

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Anelise
Friedrich e aprovada
pela comissão julgadora em 25/07/200

Armando Zaupa Remacre
Orientador

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Modelagem Geoestatística da Saturação Atual de Fluidos em um Campo Maduro

200404861

Autor: Anelise Friedrich

Orientador: Armando Zaupa Remacre

28/03

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

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

Modelagem Geoestatística da Saturação Atual de Fluidos em um Campo Maduro

Autor: Anelise Friedrich

Orientador: Armando Zaupa Remacre

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Área de Concentração: Reservatório e Gestão

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

Campinas, 2003

S.P. - Brasil

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

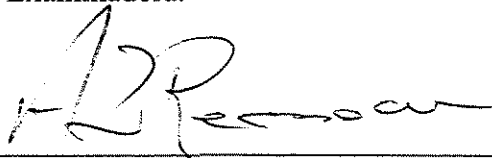
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Modelagem Geoestatística da Saturação Atual
de Fluidos em um Campo Maduro**

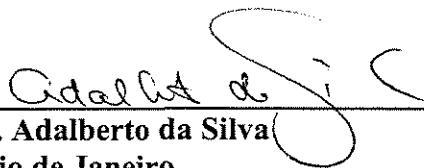
Autor: Anelise Friedrich

Orientador: **Armando Zaupa Remacre**

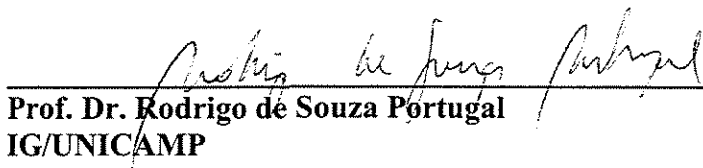
Banca Examinadora:



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



**Prof. Dr. Adalberto da Silva
UFF – Rio de Janeiro**



**Prof. Dr. Rodrigo de Souza Portugal
IG/UNICAMP**

Campinas, 25 de julho de 2003

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à pessoa que, além de me colocar no mundo, me guiou até onde cheguei, me incentivando e apoiando constantemente na minha caminhada, mesmo depois de sua partida.

Muito obrigada MÃE, e muitas saudades.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à PETROBRAS e à UNICAMP pela oportunidade do Mestrado e pelo importante apoio financeiro e logístico que esteve a minha disposição.

Ao Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, meu orientador, pelo apoio na condução desse trabalho.

Aos meus colegas da UNICAMP das turmas anteriores que me incentivaram e mostraram o caminho - Antônio, Ângela, José Augusto, Iubatan, Rafael, Ricardo, Gabriel, Marcelo Protásio, Cristina e Otávio, aos meus colegas de turma pelo convívio e trabalho em equipe - Ruy, Pedro, Sergio Luis, Sergio Sacani, Fred, Moacir, Valmir, Alexandre.

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

Aos Professores Adalberto da Silva da UFF e Rodrigo Portugal pelo apoio e considerações nas etapas finais da dissertação, e que possibilitaram a conclusão do trabalho.

Aos meus colegas da PETROBRAS Anelise Lara pelo seu empenho na realização do mestrado, Paulo Carlos Saldanha Filho pela ajuda na formatação dos dados e pelo apoio na etapa de modelagem geológica, Nilson Rodrigues Cunha pela interpretação dos dados de perfil e imprescindível ajuda com o perfil PSQT, a Regis Romeu Kruel pelas sugestões na modelagem das saturações e a todos os colegas do CENPES pela colaboração durante as etapas finais do trabalho.

Aos funcionários do DEP/FEM - Fátima, Dêlcio, Giselle, Cris, Luiz e Leandro e principalmente a Alice; do DGRN/IG – Helena e Valdirene, e do CEPETRO - Esmércia e Yoshiko pelo auxílio em diferentes etapas do trabalho.

Agradeço também a meu pai, pelo apoio em todas as etapas de minha vida até hoje, à minha irmã Silvana por me substituir no cuidado de minha casa e de minhas filhas, nos momentos em que estive ausente e a meus irmãos, Leonardo e Eduardo, pelos incentivos e carinho.

Em especial gostaria de agradecer a compreensão e apoio de minhas filhas Virginia e Beatriz, que foram privadas do meu convívio, da minha atenção e do meu amor por muito mais tempo que o usual.

E por fim a tantos outros que contribuíram para a concretização dessa dissertação.

**Quando se vai sozinho,
provavelmente se chega mais rápido,
Quando se vai acompanhado,
com certeza se chega mais longe**

RESUMO

FRIEDRICH, Anelise. *Modelagem Geoestatística da Saturação Atual de Fluidos em um Campo Maduro. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 111 p. Dissertação (Mestrado).*

Os campos maduros, após décadas de exploração, apresentam baixa produtividade de óleo e alta produção de água. Para mantê-los em produção, estão sendo utilizados, além dos métodos tradicionais de recuperação secundária, como injeção de água e gás, são medidas as saturações atuais de óleo em poços antigos. Os dados de saturação atual são usados para determinar intervalos com indícios de óleo remanescente. No entanto, o uso desses dados para a modelagem tridimensional desses bolsões de óleo ainda está incipiente. Este trabalho aborda a construção de modelos 3D de saturação atual de fluidos usando técnicas de geoestatística com métodos estocásticos e determinísticos. A modelagem da saturação pretende delimitar, também, áreas de concentração residual de hidrocarbonetos, que servirão como alvos para futuras campanhas de reativação dos poços. O trabalho focaliza a saturação de óleo com dados adquiridos pela Petrobras entre 1999 e 2001 constando de perfis de 136 poços, 26 deles com dados de saturação obtidos com PSGT. O projeto começa com a construção do modelo geológico 3D obtido por simulação das eletrofácies pelo método gaussiano truncado utilizando matriz de proporção. Após a validação desse modelo, foram estimadas, por krigagem, as características petrofísicas do reservatório (porosidade e saturação) e foram construídos os cenários probabilísticos para definir as áreas alvo de novas pesquisas

Palavras Chave

Chaves: campos maduros; simulação estocástica; modelagem de reservatórios; cenários probabilísticos.

ABSTRACT

FRIEDRICH, Anelise. *Modelagem Geoestatística da Saturação Atual de Fluidos em um Campo Maduro*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 111 p. Dissertação (Mestrado)

A current issue in mature reservoirs is the decline of oil production, after years of exploitation. To solve this problem and keep up the production, methods of supplementary recovery, such as the injection of water and gas have been used as well as the measurement of present saturations of oil in old wells. The saturation data are used to determine intervals with possible remaining oil. However, the use of this data for tridimensional modeling of these oil reservoirs is still incipient. This project aims at building 3D models of actual saturation of fluids using geostatistical techniques with stochastic and deterministic methods. This approach intends, as well, to sharp areas of residual concentration of hydrocarbonates, which can be useful as targets to future campaigns of well reactivations. This work focuses on the oil saturation with data obtained by Petrobras in the period between 1999 and 2001 with 136 wells, 26 of which have saturation data obtained with PSGT. The first model consists of the construction of the 3-D geological model based on Gaussian truncated simulation of the electrofacies using vertical proportion curves and proportion matrix. After the validation of the geological method, it has been estimated, by kriging, the petrophysical characteristics of the reservoir (porosity and saturation) and the probabilistic scenarios were built to define the target areas for new researches.

Key Words

Mature reservoirs; stochastic simulation; reservoir modeling; probabilistic scenarios.

SUMÁRIO

RESUMO	viii
ABSTRACT	ix
SUMÁRIO	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABELAS	xvi

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1.- MOTIVAÇÃO.....	1
1.2.- OBJETIVOS.....	2
1.3.- ÁREA DE ESTUDO.....	3
1.4.- ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	3

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1.- CONTEXTO GEOLÓGICO.....	6
2.1.1 Contexto Geológico Regional.....	7
2.1.2 Geologia do Reservatório.....	11
2.1.3 Geologia da Área de Estudo.....	13
2.2.- DADOS UTILIZADOS.....	19
2.2.1 Introdução.....	19
2.2.2 Perfis de Poços.....	19

2.3.-	SIMULAÇÃO COM O MÉTODO GAUSSIANO TRUNCADO.....	24
2.3.1	Método Gaussiano Truncado.....	24
2.3.2	Truncamentos por Curvas de Proporção Vertical.....	29
2.3.3	Truncamentos por Matriz de Proporção.....	30
2.3.4	Vantagens e Limitações do Método.....	31

CAPÍTULO 3 – MÉTODO DE CONSTRUÇÃO DO MODELO GEOLÓGICO

3.1	INTRODUÇÃO.....	34
3.2-	ESTUDO ESTATÍSTICO DOS DADOS.....	35
3.2.1	Definição das Zonas estratigráficas.....	35
3.2.1	Distribuição das Eletrofácies.....	36
3.2.1	Estatística da Porosidade.....	37
3.3	DEFINIÇÃO DA ÁREA PILOTO.....	39
3.4	MODELO GEOLÓGICO DE FÁCIES.....	39
3.4.1	Condicionamentos da Simulação.....	44
3.5	MODELO DE POROSIDADE.....	55
3.6	MODELO DE PERMEABILIDADE.....	56

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS DO MODELO GEOLÓGICO E CONTROLE DE QUALIDADE

4.1	MODELO GEOLÓGICO DE FÁCIES.....	60
4.1.1	Proporções Globais.....	61
4.1.2	Curvas de Proporção Vertical.....	61
4.1.3	Comportamento Espacial da Variável.....	64
4.1.4	Modelo Final de Fácies do Reservatório.....	67

4.2	MODELO PETROFÍSICO DE POROSIDADE E PERMEABILIDADE.....	70
-----	--	----

CAPÍTULO 5 – MODELO DE SATURAÇÃO

5.1	INTRODUÇÃO.....	74
5.2	CARACTERÍSTICAS DA VARIÁVEL SATURAÇÃO.....	75
5.2.1	Distribuição da Amostragem.....	75
5.2.2	Estatística da Saturação.....	76
5.3	MODELAGEM DA SATURAÇÃO.....	77
5.4	PÓS-PROCESSAMENTO.....	81
5.4.1	Definição do Valor de Corte.....	81
5.4.2	Modelos de Probabilidade.....	83
5.4.3	Indicatrizes.....	85
5.4.4	Operações com Indicatrizes.....	88
5.4.5	Conectividade.....	89
5.4.6	Definição de Áreas Alvo.....	94

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....97

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS101

APÊNDICE 1.O PSGT (Pulsed Spectral Gamma Tool).....106

1.	Características da Ferramenta.....	107
2.	Uso da Ferramenta no Brasil.....	107
3.	Vantagens e Limitações.....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 – Fluxograma das etapas de trabalho adotadas.....	4
--	---

CAPÍTULO 2

Figura 2.1	Mapa Geológico Regional.....	8
Figura 2.2	Coluna Estratigráfica do Recôncavo Baiano.....	10
Figura 2.3	Mapa de Espessura da Formação Pré-rift.....	11
Figura 2.4	Modelo Depositional da Formação Pré-rift.....	12
Figura 2.5	Seção Geológica Esquemática da Bacia do Recôncavo.....	13
Figura 2.6	Perfil Típico da Formação Pré-rift com a Localização da Área de Estudo.....	14
Figura 2.7	Mapa Base da Área do Estudo com a Localização dos poços Testemunhados.....	15
Figura 2.8	Tipos de Litologias Presentes na Área.....	18
Figura 2.9	Mapa Base com a Localização dos Poços perfilados com PSGT.....	24
Figura 2.10	Construção do Histograma Acumulado de Fácies.....	26
Figura 2.11	Cálculo dos Truncamentos.....	27
Figura 2.12	Transformação das Fácies em Pseudo Gaussianas.....	28
Figura 2.13	Construção de uma CPV.....	30
Figura 2.14	Transformação da Gaussiana em Fácies.....	32

CAPÍTULO 3

Figura 3.1	Histograma das eletrofácies por zonas de produção.....	37
Figura 3.2	Seção Oeste-Leste do zoneamento do reservatório.....	41
Figura 3.3	Mapa de espessura da Zona 4.....	43

Figura 3.4	Exemplo de edição manual dos poços.....	44
Figura 3.5	Curvas de Proporção Vertical da Zona 4.....	46
Figura 3.6	Variogramas horizontais das eletrofácies da Zona 4.....	49
Figura 3.7	Variogramas das eletrofácies da Zona 4.....	50
Figura 3.8	Mapa de qualidade das Zonas de Produção 2 a 6.....	52
Figura 3.9	Mapa de subdivisão de áreas e as CPV para cada área.....	53
Figura 3.10	Matriz de Proporção da Zona 4.....	54
Figura 3.11	Função de regressão entre porosidade e logK.....	57
Figura 3.12	Regressão entre as permeabilidades horizontal e vertical.....	59

CAPÍTULO 4

Figura 4.1	Proporções globais da Zona 4.....	61
Figura 4.2	Curvas de proporção vertical da Zona 4.....	62
Figura 4.3	Intervalo de confiança para a CPV.....	64
Figura 4.4	Variograma das indicatrizes.....	65
Figura 4.5	Mapa do layer 5 da Zona 4.....	66
Figura 4.6	Seções geológicas da Zona 4.....	68
Figura 4.7	Seção geológica do reservatório.....	69
Figura 4.8	Histograma da porosidade	71
Figura 4.9	Seção longitudinal do modelo de porosidade	72
Figura 4.10	Modelo da porosidade.....	73

CAPÍTULO 5

Figura 5.1	Mapa base com a área de influencia dos dados de PSGT.....	76
Figura 5.2	Seção Longitudinal.....	79
Figura 5.3	Histograma da saturação.....	80

Figura 5.4	Mapas de Probabilidade.....	84
Figura 5.5	Mapas de Indicatrizes.....	87
Figura 5.6	Mapa da Indicatriz de Reservatório.....	88
Figura 5.7	Mapa da Indicatriz de Reservatório com Óleo.....	89
Figura 5.8	Método de conectividade – etapa 1.....	90
Figura 5.9	Método de conectividade – etapa 2.....	92
Figura 5.10	Modelo 3D.....	94
Figura 5.11	Áreas Alvo.....	96

APÊNDICE 1

Figura A.1	Ferramenta PSGT.....	107
Figura A.2	Perfil de poço interpretado.....	109
Figura A.3	Gráfico para cálculo do erro do PSGT.....	111

ÍNDICE DE TABELAS

CAPÍTULO 3

Tabela 3.1	Espessuras das Zonas estratigráficas.....	36
Tabela 3.2	Estatísticas da porosidade por Zona de produção e eletrofácies.....	38
Tabela 3.3	Parâmetros do grille de simulação estocástica.....	41
Tabela 3.4	Modelo de variogramas das eletrofácies por zonas estratigráficas.....	48
Tabela 3.5	Proporção das eletrofácies por áreas da Zona 4.....	52
Tabela 3.6	Modelos de variogramas das Indicatrizes.....	55
Tabela 3.7	Modelos de regressão por eletrofácies.....	58
Tabela 3.8	Modelos de regressão da permeabilidade vertical.....	59

CAPÍTULO 5

Tabela 5.1	Estatísticas da saturação por Zona de produção e eletrofácies.....	77
Tabela 5.2	Ordenamento da função de conectividade.....	91
Tabela 5.3	Conectividade da Variável Reservatório com Óleo.....	93
Tabela 5.4	Resultado da Conectividade da Variável.....	95

CAPÍTULO 1– INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Muitos dos reservatórios pertencentes às principais bacias produtoras brasileiras e que estão em produção há várias décadas já se encontram em avançado estágio de exploração; outros, descobertos nos últimos anos, certamente irão atingir este estágio. Neste tipo de reservatório, o volume de óleo remanescente estimado é expressivo e com boa capacidade de ser recuperado. No gerenciamento destes campos, a localização e a quantificação desses bolsões de óleo residual, visando aumentar o fator de recuperação dos campos e a vida útil dos mesmos, são de fundamental importância.

Técnicas avançadas de recuperação vêm sendo testadas e se mostraram bastante promissoras; resultando um aumento significativo no fator de recuperação desses campos. Entre essas técnicas, o uso de perfis que permitem obter valores de saturação residual de hidrocarbonetos em poços revestidos possibilitou reposicionar os intervalos de produção, melhorando a produção de óleo em poços com baixa produção de óleo ou com elevada razão água óleo, bem como permitiu a reativação de poços fechados há vários anos por não estarem dentro dos limites de economicidade do campo.

No entanto, a informação assim obtida não é utilizada rotineiramente para delinear os bolsões de óleo móvel remanescente em um modelo tridimensional, sendo que a construção desses modelos, normalmente povoados com as variáveis estáticas, tem se mostrado útil nos procedimentos de gerenciamento dos reservatórios, e acompanhamento de trajetória de poços horizontais.

Um dos objetivos principais da caracterização de reservatórios, particularmente naqueles em avançado estágio de exploração, é a identificação de áreas não drenadas, mas com alta saturação de óleo, e que possam ser objeto de programas de adensamento de malha ou aplicação de métodos especiais de recuperação avançada.

Um modelo geológico consistente é fundamental para um bom modelo de saturação. Para isso, a utilização de técnicas geoestatísticas na modelagem de reservatórios de petróleo vem se destacando nos últimos anos. Atualmente existem diversas técnicas de Krigagem adaptadas as mais diversas situações práticas, entre as quais, a simulação estocástica tem mostrado ser a mais eficaz para gerar modelos representativos das heterogeneidades internas desses reservatórios.

1.2 OBJETIVOS

O trabalho tem por objetivo propor um modelo alternativo e mais consistente para melhorar a caracterização geológica de reservatórios maduros e modelar quantitativamente a distribuição espacial de fluidos de modo a fornecer subsídios ao incremento da produção desses campos pela mobilização de óleo remanescente.

A construção de um modelo geológico de fácies consistente, povoado com os atributos estáticos de porosidade e permeabilidade, deve ser feita cuidadosamente, e em cada etapa do trabalho utilizar parâmetros de controle de qualidade, fazendo com que o modelo resultante represente da melhor forma possível o reservatório em estudo.

Para tanto, o conhecimento prévio das características do reservatório e de suas heterogeneidades internas é de vital importância à construção de um modelo de boa qualidade que se assemelhe ao modelo geológico da área em estudo.

A modelagem da saturação de fluidos visa delimitar áreas de concentração residual de hidrocarbonetos e definir alvos para futuras campanhas de reativação dos poços na região.

Neste trabalho, são testadas algumas metodologias que permitem quantificar o volume de óleo remanescente e delinear a localização desses volumes dentro do reservatório com a construção de modelos numéricos 3D baseados em técnicas geoestatísticas.

1.3 ÁREA DO ESTUDO

O reservatório estudado, em produção há mais de quatro décadas, conta com cerca de 400 poços perfurados em uma área de 13 km². A área alvo deste estudo possui cerca de 7 km², está delimitada por falhas normais e possui uma espessura de reservatório média de 70 m e está posicionada entre dois marcos estratigráficos definidos por níveis de paleossolos no seu topo e na sua base.

A área alvo, aqui denominada Campo, é a porção atualmente mais produtiva e de maior potencial futuro do reservatório. Nessa área, foram selecionados 136 poços para a construção do modelo, uma vez que os demais poços, por serem muito antigos, não possuem os conjuntos de perfis necessários à determinação das propriedades petrofísicas em estudo.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A seguir, no Capítulo 2, são compiladas informações relevantes à compreensão da geologia regional e das bases teóricas dos métodos utilizados para a construção do modelo geológico e de saturação. Inicialmente é descrita resumidamente a geologia da Bacia do Recôncavo de modo a posicionar o reservatório no contexto regional.

O Capítulo 3 descreve as etapas usadas para a geração do modelo estático constituído pelo modelo de fácies com os atributos de porosidade e permeabilidade. Foram testados diversos parâmetros de simulação a fim de se obter um modelo numérico que represente da melhor forma possível o modelo geológico do reservatório, reproduzindo suas características de continuidades e heterogeneidades. Em cada uma das etapas, foi escolhido o modelo mais representativo para dar

continuidade ao estudo. O fluxograma da Figura 1.1 mostra um resumo das etapas de trabalho que são desenvolvidas para se chegar aos objetivos aqui propostos.

No Capítulo 4 são mostrados os resultados obtidos durante as etapas de construção do modelo geológico de reservatório. Esses modelos são avaliados e discutidos em cada etapa de geração e visa o controle de qualidade de cada etapa da modelagem geológica. O modelo final do reservatório é usado na etapa seguinte de construção do modelo de saturação.

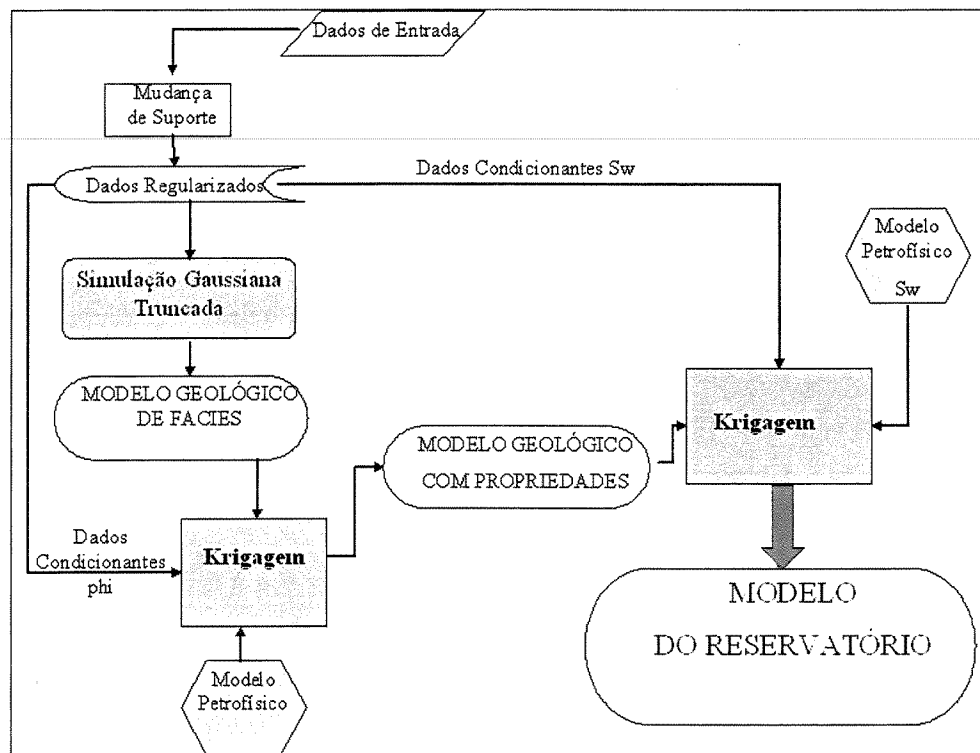


Figura 1.1 – Fluxograma das etapas de trabalho adotadas

O Capítulo 5 se refere à construção do modelo de saturação do reservatório, onde se incorpora a variável saturação. A saturação, como variável dinâmica, é descrita e discutida em termos da natureza do dado e da representatividade dos valores adquiridos. Também são mostrados os resultados do tratamento de 20 imagens obtidas por simulação estocástica.

O Capítulo 6 se dedica às conclusões obtidas no desenvolvimento deste trabalho e sugestões para a modelagem de outros campos maduros. Serão também apresentados os problemas encontrados nas diferentes etapas de construção do modelo e apresentadas algumas sugestões para a modelagem da saturação.

Por fim, serão feitas as considerações finais e serão sugeridos alguns temas que se são relevantes para a continuidade da pesquisa na área de modelagem de saturação.

CAPÍTULO 2– REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo sumariza as informações técnicas necessárias ao desenvolvimento do trabalho. Inicialmente apresenta um resumo da geologia da Bacia e do reservatório de modo a mostrar o contexto deposicional e as características do pacote sedimentar estudado.

Após a apresentação dos aspectos geológicos relacionados ao campo, são descritas as etapas desenvolvidas na Bahia no que se refere à aquisição e tratamento dos dados, e sua formatação apropriada a este trabalho de pesquisa.

Finalmente será feita uma breve revisão das bases teóricas mais importantes da construção do modelo geológico, que já estão consagradas há bastante tempo, tais como a simulação estocástica e Krigagem. Alguns trabalhos sobre o assunto são citados e resumidos na última seção deste capítulo.

2.1 CONTEXTO GEOLÓGICO

Em mais de 70 anos de estudos geológicos e de produção de petróleo na Bahia acumulou-se uma grande quantidade de informação a respeito da geologia do Recôncavo Baiano e dos seus reservatórios de petróleo, que foram estudados em diversas escalas e sob diversos enfoques.

Aqui é apresentado um resumo da geologia, baseado nos trabalhos mais relevantes feitos na Bacia do Recôncavo, tanto em nível regional quanto local. Esses estudos mostram a complexidade da área e o grau de heterogeneidade das rochas, fator responsável pela migração

diferencial dos fluidos dentro do reservatório e pela saturação de óleo remanescente apenas em algumas regiões específicas.

2.1.1 CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

A Bacia do Recôncavo representa a mais antiga área de exploração petrolífera brasileira, com produção de óleo desde 1939, quando foram perfurados os primeiros poços com indicações de hidrocarbonetos na região com. Desde então, diversos autores têm se dedicado ao estudo dos mecanismos que levaram a geração, migração e trapeamento de hidrocarbonetos na bacia.

De maneira geral, a Bacia do Recôncavo se encontra em fase de desenvolvimento avançado, com baixo fator de recuperação e elevada produção de água. De maneira a melhorar o fator de recuperação são testados diversos métodos de recuperação suplementar, o que a caracteriza como uma área teste de tecnologias de alta qualidade.

Os trabalhos de Figueiredo *et al.* (1984) e Caixeta *et al.* (1994) foram as principais fontes de consulta para a revisão da geologia regional da Bacia.

A Figura 2.1 apresenta um mapa simplificado da localização da bacia e das principais suítes do seu embasamento e entorno. Os sedimentos estão depositados na maior parte sobre rochas granulíticas de idade arqueana e localmente encontram-se sobre rochas metamórficas do Proterozóico e mais raramente sobre sedimentos de idade permiana e carbonífera. A espessura máxima de sedimentos atinge 6000 m.

A Bacia do Recôncavo ocupa uma área de 11.500 km² na região costeira do Estado da Bahia (Figura 2.1). É definida como um aulacógeno intracratônico de direção NE, limitado pelas falhas de Salvador a leste, cujo rejeito máximo é de 5000 m, e Maragogipe a oeste, o alto de Aporá a norte e o alto de Itacaré ao sul. Esse gráben de forma assimétrica foi preenchido por sedimentos do Jurássico Superior ao Cretáceo Inferior. A coluna estratigráfica da bacia, proposta por Caixeta *et al.*, 1994 (Figura 2.2), mostra duas grandes seqüências sedimentares: a primeira, pré-rift, constituída por um espesso pacote de sedimentos aluviais depositados em clima árido, e a

segunda, depositada na fase rift, é representada por um espesso pacote de sedimentos aluviais, fluviais e lacustres.

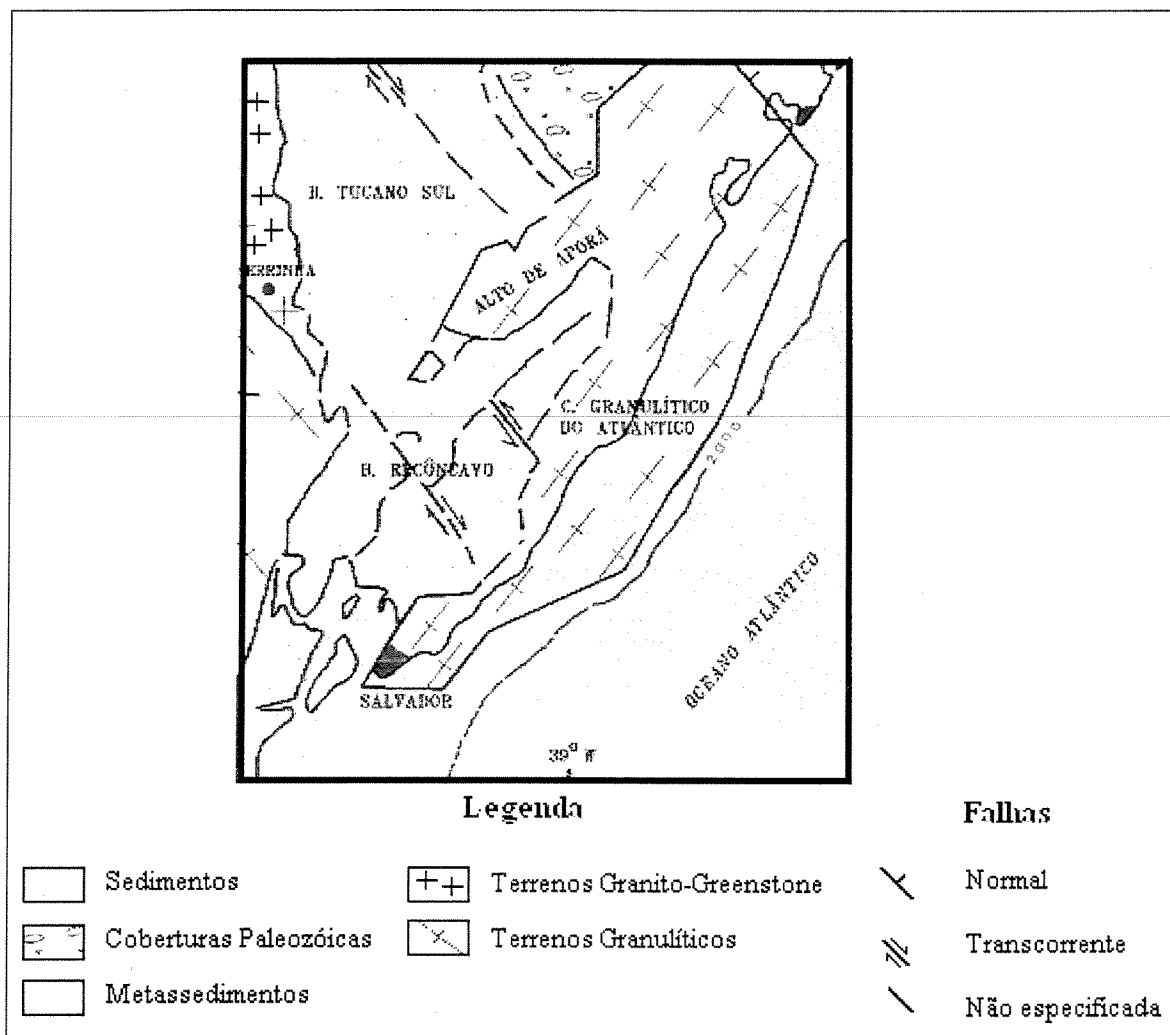


Figura 2.1 – Mapa Geológico Regional. Modificado de Braga (1998)

A **Seqüência pré-rift** é composta pelo Grupo Brotas de idade jurássica e pela porção basal do Grupo Santo Amaro. O Grupo Brotas, definido originalmente por Viana (1971) e posteriormente redefinido com a exclusão do Membro Afligidos, por Aguiar e Mato (1990), abrange as Formações Aliança e Sergi. A Fm. Aliança consiste de arcóseos finos a médios, vermelhos e marrons com estratificação cruzada, depositados em ambiente flúvio-eólico

(Membro Boipeba) e folhelhos de coloração vermelho-tijolo depositados em ambiente lacustre (Mb. Capianga). A Formação Sergi se caracteriza por um espesso pacote de arenito fino a conglomerático com estratificação cruzada acanalada e algumas intercalações de folhelho vermelho e cinza esverdeado que foi depositado em sistemas fluviais entrelaçados com retrabalhamento eólico. Sua idade é presumida como neo-jurássica.

A porção pré-rift do Grupo Santo Amaro abrange as Formações Itaparica e Água Grande. A Formação Itaparica foi depositada em ambiente lacustre e é composta por folhelhos marrom a cinza esverdeado. A Formação Água Grande se caracteriza como arenitos finos a grossos, cinza-claros a esverdeados, com a presença de estratificações cruzadas acanaladas de médio a grande porte, depositados em ambiente fluvial com retrabalhamento eólico, sugerindo uma interrupção do sistema de deposição local.

A **seqüência rift** é composta pela porção superior do Grupo Santo Amaro, Grupo Ilhas e Grupo Massacará. As formações que compõem a seção rift do Grupo Santo Amaro são a Fm. Candeias e a Fm. Maracangalha.

A Formação Candeias é composta por uma seção predominantemente argilosa depositada em ambiente lacustre com rápida subsidência e grande aporte de sedimentos.

A Formação Maracangalha é composta por um espesso pacote de folhelhos cinza-esverdeados a cinza-escuros com intercalações de lentes de arenitos depositado em ambiente lacustre com intercalações de turbiditos.

O Grupo Ilhas corresponde a uma deposição areno-argilosa que inclui as Formações Marfim e Pojuca, ambas compostas por arenitos finos a muito finos de cor acinzentada intercalados com folhelhos escuros com pequenas lentes de calcário castanho.

