

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

IMPACTO DA MODELAGEM
ESTOCÁSTICA NO PROCESSO DE
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS
MADUROS

Autor: **Márcio Nunes Normando**

Orientador: **Professor Doutor Armando Zaupa Remacre**

20/2005

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Márcio Nunes
Normando e aprovada
pela comissão julgadora em 18/02/2005

Armando Zaupa Remacre
Orientador

BIBLIOTECA CENTRAL
DESENVOLVIMENTO
COLEÇÃO
UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

IMPACTO DA MODELAGEM
ESTOCÁSTICA NO PROCESSO DE
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS
MADUROS

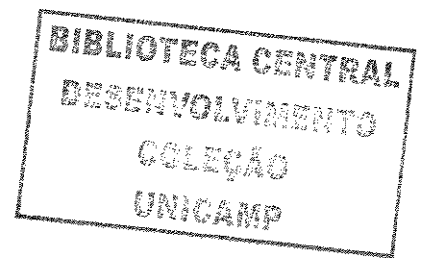
Autor: Márcio Nunes Normando

Orientador: Professor Doutor Armando Zaupa Remacre

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2005
SP - Brasil



UNIDADE	180
Nº CHAMADA	T/UNICAMP
	N781i
V	EX
TOMBO BC/	65659
PROC.	16-86-05
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	11,00
DATA	14-9-05
Nº CPD	

Bib Id; 304755

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

781
N781i

Normando, Márcio Nunes
Impacto da modelagem estocástica no processo de caracterização de reservatórios maduros / Márcio Nunes Normando. --Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Armando Zaupa Remacre.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Modelagem geológica. 2. Reservatório. 3. Métodos de simulação. 4. Geoestatística. I. Remacre, Armando Zaupa. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Titulo em Inglês: Impact of the stochastic modeling on mature reservoirs characterization process.

Palavras-chave em Inglês: Geological, modeling, Reservoirs, Simulation methods, Geostatistical

Área de concentração: Reservatório e Gestão

Titulação: Mestrado

Banca examinadora: Adalberto da Silva e Alexandre Campagne Vidal

Data da defesa: 18/2/2005

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

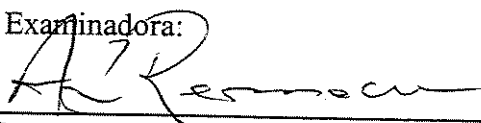
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

IMPACTO DA MODELAGEM
ESTOCÁSTICA NO PROCESSO DE
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS
MADUROS

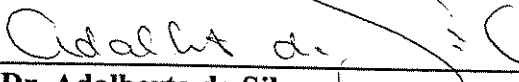
Autor: Márcio Nunes Normando

Orientador: Professor Doutor Armando Zaupa Remacre

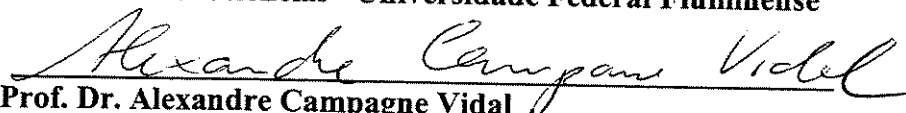
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, Presidente.
Instituto de Geociências - UNICAMP



Prof. Dr. Adalberto da Silva
Instituto de Geociências - Universidade Federal Fluminense



Prof. Dr. Alexandre Campagne Vidal
Instituto de Geociências - UNICAMP

Campinas, 18 de fevereiro de 2005.

20052065

Dedicatória:

Dedico este trabalho a meu avô, Antônio de Deus Nunes (*in memoriam*), pelo exemplo de vida, força de vontade e hombridade que demonstrou todos os dias de sua vida. Também o dedico, sem dúvida nenhuma, aos meus pais, José Herman Normando Almeida e Maria Odete dos Santos Nunes, pelo constante apoio e ensinamentos que direcionam meus passos em todos os momentos da minha vida.

Agradecimentos

Este trabalho não seria realizado sem a ajuda de diversas pessoas, que muitas vezes, mesmo sem perceber, foram fundamentais com palavras de incentivo e gestos sinceros de amizade, às quais expressei meus agradecimentos:

Aos meus pais, José Herman Normando Almeida e Maria Odete dos Santos Nunes, por todo incentivo, amizade, compreensão, carinho, amor... E, principalmente, por serem o ponto de referência e equilíbrio da minha vida!!!

Ao meu orientador, Armando Zaupa Remacre, pela excelente orientação sempre segura e correta, pelos ensinamentos técnicos fundamentais para a conclusão deste trabalho, pelas palavras de amizade e apoio nos momentos cruciais de minha estadia em Campinas e pelos momentos de descontração essenciais para não enlouquecer no mestrado.

À CAPES pelo apoio financeiro indispensável para a realização desta pesquisa.

À minha avó materna, Josina e avós paternos, Manoel e Edite pela constante força e carinho. Aos meus tios, tias, madrinha, primos e primas que sempre torceram por mim.

À minha namorada, Débora, por tantos momentos de alegria, diversão, afeto e amor que me proporciona estando ao meu lado.

Aos amigos que fiz aqui e que ajudaram a diminuir a distância Campinas-Fortaleza e tornaram possível viver nesta cidade sem praia, sem diversão, cara, fria.... Valeu Sérjão (Sérgio Sacani), sem você essa dissertação ainda estaria na 1ª página. Valeu amigos da República Caixa d'Água Babu, Tasso, Alexandre, Sergim, Marquim, Vivi, Lagarto e Alex e às instalações da república que me proporcionou conforto (na teoria), churrascos, festas, baião, feijoada, assistir aos jogos do Mengão... Valeu amigos e colegas que também ingressaram em 2003 ± 1 ano, Adriano, Quintão, Madeira, Guimarães, Xavier, Victor, Fernando, Jansen, Carol, Rosi, Helane, Estela, Clarissa, Ana, Aníbal, David, Guilherme, Rodrigo, Cristiano, Marcelo Lopes, Eduin, Fábio... Ao pessoal da Petrobrás que também ralou aqui conosco Alexandre, Dione e Tânia. E aos amigos de sempre, Eric, Diguim, Alemão, Fuad, Luciano, Gustavo, Halley, Victor, Rapha, Jean, Eduardo, Ricardo, Ratão, Danilão, Batata, Mestrim, Fê, Bel, Flavinha. (Será que citei todos?)

A todos os professores e colegas dos departamentos DGRN/IG e DEP/FEM, Fátima, Val, Délcio, Daniel, Helena, Alice, Gisele, Denis, Vidal, Antônio Cláudio, Rodrigo Portugal e, principalmente, Moacir Cornetti que sempre estava disposto a solucionar os problemas relacionados à área de informática.

*“O essencial é invisível para os olhos.”
(Antoine de Saint-Exupéry)*

Resumo

NORMANDO, M. N. **Impacto da modelagem estocástica no processo de caracterização de reservatórios maduros.** 2004. 84f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 2004.

Uma modelagem geológica consistente é necessária para que se possa avaliar os reservatórios de petróleo. No caso de campos maduros, existe uma expressiva quantidade de óleo remanescente e, muitas vezes, com boa capacidade de ser recuperado. Para tanto, faz-se uso de técnicas geoestatísticas para construção de modelos sólidos que permitam localizar e quantificar essas acumulações de óleo. Sabe-se que no estudo de caracterização de reservatórios a modelagem litológica é uma etapa essencial, pois ela servirá de base e guiará a modelagem das propriedades petrofísicas. Neste trabalho, propõe-se verificar o impacto na modelagem litológica, mais especificamente no volume de fácies reservatórios, utilizando-se determinados algoritmos de simulação estocástica, como: simulação seqüencial indicatriz, simulação gaussiana truncada e simulação plurigaussiana. O estudo englobou desde a etapa de tratamento de dados, com o processo de mudança de suporte, até o estudo de conectividade das fácies reservatório por meio do algoritmo de Hoshen-Kopelman. Como resultado, foi possível observar que o algoritmo de simulação plurigaussiana mostrou-se com melhor capacidade de reproduzir as características iniciais do reservatório pelo fato de condicionar os resultados à proporção dos litotipos, matriz de proporção da área e regra de litologia, diferente do algoritmo de simulação seqüencial indicatriz que leva em consideração somente a proporção de fácies, igualmente distribuída para toda a zona do reservatório. Observou-se ainda que o algoritmo de simulação Gaussiano truncado, da maneira que foi implementado no programa utilizado, não traria resultados condizentes com os dados originais.

Palavras Chaves: caracterização de reservatórios, mudança de suporte, simulação seqüencial indicatriz, simulação Gaussiana truncada, simulação plurigaussiana, algoritmo de Hoshen-Kopelman.

Abstract

NORMANDO, M. N. **Impact of the stochastic modeling on mature reservoirs characterization process.** 2004. 84f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 2004.

A consistent geologic modeling is necessary to evaluate the petroleum reservoirs. In mature field, a large amount of remaining oil exists and, many times, with good capacity of being recovered. For this, geostatistical techniques are used for construction of solid models that allow to locate and to quantify this remaining oil. In a reservoir characterization study, the lithologic modeling is an essential stage because it will be the basis to the petrophysical properties modeling. This thesis proposes evaluate the proportionate impact for the algorithms of stochastic simulation (sequential indicator simulation, truncated gaussian simulation and plurigaussian simulation) in the reservoirs characterization, more specifically, in the volume of reservoir facies. The study passed through the handling data stage, with the upscaling process, until the connectivity study of the reservoir facies with the Hoshen-Kopelman algorithm. As results, it was possible to note that the plurigaussian simulation algorithm presented better capacity to reproduce the initial reservoir characteristics because it respect the lithofacies proportion, proportion matrix and the lithotype rule, different of sequential indicator simulation algorithm that takes in consideration only the facies proportion, equally distributed for all reservoir zones. It was still observed that the truncated gaussian simulation algorithm, in the way that it was implemented in the used software, wouldn't bring suitable results with the analyzed data.

Keywords: Reservoir characterization, upscaling, sequential indicator simulation, truncated gaussian simulation, plurigaussian simulation, Hoshen-Kopelman algorithm.

Índice

DEDICATÓRIA:	IV
AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VII
ABSTRACT	VIII
ÍNDICE	IX
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABELAS	XIV
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1. INTRODUÇÃO.....	1
1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	2
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	3
CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1. CONTEXTO GEOLÓGICO E ÁREA DO ESTUDO	4
2.2. DADOS UTILIZADOS E DEFINIÇÃO DAS ELETROFÁCIES	8
2.3. SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA	12
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA DA MODELAGEM GEOESTATÍSTICA	21
3.1. INTRODUÇÃO.....	21

3.2. MUDANÇA DE SUPORTE.....	22
3.3. DADOS CONDICIONANTES PARA A SIMULAÇÃO.....	25
3.3.1. <i>Variografia</i>	25
3.3.2. <i>Curvas de proporção e matriz de proporção</i>	27
3.4. ALGORITMOS DE SIMULAÇÃO.....	33
3.4.1. <i>Simulação seqüencial Gaussiana (SSG)</i>	33
3.4.2. <i>Simulação seqüencial indicatriz (SIS)</i>	36
3.4.3. <i>Simulação Gaussiana truncada (SGT)</i>	37
3.4.4. <i>Simulação plurigaussiana (SPG)</i>	45
3.5. ESTUDO DA CONECTIVIDADE.....	48
CAPÍTULO 4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	52
4.1. MUDANÇA DE SUPORTE.....	52
4.2. DEFINIÇÃO DA MALHA E DO HORIZONTE DE REFERÊNCIA	56
4.3. MODELAGEM LITOLÓGICA.....	59
4.3.1. <i>Simulação seqüencial indicatriz (SIS)</i>	60
4.3.2. <i>Simulação Gaussiana truncada (SGT)</i>	64
4.3.3. <i>Simulação plurigaussiana (SPG)</i>	66
CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES	76
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

Lista de Figuras

Figura 2.1: Mapa geológico regional (modificado de Braga, 1998).	5
Figura 2.2: Mapa de localização do Reservatório Água Grande (modificado de Mato et al., 2000).	6
Figura 2.3: Mapa de localização dos poços.....	8
Figura 3.1: Exemplos da regra para mudança de suporte vertical de fácies de 0,2 m para 2,0 m dentro de uma mesma zona estratigráfica e entre as zonas, levando-se em consideração o 1º critério (maior espessura).	23
Figura 3.2: Exemplos da regra para mudança de suporte vertical de fácies de 0,2 m para 2,0 m dentro de uma mesma zona estratigráfica e entre as zonas, levando-se em consideração o 2º critério (maior continuidade).	24
Figura 3.3: Exemplo para o método de cálculo do valor das propriedades resultantes após a regularização.....	25
Figura 3.4: Variogramas horizontais experimentais e respectivos modelos das indicatrizes da (a) Fácies 1, (b) Fácies 2, (c) Fácies 3 e (d) Fácies 4, da zona de produção SAG 5.....	26
Figura 3.5: Variogramas verticais experimentais e respectivos modelos das indicatrizes da (a) Fácies 1, (b) Fácies 2, (c) Fácies 3 e (d) Fácies 4, da zona de produção SAG 5.....	27
Figura 3.6: Curvas de proporção vertical (CPV) e horizontal (CPH) construídas a partir de 5 poços fictícios com 5 fácies (modificado de Souza Jr, 1997).	28
Figura 3.7: Curva de proporção vertical normalizada da zona SAG 5.....	30
Figura 3.8: Matriz de proporção da zona SAG 5.....	33
Figura 3.9: Ilustração das distribuições de probabilidades simples e acumulada de fácies segundo as proporções para um exemplo de 3 fácies (modificado de Simon, 1997).	38
Figura 3.10: Representação gráfica da obtenção dos truncamentos globais $t_i(V)$ por transformação Gaussiana (modificado de Simon, 1997).....	39

Figura 3.11: Representação esquemática da transformação de fácies em uma distribuição pseudogaussiana padronizada (modificado de Simon, 1997).....	40
Figura 3.12: Ilustração esquemática da seção AB, representando um corte sobre a malha 2D na qual a variável $y_s(x)$ foi simulada de forma condicional (modificado de Simon, 1997).....	41
Figura 3.13: Representação do retorno da variável contínua $y_s(x)$ à fácies, através de truncamentos estacionários sobre a variável contínua $y_s(x)$ simulada (modificado de Simon, 1997).....	42
Figura 3.14: Retorno de uma variável contínua à fácies, através de truncamentos não estacionários (modificado de Xu e Journel, 1993).	43
Figura 3.15: Esquema do truncamento coincidente por valores de corte não estacionários em determinado ponto da função Gaussiana, permitindo o contato entre as fácies 1 e 3 (modificado de Souza Jr, 1997).	43
Figura 3.16: Fluxograma das principais etapas envolvidas na simulação plurigaussiana (modificado de Kronbauer, 2003).	47
Figura 3.17: Procedimento do estudo da conectividade: (a) mapa da variável indicatriz e (b) valor atribuído pela função conectividade (Fonte: http://splorg.org/~tobin/kb/hoshenkopelman.html).	50
Figura 4.1: Variogramas verticais da Fácies 1 de 4 poços mostrando os dados antes e após a regularização pelos dois critérios.	53
Figura 4.2: Variogramas verticais da Fácies 1 com os dados de todos os poços antes e após a regularização pelos dois critérios.	54
Figura 4.3: Variogramas horizontais da Fácies 1 com os dados de todos os poços antes e após a regularização pelos dois critérios.	55
Figura 4.4: Variogramas da porosidade com os dados de todos os poços antes e após a regularização pelos dois critérios: (a) vertical e (b) horizontal.	56
Figura 4.5: Histograma de fácies da zona de produção 5.	57
Figura 4.6: Visualização da malha estrutural (plano xy).....	58
Figura 4.7: Exemplo da transformação da malha estrutural em estratigráfica com os dados de dois poços (a) antes e (b) após esta mudança.	59
Figura 4.8: Imagem gerada da zona 5 através da simulação seqüencial indicatriz.	61
Figura 4.9: Curvas de proporção vertical (a) original e (b) de uma imagem simulada pela SIS... ..	61

Figura 4.10: Histograma dos volumes conectados de fácies reservatórios da simulação seqüencial indicatriz.	63
Figura 4.11: Imagem gerada da zona 5 através da simulação Gaussiana truncada.	65
Figura 4.12: Curvas de proporção vertical (a) original e (b) de uma imagem simulada pela SGT.	65
Figura 4.13: Histograma da distribuição de proporção de cada fácies.	67
Figura 4.14: Regras de litologia utilizadas para as simulações: (a) Regra 1 e (b) Regra 2.	68
Figura 4.15: Imagens geradas da zona 5 através da simulação plurigaussiana de fácies (a) pela Regra de litologia 1 e (b) pela Regra de litologia 2.	69
Figura 4.16: Curvas de proporção vertical (a) original, (b) de uma imagem simulada com a Regra 1 e (c) de uma imagem simulada com a Regra 2.	70
Figura 4.17: Curva de proporção vertical (a) original, sendo comparada com as curvas de proporção vertical médias simulações com as regras de litologia (b) 1 e (c) 2.	71
Figura 4.18: Histograma dos volumes conectados de fácies reservatório das simulações plurigaussianas comparando as regras de litologia 1 e 2.	74
Figura 4.19: Histograma acumulado decrescente do volume conectado da parte inferior da zona de produção SAG 5 para as 50 simulações com cada regra.	75

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Litofácies do Reservatório de Água Grande (modificado de Rodrigues e Silva, 1998).	10
Tabela 2.2: Eletrofácies definidas em cada zona de produção (modificado de Mato et al., 2000).	11
Tabela 2.3: Agrupamento das eletrofácies das diferentes zonas de produção.....	12
Tabela 3.1: Ordenamento dos corpos gerados pela função de conectividade.	50
Tabela 4.1: Número de amostras (N) e porcentagens (%) de fácies antes e após a regularização.	54
Tabela 4.2: Estatísticas do volume total e conectado da simulação seqüencial indicatriz.	63
Tabela 4.3: Estatísticas do volume total e conectado da simulação plurigaussiana.	73

Capítulo 1 INTRODUÇÃO

1.1. Introdução

Os reservatórios das principais bacias produtoras brasileiras, que estão em produção há várias décadas, encontram-se em avançado estágio de exploração e as recentes descobertas também atingirão este estágio. Nestes reservatórios, classificados como maduros, existe uma expressiva quantidade de óleo remanescente e, muitas vezes, com boa capacidade de ser recuperado. No entanto, para que essa recuperação seja realizada de maneira eficiente, deve-se localizar e quantificar essas acumulações de óleo em um modelo tridimensional, bem como identificar as propriedades petrofísicas dessas áreas não drenadas para a construção de modelos consistentes das mesmas.

Para tanto, ferramentas que possibilitam uma melhor compreensão dos fenômenos envolvidos na produção de óleo têm sido desenvolvidas. Dentre elas pode-se citar a estatística multivariada, a modelagem geoestatística, a sísmica de reservatório, simuladores de reservatório, novas técnicas de perfuração, estimulação de poços, completação, perfilagem e testes de formação.

Espera-se alcançar com essas ferramentas, principalmente com a modelagem geoestatística que será utilizada nesta dissertação, a reprodução das descrições geológicas nos modelos numéricos. Pois a modelagem geoestatística possibilita uma análise mais precisa do comportamento destes reservatórios quando submetidos a métodos especiais de recuperação.

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

Usualmente, para simular variáveis categóricas como as fácies, utilizam-se os métodos de simulação seqüencial indicatriz, Gaussiano truncado e a simulação Booleana (ou de objetos), mas estas técnicas se aplicam apenas a casos onde a geometria do reservatório é simples e as fácies têm um comportamento estacionário. Os casos mais complexos, em que os fatores de formação do reservatório condicionam a geometria e posição dos depósitos resultantes, são típicos para a utilização do método de simulação plurigaussiana.

No presente trabalho são testadas três técnicas de modelagem geoestatística: a simulação seqüencial indicatriz, a simulação Gaussiana truncada e simulação plurigaussiana. Por meio destas técnicas, podem-se gerar modelos que reproduzam as heterogeneidades internas dos reservatórios, honrando os dados condicionantes dos poços.

1.2. Motivação e objetivos

Sendo o modelo litológico a etapa fundamental no processo de caracterização de reservatório, este estudo serve como base para a geração de modelos petrofísicos e de saturação que permitam localizar e quantificar as acumulações de óleo remanescente em reservatórios maduros.

Este trabalho tem como objetivo principal a verificação, através de técnicas geoestatísticas, do impacto na modelagem geológica de fácies utilizando-se determinados algoritmos de simulação estocástica. Analisaram-se, comparativamente, os volumes de fácies reservatórios obtidos através da simulação seqüencial indicatriz, simulação Gaussiana truncada e simulação plurigaussiana.

Também será feita nesta dissertação uma revisão bibliográfica sobre alguns métodos de simulação (simulação plurigaussiana, simulação Gaussiana truncada e simulação seqüencial indicatriz) de modo que auxilie na escolha do algoritmo mais eficaz para a geração do modelo litológico.

1.3. Estrutura da dissertação

No Capítulo 1 é apresentada uma introdução dos assuntos que serão abordados nesta dissertação, relatando a motivação para o desenvolvimento deste estudo e enumerando os objetivos que se pretende alcançar ao fim desta dissertação.

No Capítulo 2 é abordado o contexto geológico da região, delimitando a área do estudo e apresentando os dados que foram utilizados para o desenvolvimento deste trabalho. É feita, também, uma revisão de trabalhos anteriores sobre simulações estocásticas.

O Capítulo 3 apresenta uma breve introdução sobre a importância de um modelo geológico de qualidade. Nele encontra-se a metodologia utilizada para a realização desta dissertação, desde o processo de mudança de suporte, passando pelos parâmetros condicionantes como variogramas e curvas de proporção, comentando sobre os algoritmos de simulação e, por fim, explicando o processo do estudo de conectividade utilizado neste trabalho.

No Capítulo 4 encontram-se os resultados obtidos nesta dissertação, desde o tratamento inicial dos dados, definição da malha e do horizonte de referência até os resultados das simulações. Também é feita uma análise dos resultados dos algoritmos, com o estudo de conectividade das fácies reservatório, e uma comparação entre os métodos utilizados para as simulações.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas neste trabalho, considerações finais e sugestões para novos estudos nesta linha de pesquisa com a modelagem de propriedades petrofísicas e saturação.

Capítulo 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo descreve o contexto geológico da região em estudo, bem como apresenta a área foco desta dissertação. São apresentados os dados utilizados e a forma pela qual eles foram obtidos.

Também é apresentada uma revisão dos conceitos técnicos e informações necessárias sobre a simulação estocástica. Fez-se uma síntese dos conceitos relativos à construção do modelo geológico com base em trabalhos anteriores.

2.1. Contexto geológico e área do estudo

A Bacia do Recôncavo é a mais antiga área produtora de petróleo do Brasil, com início da produção em 1937, de acordo com Soares (1997, *apud* Braga, 1998). Encontra-se atualmente em fase de desenvolvimento avançada, com baixo fator de recuperação e elevada produção de água (Friedrich, 2003), o que a torna uma área favorável para testes de recuperação suplementar visando melhorar o fator de recuperação.

Situada na região nordeste brasileira, próximo à costa do estado da Bahia, a Bacia do Recôncavo ocupa uma área de 11.500 km², limitando-se a leste, nordeste e oeste pelo Cinturão Granulítico Atlântico, a norte e a noroeste pela Bacia do Tucano Sul, através dos altos de Aporá e de Dom João, e a sul pela Bacia de Camamu, através do sistema de falhas da Barra (Figura 2.1).

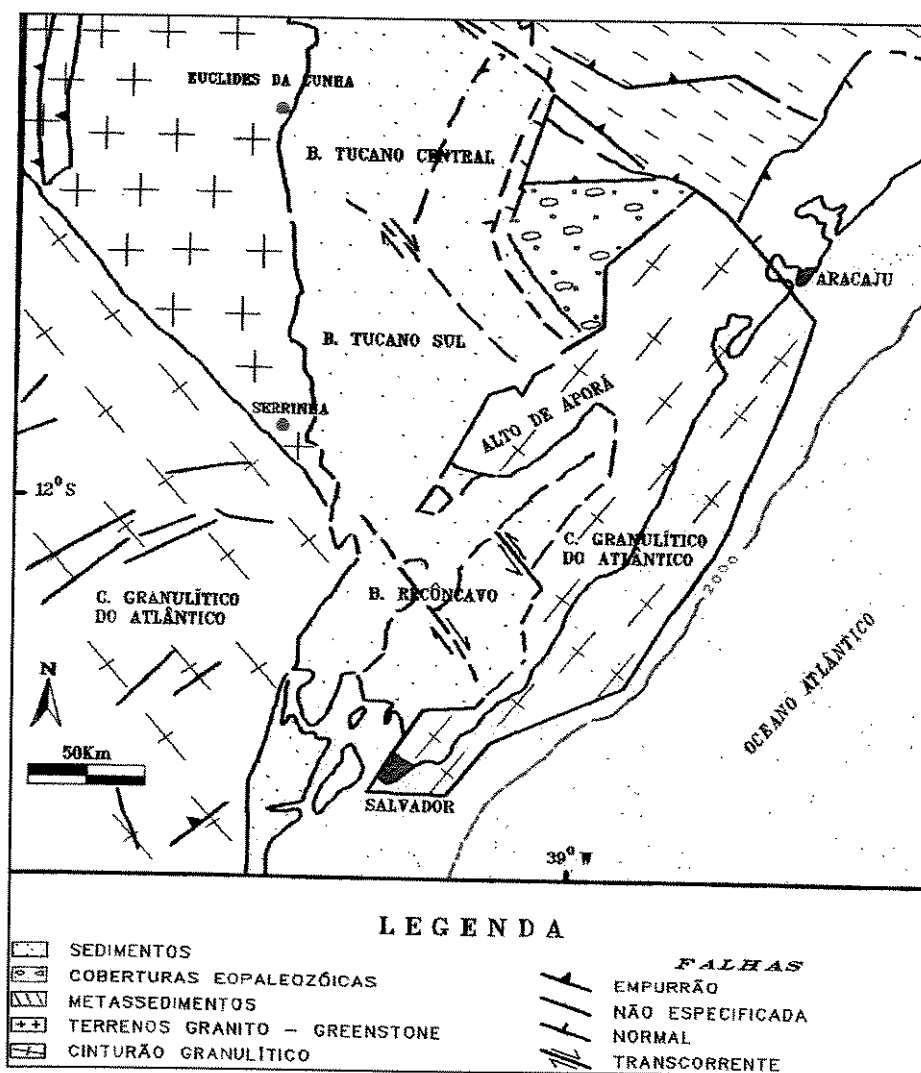


Figura 2.1: Mapa geológico regional (modificado de Braga, 1998).

O Campo de Água Grande, localizado no compartimento central da Bacia do Recôncavo, próximo à falha Mata-Catu (Figura 2.2), foi descoberto em 1951 e teve sua produção iniciada em 1952, sendo considerado um dos principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia do Recôncavo. Segundo Cortez (1996), a Formação Água Grande é constituída por sistemas fluviais e eólicos e, devido à sua importância, vem sendo alvo de estudos de geologia e engenharia de reservatórios no domínio dos campos produtores.

A região em estudo desta dissertação abrange o Bloco 1 e parte do Bloco 2 do Reservatório Água Grande, englobando 98 poços e área de aproximadamente 20 km². O foco deste trabalho é a

Alguns autores discorrem sobre a Formação Sergi como sendo formada por depósitos de rios entrelaçados, sob clima árido, estabelecida durante a fase *pré-rift* de evolução da bacia (Netto *et al.*, 1982 e Passos *et al.*, 1982, *apud* Mato *et al.*, 2000). Estes depósitos são caracterizados por arenitos cuja granulometria varia de muito grosso a conglomerático ou conglomerático a muito finos, sendo que a sedimentação se deu dentro do complexo de canais entrelaçados que se caracterizam por rápida migração lateral e baixa sinuosidade e que, entrecortados por barras longitudinais, desenvolveram extensas planícies arenosas (Rodvalho *et al.*, 1989, *apud* Mato *et al.*, 2000).

