

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas,
Metalúrgica e de Materiais (PPGE3M)

**MODELAGEM FACIOLÓGICA DE RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS DE
MORFOLOGIA INTRICADA COM GEOESTATÍSTICA MULTIPONTO**

Paulo Roberto Moura de Carvalho

Dissertação para obtenção de título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, RS

2015

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas,
Metalúrgica e de Materiais (PPGE3M)

**MODELAGEM FACIOLÓGICA DE RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS DE
MORFOLOGIA INTRICADA COM GEOESTATÍSTICA MULTIPONTO**

Paulo Roberto Moura de Carvalho

Dissertação realizada no Laboratório de Pesquisa Mineral e Planejamento Mineiro da Escola de Engenharia da UFRGS, dentro do programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Minerais (PPGE3M), como parte dos requisitos para a obtenção de Título de Mestre em Engenharia.

Área de Concentração: Tecnologia Mineral, Ambiental e Metalurgia Extrativa

Porto Alegre, RS

2015

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia e aprovada em sua forma final, pelo Orientador e pela Banca Examinadora do Curso de Pós-Graduação.

Orientador:

Prof. Dr. João Felipe Coimbra Leite Costa

Banca Examinadora:

Prof.^a Dra. Vanessa Cerqueira Koppe

Dr. Luiz Eduardo Seabra Varella

Dr. Diniz Tamantini Ribeiro

Prof. Dr. Carlos Pérez Bergmann

Coordenador do PPGE3M

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. João Felipe C. L. da Costa que, meu orientador e mestre em quase todas as disciplinas da área de geoestatística, um campo que desconhecia antes de ingressar no programa de Mestrado do PPGE3M da UFRGS. Com uma pedagogia rara de encontrar em nível de pós-graduação, fui levado praticamente pelas mãos ao conhecimento de um novo mundo, ora totalmente estranho a mim, sendo eu egresso da Ciência da Computação.

Ao Dr. Luiz Eduardo Seabra Varela, meu tutor, coordenador e consultor na Petrobras, foi muito além de seus haveres profissionais, sendo conselheiro e amigo nas horas de aflição. Foi também meu mentor no aspecto industrial da disciplina, para não me perder em devaneios. O Luiz Edu também foi determinante no resultado desse trabalho ao preparar dados para os experimentos.

Ao Me. Luiz Gustavo Rasera, colega do PPGE3M, cuja dissertação foi a base teórica e modelo para este trabalho. Disposto e animado, trabalhando algumas vezes das 8h da manhã às 8h da noite no LPM, devo-lhe as “mágicas” feitas com *scripts* Python que facilitaram a condução dos experimentos.

Ao Dr. Alexandre Boucher, pelo desenvolvimento, dicas e aspectos práticos do uso do *software* SGeMS, o que foi essencial para os experimentos.

Aos Dr. Júlio Garcia Carvalho, Me. Fábio Monteiro Lima e Me. Rogério Soares Cunha, colegas na Petrobras, pelas revisões de conceitos e terminologia de geologia e geofísica usados neste trabalho, feitas com rigor, mas sempre cordiais.

Ao Dr. Sebastião César Assis Pereira, meu gerente no setor de Tecnologia Geológica Aplicada à Exploração, e à Petrobras pela oportunidade concedida e a confiança depositada para que eu realizasse este Mestrado sob seus desígnios.

Aos diversos colegas da Petrobras e do PPGE3M, pelos conhecimentos das áreas de ciência da computação, geologia e geofísica presentes neste trabalho de natureza multidisciplinar, que me ajudaram na compreensão, com algumas figuras e indicação de leituras nessas áreas.

Aos meus pais, pelo apoio e interesse no acompanhamento desta jornada.

A Deus, pela vida.

Sumário

Lista de figuras.....	x
Lista de tabelas	xxvi
Lista de equações	xxvii
Lista de Abreviaturas e Definições.....	xxviii
Resumo.....	xxxiii
Abstract	xxxiv
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Estado da arte em geoestatística de reservatórios	4
1.2 Meta.....	7
1.3 Objetivos.....	7
1.4 Método	8
1.5 Organização da dissertação.....	9
Capítulo 2 Revisão Bibliográfica.....	11
2.1 Classificação direta.....	13
2.1.1 Tabelas de valores	13
2.1.2 Diagrama ternário.....	14
2.1.3 Alta dimensionalidade.....	15
2.2 Krigagem não linear.....	16
2.2.1 Krigagem multigaussiana.....	16
2.2.2 Krigagem de indicadores	17
2.3 Simulação sequencial	20
2.4 Simulação de campos de probabilidades (<i>p-field</i>)	24
2.5 Cadeias de Markov.....	24
2.6 <i>Simulated annealing</i>	25

2.7 Simulação com Conjuntos Booleanos	26
2.8 Simulação com Modelos Genéticos Aleatórios	27
2.9 Simulação Gaussiana Truncada.....	29
2.10 Simulação Plurigaussiana	31
2.10.1 Regra de fácies	32
2.10.2 Curvas de proporção de fácies	33
Capítulo 3 Geoestatística multiponto	37
3.1 Imagens de Treinamento: o algoritmo ENESIM.....	39
3.2 O algoritmo SNESIM	41
3.2.1 <i>Template</i> : vizinhança de busca.....	41
3.2.2 Árvore de busca.....	43
3.2.3 Número de <i>multigrids</i> : reprodução de feições de grande escala.....	47
3.2.4 Fator <i>servosystem</i> : aderência a uma distribuição-alvo.....	49
3.2.5 Número mínimo de réplicas	51
3.2.6 Modelo tau: grau de influência dos dados secundários e da TI.....	52
3.2.7 Modelagem de não-estacionariedades	55
3.2.8 Curvas verticais de proporção	59
3.3 Estado da arte em MPS.....	60
3.3.1 Amostragem Direta (DS)	61
3.3.2 <i>Image Quilting</i> (IQ)	62
3.3.3 Simulação com Correlação Cruzada (CCSIM)	63
3.4 Conclusão.....	64
Capítulo 4 Estudos da exploração	65
4.1 Perfil de poço.....	66
4.1.1 Perfil de litologia.....	66
4.1.2 Caso 2D	67
4.1.3 Caso 3D	68

4.2 Imagem sísmica	69
4.2.1 Caso 2D: Amplitude RMS	70
4.2.2 Caso 3D: Amplitude	73
4.3 Interpretação geológica	75
4.3.1 Caso 2D	75
4.3.2 Caso 3D	76
4.3.3 Estratigrafia de sequência.....	77
4.3.4 Horizontes	79
Capítulo 5 Desenvolvimento do estudo 2D	80
5.1 Divisão do <i>grid</i> em domínios	80
5.1.1 Domínio das barras de areia	81
5.1.2 Domínio do leque submarino.....	82
5.1.3 Domínio do canal turbidítico	82
5.2 Derivação dos campos de probabilidade.....	83
5.2.1 Barras de areia.....	84
5.2.2 Leque submarino.....	84
5.2.3 Canal turbidítico	86
5.3 Imagens de Treinamento	90
5.3.1 TI para as barras de areia.....	92
5.3.2 TI para o leque submarino.....	93
5.3.3 TI para o canal turbidítico.....	94
5.4 Particionamento dos domínios	95
5.4.1 Partição para não estacionariedade nas barras de areia.....	95
5.4.2 Partição para não estacionariedades no leque submarino	96
5.5 Parametrização do SNESIM_STD.....	99
5.5.1 Distribuição-alvo	99
5.5.2 <i>Template</i>	99

5.5.3	Número de <i>multigrids</i>	100
5.5.4	Fator <i>servosystem</i>	101
5.5.5	Número mínimo de réplicas	101
5.5.6	Modelo tau.....	102
5.5.7	Rotação e escala globais para o canal turbidítico	104
5.6	Conclusão.....	104
Capítulo 6 Desenvolvimento do estudo 3D		105
6.1	Delimitação do domínio de simulação.....	106
6.2	Estimativa do fator de argila.....	108
6.3	Partição da não estacionariedade dos azimutes	110
6.4	Partição da não estacionariedade da escala.....	113
6.5	<i>Grid</i> estratigráfico	114
6.5.1	Introdução	114
6.5.2	Dimensionamento de um <i>grid</i> 2D para estimar cotas de topo e base.....	116
6.5.3	Projeção dos horizontes no plano do <i>grid</i> 2D	118
6.5.4	Estimativa das cotas.....	118
6.5.5	Geração da geometria do <i>grid</i> estratigráfico.....	122
6.5.6	Correção de artefatos na geometria.....	124
6.5.7	Transferência das propriedades.....	127
6.5.8	Estimativa do dado sísmico	128
6.6	Derivação dos campos de probabilidade.....	130
6.7	Imagem de Treinamento.....	133
6.8	Parametrização do SNESIM_STD.....	133
6.8.1	Distribuição-alvo	133
6.8.2	<i>Template</i>	134
6.8.3	Número de <i>multigrids</i>	134
6.8.4	Fator <i>servosystem</i>	134

6.8.5 Número mínimo de réplicas	134
6.8.6 Modelo tau.....	134
6.8.7 Curva vertical de proporção de fácies	136
6.9 Conclusão.....	137
Capítulo 7 Resultados e discussão	138
7.1 O problema da validação	141
7.2 Controle de qualidade.....	142
7.2.1 Resumos estatísticos	142
7.2.2 Análise de conectividade	146
7.2.3 Detecção de cópias de padrões	156
7.2.4 Heterogeneidade intrarrealização	157
7.2.5 Heterogeneidade inter-realização	157
7.2.6 Verificação do condicionamento	160
7.2.7 Aderência às proporções de fácies.....	164
7.2.8 Aderência à sequência estratigráfica	164
7.2.9 Aderência à interpretação geológica	166
7.3 Discussão.....	166
7.3.1 Críticas ao método multiponto.....	166
7.3.2 Divergências entre as distribuições.....	166
7.3.3 Muitas fácies e um atributo sísmico.....	167
7.3.4 A questão de quais proporções reproduzir.....	168
7.3.5 Cobertura insuficiente do espaço de incerteza.....	168
7.3.6 Análise petrossísmica	169
7.3.7 A importância da sequência estratigráfica.....	170
7.3.8 Imagem de treinamento simples	171
7.3.9 Observações finais acerca do método	171
Capítulo 8 Conclusão e trabalhos futuros	174

8.1 Conclusão.....	174
8.2 Trabalhos futuros.....	175
8.2.1 Amplitude RMS com janela variável	175
8.2.2 Ponderação do número de réplicas.....	176
8.2.3 Histograma multiponto	176
8.2.4 Rastreamento de células	178
8.2.5 Análise da árvore de busca.....	178
8.2.6 Particionamento para curvas verticais de proporção	179
8.2.7 Estimativa de probabilidades de fácies.....	179
8.2.8 Pós-processamento com <i>Simulated Annealing</i>	180
8.2.9 SNESIM com outros modelos de integração de probabilidades	180
8.2.10 Simulação dos leques submarinos em dois passos	180
Bibliografia	181
Anexo 1: convenção de aplicação de ângulos de rotação	189
Anexo 2: sistema petrolífero.....	191
Anexo 3: <i>scripts</i> Python	193

Lista de figuras

Figura 1-1: dois fenômenos aleatórios de mesma estatística de primeira ordem, (A) é puramente aleatório; (B) apresenta estruturas espaciais.	3
Figura 2-1: taxonomia de métodos de mapeamento de subsuperfície, onde se destaca o grupo da geoestatística multiponto, extraído de Koltermann e Gorelick (1996, p2621, fig.2).	11
Figura 2-2: exemplo de tabela de classificação com duas variáveis.	14
Figura 2-3: exemplo de um 2-simplexo. Os eixos correspondem a três variáveis quaisquer.	14
Figura 2-4: exemplo de diagrama ternário para classificação em fácies. As linhas (a) e (b) são onde planos correspondentes a valores de variáveis intersectam o 2-simplexo. (c) é o ponto onde as duas linhas se encontram, estabelecendo qual fácies corresponde aos dois valores indicados.	15
Figura 2-5: a distribuição (p.d.f.) gaussiana e seus parâmetros: m é a média e σ é o desvio padrão. p é a probabilidade de ocorrência do valor x	16
Figura 2-6: transformando uma c.c.d.f gaussiana em uma c.c.d.f. original. Apenas um quantil foi transformado. x são valores originais, y são valores gaussianos e p , probabilidades da variável regionalizada $X(u)$ ou $Y(u)$ ser menor do que x ou y	17
Figura 2-7: exemplo de c.d.f. definida com indicadores.	18
Figura 2-8: ilustração do funcionamento da krigagem de indicadores. u_0 : local sem amostra; $I_k(u_0)^*$: probabilidade associada ao indicador k a ser estimada; λ_α : peso de krigagem da amostra α ; $I_k[u_\alpha]$: probabilidade associada ao indicador k na amostra α (0 ou 1).	19
Figura 2-9: amostras (círculos vermelhos) de um fenômeno unidimensional $Z(u)$ em determinados locais u . A linha contínua representa valores desconhecidos do fenômeno.	20
Figura 2-10: estimativa por krigagem (linha laranja) do fenômeno aleatório $Z(u)$ da Figura 2-9. As amostras são os círculos vermelhos.	20
Figura 2-11: estimativa da incerteza de um fenômeno com krigagem não linear. Linha azul contínua: valor estimado; limites em verde: banda de incerteza; seção A: c.c.d.f. estimada longe de amostras, de maior dispersão; seção B: c.c.d.f. estimada próxima de uma amostra, de menor variância.	20

Figura 2-12: uma das possíveis realidades de um fenômeno $Z(u)$. A linha preta aleatória representa uma simulação de $Z(u)$	21
Figura 2-13: exemplos de realizações de SGSIM, retirado de Arpat (2005, p9, fig. 2.1).....	22
Figura 2-14: exemplos de realizações de SISIM, retirado de Arpat (2005, p11, fig. 2.2).....	22
Figura 2-15: realizações DSSIM (a) e SGSIM (b), retirado de Mariethoz e Caers (2015, p55, fig. I.4.3).	23
Figura 2-16: ilustração do funcionamento das Cadeias de Markov, retirado de Doveton (1994, p56, fig. 1). (a): coluna litológica com as fácies A, B, C e D; (b) sentido de contagem de transições de fácies; (c): matriz com as contagens de transições; (d): matriz com as probabilidades de transição.	25
Figura 2-17: pós-processamento com <i>simulated annealing</i> , retirado de Koltermann e Gorelick (1996, p2630, fig. 9). (a): realização SISIM; (b): a mesma realização pós-processada com <i>simulated annealing</i>	26
Figura 2-18: simulação de conjuntos booleanos, modificada de Matheron <i>et al.</i> (1987, p595, fig. 2). (a): amostras; (b): realização.	27
Figura 2-19: modelos genéticos aleatórios, modificado de Jacod e Joathon (1971, p. 269, fig. 3). x são locais no espaço. b : espessura de uma lente em um local x . t é o tempo geológico (deposicional). z é a profundidade.....	28
Figura 2-20: objetos booleanos em espaço métrico através do método dos modelos genéticos aleatórios, retirado de Jacod e Joathon (1971, p. 274, fig. 7).	29
Figura 2-21: fácies em espaço gaussiano, retirada de Armstrong <i>et al.</i> (2003, p4, fig. 1.3)...	30
Figura 2-22: relações entre fácies na gaussiana truncada, retirada de Armstrong <i>et al.</i> (2003, p3, fig. 1.2). (a): simulação gaussiana; (b): gaussiana truncada.....	31
Figura 2-23: Y_1 e Y_2 : duas simulações gaussianas para os mesmos dados, retirado de Armstrong <i>et al.</i> (2003, p5, fig. 1.4).	32
Figura 2-24: Rregra de fácies. Adaptado de Armstrong (2003, p5, fig. 1.4). Y_1 e Y_2 são as classificações de fácies em dois campos gaussianos.....	32
Figura 2-25: realização plurigaussiana, retirado de Armstrong <i>et al.</i> (2003, p5, fig.1.4)	33

Figura 2-26: não-estacionariedade vertical em uma formação sedimentar. Modificado de Nichols (2009, p254, fig.16.6). (a): alternância de fácies observadas nas três camadas; (b): as fácies agrupadas em cada camada.....	34
Figura 2-27: (b): curva de proporção de fácies (b), modificado de Armstrong (2003, p28, figs. 3.1 e 3.2). (a): <i>grid</i> de simulação.....	34
Figura 2-28: modelo geológico de um reservatório complexo, retirado de Armstrong <i>et al.</i> (2003, p116, fig 7.8).....	35
Figura 2-29: realização plurigaussiana de um reservatório complexo, retirado de Armstrong <i>et al.</i> (2003, p117, fig.7.9). (b): seção transversal do <i>grid</i> de simulação, dividido em três domínios de estudo; (a): regras de fácies para cada domínio; (c) curvas de proporção de fácies para cada domínio.....	35
Figura 2-30: modelagem de muitas curvas de proporção para uma simulação plurigaussiana, retirado de Deraisme e Farrow (2004, p429, figs. 2 e 6). (a): vista em mapa do <i>grid</i> de simulação dividido em zonas, cada qual associado a uma curva de proporção de fácies, três das quais assinaladas por (b); (c) corte transversal de uma realização para mostrar o efeito das curvas de proporção.....	36
Figura 3-1: arranjo geométrico multiponto, retirado de Rasera (2014, p40, fig. 3.1). u_i : ponto a ser simulado; u_0+h_j : pontos com valores conhecidos.....	39
Figura 3-2: exemplo de imagem de treinamento, retirado de Guardiano e Srivastava (1993, p134, fig.1).....	40
Figura 3-3: simulações biponto com SISIM (a) e simulações multiponto com ENESIM (b), adaptado de Guardiano e Srivastava (1993, p134, fig.1). m são as médias.....	40
Figura 3-4: conceito de <i>template</i> , retirado de Rasera (2014, p40, fig. 3.2). Os números no <i>template</i> assinalam uma convenção de ordem dos pontos vizinhos ao ponto a ser simulado (central) para testes de verificação de ocorrência dos padrões, o primeiro ponto a ser verificado é o da direita, etc.....	42
Figura 3-5: modelagem do <i>template</i> , com número máximo de pontos igual a nove. (a): dois elipsoides diferentes relativos à geometria de um <i>grid</i> de simulação; (b) configurações dos <i>templates</i> resultantes da combinação dos elipsoides e do número máximo de pontos.....	43
Figura 3-6: ilustração da estrutura de dados árvore.....	44
Figura 3-7: exemplo de árvore de busca, retirado de Rasera (2014, p41, fig. 3.3).....	44

Figura 3-8: TI erodida (destaque), adaptado de Rasera (2014, p40, fig. 3.2).....	45
Figura 3-9: ilustração do funcionamento do SNESIM. Explicação dos passos (1 a 11) no texto.	46
Figura 3-10: novos <i>templates</i> especificados pelo parâmetro <i>multigrid</i> , adaptado de Rasera (2014, p46, fig. 3.5).....	48
Figura 3-11: mascaramento do <i>grid de simulação</i> para implementar o <i>multigrid</i> , retirado de Rasera (2014, p45, fig. 3.4).....	49
Figura 3-12: efeito do <i>servosystem</i> , modificado de Mariethoz e Caers (2015, p150, fig. II.2.36). (a): simulação com <i>servosystem</i> 0,0; (b): simulação com <i>servosystem</i> 0,5; (c): simulação com <i>servosystem</i> 1,0; (d): tendência da amplitude da simulação (b).	50
Figura 3-13: árvore de busca com número mínimo de réplicas igual a 2, adaptado de Rasera (2014, p41, fig. 3.3). Os nós riscados são aqueles com número de réplicas menor que o mínimo.....	51
Figura 3-14: influência dos fatores tau. τ_b : fator tau para a TI; τ_c : fator tau para o dado secundário; x: impossibilidade de ocorrência da fácies; p: probabilidade marginal de ocorrência da fácies; p_b : probabilidade de ocorrência da fácies segundo a TI; p_c : probabilidade de ocorrência da fácies segundo o dado secundário.....	54
Figura 3-15: TI estacionária para modelagem de canais, retirado de Liu (2006, p1547, fig.2).	55
Figura 3-16: uma simulação estacionária (a) e outra não-estacionária (b), retirado de Liu (2006, p1556, fig.13).....	56
Figura 3-17: partição da árvore de busca, modificado de Liu (2006, figs.17 e 13). Os polígonos coloridos (partições) representam valores de uma variável categórica presente nos <i>grids</i> da TI e de simulação.	57
Figura 3-18: <i>grid</i> de simulação dividido em classes de escala e rotação, modificado de Liu (2006, p1558, fig. 16).....	57
Figura 3-19: realização simulada com classes de transformações, retirado de Liu (2006, p1559, fig.17).....	58
Figura 3-20: modelagem de não estacionariedade com mapa de controle, modificado de Liu (2006, figs. 14 e 15). (a): interpretação dos azimutes da TI; (b): mapa de controle para a TI; (c) modelo de azimutes para a simulação; (d) mapa de controle para o <i>grid</i> de simulação...	59