O Grupo Massacará é composto de arenito grosso amarelo-esverdeado com intercalações de argilas depositado por sistemas fluviais. A formação Salvador se caracteriza por conglomerados e arenitos da borda leste da Bacia e são resultados dos leques aluviais sintectônicos, marcando a atividade das falhas de borda na fase rift.

2.1.2 GEOLOGIA DO RESERVATÓRIO

O reservatório se posiciona na porção superior de uma das formações da seqüência pré-rift da Bacia do Recôncavo, que aqui será denominada de Formação Pré-rift.

A Formação Pré-rift se caracteriza como um pacote arenoso com geometria tabular, com leve acunhamento para leste, depositado em uma bacia intracratônica e platiforme durante o Neojurássico. Segundo Bruhn & De Ros (1987), seus limites se estendem para além das bordas atuais das bacias rift individualizadas durante o período Cretáceo. Este pacote sedimentar foi depositado por uma rede de canais fluviais, sob clima árido, com grande área de abrangência e durante um longo período de tempo. A Figura 2.3 mostra o mapa de espessuras da Fm. Pré-rift.

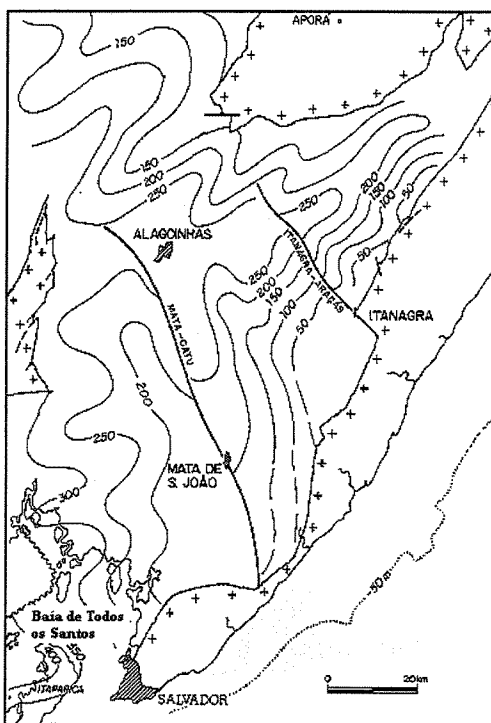


Figura 2.3 – Mapa de Espessuras da Formação Pré-rift.

Fonte Figueiredo *et al.* (1994)

Pela sua associação de fácies, Savini & Oliveira (1997), definem a Fm. Pré-rift como um pacote sedimentar depositado por um sistema de canais fluviais entrelaçados (*braided*), de baixa sinuosidade onde ocorrem as frações mais grossas. Esses canais possuem cursos extremamente

móveis, mudando de direção e se bifurcando, gerando uma rede que pode ser distinguida em diversas escalas de observação. O modelo deposicional descrito é representado na Figura 2.4 e mostra a disposição dos canais e a estruturação interna de suas camadas.

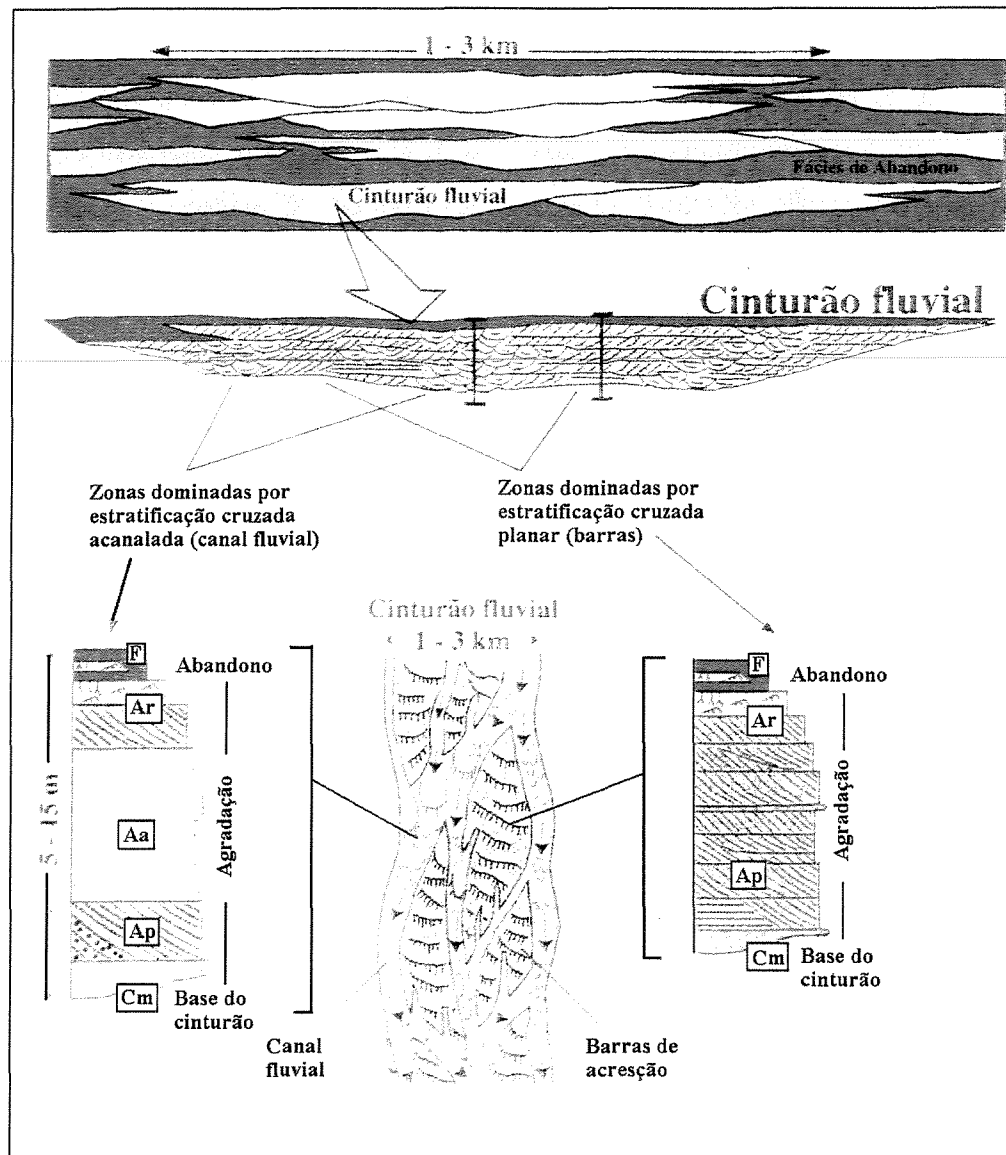


Figura 2.4 - Modelo Depositional da Formação Pré-rift. Fonte: Savini & Oliveira (1997).

Na figura acima, a escala horizontal é a mesma da escala vertical.

Segundo Bruhn & de Ros (1987), o clima árido favoreceu o contínuo retrabalhamento eólico dos depósitos, amalgamando diferentes ciclos deposicionais em um único corpo, o que colaborou para a grande continuidade lateral das areias.

No Cretáceo, ocorreu a implantação do rift e a geração do sistema de falhas associado que compartimentou a bacia em diversos blocos e a deposição de depósitos mais argilosos de ambientes lacustre e deltaico. O sistema de falhas, principalmente após a reativação tectônica ocorrida na idade Rio da Serra como descrito por Passos *et al.* (1983), colocou em contato as rochas geradoras com as rochas reservatório, promovendo as condições necessárias à acumulação de hidrocarbonetos. A seção transversal esquemática da Bacia do Recôncavo mostrada na Figura 2.5 ilustra o movimento e a acumulação de hidrocarbonetos nos reservatórios da Bacia.

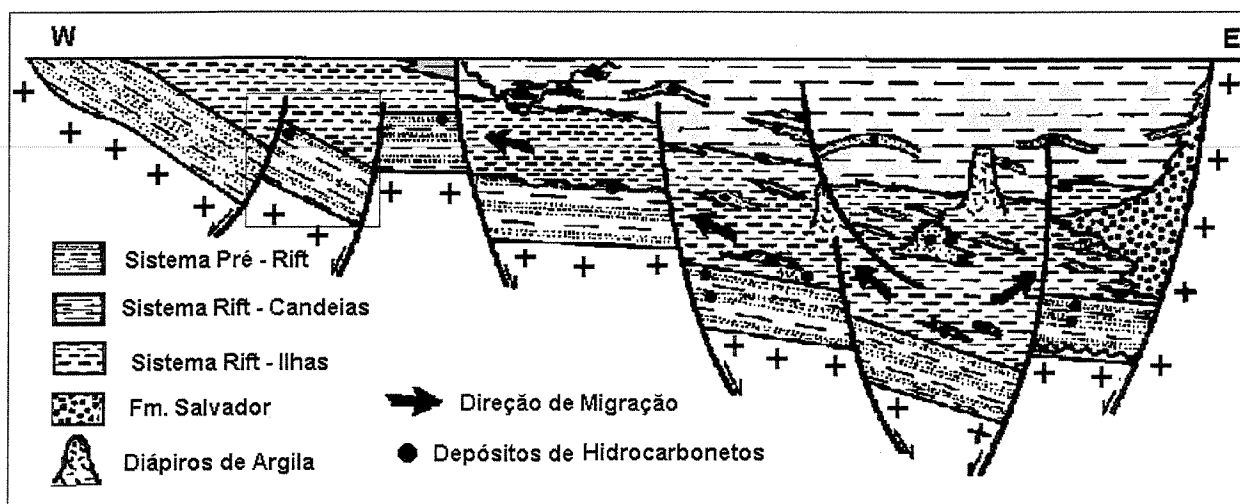


Figura 2.5 – Seção Geológica Esquemática da Bacia do Recôncavo.

Modificado de Figueiredo *et al.* 1984.

2.1.3 GEOLOGIA DA ÁREA DE ESTUDO

O Campo de petróleo estudado foi descoberto no final da década de 50 com dois poços produtores de óleo. Atualmente têm mais de 400 poços perfurados, dos quais 180 ainda em produção, 35 poços utilizados para injeção de água, 7 poços de injeção de CO₂ e os restantes abandonados. Segundo Cunha *et al.* (2001) sua produção diária no final de 2000 era de cerca de 800 m³ de óleo com BSW de 92 %.

A área estudada se posiciona na porção superior da Fm. Pré-rift, possui espessura média de 70 m e está a uma profundidade de aproximadamente 800 m. O perfil de poço mostrado na Figura 2.6 localiza a sua posição dentro da Fm. Pré-rift.

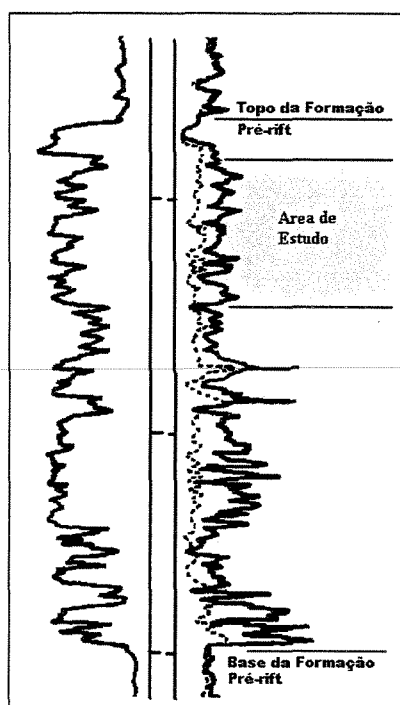


Figura 2.6 – Perfil tipo da Fm. Pré-rift com a localização da área de estudo.

Modificado de Figueiredo *et al.* (1994).

Com base no estudo de Passos *et al.* (1983), onde as litofácies foram agrupadas em intervalos denominados inferior (Distal), médio (Mediano) e superior (Proximal), Carvalho & Casanova (1994) dividiram o campo em 14 Zonas de Produção (numeradas de I a XIV do topo para a base) visando mapear o fator de heterogeneidade e facilitar o acompanhamento do reservatório. Os critérios adotados para a delimitação das zonas foram: a) similaridade litológica b) assinatura das curvas de resistividade e potencial espontâneo e c) espessuras aproximadamente constantes, como indicam Savini e Oliviera (1997).

A escolha desse intervalo deveu-se ao fato dessa zona ser a mais promissora por suas características permoporosas e a posição estratigráfica que permite que a maior parte dela se posicione acima do contato óleo-água. Além desses fatores, o topo e a base da área de estudo são

bem caracterizados por dois horizontes de paleossolos de fácil reconhecimento em perfis. O topo da Fm. Pré-rift não faz parte do estudo, pois nessa porção está sendo injetado CO₂, que interfere na leitura dos perfis de poço e impede a medição da saturação de óleo atual.

A mais recente caracterização das fácies sedimentares do Campo foi feita por Savini & Oliveira, (1997) com base em 223,3 m de testemunhos obtidos de três diferentes poços. O mapa base da área de estudo com os limites estruturais e a localização dos poços testemunhados é mostrado na Figura 2.7. Os traços em cor laranja mostram os limites estruturais do campo formado por um complexo sistema de falhas.

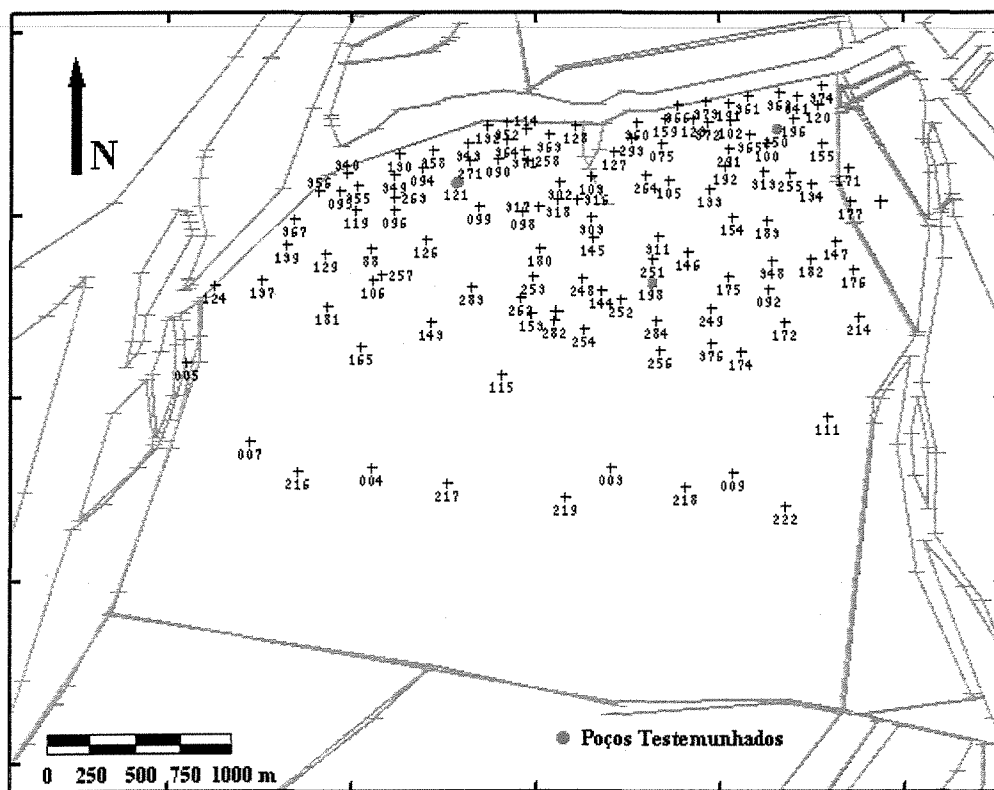


Figura 2.7 – Mapa base da área do estudo com a localização dos poços utilizados. Em verde estão destacados os poços testemunhados.

Os arenitos são a litofácies mais expressiva no Campo e representam 96 % das litofácies analisadas e quase a totalidade das rochas reservatório. Oitenta e quatro por cento dos arenitos

são descritos como subarcóseos, grossos a muito grossos com seleção regular e espaço poroso controlado pela infiltração de argilas, que representam um forte agente de heterogeneidade.

As argilas de infiltração mecânica controlam a porosidade dos arenitos, segundo as descrições feitas no trabalho de De Ros (1988), e foram classificadas como illita-esmectita por Passos *et al.* (1983). Elas se apresentam na forma de delgadas cutículas que controlam o espaço poroso da rocha, podendo preencher parcial ou completamente os poros e podem produzir porosidade secundária nos processos diagenéticos.

Os arenitos foram divididos por Savini e Oliveira (1997) em sete tipos diferentes segundo a organização interna de suas camadas:

Arenito com Estratificação Cruzada Acanalada – Aa – possui granulometria areia média a grossa, mal selecionada, apresentando ciclos decimétricos de granodecrescência ascendente (Figura 2.8a). São interpretados como representativos da deposição do interior do canal fluvial. Entre as fácies estudadas, 51 % pertencem a esta classe e possuem porosidade média 21,3 % e permeabilidade média 310 miliDarcys (mD).

Arenito com Estratificação Cruzada Planar – Ap – a granulometria é areia fina a média (Figura 2.8b). Esses arenitos são representativos da deposição de barras de acreção. Constituem 13 % das fácies identificadas e possuem porosidade média 21,9 % e permeabilidade média 317 mD.

Arenitos com Estratificação Cruzada Indistinta – Ai – Esses arenitos podem pertencer a uma das duas litofácies descritas anteriormente, pois possuem as mesmas características de granulometria, porosidade e permeabilidade. Representam 8 % das fácies descritas.

Arenitos Maciços – Am – Arenitos com granulometria areia média a grossa, representam 15 % das fácies identificadas e são resultados da liquefação dentro dos canais e nas barras fluviais que destruiu a estrutura original das camadas (Figura 2.8c). A porosidade média é 20 % e a permeabilidade média é 160 mD.

Arenito Fluidizado – Af. – Aparecem em cerca de 6% das fácies analisadas e não se caracteriza como reservatório devido à presença de matriz argilosa (Figura 2.8d).

Arenito com Laminação Cruzada Cavalgante – Ar – compõem cerca de 2% das fácies estudadas e são divididos em Laminação Cruzada Transladante – *pin-stripe* (Figura 2.8e) e Laminação Cruzada Cavalgante - *climbing ripple cross lamination* (Figura 2.8f). Os primeiros se constituem bons reservatórios pela ausência de matriz, apresentam porosidade média 22 % e permeabilidade média 322 mD.

Arenitos com Estratificação Plano Paralela – Ah – são raros dentro das fácies estudadas, ocorrendo em apenas 0,5 % das amostras. Estes arenitos, junto com os arenitos com laminação cruzada cavalgante, são interpretados como representativos de depósitos proximais na planície fluvial em decorrência do transbordamento do canal fluvial em períodos de cheia.

Conglomerados – Cm – São extremamente raros na seção estudada, ocorrendo em apenas 0,1 % das litologias analisadas. São interpretados como a base do canal fluvial e não são bons reservatórios pois o arcabouço, está sustentado por matriz areno-argilosa

As demais rochas presentes no reservatório são consideradas não reservatórios e foram divididas em finos e paleossolos.

Finos – F – Os finos são divididos em argilitos (Figura 2.8g) e siltitos. Representam cerca de 1 % das fácies identificadas e são interpretados como depósitos distais da planície fluvial.

Paleossolos – P – Estão presentes em 3% das fácies estudadas e representam épocas de seca prolongadas que permitiram a exposição do terreno e formação de solo (Figura 2.8h) podendo ser identificados restos de vegetais e estruturas atribuídas a vegetação. Os dois níveis de paleossolos no campo se localizam no topo e na base da zona de estudo.

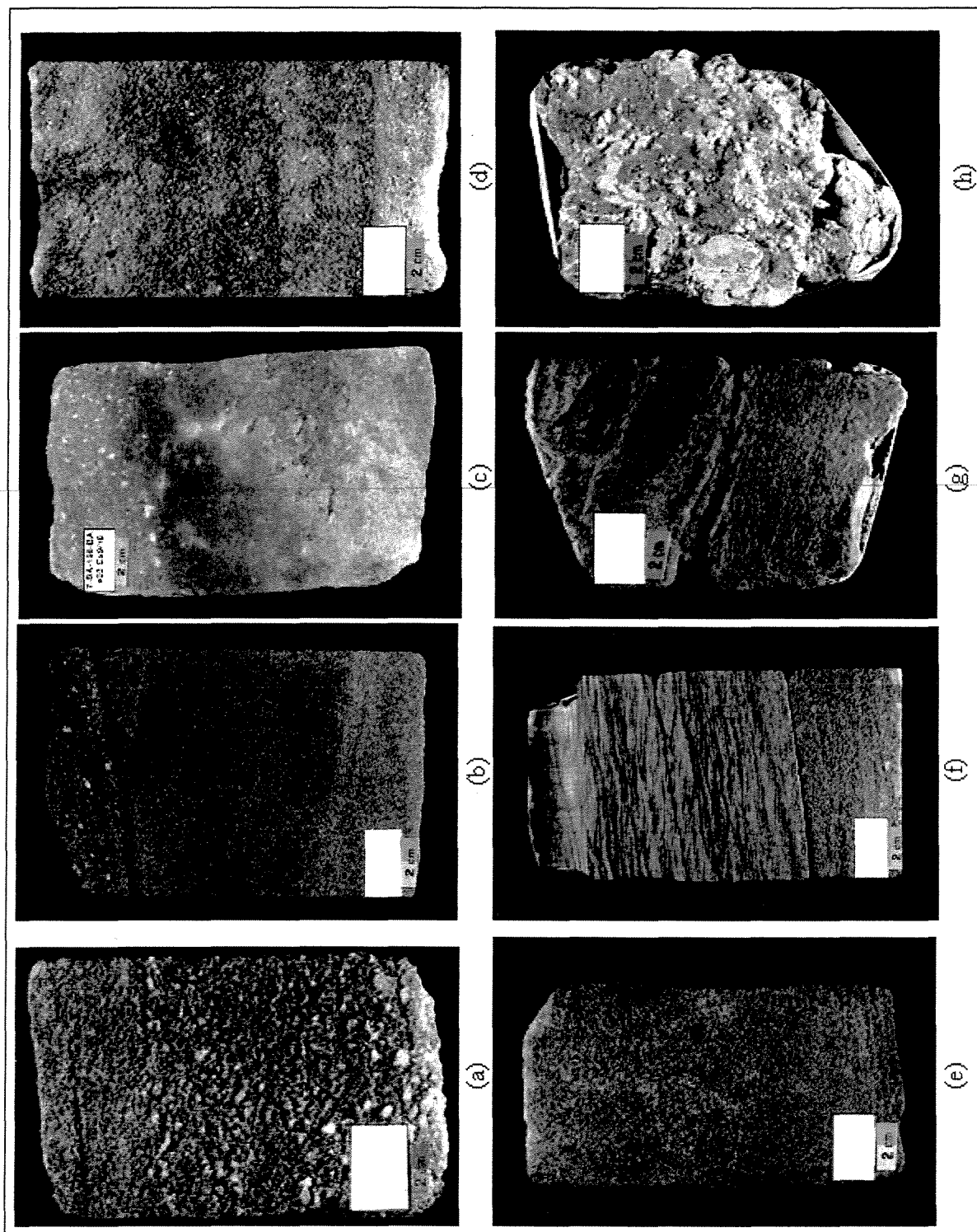


Figura 2.8 –Tipos de litologias presentes na área.

Legenda: a) Arenito com Estratificação Cruzada Acanalada. b) Arenito com Estratificação Cruzada Planar. c) Arenito Maciço. d) Arenito Fluidizado. e) Arenito com Laminação Cruzada Transladante (pin stripe). f) Arenito com Laminação Cruzada Cavalgante (climbing ripple cross lamination). g) Argilitos. h) Paleossolos.

2.2 DADOS UTILIZADOS

2.2.1 INTRODUÇÃO

Os dados utilizados para o estudo provêm do banco de dados da PETROBRAS do trabalho de Saldanha Fº, (2002, inédito) e são compostos de perfis de 136 poços interpretados e formatados para o trabalho no *software* Heresim. Desses perfis, 26 possuem dados recentes da saturação de óleo obtidos com perfis de produção de última geração a base de emissão e captura de nêutrons. Os dados de saturação referentes a esses 26 poços servirão de base para o estudo da saturação atual do Campo.

2.2.2 PERFIS DE POÇOS

Definição das Zonas Estratigráficas

A partir dos estudos sedimentológicos e petrográficos, o reservatório foi separado em Zonas de produção para minimizar o fator heterogeneidade com o agrupamento de zonas com características petrofísicas semelhantes.

Os estudos de zoneamento do reservatório começaram com o trabalho de Passos *et al.* (1983) que separou o reservatório em 3 intervalos chamados de Distal, Médio e Proximal. Outros estudos se seguiram até chegar-se ao modelo de zoneamento estratigráfico atualmente em uso no campo.

As zonas estratigráficas aqui adotadas possuem os mesmos limites das Zonas de Produção definidas no trabalho de Carvalho e Casanova (1994), sendo identificadas em perfis por marcadores dos limites das zonas. As zonas estratigráficas foram numeradas de 2 a 6, do topo para a base, seguindo a mesma numeração das zonas de produção.

Esta metodologia permite trabalhar em níveis estratigráficos, sendo todo o pacote referenciado a um único *Datum* (no caso, o topo da camada). O estudo de camadas referenciadas a um nível estratigráfico reproduz de forma mais coerente as características do pacote sedimentar à época de deposição, permitindo uma melhor correlação entre os dados dos poços amostrados.

Definição das Eletrofácies

O termo eletrofácies é utilizado conforme definido por Serra e Abbott (1980) e possibilita agrupar um conjunto de litologias que possuem assinaturas semelhantes em um conjunto de perfis elétricos.

A caracterização faciológica e petrofísica teve como base os testemunhos dos 3 poços já descritos no trabalho de Savini & Oliveira (1997) nos quais foram feitas as interpretações das litofácies e análises petrofísicas de rotina em laboratório (porosidade e permeabilidade).

A partir dos testemunhos e dos perfis desses poços foi feita a correlação rocha-perfil com base em estatística multivariada usando-se o pacote de programas SAS.

A correlação rocha-perfil, como descrita na dissertação de Souza Jr (1988), consiste na obtenção de uma relação funcional entre o conjunto de variáveis contínuas obtido em perfis e um conjunto de variáveis discretas formado pelas litofácies. A análise é feita em duas etapas; a primeira a partir dos testemunhos com a descrição da litologia, correlaciona os diferentes litotipos com os perfis de radioatividade obtidos em laboratório diretamente dos testemunhos (“coregamma”). Com os dados dos perfis, constroem-se as nuvens de correlação dos pares de variáveis possíveis de modo a definir o par de variáveis que melhor descreva as diferentes litofácies. A segunda etapa consiste no agrupamento das litofácies em um conjunto menor de eletrofácies que possuem comportamento semelhante frente aos perfis elétricos. Usando este método, foram distinguidas 3 eletrofácies: A Eletrofácies 1 representa as rochas reservatório com as melhores características permoporosas, a Eletrofácies 2, que corresponde a rochas reservatório de qualidade permoporosa média e a Eletrofácies 3, representa as rochas classificadas como não reservatório como os folhelhos e arenitos de baixa porosidade.

Nos poços não testemunhados, os dados disponíveis são os perfis. Para a definição das eletrofácies nesses poços foi aplicada a análise discriminante linear normal multivariada. Este método foi descrito nas dissertações de Souza Jr. (1988), Mato *et al* (2000) e Kronbauer (2003). O método consiste em encontrar uma relação funcional entre dois conjuntos de variáveis, um conjunto de variáveis contínuas, representado pelos perfis (porosidade, raios Gama, argilosidade,

etc.) e o outro da variável categórica, representado pelo conjunto de eletrofácies pré-estabelecido na etapa de correlação rocha-perfil. Essas três eletrofácies compõem um conjunto de variáveis categóricas que serão usadas na simulação com o algoritmo Gaussiano truncado.

Dos perfis dos poços, além dos dados de eletrofácies e dos marcos estratigráficos, são obtidos os dados de propriedades petrofísicas (porosidade efetiva - PHIE, permeabilidade - K e saturação de água atual - Sw).

Propriedades Petrofísicas

Porosidade Efetiva – A porosidade é uma das propriedades mais importantes das rochas reservatórios, pois ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. É descrita por Néri (1990) como a relação entre o volume de espaços vazios, ou ocupado por fluidos e o volume total da rocha. A porosidade é representado pela letra grega ϕ . A porosidade de uma rocha terrígena depende de diversos fatores como seleção, irregularidade e arranjo dos grãos, cimentação e conteúdo de argila.

Existem diferentes métodos para se determinar a porosidade de uma rocha, os métodos diretos, medem o volume da rocha ocupada por “vazios”, ou poros a partir de pequenas amostras de testemunhos de poços. No entanto, estes resultados são pontuais e pouco representativos no volume total do reservatório.

Outra maneira de se obter a porosidade é através dos perfis elétricos. Os perfis convencionais para o cálculo da porosidade efetiva são o sônico, baseado em ondas sonoras, e os de densidade e neutrão. Esses perfis são usados normalmente em conjunto para corrigir os efeitos do fluido que preenche a rocha e a mineralogia dos grãos que compõem a rocha (arcabouço). Quando se conhece a mineralogia, pode-se utilizar somente o perfil neutrão para a determinação da porosidade.

A porosidade obtida nos perfis sofre a influência do tipo de fluido presente na rocha e da composição da matriz, principalmente pela presença de argila. O modo como a argilosidade afeta os perfis depende da proporção de argila e de suas propriedades físicas e químicas. Para se obter

uma estimativa de qualidade, os perfis de porosidade são corrigidos para os efeitos da argilosidade e do tipo de fluido.

Permeabilidade – A permeabilidade absoluta de um meio poroso é a capacidade de fluxo de fluido em seus poros interconectados e/ou fraturas, desde que o meio poroso esteja 100% preenchido por esse fluido. A permeabilidade efetiva, como referida por Néri (1990), é a capacidade do fluxo de um fluido na presença de outro. Flores (2000) indica que a permeabilidade relativa é a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta da rocha.

A permeabilidade da rocha depende do volume relativo de poros, de sua forma e de como estão conectados. Outros fatores também afetam a permeabilidade, como o diferencial de pressão, a viscosidade e o tipo de fluido presente no espaço poroso.

A complexa relação entre a porosidade e permeabilidade nas rochas reservatório, não é tema desta dissertação. Entretanto, de um modo geral, quanto mais porosa a rocha, maior é sua permeabilidade como descrito por Néri (1990). Em perfis, a permeabilidade é um dado mais qualitativo do que quantitativo. Assim, tenta-se obter uma estimativa da permeabilidade através dos valores dos perfis de porosidade, resistividade e dos valores de saturação irreduzível.

É comum a identificação de um estimador qualitativo de permeabilidade a partir de regressões múltiplas, lineares ou não, onde participam os dados dos perfis porosidade, saturação, raios Gama e perfis de densidade, como explica Scuta (1985).

No caso dos dados usados para este estudo, os valores de permeabilidade foram obtidos por regressão linear multivariada da porosidade. Para cada Zona estratigráfica e para cada eletrofácies, foi gerada uma função de regressão da porosidade para se obter os valores de permeabilidade. Embora este não seja o melhor método para se determinar a permeabilidade, é o único disponível, pois na Bacia do Recôncavo, não se dispõem de perfis mais adequados para obter medidas de permeabilidade.

Saturação: A Saturação representa a proporção de um determinado fluido que preenche o espaço poroso da formação. A Saturação pode ser saturação de água, denominada de S_w , Saturação de óleo, denominada S_o e Saturação de gás, denominada S_g . A soma de S_w , S_o e S_g é igual a 1.

As estimativas de saturação em poços abertos são feitas com base em perfis que não medem diretamente a concentração de fluidos, mas medem a concentração de elementos como Hidrogênio e Oxigênio que estão associados ao fluido presente no reservatório. Como a água está presente em grande quantidade nas argilas do reservatório, a estimativa da saturação deve ser corrigida para os valores de V_{sh} (volume de argila), que normalmente é obtido dos perfis de raios Gama (GR) que medem a concentração minerais radioativos, onde o potássio das argilas é o principal responsável pela emissão de raios gama.

Os valores de saturação foram obtidos durante o período de junho de 1999 a setembro de 2001 e estão representados por 26 perfis corridos a poço revestido com a ferramenta PSGT (Pulsed Spectral Gamma Tool).

Por ser a variável de maior interesse, suas características quanto à natureza e obtenção dos dados, além da representatividade dos valores obtidos são discutidas no Capítulo 5, que se refere à modelagem da saturação.

O mapa base da área do estudo, com a localização dos poços disponíveis e que possuem perfis de saturação obtidos com o PSGT é mostrado na Figura 2.9.