Este reservatório foi dividido por Baumgarten (1969, *apud* Mato *et al.*, 2000) em doze zonas operacionais denominadas, do topo para a base, de zonas SAG 1 a SAG 12. Atualmente utiliza-se este zoneamento, sendo que os dados fornecidos estão focalizados entre as zonas SAG 1 e SAG 7.

Segundo o relatório de Mato *et al.* (2000), o volume de óleo original *in situ* mapeado na Formação Sergi, Blocos 1 e 2, é da ordem de $47,365 \times 10^6 \text{ m}^3$ (em dezembro de 1998), produção acumulada valorada da ordem de $21,572 \times 10^6 \text{ m}^3$ e reserva provada de $1,160 \times 10^6 \text{ m}^3$. O volume de gás original *in situ* mapeado na Formação Sergi, Bloco 1, é da ordem de $4,967 \times 10^9 \text{ m}^3$ (em dezembro de 1998), produção acumulada valorada da ordem de $4,082 \times 10^9 \text{ m}^3$ e reserva provada de $889,5 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Segundo o relatório de Mato *et al.* (2000), inicialmente o mecanismo de produção era gás em solução e expansão da capa de gás, a recuperação secundária se deu por injeção de gás no topo da estrutura e via injeção periférica de água. A pressão média das zonas de produção Sergi, do Bloco 1, encontrava-se estabilizada ao redor de 65 kgf/cm^2 (com datum de -1140 m). A vazão média diária vinha declinando gradativamente correspondendo, em maio de 1999, a $300 \text{ m}^3/\text{d}$, com corte de água e razão gás/óleo ao redor de 89,3% e $633 \text{ m}^3/\text{m}^3$, respectivamente. Mato *et al.* (2000) ainda descrevem que, mantidas as atuais condições de exploração, prevê-se um fator de recuperação final de óleo em torno de 47,99%.

2.2. Dados utilizados e definição das eletrofácies

Os dados utilizados nesta dissertação foram obtidos por perfilagem dos poços e cedidos pela Petrobrás, fazendo parte do Reservatório Água Grande. São compostos por 98 poços com informações a cada 0,2 metros, distribuídos com as seguintes características:

- 32 poços revestidos onde foram corridos perfis do tipo TDT/TMD com o objetivo de obter informações para nortear a completação/recompletação de alguns poços que apresentavam baixa produtividade ou BSW elevado;
- 16 poços nos quais dispõe-se do perfil de porosidade obtido a poço aberto;
- 13 poços nos quais não se dispõe do perfil de porosidade, mas que possuem o perfil de potencial espontâneo;
- 37 poços nos quais dispõe-se das marcações dos topos das zonas de produção.

A Figura 2.3 apresenta o mapa de localização dos poços conforme as características já citadas. Nela encontram-se apenas os 61 poços com informações referentes à perfilagem, portanto excluíram-se deste mapa os 37 poços que continham apenas as informações relativas aos marcadores das zonas produtivas.

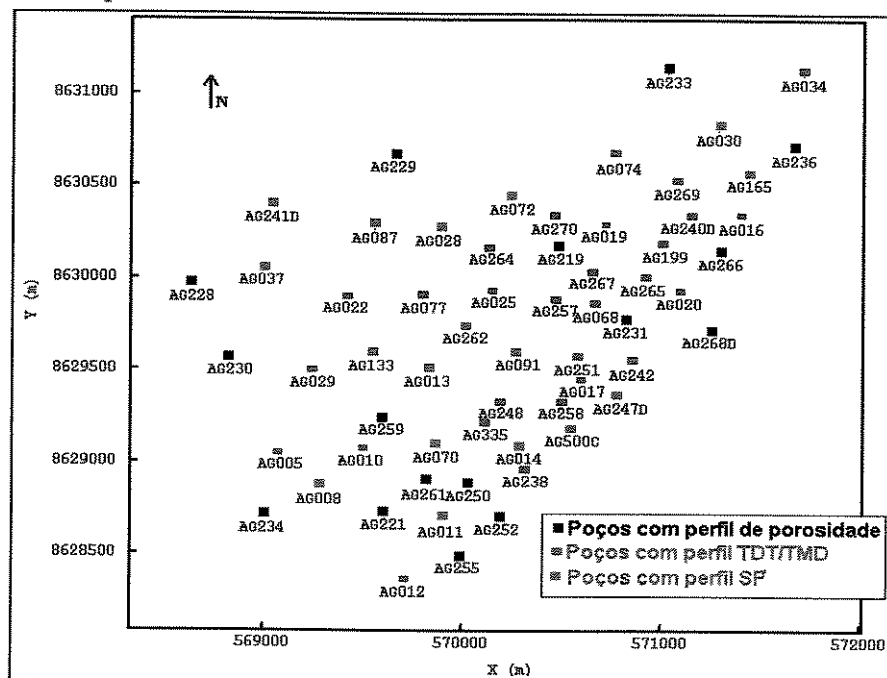


Figura 2.3: Mapa de localização dos poços.

Com o intuito de identificar os intervalos onde ainda há óleo remanescente, foram perfilados poços utilizando ferramentas TDT (*Thermal Decay Time - Schlumberger Limited*) e TMD (*Thermal Multigate Decay - Halliburton Logging Services Inc.*), apropriadas para a perfilagem de poços revestidos, em produção ou amortecido. Estes perfis têm como finalidade obter valores atualizados da saturação dos fluidos.

Na seqüência deste tópico encontra-se, de forma resumida, a metodologia adotada por Mato *et al.* (2000) para a determinação das 4 eletrofácies empregadas neste trabalho.

O termo eletrofácies é aqui utilizado conforme definido por Serra e Abbott (1980) e pode ser entendido como um conjunto de respostas de perfis que individualizam uma camada distinguindo-a das demais, ou seja, é um grupo de litotipos que possuem respostas similares aos perfis.

O trabalho de Rodrigues e Silva (1998, *apud* Mato *et al.*, 2000) traz uma análise seqüencial de 114,7 metros de testemunho cortado no poço AG-331A-BA e resulta em uma definição de 36 litofácies para o reservatório de Água Grande (Tabela 2.1).

A partir destes 36 litotipos, o autor realizou várias tentativas para o estabelecimento das eletrofácies, pois se verifica na Formação Sergi que uma mesma litofácies apresenta respostas diferentes frente aos perfis, bem como em termos de propriedades petrofísicas ao longo de um intervalo testemunhado.

Desta forma, o melhor resultado encontrado foi aquele em que se procurou agrupar os litotipos separadamente por zona de produção. Para tanto, foi necessário classificar as zonas com relação a suas características petrofísicas, chegando-se a conclusão de que as zonas SAG 3 e 5 apresentam as melhores características permo-porosas, as zonas SAG 1, 4 e 7 estão em uma posição intermediária, enquanto que as zonas SAG 2 e 6 se diferenciam por possuírem as piores condições permo-porosas.

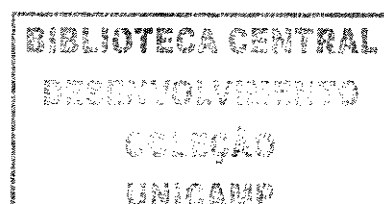


Tabela 2.1: Litofácies do Reservatório de Água Grande (modificado de Rodrigues e Silva, 1998).

Sigla	Litofácies
ACf	Arenito Conglomerático com Fluidização
ACga	Arenito Conglomerático com Granodecrescência Ascendente
ACm	Arenito Conglomerático Maciço
ACpp	Arenito Conglomerático com Estratificação Plano-Paralela
ACxa	Arenito Conglomerático com Estratificação Cruzada Acanalada
ACxba	Arenito Conglomerático com Estratificação Cruzada de Baixo Ângulo
ACxi	Arenito Conglomerático com Estratificação Cruzada Indistinta
AMG	Arenito Muito Grosso
AMGm	Arenito Muito Grosso Maciço
AMGpp	Arenito Muito Grosso com Estratificação Plano-Paralela
AMGxa	Arenito Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada
AMGxba	Arenito Muito Grosso com Estratificação Cruzada de Baixo Ângulo
AMGxi	Arenito Muito Grosso com Estratificação Cruzada Indistinta
AGb	Arenito Grosso com Bioturbação
AGf	Arenito Grosso com Fluidização
AGm	Arenito Grosso Maciço
AGpp	Arenito Grosso com Estratificação Plano-Paralela
AGxa	Arenito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada
AGxba	Arenito Grosso com Estratificação Cruzada de Baixo Ângulo
AGxi	Arenito Grosso com Estratificação Cruzada Indistinta
AM	Arenito Médio
AMm	Arenito Médio Maciço
AMf	Arenito Médio Fluidizados
AMga	Arenito Médio com Granodecrescência Ascendente
AMpp	Arenito Médio com Estratificação Plano-Paralela
AMxa	Arenito Médio com Estratificação Cruzada Acanalada
AMxba	Arenito Médio com Estratificação Cruzada de Baixo Ângulo
AMxi	Arenito Médio com Estratificação Cruzada Indistinta
AFb	Arenito Fino com Bioturbação
AFf	Arenito Fino com Fluidização
AFm	Arenito Fino Maciço
AFxa	Arenito Fino com Estratificação Cruzada Acanalada
AMFb	Arenito Muito Fino com Bioturbação
AGT	Argilito
F	Folhelho
P	Paleossolo

Depois da classificação das zonas com relação às suas características petrofísicas, foram definidas 4 eletrofácies para as zonas SAG 1, 3, 4, 5 e 7, sendo que a eletrofácies 4 corresponde às rochas não-reservatório. Nas zonas SAG 2 e 6 foram definidas somente 2 eletrofácies, sendo que a eletrofácies 6 engloba as rochas não reservatórios. Para isto foi assumido que as rochas não reservatórios são aquelas em que a porosidade efetiva é inferior a 9%, sendo este valor estabelecido no trabalho de Rodovalho *et al.* (1989, *apud* Mato *et al.*, 2000). Esta classificação

preliminar dos litotipos em eletrofácies pode ser observada na Tabela 2.2, que mostra as 7 zonas de produção deste estudo com suas correspondentes eletrofácies e seus litotipos.

Tabela 2.2: Eletrofácies definidas em cada zona de produção (modificado de Mato *et al.*, 2000).

Zona	Eletrofácies	Litofácies
SAG 1	1	AGm, AMGm, AMpp, AMxi
	2	AGpp, AGxi, AMGpp, AMGxa
	3	AMm
	4	AFm, F
SAG 2	5	ACxi, AGm, AGxi, AMGm, AMGpp, AMGxa, AMGxi
	6	ACm, AMf, AMm, F, P
SAG 3	1	ACm, ACxa, ACxba, ACxi, AGm, AGpp, AGxa, AMGpp, AMGxa, AMGxba
	2	ACf, ACpp, AFxa, AGxba, AGxi, AMm
	3	AGf, AMGxi, AMxba, AMxi
	4	AFb, AFf, AMGm, AMf
SAG 4	1	AMGxi
	2	AGxi, AMGpp, AMGxba, AMga
	3	ACm, ACxa, ACxba, AGm, AGxa, AMm, AMxi
	4	ACxi, AFm, AGpp, AMGm, AMGxa, AMf, F
SAG 5	1	ACxba, ACxi, AMG, AMGm, AMGxa, AMGxi
	2	AGpp, AGxa, AMm
	3	AGm, AGxba, AMGpp, AMf
	4	ACm, AFf, AFm, AGxi, AMFb, AMpp, AMxba, AMxi, F
SAG 6	5	AMf, AMxba
	6	AMf, AMpp, AMxi
SAG 7	1	AGm, AGxi, AM, AMxba
	2	AGpp, AMxi
	3	ACga, ACm, AMGpp, AMGxi, AMm
	4	AFf, AGb, AGxa, AMf

A partir desta classificação preliminar, um estudo geoestatístico foi feito com as eletrofácies pertencentes a estas diferentes zonas onde se constatou que existem grandes similaridades entre elas. Através da análise da variância verificou-se que algumas eletrofácies apresentam médias que não são significativamente diferentes, possibilitando agrupar as eletrofácies de zonas distintas em uma nova eletrofácies, agora denominada Fácies. Desta forma, tem-se que a Fácies 1 representa a eletrofácies 1 das Zonas 1, 3, 4, 5 e 7; a Fácies 2 representa a eletrofácies 2 das Zonas 1, 3, 4, 5 e 7; a Fácies 3 representa as eletrofácies 3 das Zonas 1, 3, 4, 5 e 7, e 5 das Zonas 2 e 6; e a Fácies 4 representa as eletrofácies 4 das Zonas 1, 3, 4, 5 e 7, e 6 das Zonas 2 e 6, como pode ser observado na Tabela 2.3, que mostra a forma de definição da nova variável Fácies utilizada neste estudo.

Tabela 2.3: Agrupamento das eletrofácies das diferentes zonas de produção.

Fácies	Eletrofácies	Zona
1	1	1
	1	3
	1	4
	1	5
	1	7
2	2	1
	2	3
	2	4
	2	5
	2	7
3	3	1
	3	3
	3	4
	3	5
	3	7
	5	2
	5	6
4	4	1
	4	3
	4	4
	4	5
	4	7
	6	2
	6	6

Em outras palavras, as Fácies 1, 2 e 3 correspondem, respectivamente, aos reservatórios bom, médio e ruim, enquanto que a Fácies 4 equivale às rochas não-reservatório (Mato *et al.*, 2000). Feito este agrupamento dos 36 litotipos em 4 Fácies, parte-se para a análise das proporções de cada fácies e posterior modelagem geológica.

2.3. Simulação estocástica

A descrição de um reservatório é uma combinação de observações (componente determinístico), interpretação autorizada (geologia, sedimentologia) e suposição formalizada (componente estocástico). Um fenômeno ou variável estocástica é caracterizado pela propriedade que um dado conjunto de circunstâncias nem sempre leva à mesma realização (não há regularidade determinística), mas a diferentes realizações com mesma regularidade estatística (Haldorsen e Damsleth, 1990).

O crescente interesse da indústria do petróleo na caracterização de reservatórios fez com que fossem desenvolvidos muitos métodos de simulação estocástica. Para tanto, vários algoritmos de simulação geoestatística foram elaborados.

Segundo Paraizo (1993), a simulação estocástica é uma das ferramentas do estudo geoestatístico que tem como objetivo gerar uma distribuição com um determinado nível de variabilidade, definido *a priori*, e que reproduza o padrão de correlação espacial (variograma) desejado.

Haldorsen e Damsleth (1990) citam seis cenários principais em que se aplicam as técnicas estocásticas para a caracterização de reservatórios. São elas:

- Informações incompletas sobre dimensões, arquitetura interna e variabilidade das propriedades das rochas em todas as escalas;
- Disposição espacial complexa das fácies;
- Dificuldade de capturar a variabilidade das propriedades da rocha e estrutural em função da direção e posição espacial;
- Desconhecimento das relações entre o valor das propriedades e o volume de rocha usado para sua definição (problema de escala);
- Relativa abundância de dados estáticos, como porosidade e permeabilidade, em relação aos dinâmicos, como a pressão e saturação de fluidos que são variáveis dependentes do tempo;
- Conveniência e velocidade.

A seguir encontra-se uma síntese cronológica sobre os tipos de modelos geoestatísticos usados na descrição probabilística de reservatórios, desde Luster (1985) até Oliveira (1997), baseando-se no trabalho de Zapparolli (2000) e acrescentando outros trabalhos que não foram referenciados por este último autor.

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

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

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

Haldorsen e Damsleth (1990) distinguem duas classes principais de modelos estocásticos: os discretos e os contínuos. Os modelos discretos foram desenvolvidos para descrever feições geológicas de natureza discreta, como localização e dimensões de corpos de areia (canais, *crevasses*) em ambientes deposicionais fluviais; distribuição e tipos de folhelhos dispersos nas areias; distribuição, orientação e comprimento das fraturas e falhas; e modelagem de fácies. Em todos esses casos, um ponto no espaço pertence a apenas um de um número limitado de classes, e o modelo estocástico controla como os valores da classe em cada ponto interagem. Por exemplo, o modelo pode controlar como um corpo de areia pode erodir outro, se as fraturas podem se cruzar e como diferentes fácies se atraem ou se repelem, sendo o aconselhamento geológico vital na fase de construção do modelo. Medidas importantes como frações de areia conectadas podem ser computadas sem simulações reais de fluxo, ou as propriedades das rochas podem ser atribuídas para as diversas classes para simulação de fluxo. Exemplos de modelos discretos são

os processos de ponto marcado (esquemas Booleanos), campos Markovianos, funções aleatórias truncadas e histogramas de dois pontos.

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

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

Alabert e Modot (1992) revêem algumas técnicas de modelagem de heterogeneidades individualizando dois grandes grupos: métodos baseados em objetos e métodos baseados em pixel. Apresenta os aspectos teóricos fundamentais, vantagens e limitações dos seguintes métodos: Booleano, processo de ponto marcado, Gaussiano/fractal, Gaussiano truncado, indicatriz, campos aleatórios Markovianos e os baseados em otimização, sumariando com uma lista de dezessete itens a serem avaliados. Também efetua uma comparação entre três métodos

clássicos (Gaussiano, Gaussiano truncado e indicatriz) em termos de conectividade e distribuição de permeabilidade média na escala de uma malha de simulação de fluxo.

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

Paraizo (1993) faz uma revisão sobre três métodos de simulação estocástica de eletrofácies (simulação seqüencial indicatriz, componentes principais e Gaussiano truncado) apresentando as principais características de cada algoritmo.

Segundo o autor, o primeiro deles, o de simulação seqüencial indicatriz, tem como principal característica o fato de simular cada eletrofácies de forma totalmente independente das demais, fazendo com que a relação cruzada das eletrofácies (duas a duas) não tenha necessariamente nenhum comprometimento no algoritmo. Este algoritmo tem como vantagem o fato de ser possível fazer uma modelagem variográfica distinta para cada eletrofácies, capturando estruturas e informações de forma mais ampla. De maneira geral este método é utilizado quando o estudo das relações entre as eletrofácies não apresentar correlações de proximidade ou distanciamento significativos.

O segundo método é o de componentes principais, que apresenta como característica fundamental o fato de transformar dados brutos em componentes principais (ortogonais entre si) e depois simulá-los independentemente. A vantagem com relação ao anterior é que, ao transformar os dados em componentes principais, incorporam-se covariâncias cruzadas entre as eletrofácies. A desvantagem é que a modelagem variográfica é feita nos componentes principais, perdendo-se, em parte, o efeito interpretativo direto da análise variográfica e não permitindo a introdução de informações qualitativas (*soft*).

O terceiro método abordado é o da simulação Gaussiana truncada que tem como característica principal a simulação de eletrofácies com um único variograma, pois assume que as

eletrofácies são seqüenciais e as trata como se fossem truncamentos de uma variável Gaussiana contínua. As principais desvantagens deste método são o fato de se assumir esta seqüência de fácies, que nem sempre é válido, e também de utilizar apenas o variograma Gaussiano da suposta variável contínua, o que pode fazer com que estruturas internas a cada eletrofácies venham a ser negligenciadas.

Dubrulle (1994) apresenta uma revisão das técnicas probabilísticas para a modelagem de heterogeneidades de reservatórios, com o objetivo principal de enfatizar as premissas geológicas usadas por elas.

Os algoritmos de simulação são apresentados em duas classes: os diretos, construindo diretamente uma realização que satisfaz parâmetros estatísticos prévios; e os interativos, que modificam seqüencialmente uma distribuição inicial até que os parâmetros de entrada sejam satisfeitos. Na primeira classe situam-se os modelos baseados em variogramas, como os métodos Gaussiano seqüencial, Gaussiano truncado, indicatriz seqüencial e fractal; enquanto na segunda classe estão os modelos baseados em objetos, os métodos Markovianos, os métodos de otimização tipo *simulated annealing* e os algoritmos de Metrópolis, nascimento/morte e amostrador de Gibbs.

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

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

Beucher *et al.* (1994) realizam uma modelagem de reservatório utilizando o modelo Gaussiano truncado sob diversas abordagens: uma primeira admitindo estacionaridade global;

uma segunda modelando a variabilidade apenas na vertical, ou seja, admitindo estacionaridade horizontal; e a última modelando a variabilidade em todas as direções. O estudo focaliza as modificações introduzidas pelas curvas de proporção na modelagem dos variogramas diretos e cruzados das litofácies e a influência desses dois fatores nas feições obtidas na imagem simulada.

Srivastava (1994) também faz uma revisão sobre os métodos estocásticos utilizados para a caracterização de reservatórios e individualiza sete famílias de métodos:

- Procedimentos seqüenciais dentre os quais estão as simulações Gaussiana seqüencial, indicatriz seqüencial, de Markov-Bayes e por componentes principais indicatrizes;
- Baseados em objetos incluindo modelo Booleano e processos de ponto marcado;
- Baseados numa estimativa mais um erro simulado, como nos algoritmos de bandas rotativas e fractais;
- Otimização, como o *simulated annealing*;
- Simulação de campo de probabilidade;
- Decomposição de matrizes usando a abordagem de Choleski;
- Métodos iterativos.

Além de descrever cada família, Srivastava (1994) relaciona os passos básicos e principais aspectos distintivos entre as técnicas, demonstrando-os visualmente através de exemplos simples e didáticos. Adicionalmente, recomenda a combinação de dois ou mais métodos estocásticos de forma a concentrar as vantagens e diminuir as desvantagens inerentes a cada método, desde que vinculadas aos objetivos do estudo. No tocante aos objetivos, são especificados como: arte; mecanismo de acesso do impacto de incerteza; ferramenta de análise de risco; delineador de heterogeneidades críticas; simulador de fácies e suas propriedades e, finalmente, incorporador de informações complexas.

São sugeridos ainda, alguns critérios para avaliar o desempenho dos diversos métodos, a saber: apelo visual do resultado; velocidade computacional; habilidade em honrar a variabilidade e a continuidade espacial; capacidade de amostrar o espaço de incertezas; reprodução das heterogeneidades críticas ao fluxo de fluidos; arranjo espacial das fácies originais; possibilidade

de integrar medidas de diversas fontes como perfis de poços, dados sísmicos, testes de formação e informação de produção, assim como o equilíbrio entre a resolução desejada e a disponibilidade de dados.

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

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

Galli e Beucher (1997) revêem, de um ponto de vista prático, as duas grandes famílias de métodos estocásticos disponíveis, analisando questões básicas sobre o apelo visual, a capacidade de incluir dados externos, a complexidade, a praticidade e a variabilidade gerada. Na primeira família estão os modelos baseados em pixel, abrangendo os métodos de simulação indicatriz seqüencial (SIS), Gaussiana truncada (SGT) e plurigaussiana truncada (SPG), que são mais flexíveis e permitem incorporar mais facilmente dados de outras fontes (como informação sísmica, fluxo de fluidos e afloramentos análogos). A segunda família, a de modelos baseados em objetos, lida com formas geológicas básicas, como canais e barras, e introduz algoritmos iterativos, mas tem a desvantagem de ser menos flexível e requerer muita informação para efetuar

o condicionamento por regras específicas. São apresentadas figuras onde se comparam feições obtidas por simulação Booleana e Gaussiana truncada, que apresentam comportamento de fluxo similar após a transferência de escala. Um método para utilizar informação geológica útil proveniente da estratigrafia de seqüências é a confecção de curvas de proporção vertical, as quais permitem reconhecer os limites das unidades genéticas e as superfícies de correlação.

Oliveira (1997) apresenta uma revisão dos diversos métodos geoestatísticos, relacionando seus parâmetros de entrada, hipóteses subjacentes, vantagens e desvantagens condensadas numa extensa tabela muito útil na etapa de escolha do algoritmo.

Capítulo 3 METODOLOGIA DA MODELAGEM GEOESTATÍSTICA

Este capítulo apresenta uma breve introdução sobre a importância de um modelo geológico de qualidade. Também é abordada a metodologia adotada para a realização deste trabalho, desde a mudança de suporte realizada nos dados, passando pelos parâmetros condicionantes como variogramas e curvas de proporção, comentando sobre os algoritmos de simulação e, por fim, explicando o processo do estudo de conectividade que foi utilizado neste trabalho. Os itens a seguir foram apresentados de forma a respeitar a seqüência de execução deste estudo.

3.1. Introdução

A definição do modelo geológico do reservatório representa a fase mais importante na caracterização de reservatórios; é dividida na construção do modelo estrutural, modelo estratigráfico, modelo litológico e análise das heterogeneidades do reservatório. A fase principal na construção do modelo geológico é a modelagem litológica do reservatório, ou seja, o preenchimento do reservatório com as características litológicas das rochas e suas variabilidades espaciais (Cosentino, 2001).

O autor descreve ainda a importância do modelo geológico na caracterização de reservatórios citando que a construção de um modelo numérico geológico de qualidade deve ser precedida pelo reconhecimento das características das variáveis que compõem 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 escassez de dados.

Para que se possa fazer uma boa avaliação das características dos reservatórios é necessário que se tenha uma alta qualidade na modelagem das heterogeneidades dos depósitos. O problema encontrado para se modelar um reservatório está na distância entre os poços que, geralmente, não permite que as correlações entre os poços sejam confiáveis. Por mais detalhada que seja a perfilagem dos poços, ela não fornece informações sobre a extensão lateral da área em estudo. Portanto, somente com os dados dos poços, não é possível se conhecer a continuidade dos corpos arenosos no reservatório.

Mesmo não sendo possível reproduzir exatamente as características dos reservatórios, as técnicas geoestatísticas de simulação estocástica são utilizadas para representar as heterogeneidades dos reservatórios por reportarem a variabilidade espacial das variáveis do reservatório e preenchê-lo com estas propriedades nas áreas onde há ausência de dados.

Neste trabalho foi utilizado o programa Isatis (Bleines *et al.*, 2004) para todo o estudo estatístico dos dados, apresentação da curva de proporção, construção da matriz de proporção, modelagem 3D de fácies e estudo de conectividade das fácies.

3.2. Mudança de suporte

Como os dados originais deste trabalho, adquiridos por perfilagem dos poços, estão amostrados a cada 20 cm, foi necessária a realização de uma mudança de suporte das amostras. Adotou-se um novo suporte de 2 metros, que tem o mesmo tamanho da malha que será utilizada nas simulações, esta mudança de suporte proporciona uma diminuição do número de dados, sem que haja um prejuízo significativo na representatividade e variabilidade dos mesmos, bem como prepara os dados de modo que eles fiquem associados aos nós da malha de referência usada na simulação.

Nesta dissertação foram desenvolvidas e analisadas duas maneiras de se executar a discretização que ocorreu em todas as zonas produtivas do reservatório separadamente. Adotou-se uma transferência de escala que difere um pouco do que foi proposto por Braga (1998), neste trabalho essas rotinas levam em consideração os seguintes aspectos:

- Na 1ª rotina, a fácies que representará o novo suporte será aquela que, dentro do intervalo, tiver a maior espessura em comparação com as demais fácies, ou seja, a que tiver a maior frequência dentro do intervalo; caso duas ou mais fácies apresentem a mesma espessura, a escolhida será aquela que possuir a maior espessura de forma contínua. Persistindo o empate, a escolha recairá sobre a fácies que estiver mais próxima ao centro do intervalo e, caso duas fácies estejam igualmente próximas do centro, a escolhida será a mais próxima do centro e abaixo dele.
- Na 2ª rotina, a fácies que representará o novo suporte será aquela que dentro do intervalo possuir a maior continuidade; caso existam fácies com a mesma continuidade, a escolha recairá sobre a que estiver mais próxima ao centro e, persistindo o empate, a fácies escolhida será a que estiver abaixo do centro.