- Figura 3-21: convolução para gerar um campo de probabilidade, adaptado de Mariethoz e Caers (2015, p204, fig. II.6.1). (a): evento de dados da TI; (b): dado secundário; (c): campo de probabilidade de ocorrência do evento de dados. 61
- Figura 3-22: Amostragem Direta (DS), retirado de Mariethoz *et al.* (2010, fig.1). a): evento de dados encontrado no *grid* de simulação; b) janela de busca ou TI erodida; c) e d) busca aleatória pelo evento de dados na TI; e) fácies assinalada no *grid* de simulação. 62
- Figura 3-23: *Image Quilting*, retirado de Mariethoz e Caers (2015, p73, fig.I.5.10). A, B, C e D: iterações da simulação no *grid* de simulação; E: TI; pat_k : “retalhos” ou eventos de dados. 63
- Figura 3-24: função de correlação da CCSIM, retirado de Tahmasebi *et al.* (2012, p783, fig.1). G: *grid* de simulação; dev_T : evento de dados. 63
- Figura 4-1: exemplo de perfis de poço. (a): perfil de litologia: hachurado rosa: anidrita; amarelo: arenito; verde: folhelho. O intervalo de profundidade do exemplo é 2900-2925m. Os perfis contínuos à esquerda da litologia são de raios gama (GR) que mede a radioatividade natural das rochas e o calíper (CAL), que mede o diâmetro do poço. 67
- Figura 4-2: mapa de localização dos poços (quadrados coloridos) do caso 2D. O poço em vermelho apresentou fácies de reservatório no horizonte de interesse. 68
- Figura 4-3: (a): mapa de amplitude sísmica RMS da área de estudo mostrando a localização do poço do caso 3D (seta). O reservatório é a região clara; (b): vista em perspectiva do poço como conjunto vertical de pontos com valores de fácies para a simulação. Fácies de reservatório em vermelho. As superfícies ortogonais coloridas são seções vertical e horizontal do levantamento sísmico, a mancha azul corresponde ao reservatório. As superfícies representadas pelas nuvens de pontos brancos são os horizontes de topo e base interpretados do reservatório. 68
- Figura 4-4: traço sísmico (a), retirado de Rosa (2010, p574, fig.4.24); (b): seção sísmica; (c): volume sísmico, retirados de Chopra e Marfurt (2007, p183, fig.46 e p64, fig.27). 69
- Figura 4-5: amplitude (relativa a um pico): a altura assinalada por (a) em um traço sísmico. Adaptado de Rosa (2010, p574, fig.4.24). 70
- Figura 4-6: seis valores de amplitude dentro de um intervalo ou janela (a) considerado para o cálculo da amplitude RMS. Os retângulos vermelhos são amplitudes positivas e os azuis, negativas. Adaptado de Rosa (2010, p574, fig.4.24). 71

- Figura 4-7: (a): intervalo contendo camada de rocha porosa; (b) intervalo contendo camada menos porosa; (c) os sinais sísmicos resultantes; h: horizonte de interesse; j: janela para o cálculo da Amplitude RMS. 71
- Figura 4-8: diversas configurações de camadas de rocha com as probabilidades de fácies de alta porosidade segundo a amplitude RMS calculada em uma janela em torno do horizonte de interesse *h*. Camadas em amarelo: rocha com alta porosidade; camadas em verde: rocha com baixa porosidade. 72
- Figura 4-9: *crossplot* Amplitude RMS (sísmica) x perfil de litologia (poços). O valor 1 na litologia indica a fácies de interesse (areia). 73
- Figura 4-10: correlação entre a litologia no poço e a amplitude sísmica em um reservatório de espessura próxima da resolução da sísmica (8ms). (a): amostras do perfil de litologia do poço, a fácies de reservatório está em vermelho; (b): atributo de amplitude (vide escala de cores); (c): traço sísmico próximo ao poço; (d): perfis de raios gama e de litologia do poço no intervalo de interesse. A visão em perspectiva tem um exagero vertical de 50x. 74
- Figura 4-11: *crossplot* amplitude (sísmica) x perfil de litologia (poço). Litofácies (LITO): 1 = folhelho; 3 = arenito/reservatório; 8 = marga. Os números adjacentes aos pontos são contagens de valores amostrais coincidentes. 75
- Figura 4-12: mapa de amplitude RMS (alto à esquerda) e interpretação geológica do caso 2D. (a): barras de areia ou cordões litorâneos de um sistema praiado, retirado de Silva (2008, p215, fig.1); (b): canal turbidítico, retirado de Chopra e Marfurt (2007, p297, fig.4); (c): leque submarino do tipo rico em areia, retirado de Nichols (2009, p255, fig. 16.8). 76
- Figura 4-13: mapa de amplitude RMS de alta resolução do caso 3D. (a): cânions ou canais alimentadores; (b): leques submarinos do tipo rico em areia. O modelo geológico dos canais alimentadores e dos leques é o da Figura 4-12, item (c). 77
- Figura 4-14: modelo de sequência estratigráfica proposto por Nichols (2009, p253) para o tipo de leque em estudo. Adaptado de Nichols (2009, p253, fig.16.5). 78
- Figura 4-15: exemplo de horizonte. A nuvem de pontos brancos formando uma superfície é o horizonte de base do reservatório. As bandas coloridas são um atributo sísmico visto em uma seção. Os valores representados em azul correspondem ao reservatório. 79
- Figura 5-1: imagem de amplitude RMS do caso 2D. 81

Figura 5-2: domínio das barras de areia (área em destaque). O intervalo de valores da amplitude RMS é referente a esse domínio.....	82
Figura 5-3: domínio do leque submarino (área em destaque). O intervalo de valores da amplitude RMS é referente a esse domínio.....	82
Figura 5-4: domínio do canal turbidítico (área em destaque). O intervalo de valores da amplitude RMS é referente a esse domínio.....	83
Figura 5-5: campos de probabilidade para as fácies do domínio das barras de areia.....	84
Figura 5-6: exemplo de composição de probabilidades das fácies em função do valor do atributo sísmico. Os fatores f_{SH} e f_{ARN} afastam ou aproximam as curvas da reta y . Este exemplo corresponde a $f_{SH}=2,2$ e $f_{ARN}=0,6$	84
Figura 5-7: curvas de calibração do dado sísmico em cada probabilidade de fácies resultantes da composição da Figura 5-6.....	85
Figura 5-8: c.d.f. da amplitude RMS no domínio do leque submarino.....	85
Figura 5-9: distribuição do campo de probabilidades da fácies C (argila) com $f_{SH}=2,2$	86
Figura 5-10: os campos de probabilidade para as três fácies no leque submarino. p_A : areia de canal; p_B : areia de lobo; p_C : argila.....	86
Figura 5-11: um modelo de fácies de preenchimento de canais turbidíticos, modificado de Mayall <i>et al.</i> (2006, p829, fig.11). O perfil de raios gama indica que a fácies em amarelo tem o menor teor de argila e, portanto, pode ser fácies com qualidade de reservatório.....	87
Figura 5-12: elementos arquiteturais interpretados no horizonte em estudo. Amarelo: canal meandrante; laranja: zonas de extravazamento de canal; verde: planície basinal; pastel: passagem para o canal alimentador ao sul.....	88
Figura 5-13: A: meandros contendo areia/cascalho evidentes na sísmica; X: material arenoso na passagem para o canal alimentador de um leque ao sul. O histograma mostra os valores de amplitude correspondentes à areia na passagem e, por exclusão, os valores correspondentes às fácies próprias do canal turbidítico.....	89
Figura 5-14: exemplo de composição de probabilidades de fácies em função do dado sísmico. O fator f_{ARN} controla as probabilidades de areia e o fator f_{SHL} controla as probabilidades de argila.. Este exemplo corresponde a $f_{ARN}=0,6$ e $f_{SHL}=2,2$. O valor de corte, t , separa as fácies do canal turbidítico propriamente da areia da passagem para o	

canal alimentador. As variáveis p com subscrito são as probabilidades das respectivas fácies. O histograma do dado sísmico está mostrado para referência.	89
Figura 5-15: campos de probabilidade para as fácies do canal turbidítico. p_A : areia dos meandros; p_D : silte; p_L : argila; p_X : areia de local de passagem.....	90
Figura 5-16: Canal alimentador (cânion) do leque claramente visível na sísmica.	91
Figura 5-17: c.d.f. da amplitude RMS no domínio das barras de areia.	92
Figura 5-18: TI para modelar barras de areia. Amarelo: areia; verde: argila. Cada <i>pixel</i> representa uma área de 100m x 100m. A barra tem espessura máxima de 300m e cerca de 20km de comprimento.	93
Figura 5-19: TI para modelar um leque submarino composto por lobos arenosos permeados por canais distributários. Laranja: areia de canal; amarelo: areia de lobo; verde: argila. O retângulo em vermelho representa a TI erodida resultante de um template de 12 x 12 células, dentro do qual as proporções de fácies são consideradas para comparar às probabilidades marginais. Cada <i>pixel</i> representa uma área de 100m x 100m e o lobo conceitualizado tem dimensões de cerca de 2km x 3km.....	94
Figura 5-20: TI para modelar o canal turbidítico do estudo. Fácies: amarela: areia grossa e cascalho de canal meandrante; laranja: areia fina e silte de zonas de extravasamento do canal meandrante; verde: silte e argila de planície basinal; pastel: areia média na passagem para o canal alimentador ao sul. As formas e as relações entre as fácies seguem o modelo ilustrado na Figura 5-11, associação (A), com a diferença que o canal meandrante está preenchido com material arenoso, conforme interpretação da sísmica. Cada <i>pixel</i> representa uma área de 100m x 100m e o canal turbidítico tem largura de cerca de 2km...	94
Figura 5-21: interpretação da não estacionariedade dos azimutes das barras de areia. Os azimutes convergem levemente na direção e sentido dados por (a).....	95
Figura 5-22: (a): imagem gráfica colorida de acordo com as partições; (b): a variável categórica resultante da importação na região do domínio das barras de areia.	96
Figura 5-23: as rotações para a simulação das barras de areia são determinadas fazendo a diferença entre a orientação da barra modelo na TI, (t), e as orientações interpretadas das barras para o <i>grid</i> de simulação, (g).....	96
Figura 5-24: interpretação de não estacionariedades dos canais distributários (elementos em amarelo). (a): não estacionariedade do azimuth; (b): não estacionariedade da escala.....	97

Figura 5-25: amostras preparadas para a interpolação de valores de azimute dos canais distributários a partir da interpretação. Os valores seguem a convenção usada em geologia (N=0°, E=90°, S=180°, etc.).	97
Figura 5-26: (a): interpolação de valores de azimute; (b): discretização em valores de classe; (c) variável categórica resultante representando o particionamento do domínio em classes de rotação.	98
Figura 5-27: classes de escala para o domínio dos canais distributários.	98
Figura 5-28: <i>template</i> de busca resultante dos parâmetros número máximo de pontos condicionantes (30) e elipsoide de busca para <i>multigrid</i> mais fino. Os trinta pontos coloridos formam o <i>template</i> . O ponto vermelho representa o ponto central (ponto a ser simulado). Cada célula do <i>grid</i> de simulação representa uma área medindo 10m x 100 metros.	100
Figura 5-29: efeito do fator tau para o dado secundário. A: areia de canal; B: areia de lobo; C: argila.	103
Figura 5-30: efeito do fator tau para a TI (τ_{SEC} fixado em 10). A: areia de canal; B: areia de lobo; C: argila.	103
Figura 5-31: três realizações para cada domínio do estudo 2D. (A) barras de areia; (B) leque submarino; (C) canal turbidítico.	104
Figura 6-1: (a): <i>grid</i> de simulação regular; (b): <i>grid</i> de simulação estratigráfico. Modificado de Rasera (2014, p13, fig. 2.1).	105
Figura 6-2: delimitação do domínio de simulação.	106
Figura 6-3: variável categórica na sísmica delimitando o domínio de simulação. O paralelepípedo em vermelho representa a totalidade do dado sísmico.	107
Figura 6-4: proporção esperada de argila ilustrada no leque mais ao norte.	108
Figura 6-5: exemplo de interpretação de pontos com proporções de argila para estimar um mapa de fator de argila.	109
Figura 6-6: mapa de fator de argila estimado por krigagem simples global a ser usado como dado secundário além da sísmica.	109
Figura 6-7: interpretação dos azimutes dos canais distributários.	110
Figura 6-8: amostras preparadas de valores de azimutes.	112

Figura 6-9: variável discretizada representando classes de azimutes no domínio de simulação.....	112
Figura 6-10: partição da não estacionariedade de azimutes.....	113
Figura 6-11: interpretação da escala dos canais distributários.....	113
Figura 6-12: particionamento da não estacionariedade da escala. Os fatores de escala variam de 1,0 (turquesa, nas partes proximais dos leques) a 0,3 (rosa, nas partes distais), variando de 0,1 em 0,1.....	114
Figura 6-13: um mesmo <i>grid</i> estruturado irregular mostrado em sistema de coordenadas físicas (a) e em sistema de coordenadas matriciais ou regulares (b). Modificado de Rasera (2014, p22, fig. 2.4).....	115
Figura 6-14: (a): um <i>grid</i> estratigráfico modelado entre horizontes de topo e base (superfícies em azul e vermelho respectivamente); (b): os horizontes e o <i>grid</i> apresentam-se regulares em tempo deposicional. Modificado de Rasera (2014, p22, fig. 2.4).....	116
Figura 6-15: em vermelho, um paralelepípedo contendo o domínio de simulação.....	117
Figura 6-16: um <i>grid</i> regular 2x2 (azul) usado para estimar a geometria da base de um <i>grid</i> irregular 1x1 (vermelho).....	117
Figura 6-17: estimativa de cotas (z^*) de um horizonte. Os pontos em vermelho são os fornecidos pelo intérprete. Os pontos em azul são os centroides do <i>grid</i> em cuja posição (x, y) se deseja conhecer a cota (asteriscos).....	118
Figura 6-18: o efeito do variograma (curvas em azul) na forma da interpolação (curvas em vermelho) através da krigagem dual para um mesmo conjunto de amostras. (a): um comportamento linear; (b): um comportamento quadrático e (c): um comportamento cúbico.....	120
Figura 6-19: esq.: mapa de cotas da base do reservatório; dir.: o mesmo mapa com o domínio de simulação (amarelo) sobreposto. Quanto menor o tempo sísmico, mais raso.....	121
Figura 6-20: estimativa final da cota de base do reservatório.....	121
Figura 6-21: os horizontes intermediários de um <i>grid</i> estratigráfico como simples interpolações lineares entre os horizontes de topo e base (azul e vermelho respectivamente).....	122

Figura 6-22: uma seção transversal do <i>grid</i> estratigráfico de simulação em parte correspondente ao reservatório.	123
Figura 6-23: panorama do <i>grid</i> estratigráfico. À direita foram destacados alguns artefatos herdados dos horizontes.	124
Figura 6-24: exemplo de artefato presente no horizonte original (destaque em vermelho). No canto superior esquerdo, a dimensão do respectivo artefato, de cerca de 500m, no <i>grid</i> estratigráfico.	124
Figura 6-25: modelo do variograma (seção ao longo do azimute N000E) para filtragem por krigagem fatorial dos artefatos existentes nos horizontes. $\gamma(0)$ é o efeito pepita. γ_1 modela a estrutura espacial dos artefatos. γ_2 representa a informação verdadeira.	125
Figura 6-26: comparação entre uma krigagem exata (ex. krigagem ordinária) e uma krigagem fatorial a partir de amostras com artefatos.	127
Figura 6-27: valores de amplitude transferidos da sísmica para o <i>grid</i> estratigráfico. Os valores em azul/verde correspondem ao reservatório.	128
Figura 6-28: uma seção do <i>grid</i> estratigráfico mostrando o dado sísmico após a krigagem.	129
Figura 6-29: todas as variáveis necessárias para a simulação MPS presentes no <i>grid</i> estratigráfico. catR: variável categórica que define o domínio de simulação (amarelo); fSH: fator de argila (dado secundário); catESC: variável categórica que particiona o domínio para aplicação de escala na TI; catAZ: variável categórica que particiona o domínio para aplicação de rotação na TI; amplitude: dado secundário.	130
Figura 6-30: valores de amplitude correspondentes ao reservatório no 9º horizonte do domínio de simulação. A base é o 1º horizonte e o topo, o 21º.	130
Figura 6-31: exemplo de composição de probabilidade das fácies segundo o dado sísmico dentro do domínio de simulação. O histograma representa a distribuição da amplitude após a krigagem.	131
Figura 6-32: Disposição de fácies esperada (cubos à esquerda) e os campos de probabilidade de fácies para refletir tal disposição. pA: probabilidade de areia de canal; pB: probabilidade de areia de lobo; pC: probabilidade de argila.	132

Figura 6-33: imagem de treinamento usada na simulação do caso 3D. Cada <i>voxel</i> representa um volume medindo 50m x 50m x 1m (cada camada do <i>grid</i> estratigráfico tem cerca de 1m de espessura).....	133
Figura 6-34: efeito do fator tau para o dado secundário.....	135
Figura 6-35: efeito do fator tau para a imagem de treinamento.....	136
Figura 6-36: uma realização da simulação multiponto. Esq.: fácies no horizonte intermediário com a maior presença de reservatório; dir.: seções transversais mostrando a estratificação da simulação.....	137
Figura 7-1: 25 realizações para o domínio das barras de areia. amarelo: areia; verde: argila.	139
Figura 7-2: 25 realizações para o domínio do leque submarino do caso 2D. laranja: areia de canais; amarelo: areia de lobo; verde: argila.....	139
Figura 7-3: 25 realizações para o domínio do canal turbidítico do caso 2D. amarelo: areia de meandro; laranja: silte; verde: argila; pastel: areia em locais de passagem.	140
Figura 7-4: 25 realizações dos leques submarinos do estudo 3D. Visualização do 9° horizonte a partir da base, aproximadamente no meio do reservatório.	140
Figura 7-5: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações do domínio das barras de areia do caso 2D. Fácies A: areia; Fácies C: argila.....	143
Figura 7-6: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações do domínio do leque submarino do caso 2D. Fácies A: areia de canal; Fácies B: areia de lobo; Fácies C: argila.....	143
Figura 7-7: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações do domínio do canal turbidítico do caso 2D. Fácies A: areia de meandros; Fácies D: silte; Fácies L: argila; Fácies X: areia em locais de passagem para outro sistema deposicional. .	143
Figura 7-8: proporções de areia (fácies A e X) e não-areia (fácies D e L) para o domínio do canal turbidítico do caso 2D para facilitar a validação estatística das realizações.	144
Figura 7-9: realizações dentro do espaço de incerteza mapeado nas c.d.f. de amplitude RMS em cada domínio do estudo 2D. Explicação no texto.	144
Figura 7-10: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações dos leques submarinos do caso 3D. Fácies A: areia de canal; Fácies B: areia de lobo; Fácies C: argila.....	145

Figura 7-11: realizações do caso 3D dentro do espaço de incerteza mapeado na c.d.f. de amplitude. Explicação no texto.	146
Figura 7-12: exemplo de duas simulações de permeabilidade (K) com mesmo histograma e mesmo variograma, mas visivelmente com conectividades diferentes. Retirado de Renard e Allard (2013, p170, fig. 2).	147
Figura 7-13: um <i>grid</i> com corpos geológicos mapeados. (a): corpos assinalados com um indicador; (b): corpos assinalados com identificadores individuais. Retirado de Renard e Allard (2013, fig. 5).	148
Figura 7-14: ilustrações dos critérios de conectividade usados nos mapeamentos de corpos geológicos nos casos 2D e 3D.	148
Figura 7-15: mapas de <i>geobodies</i> de algumas realizações do domínio das barras de areia do caso 2D. As cores correspondem a identificadores de corpos individuais, ou seja, corpos com cores diferentes estão desconectados. Os histogramas retratam a distribuição dos tamanhos relativos dos corpos em contagem de células. Mapa do atributo sísmico para comparação.	149
Figura 7-16: mapas de <i>geobodies</i> de algumas realizações do domínio do leque submarino do caso 2D. As cores correspondem a redes individuais de canais distributários. Os histogramas representam a distribuição das extensões relativas das redes em contagem de células. Mapa do atributo sísmico para comparação.	150
Figura 7-17: mapas de <i>geobodies</i> de algumas realizações do domínio do canal turbidítico do caso 2D. Cada corpo de areia de meandro conectado está colorido diferentemente. Os histogramas mostram as dimensões relativas de cada corpo em contagem de células. Mapa do atributo sísmico para comparação.	151
Figura 7-18: mapa de <i>geobodies</i> de canais da primeira realização do caso 3D. em cima.: rede principal de canais. em baixo.: pequenas redes de canais desconectados. A variável “geobody id” é um valor que identifica cada rede individual de canais.	153
Figura 7-19: ilustração do critério de eficiência usado para avaliar a conectividade dentro de um corpo geológico.	154
Figura 7-20: resultados do percurso realizado na rede principal de canais de uma das realizações. A seta indica o ponto inicial, no caso o poço.	155