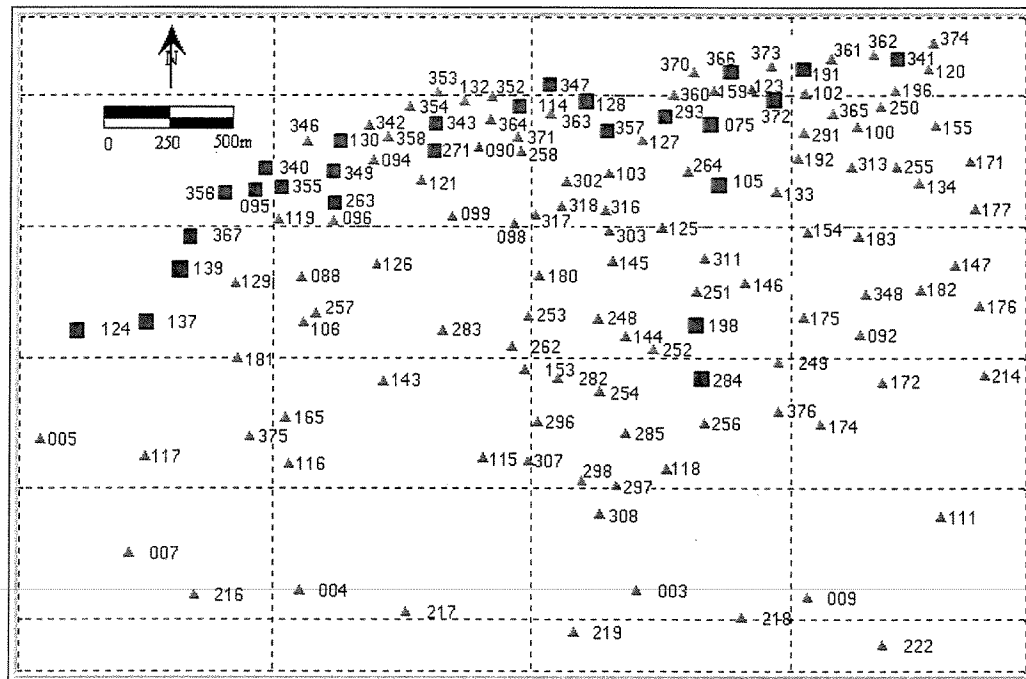


Figura 2.9 – Mapa Base com a localização dos poços perfilados com PSGT

2.3 SIMULAÇÃO COM O MÉTODO GAUSSIANO TRUNCADO

Simon (1997) traz um resumo dos conceitos teóricos do método, descrição das várias etapas da simulação e faz algumas considerações sobre as vantagens e limitações do método. Braga (1998) incorpora a não estacionaridade dos dados na direção horizontal com o condicionamento da simulação com o uso de matriz de proporção. Os principais pontos acerca dos métodos discutidos nessas dissertações estão descritos a seguir.

2.3.1 MÉTODO GAUSSIANO TRUNCADO

O algoritmo Gaussiano Truncado é usado para simular variáveis discretas ou categóricas e aplica conceitos estatísticos testados e consagrados há muito tempo. As principais publicações a respeito do assunto são as de Journal (1984), que obtêm uma variável categórica a partir de uma variável contínua com o auxílio de uma Variável Gaussiana, o trabalho de Matheron (1987) que simula uma variável categórica a partir de outra categórica, e as publicações de Ravene (1988) e Aderaldo (1994) que incorporam as Curvas de Proporção Vertical (CPV) para gerar modelos não

estacionários na direção vertical. Estes últimos levam em conta que a variabilidade dos litotipos na direção vertical é muito maior que a variabilidade na direção horizontal; assim os truncamentos são feitos para cada um dos níveis (modelo estacionário horizontal). Uma análise crítica do método é feita por Gali (1994).

O algoritmo Gaussiano truncado é composto por seis etapas principais como descreve Simon (1997). Para ajudar na compreensão do método, é usado como exemplo a abordagem de três fácies:

1 – Definição das fácies

Como exemplo, tem-se três fácies (F_1, F_2, F_3) onde p_i é a proporção da fácies i em um domínio A . A proporção de cada uma das fácies é obtida pela ocorrência da mesma no conjunto amostrado. As probabilidades de cada eletrofácies dentro domínio amostrado são dadas por:

$$prob(F_i \in A) = p_i(A) \quad i = 1, 2 \text{ e } 3 \quad \text{II-1}$$

A probabilidade de ocorrer uma determinada fácies é estimada pela proporção da fácies obtida dos dados dos poços.

2 – Construção da curva de frequência acumulada $\Pi_i(A)$ das proporções globais de cada fácies no domínio simulado A . O valor acumulado está no intervalo $[0,1]$.

O cálculo das proporções globais acumuladas obtém-se por:

$$\Pi_i(A) = \sum p_j(A) \in [0,1]; i = 1, 2, 3 \quad \text{II-2}$$

$$\Pi_0(A) = 0 < \Pi_1(A) < \Pi_2(A) \dots < \Pi_n(A) \quad \text{II-3}$$

como está representado graficamente na Figura 2.10.

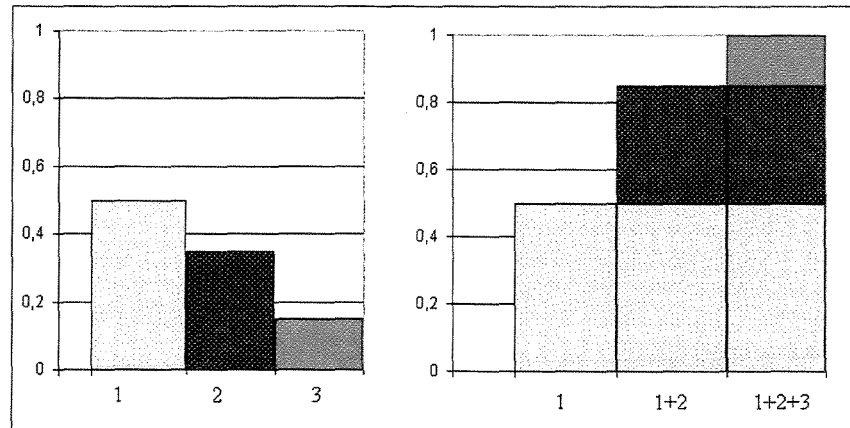


Figura 2.10 – Construção do histograma acumulado de fácies. À esquerda está representado o histograma das fácies e a direita o histograma acumulado das fácies.

3 – Determinação dos truncamentos a partir da distribuição da Variável Aleatória (VA) Gaussiana cujos valores correspondem às probabilidades acumuladas estabelecida na distribuição experimental.

$$t_i(A) = G^{-1}(\Pi_i(A)) \quad i = 1, 2 \text{ e } 3 \quad \text{II-4}$$

onde t_i são valores da distribuição da VA Gaussiana padronizada acumulada G , os quais determinam intervalos de probabilidades.

Neste caso são calculados os intervalos 1 e 2, os outros limites necessários para a construção do modelo são $t_0(A) = -\infty$ e $t_n(A) = \infty$. $G^{-1}(p)$ é a função inversa da VA Gaussiana acumulada, onde o argumento é a probabilidade acumulada. A Figura 2.11 mostra esquematicamente a construção dos truncamentos da função Gaussiana acumulada.

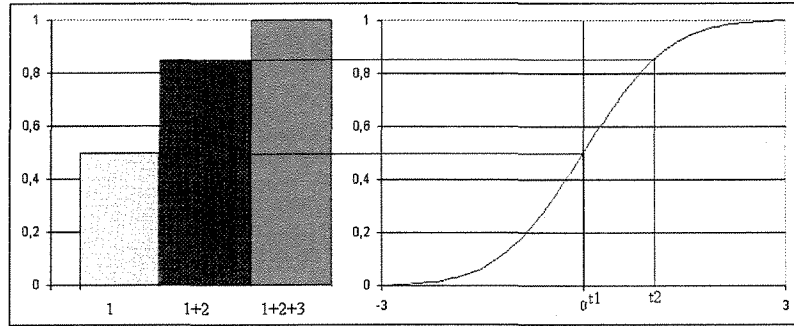


Figura 2.11.- Cálculo dos truncamentos. À esquerda está mostrado o histograma acumulado das fácies e à direita é mostrado o histograma acumulado da FA Gaussiana padrão. Os truncamentos são construídos a partir dos valores do histograma acumulado das fácies.

4 – Transformação do conjunto de amostras em uma Variável Aleatória com distribuição Gaussiana padronizada. A cada ponto amostrado de coordenada \mathbf{x} , corresponderá a um valor de $y(\mathbf{x})$, e o conjunto gera uma Variável Y chamada de pseudo Gaussiana.

$$F(\mathbf{x}) \Rightarrow y(\mathbf{x}), \quad \forall \mathbf{x} \in A \quad \text{II-5}$$

onde $F(\mathbf{x})$: Variável categórica índice i

(\mathbf{x}) : Vetor de posição (x, y, z)

$y(\mathbf{x})$: Valor da V.A. Gaussiana correspondente à amostra $F(\mathbf{x})$.

4.a – Determinação do intervalo $(t_{i-1}, t_i]$ para cada fácies.

Na etapa 3, os truncamentos definidos pela equação II-4, limitam os intervalos de atribuição de valores da pseudo Gaussiana, segundo a equação II-6.

$$F_i(\mathbf{x}) \Rightarrow y(\mathbf{x}), \quad t_{i-1} < y(\mathbf{x}) \leq t_i \quad \text{II-6}$$

Neste exemplo, as fácies 1, de cor amarela, terão valores aleatórios dentro do intervalo $t_0 = -\infty$ e t_1 , as fácies 2 de cor marrom, terão valores entre t_1 e t_2 e as fácies 3, verde, terão valores entre t_2 e $t_3 = +\infty$.

4.b – distribuição dos valores de $y(x)$ no intervalo $(t_{i-1}, t_i]$.

Essa operação consiste em transformar o conjunto das fácies amostradas contidas em cada intervalo $(t_{i-1}, t_i]$, em valores de $y(x)$ correspondentes. A operação teoricamente deve ser feita de forma coerente, mantendo correspondência entre a estruturação da nova variável transformada e a estruturação da variável original. Isso seria conseguido se fosse mantida a covariância espacial das amostras. A Figura 2.12 mostra a transformação das fácies em uma variável pseudo Gaussiana. Cada ponto amostrado é transportado para a nova distribuição $y(x)$ ocupando um lugar no espaço. Esta operação é bijetora dentro do intervalo definido e assim permite o retorno da distribuição contínua ao conjunto das fácies.

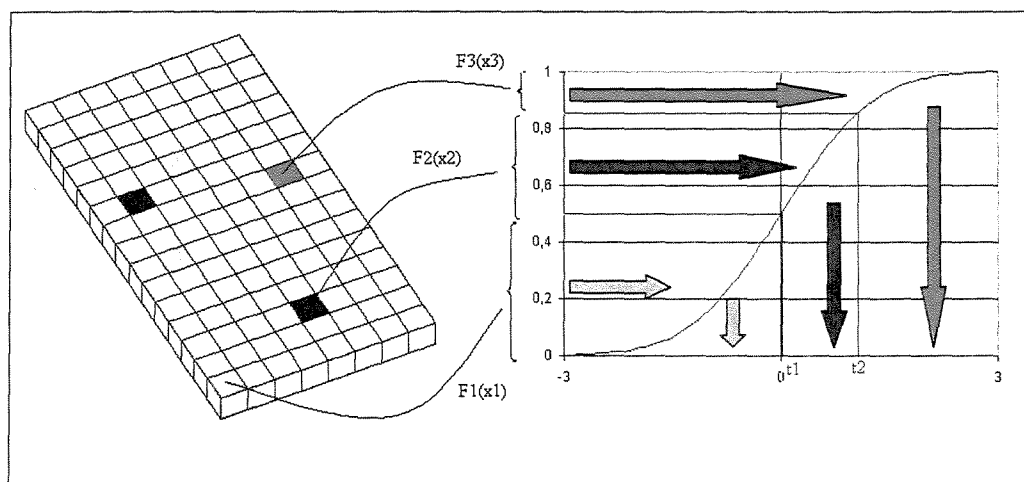


Figura 2.12 - Transformação das fácies em variável pseudo Gaussiana para um nível estratigráfico.

5 – Simulação condicional da variável contínua Y .

A simulação da VA Gaussiana e contínua y_s deve obedecer ao variograma das fácies e é feita pela forma tradicional de simulação de variáveis contínuas.

6 – Retorno às fácies: através de truncamento da variável contínua simulada de forma condicional ($y_s(\mathbf{x})$) usando-se os truncamentos ($t_i(A)$) já calculados na etapa 4.

$$y_s(x) \Rightarrow F_i(x) \quad \text{tal que} \quad F_i(x) = \{t_{i-1} < y_s(x) \leq t_i\} \quad \text{II-7}$$

Os truncamentos $t_i(A)$, quando calculados em função das probabilidades globais são estacionários. Essa função é admitida quando não se esperam grandes variações espaciais nas proporções das fácies.

As proporções globais das fácies obedece:

$$p_i = \text{prob}(t_{i-1} < Y_s < t_i) = G(t_i) - G(t_{i-1}) \quad \text{II-8}$$

2.3.2 TRUNCAMENTOS POR CURVAS DE PROPORÇÃO VERTICAL:

Matheron (1987) e Ravene (1992) justificam o uso de Curvas de Proporção Vertical para condicionar a simulação usando o algoritmo Gaussiano truncado, pois a variabilidade dos litotipos nos corpos sedimentares, é muito maior na direção vertical que na direção horizontal. O uso das CPV, impõe a cada nível um conjunto de truncamentos que obedece às proporções das fácies em cada nível.

Curvas de Proporção vertical: As CPV são construídas para cada nível estratigráfico, a partir de algum nível referencial (ex: topo da camada). A partir desse *datum*, para cada intervalo,

é calculada a proporção de cada fácies, a partir dos dados de poço,. A Figura 2.13 exemplifica a construção de uma CPV com base em quatro poços.

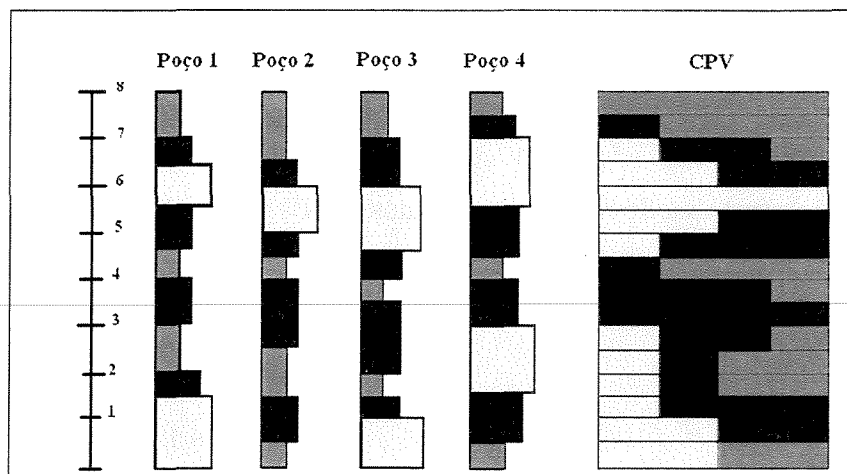


Figura 2.13 – Construção de uma CPV. Fonte: Simon. & Uzunaki, (1996)

2.3.3 TRUNCAMENTO POR MATRIZ DE PROPORÇÃO

Em situações onde a hipótese de estacionaridade na horizontal não seja adequada, visto que não leva em conta as variações das proporções das fácies no domínio horizontal, pode-se incorporar ao algoritmo condicionamento por matrizes de proporção. Este condicionamento possibilita que os truncamentos usados para a simulação não sejam paralelos. As matrizes de proporção podem ser geradas a partir de dados de poços ou com o auxílio da sísmica 3D.

A matriz de proporção é um conjunto de curvas de proporção vertical construído sobre uma malha 2D cujas células devem ser maiores que as da malha de simulação e para cada célula é calculada uma curva de proporção. Os métodos para estabelecer a curva de proporção vertical atribuída a cada célula da malha são o método das áreas e a Krigagem dos poços.

Braga (1998) exemplifica a construção dessas matrizes:

Construção das matrizes de proporção

Matriz de Proporção pelo método das áreas (MP_Área): a região estudada é dividida em áreas e para cada área determina-se uma CPV. Este tipo de condicionamento é aconselhável quando o reservatório já possui uma compartimentação natural, por exemplo os canais bem definidos.

Matriz de Proporção por Krigagem dos poços (MP_Poços): a construção se faz pela interpolação das proporções de fácies dos poços por Krigagem ordinária com vizinhança única. Como este método estima para cada nível, é aconselhável estabelecer uma média móvel com o auxílio das células superior e inferior visando minimizar eventuais erros de amarração provocados pela ocorrência de compactação localizada que pode impedir a continuidade das fácies. Este método de condicionamento fornece uma maior continuidade das fácies com mudanças laterais gradativas, podendo-se rastrear os pacotes estratigráficos. Esse método representa melhor a geologia do reservatório.

2.3.4 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DO MÉTODO GAUSSIANO TRUNCADO

É importante salientar que não existe um método que seja melhor ou pior para se estimar os valores de uma determinada variável aleatória no espaço. No entanto, existem métodos que são mais adequados a determinado tipo de variável.

No caso específico de variáveis categóricas como as eletrofácies de um reservatório, o método gaussiano truncado tem se mostrado eficiente para determinar os valores da variável no espaço 2D e 3D, reproduzindo as características espaciais da variável e mostrando feições de continuidade dos corpos geológicos e as heterogeneidades presentes.

Esse método tende a ser bom no caso em que o ordenamento das fácies já exista, pois, assim o ordenamento é mantido após a simulação. Beucher (1992) sugere que o método é indicado para depósitos sedimentares onde as fácies ocorrem ordenadas segundo algum

parâmetro. Deutsch (2002) indica que o método se adapta quando as fácies são ordenadas por um método seqüencial como o teor de argila ou porosidade. Quando esse ordenamento não é aconselhável, o algoritmo aceita a introdução de um condicionamento de CPV que vai influir na proporção global das fácies fazendo que o truncamento não seja estacionário.

Entre as qualidades do método, pode-se citar a flexibilidade do algoritmo, que permite a incorporação de informações através de condicionamentos por CPV e Matriz de Proporção e a velocidade de simulação do método, visto que a simulação é reduzida a um único espaço, que é o espaço de simulação da VA Gaussiana.

Uma das limitações do método é que ele produz um ordenamento das fácies e não permite que fácies, que no campo poderiam estar em contato, apareçam lado a lado no modelo como é exemplificado na Figura 2.14. Entretanto, esse ordenamento é representativo de modelos fluviais como o do estudo, onde não existem grandes feições erosivas e o bloco em estudo não apresenta falhas importantes no seu interior.

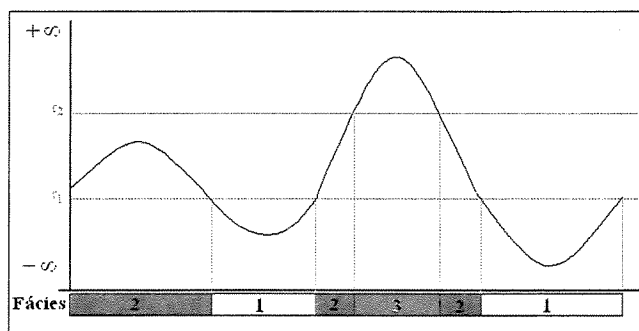


Figura 2.14.- Transformação da VA Gaussiana em fácies

Outra limitação diz respeito à covariância espacial das fácies. Uma vez que cada fácies pode ter um modelo de covariância diferente ao agruparmos várias fácies em uma única Função Aleatória Gaussiana, todas as fácies passam a ter o comportamento da VA Gaussiana simulada. No caso de canais fluviais, a fácies de canal terá um modelo que segue o canal, provavelmente

será o modelo da VA Gaussiana e, por conseguinte de todas as outras fácies. Quando se tem só duas fácies, esse problema não existe, pois o modelo de covariância de uma fácies é o mesmo que o do complemento. A partir que se aumenta o número de fácies, o problema se agrava. Esse problema pode também ser minimizado aplicando-se truncamentos não estacionários com o uso de matrizes de proporção.

CAPÍTULO 3– CONSTRUÇÃO DO MODELO GEOLÓGICO

3.1 INTRODUÇÃO

As várias etapas necessárias à construção do modelo geológico serão aqui descritas juntamente com alguns dos algoritmos testados na fase de interpolação das variáveis que compõem o modelo geológico do reservatório.

O método de trabalho descrito é aquele normalmente utilizado na indústria com o programa Heresim e foi baseado nos procedimentos descritos no relatório de Faria *et al.* (1998) para o Campo de Namorado. Algumas etapas da construção do modelo foram adaptadas para este estudo para se ajustarem aos dados disponíveis e testar novos métodos e algoritmos.

A construção de um modelo numérico geológico de qualidade deve ser precedida pelo reconhecimento das características das variáveis que irão compor o modelo. O estudo dessas variáveis é decisivo na escolha do método de inferência nas regiões entre poços, onde o grau de incerteza é muito elevado devido à exigüidade de dados.

Os dados originais derivam de interpretações de perfis de poços, com registros em profundidade amostrados a cada 20 cm. Na direção horizontal, o suporte é muito maior pois os poços possuem uma distância média entre eles de aproximadamente 100 metros, sendo que, na região norte, mais próximo à falha, a distância média é de 90 metros e, no restante do reservatório é de 120 metros.

Outro fator importante a ser ressaltado é que a amostragem tem um viés devido ao fato de serem amostradas preferencialmente as regiões mais ricas do campo, com espessuras de

reservatório maiores e valores de porosidade mais favoráveis, pois evidentemente, o objetivo da perfuração de um poço não é a qualidade da amostragem e sim o maior aproveitamento de óleo do campo. Este procedimento, conseqüentemente, faz com que a média amostral seja sempre superior à média real do campo.

3.2 ESTUDO ESTATÍSTICO DOS DADOS

Uma das etapas essenciais ao estudo estatístico dos dados é a separação das variáveis em subconjuntos mais homogêneos. Esse procedimento visa separar as diferentes populações da variável para que as características, em cada subconjunto, fiquem mais nítidas e portanto o tratamento dos dados seja mais confiável. Como a proporção de eletrofácies reservatório é diferente em cada zona estratigráfica, a simulação da variável por zonas estratigráficas fica mais bem estimada quando não há influência de outras zonas.

3.2.1 DEFINIÇÃO DAS ZONAS ESTRATIGRÁFICAS

O conjunto de dados nos perfis de poços está separado em unidades estratigráficas por marcos indicadores do topo de cada pacote sedimentar. Os marcos foram definidos para individualizar cada unidade estratigráfica e separá-las em grupos mais homogêneos, onde as características de cada pacote sedimentar podem ser mais bem estudadas e interpretadas. Esta divisão possibilita a transformação dos dados para o nível estratigráfico, podendo os dados ser referenciados ao topo ou à base da camada, conforme o caso, de forma a representar melhor as condições geológicas do reservatório à época de deposição.

A Tabela 3.1 sumariza os valores de profundidade dos marcos nos 136 poços que compõem o estudo. Pode-se observar que a profundidade dos marcos de cada zona possui uma variação expressiva enquanto as espessuras das camadas possuem pouca variação. Por se tratar de um único bloco, não havendo falhas internas significativas, esse comportamento dos marcadores reflete o alto ângulo de inclinação do pacote sedimentar. A espessura das camadas, cuja variação é pouco significativa, reflete a estrutura da sedimentação fluvial, que gera pacotes espessos e contínuos.

Tabela 3.1 – Espessura das Zonas Estratigráficas

	Profundidade do topo (m)			Espessura das Zonas (m)		
	mínima	máxima	média	mínima	máxima	média
Zona 2	296	590	438	9,2	17,6	14,3
Zona 3	308	607	452	8,0	14,0	10,4
Zona 4	324	617	463	14,0	22,0	17,6
Zona 5	338	633	480	9,0	19,0	13,5
Zona 6	354	647	495	11,8	22,4	16,9

As espessuras mais significativas correspondem aos pacotes inferiores da área de estudo, representadas pelas Zonas de produção 4, 5 e 6.

3.2.2 DISTRIBUIÇÃO DAS ELETROFÁCIES

A variável eletrofácies indica o tipo de reservatório e possui um ordenamento sequencial: a eletrofácies 1 representa o reservatório de melhor qualidade, a eletrofácies 2 o reservatório de qualidade média e a eletrofácies 3 representa as regiões de não reservatório, incluindo os arenitos de baixa porosidade ou elevado teor de argila, além dos sedimentos finos representados por argilitos, e os paleossolos. Esta variável foi gerada com base nos testemunhos disponíveis e nos perfis elétricos.

Com esse procedimento, foi gerado um total de 44.528 valores da variável nos 136 poços nas cinco zonas de produção que fazem parte do estudo. Esses valores foram calculados em um suporte de 20 cm.

O histograma das eletrofácies por zonas de produção (Figura 3.1) mostra a predominância de fácies reservatório na faixa do estudo onde apenas cinco por cento das amostras são classificadas como não reservatório. No total de 14 Zonas de produção em que o reservatório foi dividido, o conjunto das cinco zonas de produção deste estudo representa a região com as melhores características permoporosas do reservatório e com maior potencial futuro de aproveitamento.

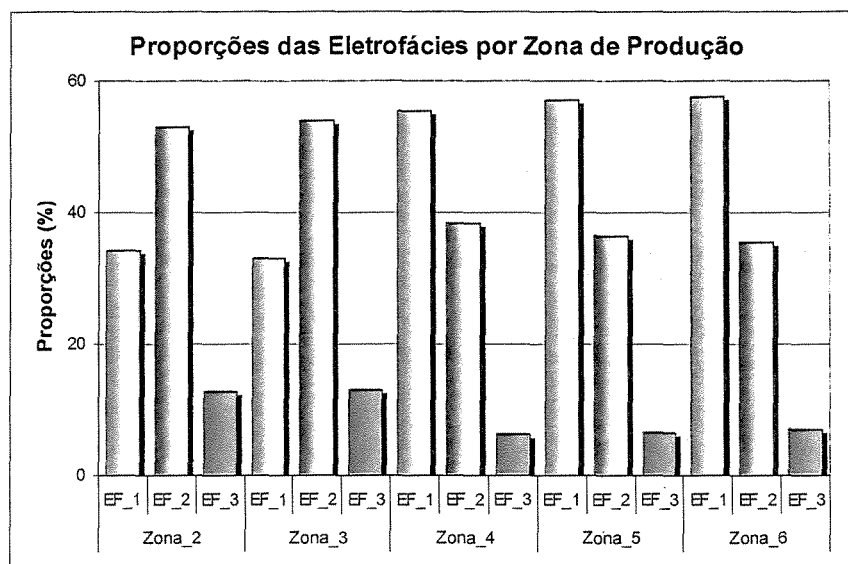


Figura 3.1 – Histograma das Eletrofácies por Zonas de Produção

A maior concentração da eletrofácies 1, que representa o reservatório de melhor qualidade, se localiza nas zonas mais inferiores. Essa distribuição da variável eletrofácies está de acordo com os resultados obtidos da análise de testemunhos descrita por Savini e Oliveira (1997) que aponta na base da região um extenso pacote de arenitos limpos e com características de bom reservatório.

3.2.3 ESTATÍSTICA DA POROSIDADE

A porosidade foi analisada separadamente em cada zona estratigráfica e dentro de cada zona com relação à variável eletrofácies.

A Tabela 3.2 mostra os principais parâmetros estatísticos da porosidade por zona de produção e por eletrofácies nos poços que fazem parte do estudo.

Os resultados obtidos mostram a forte correlação da variável porosidade com a eletrofácies. As porosidades maiores estão relacionadas à Eletrofácies 1 e nesse domínio apresentam os

menores valores de variância. Esse resultado reflete o peso da variável porosidade na construção da variável categórica eletrofácies, portanto essas duas variáveis são autocorrelativas.

Tabela 3.2 – Estatística da porosidade por zona de produção e eletrofácies

Zona	Eletrofácies	Nº amostras	ϕ mínimo	ϕ máximo	ϕ médio	Variância
2	1	5202	0	35,00	22,60	24,80
	2	749	0	26,90	13,80	40,45
	3	2272	0	25,67	2,06	33,64
3	1	3546	0	34,70	21,70	28,30
	2	375	0	24,53	14,60	38,44
	3	6231	0	23,45	2,07	34,57
4	1	4356	0	33,70	22,90	23,91
	2	508	0	26,20	15,50	35,52
	3	4470	0	24,06	3,33	49,98
5	1	3000	0	33,80	22,30	30,14
	2	382	0	26,00	15,60	43,30
	3	6017	0	23,34	3,27	53,00
6	1	3732	0	33,10	23,50	26,11
	2	698	0	29,20	14,50	43,43
	3	5202	0	27,17	2,90	47,61

A distribuição da variável porosidade segundo cada zona de produção e cada conjunto de eletrofácies; visa a melhor caracterização da variável e será utilizada na construção do modelo de porosidade do reservatório feita separadamente para os diferentes domínios de eletrofácies.

Neste trabalho, a variável permeabilidade, por ser obtida dos dados de porosidade, é autocorrelativa com a porosidade e com as eletrofácies, mantendo, portanto, o mesmo comportamento e correlação com as outras variáveis.

3.3 – DEFINIÇÃO DA ÁREA PILOTO

As zonas mais inferiores do reservatório em estudo (Zonas 4, 5 e 6) são as áreas onde se encontram as maiores espessuras, as melhores características permoporosas e os maiores volumes da eletrofácies 1 (reservatório de melhor qualidade).

Os trabalhos de modelagem do reservatório foram feitos primeiramente para a Zona 4, onde foram testados os diversos métodos de trabalho e, após o ajuste do modelo de simulação para esta zona, o processo foi replicado nas outras zonas de modo a compor o modelo final do reservatório.

A Zona 4 foi selecionada para ser a área piloto pois, por estar em uma posição estratigráfica superior, possui uma maior região acima do contato óleo/água que se situa a 525 metros de profundidade.

3.4 – MODELO GEOLÓGICO DE FÁCIES

A modelagem das heterogeneidades dos depósitos é atualmente um problema maior para a avaliação das características dos reservatórios. As distâncias entre as amostras são geralmente muito grandes para que as correlações entre os poços sejam confiáveis; o conhecimento detalhado dos perfis, descrito em escala decimétrica ou menor, não dá informações quantitativas sobre a extensão lateral dos corpos arenosos. Deste modo, somente a partir dos dados dos poços, não se pode distinguir a continuidade dos níveis reservatório, nem mesmo estimar adequadamente a proporção de areia e argila total. Desta maneira, os modelos gerados podem ser muito diferentes dependendo dos métodos de estimativa adotados para interpolar as variáveis na região entre os poços.

Os métodos de Krigagem, por serem estimadores lineares, possuem a limitação de suavizarem os valores extremos, não sendo capazes de reproduzirem adequadamente a variabilidade dos dados.

Para representar a heterogeneidade do reservatório, foi usada simulação estocástica por ser um método capaz de reproduzir a variabilidade espacial das características do reservatório e preenchê-lo com estas propriedades nas regiões onde os dados são ausentes. A simulação estocástica gera um conjunto de imagens do reservatório que honram as incertezas oriundas da amostragem e do grau de variabilidade das características das rochas do reservatório.

Para esta etapa do trabalho, foram usados os 136 poços da área em estudo, selecionado-se os dados relativos aos marcadores, que representam os limites das zonas de produção, e aqueles referentes à interpretação das eletrofácies.

Inicialmente, foi construído o modelo geológico 3D, obtido por simulação das eletrofácies pelo método Gaussiano Truncado com condicionamento pelas Curvas de Proporção Vertical e Matriz de Proporção.

Após a validação do modelo geológico, foram estimadas, por Krigagem, as características petrofísicas do reservatório (porosidade e saturação). A permeabilidade, por ter sido obtida por regressão linear da porosidade com base em dados de perfis e de laboratório, foi estimada para o reservatório também por regressão da porosidade.

Para minimizar o fator de heterogeneidade entre as zonas, o modelo geológico foi construído simulando-se separadamente cada zona de produção, como definidas por Carvalho & Casanova (1994), empilhando-se todas as zonas simuladas para obter o modelo final do reservatório.

Como as zonas são sobrepostas, o marcador referente ao topo de uma zona é usado como base da zona imediatamente acima. Para delimitar as 5 zonas estratigráficas que compõem o reservatório, os marcadores foram numerados de 2 a 7, conforme mostra a seção da Figura 3.2. É importante notar o caráter subparalelo dos marcadores, fator levado em conta para a construção das zonas estratigráficas.