Nas Figuras 3.1 e 3.2 encontram-se exemplos da mudança de suporte vertical para um mesmo conjunto de dados, levando-se em consideração os dois tipos de rotinas criados. As figuras mostram os intervalos antes e após a discretização para um caso de 4 fácies.

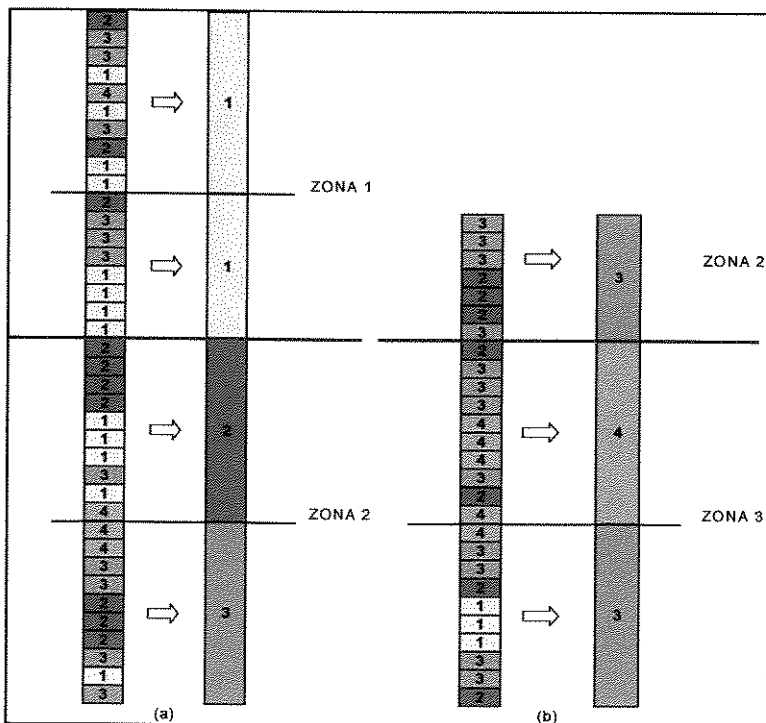


Figura 3.1: Exemplos da regra para mudança de suporte vertical de fácies de 0,2 m para 2,0 m dentro de uma mesma zona estratigráfica e entre as zonas, levando-se em consideração o 1º critério (maior espessura).

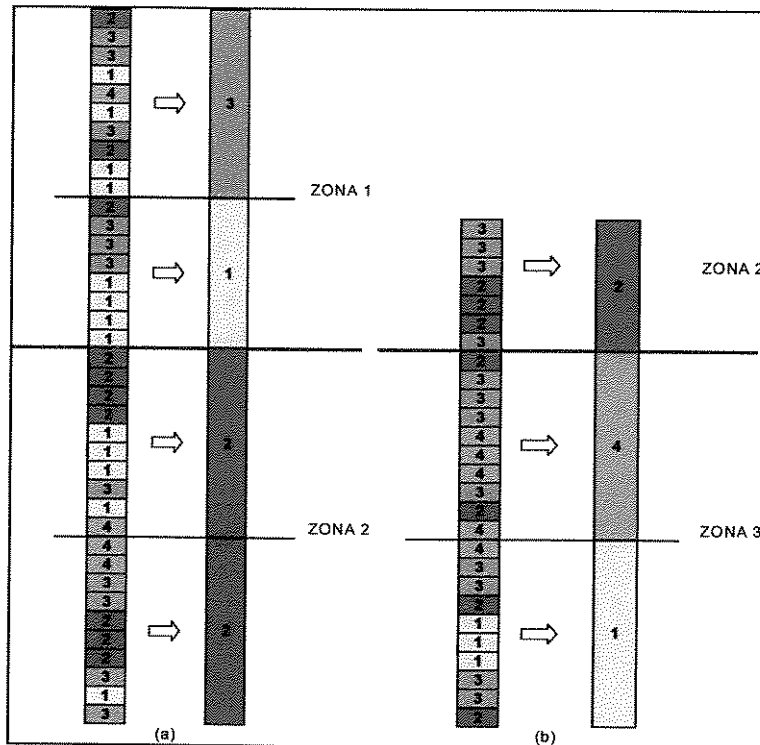


Figura 3.2: Exemplos da regra para mudança de suporte vertical de fácies de 0,2 m para 2,0 m dentro de uma mesma zona estratigráfica e entre as zonas, levando-se em consideração o 2º critério (maior continuidade).

Com relação ao novo valor das propriedades petrofísicas após a regularização, foi feita a média aritmética somente com os valores que eram da fácies resultante antes da regularização. Por exemplo, se a fácies escolhida para o novo suporte for a Fácies 1, o valor das propriedades (porosidade e permeabilidade) referentes ao novo intervalo será obtido por meio da média aritmética dos valores que estas propriedades tinham associadas com a Fácies 1 antes da regularização, conforme a Figura 3.3.

Ao mesmo tempo em que foi calculado o novo valor das propriedades petrofísicas, também foi criada uma variável que retrata a porcentagem que a fácies resultante possui com relação às demais antes da transferência de escala. Este índice condiciona o valor da propriedade resultante a ter a mesma representatividade antes da transferência de escala. No caso da Figura 3.3, este índice teria o valor de 40% (4/10) para a variável porosidade.

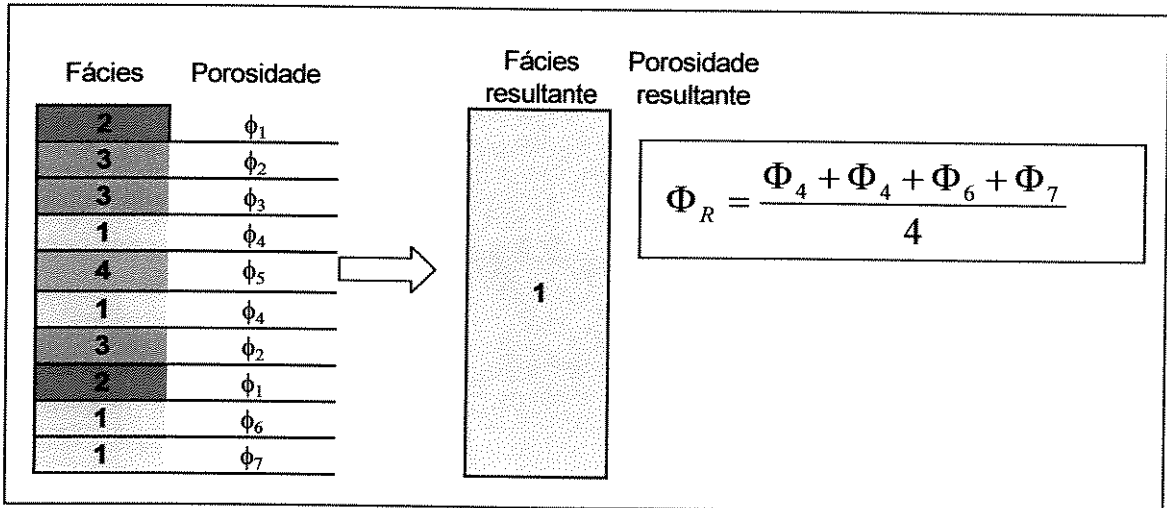


Figura 3.3: Exemplo para o método de cálculo do valor das propriedades resultantes após a regularização.

3.3. Dados condicionantes para a simulação

Algoritmos de simulação, como o seqüencial indicatriz, Gaussiano truncado e o plurigaussiano, utilizam condicionamentos para a simulação com a finalidade de melhorar a qualidade de seus resultados. Neste trabalho utilizam-se como dados condicionantes, além dos variogramas horizontais e verticais, as curvas de proporção vertical, que fazem com que o modelo gerado obedeça à distribuição da variável em cada nível estratigráfico, e as matrizes de proporção, que resultam em modelos não estacionários na direção horizontal, representando melhor a variabilidade dos dados nessa direção.

3.3.1. Variografia

O variograma é uma ferramenta básica de qualquer estudo geoestatístico, pois reflete o grau de organização espacial de um determinado fenômeno. Em termos matemáticos, ele representa uma variância calculada para várias distâncias, e é o comportamento desta variância com a distância que vai determinar o padrão de continuidade do fenômeno.

Uma variável pode ser representada por três tipos de variogramas: o verdadeiro, que é sempre desconhecido; o experimental (observado), que é obtido a partir dos dados das amostras;

e o variograma teórico, que é definido por uma função matemática e é de onde se deduz o variograma verdadeiro.

Os algoritmos de simulação necessitam que se informe os modelos variográficos dos litotipos. O modelo dos variogramas a ser adotado é alcançado baseando-se nos variogramas experimentais e ajustando-o iterativamente até que se tenha um bom ajuste, conceito que varia de usuário para usuário.

Neste trabalho os variogramas das indicatrizes de cada fácies foram modelados em duas direções, vertical e horizontal, sendo que não foi observada anisotropia em nenhuma direção. Os comportamentos destes variogramas, e seus respectivos modelos utilizados para as simulações, podem ser observados nas Figuras 3.4 e 3.5. Nestas figuras são apresentados, primeiramente, os variogramas horizontais e, em seguida, os variogramas verticais de cada fácies da zona de produção SAG 5.

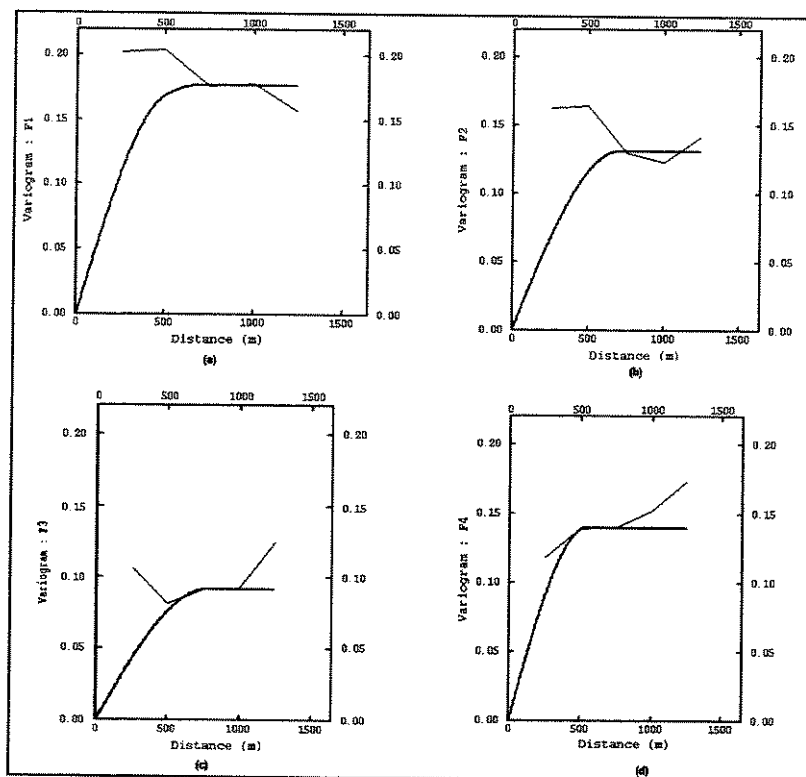


Figura 3.4: Variogramas horizontais experimentais e respectivos modelos das indicatrizes da (a) Fácies 1, (b) Fácies 2, (c) Fácies 3 e (d) Fácies 4, da zona de produção SAG 5.

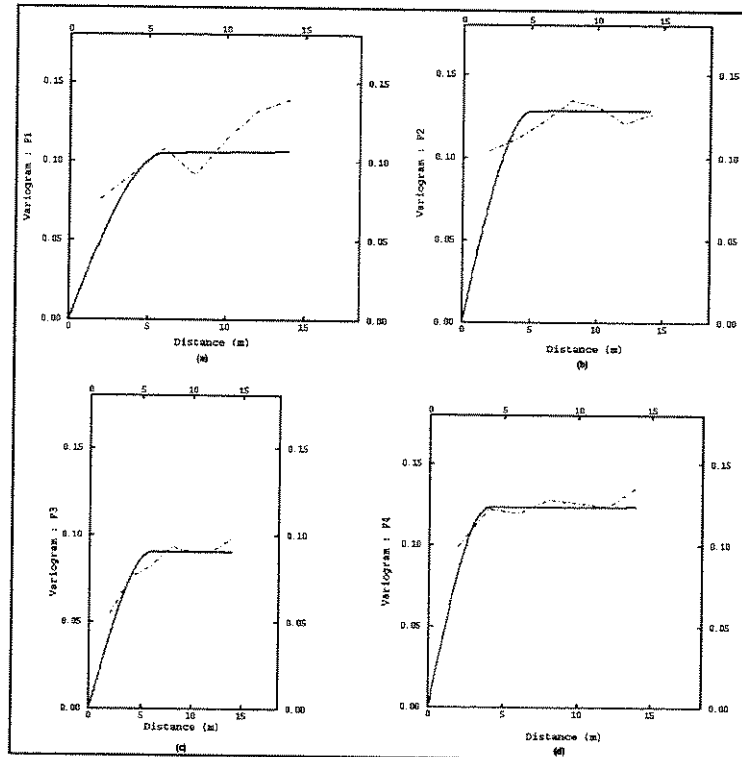


Figura 3.5: Variogramas verticais experimentais e respectivos modelos das indicatrizes da (a) Fácies 1, (b) Fácies 2, (c) Fácies 3 e (d) Fácies 4, da zona de produção SAG 5.

Observa-se que há uma melhor definição para os variogramas verticais pois estes foram obtidos a partir de uma quantidade maior de dados. Vale ressaltar que isto não implica em uma má modelagem para os variogramas horizontais.

3.3.2. Curvas de proporção e matriz de proporção

Outra ferramenta estatística que é levada em consideração, precedendo a etapa de simulação de fácies, é a curva de proporção. As curvas de proporção foram criadas no final da década de 80 para ajudar na quantificação dos dados geológicos na caracterização de reservatórios. A idéia é ser uma informação a mais que contribua na construção de um melhor modelo numérico. Segundo Paraizo (1993), a curva de proporção é uma ferramenta que se caracteriza pela simplicidade, e pode ser obtida para qualquer região ou direção dentro de um reservatório.

A curva de proporção pode ser vista como um histograma de fácies, mostrando a ocorrência das fácies em um determinado ponto. É uma visualização gráfica da distribuição dos litotipos dentro de uma região, considerando-se a sua frequência relativa.

As curvas de proporção vertical retratam a proporção média de cada fácies calculada nível a nível, paralelo a um referencial adotado, quantificando uma evolução seqüencial ou temporal das litofácies. Já as curvas de proporção horizontal retratam uma proporção acumulada calculada poço a poço, representando a evolução lateral das litofácies, e refletem o comportamento estacionário ou não das fácies.

A Figura 3.6 representa de uma forma esquemática como são calculadas as curvas de proporção vertical e horizontal de fácies a partir de cinco poços fictícios dispostos em uma malha estratigráfica e com seções testemunhadas de igual comprimento, contendo cinco fácies discretizadas ao longo dos poços.

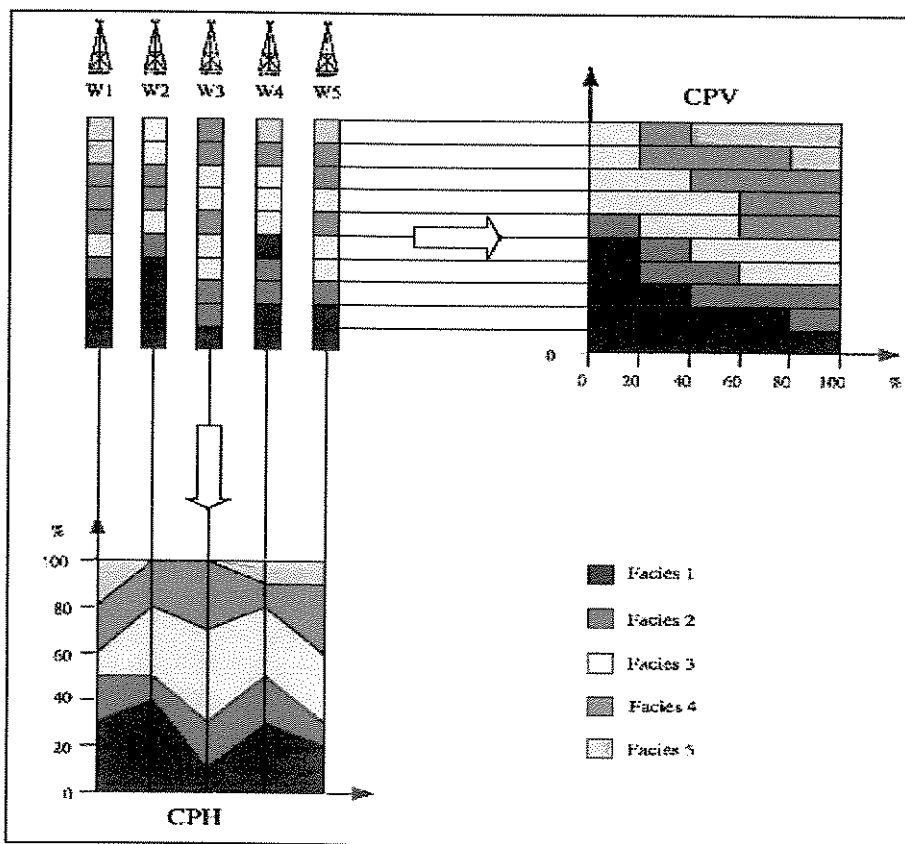


Figura 3.6: Curvas de proporção vertical (CPV) e horizontal (CPH) construídas a partir de 5 poços fictícios com 5 fácies (modificado de Souza Jr, 1997).

Pode-se observar na Figura 3.6 que na camada de topo há 60% de fácies 5, 20% de fácies 4 e 20% de fácies 3. Na segunda camada há 20% de fácies 5, 60% de fácies 4 e 20% de fácies 3. Segue-se sucessivamente até que na camada basal há 100% de fácies 1. Na direção horizontal não se observa nenhuma localização preferencial de fácies, permitindo que se considere as proporções de fácies estacionárias nessa direção.

Ravenne *et al.* (2000) citam as curvas de proporção vertical como uma ferramenta que auxilia na interpretação de subsuperfície, ajudando a melhorar na descrição do modelo. Fisicamente estas curvas apresentam a proporção de cada fácies como função da profundidade; do ponto de vista geoestatístico, estas variações verticais são uma forma de identificar a não estacionaridade.

O primeiro passo para o cálculo de uma curva de proporção vertical é escolher um ordenamento de fácies com um significado geológico. Depois, calcula-se a proporção experimental e acumulada de cada fácies, nível a nível. Daí obtém-se a curva de proporção vertical, que é um gráfico entre a profundidade *versus* a proporção acumulada.

O cálculo da curva de proporção horizontal é feito poço a poço e depois projetado sobre uma seção vertical. Como esta projeção varia conforme a direção escolhida, torna-se uma ferramenta auxiliar na identificação das tendências regionais da distribuição espacial dos litotipos. A curva de proporção horizontal é representada pelo gráfico das proporções acumuladas *versus* a distância entre os poços.

As curvas de proporção podem ser apresentadas de duas formas distintas: normalizada e não normalizada. Na forma normalizada, a soma das proporções das fácies é 100%, ou seja, as curvas de proporção crescem até atingir o valor 1 para cada nível vertical. A forma não normalizada ocorre quando se lida com poços erodidos, ou com falta de dados, ou seja, não existe registro de fácies para um determinado nível. O que é apresentado nas curvas de proporção vertical não normalizada é o número de vezes que a fácies ocorre a cada nível.

A Figura 3.7 mostra a curva de proporção vertical normalizada da zona de produção SAG 5, área de estudo deste trabalho. É necessária a normalização da curva pois o algoritmo de simulação requer o conhecimento da proporção de cada fácies em cada nível. Muitas vezes é possível um melhor entendimento dos períodos de maior ou menor deposição de sedimentos através das curvas de proporção não normalizadas que mostram a participação das fácies nos poços e no reservatório, mas este procedimento não foi utilizado neste estudo.

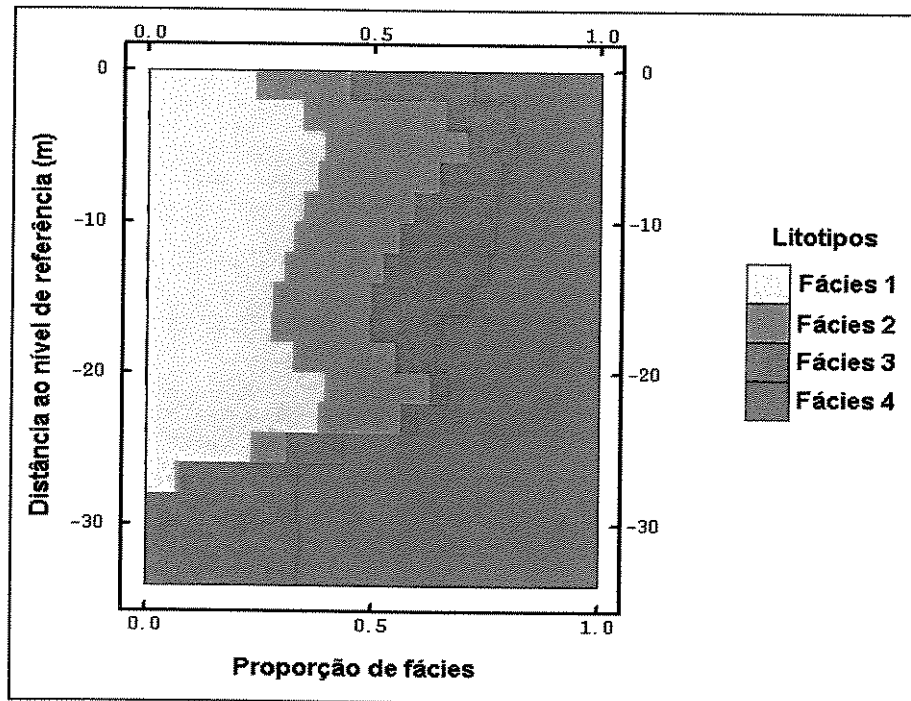


Figura 3.7: Curva de proporção vertical normalizada da zona SAG 5.

Pode ser observado nesta curva de proporção vertical que a zona em estudo tem como característica o fato da proporção de fácies reservatório (1, 2 e 3) crescer do topo até a profundidade de -3 metros, depois esta proporção decresce até -16 metros, quando começa novamente a crescer e por fim decresce a partir de -23 metros.

Com relação à matriz de proporção, pode-se entendê-la como sendo um conjunto de curvas de proporção vertical construído sobre uma malha 2D, normalmente mais grosseira do que a malha de referência, onde cada célula desta nova malha está associada a uma curva de proporção vertical.

Em situações onde não se observa um comportamento espacial estacionário das fácies utiliza-se o conceito de matrizes de proporção para incorporar um algoritmo de condicionamento nas simulações de fácies.

A matriz de proporção vertical dos litotipos (MPV) pode ser obtida a partir da integração de informações de todos os poços, dos poços de uma determinada área, ou das próprias curvas de proporção vertical de fácies definidas pelo geólogo.

Para o cálculo da matriz de proporção vertical, Braga (1998) apresenta quatro métodos distintos: associando uma curva de proporção vertical a uma determinada área da região estudada; efetuando a krigagem das proporções a partir das curvas de proporção vertical dos poços; utilizando o mesmo procedimento anterior, porém levando em conta condicionadores adicionais; combinando-se os métodos anteriores.

Braga (1998) explica mais detalhadamente cada um desses quatro métodos para construção da matriz de proporção vertical. A seguir encontra-se a idéia principal de cada um dos métodos.

O primeiro método, denominado método das áreas, é a maneira mais simples de se obter uma matriz de proporção. Consiste em dividir a matriz de proporção em áreas e associar uma curva de proporção vertical a cada área.

O conhecimento geológico da região em estudo é de suma importância para a construção deste tipo de matriz de proporção pois a definição das áreas depende de ferramentas geológicas como, mapas geológicos de isópacas, isólitos ou de fácies sísmicas, que fornecem a distinção das regiões onde predominam rochas reservatórios daquelas onde o predomínio é de rochas não reservatórios.

O segundo método é o da krigagem das proporções de fácies dos poços e caracteriza-se pela interpolação das proporções dos litotipos dos poços por krigagem ordinária com vizinhança única. A estimativa é feita a cada nível e, para se levar em conta as informações dos níveis vizinhos, efetua-se uma média móvel sobre três níveis (o que está sendo estimado e seus níveis

adjacentes superior e inferior) o que minimiza eventuais erros de amarração ou erros provocados pela ocorrência de compactação localizada, que pode impedir a continuidade dos litotipos.

O terceiro método é semelhante ao anterior, porém é acrescido de condicionadores externos, que fornecem características importantes da região a ser estudada, como, por exemplo, as tendências gerais da deposição dos sedimentos. Os condicionadores podem ser obtidos através de mapas de distribuição de fácies, mapas de razão reservatório/não-reservatório e mapas advindos da interpretação sísmica.

O quarto método combina todos os anteriores. Um exemplo deste método seria a associação, para cada uma das áreas da região estudada, de várias curvas de proporção vertical ao invés de apenas uma. Em seguida seria efetuada a krigagem das proporções das curvas que compreendem cada área, preenchendo toda a malha.

Nesta dissertação a matriz de proporção foi calculada através do método de krigagem das proporções usando como confinamento as curvas de proporção vertical dos poços. A área em estudo foi dividida em duas partes de modo que o número de poços que cada uma possui é suficiente para representá-las através de curvas de proporção.

Depois da divisão da área em estudo é feita a interpolação das fácies a cada nível, por meio de krigagem, obtendo-se a matriz de proporção mostrada na Figura 3.8.

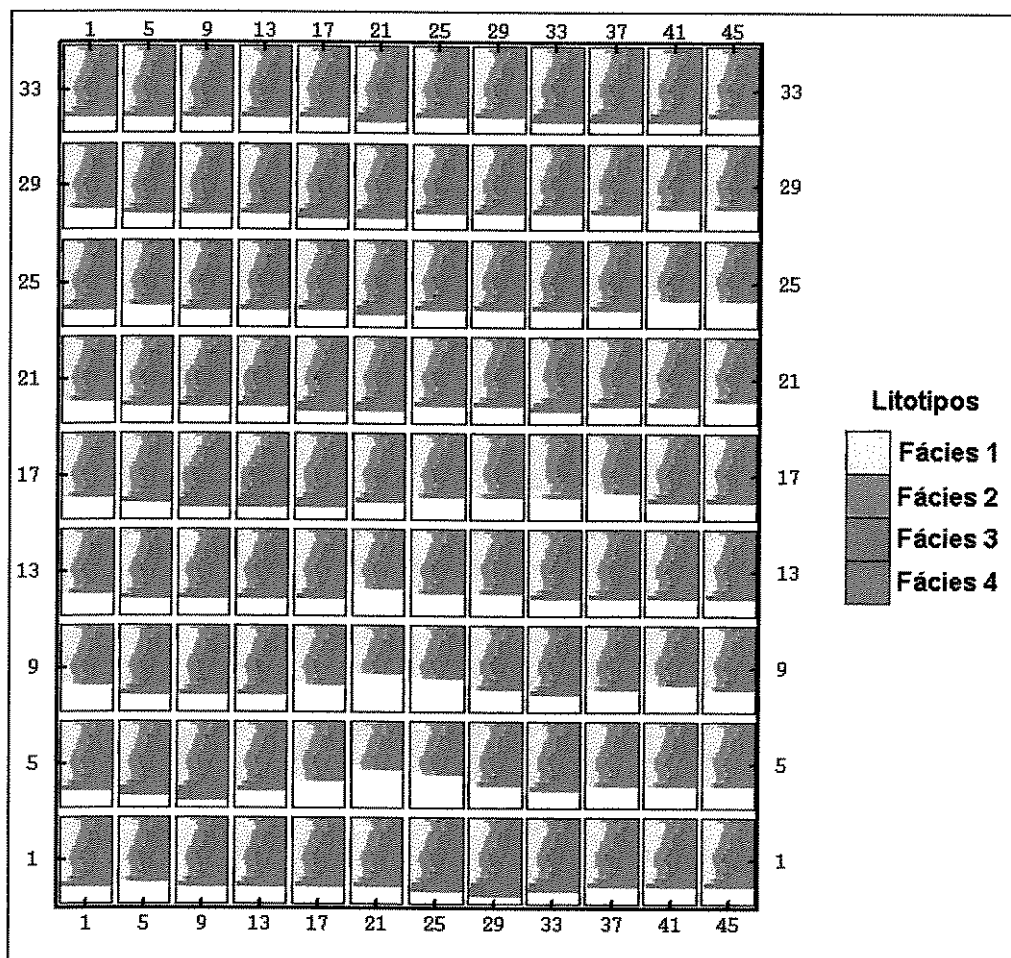


Figura 3.8: Matriz de proporção da zona SAG 5.