- Figura 7-21: eficiência de percurso na rede de canais no entorno do poço (pontos formando uma linha vertical). A seta indica a célula inicial dos percursos, com eficiência máxima (fora da escala). Os valores em azul escuro nas duas seções, correspondentes a zero, indicam locais inalcançáveis ou com outra litologia..... 155
- Figura 7-22: exemplo de simulação MPS feita com o algoritmo DS (ver seção 3.3.1) com sintoma de cópia de padrões. Retirado de Mariethoz e Caers (2015, p250, fig. II.8.5)..... 156
- Figura 7-23: Avaliação da semelhança das realizações com a TI (mapas à esquerda) em um espaço MDS. O algoritmo é o SNESIM. Os pontos em verde representam realizações com *template* de busca com 10 células (n=10); os azuis, com 50 células e os vermelhos, com 200 células. O ponto preto corresponde à TI. Modificado de Tan *et al.* (2014, p164, figs. 8 e 9)..... 157
- Figura 7-24: mapas de incerteza calculados a partir da variância estandardizada dos códigos das fácies para todas as realizações dos domínios do caso 2D. As setas indicam os locais dos poços. As setas com números para o canal turbidítico indicam locais de baixa incerteza com explicações diferentes (no texto)..... 159
- Figura 7-25: mapa de incerteza calculado a partir da variância estandardizada dos códigos das fácies para todas as realizações do caso 3D. A seta indica o local do poço. À esquerda, o 9º horizonte a partir da base; à direita, duas seções transversais cruzando-se aproximadamente na trajetória do poço..... 160
- Figura 7-26: verificação do condicionamento aos dados primários e secundários no domínio das barras de areia do caso 2D. Os três poços dentro do domínio são os semicírculos em ciano assinalados com setas vermelhas e o dado secundário é o mapa à direita. O mapa à esquerda é a soma dos indicadores de areia das 25 realizações em cada *pixel*, assim, uma soma de 25 equivale a 100% de probabilidade de areia. 161
- Figura 7-27: verificação do condicionamento aos dados primários e secundários no domínio do leque submarino do caso 2D. O poço dentro do domínio está assinalado com a seta vermelha e o dado secundário é o mapa à direita. O mapa à esquerda é a soma dos indicadores de areia de canal das 25 realizações em cada *pixel*, assim, uma soma de 25 equivale a 100% de probabilidade de areia de canal. 161
- Figura 7-28: verificação do condicionamento aos dados secundários no domínio do canal turbidítico do caso 2D. O mapa à esquerda foi produzido empilhando mapas de indicador das fácies arenosas (1 = A ou X; 0 = outra) a partir das realizações e somando-os em cada

- pixel*, assim, um valor de 25 (máximo possível com 25 realizações) equivale a 100% de probabilidade da fácies arenosa.. A: areia de meandro; X: areia em locais de passagem.... 162
- Figura 7-29: condicionamento ao perfil de litologia do poço (pontos verdes = argila; pontos amarelos = areia de lobo). À esquerda a probabilidade de areia de lobo segundo as realizações e à direita a probabilidade dessa fácies segundo a sísmica. A seta em vermelho indica uma camada com alta probabilidade de areia nas simulações, mas que é baixa segundo a sísmica, pela influência do condicionamento primário do poço..... 163
- Figura 7-30: verificação do condicionamento aos dados secundários no 9º horizonte (de 20) a partir da base do caso 3D. O mapa à esquerda é a probabilidade de canal segundo as realizações e o da direita, segundo o dado sísmico. 163
- Figura 7-31: mapa da contagem de transições areia/argila para cada traço do volume em uma das realizações. O número máximo de 20 corresponde ao total de horizontes do modelo..... 165
- Figura 7-32: mapa da espessura média das camadas de argila, em número de horizontes, para uma das realizações. 165
- Figura 7-33: uma implicação do fluxo tradicional de simulação geoestatística ilustrada em espaço MDS. (a): primeira simulação com dados dentro do espaço de incerteza; (b): mais dados chegam, deixando o espaço de incerteza e invalidando a simulação anterior; (c): mudança dos parâmetros de simulação para concordar com os dados. 169
- Figura 7-34: Exemplo de análise petrossísmica. Retirado de Avseth *et al.* (2005, p242, fig.4.23, A)..... 170
- Figura 8-1: exemplo de visualização de um histograma multiponto de *template* 3x3 de uma imagem, que pode ser uma TI ou uma realização. A imagem e sua decomposição à esquerda são de Lange *et al.* (2012, p789, fig. 1)..... 177
- Figura 8-2: forma compacta do histograma multiponto da Figura 8-1. As células em cinza são onde o valor pode ser qualquer um..... 177
- Figura 8-3: rastreamento de células durante uma simulação multiponto. Modificado de Mariethoz e Caers (2015, p250, fig. II.8.5)..... 178
- Figura 8-4: exemplo de estimativa de probabilidade de fácies baseada em uma análise petrossísmica. Esq.: *crossplot* entre dois atributos sísmicos (retirado de Avseth *et al.*, 2005,

p242, fig.4.23, A) com probabilidades de fácies interpretadas. Dir.: estimativa de probabilidades de uma das fácies para todos os pares de valores dos atributos sísmicos.. 179

Figura 8-5: esquema de um sistema petrolífero, retirado de Triggia *et al.* (2001, p19, fig. 2.3).

(a): migração; (b): trapa..... 191

Lista de tabelas

Tabela 2-1: qualificação de diversos métodos para obtenção de mapas de fácies, onde se destacam os métodos geoestatísticos, retirada de Koltermann e Gorelick (1996, p2622, tab. 1).....	12
Tabela 2-2: heterogeneidade sedimentar em diversas escalas. Retirado de Koltermann e Gorelick (1996, p2621, fig. 1).....	13
Tabela 2-3: exemplo de tabela de classificação em fácies com uma variável.	14

Lista de equações

Equação 1: indicadores em espaço gaussiano.....	30
Equação 2: cálculo do total máximo de nós em uma árvore de busca.	47
Equação 3: correção <i>servosystem</i>	49
Equação 4: permanência das razões (Journel, 2002, p583).....	52
Equação 5: modelo tau.....	53
Equação 6: modelo tau com dois fatores: para TI e para o dado secundário.....	53
Equação 7: fórmula para produzir gradientes radiais. (x_0, y_0) : ponto focal do gradiente.....	58
Equação 8: operação de convolução. x : defasagem entre as funções.	60
Equação 9: convolução em domínio discreto finito. O elemento central do <i>grid</i> a é $\alpha=0$. t : posição no <i>grid</i> resultante c , normalmente com mesmo número de elementos de b	60
Equação 10: RMS ou raiz da média dos quadrados. x é a amplitude quando se está calculando amplitude RMS.	71

Lista de Abreviaturas e Definições

ACE – *Alternating Conditional Expectations*. Método iterativo, não paramétrico, para encontrar uma função de regressão que relacione variáveis.

amostra de calha – amostras coletadas dentre os fragmentos de rocha que sobem junto com a lama durante a perfuração de um poço e que ficam retidos na peneira, já na superfície. Podem ser obtidas em grande quantidade e com baixo custo, mas há incerteza na profundidade de origem e podem sofrer descaracterização.

amostra lateral – amostra de rocha extraída da parede do poço durante a perfuração. Não requer uma parada por coleta como a testemunhagem (vide Testemunho), mas as amostras são em tamanho reduzido (aproximadamente do tamanho de uma pilha média) e a armazenagem delas na ferramenta é limitada. A quantidade que a amostradora consegue armazenar depende da tecnologia empregada, mas normalmente não passa de 120 amostras.

anamorfose – no contexto da geoestatística trata-se de uma função que transforma uma variável, normalmente para mudar sua distribuição. Uma anamorfose gaussiana é uma função que transforma uma variável tal que tenha uma distribuição gaussiana. A mesma função é usada para reverter a transformação.

API – American Petroleum Institute. Entidade que congrega centenas de empresas da indústria petrolífera. Dentre outras atribuições, estabelece padrões dessa indústria, como por exemplo, o conhecido grau API usado para classificar os petróleos do mundo inteiro segundo uma mesma referência.

avulsão – abandono de meandros no curso de um rio. O meandro abandonado pode resultar em um lago em forma de crescente.

c.c.d.f. – *conditional c.d.f.* c.d.f. local. Refere-se à distribuição acumulada de probabilidades (vide **c.d.f.**) do fenômeno em uma determinada vizinhança dentro do domínio de estudo.

c.d.f. – *cumulative distribution function*. Função de probabilidade cumulativa. Informa a probabilidade acumulada para um dado valor, ou seja, a probabilidade da hipótese ser menor ou igual a dado valor. Normalmente denotada por $F(x)$ ou $D(x)$. É simplesmente

$$F(x) = \int_{-\infty}^x P(x) dx$$

onde $P(x)$ é a p.d.f.

c.p.m.f. – *conditional p.m.f.* Refere-se à distribuição de probabilidades de uma variável discreta (vide **p.m.f.**) em determinada vizinhança dentro do domínio de estudo.

composicionais – diz-se de um conjunto de variáveis que, devido à sua natureza, compõem um total de valor constante, ex.: 100%.

contato óleo-água – todo reservatório contém água. O óleo, sendo imiscível em água e menos denso do que esta, tende a se acumular acima, formando um sistema bifásico. O nível entre as duas fases é o que se chama contato óleo-água.

CPU – *central processing unit*. Componente físico do computador onde as instruções do software são executadas.

crossplot – também chamado de *scatterplot* ou gráfico de dispersão. Esse gráfico é importante na análise das relações entre duas variáveis.

discordância geológica – hiato na sequência de camadas sedimentares, por exemplo, causado por erosão e posterior reinício de deposição, havendo contato entre rochas com idades diferentes.

ENESIM – Extended Normal Equations Simulation. Algoritmo de simulação geoestatística multiponto baseado em krigagem com as equações normais modificadas, apresentado por Guardiano e Srivastava (1993), baseado no trabalho de Journel (1992).

fácies – Uma classificação de rocha. Comumente se refere ao tipo de rocha ou litotipo, ex.: arenito, folhelho, laminito, marga, etc. Em estimativas e simulações de reservatórios, cada tipo de rocha recebe um código numérico que o representa. Quando a fácies se refere a um tipo de rocha, o nome completo é litofácies. Há outros tipos de fácies, como por exemplo sismofácies ou eletrofácies, em que as rochas são classificadas segundo seus atributos sísmicos ou elétricos respectivamente.

horizonte – superfície que marca um tempo geológico no modelo, ex.: o topo do Albiano. O termo “topo” se refere ao fim da idade Albiano na sequência estratigráfica.

implementação – em Ciência da Computação trata-se da forma concreta de um algoritmo, normalmente referindo-se a um software que reproduz a lógica de funcionamento do algoritmo. Algoritmos podem ser implementados em forma de hardware ou mesmo de forma mecânica.

MAF – *Minimum/Maximum Autocorrelation Factors*. Método para descorrelacionar variáveis.

MDS – *multidimensional scaling*. Método para o estabelecimento de um espaço, que pode ter geometria euclidiana, polar, etc., de baixa dimensionalidade, no qual pontos, cada qual representativo de um objeto, são posicionados de forma que as distâncias entre eles correspondam a suas dissimilaridades (Cox e Cox, 2001, p1, §2). Resumindo, em um espaço MDS, objetos semelhantes ficam próximos. O critério de semelhança (função-distância) depende do objetivo da análise.

migração (sísmica) – processamento dos sinais sísmicos que resulta na sua disposição em um mesmo referencial vertical, seja em tempo (milissegundos) ou profundidade (metros). Após a migração sísmica, os traços sísmicos revelam estruturas da subsuperfície.

MPS – *multiple-point statistics*. Estatística multiponto. Tipo de geoestatística em que o comportamento espacial da variável é modelado por relações de ordem maior do que com a geoestatística clássica (segunda ordem, biponto).

PCA – *Primary Component Analysis*. Método para descorrelacionar variáveis.

p.d.f. – *probability density function*. Função que informa uma probabilidade dado um valor contínuo. A famosa curva gaussiana em forma de sino é a p.d.f. de uma variável com distribuição gaussiana. A p.d.f. é normalmente denotada por $P(x)$.

pixel – *picture element*. Elemento de imagem. Neste contexto refere-se a uma célula do *grid* que representa um mapa bidimensional.

p.m.f. – *probability mass function*. É uma função de distribuição de probabilidades para dados discretos (fácies neste estudo). Seu nome deriva do princípio de conservação da massa em que a soma das probabilidades deve ser sempre certo total, normalmente 1,0. Exemplo: a p.m.f. de um lançamento de um dado ideal consiste nas seis hipóteses (numeradas 1, 2, 3, 4, 5 e 6), cada qual com uma probabilidade de $1/6$, somando 1,0. Não há valores intermediários como numa p.d.f.

PPMT – *Projection Pursuit Multivariate Transform*. Método para descorrelacionar variáveis.

poço aberto – poço sem revestimento. O revestimento normalmente é composto por tubos de aço e cimento.

realização – um mapa ou volume gerado por simulação estocástica (vide ENESIM, SISIM, etc.). O nome se deve ao fato de que tais mapas ou volumes são considerados potenciais realidades alternativas e equiprováveis.

reconciliação – *history matching*. Modificação de um modelo conforme novos dados advêm tal que aquele se encaixe no histórico de produção em um reservatório, por exemplo.

relação de ordem – a frequência acumulada de um quantil deve ser maior ou igual a de um quantil anterior. Isso é óbvio, porém métodos como a krigagem de indicadores (ver seção 2.2.2) podem calcular c.d.f.'s que violem essa relação por causa da estimativa feita de forma independente das probabilidades de cada indicador. A violação da relação de ordem é normalmente corrigida automaticamente pelo *software* que executa o cálculo.

scatterplot – ver *crossplot*.

SISIM – Sequential Indicator Simulation. Algoritmo de simulação geoestatística em que as c.d.f. locais são definidas por probabilidades de indicadores (definidos por valores de corte, *thresholds* ou *cut-offs*).

SDSIM – Sequential Direct Simulation. Algoritmo de simulação geoestatística que dispensa uma transformação nos dados.

SGSIM – Sequential Gaussian Simulation. Algoritmo de simulação geoestatística em que as c.d.f. locais são distribuições gaussianas definidas pelos seus parâmetros (média e desvio padrão).

SNESIM – Single Normal Equation Simulation. Algoritmo de simulação geoestatística multiponto baseado em probabilidades diretamente derivadas de imagens de treinamento criado por Strebelle (2000). Este trabalho é considerado como a pedra fundamental do que se conhece hoje por MPS porque, diferente do ENESIM, ele não usa krigagem na simulação.

S_o – Saturação de óleo. Proporção do espaço poroso da rocha-reservatório ocupado por petróleo.

S_w – Saturação de água. Proporção do espaço poroso da rocha-reservatório ocupado por água.

testemunho – amostra de rocha em formato cilíndrico retirada durante a perfuração de um poço. É uma amostra de alta qualidade, mas requer uma broca especial (*core drill*), o que significa uma parada na perfuração para manobras com a coluna de perfuração, ou seja, é uma amostra de custo elevado.

TI – *training image* – imagem de treinamento. Modelo de correlação espacial capaz de fornecer estatísticas sem limite de ordem. O variograma, por exemplo, é um modelo de correlação que fornece estatística de segunda ordem.

tight gas/oil – tipo de objetivo exploratório em que a permeabilidade advinda dos poros não é suficiente para produção em nível comercial. A permeabilidade é aumentada através de fraturamento hidráulico (*fracking*), em adição ao faturamento natural da formação. Carbonatos fechados, areias fechadas (*tight sands*), camadas de carvão (metano) e gás de “xisto” (*shale gas*) são *tight gas/oil*.

traço – coluna de células em um *grid* 3D. O termo deriva do traço sísmico usado em geofísica (ver seção 4.2).

variograma cruzado – variograma que informa a variabilidade de $x(u)$ contra $y(u + h)$, ou seja, a correlação espacial entre duas variáveis diferentes. u denota um local no espaço e h uma separação.

variograma direto – referido por variograma simplesmente. Informa a variabilidade de uma variável em função da separação (h).

voxel – *volume element*. Corresponde ao *pixel* em *grids* tridimensionais ou volumes.

Resumo

O amadurecimento, declínio e exaustão dos reservatórios petrolíferos comuns têm forçado a expansão das fronteiras exploratórias na indústria do petróleo em direção a projetos com contextos geológicos desafiadores ao mesmo tempo em que a economia torna-se cada vez mais marginal. Um dos desafios é mapear os tipos de rocha, ou fácies, de corpos geológicos compostos por elementos de geometria complexa dos reservatórios que deverão suprir a cada vez crescente demanda pela *commodity*.

Um dos empregos do mapa de fácies é ser uma das entradas da simulação de fluxo, que subsidia relevantes estudos e tomadas de decisão durante o desenvolvimento do campo de petróleo, como por exemplo a otimização da quantidade e posição dos poços produtores e injetores. Um aspecto importante nas simulações de fluxo é como corpos geológicos com características permoporosas diferentes estão conectados entre si. Porém, como obter o mapa desses corpos intrincados em face da incerteza proporcionada pelos dados esparsos de poços e de levantamentos sísmicos com resolução não muito menor do que os corpos que se pretende modelar?

Este trabalho tem por objetivo responder essa questão avaliando a geoestatística multiponto para gerar, a partir dos dados disponíveis na fase exploratória, mapas equiprováveis de fácies de litotipos de um reservatório de petróleo. Foi empregado o algoritmo conhecido por SNESIM para executar simulações condicionadas a dados como perfis de poços, interpretações geológicas e levantamentos sísmicos, onde a forma dos elementos arquiteturais (ex.: canais distributários) foi reproduzida. Foram também apresentados e aplicados diversos controles de qualidade sobre as realizações e os resultados julgados satisfatórios. Este trabalho conclui que a geoestatística multiponto aproxima mais a modelagem geoestatística das geociências assim como acrescenta reprodução de geometrias e relações espaciais entre as fácies à capacidade de condicionamento aos dados das técnicas mais tradicionais.

Abstract

The maturing, declining and exhaustion of common hydrocarbon reservoirs started to push the exploratory edge in industry towards projects within challenging geological contexts while economy turns more marginal. One such challenge is to map rock types, or facies, of geological bodies composed by elements of complex geometry in reservoirs due to supply the ever growing demand for the commodity.

One application of a lithotype map is to serve as an input to the flow simulation, which subsidizes relevant studies and decision making during the oil field development, for instance, optimizing the number and position of producer and injector wells. One important aspect of flow simulations is how geological bodies with different permeability characteristics are connected with each other. However, how to obtain the map of such intricate bodies in the presence of uncertainty emerged from sparse well data and seismic surveys with resolution not much smaller than the bodies to model?

This work aims at answering this question by evaluating multiple-point geostatistics to generate, from data available at exploration phase, equiprobable lithotype maps of a hydrocarbon reservoir. An algorithm known as SNESIM was used to run simulations conditioned to data such as well logs, geological interpretation and seismic surveys, where the shapes of architectural elements (e.g.: distributary channels) were reproduced. Several quality controls were also presented and applied on the realizations and the results were deemed satisfactory. This work concludes that multiple-point geostatistics brings the geostatistical modeling closer to the geosciences as well as adds geometry reproduction and spatial relations between facies to the data conditioning capabilities of the more traditional simulation techniques.

Capítulo 1

Introdução

O reservatório de hidrocarbonetos é de onde as *commodities* – petróleo e gás – tão essenciais à atual civilização são extraídas. Um reservatório convencional contém rochas porosas de origem sedimentar, cujos poros são ocupados por fluidos (gás, petróleo ou água). O mapeamento, ou modelagem, do reservatório é o objetivo do setor de exploração presente nas empresas da indústria do petróleo. À exceção da exploração das areias betuminosas e do xisto, em que os hidrocarbonetos são obtidos com técnicas de mineração convencional, os sistemas petrolíferos que contribuem para a quase totalidade da produção mundial de petróleo e gás situam-se muito profundamente na crosta terrestre, assim impossibilitando o acesso direto em larga escala. Os reservatórios de nível comercial típicos são corpos geológicos que se estendem por centenas de quilômetros quadrados e possuem espessura que varia da ordem de 10 a 100 metros.

Durante a fase exploratória, são coletados muitos dados que subsidiarão os estudos para construção dos muitos modelos que representam o contexto geológico de determinado reservatório. Os dados provêm de muitas fontes como o estudo da evolução da bacia sedimentar ao longo do tempo geológico, modelagem do sistema petrolífero, sísmica de reflexão, métodos potenciais, sensoriamento remoto, sedimentologia, oceanografia, perfis de poço e outros.

Dentre todas as fontes de dados, a observação direta dos tipos de rocha, também chamados de fácies ou litotipos, em subsuperfície, só é possível por meio de testemunhos, amostras laterais e amostras de calha obtidas durante a perfuração dos poços exploratórios. O tipo de rocha também pode ser obtido por interpretação dos perfis de poço, que são considerados dados primários. Por exemplo, baixa emissão de raios gama pode indicar a presença de arenito ou carbonato, fácies normalmente porosas (Dewan, 1983, p51, §1), portanto potenciais portadoras de algum fluido. Se a resistividade for alta, o fluido pode ser hidrocarboneto, pois petróleo e gás não são bons condutores de corrente elétrica enquanto a água presente em condições de reservatório é bastante salina, portanto boa condutora de eletricidade (Dewan, 1983, p17, §§1-3).