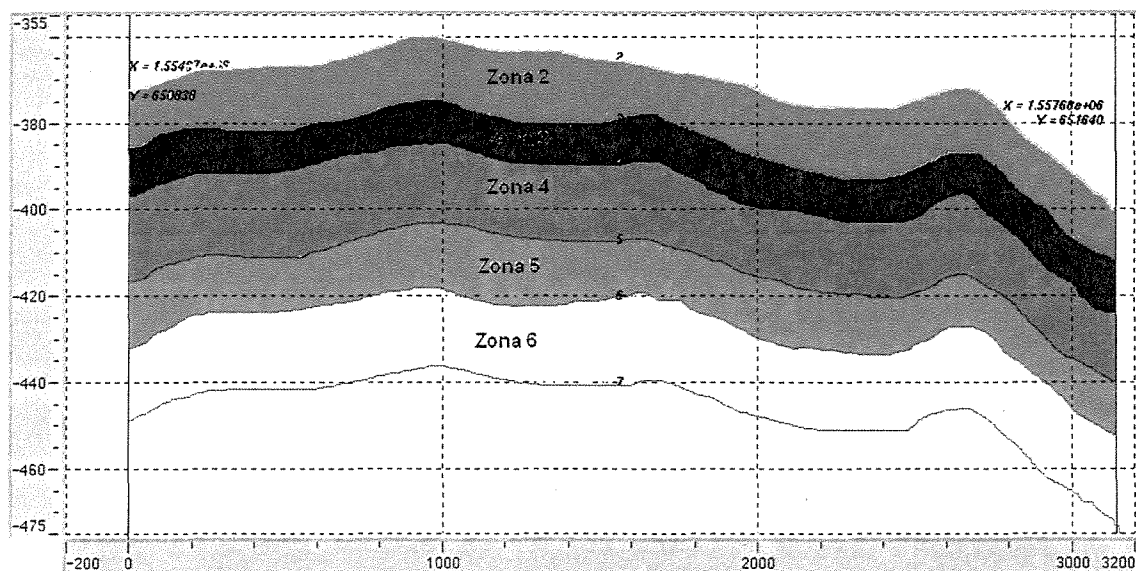


Figura 3.2 – Seção oeste-leste do zoneamento do reservatório.

- Malha de Simulação Estocástica

Para a definição do arcabouço estrutural das camadas construiu-se inicialmente uma malha de simulação estocástica. Os parâmetros da malha de simulação foram definidos levando-se em conta que no modelo sedimentar a continuidade dos depósitos (caráter estacionário) é algumas ordens de grandeza maior no plano horizontal que no vertical, como é ressaltado por Simon (1997).

Outro fator que deve ser levado em conta para a construção da malha de simulação é a distância média entre os poços. Como na área em estudo esta distância é de 100 metros, os parâmetros para as dimensões das células da malha ficaram definidos com as seguintes dimensões descritas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Parâmetros da malha de simulação estocástica

	Número de células	Dimensão das células
Direção EW	154	25 m
Direção NS	98	25 m
Direção vertical	347	1 m

Apesar de que, aparentemente, a dimensão vertical das células seja muito pequena, a escolha é suportada por trabalhos recentes na Petrobras, como o de Faria & Souza Jr, (2001) que utilizam uma malha de simulação de até 0,5 m de espessura a fim de mostrar a variabilidade dos dados na vertical. Empiricamente, este adensamento parece funcionar na determinação de barreiras de permeabilidade. Como o objetivo do trabalho é localizar o óleo residual, preso dentro dessas barreiras de permeabilidade, a malha fina na direção vertical é justificável.

- Zonas Estratigráficas

Sobre a malha de simulação, o topo e a base de cada zona de produção foram estimados por Krigagem simples usando o modelo de variograma linear e vizinhança única. Este método foi adotado por fornecer um modelo de topo compatível com o modelo geológico conceitual, visto a variável não possuir grandes variações locais, somente uma tendência devido ao basculamento do bloco.

Após a definição do topo e da base das zonas estratigráficas, os dados de poços são referenciados ao topo da camada, que passa a ser considerada horizontal. Aos dados dos poços são atribuídos novos valores da coordenada z em referência a este *datum*. Este procedimento é feito no intuito de se obter a melhor reprodução das relações espaciais na época da deposição e possibilita o estabelecimento de correlações laterais consistentes do ponto de vista geológico, o que é fundamental nas fases que abrangem o estudo variográfico, como apontam Mato *et al.* (2000).

Como o programa utilizado não permite que se gere uma máscara na malha de simulação, mas permite a importação de superfícies, os topos das zonas Krigadas foram exportados para o Isatis onde foi selecionada a área de interesse com uma máscara. As superfícies foram re-exportadas para o Heresim como os novos topos e bases das zonas. Os limites laterais são construídos verticalmente abaixo da superfície do topo.

A Figura 3.3 mostra o mapa de espessuras da Zona 4 com a máscara importada do Isatis. Neste mapa vale notar que a região central do campo possui as maiores espessuras.

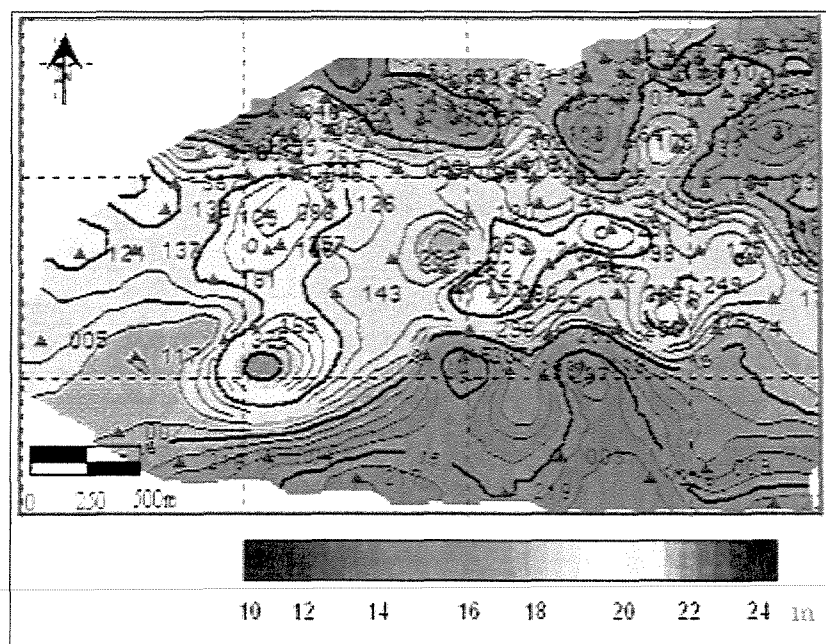


Figura 3.3 – Mapa de Espessura da Zona 4

- Mudança de Suporte

Como os dados de eletrofácies foram estimados em um suporte de 0,2 m, eles necessitam ser transportados para o suporte de 1 metro dentro da malha de simulação.

Nas células da malha de simulação que foram atravessadas por poços, é atribuída à célula a eletrofácies mais central. Esse procedimento, além de simples numericamente, permite que a variância das amostras seja mantida.

Em seguida foi feita a edição manual poço a poço para ajustar da melhor forma possível as eletrofácies. Para este ajuste foi usado o critério proposto por Braga (1998), onde se atribui a fácies mais freqüente ou de maior continuidade dentro do intervalo. A Figura 3.4 mostra um modelo de edição manual das eletrofácies em um dos poços que do projeto.

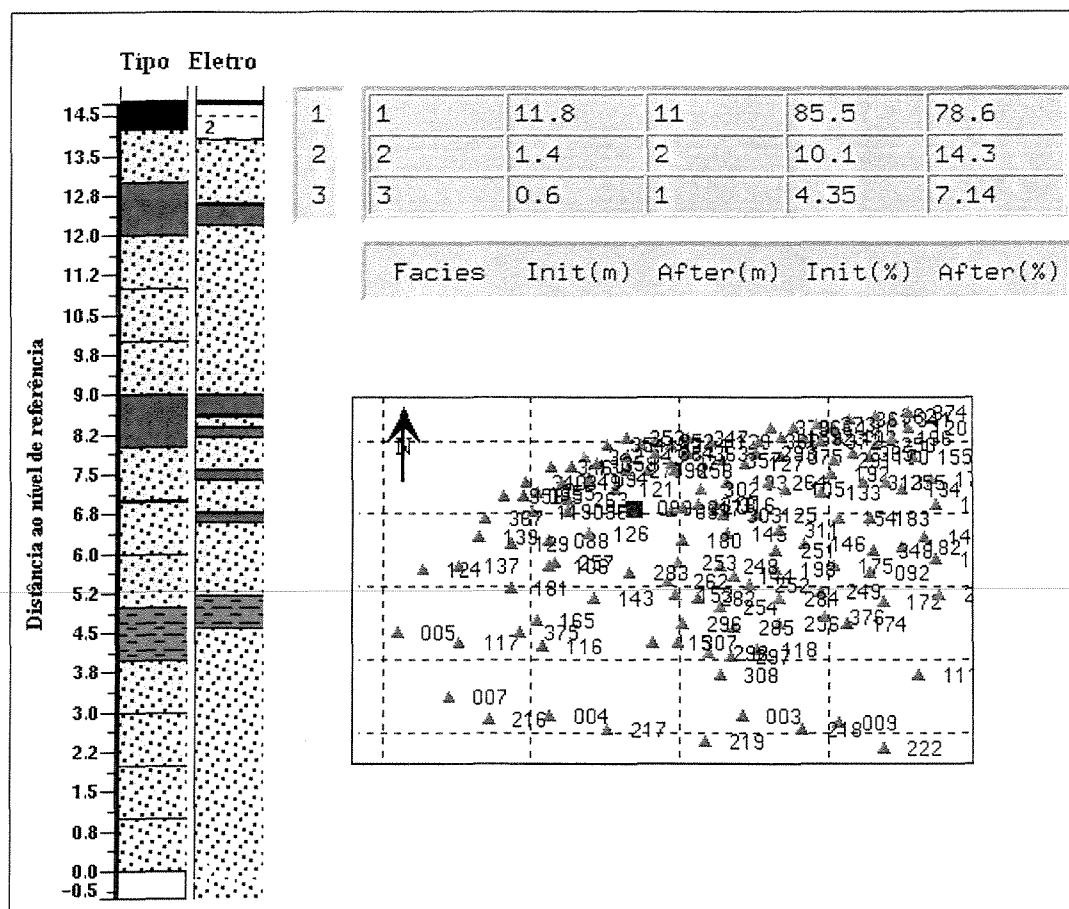


Figura 3.4 Exemplo de edição manual dos poços. Ao lado esquerdo aparece o poço no novo suporte ao lado do poço no suporte original, acima aparecem as estatísticas das proporções das fácies e abaixo a localização do poço que está sendo editado.

3.4.1 CONDICIONAMENTO DA SIMULAÇÃO

O algoritmo de simulação Gaussiano Truncado pode usar o condicionamento por curvas de proporção vertical, como é proposto por Simon (1997), ou por matrizes de proporção (Braga, 1998). Esses condicionamentos melhoram a qualidade da simulação, pois a utilização de curvas de proporção vertical como condicionamento da simulação faz com que o modelo obedeça à distribuição da variável em cada nível estratigráfico e a simulação condicionada a matrizes de proporção resulta em um modelo não estacionário na direção horizontal, o que representa melhor a variabilidade dos dados nessa direção.

- Construção de Curvas de Proporção Vertical (CPV)

Em ambientes sedimentares, especialmente os fluviais, como o estudado, a distribuição dos litotipos apresenta variações muito maiores na direção vertical do que na direção horizontal. Esse fato foi levantado por Matheron (1987) que propôs a construção de um modelo a cada nível estratigráfico, com os truncamentos da simulação condicionados à proporção da variável em cada nível estratigráfico. As proporções em cada nível são obtidas por curvas de proporção vertical das fácies.

As curvas de proporção vertical (CPV) são construídas nível a nível pelo cálculo das proporções de cada eletrofácies e representação em um diagrama de barras. As CPV mostram variabilidade das proporções nas diferentes profundidades, auxiliando a interpretação geológica, pois permite visualizar o seqüenciamento vertical dos estratos, fornece subsídios para a subdivisão do reservatório em zonas e subzonas, assim como ajuda a posicionar marcos estratigráficos como proposto por Simon & Uzumaki (1996).

As CPV podem ser representadas de duas maneiras diferentes: normalizada e não normalizada. A CPV normalizada representa as proporções das fácies normalizadas, ou seja, sempre a soma das proporções é 100%. As CPV não normalizadas, mostram o número de vezes que a fácies ocorre a cada nível, ou seja, quando o poço não atingiu determinado nível, não existe registro de fácies para o nível e a curva aparece em branco.

As CPV foram calculadas para todas as zonas de forma independente. A Figura 3.5 mostra as CPV normalizada e não normalizada da Zona 4, área piloto do trabalho.

O algoritmo utiliza a CPV normalizada, pois exige o conhecimento da proporção de cada eletrofácies em cada nível. As curvas de proporção não normalizada mostram melhor a participação das eletrofácies nos poços e no reservatório podendo representar períodos de maior ou menor deposição de sedimentos. Quando o número de poços amostrados é muito pequeno, a CPV pode gerar imagens não representativas.

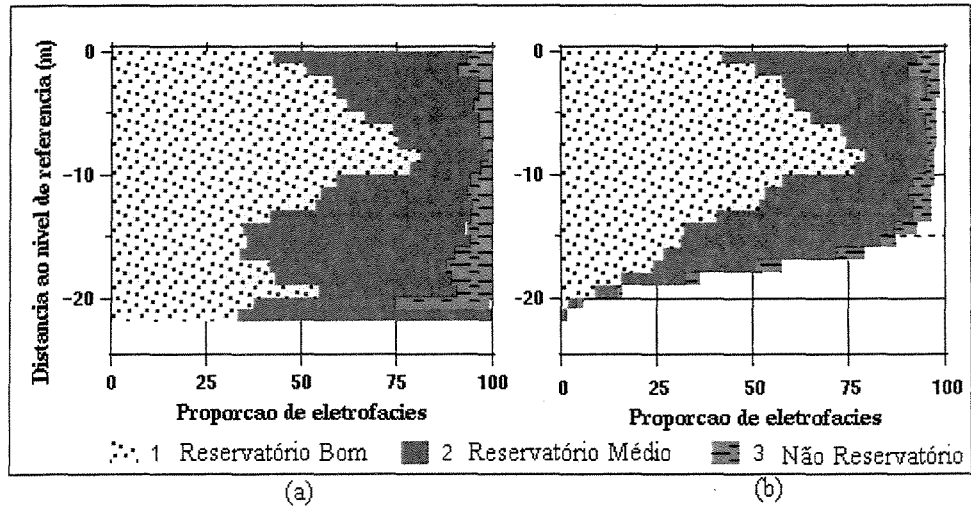


Figura 3.5 – Curva de Proporção Vertical da Zona 4. (a) normalizada, (b) não normalizada.

- Variografia das Fácies

O estudo variográfico das variáveis categóricas precede a etapa de transformação dessas, em variáveis indicatrizes, assim definidas:

$$I_{EF_1}(z) = \begin{cases} 1 & \text{se a eletrofácies 1 ocorre no ponto } z \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \text{III-1}$$

$$I_{EF_2}(z) = \begin{cases} 1 & \text{se a eletrofácies 2 ocorre no ponto } z \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \text{III-2}$$

$$I_{EF_3}(z) = \begin{cases} 1 & \text{se a eletrofácies 3 ocorre no ponto } z \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \text{III-3}$$

Sendo p_k a probabilidade de ocorrência da eletrofácies k , a variância da I_k é dada por:

$$\text{var}(I_k) = p_k * (1 - p_k) \quad \text{III-4}$$

Assim, a variância da indicatriz de uma eletrofácies é função da probabilidade de ocorrência da eletrofácies e de seu complemento, ou seja, da ocorrência das demais eletrofácies.

A variografia das eletrofácies foi feita em 2 etapas. A primeira etapa foi o cálculo dos variogramas para cada eletrofácies individualmente, esses variogramas irão auxiliar etapa seguinte de construção da Matriz de Proporção. A segunda etapa foi o cálculo dos variogramas das indicatrizes das eletrofácies.

Os variogramas foram calculados com passos de 100 metros, distância média entre os poços amostrados da área do estudo.

Variogramas para a Construção de Matrizes de Proporção

Os parâmetros dos variogramas necessários para a construção da matriz de proporção são a direção de maior continuidade (direção 1) e os alcances dos variogramas horizontais em duas direções, sendo a direção 2 perpendicular à direção 1.

Os variogramas foram calculados individualmente para cada eletrofácies e para cada zona estratigráfica. A Tabela 3.4 contém os parâmetros de variograma horizontais das eletrofácies calculados para cada zona estratigráfica.

Tabela 3.4 – Alcances dos variogramas das eletrofácies por zonas estratigráficas.

Zona	Eletrofácies	Dir principal	Alcance 1 (m)	Alcance 2 (m)
2	1	45°	600	300
	2	50°	600	200
	3	0°	600	300
3	1	30°	700	300
	2	40°	800	200
	3	0°	600	200
4	1	90°	700	200
	2	70°	500	150
	3	0°	400	300
5	1	0°	500	300
	2	60°	600	200
	3	0°	700	200
6	1	30°	800	200
	2	45°	1200	300
	3	60°	400	200

A Figura 3.6 mostra os variogramas horizontais das três eletrofácies que compõem a Zona 4 e que serão utilizados para a etapa seguinte de construção da Matriz de Proporção.

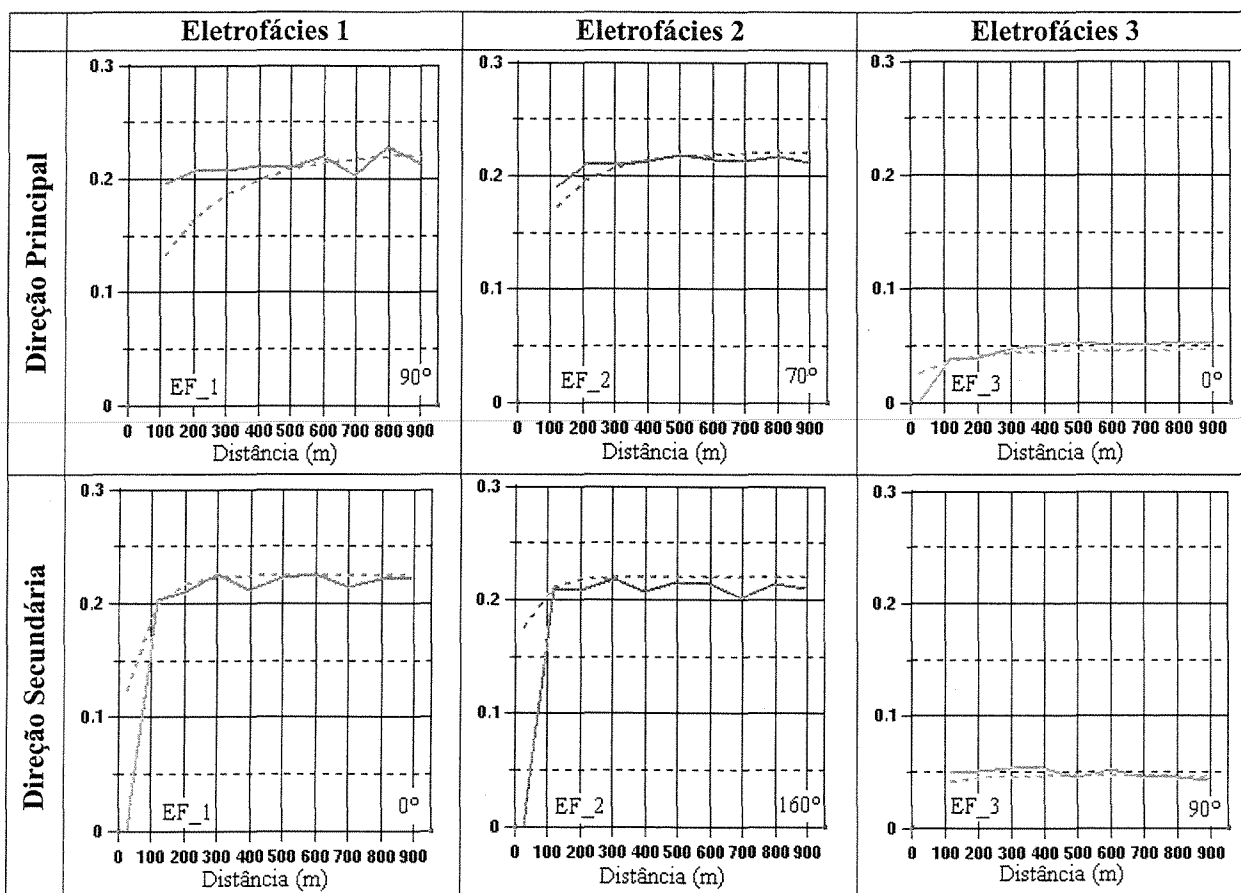


Figura 3.6 – Variogramas horizontais das eletrofácies da Zona 4. As linhas tracejadas representam os variogramas experimentais, calculados a partir dos dados, enquanto as linhas contínuas representam os variogramas ajustados para cada eletrofácies.

Variogramas para a Simulação

Na segunda etapa, são calculados os variogramas que serão usados para a etapa de Simulação Gaussiana. Como as eletrofácies são simuladas através de uma única Função Gaussiana, é necessário definir uma única função que represente melhor a variabilidade de todas as eletrofácies. A Figura 3.7 mostra os das três eletrofácies da Zona 4 nas duas direções horizontais e na direção vertical.

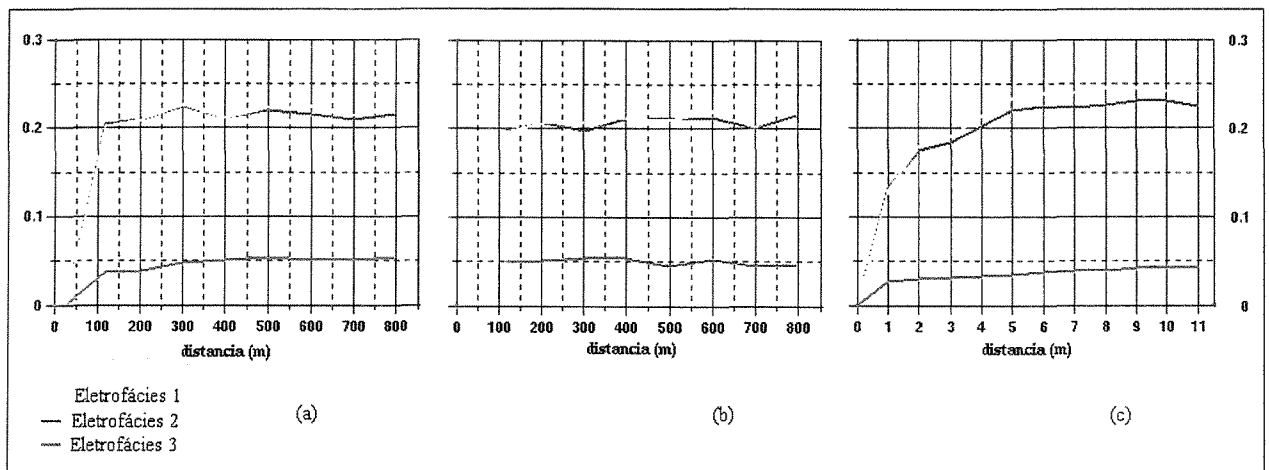


Figura 3.7 – Variogramas das eletrofácies da Zona 4. (a) direção 90° (b) direção 0° (c) direção vertical. As linhas amarelas representam os variogramas da Eletrofácies 1, as linhas marrons os variogramas da Eletrofácies 2 e a linha verde os variogramas da Eletrofácies 3.

- Construção da Matriz de Proporção

Caso a hipótese de estacionaridade na horizontal não seja adequada, pois não leva em conta a variação nas proporções das fácies no campo, pode-se incorporar ao algoritmo condicionantes como as matrizes de proporção, geradas a partir de dados de poços ou com o auxílio da sísmica 3D como aplicados por Braga (1998).

Para este estudo, dois métodos de construção de matrizes foram testados: Método das Áreas e Krigagem dos Poços.

Malha da Matriz de Proporção

A malha para a construção das matrizes de proporção foi definida com células de 100 x 100 metros. Esses parâmetros são os indicados por Simon (1997), que recomenda que a malha da matriz seja bem mais grosseira que a malha de simulação, porém que consiga representar a variabilidade dos dados. Para que toda a malha de simulação, fosse recoberta pela malha da matriz, foram necessárias 39 células na direção EW e 25 na direção NS.

Método das Áreas

Este é o método mais simples de construção de matrizes de proporção. Neste método, a área do projeto é subdividida em áreas menores e que possuam características diferentes. Para cada subárea é definida uma curva de proporção que será usada na simulação.

As áreas foram definidas com base no mapa de qualidade de Carvalho e Casanova (1994). Este mapa foi construído pela interpretação dos perfis elétricos, densidade e sônico, através da definição de fácies reservatório e sua correlação com a porosidade levando-se em conta a espessura porosa em cada poço e a espessura porosa com valores de porosidades superiores a 20%. A interpolação entre as razões de espessuras porosas nos poços da área de estudo resulta no mapa de qualidade do reservatório.

O mapa mostrado na figura 3.8 foi extraído do mapa de qualidade apresentado no trabalho de Carvalho e Casanova e, mesmo sendo uma interpolação de dados de poço como explicado anteriormente, mostra regiões de porosidades maiores, que podem ser interpretadas como regiões centrais de canais de deposição de sedimentos, onde as areias depositadas são mais limpas e as porosidades são maiores.

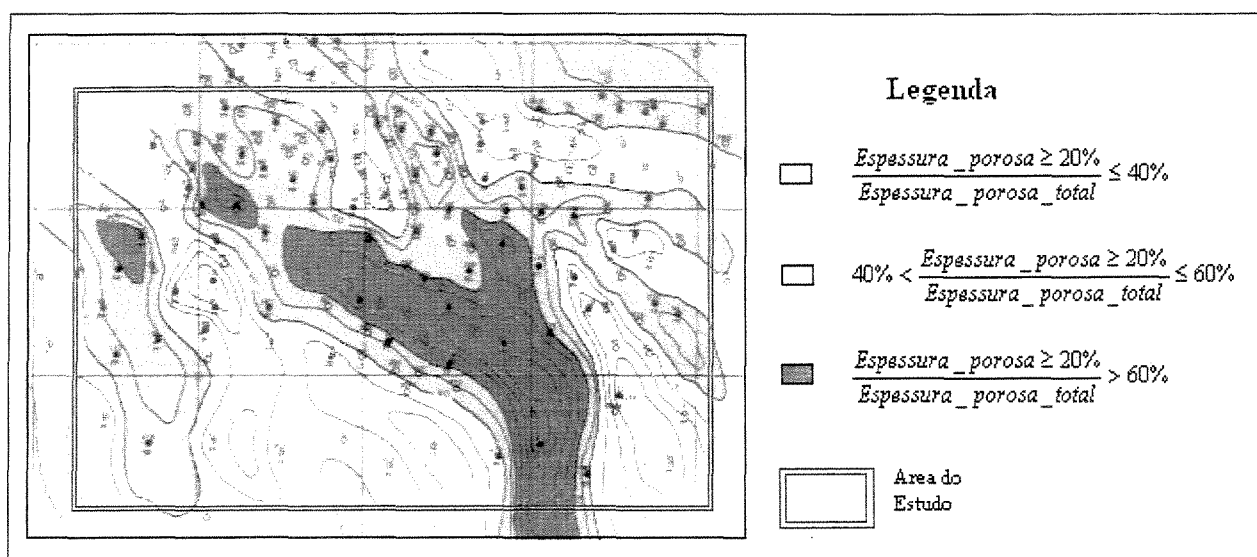


Figura 3.8 – Mapa de qualidade das Zonas de produção 2 a 6. Extraído de Carvalho & Casanova (1994).

A malha da matriz foi dividida em áreas conforme o mapa de qualidade da Figura 3.8. As curvas de proporção usadas em cada uma das áreas foram construídas com base nos poços presentes em cada uma delas.

Para cada área foi selecionado o conjunto dos poços localizados nela e realizado o cálculo de curvas de proporção local. A proporção global das eletrofácies em cada área é mostrada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Proporção das eletrofácies por área da Zona 4

Eletrofácies	Área 1	Área 2	Área 3
1	50,9	57,0	63,2
2	43,3	36,7	34,4
3	5,8	6,3	2,4

Braga (1998) concluiu em seu estudo que este método de construção de matrizes de proporção é indicado quando os corpos sedimentares são bem definidos, permitindo a definição

de transições abruptas entre os diferentes ambientes sedimentares. A Figura 3.9 mostra a divisão da malha e as CPV associadas a cada área.

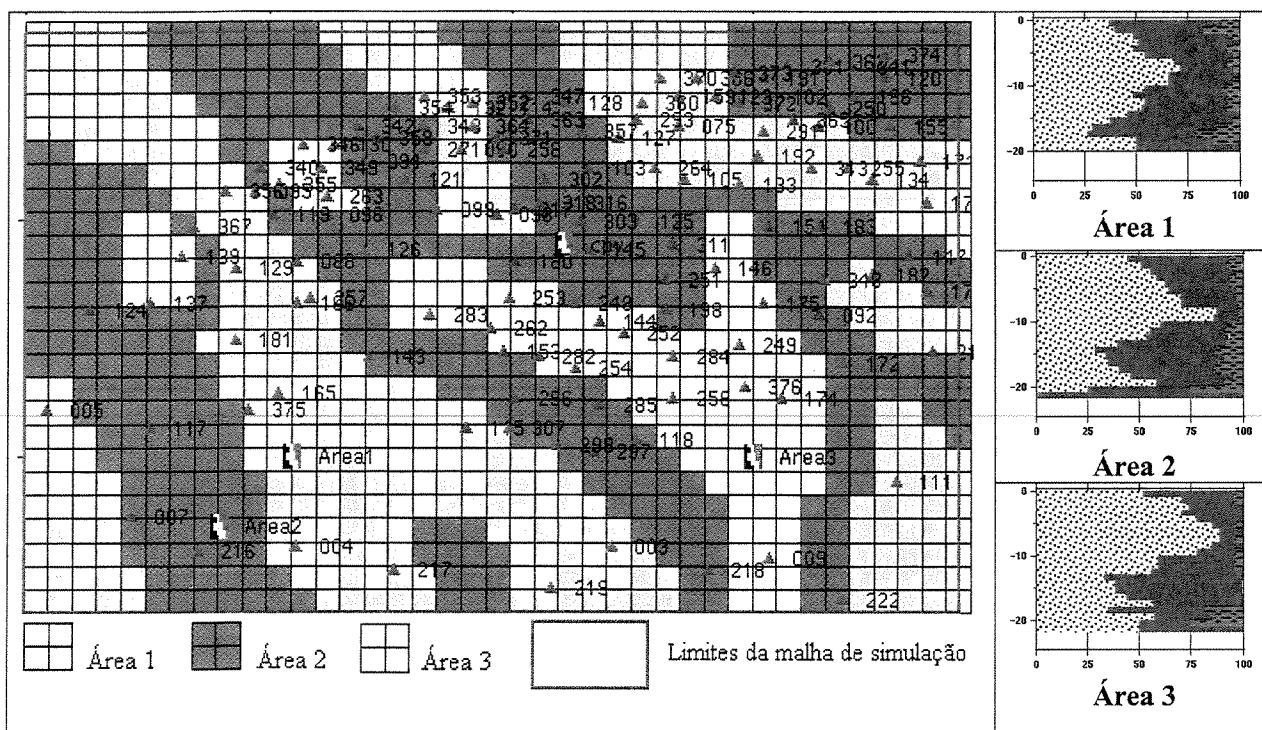


Figura 3.9 – Mapa de subdivisão das áreas e as CPV para cada área.

Método da Krigagem dos Poços

A construção de MP pelo método da Krigagem dos poços é aconselhada pela Beicip-Franlab Petroleum Consultants (1997), quando se dispõe de uma quantidade de poços representativa no campo e observa-se uma variabilidade significativa entre eles. A matriz é obtida pela interpolação das eletrofácies a cada nível. O método de interpolação utiliza a Krigagem ordinária com variogramas horizontais, calculados e mostrados na seção anterior, segundo proposto por Braga (1998). A vizinhança é definida pela janela de Krigagem, aqui foi estabelecida pela média dos alcances dos variogramas calculados. Deste modo, a janela de Krigagem ficou com dimensões de 300 X 300 metros.

A matriz de proporção obtida, e que será usada para a etapa seguinte de modelagem dos variogramas para a simulação, é mostrada na Figura 3.10.