3.4. Algoritmos de simulação

A seguir encontra-se uma revisão acerca dos algoritmos de simulação estocástica de fácies utilizados nesta dissertação. São apresentadas as idéias principais que caracterizam cada método, destacando seus pontos positivos e negativos.

3.4.1. Simulação seqüencial Gaussiana (SSG)

Os métodos geoestatísticos mais comumente utilizados para atribuir valores de porosidade e permeabilidade em um modelo numérico 3D são os métodos Gaussianos. A simulação seqüencial Gaussiana (SSG) é uma das mais populares técnicas empregadas na caracterização de

reservatórios devido à sua simplicidade, requerendo para sua execução parâmetros como histogramas e variogramas. É comumente adotada para simulação de variáveis contínuas como porosidade e permeabilidade.

Segundo Oliveira (1997), no algoritmo de simulação Gaussiana seqüencial, cada variável é simulada seqüencialmente de acordo com a sua função de distribuição acumulada condicional Gaussiana, caracterizada através de um sistema de krigagem. A cada etapa, os dados condicionantes são todos os valores originais somados a todos os valores previamente simulados que se encontram dentro de uma vizinhança da posição a ser simulada.

Journel e Alabert (1990) descreveram que devido à simplicidade do algoritmo de simulação Gaussiana seqüencial, ele apresenta grandes limitações. A informação acerca da distribuição espacial é codificada em um único variograma, tornando impraticável que o modelo reproduza padrões complexos de heterogeneidade, como por exemplo, padrões de continuidade espacial extremamente diferentes para valores altos e baixos de uma dada variável.

Sahin e Al-Salem (2001) aplicaram a técnica de simulação seqüencial Gaussiana para construir um modelo de porosidade em um reservatório carbonático localizado na província oriental da Arábia Saudita. Os autores discorrem sobre o algoritmo que simula os valores das variáveis célula a célula dos nós da malha de maneira seqüencial, usando na seqüência, estes valores como dados condicionantes. Ao se determinar a probabilidade de distribuição de cada nó e extraindo-se um número aleatório desta distribuição, valores simulados são gerados. Os parâmetros de krigagem (estimativa krigada e variância da krigagem) são usados para definir a distribuição de probabilidade em cada nó. Para realizar esta simulação, é necessário trabalhar com valores Gaussianos padrões, portanto os dados são inicialmente transformados para o espaço Gaussiano, operações básicas são empreendidas e os valores simulados são transformados de volta para o espaço original.

Deutsch (2002) resumiu o algoritmo da simulação seqüencial Gaussiana condicional nas seguintes etapas:

- Transformar os dados condicionais (pontos conhecidos) em valores Gaussianos (distribuição Gaussiana);
- Realizar, em uma posição qualquer, a krigagem para obter a estimativa krigada e a correspondente variância da krigagem;
- Extrair aleatoriamente um valor da distribuição Gaussiana e adicioná-lo à estimativa krigada para obter um valor simulado;
- Adicionar o valor simulado ao conjunto de dados para assegurar que a covariância com este valor e todas as futuras previsões estejam corretas. Esta é a idéia chave da simulação seqüencial, isto é, considerar previamente os valores simulados como dados de modo que se reproduza a covariância entre todos os valores simulados;
- Percorrer todas as posições em ordens aleatórias. Não há nenhuma exigência teórica para a ordem ou caminho aleatório, entretanto a prática tem mostrado que um caminho regular pode induzir a resultados imprecisos;
- Transformar de volta todos os dados e valores simulados quando o modelo for totalmente povoado, ou seja, todos os nós forem simulados;
- Produzir realizações repetindo o processo com diferentes números aleatórios de “sementes”. Uma “semente” diferente conduz a uma seqüência diferente de números aleatórios, conseqüentemente, a caminhos aleatórios diferentes.

É possível observar que este método requer uma solução de sistemas de krigagem cada vez maior para o cálculo das probabilidades à medida que o algoritmo progride (aumenta-se o número de dados condicionantes). Para contornar este fato, adota-se uma vizinhança móvel, em vez de única para a simulação de um dado nó.

Segundo Oliveira (1997), as vantagens deste método são o fácil condicionamento, anisotropias manuseadas automaticamente e aplicabilidade para qualquer função de covariância. Como desvantagem, o autor cita a utilização da distribuição Gaussiana intermediária pelo algoritmo, pois vários trabalhos reportam que as simulações Gaussianas resultam em pequena continuidade dos valores extremos, o que torna o método pouco recomendado nestes casos.

3.4.2. Simulação seqüencial indicatriz (SIS)

Paraizo (1993) discorre sobre simulações estocásticas e enfatiza que a simulação seqüencial indicatriz apresenta como característica principal o fato de poder simular cada eletrofácies de forma totalmente independente das demais e, portanto, a relação cruzada duas a duas das eletrofácies não tem necessariamente nenhum comprometimento do ponto de vista do algoritmo.

Esta é uma vantagem deste algoritmo pois permite fazer uma modelagem variográfica distinta para cada eletrofácies conseguindo, com isso, obter estruturas e informações de cada uma de forma bem ampla.

Na modelagem de fácies, através deste algoritmo, a fácies é descrita como uma variável indicatriz. Considerando-se dois pontos no espaço, \mathbf{x} e $\mathbf{x}+\mathbf{h}$, e F um conjunto aleatório (por exemplo, fácies 1), a indicatriz deste conjunto $I_F(\mathbf{x})$ é a função aleatória que assume o valor unitário, se \mathbf{x} está em F , ou zero, caso contrário. Ou seja,

$$I_F(\mathbf{x}) = \begin{cases} 1, & \text{se } \mathbf{x} \in F \\ 0, & \text{se } \mathbf{x} \notin F \end{cases} \quad (3.1)$$

Este método também é aplicado para variáveis contínuas. Neste caso deve se estabelecer primeiramente um parâmetro de corte para a variável e depois atribuir o valor 1 para os valores abaixo do parâmetro ou 0 se o valor está acima do parâmetro.

O princípio do algoritmo da simulação seqüencial indicatriz é que a simulação acontece seqüencialmente nó por nó, sendo que cada simulação depende de todas as simulações anteriores e de todos os dados originais da indicatriz.

Dentre as vantagens encontradas neste método, destaca-se a possibilidade de modelar complexos padrões de heterogeneidades. Esta flexibilidade vem do uso de um modelo de variograma para cada variável indicatriz.

3.4.3. Simulação Gaussiana truncada (SGT)

O método Gaussiano truncado é utilizado para simular variáveis categóricas ou discretas baseando-se no conhecimento do truncamento de uma função aleatória Gaussiana em diferentes valores de corte calculados a partir da proporção dos seus litotipos.

As primeiras menções de simulação Gaussiana truncada de variáveis categóricas aparecem no artigo de Journel e Isaaks (1984) que simularam de forma condicional duas fácies a partir de uma variável contínua (teor de urânio), a qual sofreu transformação Gaussiana e, posteriormente, a variável simulada foi transformada em variável categórica através de um truncamento nos teores. Também foi mencionado o uso desta técnica no trabalho de Chilès (1984, *apud* Dowd *et al.*, 2003) que simulou depósitos de níquel.

Matheron *et al.* (1987) o tornaram um método eficiente para simulação espacial de variáveis categóricas, podendo ser representado por indicatrizes, propondo o múltiplo truncamento da função aleatória Gaussiana aplicável em espaços 2D e 3D, sendo capaz de condicionar a simulação independente do número de litotipos e posição na área.

Segundo Alabert e Modot (1992) o método de simulação Gaussiana é mais útil quando se têm particularidades como: as geometrias de fácies são similares; as fácies apresentam uma seqüência bem conhecida; quando há necessidade de muita rapidez na simulação.

Xu e Journel (1993) introduziram o método Gaussiano truncado no GSLIB aplicando-o em um reservatório de petróleo, usando valores de corte transformados a partir de uma matriz de probabilidade variável no espaço obtida por krigagem indicatriz das proporções nos pontos amostrais.

Simon (1997) resume o algoritmo Gaussiano truncado em 6 etapas principais. Na seqüência são apresentadas estas etapas, exemplificando uma situação com 3 fácies, com formulações matemáticas e ilustrações esquemáticas para uma melhor compreensão das diversas transformações necessárias à simulação.

A primeira etapa é a definição de fácies. Neste exemplo tem-se 3 fácies (F_1 , F_2 e F_3) em um domínio V . Com p_i sendo a proporção global da fácies i no domínio V , com i variando de 1 a 3, pode-se calcular a probabilidade de ocorrer uma determinada fácies no domínio V pela expressão

$$prob(F_i \in V) = p_i(V), \quad (3.2)$$

que está fundamentada na concepção de que a frequência relativa é a forma empírica de se estimar probabilidades.

A segunda etapa é a construção da curva de frequência acumulada, $\pi_i(V)$, das proporções globais, a qual será utilizada como estimativa das probabilidades de ocorrência das fácies no domínio da simulação (V).

O valor acumulado das proporções das variáveis categóricas $\pi_i(V)$ está contido no intervalo $[0,1]$. Calculam-se as proporções globais acumuladas segundo a equação

$$\pi_i(V) = \sum_{j=1}^i p_j(V) \in [0,1]; \quad i = 1, 2 \text{ ou } 3; \quad (3.3)$$

como as variáveis seguem um ordenamento preestabelecido, a equação

$$\pi_0(V) = 0 \leq \pi_1 \leq \pi_2 \leq \pi_3, \quad (3.4)$$

é verdadeira, conforme apresentado na Figura 3.9.

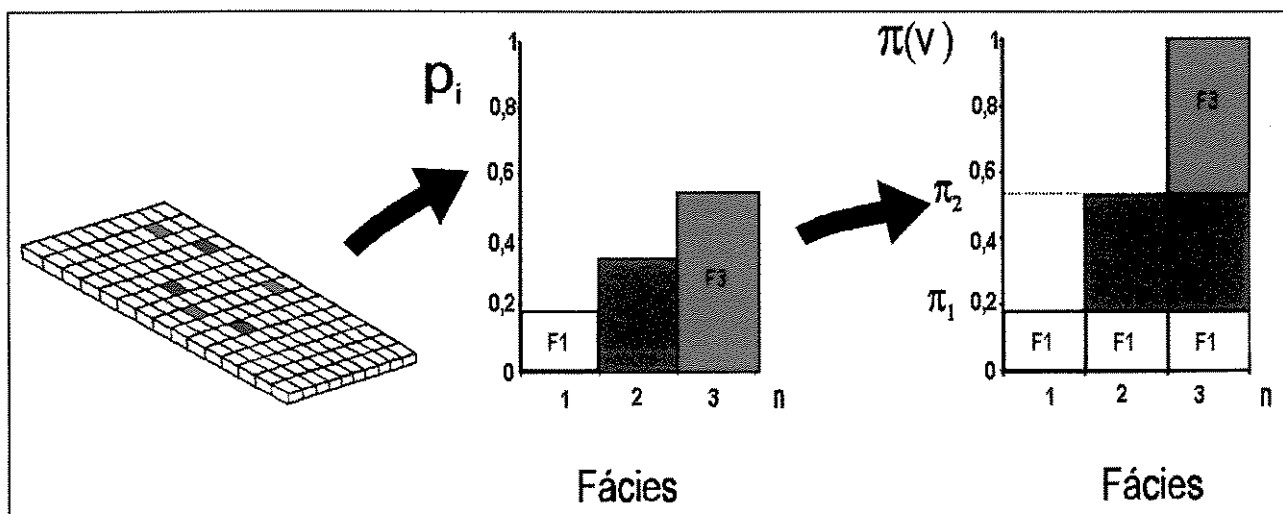


Figura 3.9: Ilustração das distribuições de probabilidades simples e acumulada de fácies segundo as proporções para um exemplo de 3 fácies (modificado de Simon, 1997).

A terceira etapa é a determinação dos truncamentos globais a partir da distribuição Gaussiana padronizada, cujos valores correspondem às probabilidades acumuladas (proporções) estabelecidas na distribuição experimental (Equação 3.3). Para isso, faz-se uma transformação Gaussiana da variável aleatória segundo a equação

$$t_i(V) = G^{-1}(\pi_i(V)); i = 1, 2, \quad (3.5)$$

onde $t_i(V)$ são valores da distribuição da Gaussiana padronizada que determinam os intervalos de probabilidade de ocorrência de fácies. Estes valores referem-se à distribuição normal, portanto seus extremos são conhecidos e valem $t_0(V) = -\infty$ e $t_3(V) = +\infty$. $G^{-1}(\cdot)$ é a função inversa da Gaussiana normal acumulada, onde o argumento é a probabilidade acumulada.

A Figura 3.10 representa a determinação dos truncamentos, a partir das probabilidades acumuladas, através de uma transformação Gaussiana.

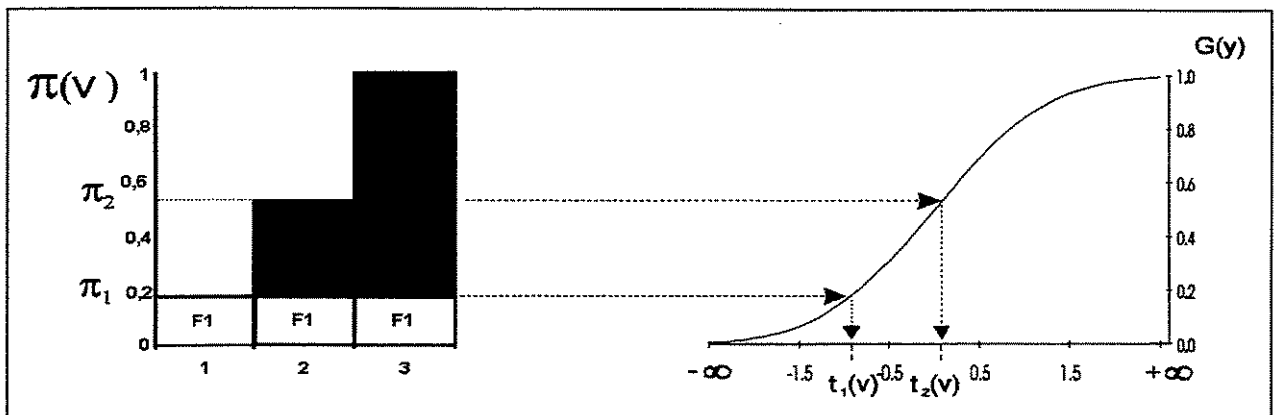


Figura 3.10: Representação gráfica da obtenção dos truncamentos globais $t_i(V)$ por transformação Gaussiana (modificado de Simon, 1997).

A quarta etapa é a transformação do conjunto de fácies em um conjunto contínuo com distribuição Gaussiana padronizada. Cada ponto amostrado corresponderá a um valor de Y , chamada de pseudogaussiana, conforme a equação

$$F_i(x) \Rightarrow y(x), \forall x \in V, \quad (3.6)$$

onde $F_i(x)$ é a variável categórica de índice i ; (x) é o vetor de posição (x, y, z) ; $y(x)$ é o valor da Gaussiana correspondente à amostra $F_i(x)$.

A etapa de número 4 é dividida em duas sub-etapas:

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

Através dos truncamentos obtidos com a Equação 3.5 e, conhecendo-se a fácies, limita-se os intervalos (superior e inferior) conforme a equação

$$F_i(x) \Rightarrow y(x) \text{ tal que } t_{i-1} < y(x) \leq t_i, \quad (3.7)$$

obtendo-se o intervalo ao qual a variável Gaussiana Y irá pertencer. Neste exemplo, a fácies 1 (amarela) pertencerá ao intervalo $(-\infty, t_1]$, a fácies 2 (vermelha) terá valores dentro do intervalo $(t_1, t_2]$ e a fácies 3 (verde) pertencerá ao intervalo $(t_2, +\infty)$.

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

Essa operação consiste em transformar o conjunto de 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 original de fácies. Isso seria conseguido se fosse mantida a covariância espacial das amostras.

A Figura 3.11 apresenta, de forma esquemática, a transformação de fácies em uma distribuição pseudogaussiana padronizada. Para o exemplo de 3 fácies, cada ponto amostrado $F_i(x)$ é transportado para a nova distribuição $y(x)$ ocupando o mesmo lugar no espaço (x) . Esta operação é bijetora dentro do intervalo definido na Equação 3.7 permitindo, assim, o retorno da distribuição contínua ao conjunto de fácies, honrando os dados originais.

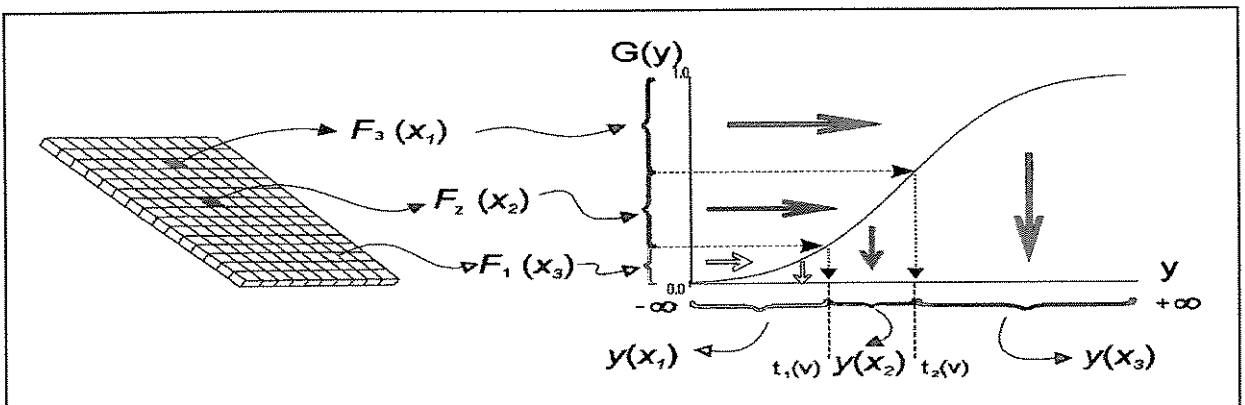


Figura 3.11: Representação esquemática da transformação de fácies em uma distribuição pseudogaussiana padronizada (modificado de Simon, 1997).

A quinta etapa consiste na simulação condicional da variável contínua Y . Depois de transformar as amostras em uma distribuição pseudogaussiana, procede-se a simulação condicional usando-se um simulador adequado para variáveis contínuas, como por exemplo, um simulador seqüencial Gaussiano.

Pode-se observar na Figura 3.12 uma seção AB que representa um corte sobre a malha 2D que foi simulada com condicionamento de uma função aleatória Gaussiana Y_s .

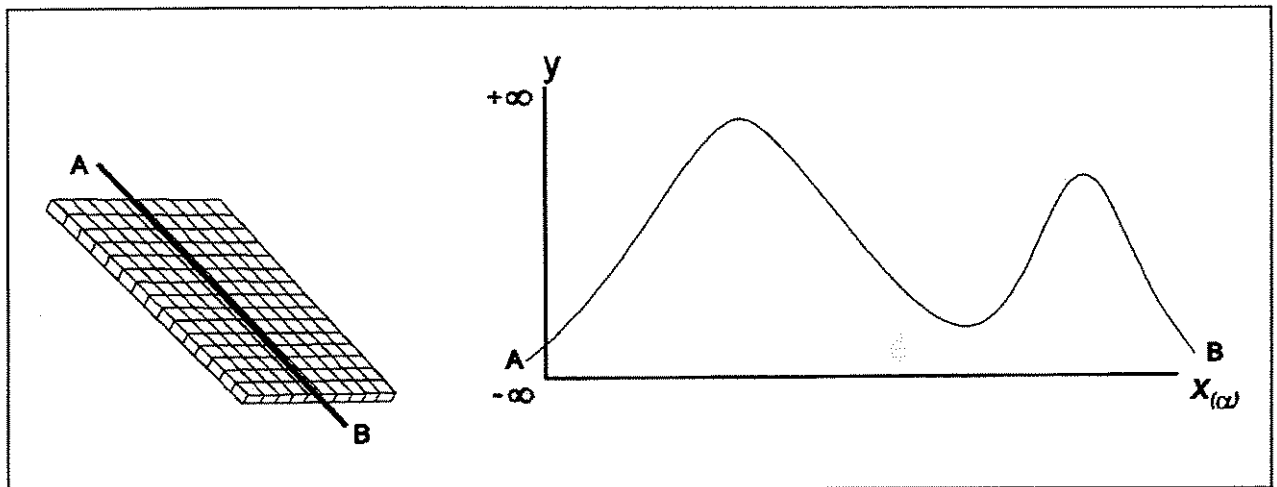


Figura 3.12: Ilustração esquemática da seção AB , representando um corte sobre a malha 2D na qual a variável $y_s(x)$ foi simulada de forma condicional (modificado de Simon, 1997).

A sexta, e última, etapa consiste no retorno à fácies por meio do truncamento da variável contínua simulada de forma condicional ($y_s(x)$), por meio da equação

$$y_s(x) \Rightarrow F_i(x) \quad \text{tal que} \quad F_i(x) = \{t_{i-1} < y_s(x) \leq t_i\}, \quad (3.8)$$

usando-se os truncamentos ($t_i(V)$) já calculados por meio da Equação 3.5.

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

Como resultado global da simulação, as proporções das F_n fácies no domínio V estão garantidas devido a Y_s ter uma distribuição pseudogaussiana, cujas proporções de fácies podem ser calculadas pela equação

$$p_i = \text{prob}(t_{i-1} < y_s \leq t_i) = G(t_i) - G(t_{i-1}). \quad (3.9)$$

Na Figura 3.13 está representado o mesmo corte AB da Figura 3.12, com os truncamentos $t_i(V)$ na forma estacionária. Neste caso tem-se o perfeito condicionamento da simulação às amostras já que a transformação de fácies em valores pseudogaussianos, e retorno destes, foi feito sob os mesmos valores de truncamentos, calculados baseando-se nas proporções globais de fácies.

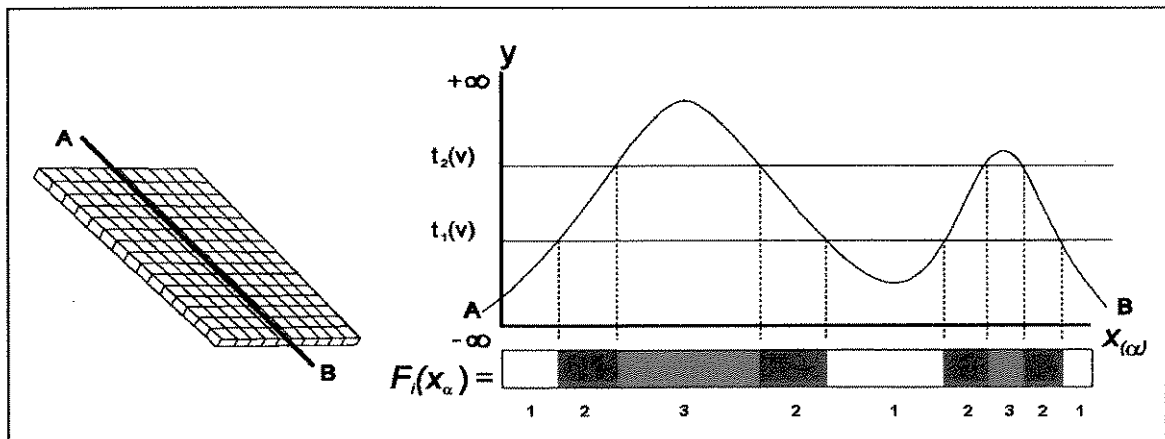


Figura 3.13: Representação do retorno da variável contínua $y_s(x)$ à fácies, através de truncamentos estacionários sobre a variável contínua $y_s(x)$ simulada (modificado de Simon, 1997).

Estas 6 etapas apresentadas por Simon (1997) retratam o caso de truncamentos estacionários. Para o caso de truncamentos não estacionários o procedimento seria semelhante, com a diferença de que os valores de corte não seriam mais constantes, podendo ser representados conforme a Figura 3.14, que mostra a etapa final da transformação de uma variável contínua em fácies, extraída do trabalho de Xu e Journel (1993) para um caso de 5 fácies.

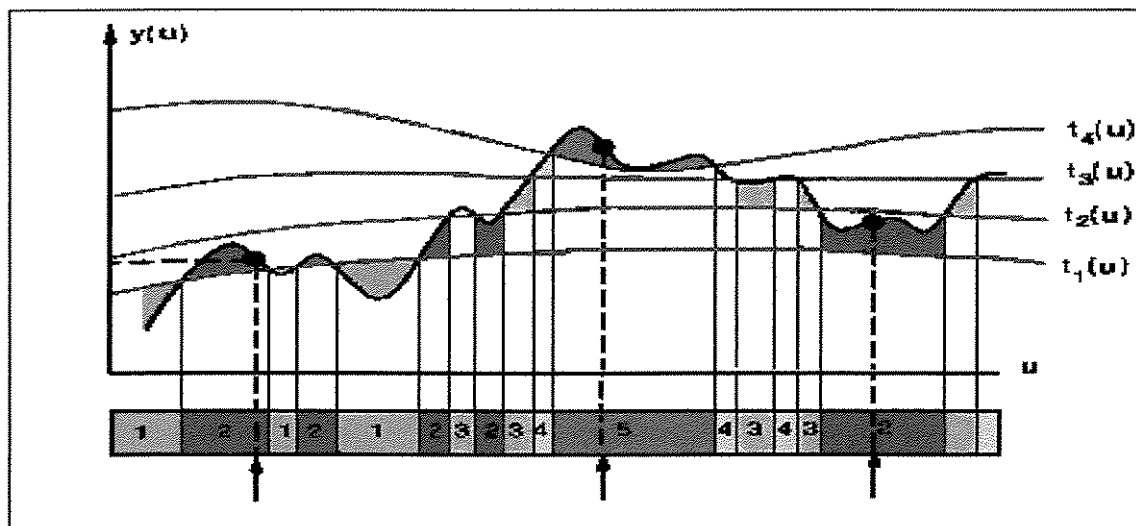


Figura 3.14: Retorno de uma variável contínua à fácies, através de truncamentos não estacionários (modificado de Xu e Journel, 1993).

As Figuras 3.13 e 3.14 mostram o esquema de truncamentos para valores de corte estacionários e não estacionários, mas ambos apresentam o sequenciamento de fácies. Este sequenciamento foi parcialmente quebrado com a intuição de que a ausência de uma fácies em determinada porção do domínio pode ser representada por truncamentos coincidentes que permitem colocar em contato as fácies 1 e 3 no exemplo da Figura 3.15, porém o ordenamento arbitrário inicial das fácies continua.