A quantidade de poços na fase exploratória ou inicial de produção normalmente não passa de dez, com separações da ordem de 1-10km entre eles, portanto o dado primário é muito esparsa e escasso quando se considera as dimensões do reservatório. As demais fontes de dados constituem observações indiretas ou dados secundários, porém presentes em toda extensão da área de estudo.

O conhecimento das fácies em todo o reservatório é importante para sua modelagem porque os atributos físicos são função dos tipos de rocha. Segundo Armstrong *et al.* (2003), o objetivo da modelagem do reservatório é construir um *grid* contendo propriedades petrofísicas como porosidade, permeabilidade e pressão capilar, determinantes no comportamento do reservatório durante a simulação de produção. Arpat (2005, p1, §1) diz: “O fluxo em um reservatório é em grande parte controlado pela conectividade de permeabilidades extremas (tanto altas quanto baixas) as quais estão geralmente associadas a padrões geológicos que criam caminhos preferenciais de fluxo tais como os formados por canais de areia de alta permeabilidade”.

Dentre as fontes de dado secundário, a mais difundida e empregada é a sísmica de reflexão, que fornece um campo de atributos sísmicos que compreende todo o reservatório. Esses atributos sísmicos podem ser correlacionados às fácies por meio do perfil de poço chamado de sônico, por exemplo. Portanto, os atributos sísmicos podem ser usados como dados secundários em métodos para estimativa ou simulação de fácies de reservatório. Entretanto, a resolução dos levantamentos sísmicos da atualidade é de cerca de 10m na direção vertical e 50m horizontalmente, o que não permite capturar detalhes que podem ser importantes nas simulações de fluxo tais como a forma e conectividade de canais distributários em um reservatório do tipo leque aluvial.

Estando a quase totalidade do reservatório inacessível à observação direta, sua modelagem é certamente portadora de incerteza. A estatística possui técnicas para estudar a incerteza e assim fornece meios para caracterizá-la nos modelos de reservatórios. No entanto, a Figura 1-1 mostra dois fenômenos aleatórios estatisticamente equivalentes, mas o fenômeno retratado à direita, de menor entropia, apresenta estruturas espaciais, mais de acordo com o comportamento de fenômenos naturais como nuvens ou corpos geológicos. A incorporação ao estudo de como uma variável aleatória se comporta no espaço dá origem à estatística espacial ou geoestatística. Modelar um fenômeno aleatório que apresenta estrutura espacial é, portanto, um dos propósitos da geoestatística.

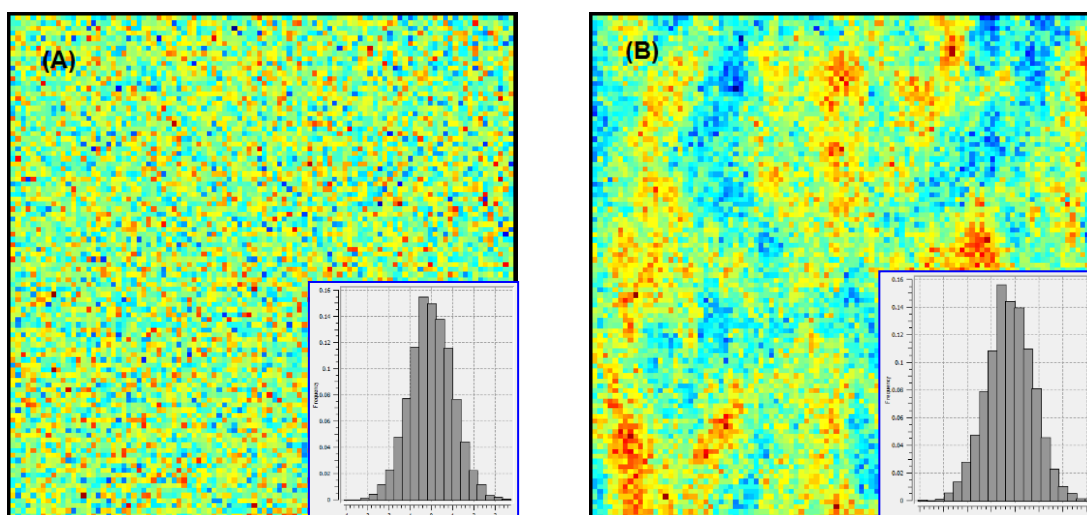


Figura 1-1: dois fenômenos aleatórios de mesma estatística de primeira ordem, (A) é puramente aleatório; (B) apresenta estruturas espaciais.

Há muitos métodos geoestatísticos. Os chamados métodos baseados em objetos são capazes de reproduzir geometria explicitamente tais como lentes de areia e canais, mas sua rigidez resulta em dificuldade em aderir às amostras. Os métodos orientados a pixel são flexíveis, mas aqueles cuja estrutura espacial é descrita por meio de variogramas não conseguem reproduzir adequadamente geometrias específicas, ou seja, as feições mapeadas tendem a ser amorfas. A chamada geoestatística multiponto é um método que é ao mesmo tempo flexível (orientado a pixel) e capaz de mapear geometrias específicas porque a estrutura espacial é descrita usando simultaneamente o arranjo espacial de múltiplos pontos e não somente pares de pontos (variogramas).

A geoestatística multiponto foi proposta por Journel (1992) e o primeiro algoritmo de simulação multiponto, proposto por Guardiano e Srivastava (1993). O primeiro algoritmo com aplicação prática apareceu com Strebelle (2000), portanto é um método de desenvolvimento recente. Apesar disso, há trabalhos com aplicação em modelagem de reservatórios:

- Caers *et al.* (2001) estudaram a modelagem multiponto de sistemas turbidíticos do Mar do Norte;
- Strebelle *et al.* (2002) e Caers *et al.* (2003) modelaram canais turbidíticos em águas profundas a oeste da África;

- Harding *et al.* (2005) modelaram canais e lobos em um sistema misto (areias e carbonatos) devido a variações de nível do mar na evolução geológica do oeste africano;
- Kenter *et al.* (2010) modelaram um sistema carbonático com grande diversidade de fácies no nordeste do Mar Cáspio, no Cazaquistão.

Dois desses estudos tornam-se significativos devido às semelhanças entre os ambientes geológicos da África ocidental e do Brasil (Jungslager, 1999, p154, §1º) e o estudo dos carbonatos é relevante para modelagem de reservatórios do que se conhece por “pré-sal”.

1.1 Estado da arte em geoestatística de reservatórios

O estado da arte em geoestatística aplicada a modelagem de reservatórios deve ser capaz de dar conta da heterogeneidade cada vez mais presente nos projetos exploratórios, tendo em vista a expansão das fronteiras para reservatórios não-convencionais. Ela também deve ser capaz de modelar a incerteza a partir de toda informação disponível por causa da necessidade de mapear reservatórios cada vez mais comercialmente marginais. Tais métodos ainda devem ser flexíveis o suficiente para evitar que um novo algoritmo tenha que ser escrito a cada novo tipo de reservatório.

Simulação de fácies plurigaussiana: esse método gera mapas de fácies a partir de múltiplas simulações de campos gaussianos, normalmente dois, tornados em um mapa de fácies por um esquema de classificação em espaço gaussiano chamado regra de fácies (visto na seção 2.10.1). Permite modelar relações complexas de contatos entre as fácies dentro do bem estudado e amadurecido formalismo gaussiano.

Armstrong *et al.* (2003), em obra que é referência na técnica, descrevem o método em detalhes e mostram diversos casos de simulação de reservatórios complexos com ele.

Xu *et al.* (2006) apresentam uma modificação do algoritmo e um novo parâmetro, chamado de matriz dinâmica de contatos, para modelagem de relações entre as fácies tal que seja viável o emprego de mais de duas simulações gaussianas, tornando a simulação plurigaussiana mais flexível.

Allard *et al.* (2012) propõem uma forma para diminuir o esforço na parametrização do método em que a regra de fácies é derivada dos dados.

Deutsch e Deutsch (2014) usam uma matriz de probabilidade de transição de fácies (vista na seção 2.5) como função-distância para posicionar pontos representantes das fácies (cada

uma, um ponto) em um espaço MDS. Os pontos então dão origem a um diagrama de Voronoi que é usado como regra de fácies, representando uma diminuição do esforço de modelagem ao mesmo tempo em que melhora a qualidade estatística da simulação.

Simulação de fácies baseada em objetos (*object-based*): As simulações que geram objetos (lentes, barras, canais, etc.) diretamente são particularmente adequadas em projetos de exploração não convencionais com reservatórios de baixa permeabilidade (*tight oil/gas*), uma tendência crescente na indústria do petróleo, na geração estocástica de modelos de fraturas e pequenos corpos de geometria rígida e independente (Gilman e Wang, 2011). Simulações baseadas em objetos são também usadas como fontes de imagens de treinamento para simulações multiponto (Mariethoz e Caers, 2015, p222, §5).

Simulação de fácies orientada a processos (*process-based*): As realizações podem ser geradas pela simulação numérica das leis físicas que governam os processos geológicos ou pelas análises de reproduções em laboratório de tais processos. Tal realismo físico demanda um tempo computacional proibitivo e o condicionamento aos dados é difícil. Porém, o método pode fornecer imagens de treinamento altamente realistas para a simulação multiponto, a que cabe a tarefa de condicionamento aos dados (Mariethoz e Caers, 2015, p225).

Simulação de fácies imitadora de processos (*process-imitating*): Também conhecida por mímica de processos, *forward modeling*, baseada em eventos ou baseada em superfícies (*surface-based*). A dificuldade de obtenção de realizações inerente à simulação orientada a processos deu origem a um método paramétrico, mais praticável, e tem sido preferido àquela (Mariethoz e Caers, 2015, p226, §3) para aplicação em modelagem de reservatórios, como fonte de imagens de treinamento.

Pyrz *et al.* (2009) implementam um *software*, o ALLUVSIM, para gerar modelos de sistemas fluviais com condicionamento aproximado aos dados e sugerem o emprego de um método posterior, como *simulated annealing* e multiponto, para o condicionamento aos dados.

McHargue *et al.* (2011) aplicam o método para construir modelos de canais sinuosos em sistemas turbidíticos (D'Ávila *et al.*, 2008, pp. 269-270).

Comunian *et al.* (2014) modelam um aquífero no leste da Austrália com técnica multiponto cujas imagens de treinamento são realizações *process-imitating* geradas com o *software* FLUMY. Um aquífero é uma formação semelhante em muitos aspectos a um reservatório.

Simulação de fácies multiponto: vista na seção 3.3.

Simulação de propriedades petrofísicas: Até agora visitou-se o estado da arte para simulação de mapas de fácies. Porém, isto ainda não é suficiente para completar um modelo de reservatório. Cada fácies simulada ainda precisa estar associada a determinadas propriedades cujo interesse depende do propósito da modelagem. Para a caracterização do reservatório, a porosidade e a permeabilidade são os atributos mais importantes (Pyrz e Deutsch, 2014, p296, §8). Naturalmente, essas propriedades não assumem valores constantes dentro de uma mesma fácies, por exemplo, o valor da porosidade dentro de um canal turbidítico.

Embora sejam métodos estabelecidos, os métodos mais tradicionais de simulação aplicáveis a reservatórios (vistos na seção 2.3) foram desenvolvidos dentro de formalismos sob os quais há desenvolvimentos posteriores importantes, principalmente para problemas de modelagem multivariada. Tais métodos apresentam bom desempenho e robustez na caracterização da incerteza e na simulação em domínios estacionários, como dentro de uma mesma fácies.

A modelagem multivariada é particularmente importante na geoestatística do petróleo por causa das múltiplas variáveis normalmente disponíveis para os estudos, como a grande variedade de atributos sísmicos. Além disso, as relações entre a porosidade e a permeabilidade nos poços e entre elas e os vários atributos sísmicos podem ter natureza complexa, o que compromete o emprego de regressões, krigagem com média local variável, krigagem com deriva externa ou cokrigagem. A alta dimensionalidade é outro fator que onera a modelagem multivariada porque redundante em muitos variogramas. Existem muitas técnicas para abordar modelagens multivariadas complexas.

Manchuk (2008) orienta a abordagem geoestatística de dados composicionais, sobretudo como modelar de forma independente variáveis composicionais sem que no final elas formem totais absurdos como 110%. Embora seja problema mais comum em mineração, certos dados como saturações de óleo e água são composicionais.

Babak e Deutsch (2009) propõem agregar todas as variáveis secundárias em uma variável apenas, chamada de supersecundária, para reduzir o problema a uma análise bivariada.

A transformação PCA (Pearson, 1901; Barnett, 2011, pp. 35-45) decompõe o problema multivariado (muitos variogramas diretos e cruzados) em problemas univariados independentes (requerendo para estimativa/simulação apenas os variogramas diretos).

A transformação PPMT (Barnett *et al.*, 2013) descorrelaciona as variáveis priorizando a preservação das relações não lineares observadas nos diagramas de dispersão quando se volta ao espaço original das variáveis dependentes.

A transformação MAF (Switzer e Green, 1984; Silva, 2013) descorrelaciona os dados priorizando a preservação da correlação espacial (variogramas cruzados) após a retrotransformação das estimativas ou simulações.

Barnett e Deutsch (2013) propõem o emprego da técnica ACE em geoestatística para redução dimensional através da substituição de grupos de variáveis por funções de regressão determinadas automaticamente.

1.2 Meta

A meta desta dissertação consiste em analisar a aplicabilidade da geoestatística multiponto à caracterização de reservatórios petrolíferos como método para modelar fácies. A parte experimental deste estudo é composta pela simulação estocástica de fácies de geometria complexa em dois estudos de caso, viabilizada pelo algoritmo SNESIM. O primeiro caso, 2D, trata-se de um leque submarino bem claro no levantamento sísmico. O segundo, um caso 3D com quatro leques submarinos. Ambos os casos são típicos reservatórios presentes em campos marítimos brasileiros.

1.3 Objetivos

Para alcançar a meta do estudo, os seguintes objetivos devem ser cumpridos:

- Avaliar técnicas alternativas empregadas para construção de mapas, ou volumes, com quantificação da incerteza, de fácies de reservatório.
- Avaliar o método de geoestatística multiponto quanto à aplicabilidade em modelagem de reservatórios.
- Propor uma metodologia para emprego da geoestatística multiponto na modelagem de reservatórios, integrando dados exploratórios de diferentes qualidades e em *grids* estratigráficos.
- Apresentar formas de obtenção de imagens de treinamento.
- Propor métodos de validação dos modelos produzidos pela simulação MPS.

1.4 Método

i. Software:

- SGeMS® (Remy *et al.*, 2009), software de geoestatística que possui uma implementação do algoritmo SNESIM;
- GSLib (Deutsch e Journel, 1998), conjunto de programas projetados para realização de toda sorte de tarefas em geoestatística, além de utilitários para análise exploratória de dados, pós-processamentos e saídas gráficas;
- IMG2GSLIB¹, software desenvolvido para converter imagens gráficas em *grids* no formato GEO-EAS (GSLib);
- CONMAP², software desenvolvido para realizar certos pós-processamentos para testar a qualidade das realizações MPS;
- *Scripts* em linguagem Python listados no Anexo 3;

ii. Dados:

- Dado de litologia (dado primário categórico) em poços espalhados na área do reservatório. Cada litologia corresponde a uma fácies;
- Mapa de atributo sísmico (dado secundário contínuo) relacionado com litologia e cobrindo todo o reservatório;
- Interpretação geológica. Ela é usada como fonte das imagens de treinamento (correlação espacial) e como apoio para parametrização do algoritmo de simulação. Os *pixels* ou *voxels* da TI recebem um valor categórico (os mesmos dos poços), correspondentes a litologias ou fácies. A interpretação também é empregada para dividir a área em domínios de estudo (áreas a serem simuladas com imagens de treinamento diferentes) e para dividir cada domínio em partições: áreas em que a

¹ O IMG2GSLIB é de domínio público, código-fonte aberto, gratuito e pode ser obtido do sítio <http://sourceforge.net/projects/img2gslib>

² O CONMAP é de domínio público, código-fonte aberto, gratuito e pode ser obtido do sítio <http://sourceforge.net/projects/conmap>

imagem de treinamento deve sofrer uma transformação, como escala ou rotação, para seguir não-estacionariedades (estruturas de grande escala).

iii. Procedimento:

Usar a litologia dos poços para estabelecer relações entre tipos de rocha e atributos sísmicos. Executar o algoritmo SNESIM usando a litologia dos poços na qualidade de dado primário, a simulação em cada domínio. O atributo sísmico, supostamente relacionado com a litologia, é calibrado em campos de probabilidades para cada fácies para o condicionamento na qualidade de dado secundário. Mais de um atributo pode ser usado, mas o que é importante para o SNESIM são os campos de probabilidade de fácies. A imagem de treinamento, uma para cada domínio, modela a geometria das fácies. As partições de um domínio são associadas a parâmetros de rotações e/ou escalas na imagem de treinamento para reproduzir variações em alinhamento e dimensões interpretadas no domínio.

iv. Resultados:

Realizações de fácies aderentes aos dados dos poços e a proporções-alvo de fácies. As fácies simuladas devem ter a morfologia esperada de acordo com o modelo geológico *a priori*. Também deve haver uma coerência entre o campo de probabilidade de uma fácies e os locais onde ela foi simulada nos mapas, em outras palavras: não se espera encontrar uma determinada fácies onde a probabilidade dela é pequena. O propósito dos mapas deve ser considerado para validação dos resultados, por exemplo, avaliar a conectividade entre os corpos para uma simulação de fluxo.

1.5 Organização da dissertação

- Capítulo 2: visita os principais métodos alternativos para modelar fácies, indo dos mais simples aos mais complexos, conforme a preocupação com o realismo dos modelos aumenta e as limitações são superadas. Embora de leitura opcional, este capítulo ajudará o leitor a compreender o porquê da adoção do método multiponto e alguns conceitos importantes usados em MPS.
- Capítulo 3: faz um breve histórico da origem e evolução da geoestatística multiponto. Também, é apresentado o principal algoritmo multiponto, o SNESIM,

seus conceitos e teoria. O estado da arte em MPS é visitado. O capítulo conclui com o motivo da adoção da técnica multiponto para o desenvolvimento dos estudos de caso.

- Capítulo 4: faz uma visita aos aspectos geocientíficos, assaz relevantes, cujos estudos devem anteceder qualquer passo de modelagem geoestatística. A compreensão da natureza física do que se está tentando modelar é importante porque o modelo de estrutura espacial da técnica multiponto tem significado físico.
- Capítulos 5 e 6: apresentam os desenvolvimentos de dois estudos de caso: uma modelagem 2D e outra 3D. A modelagem 2D objetiva facilitar a compreensão da técnica multiponto, sua parametrização e seu propósito através do estudo de um reservatório exemplar didático, não obstante caso real. A modelagem 3D é um estudo mais completo, de outro reservatório real, mais complexo, para investigar a adoção da técnica multiponto em modelagem geoestatística de reservatórios petrolíferos.
- Capítulo 7: Os resultados das simulações são apresentados, verificados e discutidos. Os problemas e limitações encontrados durante o emprego do método proposto são discutidos.
- Capítulo 8: São apresentados conclusões e trabalhos futuros para resolução dos problemas encontrados durante a execução do método proposto.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Um mapa de fácies é obtido pela aplicação de um método para prognosticar, estimar, simular ou de outra forma predizer, a fácies em um local desconhecido a partir de valores amostrais e modelos de predição. Koltermann e Gorelick (1996) fazem uma revisão de ampla gama de métodos para o mapeamento de heterogeneidades em aquíferos. O interessante dessa revisão é que o problema de modelar um aquífero é análogo em diversos aspectos ao de modelar um reservatório, como quanto à gênese e à natureza fluida do recurso natural de interesse.

Segundo esse trabalho, os métodos podem ser agrupados segundo a taxonomia ilustrada na Figura 2-1, onde se destaca o grupo a que pertence o método multiponto.

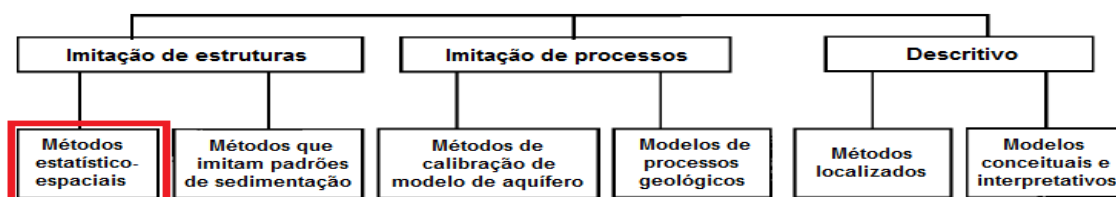


Figura 2-1: taxonomia de métodos de mapeamento de subsuperfície, onde se destaca o grupo da geoestatística multiponto, extraído de Koltermann e Gorelick (1996, p2621, fig.2).