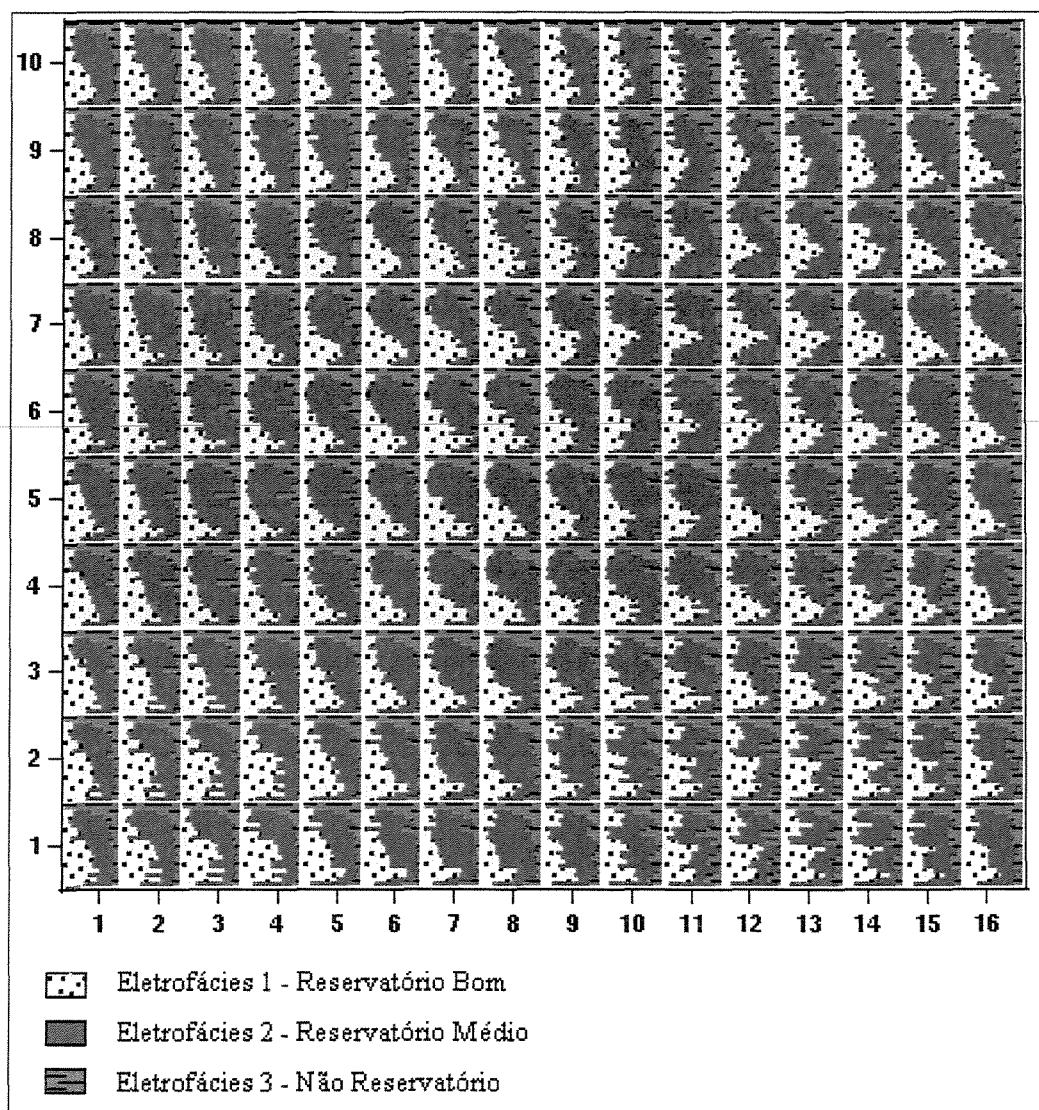


Figura 3.10 – Matriz de Proporção da Zona 4.

Modelagem dos variogramas

Os variogramas calculados na etapa anterior para cada zona estratigráfica foram ajustados com o modelo de variograma exponencial, por uma limitação do algoritmo dos softwares

disponíveis (Isatis e Heresim), que operam com o modelo de covariância fatorizada que exige um modelo de variograma exponencial. O patamar dos variogramas é definido automaticamente pela proporção das eletrofácies. A Tabela 3.6 relaciona os variogramas ajustados para as zonas que compõem o estudo. Esse ajuste tem como condicionante a matriz de proporção já calculada.

Tabela 3.6 – Alcances dos variogramas das Indicatrizes.

	Direção Principal	Alcances em metros		
		Direção 1	Direção 2	Vertical
Zona 2	45°	400	200	13
Zona 3	30°	300	200	10
Zona 4	90°	350	180	10
Zona 5	0°	400	300	9
Zona 6	30°	800	600	13

3.5 MODELO DE POROSIDADE

O modelo de porosidade foi construído com base na variável porosidade efetiva (PHIE), e novamente, obedeceu à distribuição da variável em cada zona estratigráfica e para cada conjunto de eletrofácies diferente. O algoritmo utilizado foi a Krigagem ordinária. A Krigagem foi calculada para a eletrofácies 1 (reservatório de boa qualidade) e para a eletrofácies 2 (reservatório de qualidade média) independentemente. Para a eletrofácies 3 (não reservatório) a porosidade foi definida como zero, para caracterizar melhor as regiões não reservatório e facilitar posteriormente a construção de um modelo de reservatório para a simulação de fluxo.

Como foi mostrado em etapas anteriores, as estatísticas (média e variância) das propriedades petrofísicas são muito diferentes em cada uma das eletrofácies. Desta maneira, a Krigagem da variável porosidade para cada eletrofácies, faz com que os valores presentes na vizinhança sejam mais homogêneos, e a média a ser utilizada seja a média dos valores de porosidade da eletrofácies em estudo, não sendo afetados pelos valores de porosidade muito diferentes das outras eletrofácies.

3.6 MODELO DE PERMEABILIDADE

O modelo de permeabilidade do reservatório foi construído por regressão linear da porosidade seguindo um modelo diferente para cada eletrofácies e em cada zona de produção.

Para cada zona de produção foram calculadas retas de regressão, que relacionam o logaritmo da permeabilidade com a porosidade efetiva; assim, obtêm-se conjuntos onde os valores de porosidade e permeabilidade possuem um maior grau de correlação o que permite um ajuste mais confiável da reta de regressão.

A função de regressão é dada pela equação:

$$\text{Log } K = m\phi + b$$

III-5

Onde K representa a permeabilidade medida na direção horizontal, m é a inclinação da reta e b corresponde à interseção de reta com o eixo das ordenadas. A permeabilidade para a região de eletrofácies 3 é definida como constante e igual a 0,1 mD, por ser um valor pequeno e não nulo.

As retas de regressão foram geradas usando os dados dos poços. Para a Zona 4 e eletrofácies 1, a reta foi gerada com 5723 pares de dados. A Figura 3.11 ilustra a construção dessa curva de regressão e os parâmetros obtidos.

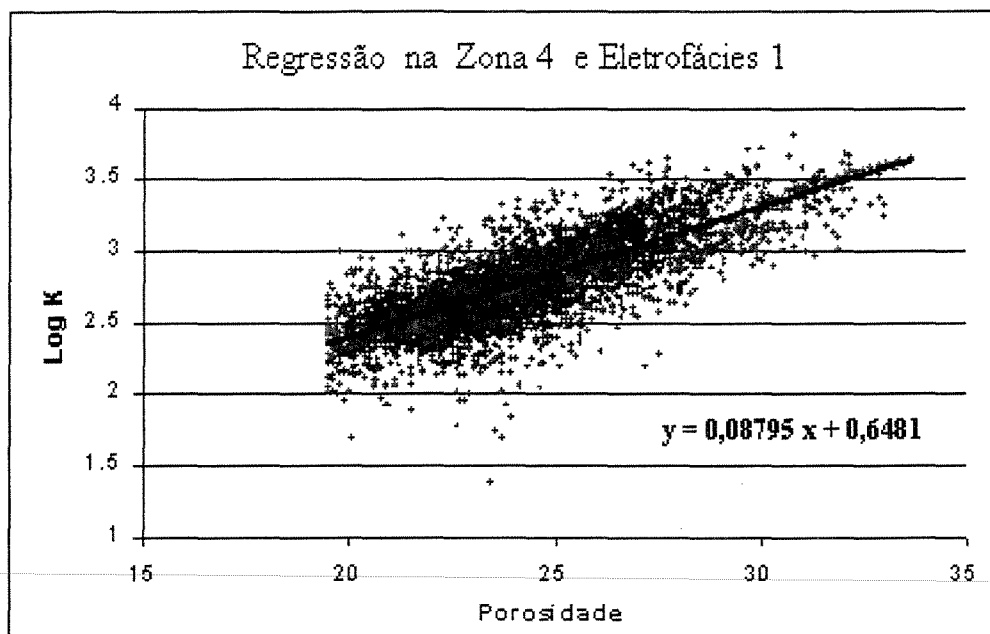


Figura 3.11 – Regressão entre porosidade e log K

Os parâmetros das curvas de regressão para as demais zonas de produção e eletrofácies encontram-se resumidos na Tabela 3.7. Esses valores foram usados para gerar o modelo 3D da permeabilidade com base no modelo já obtido para a porosidade.

Tabela 3.7 – Modelo de regressão por eletrofácies

Zona	Eletrofácies	Inclinação (m)	Interseção (b)
2	1	0.08253	0.7458
	2	0.09121	0.3607
	3	1	0
3	1	0.08026	0.7786
	2	0.08062	0.5534
	3	1	0
4	1	0.08795	0.6481
	2	0.08555	0.4973
	3	1	0
5	1	0.07771	0.8204
	2	0.07881	0.5461
	3	1	0
6	1	0.08543	0.7043
	2	0.07504	0.6178
	3	1	0

Os valores obtidos para a permeabilidade em cada ponto são utilizados para indicar a permeabilidade horizontal das rochas. A permeabilidade vertical foi obtida com a ajuda de dados de laboratório que medem em plugues a permeabilidade horizontal e vertical.

O modelo de regressão entre a permeabilidade horizontal (K_x) e vertical (K_z) para a zona 4 utilizou a seguinte equação:

$$K_z = m * K_x$$

III-6

O modelo usou dados de laboratório de 28 plugues com medidas de permeabilidade horizontal e vertical. O gráfico da Figura 3.13 mostra a reta de regressão obtida para a Zona 4 para a obtenção da permeabilidade vertical.

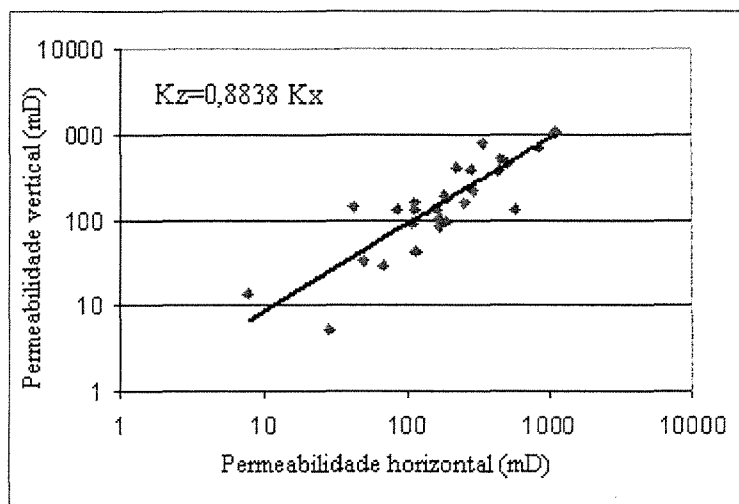


Figura 3.12 – Regressão entre permeabilidade horizontal e vertical da zona 4.

A Tabela 3.8 mostra o valor de inclinação da reta de regressão para as demais zonas que compõem o reservatório e o número de amostras utilizadas para o cálculo em cada uma das zonas.

Tabela 3.8 – Modelo de obtenção da permeabilidade vertical a partir da permeabilidade horizontal por zonas de produção.

Zona	Nº amostras	m
2	24	0,5371
3	22	0,7984
4	28	0,8838
5	19	0,5366
6	33	0,2779

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS DO MODELO GEOLÓGICO E CONTROLE DE QUALIDADE

Neste capítulo são apresentados os resultados gerados pela aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior. Para cada etapa de construção do modelo geológico, são discutidos os métodos aplicáveis e a qualidade dos modelos gerados através de uma análise qualitativa.

4.1 – MODELO GEOLÓGICO DE FÁCIES

O modelo geológico de fácies foi construído com o método Gaussiano Truncado com o uso de curvas de proporção vertical e matrizes de proporção para estabelecer os truncamentos nas diversas regiões do campo de modo a representar as não estacionaridades dos dados nas diversas direções. Os resultados das simulações podem ser validados através da comparação dos modelos gerados com os dados originais obtidos da interpretação dos poços ou por modelos teóricos de estudos anteriores.

Os três modelos de reservatório avaliados foram gerados com os seguintes parâmetros de condicionamento: 1) CPV – condicionado somente à curva de proporção vertical. Este método propõe um modelo estacionário para os dados nas direções horizontais; 2) MTX_Área – condicionado à matriz de proporção calculada pelo método das áreas, segundo o mapa de qualidade da área. Este método aceita dentro de cada região um modelo estacionário nas direções horizontais; e 3) MTX_Poços – condicionado à matriz de proporção calculada pelo método dos poços. O modelo gerado por este método é não estacionário em todas as direções.

4.1.1 PROPORÇÕES GLOBAIS

Para verificar a consistência dos dados, são inicialmente analisados os resultados obtidos nas diversas simulações quanto à proporção das fácies simuladas e comparados com as proporções de fácies obtidas nos diversos perfis (Figura 4.1).

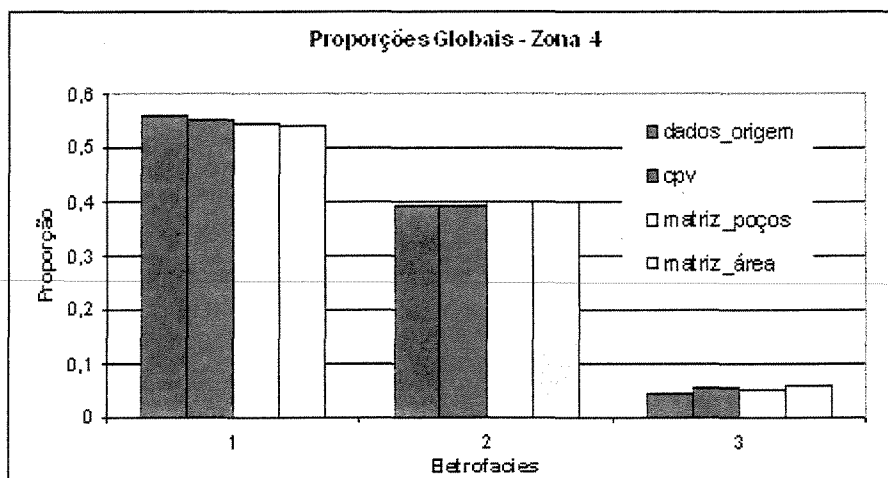


Figura 4.1 – Proporções globais da Zona 4. Em azul o histograma de fácies dos dados originais dos poços, os outros histogramas se referem ao modelos obtidos com o condicionamento por CPV em vermelho, por Matriz de proporção dos poços em amarelo e por matriz por área em verde.

As proporções globais obtidas pelos diferentes métodos não mostram diferenças significativas em relação às proporções originais das fácies. Este resultado é esperado pois o algoritmo Gaussiano truncado, usado em todas as simulações, tem como princípio a manutenção das proporções globais, como é apontado por Matheron *et al.* (1998).

4.1.2 CURVAS DE PROPORÇÃO VERTICAL

Uma maneira de verificar a qualidade do resultado de uma simulação é visualizando o resultado da curva de proporção vertical e comparando-a com a curva de proporção vertical original obtida diretamente dos poços. A Figura 4.2 mostra a curva de proporção vertical original e as curvas de proporção vertical dos modelos gerados com os três tipos de condicionamento. Entretanto, como esses resultados são produtos de uma única simulação para cada tipo de

condicionamento, a análise das proporções é pouco representativa, devido ao fato das simulações estocásticas apresentarem variações significativas entre os diversos modelos gerados.

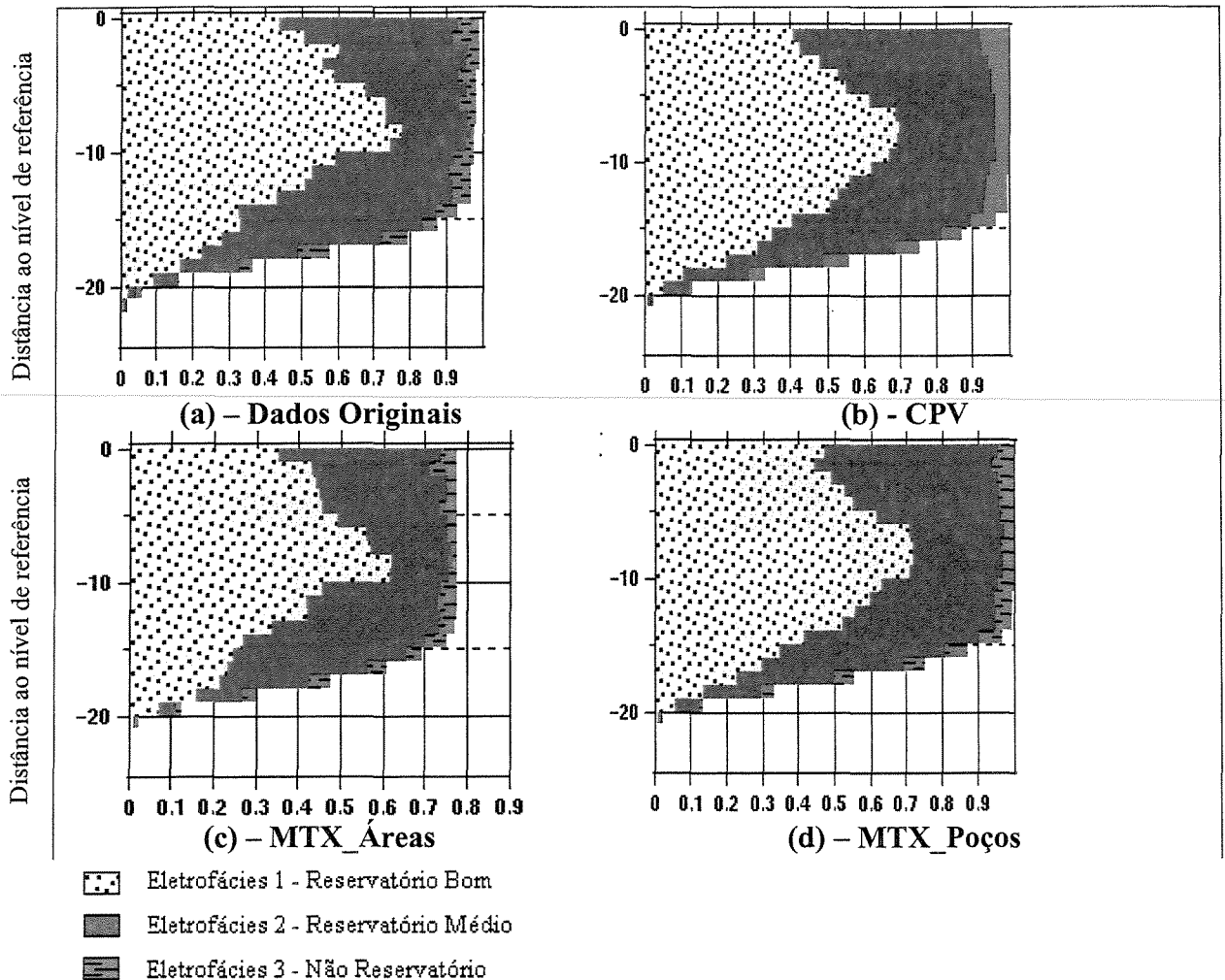


Figura 4.2 – Curva de Proporção Vertical da Zona 4: (a) Curva de proporção original, calculada dos poços, (b) Curva de proporção obtida com condicionamento da Curva de Proporção vertical, (c) Curva de proporção obtida com condicionamento da matriz de proporção gerada pelo método das áreas e (d) Curva de proporção obtida com condicionamento da matriz de proporção gerada pelo método Krigagem dos poços.

Uma estratégia de comparação das proporções de fácies geradas por várias simulações com a proporção de fácies obtida nos poços é a aplicação de um intervalo de confiança que define a

amplitude máxima do erro cometido em cada estimativa baseado na distribuição de dados amostrais e na tolerância permitida.

Intervalo de Confiança da Curva de Proporção Vertical

Em estatística clássica, o intervalo de confiança γ para a estimativa de uma proporção é definido pela seguinte equação:

$$IC(\gamma) = p^* \pm z_\gamma \cdot \sqrt{\frac{p^*(1-p^*)}{n}} \quad \text{IV-1}$$

Simon & Uzumaky (1996), baseados no trabalho de Cochran (1965), adaptaram a equação para o estudo de curvas de proporção vertical e propuseram a equação seguinte:

$$IC(\gamma) = p_i^* \pm z_\gamma \cdot \sqrt{\frac{p_i^*(1-p_i^*)}{n-1}} + \frac{1}{2n} \quad \text{IV-2}$$

Onde:

z_γ = Confiança de γ para o intervalo. Erro aceitável de $(1-\gamma)$

$p_{(i)}^*$ = Proporção da fácies i

n = número de poços

$1/2n$ = Fator de correção.

A construção do intervalo de confiança assumiu um erro de 5%, que corresponde a um intervalo de 95% de confiança. O erro aceitável de 5% foi escolhido por ser um valor pequeno e usualmente adotado em estudos estatísticos de intervalo de confiança e controle de qualidade.

O valor de $z_\gamma = 1,96$ representa 95% da distribuição normal padrão. O número de amostras n varia com a profundidade pois depende do número de poços que atingem determinada cota e com os quais foi calculada a proporção de cada fácies. À medida que o número de poços diminui, o cálculo da proporção fica menos confiável, e a amplitude do intervalo de confiança aumenta.

A comparação entre as curvas de proporção obtidas das diferentes simulações mostra que invariavelmente as proporções se mantêm dentro do intervalo de confiança de 95% estipulado.

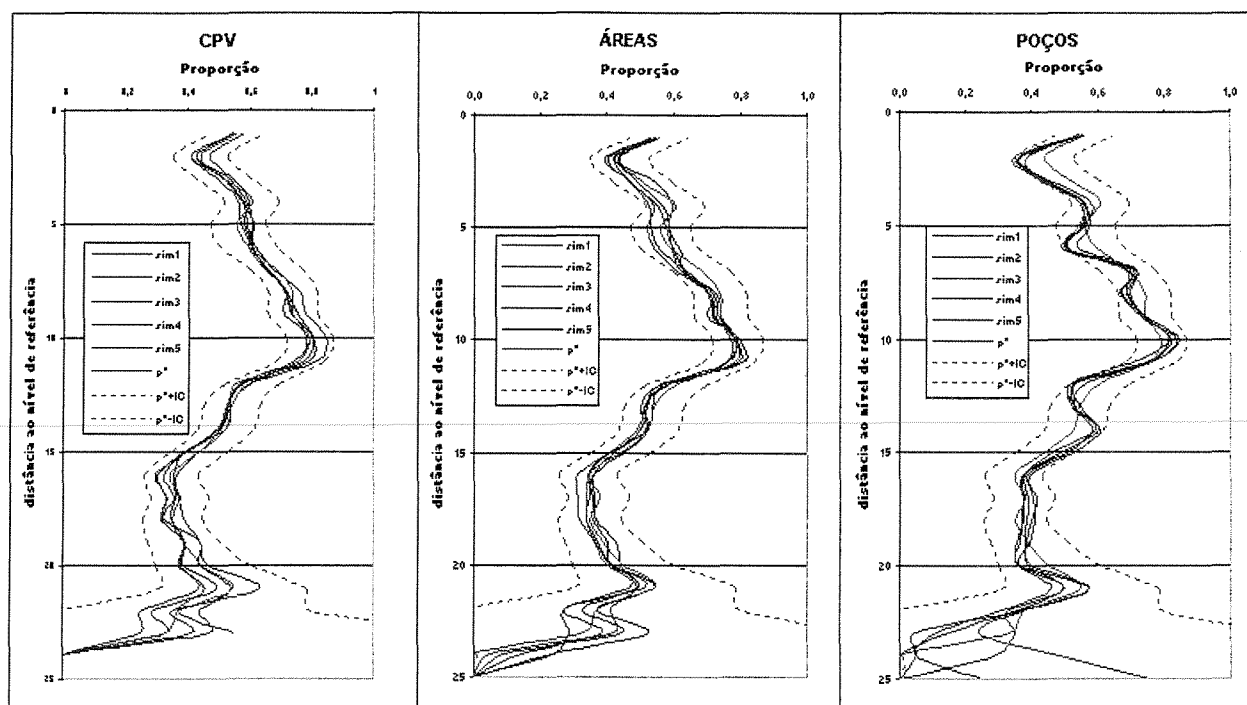


Figura 4.3 – Intervalo de Confiança para a Curva de Proporção: Intervalos de confiança para a fácies 1 (reservatório de boa qualidade). A linha azul representa a proporção estimada para a fácies. As linhas rosas indicam os limites para o intervalo de confiança de 95% e as linhas de cor marrom indicam as proporções da fácies 1 em cinco simulações. À esquerda são mostradas as simulações obtidas com condicionamento da Curva de Proporção vertical, ao centro as simulações obtidas com condicionamento da matriz de proporção gerada pelo método das áreas e à direita as simulações obtidas com condicionamento da matriz de proporção gerada pelo método Krigagem dos poços.

4.1.3 COMPORTAMENTO ESPACIAL DA VARIÁVEL

Variogramas

Para visualizar a reprodução da variabilidade espacial das amostras, de cada método utilizado foram calculados os variogramas das indicatrizes dos cinco modelos gerados para cada tipo de condicionamento da simulação.

Em todos os casos, os variogramas das indicatrizes reproduziram de forma satisfatória os modelos de variogramas usados nas simulações. O comportamento dos variogramas pode ser visto na Figura 4.4.

A partir do comportamento variográfico das indicatrizes simuladas, não foi possível estabelecer-se o melhor método de condicionamento da simulação.

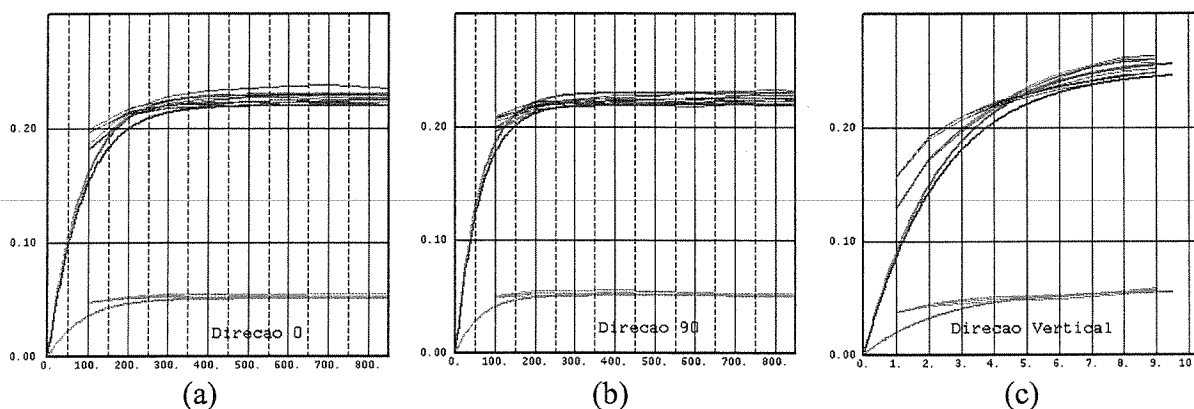


Figura 4.4 – Variogramas das Indicatrizes: As linhas mais grossas representam os modelos de variograma imposto à simulação, as linhas rosas representam os variogramas da eletrofácies 1, as linhas verdes os variogramas da eletrofácies 2 e as linhas azuis os variogramas da eletrofácies 3. (a) Direção EW, (b) Direção NS e (c) Direção vertical.

Mapas de camadas

Um estudo diferente para o comportamento espacial da variável simulada é através dos mapas, que podem ser visualizados camada a camada do reservatório. Esses mapas podem ser comparados com os mapas do reservatório. Neste caso, foi escolhida a 5ª camada contada a partir do topo da Zona 4 (*layer 5*), que corresponde a cota – 5 metros do nível estratigráfico definido.

Nesses mapas pode-se observar que o modelo de reservatório gerado, condicionado somente à curva de proporção vertical e que considera a variável estacionária nas direções horizontais, mostra-se praticamente homogêneo. Já o reservatório condicionado à matriz de proporção construída pelo método de Krigagem de poços é o que melhor representa a não estacionaridade dos dados nas direções horizontais e reproduz melhor, em todas as camadas, o

mapa de qualidade, que apresenta no centro do reservatório uma faixa de direção aproximada NW com as melhores características de reservatório (Figura 4.5)

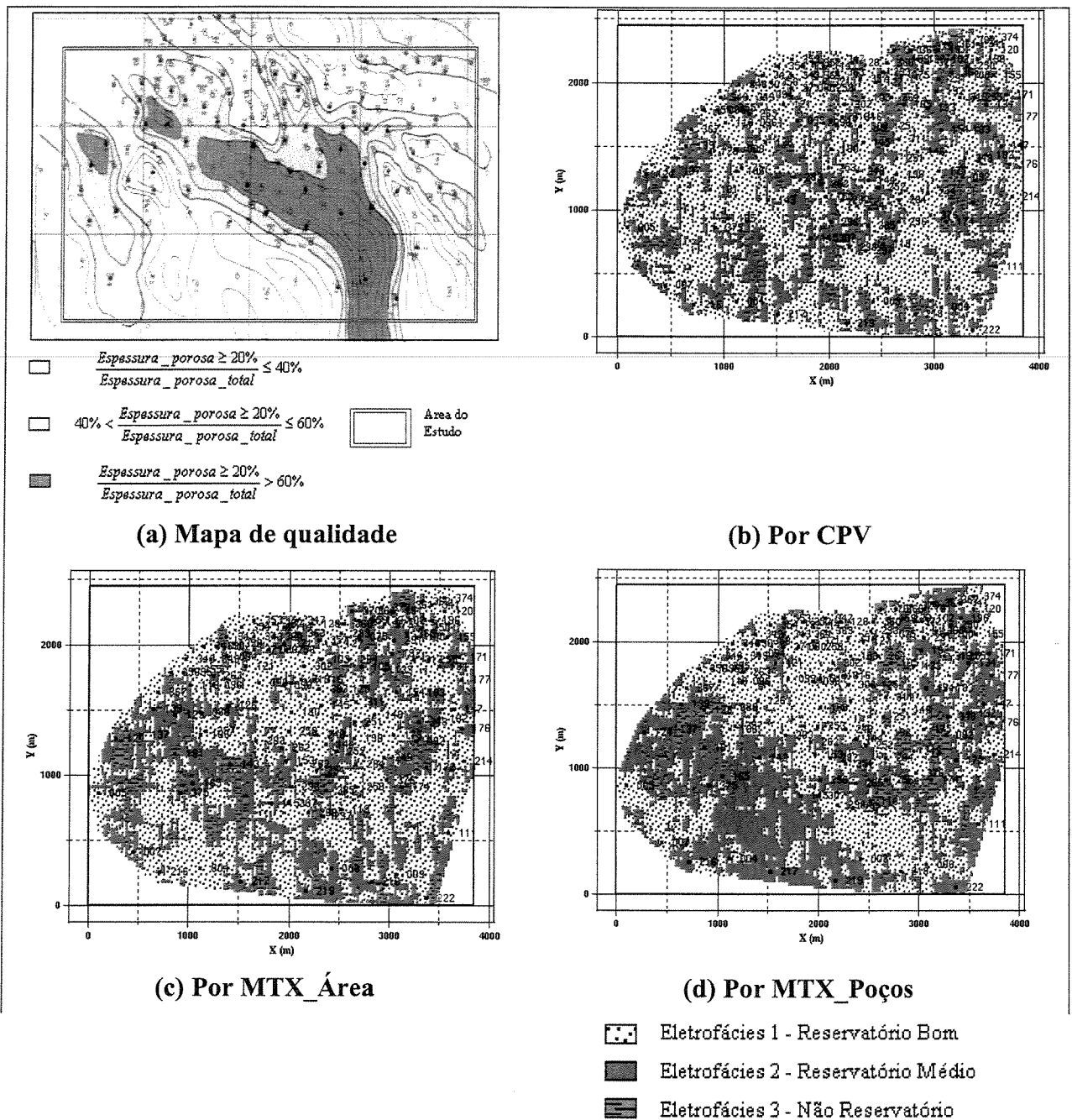


Figura 4.5 – Mapa do *layer* 5 da Zona 4: (a) Mapa de qualidade, modificado de Carvalho & Casanova (1994), (b) simulação obtida com condicionamento por Curva de Proporção vertical, (c) simulação obtida com condicionamento por Matriz de proporção construída pelo método das áreas e (d) simulação obtida com condicionamento por Matriz de proporção construída pelo método de Krigagem dos poços.