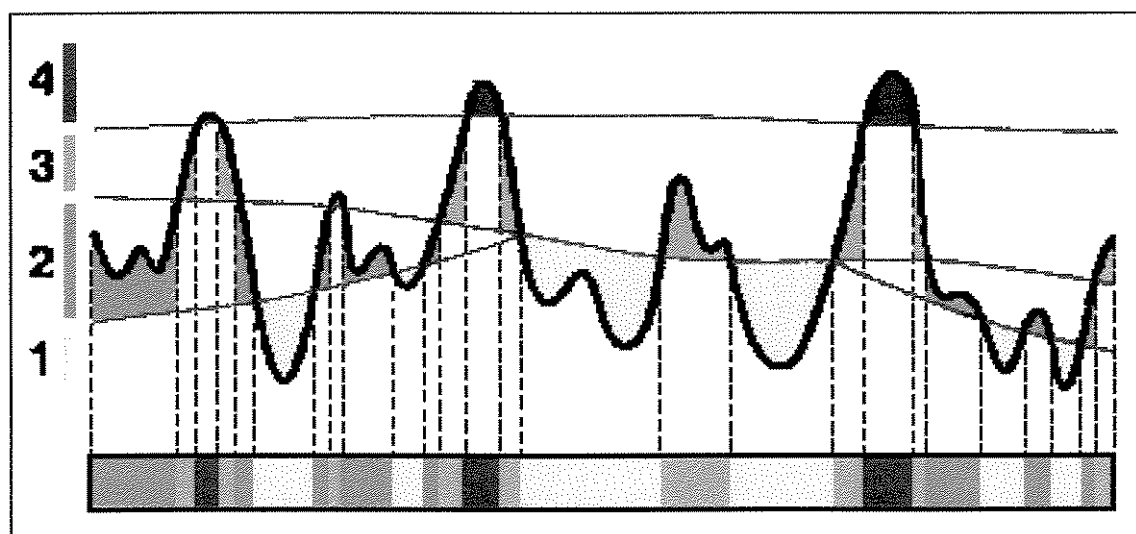


Figura 3.15: Esquema do truncamento coincidente por valores de corte não estacionários em determinado ponto da função Gaussiana, permitindo o contato entre as fácies 1 e 3 (modificado de Souza Jr, 1997).

Depois de feita esta revisão sobre o método de simulação Gaussiano truncado, apresentando as etapas definidas por Simon (1997), pode-se, então, discutir seus aspectos positivos e negativos. Vários autores comentaram as suas vantagens e desvantagens, entre eles pode-se citar Xu e Journel (1993), Beucher *et al.* (1994), Ravenne e Beucher (1988) e Friedrich (2003).

Primeiramente é válido destacar que não existe um método que seja melhor ou pior que outro, ou seja, não há um método que possa resolver toda a gama de situações complexas que se encontra na natureza. O que há são métodos mais adequados a determinadas situações geológicas e tipo de variável.

Quando está se trabalhando com dados em que exista um ordenamento de fácies, este método é útil pois ele trabalha com uma função aleatória Gaussiana contínua truncada por uma segunda função também contínua acarretando um modelo simulado que mantém a seqüência de fácies de maneira ordenada conforme a Figura 3.13. Porém, esse ordenamento pode não ser desejável quando se trabalha com fácies que no campo podem estar em contato mas ao final da simulação elas não aparecem em contato.

O algoritmo apresenta uma flexibilidade no modelo ao permitir que se introduzam informações através das curvas de proporção ou matrizes de proporção. Isto pode fazer com que se modifiquem as condições iniciais de ordenamento de fácies, fazendo com que o ordenamento seqüencial de fácies tenda a desaparecer.

Além do ordenamento de fácies, que pode ser uma limitação do algoritmo, tem-se também a limitação com relação à covariância espacial de fácies. Cada fácies pode ter um modelo diferente de covariância e, quando se agrupam as fácies em uma única função aleatória Gaussiana, todas as fácies passam a ter o comportamento da variável aleatória Gaussiana simulada.

Este é um problema que se agrava a medida em que se aumenta o número de fácies a ser simulada. No caso de duas fácies não se observa este problema, visto que a covariância de uma

fácies é a mesma de seu complemento. Pode-se minimizar este problema usando-se truncamentos não estacionários, como o uso de matrizes de proporção, forçando uma reestruturação de fácies.

3.4.4. Simulação plurigaussiana (SPG)

O algoritmo da simulação plurigaussiana pode ser interpretado como sendo uma extensão natural do método Gaussiano truncado. Ao invés de se executarem os truncamentos sobre apenas uma Gaussiana, executa-se sobre uma combinação de Gaussianas, que podem estar correlacionadas ou não. Com isto, torna-se possível simular fácies não sequenciais e evitar a covariância única para as fácies.

Simon (1997) e Zapparolli (2000) fazem um breve histórico do método, descrevendo desde a introdução do método feita por Galli *et al.* (1994) e Le Loc'h *et al.* (1994) sob a denominação de método Gaussiano truncado multivariado, passando por uma nova denominação de método plurigaussiano truncado (Le Loc'h e Galli, 1997), até suas diversas aplicações, como na mineração de depósitos auríferos (Roth *et al.*, 1998), na caracterização geológica de depósitos costeiros (Remacre e Simon, 1998), na reprodução de um sistema com canais meandantes e *crevasse splays* (Armstrong *et al.*, 1998) e na descrição geológica de seções envolvendo edifícios algais (Le Loc'h, 1999).

Zapparolli (2000) destaca que a construção do modelo de simulação plurigaussiana está regada na própria origem e desenvolvimento do reservatório, razão pela qual ela necessita incorporar o máximo de conhecimento geológico possível, sobretudo da variabilidade espacial das proporções de fácies. O objetivo é que o modelo de covariância cruzada entre as fácies seja consistente, a estratégia de truncamento seja ótima e a geração de valores condicionantes para a simulação contenha máxima relevância geológica.

Simon (1997) ressalta que o objetivo do método é a combinação de diversas variáveis (números de Gaussianas, covariância, truncamentos etc) para chegar-se a uma melhor modelagem das complexas estruturas geológicas.

Dowd *et al.* (2003) apontam que na simulação plurigaussiana qualquer número de funções aleatórias Gaussianas pode ser usado. Entretanto, na prática, para simplificar a descrição das relações entre as fácies, a simulação plurigaussiana é restringida ao uso de duas funções aleatórias Gaussianas $Z_1(\mathbf{x})$ e $Z_2(\mathbf{x})$, que podem ou não ser correlacionadas e que são obtidas de duas funções aleatórias Gaussianas independentes $Y_1(\mathbf{x})$ e $Y_2(\mathbf{x})$ de tal forma que

$$Z_1(x) = Y_1(x), \quad (3.10)$$

$$Z_2(x) = \rho Y_1(x) + \left(\sqrt{1-\rho^2}\right) Y_2(x), \quad (3.11)$$

onde $Y_1(\mathbf{x})$, $Y_2(\mathbf{x})$, $Z_1(\mathbf{x})$ e $Z_2(\mathbf{x})$ são funções aleatórias Gaussianas padrão, $Y_1(\mathbf{x})$ e $Y_2(\mathbf{x})$ são independentes, e $Z_1(\mathbf{x})$ e $Z_2(\mathbf{x})$ tem coeficiente de correlação ρ . Na prática, $Y_1(\mathbf{x})$ e $Y_2(\mathbf{x})$ são geradas usando-se um algoritmo de simulação e $Z_1(\mathbf{x})$, $Z_2(\mathbf{x})$ são calculados usando-se as Equações 3.10 e 3.11. Nota-se que se $\rho = 0$, então $Z_2(\mathbf{x}) = Y_2(\mathbf{x})$.

O autor expõe ainda que o coeficiente de correlação é usado para introduzir um grau de liberdade adicional ao modelo, ou seja, maior flexibilidade. Geralmente, um alto coeficiente de correlação introduzirá ordem entre as fácies enquanto que os contatos serão mais acentuados e mais desordenados quando o coeficiente de correlação for baixo.

A técnica de simulação plurigaussiana foi concebida para dar ao intérprete um maior poder na incorporação de informações geológicas que não poderiam ser contempladas em uma única função aleatória Gaussiana subjacente, especialmente no caso de variáveis categóricas com comportamentos espaciais independentes que exigem a modelagem de mais de uma direção principal de anisotropia.

A idéia ao se instituir o algoritmo plurigaussiano era se favorecer dos pontos positivos do Gaussiano truncado aperfeiçoando-se algumas carências do mesmo, como a tendência ao ordenamento seqüencial das fácies simuladas e a covariância única. Na Figura 3.16 encontra-se um fluxograma com as principais etapas do procedimento de simulação plurigaussiana.

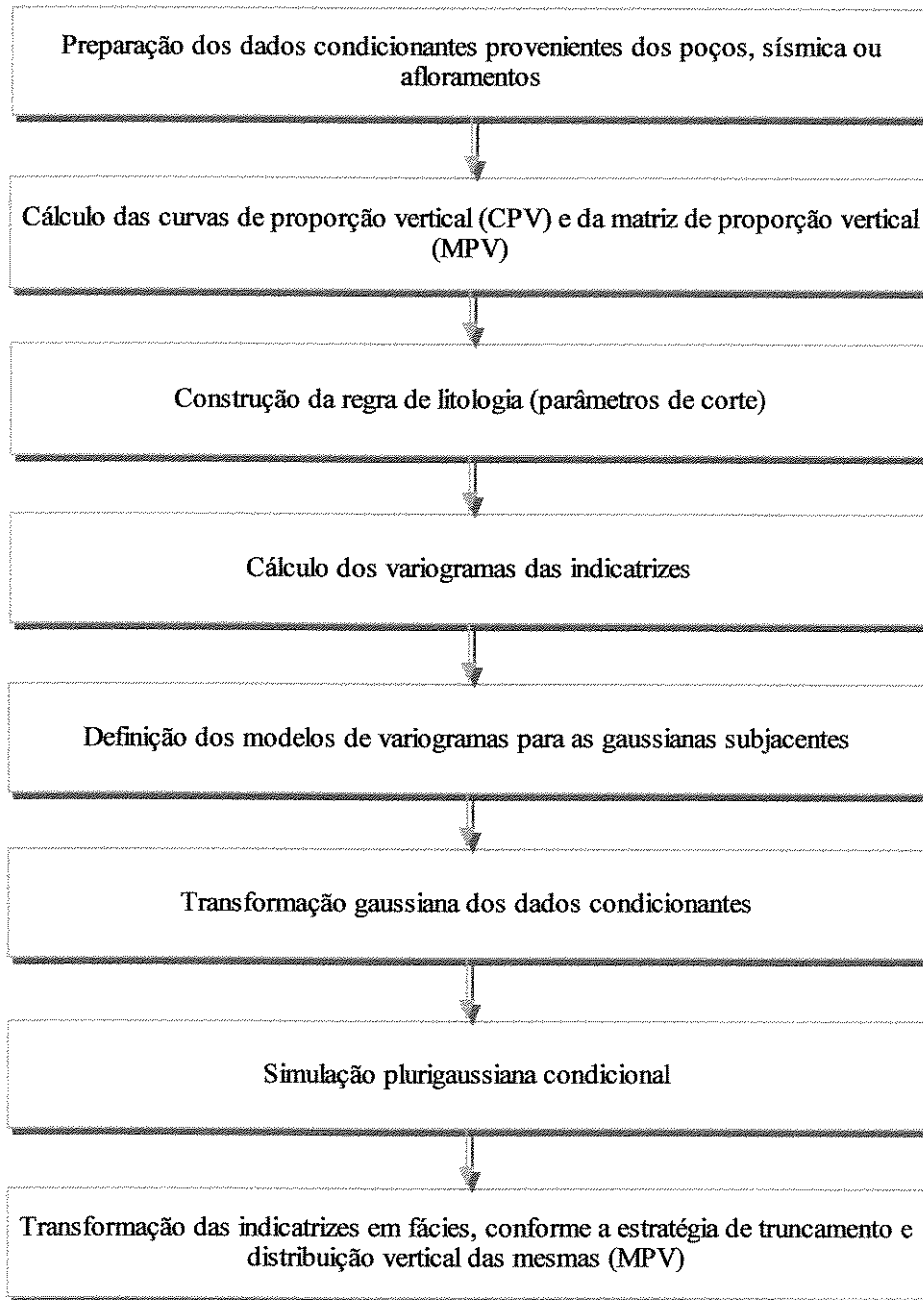


Figura 3.16: Fluxograma das principais etapas envolvidas na simulação plurigaussiana (modificado de Kronbauer, 2003).

Segundo Zapparoli (2000), existem dois parâmetros-chave que controlam as simulações plurigaussianas: os valores de corte nos quais as diferentes Gaussianas são truncadas e o modelo de variograma da variável Gaussiana subjacente. Os valores de corte (*thresholds*) são

determinados pela proporção de cada fácies, pela correlação entre as funções aleatórias Gaussianas subjacentes e pela regra de truncamento (regra de litologia). Uma vez que os valores de corte foram obtidos, os variogramas diretos e cruzados das indicatrizes são calculados experimentalmente. Sabendo-se a relação matemática entre os variogramas das indicatrizes e os variogramas das variáveis Gaussianas subjacentes, pode-se achar um modelo adequado para o variograma da variável Gaussiana subjacente e estimar os valores dos seus parâmetros.

Segundo Dowd *et al.* (2003) os aspectos que devem ser considerados quando se aplica uma simulação plurigaussiana são: número de fácies, relação espacial entre as fácies, determinação dos limites para as funções aleatórias Gaussianas e determinação da covariância de cada função aleatória Gaussiana, da indicatriz e da covariância cruzada.

A simulação plurigaussiana é utilizada para o caso de três ou mais fácies e quando não há um ordenamento entre elas. A relação espacial entre as fácies é um aspecto que deve ser estabelecido mediante informações da geologia, geofísica, afloramentos etc. Dowd *et al.* (2003) apresenta algumas relações espaciais entre as fácies (regra de litologia) para o caso de três, quatro e cinco fácies.

Utilizando a simulação plurigaussiana é possível obter uma diversidade de formas e estruturas simuladas. Estruturas com mesmo modelos no variograma podem reproduzir cenários diferenciados, bastando variar a anisotropia e proporções das fácies.

Exemplos de aplicação do método de simulação plurigaussiana podem ser obtidos no trabalho de Armstrong *et al.* (2003), onde é apresentado desde a base do método até estudos de casos mais aprofundados.

3.5. Estudo da conectividade

O estudo de conectividade abordado nesta dissertação é baseado no algoritmo de Hoshen-Kopelman, proposto por Hoshen e Kopelman (1976), que consiste em gerar corpos formados por cada célula de fácies reservatório que está em contato com uma face de uma célula que também é

reservatório. Assim, criam-se alguns corpos independentes o que torna possível avaliar o volume de interesse da zona em estudo.

Esta análise é interessante para que se possa observar o impacto no volume das fácies reservatório ocasionado pela escolha de determinado algoritmo de simulação. A idéia é avaliar o comportamento deste volume total em comparação com o volume conectado dos litotipos, pois o que realmente interessa é saber se há um grande volume de fácies reservatórios conectadas, de modo que se permita o fluxo do óleo.

Para se executar o algoritmo proposto pelos autores supracitados é necessário que os dados estejam na forma de indicatriz, ou seja, atribui-se o valor 1 para as fácies reservatórios e o valor 0 para as fácies não reservatórios. Assim o algoritmo executa a conectividade da seguinte forma:

- Reconhece a 1ª célula que possui o valor 1 e atribui o valor 1 para sua função conectividade (FC);
- As células que estão em contato com pelo menos uma face da célula a qual foi atribuído o valor 1 também recebem este valor;
- Ao acabar as células que estão em contato com a célula que foi atribuído o valor 1 para sua FC, o algoritmo procura a célula seguinte que possua o valor 1 da indicatriz;
- Ao reconhecer esta célula com valor 1, atribui-se o valor 2 para sua função de conectividade;
- As células que estão em contato com pelo menos uma face da célula a qual foi atribuído o valor 2 também recebem este valor;
- Assim sucessivamente até não haverem mais células com valor 1 da indicatriz.

Na Figura 3.17 exemplifica-se este procedimento do algoritmo de Hoshen-Kopelman para uma malha 2D com 100 células. Observa-se que as células analisadas (valor 1) correspondem a 52% da malha. Como resultado do estudo para a conectividade para este exemplo, nota-se que foram gerados 11 corpos independentes.

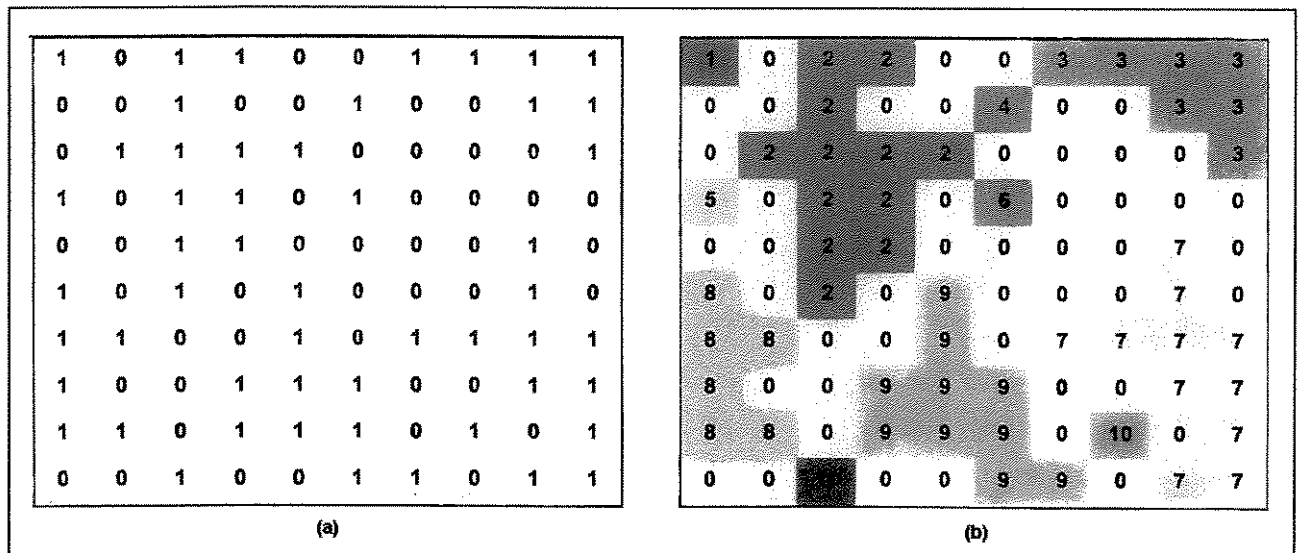


Figura 3.17: Procedimento do estudo da conectividade: (a) mapa da variável indicatriz e (b) valor atribuído pela função conectividade (Fonte: <http://splorg.org/~tobin/kb/hoshenkopelman.html>).

Na Tabela 3.1 são ordenados os corpos de forma decrescente com relação à quantidade de células de cada corpo. Observa-se que os cinco maiores corpos representam mais de 88% da área total das células analisadas

Tabela 3.1: Ordenamento dos corpos gerados pela função de conectividade.

Corpo	FC	Número de células	% da área acumulada
1	2	12	23,08
2	7	11	44,23
3	9	10	63,46
4	3	7	76,92
5	8	6	88,46
6	1	1	90,38
7	4	1	92,31
8	5	1	94,23
9	6	1	96,15
10	10	1	98,08
11	11	1	100,00

Com isso, pode-se observar que a função de conectividade permite determinar regiões contínuas do reservatório e organizá-las de modo que se visualizem as maiores áreas que estão conectadas.

O estudo de conectividade realizado nesta dissertação foi executado sobre os resultados obtidos pelos algoritmos de simulação, sendo que o contato entre as células foi definindo como sendo o contato quando as células apresentarem uma face em comum, ignorando o contato pela aresta e pelo vértice da célula.

Capítulo 4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo expõe os resultados obtidos na realização desta dissertação. Primeiramente, aborda-se a parte de tratamento dos dados, com a escolha do critério para mudança de suporte, seguido pela definição da malha e do horizonte de referência, com a transformação da malha estrutural para estratigráfica. Depois, parte-se para a modelagem das fácies, apresentando seus resultados e análises do volume conectado de fácies reservatório por meio do estudo da conectividade. Encerra-se o capítulo mostrando uma comparação entre os resultados do algoritmo de simulação plurigaussiana analisados neste trabalho.

4.1. Mudança de suporte

Os dois critérios utilizados para a transferência de escala dos dados, expostos no capítulo anterior, foram analisados com o intuito de se conhecer o comportamento dos dados ao final de cada critério de mudança de suporte. Esta análise tem a finalidade de constatar se houve um aumento ou diminuição na variabilidade do sistema.

A Figura 4.1 mostra os variogramas verticais da Fácies 1 de 4 poços: AG165, AG230, AG236 e AG269, antes e após a regularização através dos métodos de maior espessura e de maior continuidade. Pode-se notar que, de um modo geral, houve uma diminuição na variância dos dados com as regularizações. Com exceção do poço AG236, onde o critério de maior continuidade acarretou em uma variância maior do que a dos dados originais, os outros poços resultaram em uma homogeneização dos dados. É válido destacar que no poço AG230 a variabilidade foi significativamente menor que nos outros poços, algo em torno de 10 vezes

menor. Também pode ser observado que os poços AG165 e AG230 apresentaram uma variabilidade final igual para ambos os critérios testados.

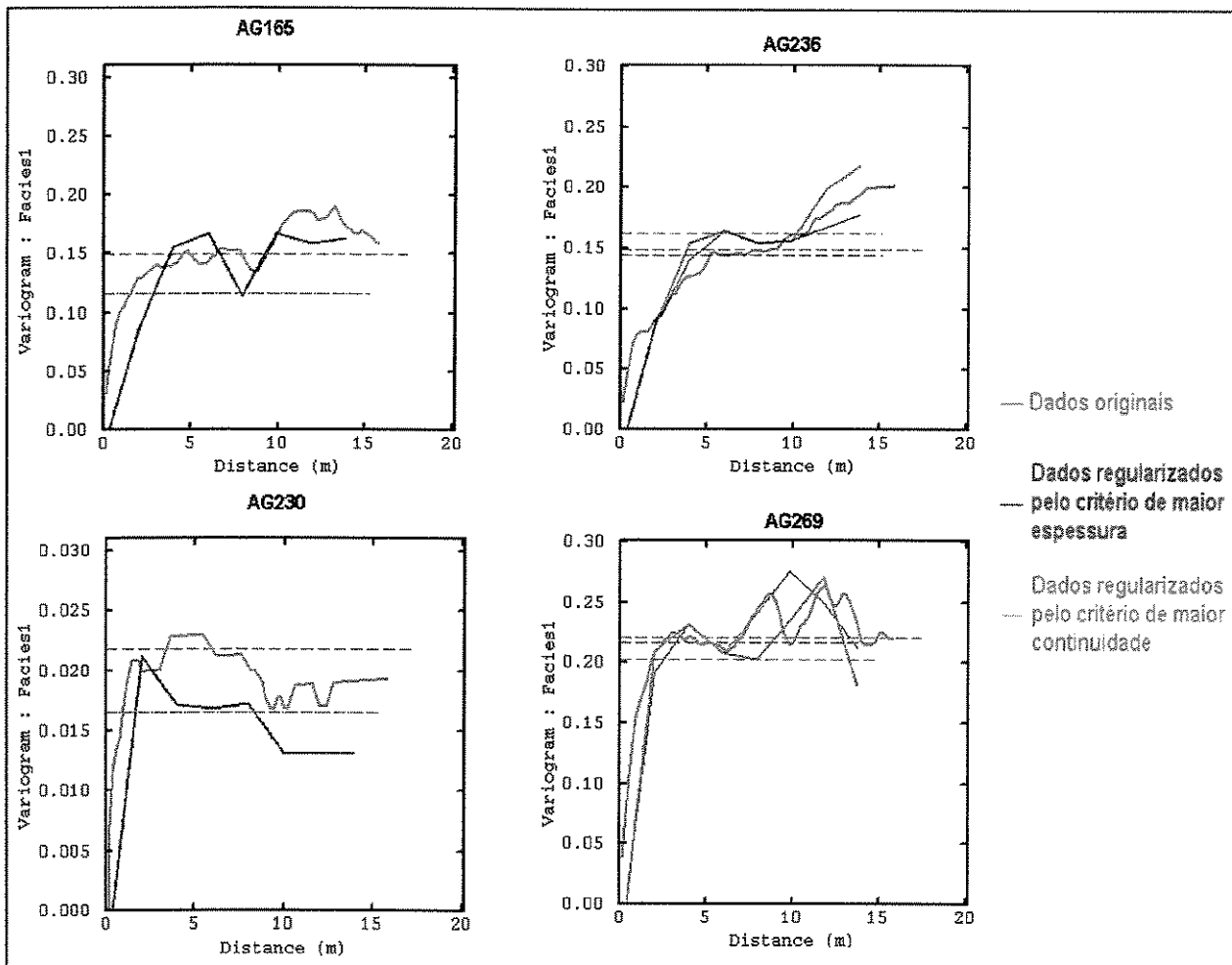


Figura 4.1: Variogramas verticais da Fácies 1 de 4 poços mostrando os dados antes e após a regularização pelos dois critérios.

Já na Figura 4.2 é apresentado o variograma vertical da Fácies 1 para todos os poços, onde se confirma que houve uma diminuição na variabilidade dos dados depois de realizada a regularização pelos dois critérios, indicando uma homogeneização dos mesmos. Também foi observada uma variabilidade final igual para os dois critérios testados.

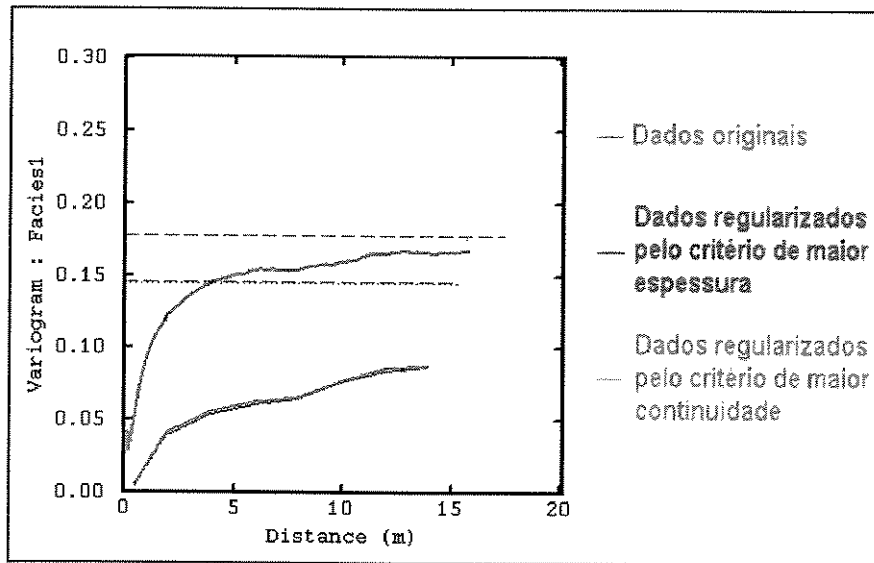


Figura 4.2: Variogramas verticais da Fácies 1 com os dados de todos os poços antes e após a regularização pelos dois critérios.

A Fácies 1 foi escolhida para se traçar os variogramas por apresentar as melhores características permo-porosas, sendo considerada a fácies com melhores condições de armazenar óleo. Na Tabela 4.1 são apresentados o número de amostras e suas respectivas porcentagens de cada fácies para todos os poços em estudo, antes e após a transferência de escala pelos dois critérios adotados. Observa-se que após a regularização há uma sensível diminuição na quantidade das amostras o que acarreta diretamente em um menor tempo de simulações.

Tabela 4.1: Número de amostras (N) e porcentagens (%) de fácies antes e após a regularização.

