candisc simple data=modelo uni out=can;
         class fac;
         var grco rhoc rt phin subzona md;
         run;
    proc gplot   data=can;
         plot   can1*can2=fac;
         plot   can1*can3=fac;
         plot   can2*can3=fac;
         run;


*-------------------------------------------------------------;
*        ANEXO I.3                                            *
*        OBJETIVA DEFINIR A FUNÇÃO DISCRIMINANTE NOS POÇOS    *
*        CHAVE E EXPANDI-LA AOS POÇOS NAO TESTEMUNHADOS       *
*-------------------------------------------------------------;

OPTIONS NODATE LS=80 PS=80;
DATA A ;
LIBNAME in  'C:\SAS\TESE\ARQS';
SET in.p52b;

      LABEL   DEPTH = 'PROFUNDIDADE (M)'
              FAC   = 'FACIES RESERVATORIO'
              SUBZONA  = 'SUBZONA'
              GRCO  = 'RAIOS GAMA'
              RHOC  = 'DENSIDADE'
              RT    = 'RESISTIVIDADE'
              PHIN  = 'POROSIDADE NEUTRAO'
              MD    = 'MODELO DEPOSICIONAL' ;


*-------------------------------------------------------------*
*             INÍCIO DA ANÁLISE DISCRIMINANTE                 *
*-------------------------------------------------------------;
      proc discrim short data=a outstat=discout  method=normal;
             priors prop;
             class fac;
             id depth;
             var grco rhoc rt phin subzona md;
             run;
```

```
*-------------------------------------------------------------*
*   CHAMANDO O ARQUIVO COM OS POÇOS A SEREM CLASSIFICADOS     *
*   APLICANDO A FUNÇÃO DISCRIMINANTE DEFINIDA ANTERIORMENTE   *
*-------------------------------------------------------------;
DATA B ;
LIBNAME in  'C:\SAS\TESE\ARQS';
    SET in.JUNTOS1;   RUN;
    proc discrim data=discout testdata=B  testout=saida;
         priors prop;
         class fac;
         testid depth;
         var grco rhoc rt phin subzona md;
         run;

*-------------------------------------------------------------;
* ANEXO I.4                                                   *
* CLASSIFICAÇÃO FINAL PELA FUNÇÃO DISCRIMINATE NO DATA=SAIDA.*
* OS IF'S SAO PARA DEFINIR AS INDICADORAS DAS ELETROFACIES    *
*-------------------------------------------------------------;
DATA in.juntos1a;
  SET SAIDA;

    IF _INTO_=1 THEN DO;
        IND1=1;
        IND2=0;
        IND3=0;
        IND4=0;
        IND5=0;
        IND6=0;
        IND7=0;
        IND8=0;
       END;
    IF _INTO_=2 THEN DO;
        IND1=0;
        IND2=1;
        IND3=0;
        IND4=0;
        IND5=0;
        IND6=0;
        IND7=0;
        IND8=0;
       END;
    IF _INTO_=3 THEN DO;
        IND1=0;
        IND2=0;
        IND3=1;
        IND4=0;
        IND5=0;
        IND6=0;
        IND7=0;
        IND8=0;
       END;
    IF _INTO_=4 THEN DO;
```

```
      IND1=0;
      IND2=0;
      IND3=0;
      IND4=1;
      IND5=0;
      IND6=0;
      IND7=0;
      IND8=0;
    END;
IF  _INTO_=5 THEN DO;
    _IND1=0;
      IND2=0;
      IND3=0;
      IND4=0;
      IND5=1;
      IND6=0;
      IND7=0;
      IND8=0;
    END;
IF  _INTO_=6 THEN DO;
    _IND1=0;
      IND2=0;
      IND3=0;
      IND4=0;
      IND5=0;
      IND6=1;
      IND7=0;
      IND8=0;
    END;
IF  _INTO_=7 THEN DO;
    _IND1=0;
      IND2=0;
      IND3=0;
      IND4=0;
      IND5=0;
      IND6=0;
      IND7=1;
      IND8=0;
    END;
IF  _INTO_=8 THEN DO;
    _IND1=0;
      IND2=0;
      IND3=0;
      IND4=0;
      IND5=0;
      IND6=0;
      IND7=0;
      IND8=1;
    END; RUN;
proc print data=in.juntos1a;
 var  poco yco xcord depth subzona md _into_  phie
      ind1 ind2 ind3 ind4 ind5 ind6 ind7 ind8; run;
```

ANEXO II.1

PARÂMETROS DE AJUSTE DOS SEMIVARIOGRAMAS

SUBZONA	TUF	AJUSTE	MODELO	PEPITA	PATAMAR	AMPLITUDE	Ax	Ay	Az
CRE 1-3	B1	Cont.	Esférico	0	.175	320	1	8.4681	0
					.048	320	1	.0001	.0001
					.144	110	.0001	1	.0001
		Pep.	Esférico	.04	.134	410	1	13.913	38103.04
					.048	410	1	.0001	.0001
					.145	110	.0001	1	.0001
CRE 1-3	C1	Cont.	Esférico	0	.026	680	1	.0001	21609
					.1	1275	.0001	1	.0001
		Pep.	Esférico	.005	.022	756	1	.0001	14859.61
					.088	1180	.0001	1	.0001
CRE 1-3	E	Cont.	Esférico	0	.092	600	1	11.0889	7921
					.046	600	1	.0001	.0001
					.146	180	.0001	1	.0001
		Pep.	Esférico	.013	.08	603.46	1	8.6789	8015.621
					.044	603.46	1	.0001	.0001
					.145	204.85	.0001	1	.0001
CRE 1-3	C2	Cont.	Esférico	0	.158	462.78	1	1.21	81681.64
					.037	231.39	.25	.005625	.0001
		Pep.	Esférico	.09	.078	451	1	1	20078.89
					.024	451	1	.0001	.0001

ANEXO II.2

PARÂMETROS DE AJUSTE DOS SEMIVARIOGRAMAS

SUBZONA	TUF	AJUSTE	MODELO	PEPITA	PATAMAR	AMPLITUDE	Ax	Ay	Az
CRE 11-12	A1	Cont.	Exponencial	0	.161	341.83	1	.64	44100
					.043	1280	.0001	1	.0001
		Pep.	Exponencial	.015	.146	360	1	.0001	41820.25
					.18	512.8	.0001	1	.0001
CRE 11-12	C1	Cont.	Exponencial	0	.023	400	1	2.1904	83521
					.0052	400	1	2.1904	.0001
		Pep.	Exponencial	.008	.02	400	1	1.44	12100
CRE 11-12	A1.3	Cont.	Exponencial	0	.107	260	1	1.69	83521
		Pep.	Exponencial	.03	.077	24	1	1	57600
CRE 11-12	B.3	Cont.	Exponencial	0	.022	387.8	1	4.639716	601555
		Pep.	Exponencial	.002	.02	420	1	4.41	705600
CRE 11-12	C.2	Cont.	Exponencial	0	.011	346	1	.119716	119716
					.044	1000	.0001	1	.0001
		Pep.	Exponencial	0	.011	260	1	.119716	119716
					.035	800	.0001	1	.0001