Esses mapas foram gerados e são mostrados no nível estratigráfico. Para se visualizar o reservatório no nível estrutural, representação mais adequada são as seções longitudinais do reservatório.

Seções Longitudinais

A seção longitudinal escolhida localiza-se junto à falha principal do campo e representa a região de maior espessura. A escolha da seção se baseou na concentração de poços dessa região, sendo assim a melhor amostrada.

4.1.4 MODELO FINAL DO RESERVATÓRIO

Entre os modelos de reservatório gerados pelos três diferentes métodos de condicionamento da simulação, o condicionamento por matriz de proporção gerada por Krigagem dos poços representa da melhor maneira o reservatório por reproduzir as características de variabilidade dos dados e ser coerente com o modelo teórico do reservatório.

As demais zonas de produção foram simuladas aplicando-se a mesma metodologia e os resultados foram empilhados para a construção do modelo final do reservatório. A seção longitudinal empilhada do reservatório construído está representada na Figura 4.7 e mostra a continuidade dos corpos arenosos.

O modelo numérico gerado de todo o reservatório consegue honrar a geologia da área de estudo, reproduzindo de maneira adequada a variabilidade vertical e horizontal com grande continuidade lateral dos corpos arenosos.

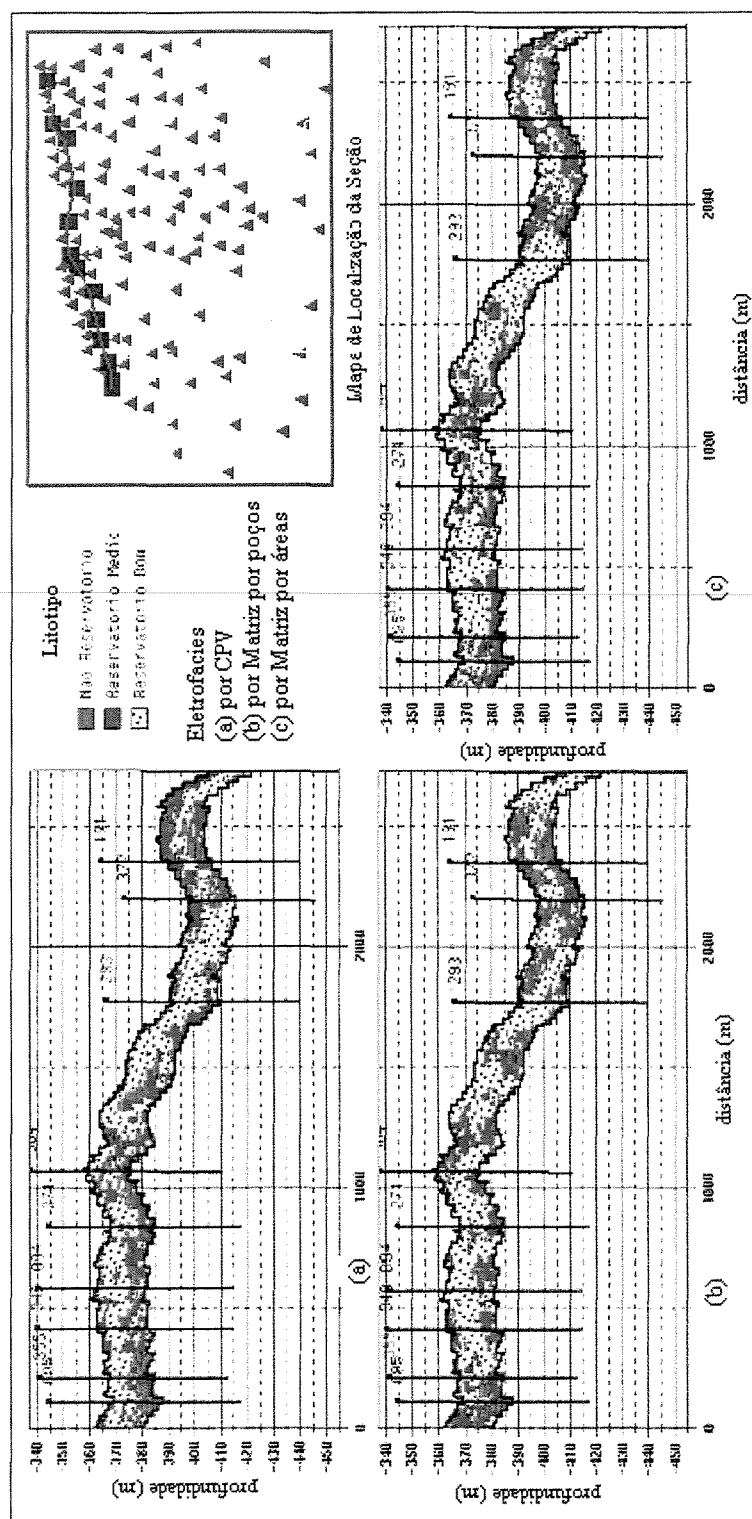


Figura 4.6 – Seções Geológicas da Zona 4.: Acima à direita o mapa de localização da Seção longitudinal, (a) a simulação obtida com condicionamento por Curva de Proporção vertical, (b) simulação obtida com condicionamento por Matriz de proporção construída pelo método das áreas e (c) a simulação obtida com condicionamento por Matriz de proporção construída pelo método de Krigagem dos poços.

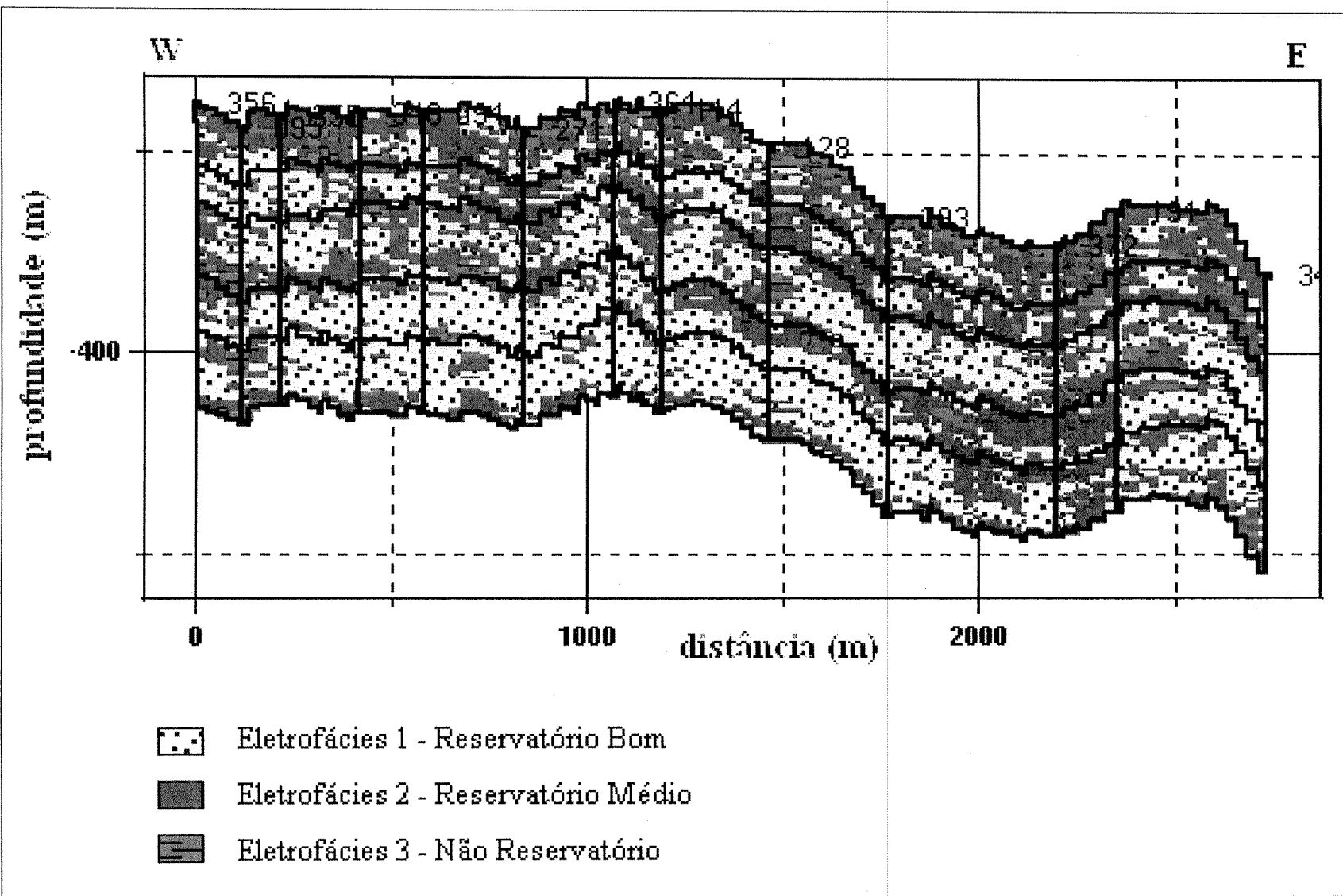


Figura 4.7 – Seção Geológica de Fácies do Reservatório.

4.2 – MODELO PETROFÍSICO DE POROSIDADE E PERMEABILIDADE

Sobre o modelo de fácies escolhido, foram testados os métodos para a construção de um modelo de porosidade do reservatório. As metodologias usuais adotam o método de Monte Carlo, que obedece a distribuição global da propriedade, ou o método por Krigagem ordinária da variável, que representa melhor a distribuição espacial da variável além de reproduzir os valores nos pontos amostrais.

Os histogramas da Figura 4.8 mostram as distribuições de porosidade geradas pelos dois métodos para as eletrofácies 1 e 2. A diferença entre os histogramas, está na distribuição das variáveis geradas, comparadas com a distribuição original dos dados. Os histogramas dos valores obtidos por krigagem, mostram uma concentração maior de valores em torno da média. Este comportamento do histograma é explicado pela característica da estimativa da krigagem, que por ser uma média ponderada, os valores estimados, ficam mais próximos da média, diminuindo significativamente as caudas da distribuição.

Os histogramas para a estimativa da porosidade feito pela simulação com o método de Monte Carlo, por outro lado, aumenta o tamanho das caudas da distribuição, criando áreas de reservatório de altas porosidades que não existem, com a finalidade de reproduzir um histograma gaussiano que não representa os valores reais do reservatório em estudo.

A Figura 4.9 mostra as seções longitudinais obtidas pelos dois métodos testados. Pode-se observar que o resultado obtido por Krigagem reproduz a continuidade dos corpos enquanto o modelo obtido pelo método Monte Carlo produz um padrão semelhante a mosaicos, que não representa a continuidade dos corpos e a geologia do reservatório.

O método escolhido para a construção do modelo de porosidade do reservatório foi o método da Krigagem dos valores, pois, além de representar melhor a distribuição de valores, o modelo resultante é mais condizente com o modelo geológico.

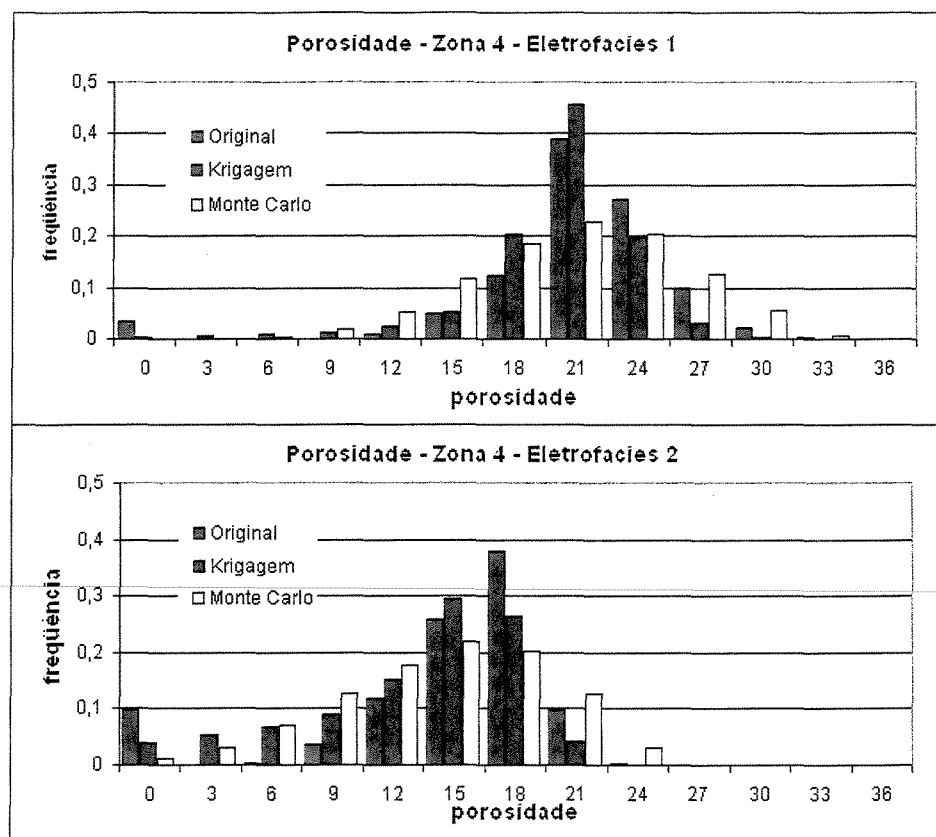


Figura 4.8 – Histograma da porosidade da Zona 4 para as eletrofácies 1 e 2

A Figura 4.10 mostra a composição de todas as zonas de produção que compõem o modelo de porosidade final do reservatório gerado por Krigagem ordinária.

Esse modelo deu origem ao modelo de permeabilidade do reservatório, gerado por regressão linear dos dados de porosidade.

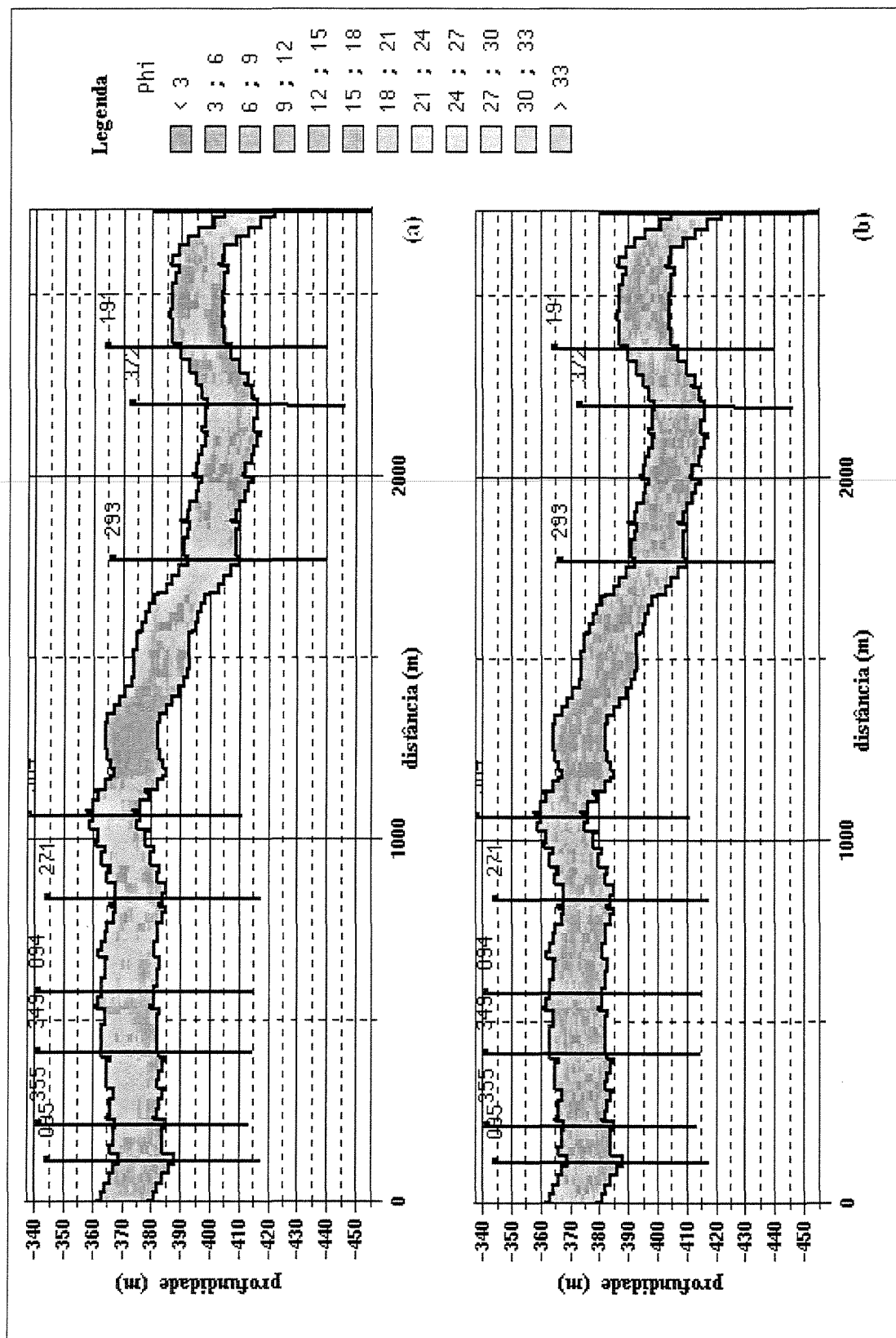
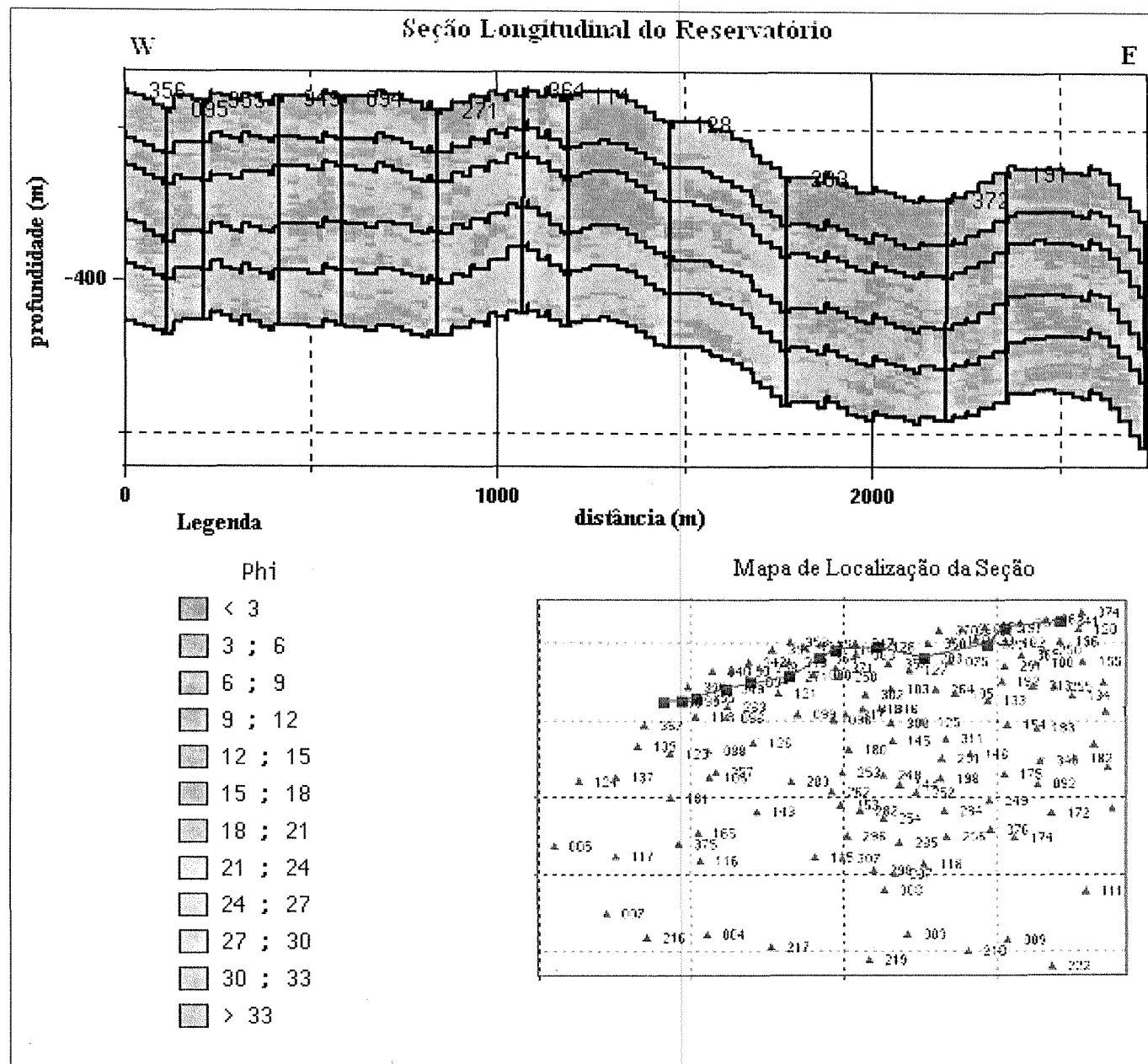


Figura 4.9 – Seção longitudinal dos modelos de porosidade: (a) Método de Krigagem por eletrofácies e (b) Método Monte Carlo.

Figura 4.10 – Modelo de porosidade do Reservatório.



CAPÍTULO 5- SATURAÇÃO

A Saturação representa a proporção de um determinado fluido que preenche o espaço poroso da formação. A Saturação pode ser saturação de água, denominada de S_w , Saturação de óleo, denominada S_o , e Saturação de gás, denominada S_g . A soma de S_w , S_o e S_g é igual a 1.

O estudo tem enfoque na saturação de óleo com base em dados adquiridos no período de 1999 e 2001 em 26 poços perfilados com PSGT (Pulsed Spectral Gamma Tool) da Halliburton. Os dados de perfis necessários foram cedidos pela Petrobrás, interpretados e formatados especificamente para este estudo.

As descrições da ferramenta de perfilagem estão Apêndice 1, ao final desta dissertação. Fez-se uma descrição sucinta das características de aquisição dos dados, tipos de dados relativos a este estudo, além de mostrar o uso da ferramenta em reservatórios maduros, principalmente no campo deste estudo. São feitas, também algumas considerações a respeito da qualidade e incerteza dos dados, ressaltando as vantagens e as limitações da ferramenta.

5.1 INTRODUÇÃO

Um dos principais desafios da avaliação de reservatórios, principalmente os que se encontram em estágio avançado de desenvolvimento, é localizar e mensurar possíveis áreas de concentração de hidrocarbonetos. A metodologia comumente utilizada consiste na modelagem da estrutura dos reservatórios com o uso dos dados disponíveis de perfis convencionais e testemunhos, associando dados de histórico de produção e injeção a esse modelo, objetivando

delimitar possíveis áreas de concentração de hidrocarbonetos residuais. Outro modo é medir, diretamente, as profundidades e extensão de hidrocarbonetos em poços produtores. Esse procedimento é dificultado pela barreira, de revestimento de aço dos poços, que impossibilita o uso de ferramentas elétricas convencionais e pelos fluidos presentes dentro desse revestimento. Outra limitação é o diâmetro do revestimento, geralmente menor que o diâmetro de ferramentas. Para transpor essa limitação, as empresas de perfilagem desenvolveram ferramentas de emissão e captura de nêutrons e de menores diâmetros, capazes de obter informações do reservatório em poços revestidos.

5.2 CARACTERÍSTICAS DA VARIÁVEL SATURAÇÃO

5.2.1 DISTRIBUIÇÃO DA AMOSTRAGEM

A correlação entre os dados de saturação, mesmo para a saturação original, obtida a poço aberto, são muito baixas, pois os poços quando estão suficientemente próximos para terem um valor de correlação confiável, normalmente foram perfurados em tempos muito diferentes; para poços abertos em uma mesma campanha, a distância entre eles normalmente era grande e o adensamento da malha foi sendo feito no decorrer da exploração do campo.

Os dados de saturação obtidos com o PSGT estão distribuídos principalmente ao longo da falha principal do campo, o que compromete o estudo da distribuição espacial da variável no reservatório. A região de influência dos dados obtidos com o PSGT pode ser vista na Figura 5.1, onde foi estimado um raio de influência de 500 m ao redor dos poços perfilados, levando em consideração a posição da falha principal do campo.

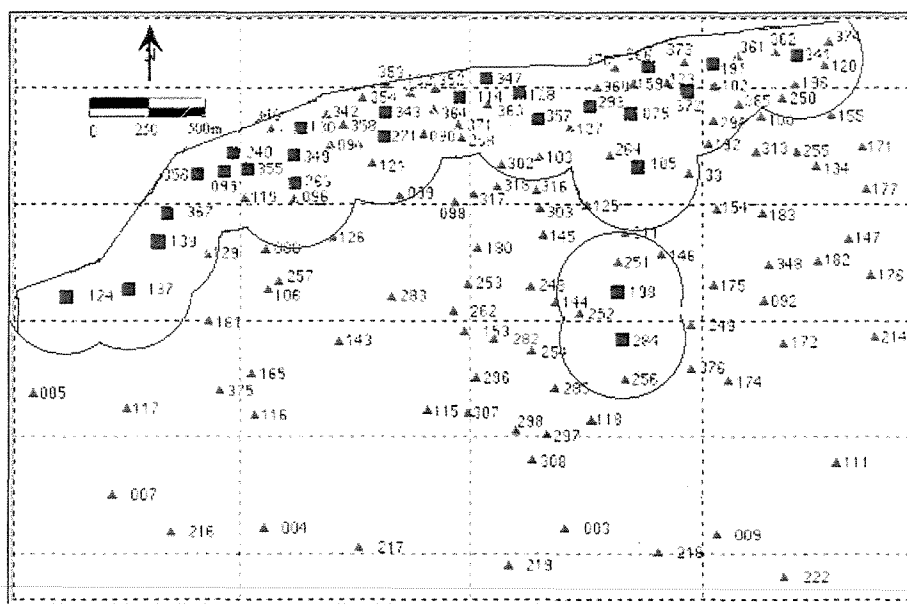


Figura 5.1 – Mapa base com a área de influência (em amarelo) dos dados de PSGT

5.2.2 ESTATÍSTICA DA SATURAÇÃO

A Tabela 5.1 mostra as principais estatísticas da saturação atual de água por zona de produção e por eletrofácies. Valores de saturação de água baixos representam locais onde a existe possibilidade do óleo ser recuperado.

Essa tabela mostra médias de saturação de água acima de 80 %, o que confirma o grande predomínio de água no reservatório, fato este, que condiz com o nível de maturidade do campo em estudo e aponta para a dificuldade de modelar a saturação neste tipo de reservatórios.

Tabela 5.1 – Estatísticas da saturação por zona de produção e eletrofácies

Zona	Eletrofácies	Nº amostras	Sw mínimo	Sw máximo	Sw médio	Variância
2	1	515	0,14	1	0,83	0,04
	2	931	0,20	1	0,94	0,02
	3	134	0,53	1	0,97	0,01
3	1	445	0,41	1	0,86	0,03
	2	691	0,18	1	0,94	0,01
	3	56	0,59	1	0,98	0,01
4	1	1102	0,20	1	0,81	0,04
	2	930	0,25	1	0,92	0,02
	3	112	0,48	1	0,95	0,01
5	1	1038	0,20	1	0,80	0,04
	2	555	0,20	1	0,83	0,04
	3	80	0,65	1	0,95	0,01
6	1	1358	0,18	1	0,84	0,04
	2	719	0,24	1	0,92	0,02
	3	131	0,52	1	0,96	0,01

5.3 MODELAGEM DA SATURAÇÃO

A variável Saturação, mesmo reconhecendo-se seu caráter dinâmico, foi modelada como uma variável estática, representando, assim, a distribuição provável da saturação em um certo período de tempo.

Para o estudo do aspecto dinâmico da variável, seria necessário um histórico de produção de óleo e água e de injeção de água e gás no campo por zonas de produção. Esse tipo de histórico é praticamente impossível de se conseguir em campos como o que está sendo estudado, que está em produção há várias décadas, principalmente pela má qualidade desses registros, visto que este tipo de acompanhamento sistemático de produção não era utilizado nos reservatórios há até poucos anos.

Houve a tentativa de modelar a distribuição da saturação referenciada ao nível estrutural, pois se entende que os fluidos do reservatório se deslocam aproximadamente na horizontal. Sendo assim, a correlação da variável deveria ser feita no nível estrutural. Esse procedimento acabou por não dar certo, pois a continuidade da variável S_w está mais relacionada com a continuidade das fácies, e seu deslocamento se faz seguindo a direção dos corpos de rochas reservatório. Como a concentração de água é muito grande, entende-se que o óleo está em alguns bolsões, aprisionado entre níveis estratigráficos de menor permeabilidade, fato que pode ser notado no perfil interpretado da Figura A.2.

A modelagem da saturação foi feita seguindo os mesmos procedimentos da modelagem da porosidade; para cada zona estratigráfica e para cada eletrofácies separadamente, através de Krigagem ordinária dos valores da saturação dos poços onde existem dados.

Como os poços amostrados estão distribuídos ao longo da falha, essa é a região mais representativa. A Figura 5.2 mostra a seção WE do modelo de saturação obtido com o método.

A predominância de tons marrons na figura mostra que a maior parte do reservatório está preenchida por água e aparecem pequenas regiões de baixa saturação, em tons azuis, que representam regiões de possíveis de concentrações de óleo residual.

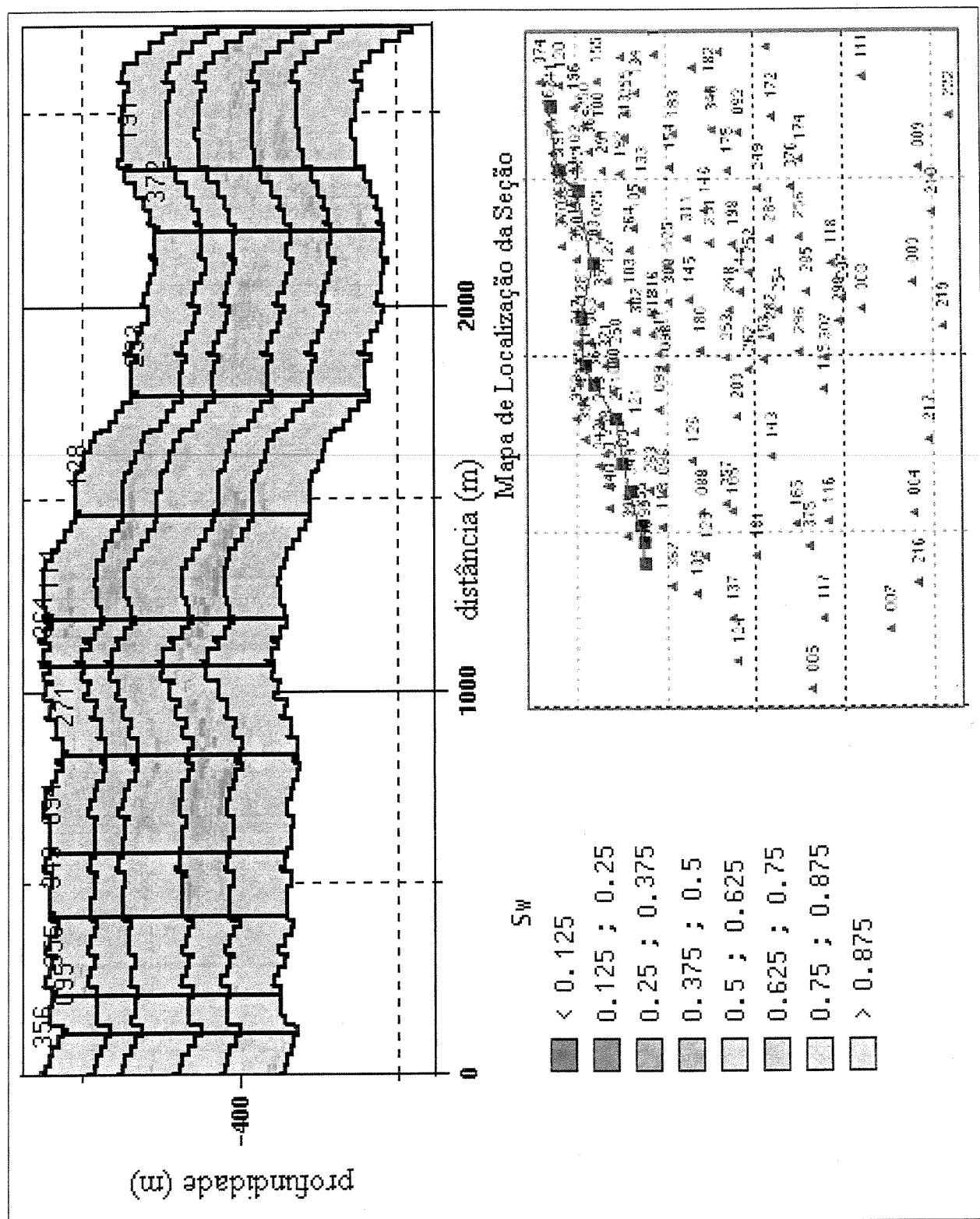


Figura 5.2 – Seção longitudinal WE do modelo de saturação atual de óleo. No canto inferior esquerdo é mostrado o mapa de localização da seção longitudinal.