Os métodos da estatística espacial, ou geoestatística, formam um grupo atraente por causa da sua versatilidade, com pouca limitação quanto à dimensionalidade e escala das feições (Tabela 2-1). Convém chamar atenção quanto à importância dos dados 1D, que na indústria do petróleo se referem a poços, a fonte primária de dados.

Ainda, os métodos podem ser agrupados segundo as técnicas orientadas a pixels e baseadas em objetos. Métodos orientados a pixels preveem um valor, categórico ou contínuo, por iteração, assim a formação de corpos geológicos depende dos dados e dos parâmetros do método. Métodos baseados em objetos simulam corpos geológicos diretamente por iteração, pois são os parâmetros desses objetos que são simulados. Métodos baseados em objetos só podem predizer fácies.

Então MPS é um método:

- Orientado a pixel;
- para reprodução estrutural (reproduz formas...);
- geoestatístico (... a partir de um modelo de incerteza com componente espacial...);
- não-gaussiano (... não paramétrico...);
- baseado em indicadores (... definido por probabilidades do valor estar abaixo de determinados valores de corte).

A Tabela 2-2 mostra toda a heterogeneidade de reservatórios em diversas escalas que pode ser mapeada.

Categoria	Método	Metas	Atributos		
			Necessita imagem geológica	Dimensões da imagem	Escalas de heterogeneidade
Descritivo	<i>zonation</i>	entrada para o modelo de águas subterrâneas	sim	1 a 3	feições estratigráficas a bacias
	elementos arquiteturais	modelo tridimensional de fácies e geometria sedimentar	sim	2 ou 3	regime de fluxo a canais
Imitação de estruturas (estatística)	krigagem	melhor interpolador linear não tendencioso	não	1 a 3	todas
	Gaussiano	diversos mapas gaussianos de heterogeneidade	não	1 a 3	todas
	(indicadores)	diversos mapas não-gaussianos de heterogeneidade	não	1 a 3	todas
	(<i>simulated annealing</i>)	diversos mapas ou processamento para adicionar feições geológicas	não	1 a 3	todas
	(booleano)	relações geométricas de unidades permeáveis	sim	2 a 3	todas
	(cadeias de Markov)	sequencias preferenciais de fácies	não	1 a 3	feições estratigráficas
Imitação de estruturas (padrões de sedimentação)	caminho aleatório	redes de canais	sim	2 (areal) ou 3	feições estratigráficas a canais
	avulsão aleatória	padrões canais x várzea	sim	2 (seção) ou 3	canais a ambientes deposicionais
	analítico	entender distribuições de tamanho de grão	sim	2 (areal ou seção)	feições estratigráficas a bacias
	estratigrafia	reproduzir estratigrafia sísmica	sim	2 (seção)	ambientes deposicionais a bacias
Imitação de processos (aquíferos)	cokrigagem ou otimização	melhor reconciliação aos dados hidrogeológicos	não	1 a 3	canais a bacias
Imitação de processos (geologia)	fluxo de fluidos e transporte sedimentar	entender a física do fluxo de água em superfície e transporte	sim	2 (areal ou seção)	poros a ambientes deposicionais
	multiprocesso	entender a formação da bacia e mecanismos de preenchimento	sim	3	canais a bacias

Tabela 2-1: qualificação de diversos métodos para obtenção de mapas de fácies, onde se destacam os métodos geoestatísticos, retirada de Koltermann e Gorelick (1996, p2622, tab. 1).

raios gama (APIU)	fácies
até 20	0 (outras)
20 a 30	1 (arenito)
30 a 75	2 (arenito argiloso)
acima de 75	3 (folhelho)

Tabela 2-3: exemplo de tabela de classificação em fácies com uma variável.

O caso bivariado requer uma tabela um pouco mais elaborada. A Figura 2-2 mostra um exemplo em que porosidade e resistividade são usadas para estabelecer duas fácies diferentes para o arenito que podem ser usadas, por exemplo, para estimar a reserva de hidrocarbonetos.

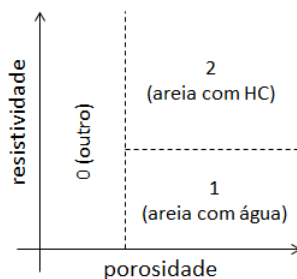


Figura 2-2: exemplo de tabela de classificação com duas variáveis.

2.1.2 Diagrama ternário

Para casos de três variáveis, em que elas formam uma soma de valor constante, a classificação direta pode ser feita através de um diagrama ternário. O lugar geométrico do \mathbb{R}^3 de todos os pontos com coordenadas positivas e cuja soma é um valor constante é o que se chama 2-simplexo (Manchuk, 2008, pp. 5-6), um triângulo. A Figura 2-3 ilustra um 2-simplexo em que a soma das três variáveis é 3. O “2” de 2-simplexo quer dizer que apesar de haver três variáveis, o problema é implicitamente bidimensional.

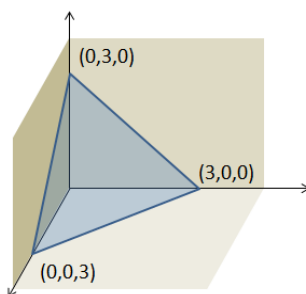


Figura 2-3: exemplo de um 2-simplexo. Os eixos correspondem a três variáveis quaisquer.

O diagrama ternário nada mais é do que um 2-simplexo e por ser fundamentalmente bidimensional fica fácil para o intérprete ou modelador visualizar e estabelecer um sistema de classificação tabular com três variáveis. A Figura 2-4 ilustra um diagrama ternário modelado de forma muito simples, com apenas quatro fácies para facilitar a compreensão.

Um equívoco comum, ao se deparar com um diagrama ternário, é pensar que as variáveis (chamadas de *end members* no jargão técnico) encontram-se mapeadas nas arestas do triângulo, quando na verdade deve-se imaginar o 2-simplexo, pois as variáveis estão representadas pelos eixos coordenados do \mathbb{R}^3 . O que está mapeado na face do triângulo são as fácies. No exemplo, a radioatividade fora disposta ao longo do eixo vertical, então as duas fácies de baixa radioatividade estão na parte baixa do triângulo. No exemplo da Figura 2-4, os planos correspondentes a um valor de raios gama, $GR = 25$, e a um valor da razão entre os tempos de trânsito cisalhante e compressional do perfil sônico (Dewan, 1983, p168, §4), $t_s/t_c = 1,7$, interceptam o triângulo no ponto indicado, estabelecendo assim a classificação em arenito.

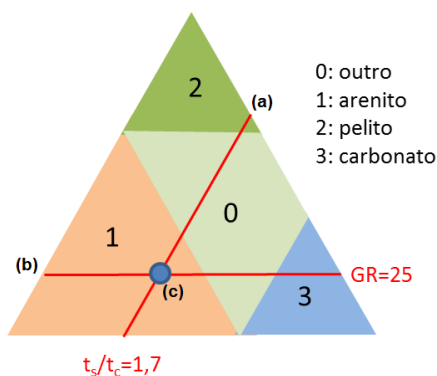


Figura 2-4: exemplo de diagrama ternário para classificação em fácies. As linhas (a) e (b) são onde planos correspondentes a valores de variáveis intersectam o 2-simplexo. (c) é o ponto onde as duas linhas se encontram, estabelecendo qual fácies corresponde aos dois valores indicados.

2.1.3 Alta dimensionalidade

Quando o número de variáveis é quatro ou mais, se deve considerar o emprego de técnicas avançadas para lidar com problemas de estimativas multivariadas. Dubois *et al.* (2006) comparam quatro métodos para o problema de classificação em fácies rochosas com alta dimensionalidade: regra de Bayes (*Bayes' rule*), lógica nebulosa (*fuzzy logic*), *k-means* e rede neuronal (*neural network*). Praxedes (2014) propõe gerar uma árvore de decisão para classificar rochas a partir de múltiplas variáveis através de algoritmo genético.

2.2 Krigagem não linear

A classificação direta tem o apelo de ser um método intuitivo e direto para obter-se um mapa de fácies, entretanto a classificação feita assim não leva em consideração a incerteza, o que é importante quando um projeto está em fase exploratória ou no início da produção.

A krigagem não linear recebe este nome porque é uma forma de krigagem que estima valores ou uma distribuição de probabilidades, a partir de uma transformação não linear nos dados originais. Mas o ponto relevante aqui é que a krigagem não linear é um método relativamente simples que pode ser usado para quantificar a incerteza associada à estimativa.

Com uma distribuição em cada local estimado e um pós-processamento, pode-se obter um mapa de fácies. Por exemplo, estipula-se que se a probabilidade do valor de raios gama ser menor que 40 APIU exceder 70% então o local é classificado como arenito. Para uma mesma krigagem, pode-se ter mapas de fácies diversos para diferentes valores de corte, o que é relevante para tomada de decisão.

2.2.1 Krigagem multigaussiana

Um dos produtos da krigagem é naturalmente a estimativa (z^*) e outro, a variância de krigagem (σ_K^2), que é minimizada pelo estimador (Goovaerts, 1997, pp. 125-127).

Uma distribuição gaussiana é parametrizada por sua média (m) e seu desvio padrão (σ) (Figura 2-5).

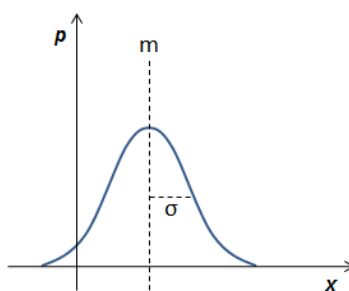


Figura 2-5: a distribuição (p.d.f) gaussiana e seus parâmetros: m é a média e σ é o desvio padrão. p é a probabilidade de ocorrência do valor x .

Se os valores amostrais tiverem uma distribuição gaussiana, pode-se então estimar uma distribuição gaussiana em um local não amostrado simplesmente fazendo a média igual ao valor estimado e o desvio padrão igual à raiz quadrada da variância de krigagem, de acordo com Soares (2006, p117, §7). Naturalmente, os dados devem estar transformados para uma distribuição gaussiana global, comumente a distribuição normal padronizada ($m=0$, $\sigma=1$) e

assume-se que as variáveis normais $Y(u)$ e $Y(u+h)$ sejam bigaussianas, trigaussianas, etc., daí o nome krigagem multigaussiana, também conhecida por MGK. Em rigor essa multigaussianidade deve ser testada (Goovaerts, 1997, pp. 271-272).

Como o produto da estimativa é uma distribuição gaussiana, faz-se necessário retrotransformar a distribuição local (Figura 2-6) para determinar-se que valor original corresponde à probabilidade de determinado quantil (ex. mediana) no espaço gaussiano, efetivamente transformando o quantil. Fazendo-se o mesmo procedimento para todos os quantis determina-se a c.c.d.f. no espaço original.

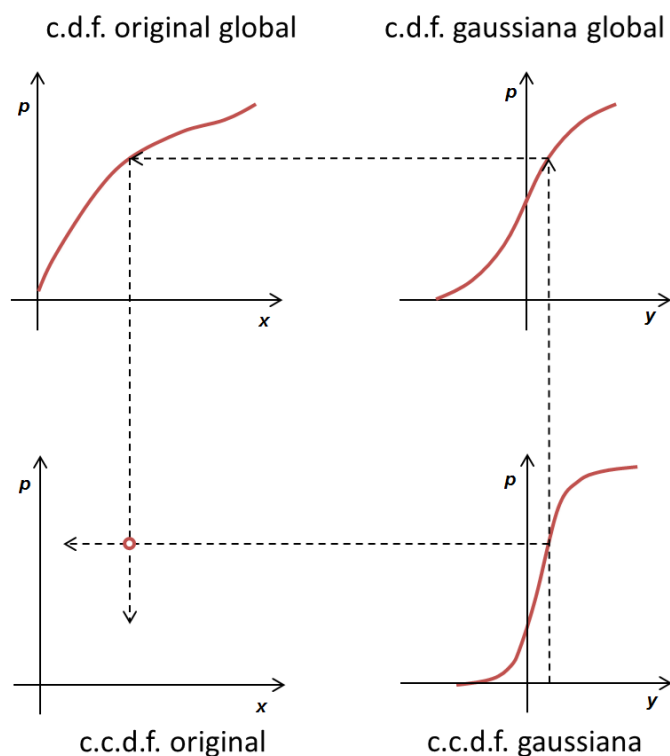


Figura 2-6: transformando uma c.c.d.f. gaussiana em uma c.c.d.f. original. Apenas um quantil foi transformado. x são valores originais, y são valores gaussianos e p , probabilidades da variável regionalizada $X(u)$ ou $Y(u)$ ser menor do que x ou y .

2.2.2 Krigagem de indicadores

Na krigagem multigaussiana, há apenas um variograma, que é modelado a partir dos dados normalizados. Assim, não é possível modelar o comportamento espacial das diversas classes de valores, que naturalmente pode variar. Por exemplo, valores extremos tendem a ser mais erráticos e menos espacialmente conexos.

A krigagem de indicadores, conhecida por IK, (Goovaerts, 1997, pp293-297) é um método de krigagem não linear que estima uma distribuição não paramétrica, ou seja, a partir de

pontos discretizantes da c.c.d.f. Um indicador é uma regra lógica que define uma variável binária. Eis um exemplo de indicador:

$$i(u_x, z_k) = \begin{cases} 1: Z(u_x) \leq z_k \\ 0: \text{caso contrário} \end{cases}$$

Onde:

- u_x : um local amostral;
- $Z(u_x)$: valor da variável em uma amostra;
- z_k : valor de corte.

Interpretação desse indicador: o valor da variável-indicador é 1 se o valor z no local amostral u_x for menor ou igual ao valor de corte z_k ou 0 caso não. Assim, a quantidade de amostras marcadas com “uns” relativa ao total estabelece a probabilidade global dos valores serem menores ou iguais ao valor de corte. Quanto mais indicadores, maior o detalhamento da distribuição.

Os indicadores então podem ser usados para definir uma função de distribuição acumulada (c.d.f.) global. A Figura 2-7 mostra um exemplo de c.d.f. interpolada linearmente a partir das probabilidades de dois indicadores, t_1 e t_2 .

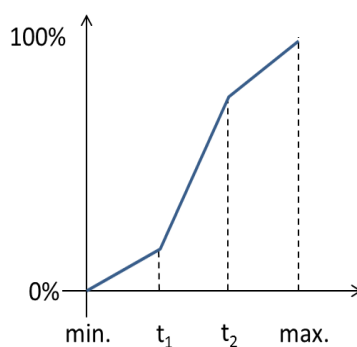


Figura 2-7: exemplo de c.d.f. definida com indicadores.

De acordo com Soares (2006, p109, §3), o valor esperado de uma variável-indicador é a probabilidade associada ao indicador. O indicador assume os valores 0 ou 1 nos locais das amostras porque nessas posições há certeza de que o valor é acima ou abaixo do valor de corte respectivamente. A probabilidade correspondente a um valor de corte em um local sem amostra pode então ser estimada através da krigagem dos valores do respectivo

indicador (0s e 1s) disponíveis nos pontos amostrais, usando o chamado variograma de indicador (Soares, 2006, p109, §7) para montagem das matrizes de krigagem.

A Figura 2-8 ilustra o processo da IK. Nesse exemplo, para facilitar a compreensão, os variogramas são isotrópicos e as quatro amostras estão equidistantes, assim elas recebem o mesmo peso, fazendo a krigagem equivalente a uma média aritmética. Para cada amostra, há os dois indicadores representados pelos círculos empilhados.

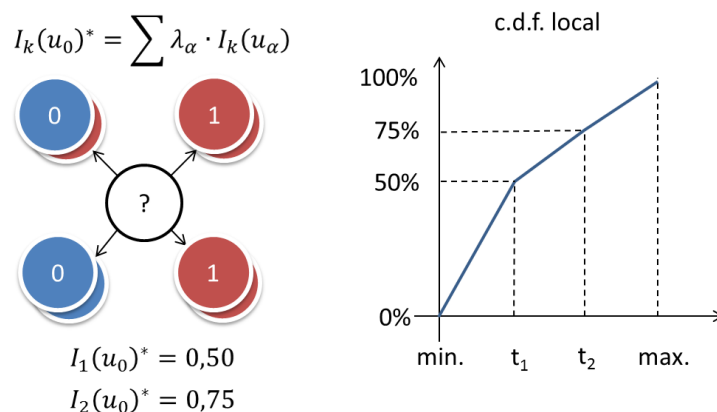


Figura 2-8: ilustração do funcionamento da krigagem de indicadores. u_0 : local sem amostra; $I_k(u_0)^*$: probabilidade associada ao indicador k a ser estimada; λ_α : peso de krigagem da amostra α ; $I_k[u_\alpha]$: probabilidade associada ao indicador k na amostra α (0 ou 1).

A c.d.f. local é então montada estimando as probabilidades associadas para todos os valores de corte. Como é necessário modelar um variograma para cada indicador, pode-se modelar de forma independente o comportamento espacial para cada classe de valores, sobretudo se a distribuição tiver assimetria elevada. Entretanto, isto redundaria em um maior esforço de modelagem e maior demanda computacional por causa das múltiplas krigagens, uma para cada indicador. Além disso, quanto mais indicadores, mais violações de relação de ordem a serem corrigidas, o que invalida o propósito de usar mais valores de corte (Pyrcz e Deutsch, 2014, p311, §2). Uma orientação prática é limitar o total de indicadores a quinze³. Uma forma de simplificar a variografia é através da krigagem de indicadores pela mediana (Deutsch e Journel, 1998, pp78-79) em que se usa como valor de corte a mediana enquanto que os variogramas para os demais indicadores têm seus patamares (*sill*) ajustados às novas covariâncias, mas proporcionais ao variograma do indicador-mediana.

³ Aula da disciplina Geostatística Não Linear ministrada pelo Prof. João Felipe C. L. da Costa, em 01/09/2014, na UFRGS.

2.3 Simulação sequencial

A Figura 2-9 ilustra algumas amostras (círculos vermelhos) de um fenômeno real unidimensional $Z(u)$, presente em todos os locais u e representado pela linha preta aleatória. Deseja-se obter um mapa contínuo que represente essa realidade.

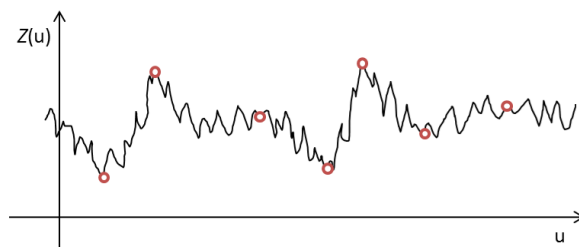


Figura 2-9: amostras (círculos vermelhos) de um fenômeno unidimensional $Z(u)$ em determinados locais u . A linha contínua representa valores desconhecidos do fenômeno.

Uma primeira abordagem é modelar o fenômeno através de interpolação e extrapolação apoiadas nas amostras, usando um método qualquer, por exemplo a krigagem (Figura 2-10) que é um método geoestatístico, não tendencioso com erro mínimo para interpolação.

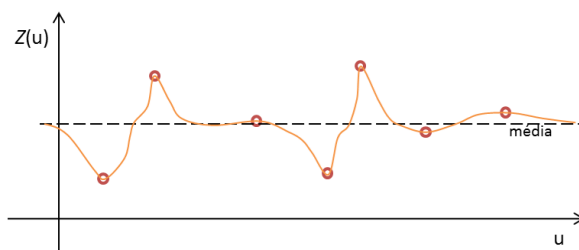


Figura 2-10: estimativa por krigagem (linha laranja) do fenômeno aleatório $Z(u)$ da Figura 2-9. As amostras são os círculos vermelhos.

Indo um passo adiante, a krigagem não linear pode ser usada para produzir um modelo de incerteza do fenômeno (Figura 2-11). Além do valor estimado (linha azul contínua), há em torno dele uma banda de incerteza, representada pelas linhas limítrofes em verde.

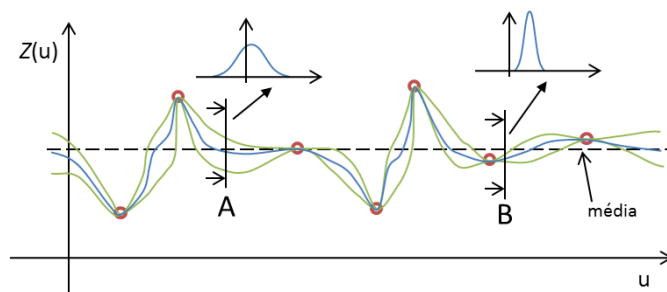


Figura 2-11: estimativa da incerteza de um fenômeno com krigagem não linear. Linha azul contínua: valor estimado; limites em verde: banda de incerteza; seção A: c.c.d.f. estimada longe de amostras, de maior dispersão; seção B: c.c.d.f. estimada próxima de uma amostra, de menor variância.

Esse modelo de incerteza é muito útil e pode ser usado inúmeras maneiras, inclusive para produzir mapas de fácies arguindo esse modelo. Por exemplo, classificar como fácies portadora de petróleo móvel (que pode ser produzido) os pontos do modelo onde a c.c.d.f. acusar que a probabilidade da razão S_w/S_o ser menor que 0.6 para um nível de confiança de 80% ou mais, seguindo formulações empíricas propostas por Dewan (1983, pp. 89-93).