Fácies	Antes da regularização		Após a regularização pelo critério de maior espessura		Após a regularização pelo critério de maior continuidade	
	N	%	N	%	N	%
1	9661	24,0	1045	24,2	1054	24,4
2	9606	23,8	960	22,3	940	21,8
3	8367	20,8	819	19,0	826	19,2
4	12664	31,4	1487	34,5	1491	34,6
Todas	40298	100,0	4311	100,0	4311	100,0

Os critérios testados resultam em percentuais praticamente iguais, porém o que deve ser considerado são os valores do número de amostras com seus respectivos de intervalos, pois a multiplicação deles é que fornecerá a quantidade de determinada fácies, em termos de

comprimento, antes e após a regularização. Portanto, o comprimento total de Fácies 1 pelo critério de maior espessura é de 2090 m (1045 amostras com 2 metros cada), pelo critério de maior continuidade o resultado é 2108 m (1054 amostras com 2 metros cada) de Fácies 1, enquanto os dados originais apresentam 1932,2 m (9661 amostras com 0,2 metros cada). Logo, está havendo um acréscimo na quantidade de Fácies 1, que é menor quando se regularizam os dados pelo critério de maior espessura.

Também foram analisados os variogramas horizontais da Fácies 1 (Figura 4.3), onde também foi observada uma homogeneização dos dados após as regularizações o que diminui a variância dos mesmos. Nota-se que a regularização resultou em uma variabilidade igual para ambos os critérios adotados.

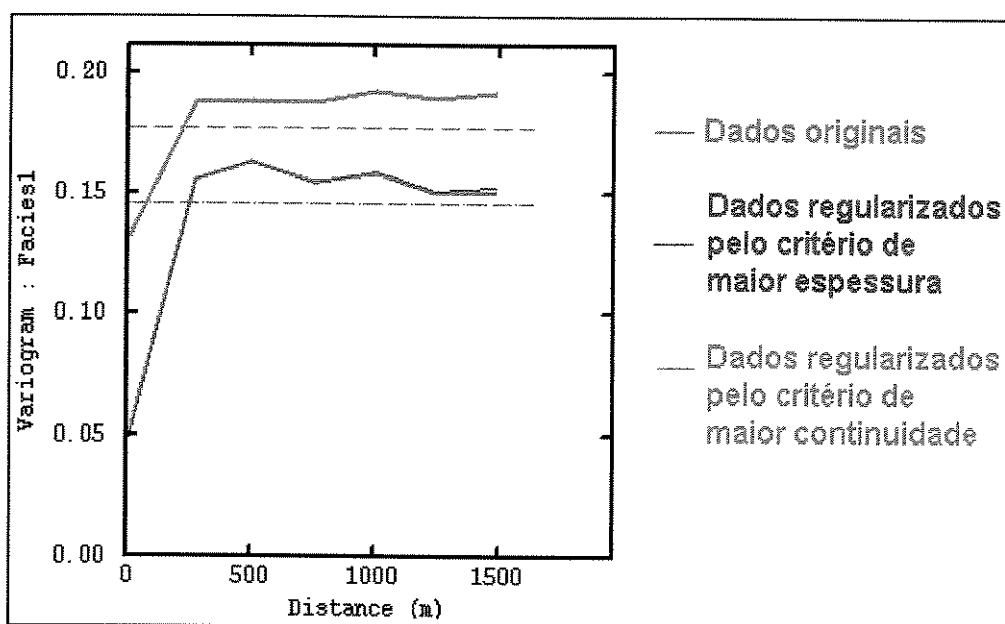


Figura 4.3: Variogramas horizontais da Fácies 1 com os dados de todos os poços antes e após a regularização pelos dois critérios.

Depois da variografia de fácies, foi feita a análise dos variogramas da porosidade. É válido ressaltar que esta propriedade não foi regularizada, o que foi regularizado foi a variável fácies. O valor das propriedades petrofísicas resultantes para cada fácies regularizada foi obtido através da média aritmética dos valores que compunham a fácies regularizada antes da regularização, conforme explicado no capítulo anterior.

Na Figura 4.4 pode ser observado que a variabilidade da porosidade aumenta tanto na vertical quanto na horizontal depois da regularização das fácies e, esta variância é a mesma para os dois critérios testados.

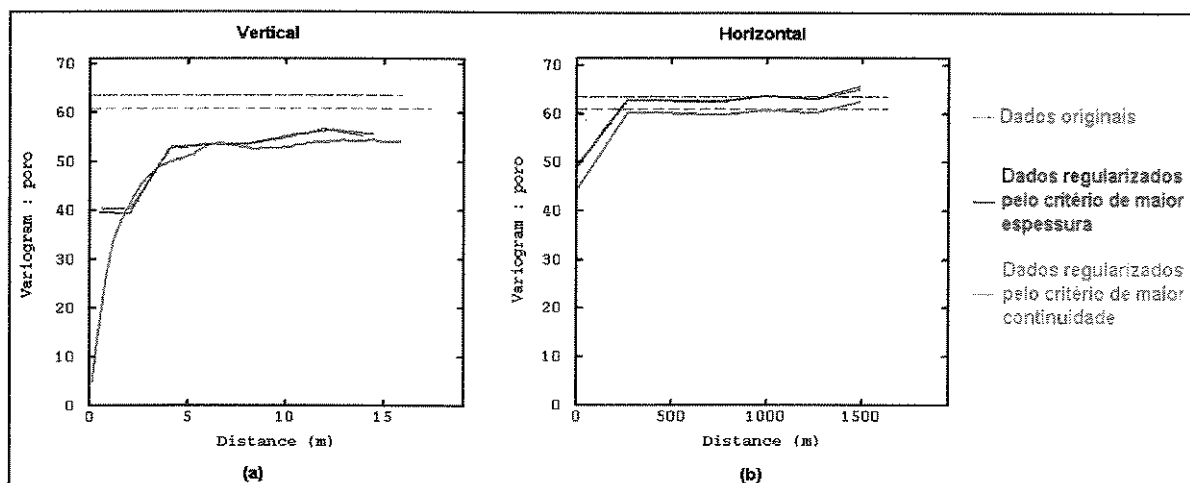


Figura 4.4: Variogramas da porosidade com os dados de todos os poços antes e após a regularização pelos dois critérios: (a) vertical e (b) horizontal.

Portanto, com base nos variogramas verticais e horizontais pode-se constatar que houve um aumento na variabilidade das amostras para a variável porosidade, diferente do que ocorreu com a variável Fácies 1, onde houve uma diminuição da variância.

Ambos os critérios testados para a regularização resultaram em uma variância final semelhante. Conclui-se, portanto, que ambos os critérios são válidos para a regularização dos dados. Neste trabalho adotou-se o critério da maior espessura (1º critério) para a realização da mudança de suporte por apresentar a porcentagem final de fácies mais próxima da porcentagem inicial das fácies, conforme pode ser observado pela Tabela 4.1

4.2. Definição da malha e do horizonte de referência

Após a execução da transferência de escala, parte-se para o processo de definição da malha estrutural, seguida pela transformação desta em uma malha estratigráfica. O passo inicial desta etapa foi criar as superfícies de topo e base que limitam a zona de produção SAG 5 (foco desta dissertação). Estas superfícies foram criadas por krigagem simples dos valores da profundidade

dos marcadores dos 37 poços em que se dispõe das marcações dos topos de cada zona de produção.

No método de estimativa através da krigagem utilizou-se um modelo de variograma linear e vizinhança única, suavizando os valores resultantes, visto que não há grandes variações locais da profundidade.

A partir da definição do topo e da base da zona de produção SAG 5, foi possível gerar o histograma de fácies (Figura 4.5) que retrata a frequência de cada fácies na zona em estudo. Observa-se que há uma predominância da Fácies 1 (bom reservatório) e, analisando-se a zona como um todo, mais de 70% da zona é composta por rochas reservatórios (Fácies 1, 2 e 3).

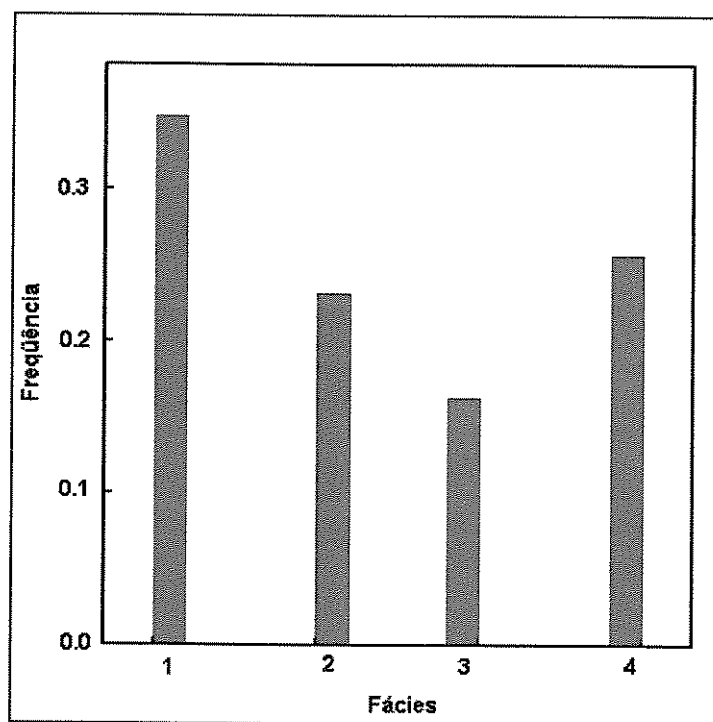


Figura 4.5: Histograma de fácies da zona de produção 5.

Nesta etapa do trabalho foi definida a malha tridimensional a ser usada na simulação estocástica (Figura 4.6), composta por 45 x 35 x 170 células, cada qual possuindo 100 x 100 x 2 metros, totalizando 267750 células. A malha tem como origem as coordenadas 569450 m na direção X, 8627700 m na direção Y e -1400 m na direção Z, estando rotacionada em 46 graus

com sentido de rotação anti-horário a partir da direção Leste-Oeste (segundo sistema trigonométrico). As dimensões horizontais das células aqui definidas permitem a geração de um número satisfatório de células entre os poços, o que possibilita uma avaliação do deslocamento dos fluidos e o controle exercido sobre o mesmo pelas heterogeneidades presentes de uma maneira mais realista.

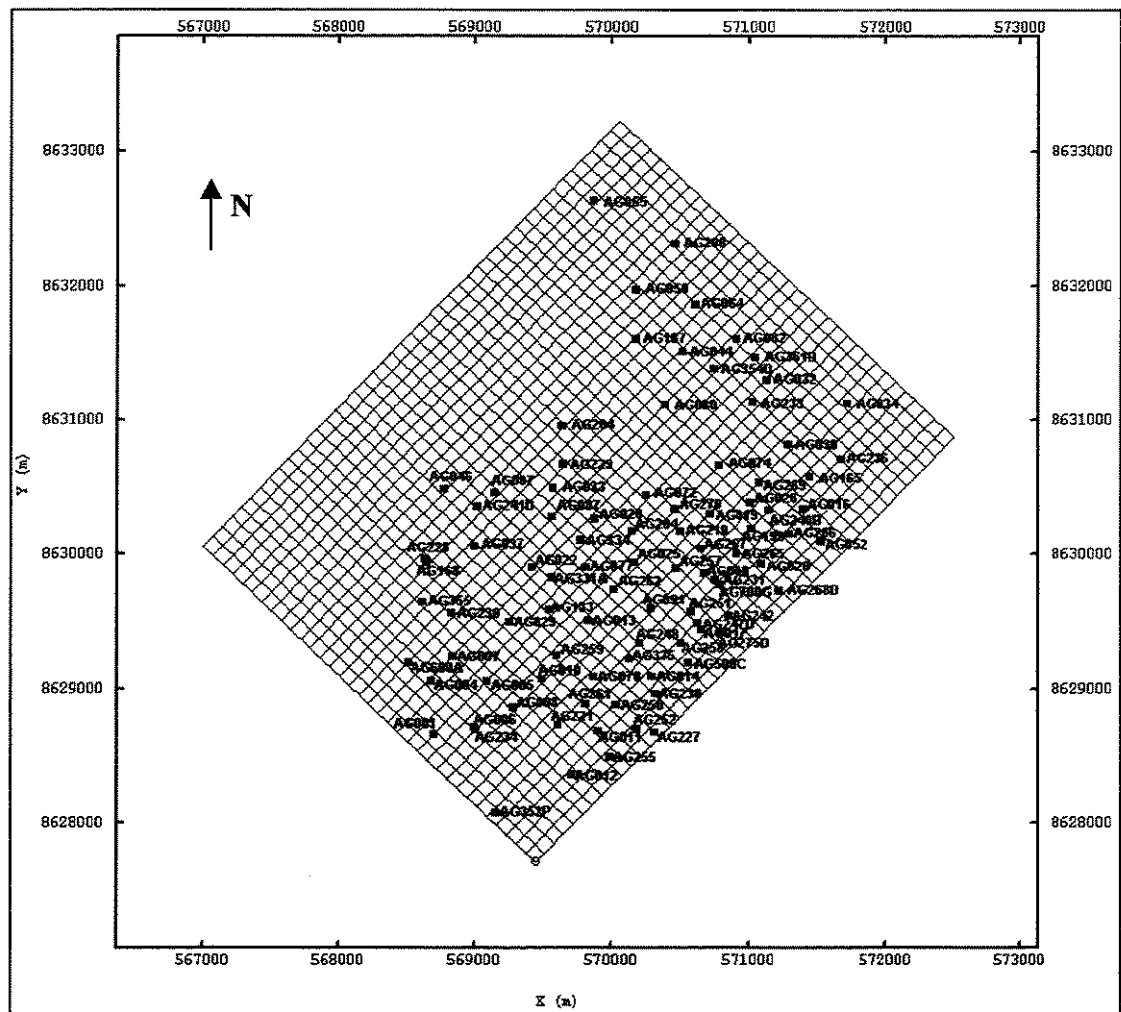


Figura 4.6: Visualização da malha estrutural (plano xy).

O passo seguinte após a definição da malha estrutural é realizar uma discretização dos dados para deixá-los em um suporte de tamanho equivalente. Ou seja, é feita a transformação da malha estrutural para estratigráfica de modo que os dados fiquem relacionados a um mesmo horizonte de referência. É válido destacar que a discretização é executada independentemente ao longo de cada poço.

Essa transformação da malha estrutural para estratigráfica foi voltada para a zona de produção SAG 5, onde se partiu dos poços regularizados e das superfícies que limitam esta zona para se chegar em dados que estão relacionados a um horizonte estratigráfico, neste caso foi escolhido como horizonte de referência o topo da zona. A Figura 4.7 fornece um exemplo de como foi feito esse processo de mudança da malha, mostrando dois poços (AG165 e AG236) antes e após essa transformação da malha estrutural em uma malha estratigráfica. Na Figura 4.7-a estão os dois poços com seus litotipos antes da discretização e pode-se observar que eles não estão alinhados com relação a um mesmo horizonte. Na Figura 4.7-b encontram-se os dados referenciados a um mesmo horizonte (topo da zona), evidenciando que a superfície da base da zona foi modificada de acordo com o novo referencial.

Observou-se nesse processo de transformação da malha uma redução no número de poços devido ao fato de que não são todos os poços que contém dados da zona de produção SAG5 sendo estes excluídos nos cálculos deste processo.

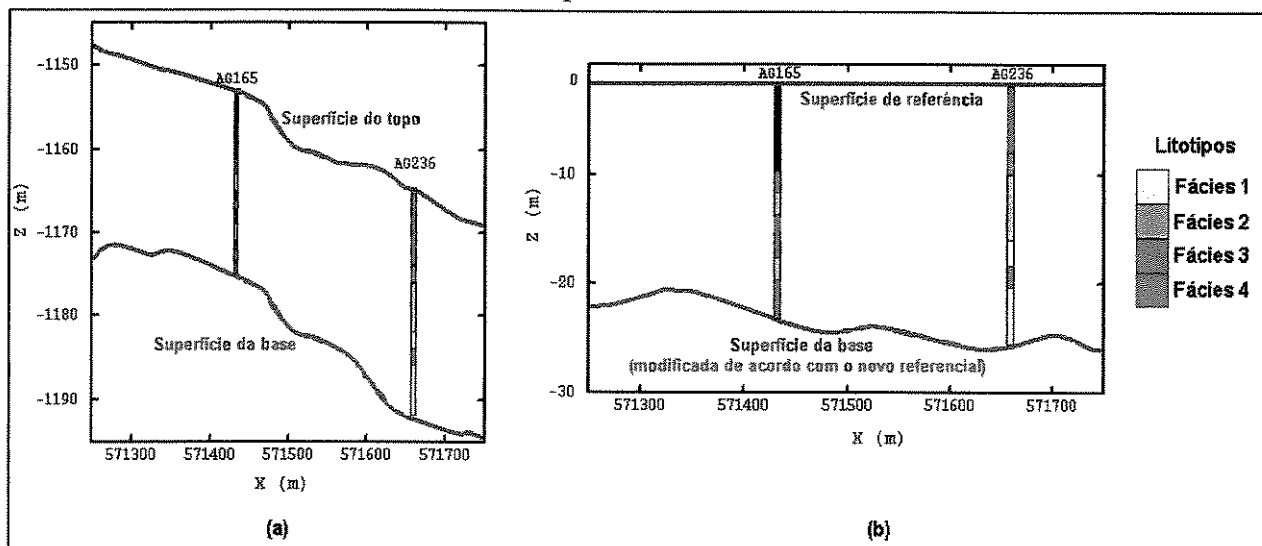


Figura 4.7: Exemplo da transformação da malha estrutural em estratigráfica com os dados de dois poços (a) antes e (b) após esta mudança.

4.3. Modelagem litológica

Após a conclusão de todo o procedimento de criação da malha e posterior transformação da malha estrutural para estratigráfica, realizou-se a modelagem litológica utilizando-se os

algoritmos de simulação seqüencial indicatriz, simulação Gaussiana truncada e simulação plurigaussiana. Os sub-itens apresentados a seguir abordam o processo de modelagem geológica de fácies para cada algoritmo, informando quais são os parâmetros condicionantes em cada caso, bem como são mostrados os resultados das simulações, onde se geraram 50 imagens para cada método.

4.3.1. Simulação seqüencial indicatriz (SIS)

O primeiro método para a reprodução dos litotipos da zona de produção SAG 5 utilizado neste trabalho foi o algoritmo de simulação seqüencial indicatriz, por onde foram geradas 50 imagens. O condicionamento para este algoritmo de simulação é proveniente da porcentagem de cada fácies ao término do processo de passagem da malha estrutural para estratigráfica. A variabilidade da simulação foi condicionada através de um modelo de variograma esférico com alcance de 700 metros na direção horizontal e 6 metros na direção vertical baseado no variograma da indicatriz da Fácies 1.

Portanto, os resultados das simulações dos litotipos para a zona em estudo devem apresentar imagens que honrem as proporções de fácies obtidas ao final do processo de mudança da malha. Observa-se na Figura 4.8 uma imagem, dentre as 50 geradas através do algoritmo de simulação seqüencial indicatriz.

A conseqüência de se condicionar a simulação somente à porcentagem de fácies da zona é que esta porcentagem fica igualmente distribuída dentro da zona, conforme pode ser observado através da curva de proporção vertical da imagem simulada (Figura 4.9). Nota-se que cada fácies apresenta uma porcentagem igual para todo o intervalo simulado (Figura 4.9-b), o que é diferente do que ocorre com a curva de proporção vertical original extraída dos dados reais dos poços do reservatório (Figura 4.9-a), onde se percebe que na Fácies 1 há um decréscimo na porcentagem à medida que a profundidade aumenta até, aproximadamente, -16 metros onde porcentagem de Fácies 1 volta a crescer e, então, seu valor cai definitivamente a partir de -23 metros.

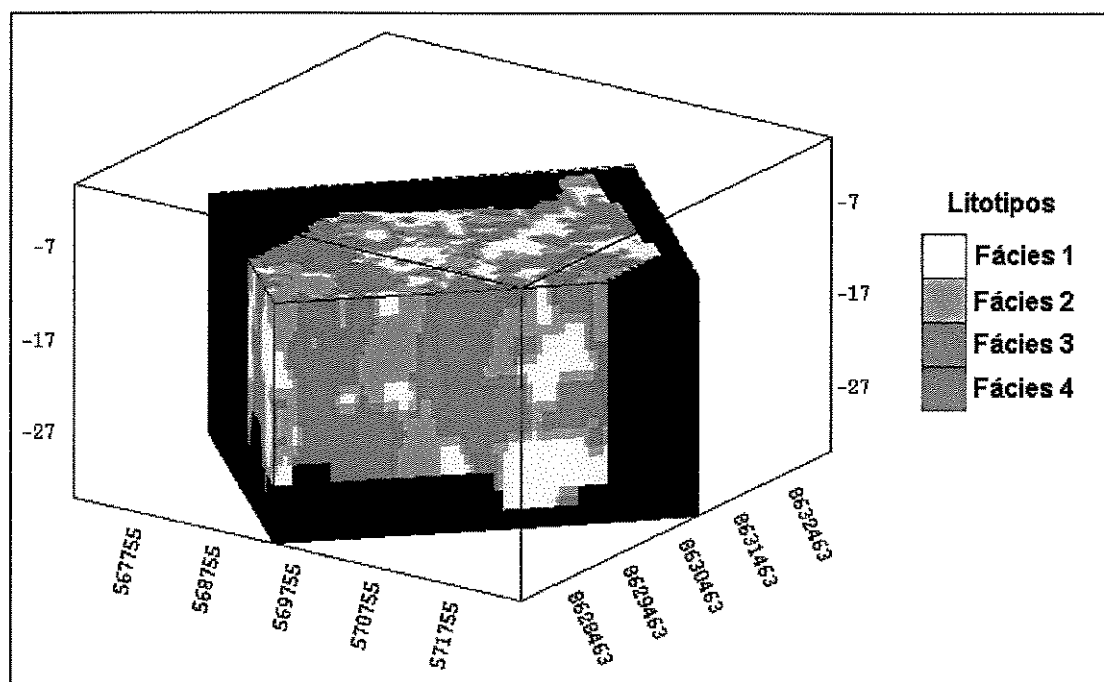


Figura 4.8: Imagem gerada da zona 5 através da simulação seqüencial indicatriz.

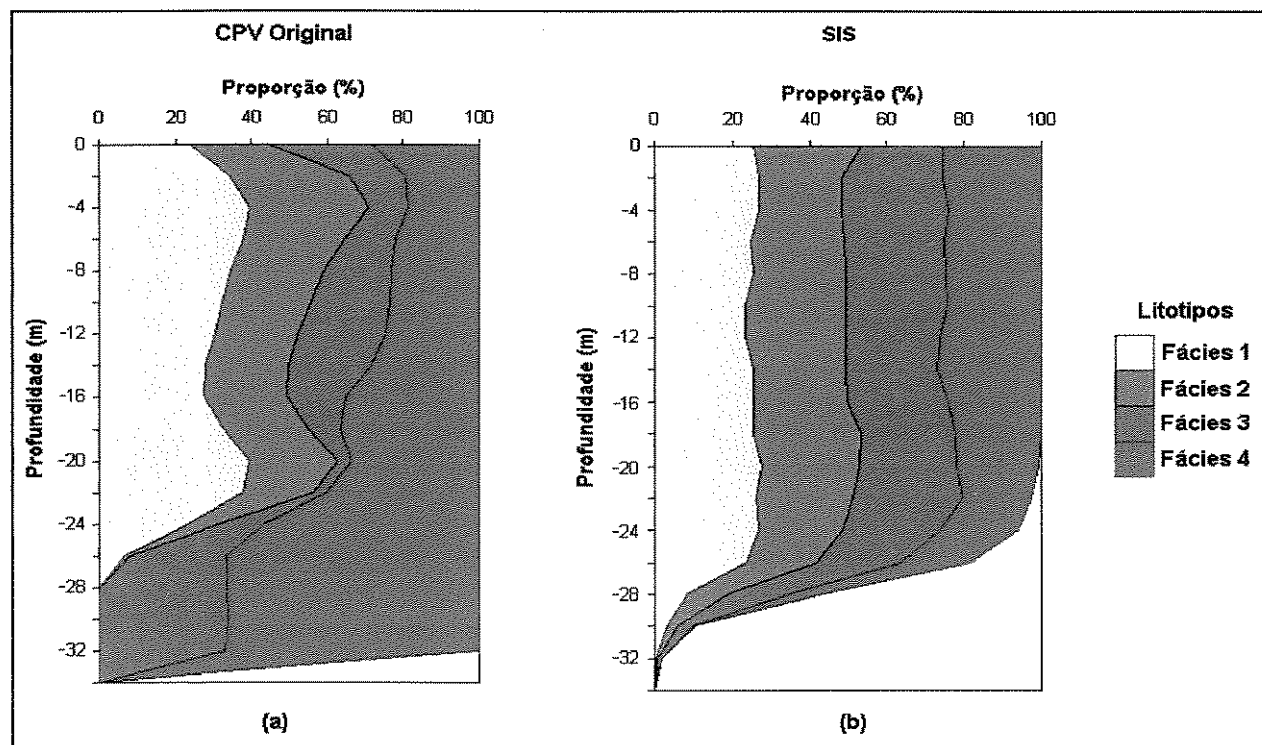


Figura 4.9: Curvas de proporção vertical (a) original e (b) de uma imagem simulada pela SIS.

Para que se possa avaliar este resultado obtido com a simulação seqüencial indicatriz, foi feito o estudo de conectividade na zona inteira que foi simulada. Neste estudo uniram-se as fácies reservatório (Fácies 1, 2 e 3) e analisou-se o modo com que este litotipos estão conectados entre si.

Os resultados desta análise apontaram para um único corpo conectado que possuía mais de 99% das fácies reservatório conectadas. Decidiu-se, então, analisar a região da zona que possui a maior heterogeneidade, a parte inferior da zona de produção SAG 5. De acordo com a curva de proporção vertical original dos dados a parte inferior da zona é que contém a maior porcentagem de fácies não reservatório (maior heterogeneidade) e onde, possivelmente, ainda existe óleo remanescente com capacidade de ser recuperado. Portanto, resolveu-se analisar a conectividade dos últimos 14 metros desta zona para cada algoritmo de simulação.

No estudo de conectividade realizado na parte inferior da zona simulada pelo algoritmo de SIS observou-se que as imagens apresentavam até dois corpos distintos com um volume considerado de fácies reservatório conectadas. O valor do corte adotado para a definição destes corpos foi de 2 MM m^3 , ou seja, foi considerado que todo o conjunto de células conectadas que possuíssem no mínimo um volume de 2 MM m^3 seriam representativas neste estudo, este valor equivale ao volume de 100 células.

A análise dos resultados obtidos com a função conectividade consistiu em agrupar, para cada imagem, os corpos que tinham volume de fácies reservatório acima do corte adotado e fazer um estudo estatístico para as 50 realizações. Para tanto, primeiramente é apresentada uma tabela onde se encontram estas estatísticas dos volumes totais e conectados das fácies reservatório para as 50 imagens simuladas pelo algoritmo de simulação seqüencial indicatriz (Tabela 4.2).

Os resultados também foram analisados através de um histograma do volume conectado das fácies reservatório (Figura 4.10), onde é possível analisar melhor os dados apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Estatísticas do volume total e conectado da simulação seqüencial indicatriz.