A Figura 5.3 mostra o histograma da saturação de água. Os valores em azul correspondem aos valores de saturação obtidos nos perfis de PSGT e os valores em vermelho representam os valores obtidos no modelo 3D pelo método descrito acima.

É importante notar que os dois histogramas mostram a predominância de valores altos de saturação, com a média dos valores acima de 80%, fato este que representa a maturidade do campo em estudo.

Vale notar que o método produz uma suavização dos valores, com a diminuição das caudas de ambos os lados da distribuição. Este fato é explicado pela mudança de suporte e pelo próprio método de interpolação da Krigagem que, por ser um estimador linear, produz este efeito.

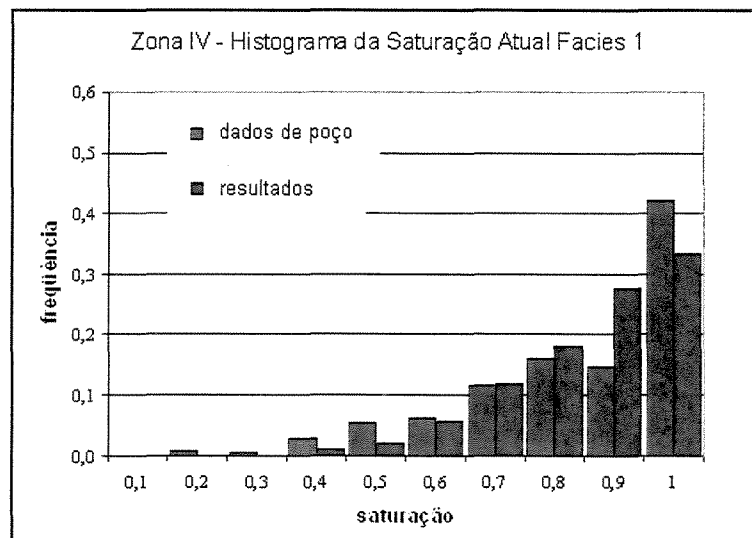


Figura 5.3 – Histograma dos valores originais e obtidos com o método.

5.4 PÓS-PROCESSAMENTO

Com o objetivo de identificar as áreas com possíveis concentrações de óleo residual e que possam servir de alvos para futuras campanhas de rejuvenescimento do reservatório, seja com novas campanhas de perfilagem com a ferramenta do PSGT ou outro método de estudo, foram gerados 20 modelos equiprováveis do reservatório pelo método de simulação estocástica. Para cada modelo obtido, foram obtidos, por Krigagem, os modelos de porosidade e saturação conforme explicado nas seções anteriores. Os resultados dos 20 modelos de eletrofácies, de porosidade e de saturação de água foram tratados por pós-processamento em diferentes etapas, que são descritas e discutidas a seguir. Os resultados obtidos em cada uma das etapas serão apresentados e comentados em cada um dos seguintes itens.

5.4.1 DEFINIÇÃO DO VALOR DE CORTE

Para a variável saturação de água, o valor de corte é definido como o valor abaixo do qual, o óleo presente nos espaços porosos da rocha pode ser recuperado de forma comercial. Essa decisão geralmente é tomada pelo grupo de engenheiros e geólogos do reservatório, responsáveis pelo gerenciamento do campo, junto com os intérpretes de perfil.

A decisão do valor de corte para saturação de água é um assunto controverso pois, na maioria das vezes, passa por critérios subjetivos, onde a experiência e o conhecimento da geologia e do comportamento do reservatório em questão têm maior influência que outros parâmetros.

Para que um intervalo produza óleo, é aconselhável que a saturação de água seja menor que 50% pois isto significa que o óleo predomina nesse intervalo e irá fluir preferencialmente. No caso do campo em estudo, existem vários outros fatores para que o valor de corte seja diferenciado, entre eles, o conhecimento do comportamento do reservatório que indica que se produz óleo de regiões onde a saturação de água é maior que 50 %. Um outro fator importante é o grau de incerteza da ferramenta que, pelos resultados obtidos nas campanhas de perfilagem, sugere que os valores de saturação de óleo sejam subestimados. Também se deve levar em consideração o alto índice de BSW aceito para o campo. Cunha *et al.* (2001) apontam para o

campo uma produção média por poço de $4,4 \text{ m}^3$ de óleo com BSW de 92 %. O limite de economicidade para os poços do campo é a produção diária mínima de $0,8 \text{ m}^3$ de óleo com BSW menor que 97%.

A partir dos valores de produção e BSW médio para o campo, infere-se que mesmo com saturações altas de água medidas com o PSGT, o intervalo pode ser viável, e na prática, a sua colocado em produção tem mostrado resultados animadores.

O valor de corte de Sw adotado no campo está em torno de 60%, mas varia com a zona de produção e com a saturação de água original medida a poço aberto, pois quando os valores de Sw original e Sw atual estão próximos, esse fato é indicativo que o óleo presente no intervalo não foi produzido, assim, é feita a recompetação do intervalo com novos canhoneios e os resultados normalmente são muito bons. Vale lembrar que os valores de saturação no campo são adotados com base em estudos feito com o suporte de 20 cm, no caso de suporte de 1 metro, como o utilizado, deve-se considerar que os valores de saturação em pequenos níveis sobrem o efeito de diluição dentro desse suporte, portanto o teor de corte estipulado deve levar esse fator em consideração.

O modelo construído neste estudo está em um suporte de 1 m, sendo assim, os níveis muito finos, onde a saturação de óleo é elevada, ficam mais difíceis de serem vistos, pelo efeito da diluição ocorrida na mudança de suporte.

O valor de corte para este estudo foi definido como 65 % de água, aceitando-se assim uma saturação de óleo maior que 35 % para o intervalo ter possibilidade de produzir óleo com BSW dentro do intervalo aceitável.

Para as outras variáveis, Eletrofácies e Porosidade, a definição dos valores de corte foram tomadas usando-se os seguintes critérios: 1) Para a variável Porosidade, o valor de corte foi decidido em 20 % de porosidade, que significa que essas regiões representam as zonas de interesse. Esse valor foi o estabelecido por Carvalho e Casanova (1994) para a construção de mapas de qualidade. Valores menores que 20 %, possuem o problema da variável Saturação não possuir um grau de confiabilidade aceitável.

2) Para a variável Eletrofácies, inicialmente se pensou em trabalhar com os dois valores de reservatório: Eletrofácies 1 = reservatório de boa qualidade e Eletrofácies 2 = reservatório de qualidade média.

A motivação para se trabalhar com os dois valores de eletrofácies parte do princípio que, por se tratar de um campo maduro, as zonas de melhores condições permoporosas já teriam sido lavadas, e o óleo residual está concentrado em regiões onde a permeabilidade é menor.

Essa tentativa foi frustrada devido ao grande grau de correlação entre a variável Porosidade e Eletrofácies, que faz com que, se a Eletrofácies é igual a 1, quase certamente a porosidade será maior que 20 %. Sendo assim, o estudo variando a eletrofácies para 2, mostra regiões extremamente pequenas e descontínuas para esses parâmetros. Desse modo, o valor de corte para a variável Eletrofácies ficou definido igual a 1.

5.4.2 MODELOS DE PROBABILIDADE

Os resultados das 20 simulações construídas usando o software Heresim foram exportados e pós-processados no software Isatis, obtendo modelos de probabilidade de ocorrência da eletrofácies 1 (reservatório de melhor qualidade), probabilidade da porosidade ser maior que 20% e probabilidade da saturação de água ser menor que 0,65, de acordo com os valores de corte já estabelecidos para cada uma das variáveis em estudo.

A Figura 5.7 mostra os mapas de probabilidades de ocorrência de cada uma das variáveis estudadas nos 20 modelos de reservatório gerados.

Os mapas se referem ao nível -5m a partir do topo da Zona 4. Esse nível foi escolhido por ser o mesmo utilizado como piloto para o mapa de simulação das eletrofácies no Capítulo 4 e esses mapas foram os índices da escolha do método de simulação adotado e, com o qual, foram construídas as etapas de trabalho subseqüentes.

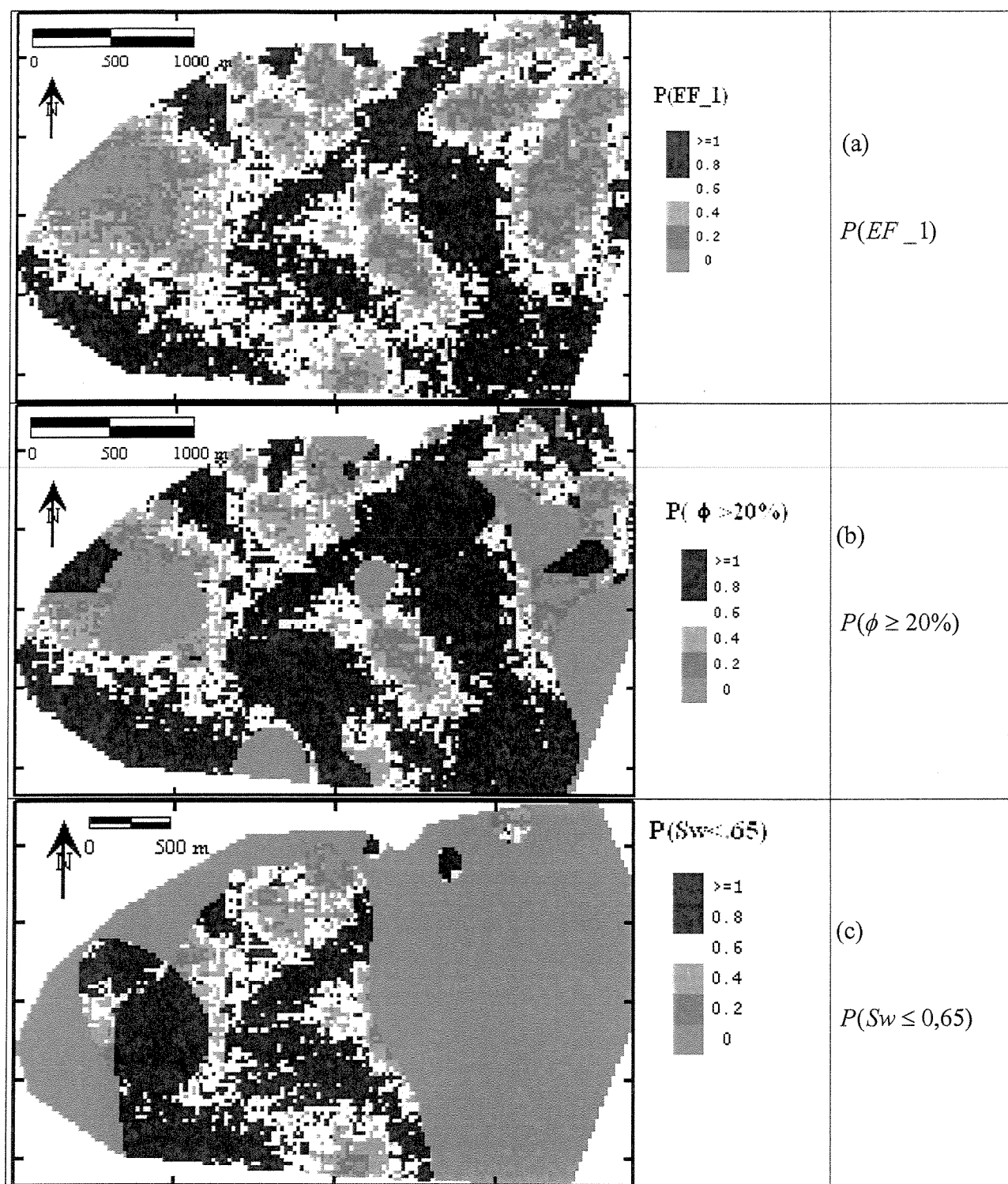


Figura 5.4 – Modelos de probabilidade do *layer* 5 da zona 4: (a) Mapa de probabilidade de ocorrência da eletrofácies 1, (b) Mapa de probabilidade de a porosidade ser maior que 20% e (c) Mapa de probabilidade da saturação de água ser menor que 0,65.

A análise dos mapas de probabilidade para a eletrofácies 1 e de probabilidade para a porosidade maior que 20% (Figuras 5.4a e 5.4b) mostra uma grande semelhança nos contornos principais fato este, que é explicado pelo grande grau de correlação entre as duas variáveis, como já foi discutido anteriormente.

O mapa de probabilidade de Saturação de água menor que 0.65, mostrado na Figura 5.4c, deve ser analisado com muito cuidado, visto que a modelagem de variáveis mal distribuídas espacialmente não tem representatividade em todo o reservatório. Portanto o resultado fica prejudicado para as regiões fora da área de influência que mostrada anteriormente na Figura 5.1.

5.4.3 INDICATRIZES

A partir dos modelos de probabilidade foram geradas variáveis indicatrizes de alta probabilidade de ocorrência da variável acima do valor de corte. Para isto, foi estabelecida uma probabilidade maior que 80%, ou seja, para cada célula da malha, dos 20 valores obtidos para cada variável, pelo menos 16 deles possuem valores acima do valor de corte estabelecido.

A probabilidade de 80% foi estabelecida, levando-se em conta as excelentes características permoporosas do reservatório em estudo. A predominância da eletrofácies 1 (Reservatório de boa qualidade) que, na maior parte das zonas estudadas, representa mais da metade das eletrofácies presentes, garante a continuidade dos corpos sedimentares. Valores menores para o corte da probabilidade delineiam um reservatório com contornos muito maiores que os esperados, o que comprometeria os estudos posteriores.

A primeira variável indicatriz está associada com a litologia, ou seja, se pelo menos 80% das imagens geradas para cada célula da malha resultarem na eletrofácies 1. A variável indicatriz da litologia é definida matematicamente pela equação abaixo.

$$I_{eletro1} = \begin{cases} 1 & \text{se } prob[x \in \text{eletro } 1] \geq 0.8 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad V-1$$

A segunda indicatriz está relacionada a porosidade. Caso 80 % das imagens possuírem porosidades superiores a 20 %, a indicatriz terá valor 1. A última indicatriz diz respeito à saturação: caso 80 % das imagens possuam saturação de água menor que 0,65, a indicatriz terá valor 1. Assim, as variáveis indicatrizes possuem no seu domínio os valores um e zero.

$$I_{\phi > 20\%} = \begin{cases} 1 & \text{se } \text{prob}[\phi_x \geq 20\%] \geq 0.8 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \text{V-2}$$

$$I_{S_w \leq 65\%} = \begin{cases} 1 & \text{se } \text{prob}[S_w \leq 65\%] \geq 0.8 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad \text{V-3}$$

A Figura 5.5 mostra os três mapas das indicatrizes gerados nesta etapa. Basicamente os mapas refletem os dados mostrados na Figura 5.4, filtrados para mostrar somente as regiões de grande probabilidade dos valores das variáveis obedecerem aos respectivos valores de corte de cada uma delas.

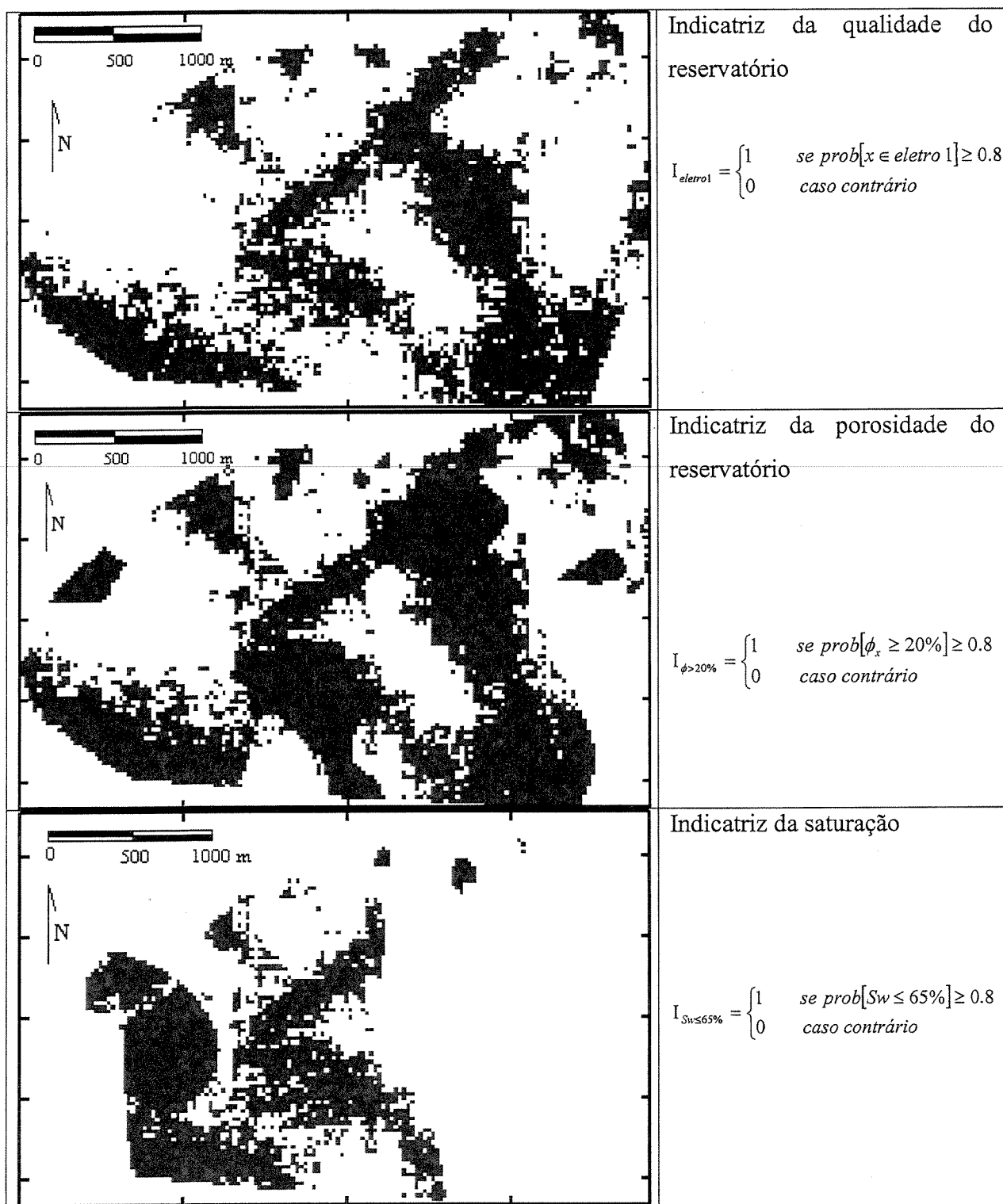


Figura 5.5 – Mapa de Indicatrizes do *layer* 5 da zona 4: (a) Mapa da Indicatriz da litologia = P(eletrofácies 1) > 80% (b) Mapa da Indicatriz da porosidade ser maior que 20% e (c) Mapa de menor que 0,65.

5.4.4 OPERAÇÕES COM INDICATRIZES

O cruzamento das variáveis indicatrizes fornece informações importantes a respeito das características do reservatório. A multiplicação da indicatriz da litologia pela indicatriz da porosidade gera uma nova indicatriz denominada Reservatório pois representa a região do reservatório com grande probabilidade de ocorrência das litologias de melhor qualidade e grande probabilidade da porosidade de ser maior que 20 %.

A indicatriz Reservatório foi obtida pela seguinte equação:

$$I_{\text{reservatório}} = I_{\text{lito}} * I_{\text{porosidade}} \quad \text{V-4}$$

A variável gerada pelo cruzamento dessas duas variáveis também é uma variável Indicatriz, visto que o resultado pode ser 1 ou zero. Valores iguais a 1 significam regiões onde ambas as restrições dos valores de corte são satisfeitas. O mapa da variável indicatriz do Reservatório para o nível 5, é mostrado na Figura 5.6.

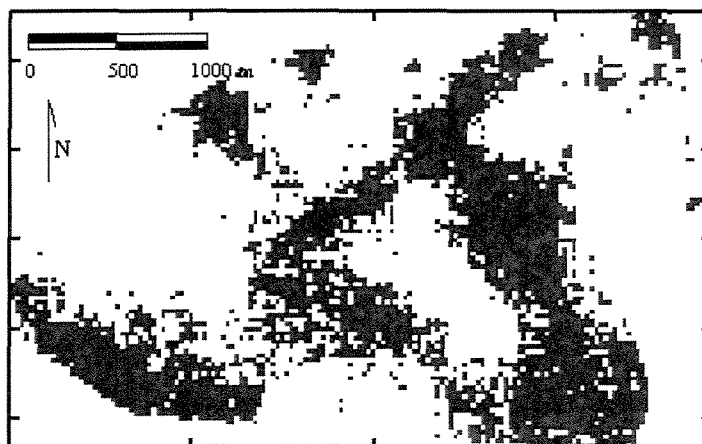


Figura 5.6 – Mapas da Indicatriz de Reservatório do *layer* 5 da zona 4

De modo a encontrar as regiões com grande probabilidade de conter óleo residual, foi construída a variável Reservatório com Óleo. Esta variável foi obtida multiplicando-se a variável Reservatório pela Indicatriz da saturação, seguindo a equação abaixo.

$$I_{\text{reservatório com óleo}} = I_{\text{reservatório}} * I_{\text{saturação}} \quad \text{V-5}$$

Na Figura 5.7 são mostradas as regiões da camada 5 onde há grande probabilidade de que todas as restrições sejam obedecidas. Como já foi comentado, as regiões distantes da falha principal não devem ser consideradas devido ao fato de não haver valores condicionantes nessa região.

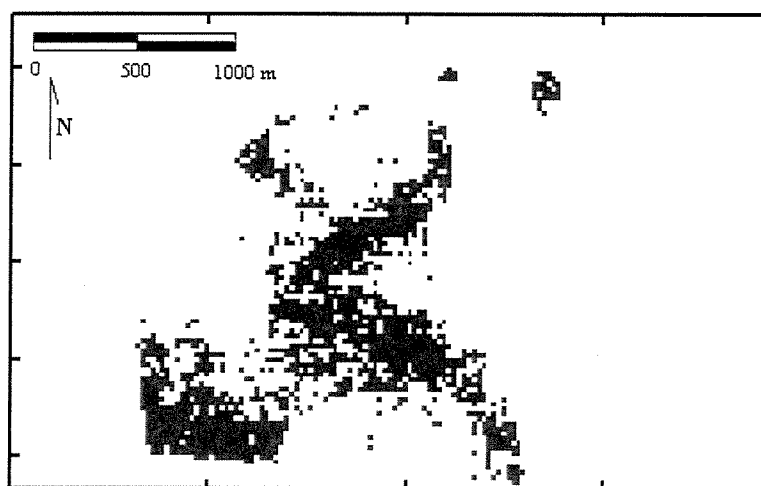


Figura 5.7 – Mapa da Indicatriz Reservatório com óleo do *layer* 5 da zona 4

5.4.5 FUNÇÃO DE CONECTIVIDADE

O próximo passo é avaliar a dimensão de cada região para estimar o possível volume de óleo residual no reservatório. Esse trabalho requer que os corpos sejam individualizados. Para esse fim, foi usada a função de conectividade que está disponível no Isatis.

A partir das indicatrizes do reservatório com óleo, os dados foram submetidos ao estudo de conectividade das células. A idéia consiste em determinar os corpos formados por células que compartilhem uma das faces.

As figuras 5.8, ilustram a aplicação do algoritmo proposto por Hoshen-Kopelman para uma malha 2D de 100 células, que é computada em etapas. Na primeira etapa as células com valores igual a 1 para a indicatriz são reconhecidas (Figura 5.8a) e a primeira célula recebe o valor 1 para a função de conectividade (FC), as células que estiverem em contato com ela, também recebem o mesmo valor para a função (Figura 5.8b), quando não houver mais células em contato, o algoritmo procura a célula seguinte com a indicatriz igual a 1, atribui a ela o valor para a FC igual a 2, procura as células em contato e atribui a elas o valor 2. Assim, sucessivamente até não haverem mais células de indicatriz sem valor para a função de conectividade.

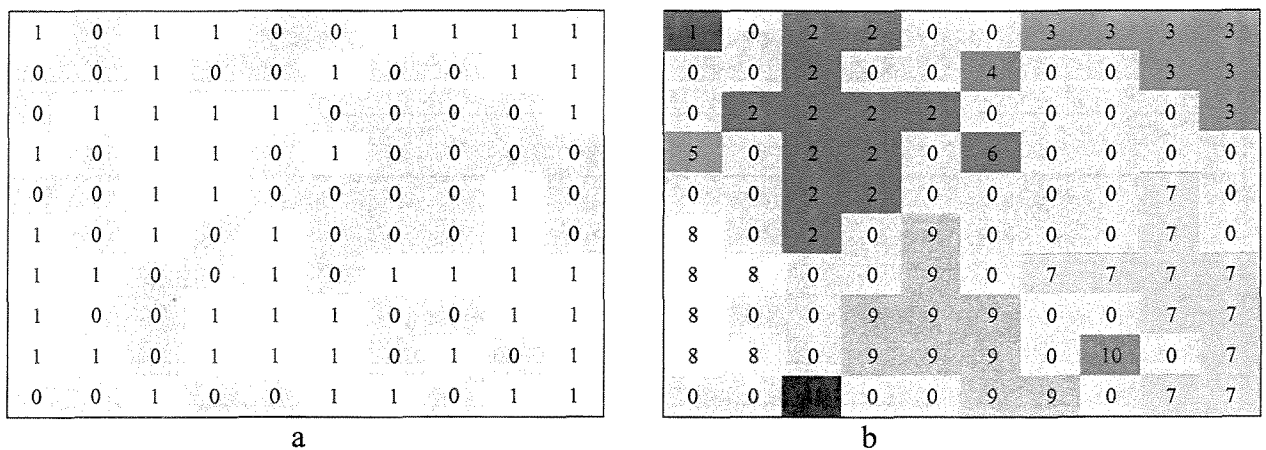


Figura 5.8 – Representação da primeira etapa de construção do modelo de conectividade. À esquerda é mostrado um mapa da variável indicatriz e a direita o mapa do valor da função de conectividade atribuído.

Na segunda etapa os conjuntos de células com o mesmo valor de FC são ordenados de forma decrescente conforme o número de células que compõem cada conjunto, e para cada conjunto é dado um novo valor (FC') como é mostrado na Tabela 5.2. A tabela também mostra a proporção do reservatório que cada área ocupa no volume total do reservatório.

No exemplo, foram geradas onze áreas, sendo que as cinco maiores representam 88 % do total da área.

Tabela 5.2 – Ordenamento da Função de Conectividade e o novo valor

FC	Número de células	FC'	% do volume acumulado de reservatório
2	12	1	23
7	11	2	44
9	10	3	63
3	7	4	77
8	6	5	88
1	1	6	90
4	1	7	92
5	1	8	94
6	1	9	96
10	1	10	98
11	1	11	100

A função de conectividade permite determinar regiões contínuas do reservatório e que permitem o escoamento de fluidos em seu interior. A organização dessas áreas pelo número das células, permite visualizar as áreas maiores. A figura 5.9a mostra o novo valor da função de conectividade e a figura 5.9b mostra somente as cinco áreas conectadas mais representativas da região.

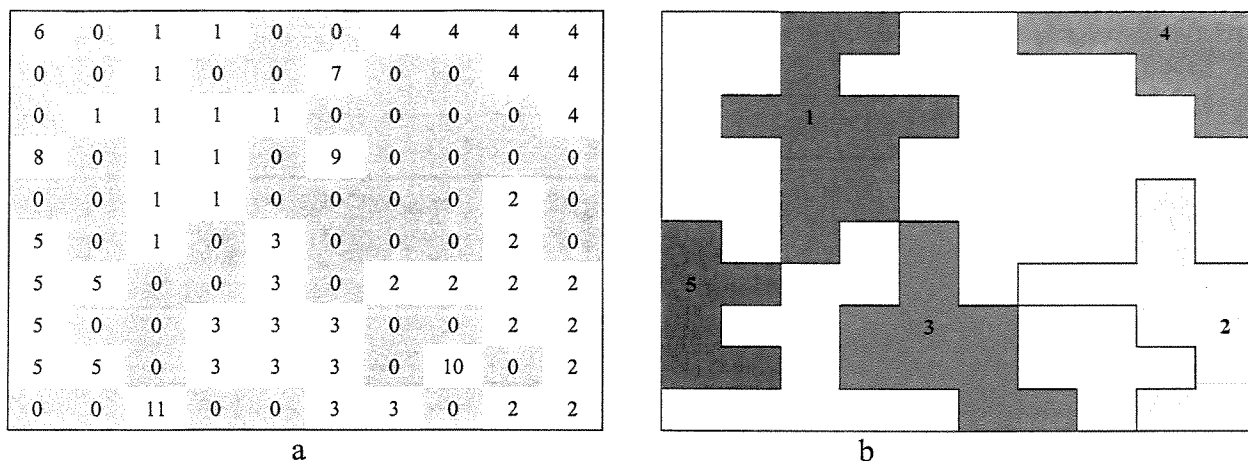


Figura 5.9 – Representação da segunda etapa de construção do modelo de conectividade. À esquerda é mostrado um mapa da Função de Conectividade e a direita o mapa do novo valor da função após o ordenamento por número de células.

Vale lembrar que a conectividade também pode ser estudada a 3D, sendo importante definir como é levado em conta o contato, que pode ser feito pela face da célula, pela aresta ou pelo vértice.

No caso deste trabalho, a conectividade foi estudada em 3D e só são consideradas que as células estão em contato, se houver uma face comum a duas células.

A Tabela 5.3 mostra o resultado obtido com a função conectividade a partir da variável Reservatório com óleo para os 20 maiores corpos, que totalizam 83 % do volume total ocupado pela variável indicatriz Reservatório com óleo.

Tabela 5.3 – Resultado da conectividade da variável Reservatório com óleo

FC	Células conectadas	Proporção do volume acumulado
1	957	21,90
2	798	40,16
3	239	49,15
4	283	57,92
5	263	63,94
6	195	68,40
7	155	71,95
8	70	73,55
9	55	74,81
10	47	75,46
11	47	76,96
12	43	77,94
13	42	78,90
14	35	79,70
15	32	80,43
16	27	81,05
17	20	81,51
18	19	82,36
19	18	82,75
20	17	83,03

A representação da variável conectividade é mostrada na Figura 5.10, onde somente os 9 maiores corpos são mostrados. Esses corpos equivalem a aproximadamente 75 % do total de células da malha que satisfazem às condições impostas.

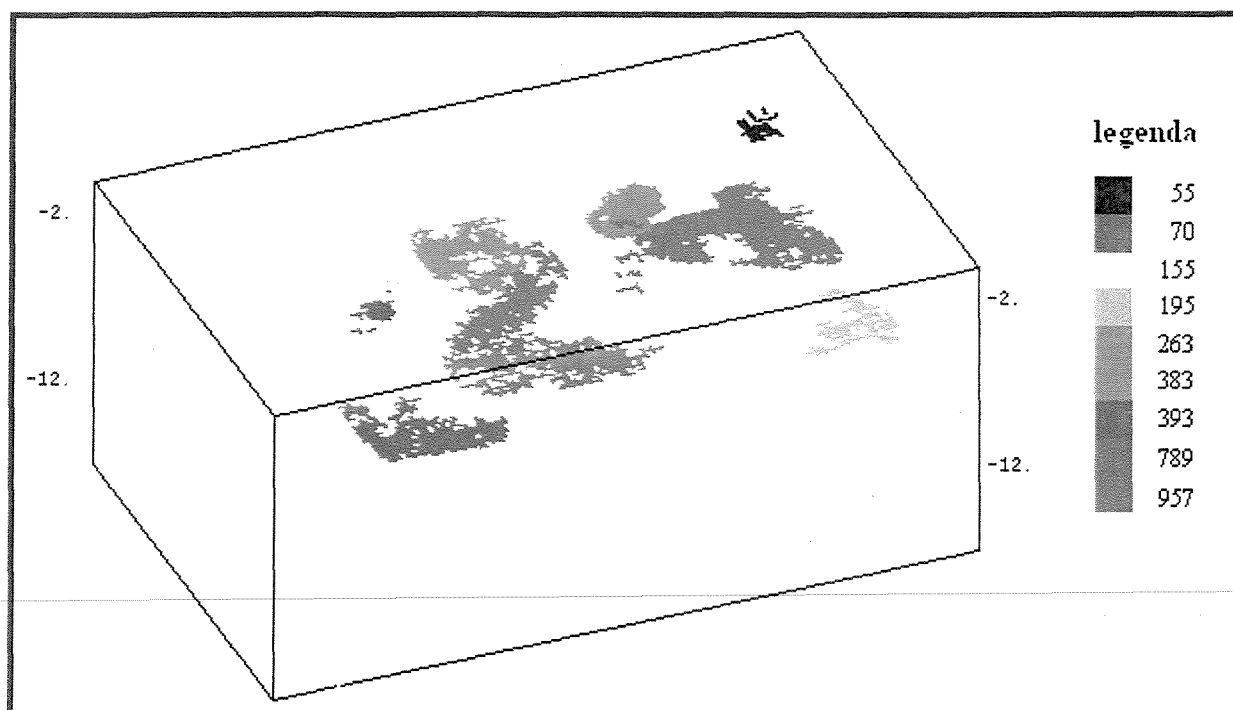


Figura 5.10 – Modelo 3D de localização de bolsões com óleo da zona 4: Ao lado da cor relativa a cada corpo, encontra-se o número de células conectadas.