Um dos usos particularmente interessantes desses modelos de incerteza é para condicionar uma simulação estocástica (Ripley, 1987), também conhecida por simulação de Monte Carlo. Esses modelos produzem mapas que reproduzem os valores, o histograma e o comportamento espacial das amostras, ou seja, possíveis cenários da realidade (Soares, 2006, p. 157, §5). Isto se chama simulação geoestatística. Cada um desses mapas pode ser chamado de realização. Os algoritmos sequenciais de simulação condicionam a c.d.f. local com dados amostrais e com valores previamente simulados. A c.c.d.f. é então usada para sortear o valor no local sendo simulado. O próximo valor a ser simulado é escolhido aleatoriamente, isto é conhecido por caminho aleatório (*random path*).

A Figura 2-12 ilustra uma possível realidade (realização) do fenômeno do qual se conhece algumas amostras (círculos vermelhos) e um modelo de incerteza, representado pela banda de incerteza delimitada pelas linhas em verde. O valor (linha preta) flutua aleatoriamente dentro dessa banda.

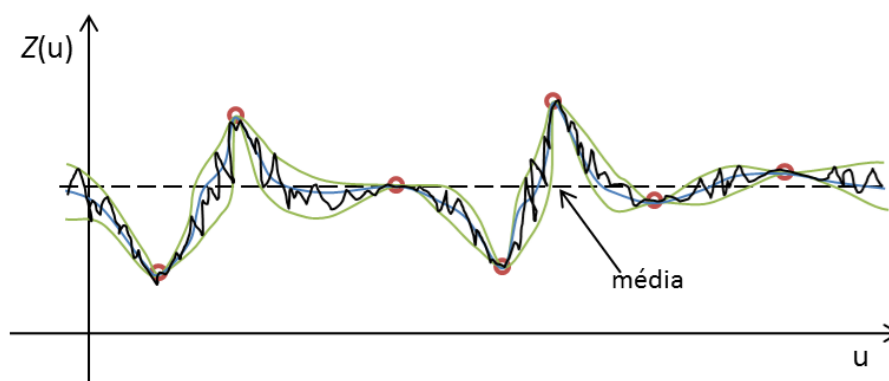


Figura 2-12: uma das possíveis realidades de um fenômeno $Z(u)$. A linha preta aleatória representa uma simulação de $Z(u)$.

SISIM e SGSIM são os principais algoritmos de simulação sequencial geoestatística biponto, respectivamente baseados na krigagem de indicadores e krigagem multigaussiana para estimar as c.c.d.f. A Figura 2-13 ilustra duas típicas realizações de permeabilidade, comumente denotada por k na indústria do petróleo, produzidas pelo algoritmo SGSIM, onde se identifica a falta de estrutura espacial dos valores extremos decorrente da máxima entropia, uma propriedade do modelo multigaussiano (Arpat, 2005, p8, §4). Assim, corpos

que seriam corredores e barreiras de fluxo (extremos de permeabilidade) não podem ser simulados adequadamente com esse método.

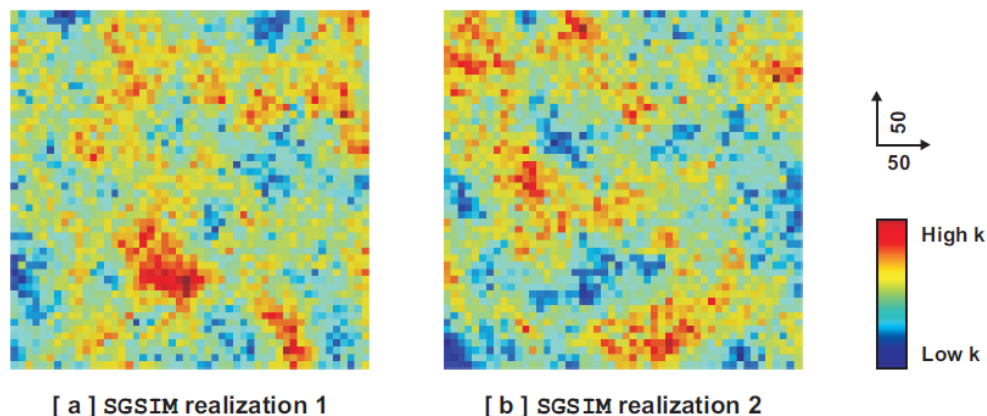


Figura 2-13: exemplos de realizações de SGSIM, retirado de Arpat (2005, p9, fig. 2.1).

A Figura 2-14 ilustra duas realizações do SISIM, onde se reconhece que os extremos de permeabilidade já formam corpos por causa do modelo de indicadores. A possibilidade de modelar um variograma para cada indicador permite controlar o tamanho e a anisotropia de tais corpos.

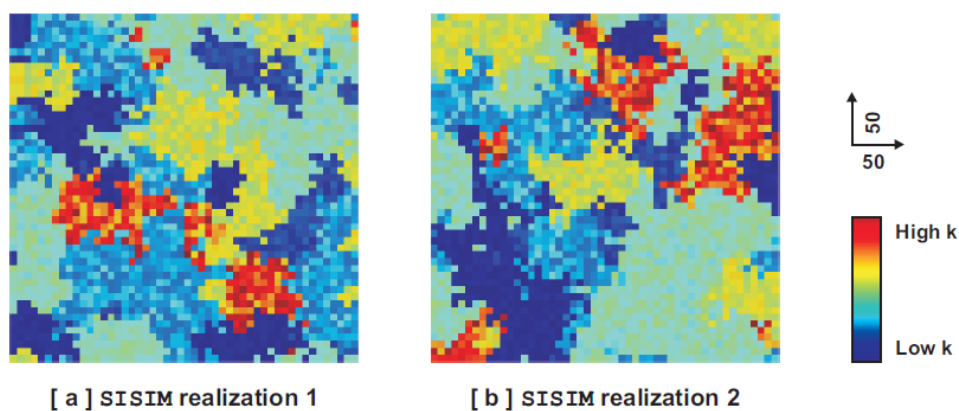


Figura 2-14: exemplos de realizações de SISIM, retirado de Arpat (2005, p11, fig. 2.2).

Xu (1996) propõe um método, conhecido por LVA (*Locally Varying Anisotropy*), para fazer variar a anisotropia do variograma e para tentar reproduzir estruturas curvilíneas, por exemplo, de chaminés vulcânicas hospedeiras de depósitos de diamantes.

Soares (2001) propõe uma extensão da SGSIM, chamada de Simulação Sequencial Direta (DSSIM), que dispensa uma transformação prévia dos dados, dessa forma evitando os problemas dela decorrentes como a máxima entropia ou multiplicação de variogramas. Na DSSIM, para simular um valor:

- i. Faz-se a krigagem sobre os dados originais e dados previamente simulados para obter $z(u_0)^*$ e a variância de krigagem estandardizada (variograma com *sill* estandardizado), $\sigma_k^2(u_0)$;
- ii. Faz-se $y(u_0)^* = \varphi(z(u_0)^*)$, onde φ é a anamorfose entre o espaço original e o espaço normal $N(0,1)$, obtida a partir dos dados amostrais originais antes da simulação;
- iii. Uma c.c.d.f. gaussiana com média $y(u_0)^*$ e desvio padrão $\sigma_k(u_0)$ é então definida: $G(y(u_0)^*, \sigma_k(u_0))$;
- iv. Sorteia-se um valor de probabilidade a partir da distribuição uniforme do intervalo $[0, 1]$, p ;
- v. Faz-se $y(u_0)^S = G^{-1}(p)$;
- vi. Obtém-se o valor simulado em espaço original, $z(u_0)^S = \varphi^{-1}(y(u_0)^S)$.

A Figura 2-15 ilustra uma comparação entre a DSSIM (esq.) e a SGSIM (dir.) em uma realização condicionada aos mesmos dados (Walker Lake), onde se nota com aquela a melhora da conectividade entre os valores altos e baixos.

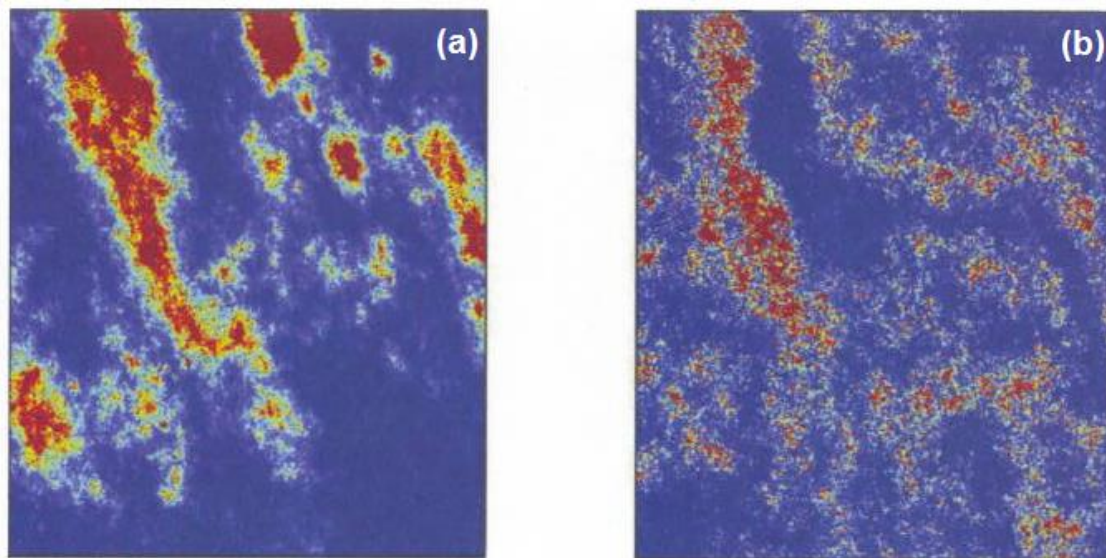


Figura 2-15: realizações DSSIM (a) e SGSIM (b), retirado de Mariethoz e Caers (2015, p55, fig. I.4.3).

Contudo, os métodos geoestatísticos clássicos não modelam explicitamente relacionamentos entre as fácies e que morfologia elas devam assumir, o que seria desejável para simular elementos de geometria intrincada. Um exemplo disso é restringir que fácies podem fazer contato com qual fácies ou ainda que determinada fácies deve assumir a forma de canais.

2.4 Simulação de campos de probabilidades (*p-field*)

A simulação de campos de probabilidades (Srivastava, 1992) difere das simulações sequenciais no que tange ao condicionamento das c.c.d.f. Nesta forma de simulação, as c.c.d.f. são condicionadas apenas às amostras iniciais. Assim, as c.c.d.f. não precisam ser estimadas novamente a cada simulação de um valor. Nas simulações sequenciais, o condicionamento inclui valores previamente simulados.

Esse tipo de simulação tem potencial de ser mais rápido computacionalmente, inclusive podendo ser massivamente paralelizada, entretanto há sensibilidade dos resultados quanto ao tamanho da área de estudo em relação ao alcance do variograma entre outros fatores (Srivastava, 1992, p4).

2.5 Cadeias de Markov

Em geoestatística, as Cadeias de Markov (Doveton, 1994) são usadas para capturar probabilidades de transições entre fácies, por exemplo, a partir de sequências de litologias em poços. Tais probabilidades de transição podem então ser usadas na predição de sequências.

A Figura 2-16 ilustra a ideia das Cadeias de Markov. Na matriz de probabilidades (d), vê-se que a probabilidade de transição de A para B é zero, de acordo com o sentido de leitura de litologias do poço (b), que efetivamente funciona como uma imagem de treinamento 1D. De fato, a transição da fácies A para B não acontece, embora o contrário sim: na Figura 2-16, a fácies B aparece três vezes e, em duas vezes, A é a fácies que a segue, e a própria fácies B a segue na transição restante.

As probabilidades lidas podem então ser usadas para condicionar simulações.

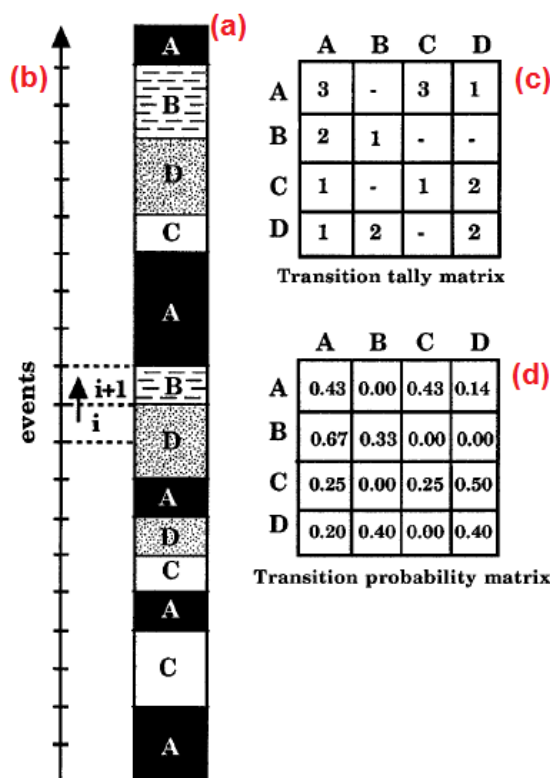


Figura 2-16: ilustração do funcionamento das Cadeias de Markov, retirado de Doveton (1994, p56, fig. 1).

(a): coluna litológica com as fácies A, B, C e D; (b) sentido de contagem de transições de fácies; (c): matriz com as contagens de transições; (d): matriz com as probabilidades de transição.

As Cadeias de Markov não são normalmente usadas como um método em si. Elas são interessantes para modelar sequências estratigráficas cíclicas de forma geral. Um método geoestatístico, em um passo posterior, normalmente deve ser empregado dentro de cada camada para quantificar a incerteza de alguma propriedade, tal como sugere Doveton (1994, p63, §2).

Segundo Koltermann e Gorelick (1996, p2631, §1º), o uso de Cadeias de Markov em casos 2D e 3D é difícil. A técnica contudo é relevante, dada a importância de 1D na indústria do petróleo (poços).

2.6 Simulated annealing

Annealing é uma palavra inglesa que significa “temperar”, no contexto da ciência dos materiais. O processo da têmpera consiste em fundir um material e resfriá-lo, de forma controlada, tal que um arranjo molecular específico final, diferente do inicial, seja atingido e assim alguma propriedade mecânica do material seja alterada para um valor-alvo, por exemplo, rigidez de determinado grau.

Essa ideia fora transposta para o mundo da geoestatística, em que um “material” (conjunto de valores) pode ser “derretido” e “resfriado”, promovendo um rearranjo das “moléculas” (valores simulados) de forma a otimizar uma função-objetivo. O calor (movimento molecular aleatório) é representado por uma perturbação aleatória dos valores. Como os valores são apenas rearranjados, a estatística de primeira ordem é preservada, porém, a aderência ao variograma ou a preservação de correlações, caso requeridas, devem ser fatores na função-objetivo.

Assim, *simulated annealing* é usualmente empregado como pós-processamento dos produtos de outro método, por exemplo realizações booleanas (seção 2.7), para melhorar o condicionamento às amostras (Deutsch e Cockerham, 1994) ou para diminuir a entropia das realizações da SGSIM e SISIM (Deutsch e Journel, 1998, p158, §4). Deutsch e Journel (1998, p158, §1º) ainda sugerem que a técnica tem potencial para introduzir geometria complexa em realizações biponto, pois emprega imagens de treinamento para estabelecer as probabilidades de transição entre as fácies e a função-objetivo pode incluir controles estatísticos como covariâncias multiponto (Guardiano e Srivastava, 1993).

A Figura 2-17 mostra uma realização gerada pela SISIM ajustada com *simulated annealing*.

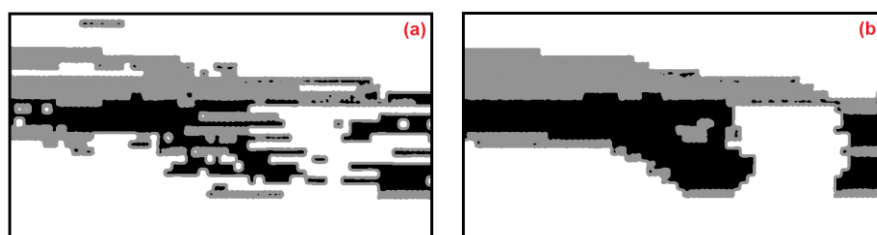


Figura 2-17: pós-processamento com *simulated annealing*, retirado de Koltermann e Gorelick (1996, p2630, fig. 9). (a): realização SISIM; (b): a mesma realização pós-processada com *simulated annealing*.

2.7 Simulação com Conjuntos Booleanos

Os conjuntos booleanos – Matheron (1975) e Chilès e Delfiner (1999, pp. 545-561) – são uma abordagem inicial, baseada em objetos, para simular um mapa de fácies capaz de conter geometria complexa. A ideia é encaixar formas em conjuntos de pontos seguindo algumas regras lógicas, tal como “forma X deve passar por três pontos”, tal como ilustrado na Figura 2-18.

Os pontos podem ser os dados dos poços e as formas podem ser elementos geométricos de reservatórios, tais como lentes de areia, canais, lobos, etc.

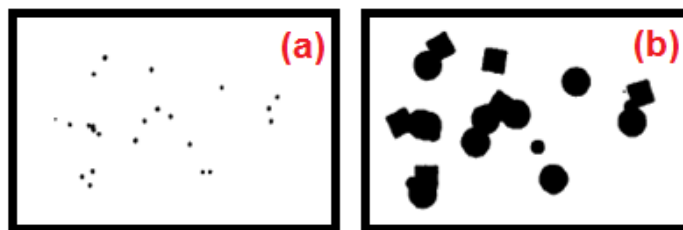


Figura 2-18: simulação de conjuntos booleanos, modificada de Matheron *et al.* (1987, p595, fig. 2). (a): amostras; (b): realização.

Segundo Matheron *et al.* (1987, p591, §8), este método não honra bem os dados quando os corpos têm que passar por mais de um poço. Para simular corpos menores e com geometria rígida para compor modelos de fraturas, os conjuntos booleanos são eficazes (McKenna e Reeves, 2006, p177, §5). A modelagem de fraturas, tanto as naturais quanto as induzidas pelo fraturamento hidráulico, é importante em projetos de exploração como gás de xisto (Meyer e Bazan, 2011) e reservatórios fechados (Hofman *et al.*, 2013).

2.8 Simulação com Modelos Genéticos Aleatórios

A palavra “genético” aqui remete à ideia de formação, ou gênese, de um depósito sedimentar. O método dos modelos genéticos aleatórios (Jacod e Joathon, 1971) é um desenvolvimento do método lógico dos conjuntos booleanos no sentido de modelar a sucessão das fácies nos processos de deposição. Fatores geológicos como lâmina d’água, taxa de deposição e subsidência são considerados, desta forma o método produz um modelo geologicamente mais realista.

A Figura 2-19 ilustra o funcionamento do processo. Objetos booleanos, lentes neste caso, são simulados em espaço deposicional (x, y, t) , onde t é o tempo geológico, seguindo uma distribuição, de forma semelhante aos conjuntos booleanos em espaço métrico (x, y, z) . Tanto as posições das lentes quanto os parâmetros de geometria podem ser simulados. As lentes são interpretadas como sendo eventos deposicionais com uma taxa de deposição (dz/dt) deveras maior do que a taxa da outra fácies, por exemplo, em um sistema turbidítico.

Seja:

- h a espessura de uma lente em determinado local (x, y) depositada em determinado tempo geológico t ;
- a um valor constante, nesse caso, com $h \gg a$;
- l uma linha vertical em uma posição (x, y) ;

- uma regra booleana que define $dz/dt = b$ e a fácies de lente onde a linha l intersecta a base de uma lente e $dz/dt = a$ e a outra fácies caso contrário.

Assim, um modelo de deposição, $z(t)$, em um dado local (x, y) pode ser obtido. Esse modelo está representado pela função à direita na Figura 2-19. Lentes são simuladas em espaço deposicional (x, t) e dão origem a um modelo de deposição sedimentar $z(t)$ ao longo de uma linha l em determinado local x .

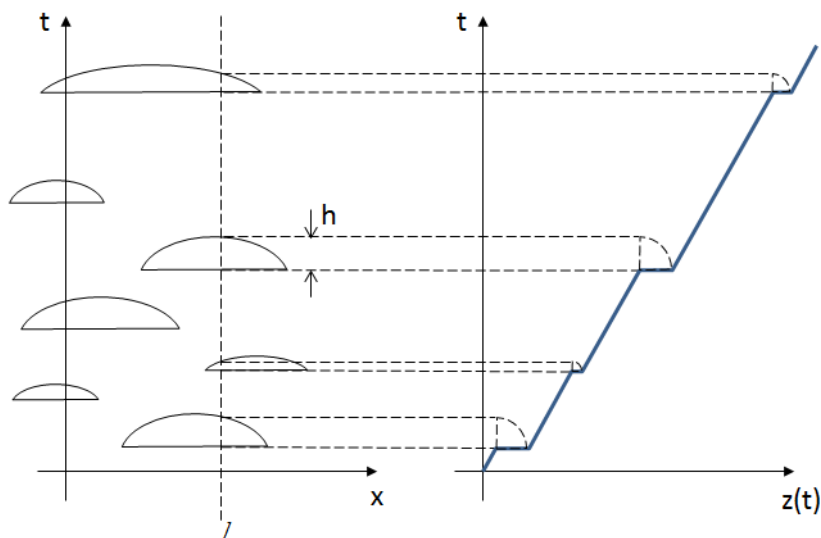


Figura 2-19: modelos genéticos aleatórios, modificado de Jacod e Joathon (1971, p. 269, fig. 3). x são locais no espaço. h : espessura de uma lente em um local x . t é o tempo geológico (deposicional). z é a profundidade.