	Método de simulação seqüencial indicatriz
Volume Total Médio (MM m³)	63,19
Volume Conectado Médio (MM m³)	62,70
Desvio padrão do volume total	4,60
Desvio padrão do volume conectado	4,67

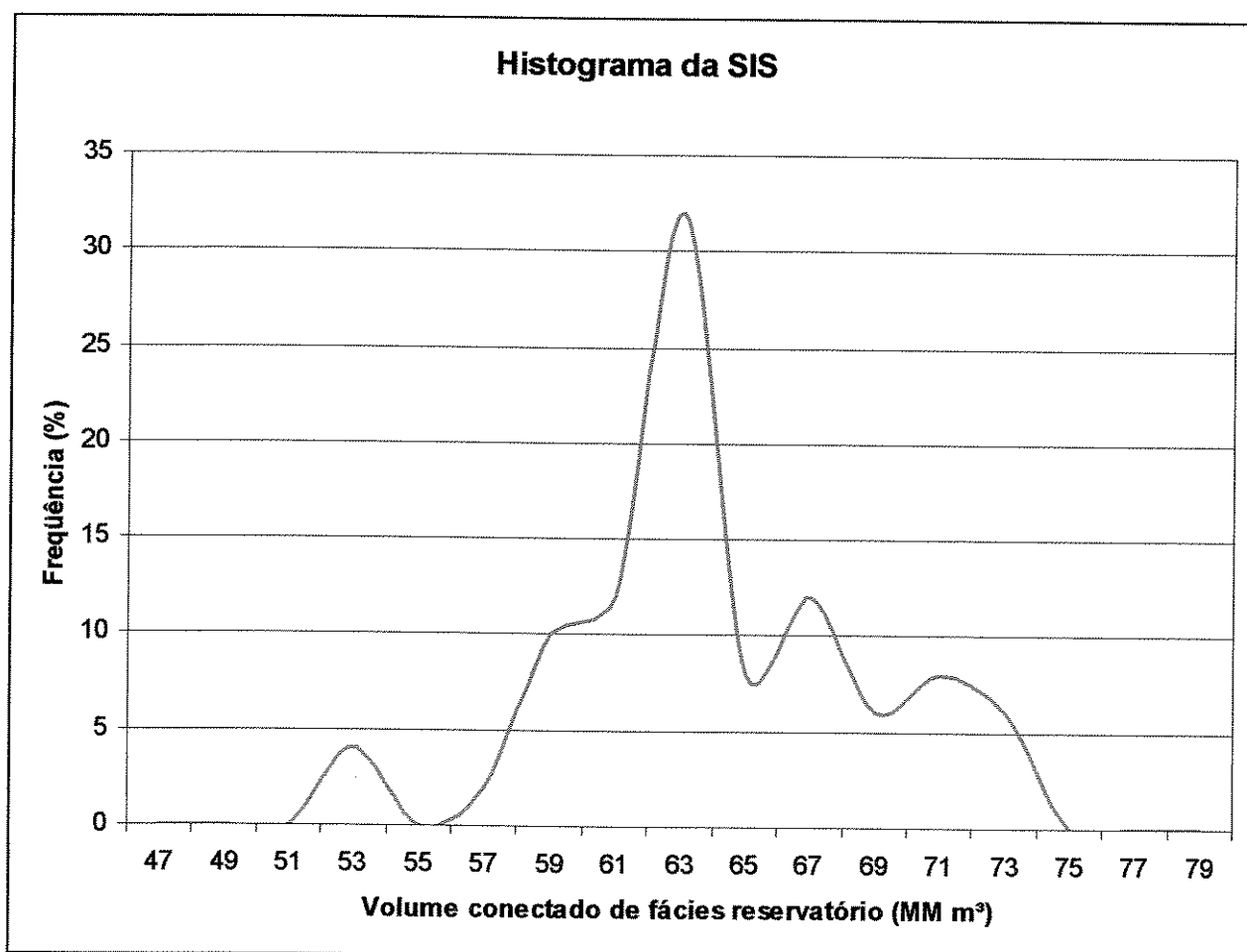


Figura 4.10: Histograma dos volumes conectados de fácies reservatórios da simulação seqüencial indicatriz.

Esta forma de implementação do algoritmo de simulação seqüencial indicatriz, impondo que os resultados fiquem condicionados a uma igual distribuição na proporção das fácies no intervalo simulado, acarretou em um volume médio conectado das fácies reservatório da parte inferior da zona em torno de 62 MM m³.

4.3.2. Simulação Gaussiana truncada (SGT)

O segundo algoritmo testado para a reprodução dos litotipos da zona de produção SAG 5 foi o de simulação Gaussiana truncada. Também foram geradas 50 imagens que tem como condicionantes a porcentagem das fácies e a curva de proporção vertical. A variabilidade dos resultados foi condicionada por meio de um variograma esférico com alcance de 700 metros na direção horizontal e 6 metros na direção vertical, o mesmo utilizado para a simulação seqüencial indicatriz.

Esse condicionamento pode ser observado nas Figuras 4.11 e 4.12, que mostram uma imagem gerada por este algoritmo e sua respectiva curva de proporção vertical. Na Figura 4.11 observa-se que há uma maior quantidade de fácies não reservatório na parte inferior da zona, respeitando o condicionamento da curva de proporção vertical.

A Figura 4.12 mostra uma comparação entre a curva de proporção vertical original e a curva de proporção vertical resultante da imagem apresentada na Figura 4.11. Nota-se que ambas as curvas tem similaridades, porém na parte mais inferior da zona a simulação Gaussiana truncada gera Fácies 1 e 2 no intervalo de -28 a -32 m que não são observadas na curva de proporção vertical original. Excluindo-se este detalhe nos resultados, a SGT reproduziu bem as características do reservatório.

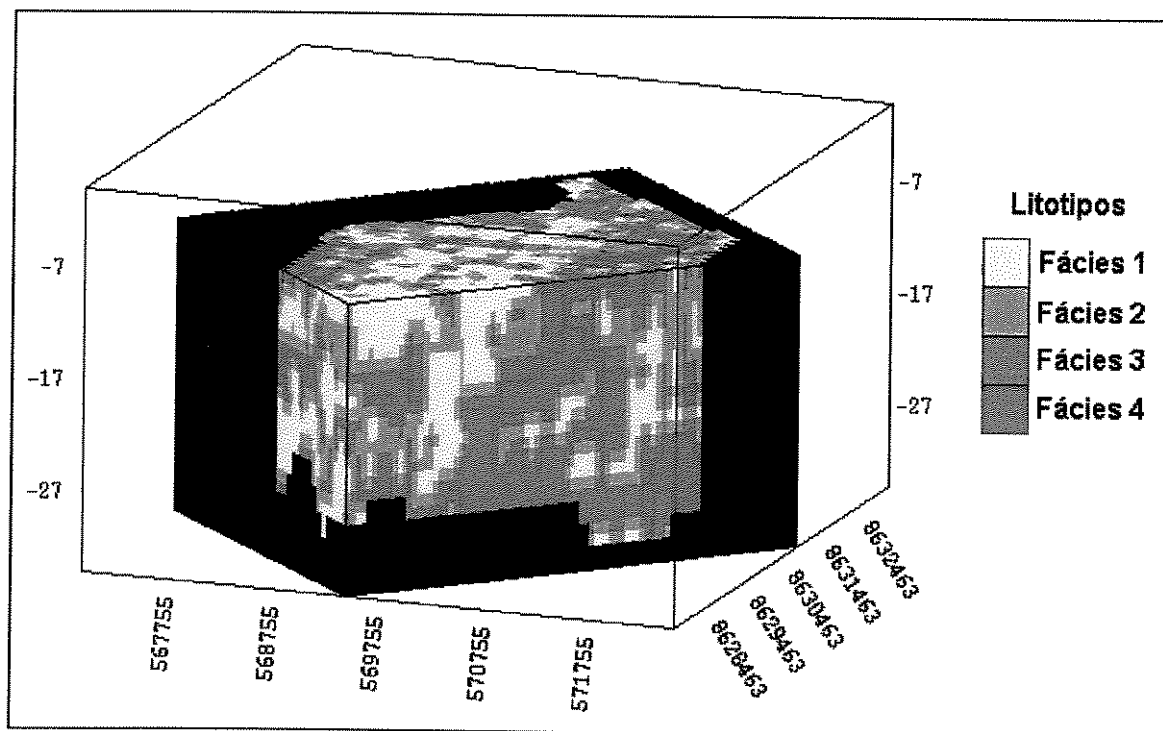


Figura 4.11: Imagem gerada da zona 5 através da simulação Gaussiana truncada.

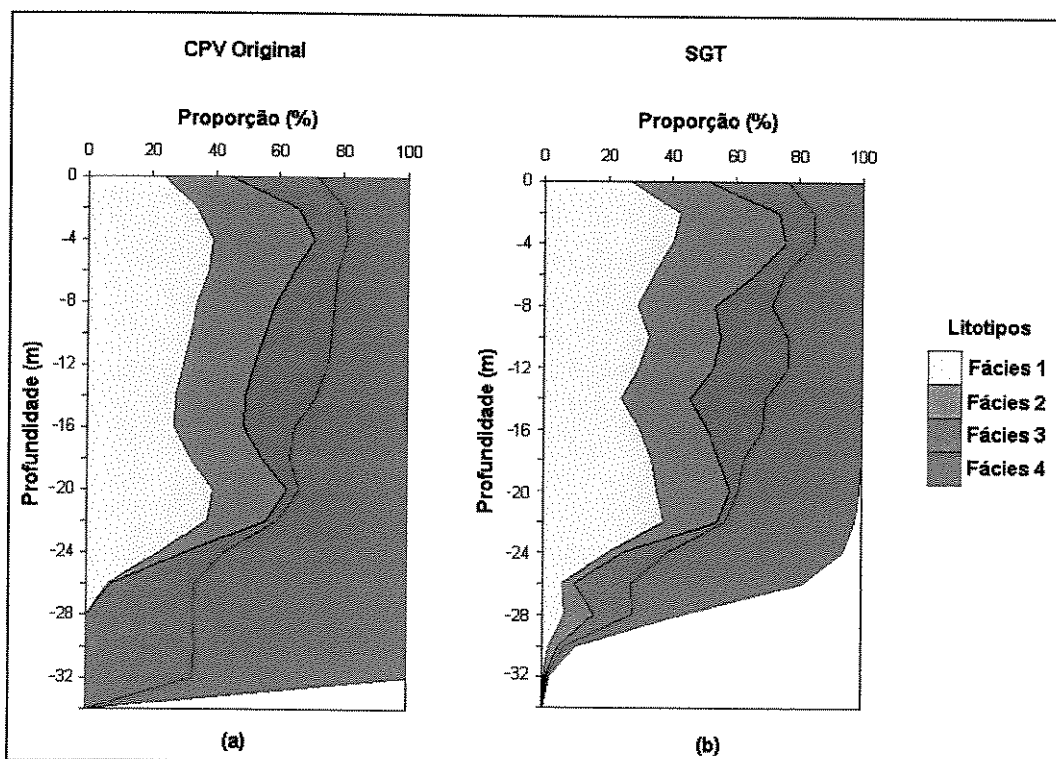


Figura 4.12: Curvas de proporção vertical (a) original e (b) de uma imagem simulada pela SGT.

Mesmo com os resultados honrando os dados condicionantes, não se realizou o estudo de conectividade na parte inferior da zona simulada, pois a forma pela qual este algoritmo (SGT) foi implementado no programa Isatis (Bleines *et al.*, 2004) não se enquadra com os dados desta dissertação.

O programa considera, para este algoritmo, que a variação existente na direção horizontal independe da variação na vertical, ou seja, considera que os eventos de formação da zona seriam distintos nas duas direções. Por causa desta imposição, os resultados não têm uma base geológica definida, pois as duas direções estão associadas com a disposição sucessiva, camada por camada. Portanto, decidiu-se não realizar a análise através do volume conectado de fácies reservatório com os resultados deste algoritmo.

4.3.3. Simulação plurigaussiana (SPG)

O terceiro algoritmo abordado nesta dissertação para a modelagem litológica do reservatório é o plurigaussiano. Este método requer como dados de entrada e condicionantes a matriz de proporção da área em estudo, obtida a partir das curvas de proporção vertical, e a proporção dos litotipos que é obtida a partir dos poços.

A proporção dos litotipos foi obtida com a discretização dos dados e pode ser entendida como uma distribuição de probabilidade de ocorrência para cada fácies, servindo como um condicionante para que as imagens das simulações não ultrapassem os limites estabelecidos por esta distribuição para cada fácies. A Figura 4.13 representa esta distribuição de cada fácies com seus respectivos valores médios e desvios padrões.

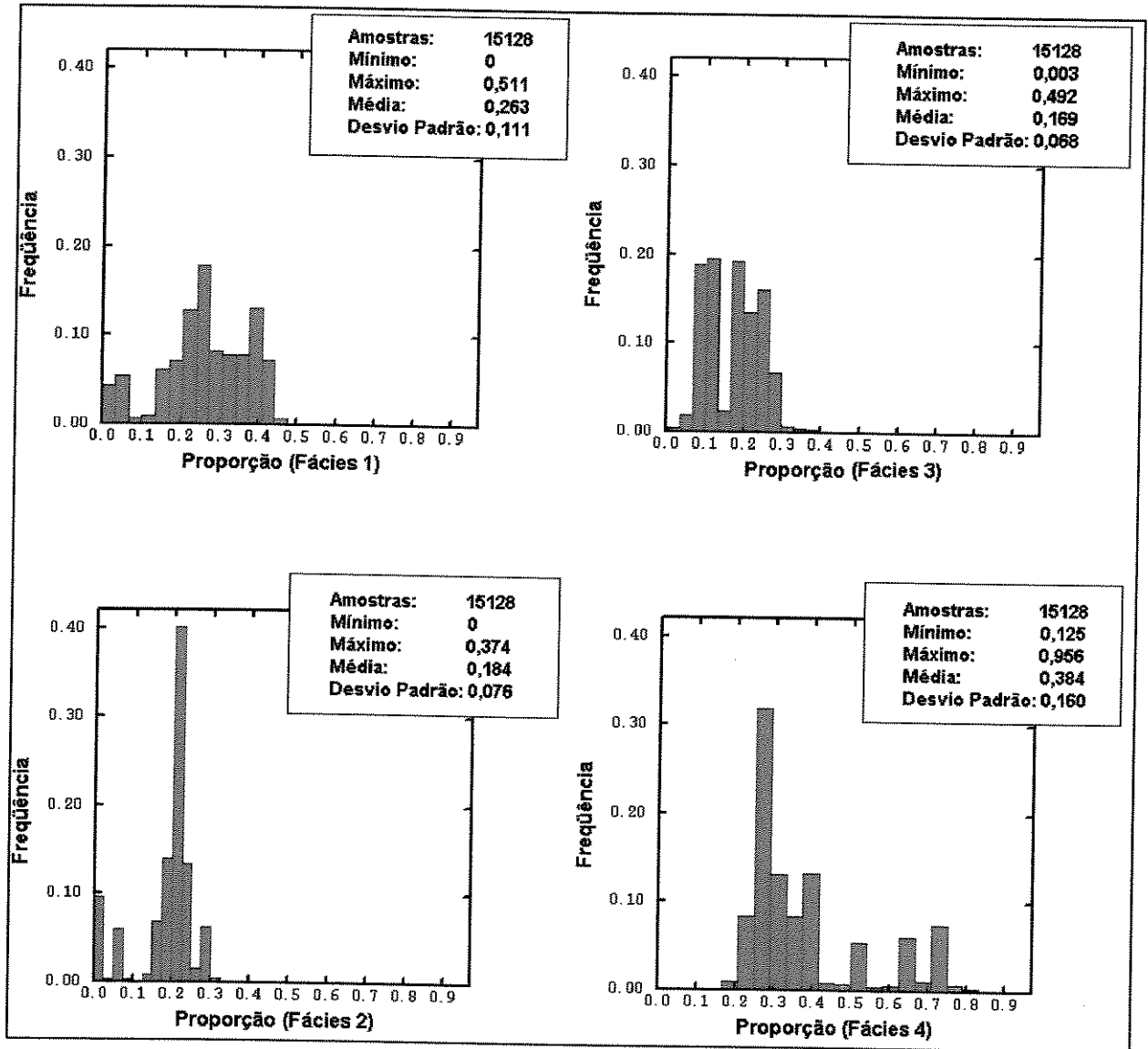


Figura 4.13: Histograma da distribuição de proporção de cada fácies.

O algoritmo também necessita que seja estabelecida uma regra de litologia para as fácies, que indicará as maiores probabilidades de transições entre os litotipos. Foi observado neste trabalho que todos os litotipos estão em contato entre si, o que dificultou a escolha desta regra de litologia pois o programa só permite que sejam feitos retângulos para representar os contatos, tornando impossível adotar uma regra onde todas as fácies estejam em contato uma com a outra.

Foram testadas várias possibilidades de construção da regra de litologia e, em cada uma, analisaram-se os resultados da proporção de fácies simuladas com relação às proporções originais. Desta análise selecionaram-se as duas formas de regras que tinham os resultados da

proporção de litotipos mais parecidos com as originais. Na Figura 4.14 estão apresentadas as duas regras de litologia selecionadas, Regra 1 e Regra 2, que serviram de base para as simulações.

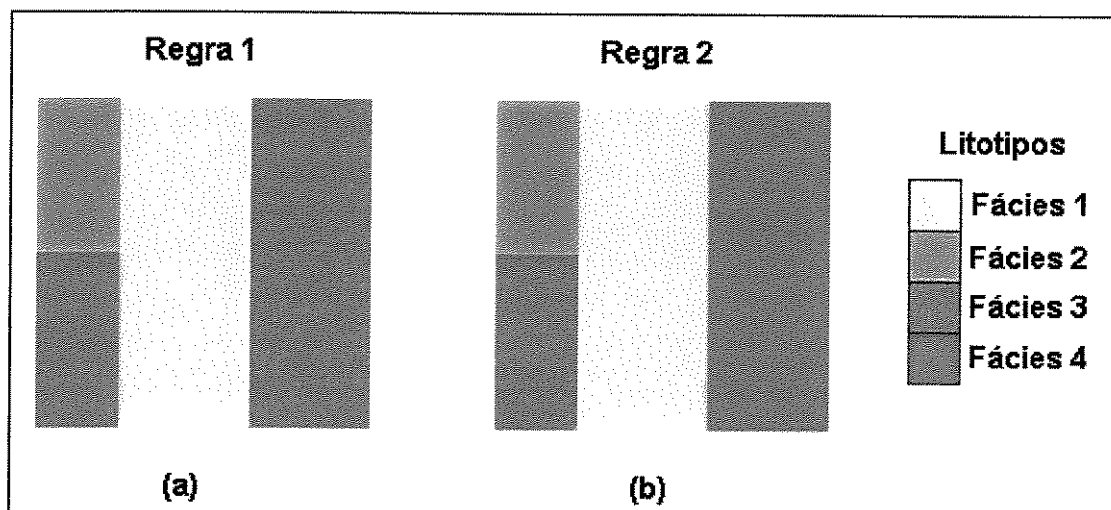


Figura 4.14: Regras de litologia utilizadas para as simulações: (a) Regra 1 e (b) Regra 2.

Observa-se que na Regra 1, a Fácies 3 tem contato somente com a Fácies 1 e as outras fácies têm contato entre si. Já na Regra 2, é a Fácies 4 que tem contato somente com a Fácies 1 e as outras têm contato entre si. Estabelecidas estas duas regras de litologia partiu-se para a simulação das fácies, onde foram geradas 50 imagens para cada regra.

Com a definição destas duas regras de litologia partiu-se para as simulações plurigaussianas de fácies e, em seguida, foram feitas análises dos resultados obtidos com o intuito de saber o impacto dessas regras na modelagem litológica.

Na Figura 4.15 são mostradas duas imagens (uma para cada regra de litologia) resultantes da simulação de fácies da zona de produção SAG 5. É possível perceber que as imagens refletem o condicionamento das curvas de proporção vertical (Figura 4.16), ou seja, há uma maior quantidade de fácies reservatório no topo da zona e este valor vai decrescendo até a parte inferior da zona.

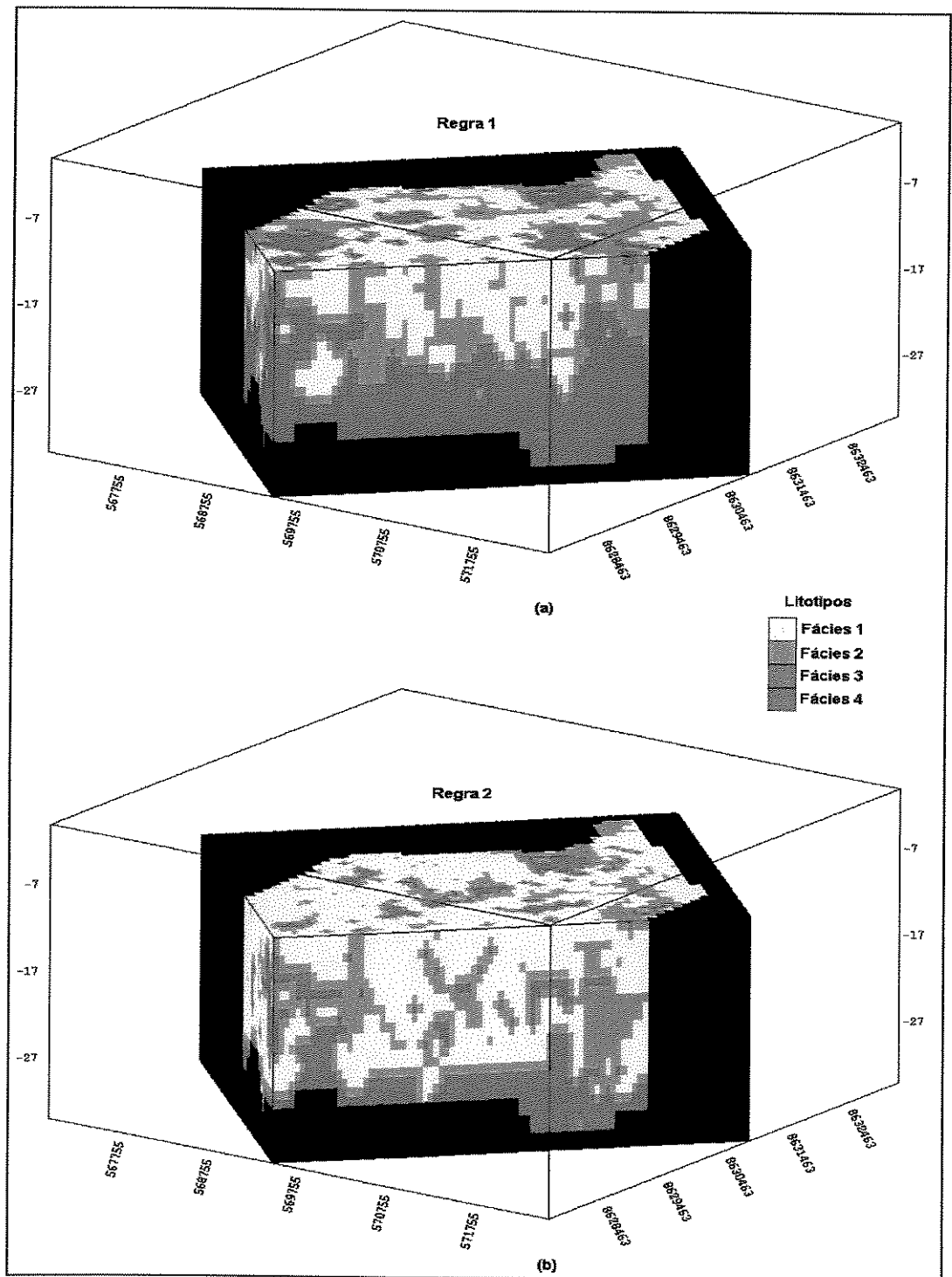


Figura 4.15: Imagens geradas da zona 5 através da simulação plurigaussiana de fácies (a) pela Regra de litologia 1 e (b) pela Regra de litologia 2.

Observa-se que as curvas de proporção vertical das imagens simuladas apresentam uma maior porcentagem de fácies reservatório no topo da zona do que na parte inferior. Esta porcentagem decresce até certa profundidade (em torno de -16 metros), volta a subir e, então, decresce novamente a partir de aproximadamente -23 metros, o que pode representar dois grandes corpos nesta zona.

Nota-se também que a proporção dos litotipos simulados apresenta valores diferentes do valor da curva de proporção vertical original, porém quando se analisam as fácies reservatório (1, 2 e 3) como um todo, essas proporções se equivalem.

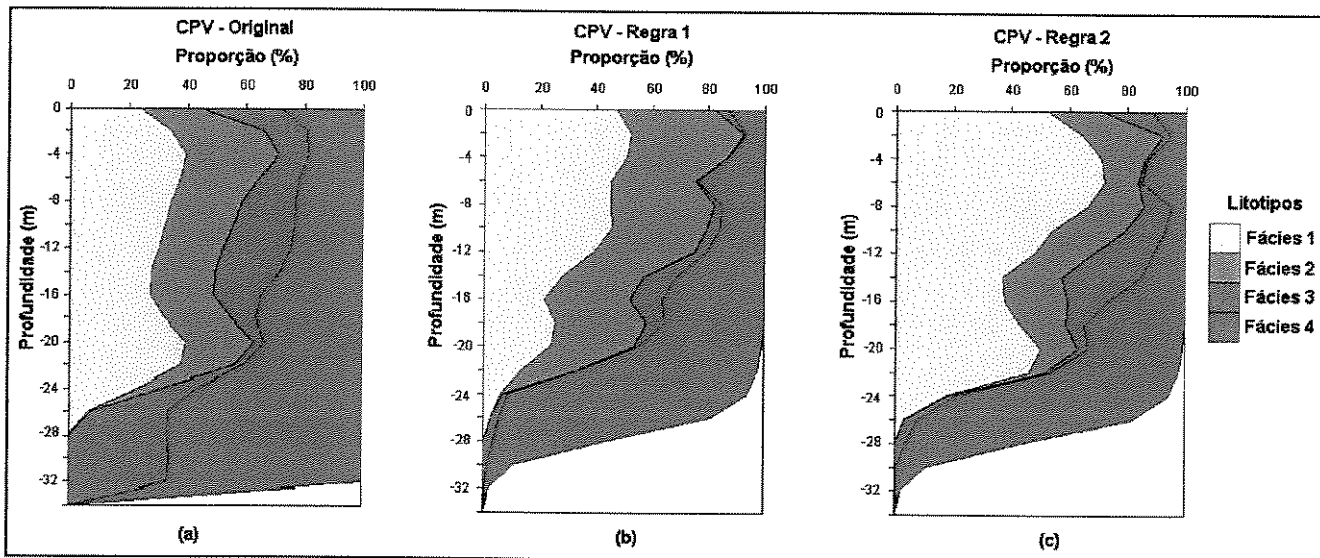


Figura 4.16: Curvas de proporção vertical (a) original, (b) de uma imagem simulada com a Regra 1 e (c) de uma imagem simulada com a Regra 2.

A Figura 4.16 retrata apenas uma imagem dentre as 50 realizadas por cada regra de litologia, relativas às imagens da Figura 4.15. Nesta dissertação propõe-se, como uma forma de apresentar as curvas de proporção vertical das 50 imagens, gerar uma curva de proporção vertical condicionada às médias das proporções obtidas em um intervalo da zona simulada. Ou seja, propõe-se apresentar uma curva de proporção vertical em que as proporções das fácies, em cada intervalo de 2 metros, corresponda ao valor da média para as 50 imagens. Assim, pode-se visualizar uma curva de proporção vertical mais fundamentada nas 50 realizações.

Estas curvas de proporção vertical, baseadas nas médias dos intervalos, são apresentadas na Figura 4.17, onde se pode observar que para a Regra 1 há uma certa diferença com relação à Figura 4.16. Porém, o que é interessante notar é que o comportamento das curvas é o mesmo, a proporção de fácies cresce até a profundidade de -3 metros, depois decresce até, aproximadamente, -16 metros, voltando a subir até -23 metros e depois o valor tende a zero.