5.4.6 ÁREAS ALVO

Das várias áreas que aparecem no modelo 3D, foram selecionadas 2 áreas alvo, por seu tamanho e proximidade dos poços com dados condicionantes. Essas áreas, mostradas na figura 5.11, estão com as cores verde e amarelo, e foram denominadas assim. O número de células conectadas são 263 células na área amarela e 155 na área verde. O volume de óleo residual de cada uma das áreas foi calculado pelo número de células, a porosidade média (ϕ_m) e a saturação de óleo média (S_{w_m}) para cada uma das áreas.

A equação para estimar o volume de óleo residual na área alvo foi assim definida:

$$\text{Volume de óleo} = V * N * \phi_m * (1 - S_{w_m}) \quad \text{V-6}$$

Onde N = número de células conectadas
 ϕ_m = porosidade média da área
 Sw_m = Saturação de água média da área
 V = Volume de cada célula = 625 m^3

Os valores dos parâmetros necessários para esse cálculo estão resumidos na tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Volume Estimado de Óleo das Áreas Alvo

Área	Células conectadas	Φ médio (%)	Sw médio	Volume estimado (m^3)
Verde	263	23,5	0,41	15065
Amarela	155	23,6	0,55	10288

Os mapas apresentados na Figura 5.11 representam as camadas 5 e 6 da zona 4 e mostram os principais corpos com óleo. Esse conjunto de imagens mostra áreas promissoras à concentração de hidrocarbonetos assim como regiões que não foram drenadas e que possuem um bom potencial para aproveitamento futuro.

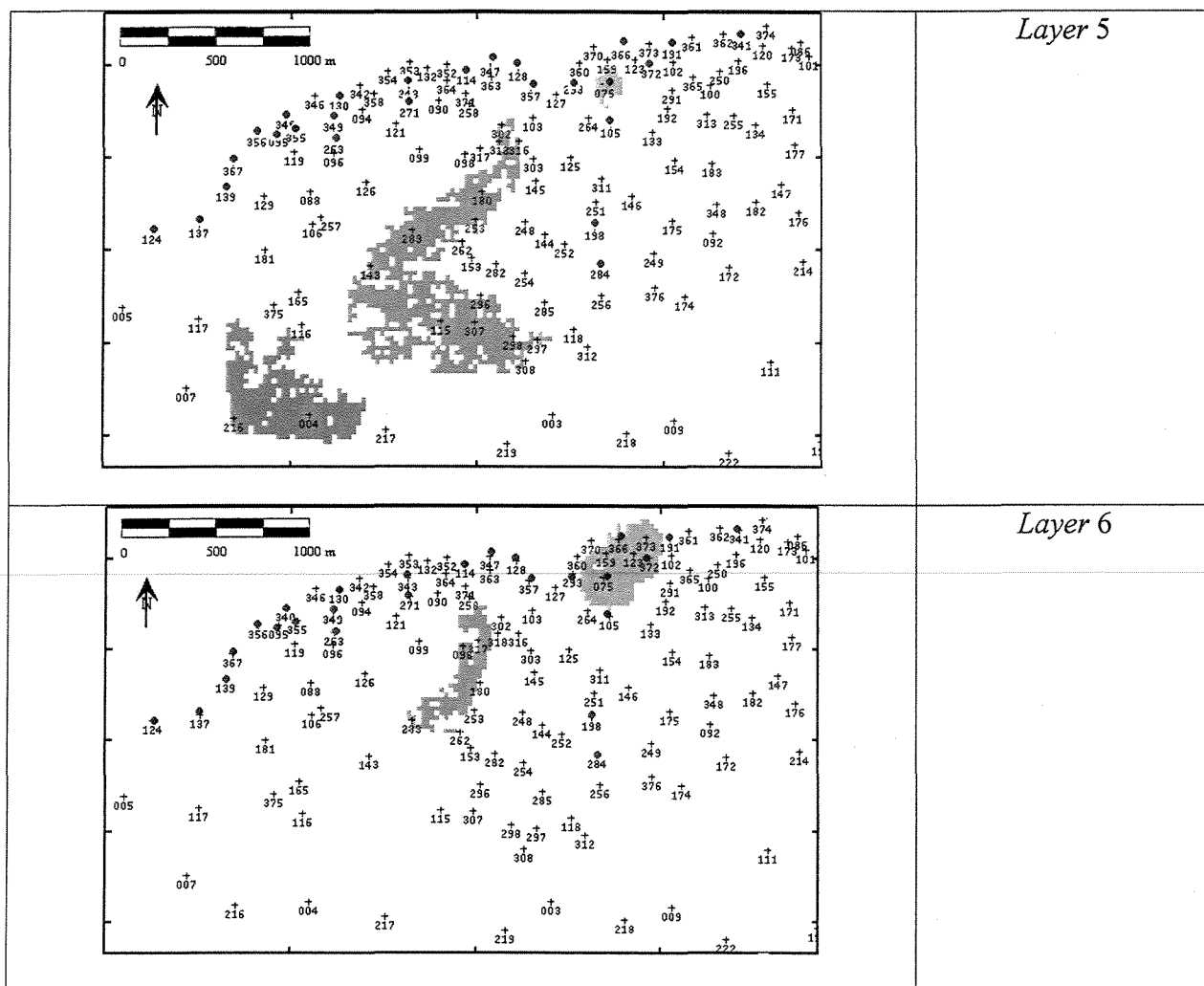


Figura 5.11 – Áreas Alvo propostas pelo método nos *layers* 5 e 6 da zona 4

CAPÍTULO 6– CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Esta dissertação mostra a construção de um modelo de saturação de fluidos para um campo maduro. A obtenção deste modelo necessita de várias etapas que são interligadas e seqüenciais. Primeiro, obtém-se um modelo geológico do reservatório, em seguida este modelo é preenchido com as propriedades petrofísicas estáticas de interesse, culminando com o estudo de propriedades dinâmicas (no caso a saturação de fluidos). Na construção desses modelos, as ferramentas geoestatísticas têm um papel crucial e analisar as vantagens e desvantagens de cada um dos métodos utilizados em cada uma das etapas do trabalho é de grande valia para futuras aplicações em projetos de caracterização de reservatórios.

Em campos maduros, como o do estudo, no longo período que estão em produção, a água acabou por invadir a maior parte do reservatório, fazendo com que o óleo residual se localize em pequenos bolsões, aprisionado entre níveis de menor permeabilidade.

Com base nisso, pode-se enfatizar a importância da primeira etapa de um trabalho relacionado com caracterização de reservatórios, ou seja, a construção de um modelo geológico de boa qualidade e que reproduza as características do sistema deposicional aceito como modelo para o campo. Após a modelagem geológica, seu preenchimento com as propriedades petrofísicas, sejam elas dinâmicas ou estáticas, também será confiável. Pode-se, então, concluir que o modelo geológico definido nas primeiras etapas do trabalho irá guiar os resultados

posteriores, pois, quanto melhor for o modelo geológico gerado mais confiável será a modelagem dos atributos petrofísicos.

A construção desses modelos de reservatório está diretamente ligada ao tipo de método geoestatístico escolhido, seja ele estocástico ou determinístico. O trabalho propõe uma metodologia para a construção de um modelo, que reúne métodos estocásticos e determinísticos para gerar cenários de probabilísticos. Na primeira etapa, de construção do modelo geológico de fácies, foi escolhida a simulação pelo método gaussiano truncado pois é o que melhor se adapta ao estudo de variáveis categóricas como as eletrofácies. Seu mecanismo é simples e, por aceitar condicionamentos como curvas de proporção vertical e matriz de proporção, faz com que os resultados reproduzam de forma satisfatória as características da variável, gerando um modelo de reservatório representativo do ambiente deposicional.

O uso da Matriz de proporção por krigagem dos valores dos poços, como condicionamento da simulação estocástica, com o método Gaussiano Truncado mostrou os melhores resultados, já que reproduz as características de continuidade dos corpos sedimentares. Em campos maduros, como o do estudo, este método é aconselhado, pois o número de poços e, conseqüentemente, de dados condicionantes, garantem um modelo robusto de tendência a ser usado como condicionante da simulação.

O modelo de porosidade gerado por krigagem, apresentou melhores resultados que a simulação com o método de Monte Carlo, pois além de reproduzir a continuidade espacial da variável porosidade, esse método honra os dados condicionantes presentes nos poços. O método de Monte Carlo apresenta um padrão em mosaico, que não representa as feições do reservatório.

Quanto à determinação da saturação de fluidos, pode-se primeiramente concluir a complexidade em se trabalhar com variáveis dinâmicas na construção de modelos tridimensionais de reservatórios de petróleo, embora seja reconhecida a vantagem de se obter medidas atuais dessas variáveis, o que está consolidado na indústria para revitalização de poços em produção. Pode-se sugerir a utilização de mapas de saturação ao longo do tempo obtidos de modelos de fluxo, para serem utilizados como deriva externa na modelagem geoestatística, mas o uso dessa variável na construção de modelos tridimensionais é muito mais complexo do que o avaliado com este trabalho.

O trabalho com variáveis indicatrizes, associadas a valores de corte bem definidos, possibilita a delimitação de volumes de rochas com características bem definidas como qualidade de reservatório e propriedades petrofísicas.

A simulação estocástica produz modelos de reservatórios equiprováveis e todos são igualmente representativos da geologia da região, portanto, nenhum dos diversos modelos é melhor ou mais provável que o outro. O uso de modelos de probabilidade, gerado a partir de várias simulações permite construir um cenário probabilístico, que representa as áreas de maior probabilidade de ocorrência da variável de interesse.

As áreas construídas a partir de indicatrizes possuem dimensões variáveis. A distribuição da dimensão dos corpos sedimentares é função da continuidade espacial da variável em estudo. O uso da função de conectividade permite selecionar e ordenar esses corpos, permitindo a delimitação dos melhores corpos, e delimitando áreas alvo a futuros estudos.

Este estudo mostrou uma metodologia de trabalho para identificar áreas de possíveis concentrações residuais de hidrocarbonetos, entretanto o tema de modelagem de saturação não está esgotado, devendo ser feitos mais estudos nesta área de pesquisa, uma vez que modelos tridimensionais, são a cada dia mais importantes para a tomada de decisão na área de gerenciamento de reservatórios.

Neste estudo, somente as melhores áreas do reservatório foram estudadas. Sugere-se como estudos futuros, a delimitação de áreas com características permoporosas não tão boas, onde, certamente o óleo original ainda se encontre aprisionado. O estudo de áreas de reservatório de qualidade menor pode trazer um incremento importante ao estudo de reservatórios, visto que muitos de nossos campos de petróleo, que estão em produção atualmente, não possuem as excelentes características do campo aqui estudado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguiar, G.A. & Mato, L.F., Definição e Relações Estratigráficas da Formação Afligidos nas Bacias do Recôncavo, Tucano Sul e Camamu, Bahia, Brasil. In: *Congresso Brasileiro de Geologia*, 36. Natal, SBG. Anais, V.1. p 157-170. 1990.
- Beicip-Franlab – Petroleum Consultants. *Heresim 3D Versão 4.0 – User Guide*. Rueil Malmaison, França, 1997.
- Beucher, H.; Galli, A.; Le Loc'h, G. & Ravenne, C. Including a Regional Trend in Reservoir Modeling Using the Truncated Gaussian Method. In: *Soares A. Ed. Geostatistics Troia '92*. Kluwer Academic Publishers V.1. p 555-566. 1992.
- Braga, M.S. dos S. *Construção de Matrizes de Proporção de Fácies para a Modelagem Geológica 3D de Reservatórios Deltáicos da Bacia do Recôncavo*. Campinas: Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 1998. Dissertação (Mestrado).
- Bruhn, C.H.L. & De Ros, L.F. Formação Pré-rift: Evolução de Conceitos e Tendências na Geologia de Reservatórios. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, 1 (1): pp 25-40, 1987.
- Caixeta, J.M., Bueno, G.V., Magnavita, L.P. & Feijó, F.J., Coluna Estratigráfica das Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. In *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, 8(1), jan/mar., p 163-172, 1994

Carvalho, M.O.M.; Casanova, B. E.D. Projeto de Melhoria de Drenagem - Formação Pré-rift – Subzonas II a XIV, Bloco Principal do Campo. Salvador. (Relatório de Estudo). PETROBRAS, 1994.

Cunha, N.R.; Casanova, B.E.D.; Carvalho, M.O.M.; Silva, E.B., Oliveira, E.S.P. de, Resultados da Utilização de Perfil PS GT (Pulsed Spectral Gamma Tool) no Campo da Bacia do Recôncavo. *III Seminário de Reservas e Reservatórios da PETROBRAS*. 8p. 2001.

De Ros, L.F., Caracterização dos Reservatórios da Formação Pré-rift em Dom João Mar-Sul. Rio de Janeiro. PETROBRAS / CENPES (relatório interno 01/88), 66p., 1988.

Deutsch, C.V., *Geostatistical Reservoir Modeling*. Cap. 6.3. Oxford University Press, p 204 – 210, 2002

Faria, R.T. & Souza Jr., O., Simulação Estocástica Não-Estacionária do Arenito Namorado, Campo de Albacora, Utilizando o Heresim. pp. 129-143, Relatório 030902. *In: Projeto Pravap 2 – Caracterização Avançada de Reservatórios*. Petrobras, 1998.

Figueiredo A.M.F; Braga, J.A.E.; Zabalaga, J.C.; Oliveira, J.J.; Aguiar, G.A.; Silva, O.B., Mato; L.F., Magnavita, L P.; Bruhn, C.H.L., Recôncavo Basin, Brazil: A Prolific Intracontinental Rift Basin – In: *S. M. Landon ed. Interior Basin: AAPG Memoir 59*. p 157-203, 1994.

Flores, A.C., Dupuy, I.S.S., Forbrig, L.C. e Campinho, V.S., *Geologia de Petróleo “Perfilagem” – Conceitos e Aplicações*. Salvador, E&P-BA / GEXP / GEAGEO, 87p., 2000.

Jacobson, L.A., Beals, R., Wyatt Jr., D.F. & Hrameta, A., Response Characterization of an Induced Gamma Spectrometry Tool Using Bismuth-Germanate Scintillator. *The Log Analyst*, p.14-22, 1996.

Kronbauer, A. *Modelagem Geoestatística de Fácies, Propriedades Petrofísicas e da Saturação de Óleo Remanescente em um Reservatório Maduro*. Campinas: Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. Dissertação (Mestrado).

Matheron, G.; Beucher, H.; De Fouquet, C.; Galli, A & Ravene, C., Conditional Simulation of the Geometry of the Fluvio-Deltaic Reservoirs. IN: *Annual Technical Conference Exhibition of the SPE, Dallas (USA)*. Paper 16753, pp 591-599. 1987.

Matheron, G., Beucher, H., De Fouquet, C., Galli, A & Ravene, C., Simulation Conditionnelle à 3 Faciès dans une Falaise de la Foemation du Brent. *Sciences de la Terre*, n. 28, Etudes Géostatistiques V, p 213-149. 1988.

Mato, L.F. Matos, B.G. de, Monteiro, M.C., Gozzini, L.C., Modelagem Geológica/Geoestatística da Formação Sergi: Zonas de Produção 1 a 8 – Campo Água Grande – Bacia do Recôncavo. Salvador. PETROBRAS/E&P BA/GERET/GECAR. 52p, 2000.

Neri, G.G., *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto*. Salvador, PETROBRAS/SEDES/CEN-NOR. 230p. 1990.

Passos, L.J.; Sandoval, J.R.L.; Casanova, B.E.D.; Durães, E.M.; Assis, O.C.; Barros, A.; Maia, P.H.; Rodrigues, E.B.; Rossi, J.; Pimentel, A.M.; Barbosa, D.; Rocha, P.S.M.; Ressurreição, C.E.M., e Pinto G.P., Relatório Interno N° 1760. Salvador, PETROBRAS /DEPEX/DEPRO/DEXBA/RPBA/CENPES, 243p., 1983.

Saldanha F°, P.C., Modelagem de Eletrofácies da Formação Pré-rift do – Bloco Principal do Campo. Salvador. (No Prelo). Setembro – 2002.

Savini, R.R. & Oliveira, F.M. de, Análise Faciológica e Estratigráfica da Porção Superior da Formação Pré-rift (Neojurássico) no Bloco Principal do Campo – Bacia do Recôncavo. E&P BA / GEXP / GELAB. Relatório Técnico 03/98. 75p. 1997.

SAS INSTITUTE INC. SAS/STAT User's Guide, version 6, Carry, NC. 4th ed., vol 1. 1994

- Scuta, M., *Interpretação Avançada de Perfis*. Salvador, PETROBRAS/SEDES/CEN-NOR. 138p. 1993.
- Serra, O. & Abbott, H.T. The Contribution of Logging Data to Sedimentology and Stratigraphy. In: 55th *Annual Technical Conference Exhibition of the SPE*, 1980. (SPE paper 9270).
- Simon, V.H. & Uzumaki, E.T., *Curvas de Proporção*. (Notas de aula), Unicamp. Campinas. 3p.1996.
- Simon, V.H. *Simulação Plurigaussiana Truncada com Condicionamento*. Campinas: Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 1997, 91 p. Dissertação (Mestrado).
- Souza Jr, O., *Simulação Condicional de Unidades de Fluxo na Área 11 do Projeto Piloto de Injeção de Vapor na Formação Açú (Ksup), Campo de Estreito, Bacia Potiguar*. Ouro Preto: Escola de Minas / Departamento de Geologia. Universidade Federal de Ouro Preto – Capítulo 3, pp. 38-64, 1988. Dissertação (Mestrado).
- Souza, M.S., Cunha, N.R., Denicol, P.S., Silva, R.R. e Beer, R., *Tecnologia de Perfis Carbono/Oxigênio em E&P. Relatório Fina do Projeto*. CENPES/PETROBRAS. 82p e anexos. Set. 2002.
- Viana, C. F., Carozzi, A.V., Araújo, M.B., de Cesero, P., Fonseca, J.R. & da Silva, V.J.L. – Revisão estratigráfica das Bacias do Recôncavo e Tucano: *Boletim Técnico da PETROBRAS*, V.4, p 157-192. 1971
- Transvalor & Geovariances – ISATIS – The Geovariances Key, *User Guide V.3.1.2*. 1997
- Wyatt Jr., D.F. & Jacobson, L.A., *Cased-Hole Formation Evaluation in Low Salinity Reservoirs with PSQT*. INPG-4-18. 1995.

Wyatt Jr., D.F. & Storozhenko, K.K., Cased-Hole C/O Logs Replace Open-Hole Logging in Alberta's Heavy Oil Sands. *In: XXth Annual Technical Conference Exhibition of the SPE*. Texas. 7p. 1997, (SPE paper 38700).

APÊNDICE 1

O PSGT (PULSED SPECTRAL GAMMA TOOL)

Os perfis de emissão e captura de nêutrons foram desenvolvidos para adquirir dados da saturação de fluidos em poços revestidos. As ferramentas mais antigas possuem a limitação de medirem a saturação quando a água da formação é muito salina. No entanto, o PSGT possibilita medir a saturação quando a salinidade da água da formação é baixa ou desconhecida, razão pela qual se consolidou como uma ferramenta de diagnóstico na indústria de petróleo, sendo usada em monitoramento de reservatório e avaliação de formações em campos maduros, onde o histórico de injeção de água é longo fazendo com que a água presente no reservatório tenha salinidade desconhecida ou variável.

A ferramenta baseia-se na emissão de nêutrons e detecção de raios gama produzidos pela interação destes nêutrons com a formação. O gerador é responsável pela emissão de nêutrons de alta energia que desencadeiam um processo de colisões que geram dois processos de decaimento (elástico e inelástico).

Com base nos espectros dos nêutrons capturados, esses perfis medem, entre outras variáveis, a razão entre carbono e oxigênio (C/O) e a razão de cálcio e silício (Ca/Si) das rochas. A presença de óleo remanescente, é identificada quando a razão C/O é alta e a razão Ca/Si é baixa, Wyatt & Storozhenko (1997). A razão C/O elevada indica que, nos poros da rocha, existe excesso de Carbono proveniente de hidrocarbonetos que Oxigênio da água. A Razão Ca/Si baixa indica o predomínio de silicatos (areias) sobre os Carbonatos da matriz, e é usada para corrigir a influência da presença de CaCO_3 na razão C/O.

1. CARACTERÍSTICAS DA FERRAMENTA

O relatório de Jacobson, *et al.* (1993), descrevem as características da ferramenta. A ferramenta de PSGT, como mostra o esboço da Figura A.1, mede 5,33 m de comprimento e 8,57 cm de diâmetro. Possui um gerador de nêutrons de alta energia 14 MeV e um receptor sensível a raios gama, constituído de um cristal de Bismuto e Germânio. O espectro inelástico registra as razões C/O e Ca/Si em um raio de 10,16 cm com resolução vertical nominal de 76,2 cm.

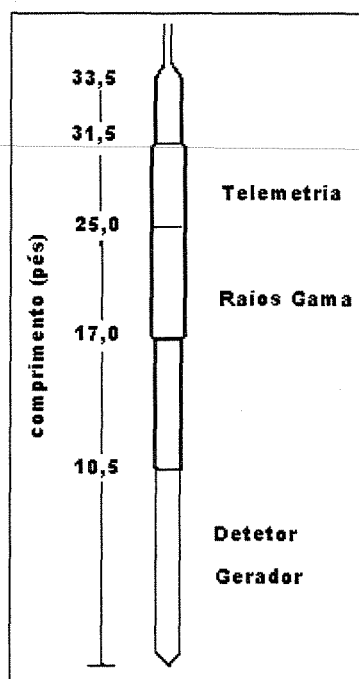


Figura A.1 – Ferramenta PSGT. Fonte: Jacobson *et al.* (1993)

2. USO DA FERRAMENTA NO BRASIL

A ferramenta vem sendo usada na Bahia desde o ano de 1999 para auxiliar no processo de rejuvenescimento de poços com baixa produtividade de óleo e/ou elevada produção de água indicando zonas com óleo remanescente. Os poços em que foram efetuados os estudos foram canhoneados nos intervalos indicados pelo PSGT com enorme sucesso (Cunha, *et al.* 2001).

O processo de revitalização dos poços passa pela etapa de interpretação dos perfis adquiridos com o PSGT e dos perfis convencionais obtidos a poço aberto. Uma exemplificação da interpretação de um poço onde foram feitas duas corridas com o perfil PSGT, a primeira em setembro de 2000 e a segunda em março de 2002, é mostrada na Figura A.2.

Os perfis de saturação indicam que a distribuição do óleo não é contínua dentro do reservatório, ocorrendo em finos níveis estratigráficos, dificilmente identificáveis nos perfis convencionais.

Também com base nesta interpretação, pode-se notar a evolução da saturação nesse período. A queda de saturação de óleo é explicada pela produção de 4.105 m^3 de óleo entre as duas perfilagens (Souza, 2002), o que confirma o sucesso da ferramenta na indicação de áreas com concentração residual de hidrocarbonetos.

Vale chamar a atenção para os resultados obtidos entre as profundidades 628m e 633m. À época da primeira perfilagem, a maior concentração de óleo estava entre as profundidades 628m e 631m, e, à época da segunda perfilagem a concentração, diminuiu neste intervalo e aumentou no intervalo entre 631m e 633m. Estes resultados, contudo, não possuem uma explicação plausível, pois o aumento da concentração de hidrocarbonetos em níveis estratigráficos inferiores indicaria que o óleo foi empurrado para um nível mais baixo, o que é fisicamente inviável. Estes valores podem ser atribuídos, basicamente, à incerteza inerente à própria ferramenta de aquisição.

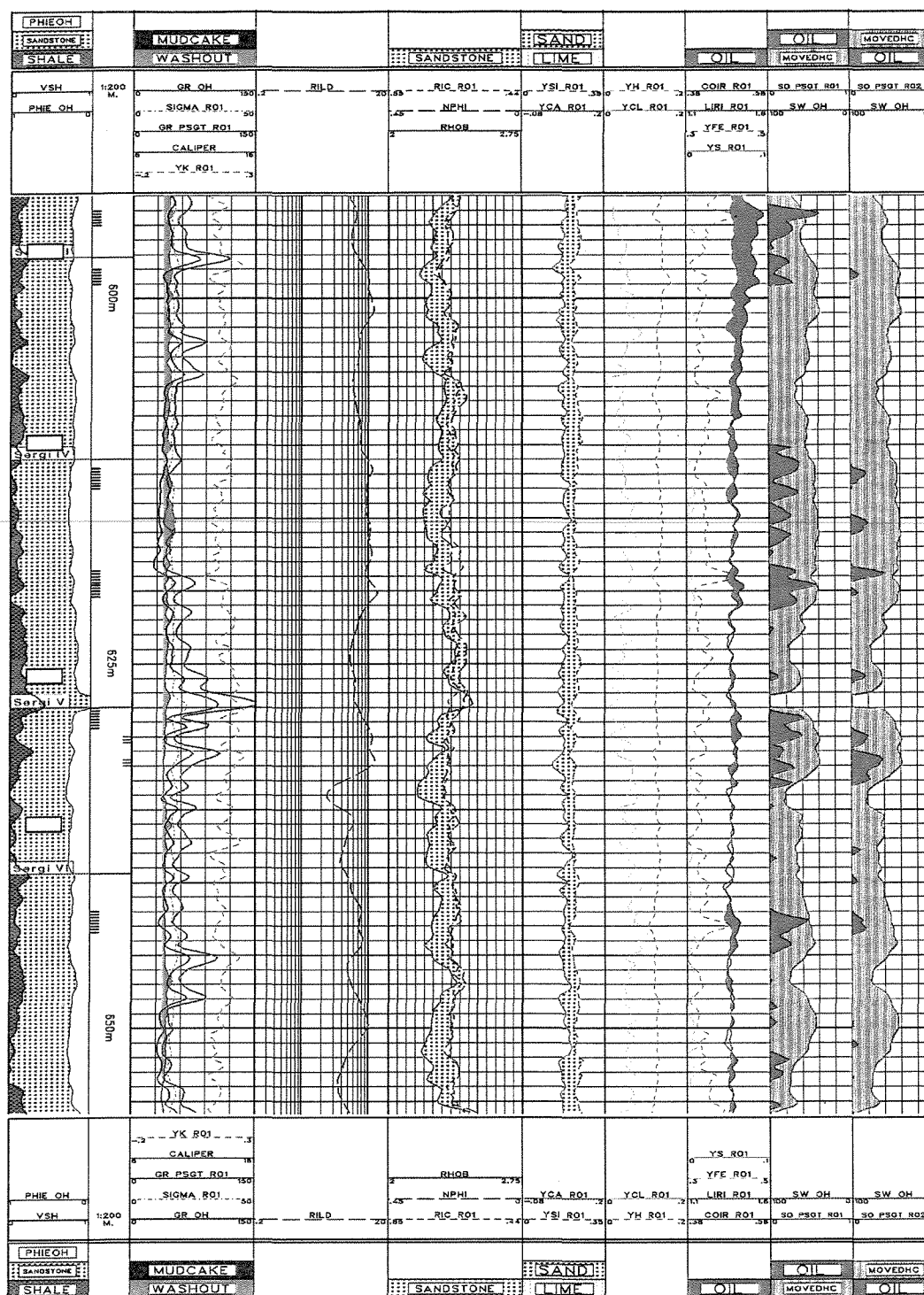


Figura A.2 – Perfil de poço interpretado por Souza 2002

Legenda: A trilha 1 indica o teor de argila em verde, a porosidade efetiva em branco e o volume de matriz em amarelo. Na trilha 2, onde são representadas as profundidades do poço, aparecem os intervalos de canhoneio do poço, em preto os indicados na ocasião da primeira perfilagem e em vermelho os indicados pela segunda perfilagem. Nas trilhas 2 a 4 são representados os resultados das interpretações dos dados de perfis a poço aberto e nas trilhas 5 a 9 os resultados das perfilagens com o PSQT. As trilhas 8 e 9 mostram os valores da saturação de óleo na primeira e segunda corrida respectivamente.

3. VANTAGENS E LIMITAÇÕES DA FERRAMENTA

A importância destas ferramentas neutrônicas está na capacidade de obter informações de poços revestidos, mesmo os que estão em produção há vários anos. As vantagens do PSGT frente às outras ferramentas neutrônicas são a maior precisão dos dados, o que permite que a ferramenta seja mais rápida e confiável que as outras de sua categoria, e a possibilidade de se obter registros na presença de água doce ou de salinidade desconhecida, fato este da maior importância em campos maduros que possuem um longo histórico de injeção de água, nem sempre de salinidade conhecida.

Entre as limitações da ferramenta, destaca-se a pequena profundidade de investigação que é de aproximadamente 10 cm de diâmetro e a incerteza na aquisição dos dados, pois por ser um registro estatístico do índice de captura de partículas, a incerteza dos dados é função da aleatoriedade do caminho das partículas dentro da rocha e da probabilidade de captura pelo receptor.

O erro na aquisição dos dados depende do diâmetro do poço, da qualidade do reservatório, como a porosidade da rocha, a composição da matriz e o teor de argila. Esse erro, em condições ideais não é menor que 8% do valor medido da saturação de óleo (Souza, 2002). Para minimizar os erros, a aquisição é feita a baixa velocidade (5 pés/min) e o perfil final é dado pela média de três corridas.

A Figura A.3 apresenta um gráfico para o cálculo do erro com a ferramenta que auxilia na decisão sobre a velocidade de perfilagem levando em conta as características do poço e do reservatório.

Em condições de baixa porosidade, a ferramenta não fornece uma boa resposta; assim, os excelentes resultados obtidos no campo em estudo com a ferramenta, devem-se ao fato do reservatório possuir condições permoporosas muito acima da média.

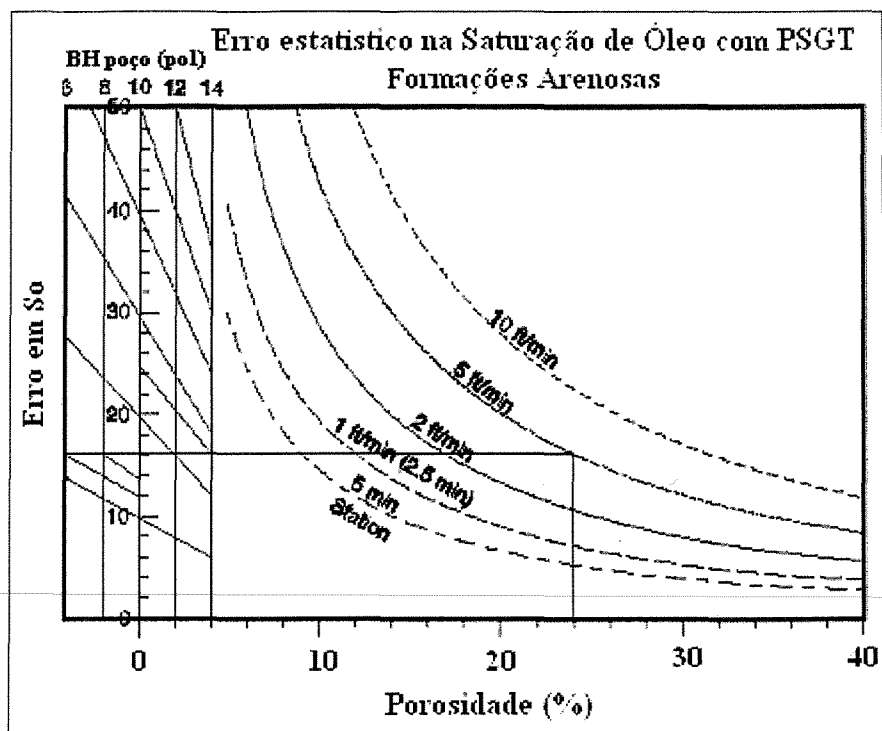


Figura A.3 – Gráfico para estimativa do erro do PSGT. Fonte: Halliburton: Manual de interpretação de perfis.