Na Figura 2-20, há um exemplo da integração de todos os modelos de deposição ao longo de uma seção. As lentes, já em espaço métrico (x, y, z) , são os corpos em cinza. Devido aos modelos de deposição, todas as posições finais acima das lentes acompanham a deformação introduzida por elas. Então, o resultado é um mapa com realismo estratigráfico. As deformações independentes das lentes, como as originadas por subsidência, soerguimento e movimentos tectônicos, podem ser modeladas definindo uma profundidade inicial z diferente para cada local.

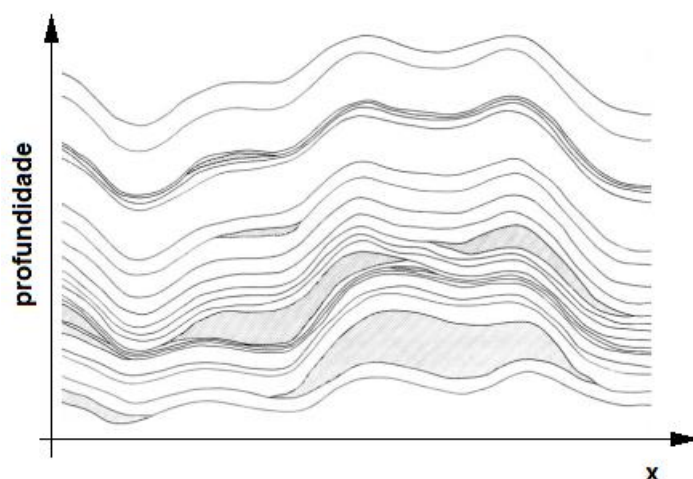


Figura 2-20: objetos booleanos em espaço métrico através do método dos modelos genéticos aleatórios, retirado de Jacod e Joathon (1971, p. 274, fig. 7).

Entretanto, segundo Matheron *et al.* (1987, p592, §2), este método possui um número muito grande de parâmetros para serem estimados, o que o torna difícil usá-lo na prática. Além disso, não captura com exatidão as sequências estratigráficas observadas nos poços.

2.9 Simulação Gaussiana Truncada

Os métodos dos conjuntos booleanos e dos modelos genéticos, apesar de capazes de reproduzir geometrias diversas, não permitem modelar a variabilidade espacial. Isto impõe severa restrição para construção de modelos de fácies para aplicação prática. Além disso, segundo Guardiano e Srivastava (1993, p141, §3), a abordagem booleana dificilmente produz realizações que honrem todos os dados em seus locais exatos.

Para ultrapassar as limitações dos métodos anteriores, Matheron *et al.* (1987) propõem o método das gaussianas truncadas.

A Simulação Sequencial Gaussiana (Deutsch, 2002, pp. 162-166) é amplamente empregada com sucesso para simular variáveis contínuas, tais como teores de um determinado minério ou valores de porosidade em um reservatório homogêneo, porém um dos passos desse tipo de simulação geoestatística envolve uma transformada inversa, o que não é possível com uma função sobrejetora, como é o caso da função que define os indicadores.

Para enquadrar o bem-sucedido método gaussiano ao mundo dos litotipos, Matheron *et al.* (1987, p592, §5) colocaram os valores de corte dentro do espaço gaussiano, de acordo com a Equação 1.

$$T(u) = \sum_{k=1}^n k \cdot I_k(u) = \sum_{k=1}^n k \cdot 1_{(a_{k-1}, a_k]}(Y(u))$$

Equação 1: indicadores em espaço gaussiano.

onde:

- $T(u)$: fácies no local u ;
- k : identificador numérico da fácies (ex.: 1=arenito, 2=folhelho, 3=marga, etc.);
- $I_k(u)$: indicador (0 ou 1) da fácies k no local u ;
- $Y(u)$: valor gaussiano no local u ;
- a : valores de corte em espaço gaussiano;
- $1_A(x)$: notação de um tipo de indicador que vale 1 se x pertence ao conjunto A e 0 caso não.

Segundo Armstrong *et al.* (2003, p4, §1), os valores de corte a da Equação 1 são calculados de forma que as áreas delimitadas por eles (Figura 2-21) sob a curva da distribuição sejam as proporções-alvo de cada fácies. A Figura 2-21 ilustra a separação, no espaço gaussiano, de três fácies em determinados valores de corte.

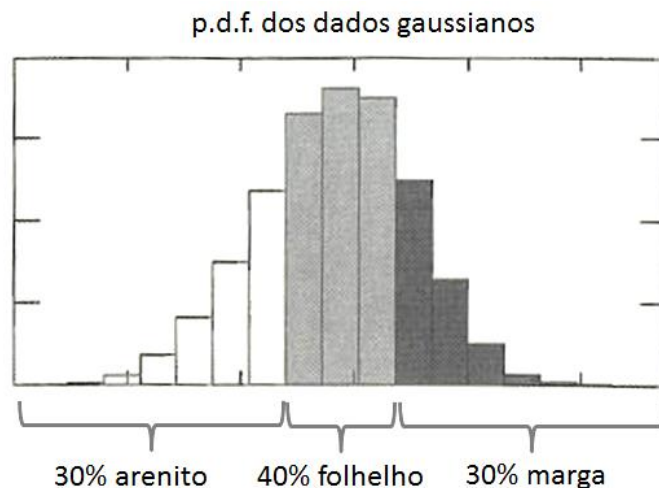


Figura 2-21: fácies em espaço gaussiano, retirada de Armstrong *et al.* (2003, p4, fig. 1.3).

Assim, não é necessária uma transformada inversa ao espaço original da variável de entrada. Constitui-se então como um método geoestatístico para simular fácies, mas com uma vantagem relevante sobre os métodos de simulação vistos até agora: é capaz de impor relações entre as fácies. Na Figura 2-22, à direita, se vê um exemplo de relação em que a

fácies cor-de-cinza tem contato com as outras duas fácies, mas as fácies branca e escura não podem ter contato entre si.

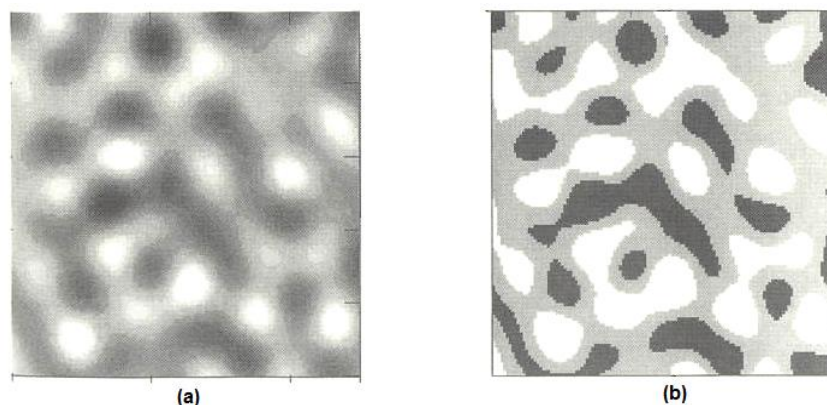


Figura 2-22: relações entre fácies na gaussiana truncada, retirada de Armstrong *et al.* (2003, p3, fig. 1.2). (a): simulação gaussiana; (b): gaussiana truncada.

2.10 Simulação Plurigaussiana

Uma consequência do mapeamento para espaço gaussiano dos valores de corte das fácies na Simulação Gaussiana Truncada é que as fácies necessariamente se encontram em sucessão e, portanto, não há muita variedade de relações entre os litotipos que podem ser estabelecidas.

Uma extensão natural da Gaussiana Truncada, apresentada por Galli *et al.* (1994), é empregar duas ou mais simulações gaussianas (SGSIM), a se constituírem múltiplos campos gaussianos para o mesmo conjunto de dados, daí o nome plurigaussiana dado à simulação. Um diagrama chamado regra de fácies é usado para determinar as fácies em função dos valores de corte gaussianos em cada campo (normalmente dois).

Uma simulação plurigaussiana simula duas ou mais realizações gaussianas, cada qual com variogramas diferentes, que são os campos gaussianos da simulação. Na Figura 2-23, estão exemplificados dois campos gaussianos para um mesmo conjunto de dados. A morfologia (anisotropia, textura e dimensão das feições) de cada campo gaussiano é controlada pelos respectivos variogramas. Y_1 é um campo com variograma levemente anisotrópico, com maior alcance no azimute N150E e Y_2 é um campo com variograma de alcance muito curto na direção Norte-Sul.

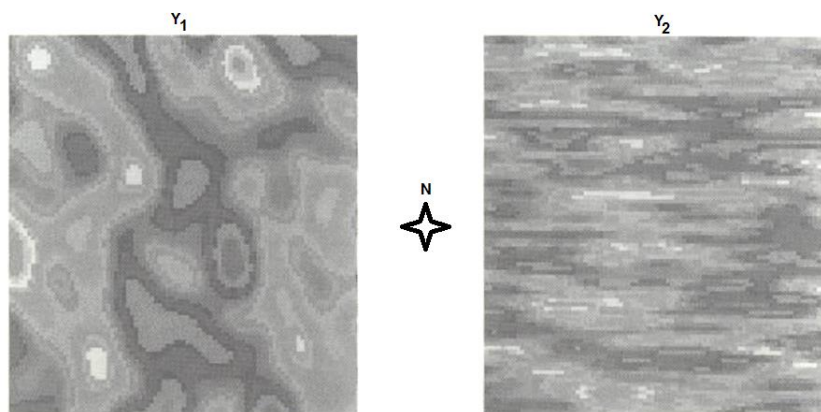


Figura 2-23: Y_1 e Y_2 : duas simulações gaussianas para os mesmos dados, retirado de Armstrong *et al.* (2003, p5, fig. 1.4).

2.10.1 Regra de fácies

Para determinar a fácies em função dos valores de Y_1 e Y_2 , é necessário dispor os valores de corte de cada distribuição gaussiana no diagrama de regra de fácies. Relembrando que esses limites são determinados através das proporções-alvo de cada fácies. A Figura 2-24 retrata um exemplo didático de modelagem da regra de fácies. Y_1 é a classificação em fácies da c.d.f. gaussiana para o primeiro campo gaussiano da simulação. Y_2 é a classificação em fácies da c.d.f. para o segundo. Ambos campos gaussianos são os da Figura 2-23. O efeito dessa classificação é que deve haver cerca de 10% de fácies folhelho, por exemplo, e os 90% restantes distribuídos em 50% para arenito argiloso e 50% para arenito, ou seja, 45% do total para cada fácies.

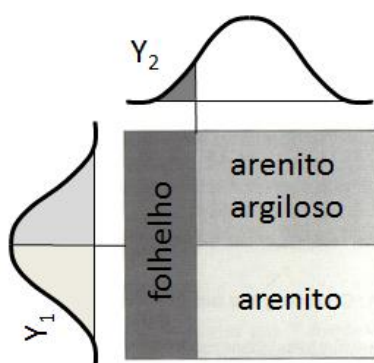


Figura 2-24: Regra de fácies. Adaptado de Armstrong (2003, p5, fig. 1.4). Y_1 e Y_2 são as classificações de fácies em dois campos gaussianos.

Também estão modeladas as relações entre as fácies, por exemplo, a fácies folhelho pode fazer contato com arenito e arenito argiloso e esses contatos têm a mesma probabilidade de

acontecer. A fácies folhelho assume a morfologia governada pelo variograma da segunda simulação (Y_2) e as outras duas tem as formas governadas pelo variograma da primeira (Y_1). A realização plurigaussiana final, depois de aplicada a regra de fácies da Figura 2-24 sobre os dois campos gaussianos da Figura 2-23, está na Figura 2-25.



Figura 2-25: realização plurigaussiana, retirado de Armstrong *et al.* (2003, p5, fig.1.4)

É digno de nota o salto em termos de riqueza de relacionamentos entre os litotipos que podem ser modelados com a Simulação Plurigaussiana.

2.10.2 Curvas de proporção de fácies

A Figura 2-25 mostra um exemplo de realização estacionária em que a morfologia dos elementos é aproximadamente a mesma em todo o espaço de simulação. Porém, a realidade dos reservatórios raramente se apresenta estacionária, sobretudo verticalmente (Figura 2-26), devido a mudanças ambientais durante o tempo de formação dos mesmos. O exemplo da Figura 2-26, particularmente, mostra o afloramento de uma sucessão de depósitos turbidíticos, que é um tipo de reservatório importante em campos brasileiros em mar, segundo D'Ávila *et al.* (2008, p246, §2). Suponha que para modelar esse exemplo seja usado um *grid* tridimensional com resolução de 3m na vertical. Cada uma das três camadas desse modelo apresentaria uma proporção diferente de fácies, o que é mostrado quando se ordena as observações por fácies em cada camada (Figura 2-26, b).

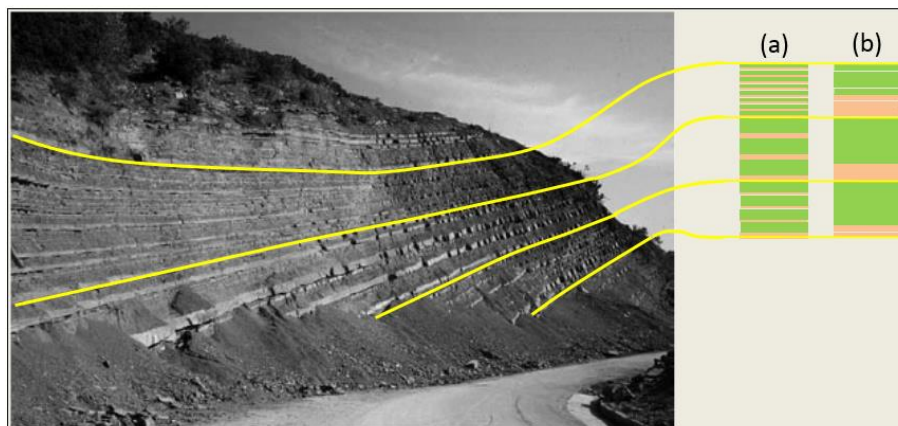


Figura 2-26: não-estacionariedade vertical em uma formação sedimentar. Modificado de Nichols (2009, p254, fig.16.6). (a): alternância de fácies observadas nas três camadas; (b): as fácies agrupadas em cada camada.

Para modelar a não-estacionariedade, pode-se fracionar o domínio de estudo e modelar regras de fácies diferentes em cada uma das partes ou controlar a proporção das fácies durante a simulação através de curvas de proporção de fácies (Armstrong *et al.*, 2003, pp27-41). As curvas de proporção são modelos interpretados de como deveriam ficar as proporções de fácies a partir de um nível referencial no modelo de blocos da simulação, pois de acordo com Galli *et al.* (1994, p218, §2), elas modelam a estratigrafia de sequência (Nichols, 2009, pp. 349-380). A Figura 2-27 ilustra uma curva de proporção simples, de três fácies, e sua aplicação no modelo. Cada linha do *grid* da curva de proporção (b) contém contagens de fácies, que determinam as proporções de fácies na camada correspondente do *grid* de simulação (a).

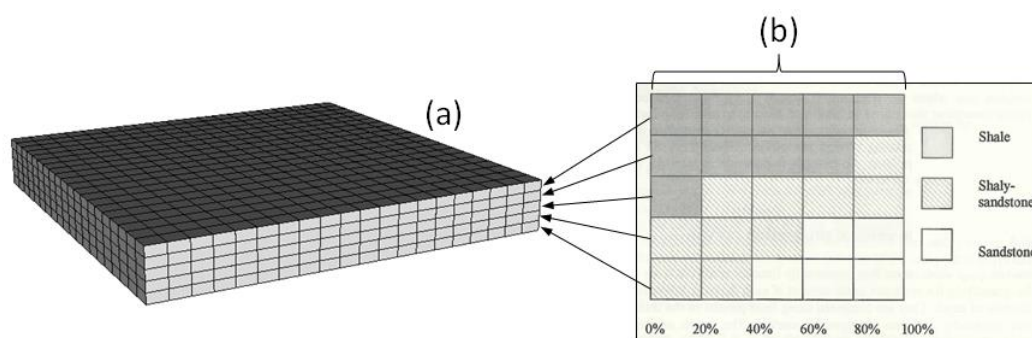


Figura 2-27: (b): curva de proporção de fácies (b), modificado de Armstrong (2003, p28, figs. 3.1 e 3.2). (a): *grid* de simulação.

As curvas de proporção podem ser tridimensionais para incluir a não-estacionariedade areal.

Modelos muito ricos e realistas de reservatórios podem ser obtidos com simulações plurigaussianas. A Figura 2-28 ilustra um exemplo de modelo geológico complexo.

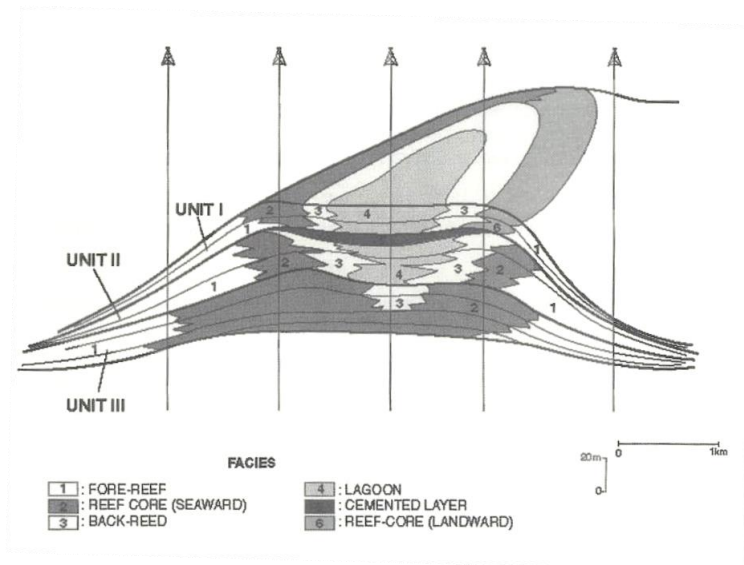


Figura 2-28: modelo geológico de um reservatório complexo, retirado de Armstrong *et al.* (2003, p116, fig 7.8)

A Figura 2-29 mostra uma realização plurigaussianas, muito fiel ao modelo geológico de referência (Figura 2-28).

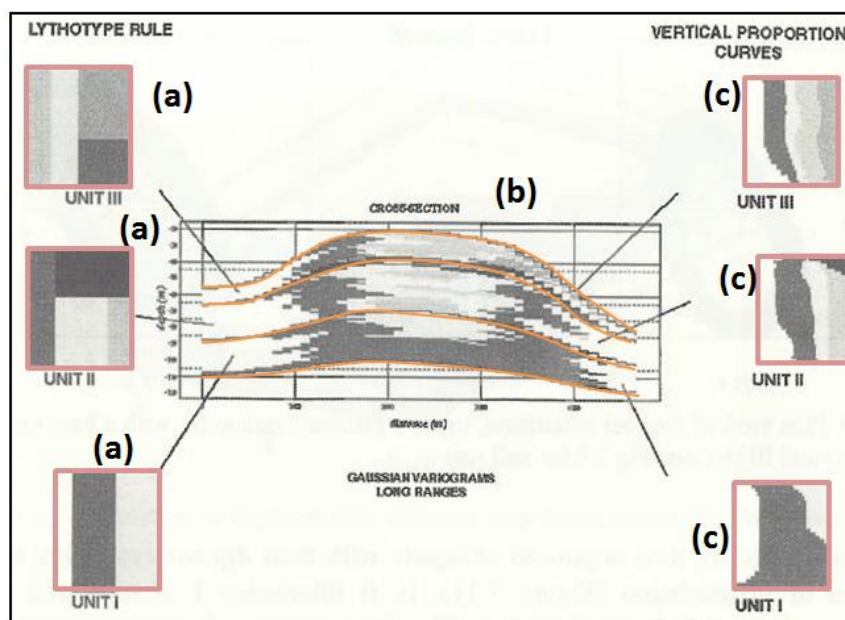


Figura 2-29: realização plurigaussianas de um reservatório complexo, retirado de Armstrong *et al.* (2003, p117, fig.7.9). (b): seção transversal do *grid* de simulação, dividido em três domínios de estudo; (a): regras de fácies para cada domínio; (c) curvas de proporção de fácies para cada domínio.

Nesse exemplo, o modelo de blocos ainda fora dividido em três intervalos no tempo geológico, cada qual com regra e curva de proporção de fácies distintos.