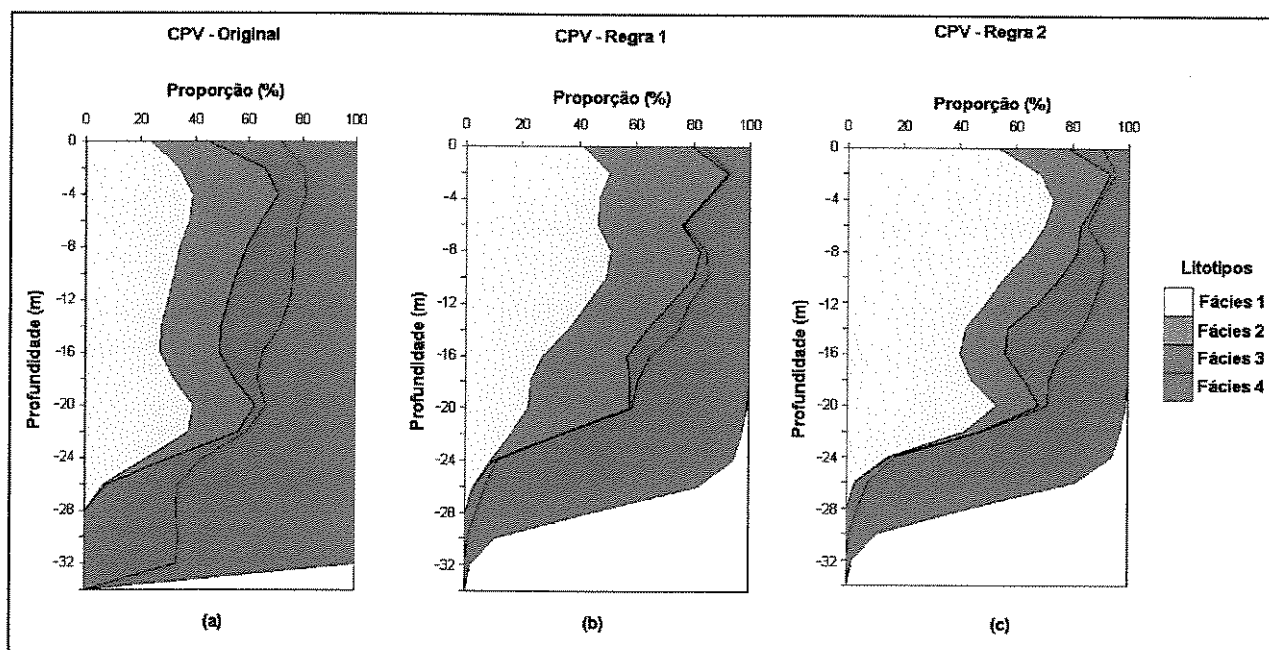


Figura 4.17: Curva de proporção vertical (a) original, sendo comparada com as curvas de proporção vertical médias simulações com as regras de litologia (b) 1 e (c) 2.

Como resultado destas simulações, pode-se destacar que as imagens geradas pela Regra de litologia 1 apresentam uma menor porcentagem de fácies reservatórios com relação às geradas pela Regra 2, conforme é observado nas imagens das simulações e nas curvas de proporção vertical.

É interessante observar que a Fácies 3 na curva de proporção vertical das simulações com a Regra de litologia 1 praticamente desaparece, isto se deve ao fato de que esta regra deixa a Fácies 3 somente em contato com a Fácies 1 (Figura 4.14-a), isolando-a das demais. Nota-se que com a Regra 2, onde se isolou a Fácies 4 (Figura 4.14-b), a porcentagem de Fácies 4 é menor.

Após a realização das simulações e suas análises preliminares com relação às proporções de fácies reservatório, partiu-se para estudar a conectividade entre as fácies e analisar o volume de fácies reservatório da zona.

Com as 50 imagens geradas pelas duas regras de litologia, foi feita uma comparação entre o volume total e o volume conectado de fácies reservatórios. Para tanto, fez-se uso da função de conectividade para toda a zona de produção SAG 5 formada por fácies reservatório, do mesmo modo da simulação seqüencial indicatriz, ou seja, uniram-se as Fácies 1, 2 e 3 e analisou-se o modo com que estes litotipos estão conectados. Porém os resultados também apontaram para um único corpo conectado que possuía mais de 99% das fácies reservatório conectadas.

As simulações estocásticas resultaram na formação de uma zona com praticamente toda as fácies reservatório conectadas. Assim como na simulação seqüencial indicatriz, realizou-se o estudo de conectividade somente na região mais basal da zona, onde se encontram as maiores heterogeneidades observadas através da curva de proporção vertical dos poços, onde possivelmente ainda exista óleo remanescente. Assim, o estudo foi focado para os últimos 14 metros desta zona.

Nas simulações através do método plurigaussiano a região mais basal da zona 5 é caracterizada por uma maior porcentagem de fácies não reservatório em relação às demais, honrando o condicionamento atribuído pela curva de proporção vertical.

No estudo de conectividade executado para parte inferior da zona, foi observado que as fácies reservatórios das simulações plurigaussianas não se encontravam totalmente conectadas, gerando em algumas imagens até 3 corpos distintos (para a simulação com a Regra 1), com um volume considerável de fácies reservatório. O valor do corte adotado para a definição destes corpos foi o mesmo do adotado na simulação seqüencial indicatriz, ou seja, de 2 MM m³.

O procedimento de análise foi o mesmo realizado na SIS, onde se agrupou, para cada imagem, os corpos que tinham volume de fácies reservatório acima do corte adotado. Neste caso, fez-se uma comparação entre estes volumes conectados obtidos pelas simulações com as duas

regras de litologia. Para tanto, primeiramente é apresentada uma tabela onde se encontram estatísticas dos volumes totais e conectados das fácies reservatório para as 50 imagens simuladas por cada regra (Tabela 4.3).

Tabela 4.3: Estatísticas do volume total e conectado da simulação plurigaussiana.

	Método de Simulação	
	Plurigaussiano (Regra 1)	Plurigaussiano (Regra 2)
Volume Total Médio (MM m³)	24,26	31,42
Volume Conectado Médio (MM m³)	21,72	30,07
Desvio padrão do volume total	3,01	2,89
Desvio padrão do volume conectado	4,38	3,32

Pode-se perceber que a simulação realizada com a Regra de litologia 2 mostrou-se mais otimista, apresentando um volume de fácies reservatório superior ao obtido com a simulação pela Regra 1 e uma variabilidade menor nos dados.

Estes resultados também podem ser analisados através de uma comparação entre os histogramas do volume conectado de fácies reservatório (Figura 4.18) das duas regras utilizadas para a simulação. Pode-se observar que os dados da simulação com a Regra 2 estão mais concentrados o que ratifica o fato da simulação com esta regra gerar uma menor variabilidade nos volumes de fácies reservatório, a distribuição formada é mais homogênea do que a gerada pela Regra 1.

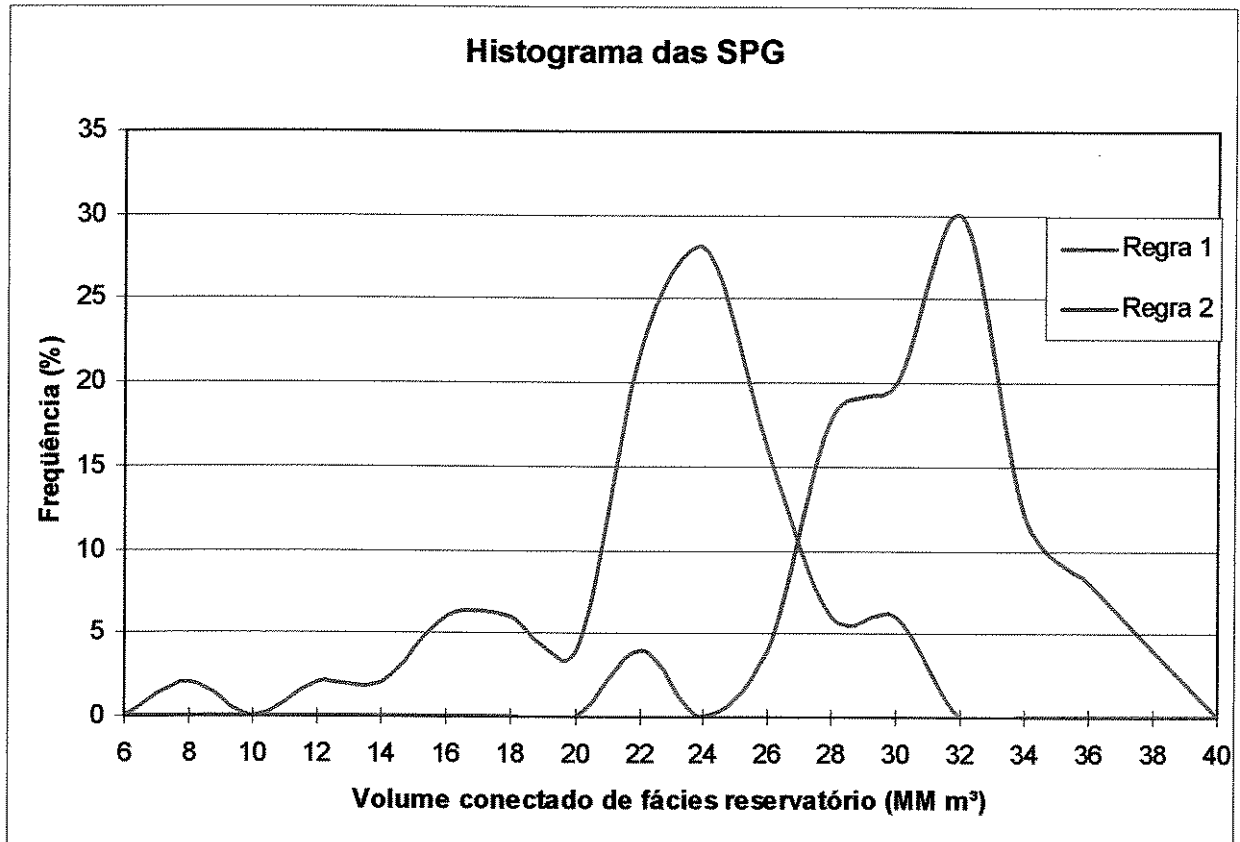


Figura 4.18: Histograma dos volumes conectados de fácies reservatório das simulações plurigaussianas comparando as regras de litologia 1 e 2.

Uma análise de cenários probabilísticos pode ser observada através de histogramas decrescentes dos volumes de fácies reservatórios. A Figura 4.19 mostra estes histogramas acumulados decrescentes do volume conectado para as duas simulações plurigaussianas realizadas. Observa-se que a simulação plurigaussiana realizada com a Regra de litologia 2 apresenta um volume conectado de fácies reservatório maior, apresentando cenários mais otimistas.

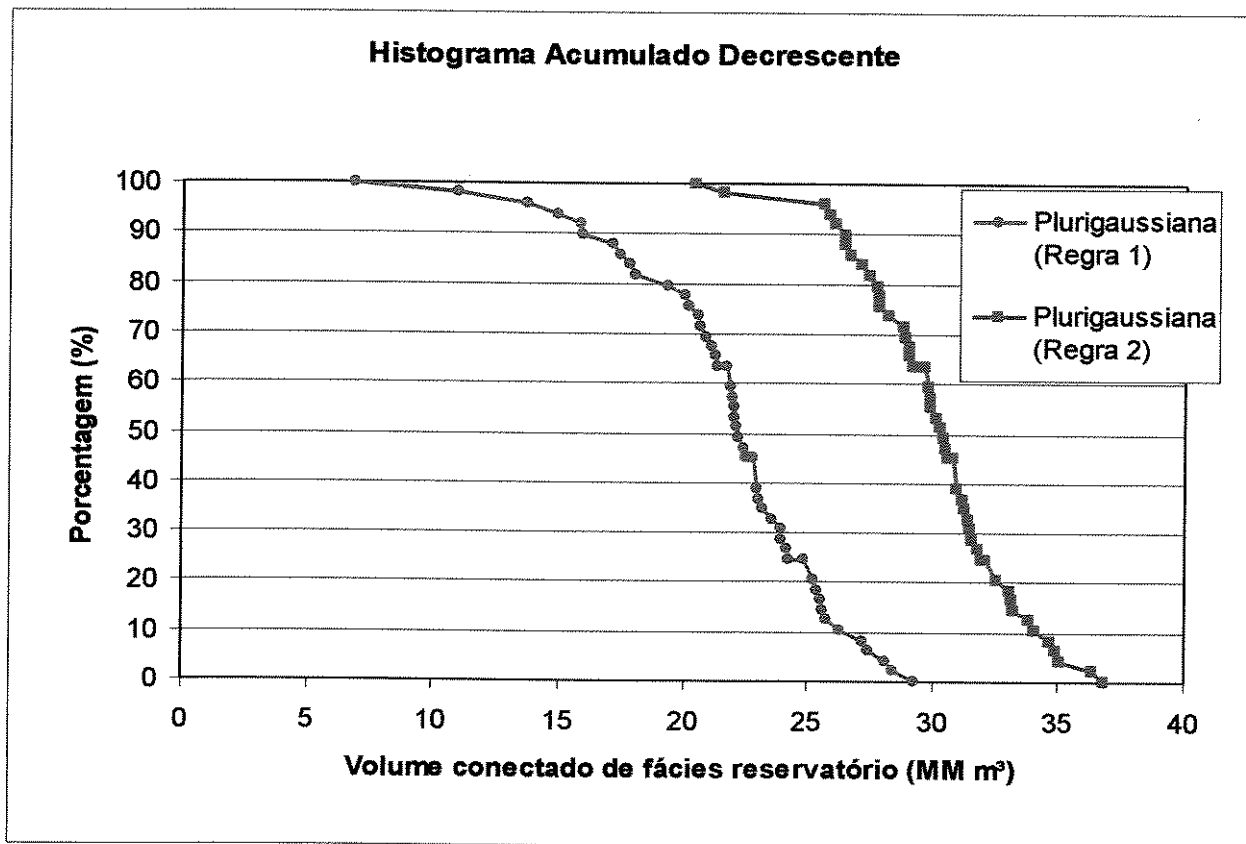


Figura 4.19: Histograma acumulado decrescente do volume conectado da parte inferior da zona de produção SAG 5 para as 50 simulações com cada regra.

A análise deste histograma acumulado decrescente fornece informações relevantes como, por exemplo, a simulação plurigaussiana executada pela Regra de litologia 2 apresenta 50% das simulações com volume conectado superior a 30 MM m³; já a realizada com a Regra 1 apresenta um volume conectado superior a 20 MM m³ em 50% das simulações, não possuindo nenhuma simulação com volume conectado superior a 30 MM m³. Isto ratifica o que foi discutido nesta seção, onde se observou que as imagens geradas com a Regra de litologia 1 apresentavam menores porcentagens de fácies reservatório do que as geradas com a Regra 2.

Pode-se observar ainda que 90% das imagens geradas para a SPG com a Regra 1 possuem um volume superior a 15,5 MM m³ de fácies reservatórios conectadas. Para a Regra 2, 90% das imagens possuem um volume de fácies reservatório conectadas superior a 26 MM m³. Portanto, com estes cenários probabilísticos confirma-se que a Regra 2 traz resultados mais otimistas do que a Regra 1 com relação ao volume das fácies reservatório conectadas.

Capítulo 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Nesta dissertação apresentou-se a modelagem geológica de fácies com dados de um campo maduro, envolvendo desde a análise e tratamento dos dados até as simulações estocásticas que geraram os modelos tridimensionais dos litotipos.

A primeira etapa do trabalho consistiu na mudança de suporte dos dados da variável fácies de 0,2 para 2 m. Esta mudança de suporte mostrou-se necessária pois a malha onde são realizadas as simulações possui dimensões maiores do que a amostragem dos dados de perfil. Os resultados de cada transferência de escala foram analisados para que se soubesse qual método acarretaria uma menor variabilidade dos dados, sem que houvesse uma perda na representatividade dos mesmos. Observou-se que os resultados apontaram para uma igual variabilidade final das amostras, portanto ambos os métodos são válidos para a regularização dos dados. Essa conclusão é importante pois em muitos estudos de caracterização de reservatórios é necessário realizar uma transferência de escala nos dados para ajustá-los a dimensão da malha de simulação.

Após o tratamento dos dados iniciais, partiu-se para a modelagem geoestatística 3D, onde foram testados dois algoritmos de simulação estocástica para variáveis categóricas que estão disponíveis no programa Isatis (Bleines *et al.*, 2004): a simulação seqüencial indicatriz e a simulação plurigaussiana.

O algoritmo de simulação Gaussiano truncado também seria testado nesta dissertação para a modelagem geoestatística porém foi observado que a forma pela qual o algoritmo foi introduzido no *software* não traria resultados condizentes com os dados disponíveis, pois

considera que não existe correlação entre a variação na direção horizontal com a variação na direção vertical. Desta forma, estaríamos tratando os dados como se eles não fossem resultados de um mesmo evento deposicional. O algoritmo da maneira como está implementado não considera que, durante a constituição da zona, as camadas foram formadas sucessivamente, implicando que a variação na direção vertical tem reflexo na direção horizontal. Além disso, o ordenamento de fácies apresentado por este método, não honra os contatos entre os litotipos observados nos dados, portanto não foram gerados modelos geológicos de fácies por este algoritmo.

A simulação seqüencial indicatriz apresentou uma porcentagem de fácies igualmente distribuídas em toda a zona de interesse. A razão para este resultado é o fato deste algoritmo ser condicionado apenas à porcentagem das fácies presentes na zona inteira, ocasionando uma porcentagem maior de fácies reservatório na parte inferior da zona que, segundo os dados originais, apresenta uma baixa porcentagem deste tipo de fácies.

O algoritmo de simulação plurigaussiana implementado no *software* é mais robusto do que os anteriores pois leva em consideração, além da porcentagem de fácies da zona, a matriz de proporção que retrata o comportamento da distribuição das fácies na vertical por meio da curva de proporção vertical. A simulação plurigaussiana também requer que seja informada a regra de litologia que indica a probabilidade de transição entre as fácies. Porém o programa utilizado não permite que se coloque todas as fácies em contato uma com as outras, conforme observado nos dados originais, o que acarreta em uma imprecisão nos resultados para esta simulação. Utilizou-se neste estudo preliminarmente várias regras de litologia, que representam combinações diferentes de contatos entre as fácies. Ao final deste estudo preliminar optou-se por analisar duas regras de litologia, aquelas que apresentaram uma melhor reprodução da proporção original de fácies no reservatório. Com isso foi possível estudar a sensibilidade deste condicionante no processo de simulação. Com estes condicionamentos, as proporções de fácies são reproduzidas de forma mais satisfatória em cada intervalo vertical.

Com o resultado das simulações foi possível então realizar estudos sobre a conectividade e cálculos volumétricos, visando quantificar o impacto dos métodos de simulação.

Na simulação seqüencial indicatriz, que tem como condicionante somente a porcentagem das fácies, chegou-se a um alto volume de fácies reservatório conectadas na parte inferior da zona quando comparado aos volumes obtidos com a simulação plurigaussiana. Foi observado um volume médio em torno de 62,70 MM m³ de fácies reservatório conectadas. Isto aconteceu porque as imagens geradas apresentaram uma elevada porcentagem de fácies reservatório (1, 2 e 3) na parte da zona em estudo, em torno de 70%. E, na verdade, a parte inferior da zona é caracterizada por uma baixa porcentagem de fácies reservatórios. Sendo assim, a simulação seqüencial indicatriz não se mostrou eficiente para este trabalho.

Nas simulações plurigaussianas foram calculados os volumes para as duas regras utilizadas. Para a Regra 1, que possui uma proporção média de fácies reservatório em torno de 27%, obteve-se um volume conectado médio de 21,72 MM m³. Utilizando-se a Regra 2, que apresenta uma proporção média de fácies reservatório em torno de 34%, obteve-se um volume conectado de 30,07 MM m³. Portanto a Regra 2 gera resultados mais otimistas.

Em futuros trabalhos, sugere-se preencher os modelos gerados nesta dissertação com propriedades petrofísicas e com dados de saturação. Desse modo os resultados podem ser inseridos em simuladores de fluxo e o impacto da modelagem litológica aqui realizada será mais bem quantificado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALABERT, F. G.; MODOT, V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. *In: 67th Annual Technical Conference Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Washington DC, 1992. (SPE, 24893).

ARMSTRONG, M.; ESCHARD, R.; GALLI, A.; LE LOC'H, G.; ROTH, C. **Short course on plurigaussian simulations in mining and petroleum**. Fontainebleau: Centre de Geostatistique, 1998. 45p.

ARMSTRONG, M.; GALLI, A.; LE LOC'H, G.; GEFFROY, F.; ESCHARD, R. **Plurigaussian simulations in geosciences**. Berlin: Springer Verlag, 2003. 149p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Informações e documentação - Referências - Elaboração**. NBR-6023. Rio de Janeiro: ABNT, 2002. 24p.

BEUCHER, H.; GALLI, A.; LE LOC'H, G.; DOLIGEZ, B.; RAVENNE, C. Including a regional trend in reservoir modeling using the truncated gaussian method. *In: SOARES, A. (ed.). Geostatistics Troia '92*. Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1994. p. 555-566.

BLEINES, C.; DERAISME, J.; GEFFROY, F.; JEANNÉE, N.; PERSEVAL, S.; RAMBERT, F.; RENARD, D.; TOUFFAIT, Y. **Isatis software manual version 5.04**. 5. ed. Paris: Geovariances & École des Mines de Paris, 2004. 711p.

BOUROCHE, J-M.; SAPORTA, G. **Análise de dados**. Rio de Janeiro: Zahar, 1980. 116p.

BRAGA, M. S. S. **Construção de matrizes de proporção de fácies para a modelagem geológica 3D de reservatórios deltáicos da Bacia do Recôncavo (BA)**. 1998. 100f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 1998.

CORTEZ, M. M. M. **Análise geoestatística da geometria externa dos reservatórios fluvial e eólico da formação Água Grande, área central da Bacia do Recôncavo**. 1996. 104f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 1996.

COSENTINO, L. **Integrated reservoir studies**. Paris: Technip, 2001. 310p.

DAMSLETH, E.; TJOLSEN, C. B.; OMRE, H.; HALDORSEN, H. H. A two-stage stochastic model applied to a North Sea reservoir. *In: 65th Annual Technical Conference Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. New Orleans, 1990. (SPE, 20605).

DEUTSCH, C. V. **Geostatistical reservoir modeling**. New York: Oxford University Press, 2002. 376p.

DOWD, P. A. A review of recent developments in Geostatistics. **Computer and Geosciences**, v. 17, n. 10, p. 1481-1500, 1992.

DOWD, P. A.; PARDO-IGÚZQUIZA, E.; XU, C. Plurigau: a computer program for simulation spatial facies using the truncated plurigaussian method. **Computer and Geosciences**, v. 29, p. 123-141, 2003.

DUBRULE, O. A review of stochastic models for petroleum reservoirs. *In: ARMSTRONG, M. (ed.). Geostatistics*. Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1989. p. 493-500.

DUBRULE, O. Introducing more geology in stochastic reservoir modeling. *In*: SOARES, A. (ed.). **Geostatistics Troia '92**. Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1994. p. 351-369.

FRICKE, T. **The Hoshen-Kopelman algorithm for cluster identification**. Disponível em: <<http://splorg.org/~tobin/kb/hoshenkopelman.html>>. Acesso em: 10 março 2004.

FRIEDRICH, A. **Modelagem geoestatística da saturação de fluidos em um campo maduro**. 2003. 111f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 2003.

GALLI, A.; BEUCHER, H.; LE LOC'H, G.; DOLIGEZ, B.; HERESIM GROUP. The pros and cons of the simulated gaussian method. *In*: ARMSTRONG, M.; DOWD, P. A. (eds.). **Geostatistical simulations**. Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1994. p. 217-233.

GALLI, A.; BEUCHER, H. Stochastic models for a reservoir characterization: a user-friendly review. *In*: **5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition**. Rio de Janeiro, 1997. (SPE, 38999).

HALDORSEN, H. H.; DAMSLETH, E. Stochastic modeling. **Journal of Petroleum Technology**, p. 404-412, Apr. 1990. (SPE, 20321).

HOSHEN, J.; KOPELMAN, R. Percolation and cluster distribution. I. Cluster multiple labeling technique and critical concentration algorithm. **Physical Review B**, v. 14, n. 8, p. 3438-3445, 1976.

JOURNEL, A. G.; ISAACS, R. M. Conditional indicator simulations: application to a Saskatchewan uranium deposit. **Journal of International Association for Mathematical Geology**, v. 16, n. 7, p. 685-718, Oct. 1984.

JOURNEL, A. G.; ALABERT, F. G. New method of reservoir mapping. **Journal of Petroleum Technology**, v. 42, n. 2, p. 212-218, 1990.

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

KRONBAUER, A. **Modelagem geoestatística de fácies, propriedades petrofísicas e da saturação de óleo remanescente em um reservatório maduro**. 2003. 138f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 2003.

LE LOC'H, G.; BEUCHER, H.; GALLI, A.; DOLIGEZ, B.; HERESIM GROUP. Improvement in the truncated gaussian method: combining several gaussian functions. *In: **European Conference on the Mathematics of Oil Recovery***. Roros, 1994. p. 1-13.

LE LOC'H, G.; GALLI, A. Truncated plurigaussian method: theoretical and practical points of review. *In: BAAFI, E. Y.; SCHOFIELD, N. A. (eds.). **Geostatistical Wollongong '96***. Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1997. p. 211-222.

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

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

MATHERON, G.; BEUCHER, H.; FOUQUET, C.; GALLI, A.; GUERRILOT, D.; RAVENNE, C. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. *In: **62nd Annual Technical Conference Exhibition of the Society of Petroleum Engineers***. Dallas, 1987. (SPE, 16753).

MATO, L. F. **Modelagem estocástica em dois estágios aplicada a zona II, campo de rio do Bu, Bacia do Recôncavo**. 1994. 155f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 1994.

MATO, L. F.; MATOS, B. G.; MONTEIRO, M. C.; GOZZINI, L. C. **Modelagem geológica/geoestatística da Formação Sergi: zonas de produção 1 a 8 - Campo de Água Grande - Bacia do Recôncavo**. Salvador: Relatório PETROBRAS/E&P-BA/GERET/GECAR, 2000, 63p.

OLIVEIRA, M. L. **Análise das incertezas envolvidas na modelagem de reservatório no contexto geoestatístico**. 1997. 115f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 1997.

PARAIZO, P. L. B. **Modelagem numérica para tratamento de dados geológicos**. 1993. 137f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 1993.

RAVENNE, C.; BEUCHER, H. Recent development in description of sedimentary bodies in a fluvio deltaic reservoir and their 3D conditional simulations. *In: 63rd Annual Technical Conference Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Houston, 1988. (SPE, 18310).

RAVENNE, C.; GALLI, A.; DOLIGEZ, B.; BEUCHER, H.; ESCHARD, R. Quantification of facies relationships via proportion curves. *In: ARMSTRONG, M. (ed.). Geostatistics Rio 2000*. Dordrecht: Kluwer Academic Press, 2000. p. 19-39.

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

ROTH, C.; ARMSTRONG, M.; GALLI, A.; LE LOC'H, G. Using plurigaussian simulations to reproduce lithofacies with contrasting anisotropies. *In: APCOM Symposium*. London, Apr. 1998.

SAHIN, A.; AL-SALEM, A. A. Stochastic modeling of porosity distribution in a multi-zonal carbonate reservoir. *In: 2001 SPE Middle East Oil Show*. Bahrain, 2001. (SPE, 68113).

SERRA, O.; ABBOTT, H. T. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. *In: 55th Annual Technical Conference Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Dallas, 1980. (SPE, 9270).

SIMON, V. H. **Simulação plurigaussiana truncada condicional**. 1997. 81f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) - Universidade Estadual de Campinas/Instituto de Geociências, Campinas, 1997.

SOUZA JR., O. G. **Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des reservoirs d'un cone sous-marin profond (Champ de Namorado, Brèsil)**. 1997. 215f. PhD thesis - Université Paris, Paris, 1997.

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

XU, W.; JOURNEL, A. G. GTSIM: Gaussian truncated simulations of reservoirs units in a W. Texas carbonate field. *In: 68th Annual Technical Conference Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Houston, 1993. (SPE, 27412).

ZAPPAROLLI, L. H. **Aplicação da técnica de simulação plurigaussiana na reprodução de litofácies com dupla anisotropia**. 2000. 136f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 2000.