Porém, para atingir esse nível de realismo, são necessários:

- i. um modelo geológico muito elaborado, que carrega sua própria incerteza;
- ii. modelar muitos variogramas;
- iii. interpretar as curvas de proporção de fácies;
- iv. modelar cada regra de fácies que é uma forma abstrata, geologicamente pouco óbvia, para estabelecer as relações entre as fácies.

Isso representa um grande esforço de modelagem que aumenta conforme a dimensionalidade.

A Figura 2-30 ilustra a modelagem de muitas curvas de proporção de fácies para a simulação plurigaussiana de uma chaminé vulcânica para prospecção de diamantes na África meridional (Deraisme e Farrow, 2004). Reparar no predomínio da fácies brecha basáltica (representada pela cor amarela) na parte leste da simulação, concordando com as curvas de proporção modeladas no leste do *grid* de simulação.

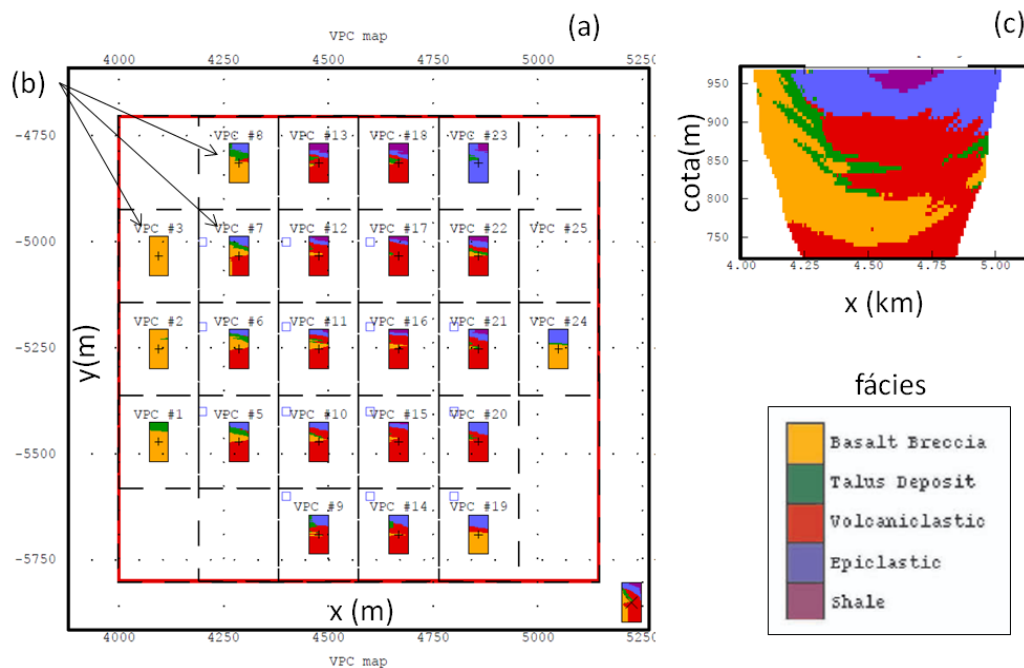


Figura 2-30: modelagem de muitas curvas de proporção para uma simulação plurigaussiana, retirado de Deraisme e Farrow (2004, p429, figs. 2 e 6). (a): vista em mapa do *grid* de simulação dividido em zonas, cada qual associado a uma curva de proporção de fácies, três das quais assinaladas por (b); (c) corte transversal de uma realização para mostrar o efeito das curvas de proporção.

Além da parametrização do método ser complexa e abstrata, segundo Mariethoz e Caers (2015, p56, §2), o condicionamento às amostras nesse tipo de simulação é indireto.

Capítulo 3

Geoestatística multiponto

No capítulo anterior, foram visitados os principais métodos para predição de mapas de fácies para modelagem geoestatística de reservatórios. Os métodos baseados em objetos são de difícil condicionamento às amostras, mas capturam geometria complexa. Os métodos matheronianos produzem realizações bem condicionadas às amostras, porém a correlação espacial da variável não apresenta relações de maior ordem por causa do emprego de variogramas. O variograma é um modelo que informa a variabilidade entre dois pontos em função de sua separação (h). Daí, diz-se que a geoestatística baseada em variogramas é biponto.

Journal (1992) chama atenção para as necessidades de ordem prática, fazendo uma crítica ao rigor teórico e desafiando a teoria geoestatística ora estabelecida, propondo testes aos algoritmos clássicos em sua capacidade de reprodução da informação além dos momentos de segunda ordem (biponto) que a natureza evidentemente apresenta. Journal ainda propõe uma evolução de modelos orientados a teoria (função regionalizada, estacionariedade, etc.) para modelos orientados a algoritmo. Journal conclui esse trabalho introduzindo um novo tipo de geoestatística, de maior ordem, multiponto.

De acordo com Chilès e Delfiner (1999, p453, §2), “a meta perseguida aqui não é reproduzir os mecanismos genéticos que geraram os fenômenos observados. Mais modestamente, ela é simplesmente para imitar suas variações espaciais tão realisticamente quanto possível.” no contexto das simulações geoestatísticas clássicas. Além disso, “isto é muito relevante quando se estuda problemas tais como conectividade, fluxo ou transporte de fluidos, os quais nos compelem a considerar (...) um modelo muito além dos seus momentos de segunda ordem”. Os momentos de segunda ordem claramente se referem a variogramas e covariâncias.

Shannon (1948), em trabalho no campo da Teoria da Comunicação, apresenta um simulador estocástico de textos, implementado como a descrição de um processo de Markoff (Markov). Simuladores como esse são jocosamente conhecidos como “geradores

de lero-lero”. O simulador usa como “imagem de treinamento” um texto autêntico em inglês, assim ele gera textos *a priori* em inglês como realizações. Não só a realização se apresenta em inglês, mas como o assunto original do texto permeia para a realização se a ordem dos momentos for suficientemente elevada:

Ordem zero: XFOML RXKHRJFFJUJ ZLPWCFWKCYJ FFJEYVKCQSGHYD QPAAMKBZAACIBZLHJQD. As letras aparecem ruidosamente.

Primeira ordem: OCRO HLI RGWR NMIELWIS EU LL NBNSEBYA TH EEI ALHENHTTPA OOBTTVA NAH BRL. Reconhece-se uma proporção de letras reminiscente de um texto em inglês.

Segunda ordem: ON IE ANTSOUTINYS ARE T INCTORE ST BE S DEAMY ACHIN D ILONASIVE TUCOOWE AT TEASONARE FUSO TIZIN ANDY TOBE SEACE CTISBE. Dígrafos, encontros vocálicos, sílabas, etc. emergem, formando palavras pronunciáveis, com fonemas da língua inglesa.

Terceira ordem: IN NO IST LAT WHEY CRATICT FROURE BIRS GROCID PONDENOME OF DEMONSTURES OF THE REPTAGIN IS REGOACTIONA OF CRE. Palavras menores são simuladas e as unidades morfológicas de palavras maiores como radicais, sufixos e prefixos se formam.

...

Primeira ordem de palavras: REPRESENTING AND SPEEDILY IS AN GOOD APT OR COME CAN DIFFERENT NATURAL HERE HE THE A IN CAME THE TOOF TO EXPERT GRAY COME TO FURNISHES THE LINE MESSAGE HAD BE THESE. Palavras aparecem aleatoriamente.

Segunda ordem de palavras: THE HEAD AND IN FRONTAL ATTACK ON AN ENGLISH WRITER THAT THE CHARACTER OF THIS POINT IS THEREFORE ANOTHER METHOD FOR THE LETTERS THAT THE TIME OF WHO EVER TOLD THE PROBLEM FOR AN UNEXPECTED. As palavras formam combinações sintáticas elementares como alternâncias válidas de adjuntos, verbos e substantivos. Ideias truncadas emergem.

Esse experimento, então, comprova a vantagem de considerar momentos de maior ordem na modelagem da incerteza. A imagem de treinamento é um modelo capaz de fornecer momentos de qualquer ordem para caracterização plena da estrutura espacial de um fenômeno aleatório.

3.1 Imagens de Treinamento: o algoritmo ENESIM

Segundo Guardiano e Srivastava (1993, p135, §3), o sistema de equações normais da krigagem de indicadores tradicional é apenas um caso específico (biponto) de um sistema mais amplo de equações que incluem estatísticas de maior ordem, caso seja possível obtê-las. Esse sistema mais geral recebe o nome de equações normais expandidas (*extended normal equations*). Como os dados amostrais dificilmente estão em quantidade e arranjo suficientes para que seja possível obter tais estatísticas – o que é particularmente verdadeiro na fase exploratória – é necessário um modelo de onde obtê-las para a estimativa das probabilidades locais usadas na simulação sequencial.

Então, assim como um variograma teórico fornece a covariância para qualquer h (separação entre dois pontos), um mapa-modelo, chamado de imagem de treinamento (II), é capaz de fornecer estatísticas de qualquer ordem, incluindo a de segunda, para qualquer arranjo geométrico. A Figura 3-1 ilustra um arranjo de quatro pontos relativo ao local a ser simulado. Um arranjo geométrico particular como esse e com determinados valores de fácies (ex.: $u_1=a$, $u_2=b$, $u_3=b$, $u_4=a$) chama-se **evento de dados**. Uma imagem de treinamento é, portanto, um repositório ou banco de eventos de dados.

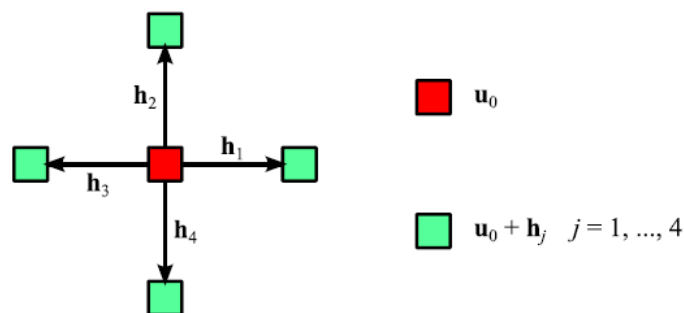


Figura 3-1: arranjo geométrico multiponto, retirado de Rasera (2014, p40, fig. 3.1). u_0 : ponto a ser simulado; u_0+h_j : pontos com valores conhecidos.

Após o trabalho de Journel (1992), Guardiano e Srivastava (1993) propõem um algoritmo de simulação sequencial multiponto chamado de Extended Normal Equations Simulation. A proposta emprega a extensão do sistema de equações normais (daí o nome do algoritmo), ou seja, há um limite para a maior ordem da estatística condicionante para contornar os problemas práticos que a solução exata (a equação normal única ou *single normal equation*) causaria. A equação normal única é um desenvolvimento do sistema expandido quando a maior ordem de estatística é, em rigor, levada ao infinito (Strebelle, 2000, p37, §2).

A Figura 3-2 ilustra uma imagem de treinamento, particularmente uma seção de uma estratificação cruzada de arenito depositado em ambiente eólico (Giannini *et al.*, 2008, pp93-96).

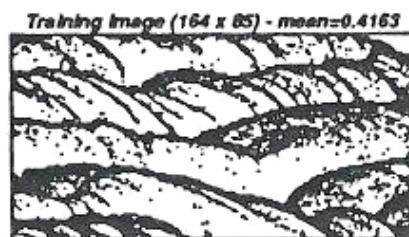


Figura 3-2: exemplo de imagem de treinamento, retirado de Guardiano e Srivastava (1993, p134, fig.1)

De acordo com Guardiano e Srivastava (1993, p134, §2), “as feições da imagem de treinamento desafiam a reprodução usando estatística biponto”. A Figura 3-3 mostra uma comparação feita entre um método biponto (esquerda), simulado com o algoritmo SISIM, e multiponto (direita), com o ENESIM. Todas elas reproduzem corretamente as estatísticas uni e biponto da imagem de treinamento (Figura 3-2), usada também como modelo de referência. As médias representam a proporção de indicadores iguais a 1. No entanto, as imagens da esquerda “falham em *se parecer com a imagem de treinamento*”. As realizações biponto realmente falharam em retratar, por exemplo, as curvaturas características das dunas.

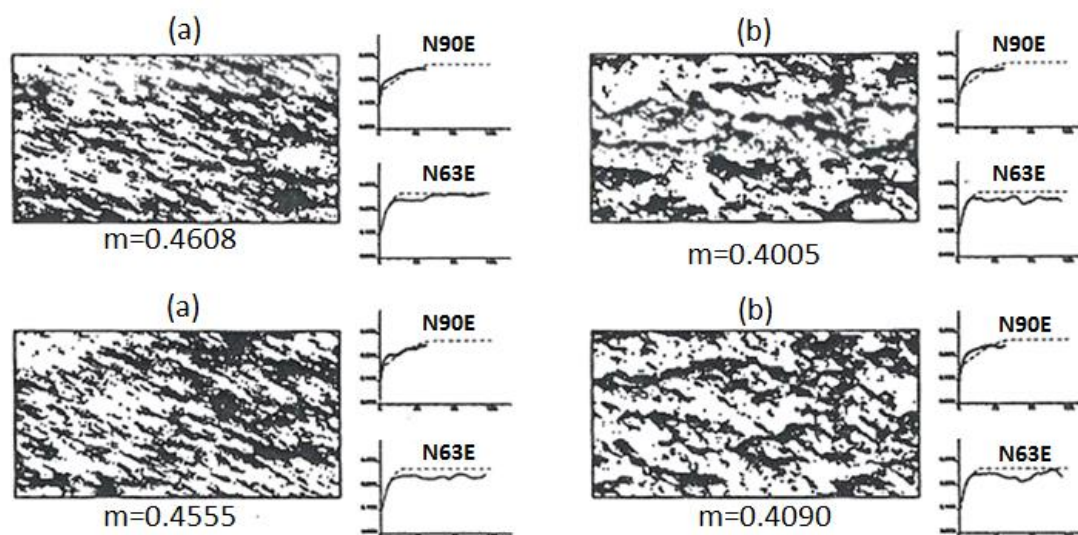


Figura 3-3: simulações biponto com SISIM (a) e simulações multiponto com ENESIM (b), adaptado de Guardiano e Srivastava (1993, p134, fig.1). m são as médias.

3.2 O algoritmo SNESIM

O algoritmo Single Normal Equation Simulation, de Strebelle (2000), soluciona os problemas de ordem prática encontrados no desenvolvimento do ENESIM. O emprego da equação normal única, em uma abordagem ingênua, demanda uma varredura completa da TI para cada local a ser simulado, o que tem alto custo computacional em relação ao benefício proporcionado.

Strebelle otimiza o processo de busca por padrões empregando uma estrutura de dados conhecida por árvore de busca. Devido ao caráter prático do SNESIM, esse é o trabalho que lançou a técnica multiponto para aplicação na indústria (Strebelle *et al.*, 2002). Neste trabalho, serão apresentados os conceitos do SNESIM importantes para o modelador, ou seja, aqueles que constituem parâmetros de simulação e com impacto na modelagem. Rasera (2014, pp. 38-50) detalha o funcionamento do SNESIM, seus conceitos e teoria.

Liu (2006) explica detalhadamente cada parâmetro de uma implementação do SNESIM estilo GSLib (Deutsch e Journel, 1998) chamada `sn esim` e também faz análises de sensibilidade desses parâmetros. Apesar de não se tratar da implementação do algoritmo no software SGeMS, os conceitos se aplicam a este trabalho.

A TI é o parâmetro de modelo mais importante, porém o modelador precisa se preocupar com diversos outros parâmetros de seu modelo, estudados nas próximas seções.

3.2.1 *Template*: vizinhança de busca

Equivale à vizinhança de busca (*search neighbourhood*) dos algoritmos biponto. Informa que pontos da TI, relativos ao **ponto central** a ser simulado, são considerados para a obtenção das estatísticas. A Figura 3-4 ilustra um *template* (dir.) bem simples para buscas de eventos de dados (padrões) de apenas quatro pontos. Esse *template* tão limitado não permite a reprodução de feições de maior alcance, de, digamos, 10 pontos de tamanho, conforme será visto mais adiante. Os números em cada ponto vizinho são a ordem convencional para montagem da árvore de busca (vista em 3.2.2). Por outro lado, o tamanho do *template* tem impacto significativo no custo computacional da simulação (Mariethoz e Caers, 2015, p100, §2).

Considera-se “ponto central” aquele que corresponde ao ponto a ser simulado, pode não coincidir com o centro geométrico do *template*.

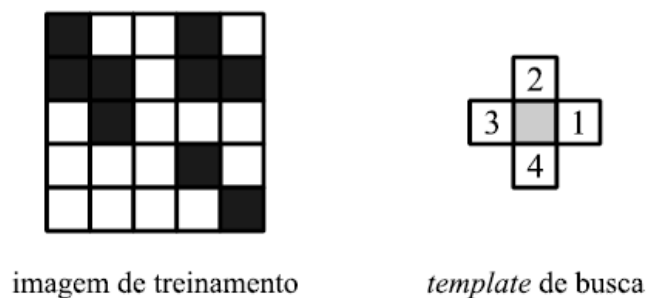


Figura 3-4: conceito de *template*, retirado de Rasera (2014, p40, fig. 3.2). Os números no *template* assinalam uma convenção de ordem dos pontos vizinhos ao ponto a ser simulado (central) para testes de verificação de ocorrência dos padrões, o primeiro ponto a ser verificado é o da direita, etc.

Normalmente, o modelador define o *template* indiretamente, informando o número máximo de pontos e os parâmetros geométricos de um elipsoide, a saber: dimensões dos semieixos e os ângulos de rotação – azimute, mergulho e rolagem – aplicados nessa ordem, de acordo com a convenção dada por Deutsch e Journel (1998, pp. 27-28).

O Anexo 1 ilustra a aplicação dos ângulos para facilitar a compreensão de como eles são aplicados, em que ordem e convenção de ângulos negativos e positivos. Convém lembrar que a convenção de aplicação de ângulos e referenciais depende do software, portanto, é importante consultar a documentação do mesmo. A forma final do *template* dependerá da combinação desses parâmetros.

A Figura 3-5 ilustra como funcionam os dois parâmetros que definem o *template*. Na parte superior, foram definidos o número máximo de pontos igual a 9 e o elipsoide representado pela elipse em vermelho. Como o elipsoide só selecionou seis pontos, o *template* assumiu a forma do elipsoide e ficou com menos pontos do que o especificado. Na parte inferior da ilustração, o número de pontos foi limitado a 9 também, porém o elipsoide é maior. Como os pontos são ordenados pela sua proximidade em relação ao ponto central (Liu, 2006, p1552, §3), a forma final do *template* é isotrópica. Logicamente, o tamanho de célula do *grid* de simulação (e da TI) em relação às dimensões do elipsoide também influenciará nos pontos que caberão dentro daquele.

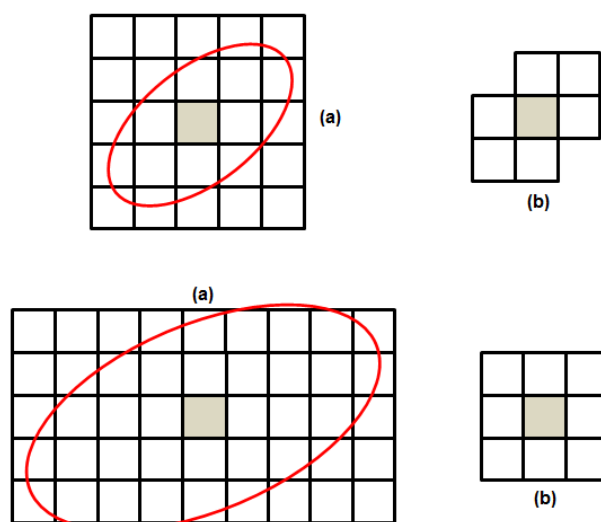


Figura 3-5: modelagem do *template*, com número máximo de pontos igual a nove. (a): dois elipsoides diferentes relativos à geometria de um *grid* de simulação; (b) configurações dos *templates* resultantes da combinação dos elipsoides e do número máximo de pontos.

3.2.2 Árvore de busca

Não é definida diretamente pelo modelador e sim pelo *template* a partir da TI. O *template* dá origem a uma estrutura de dados conhecida por árvore de busca para otimizar as buscas pelas probabilidades para montagem da c.p.m.f que será utilizada no sorteio da fácies em determinado local. Quanto maior o *template*, mais complexa será a árvore de busca, ou seja, mais memória ocupada e mais tempo tomará a simulação. O tamanho da TI e o número da fácies também contribuem para o tamanho da árvore. A Figura 3-6 ilustra parte da classificação dos reservatórios representada como uma árvore.

Uma árvore é uma estrutura de dados empregada em muitas soluções computacionais, seja para estabelecer uma hierarquia (diretórios e arquivos, por exemplo), seja para otimizar implementações de algoritmos entre outras aplicações. Cada elemento de uma árvore chama-se **nó**. Os nós estão representados pelos retângulos vermelhos no exemplo. O **nó-raíz** é aquele que é ancestral, direto ou indireto, de todos os demais nós. Na Figura 3-6, “Reservatórios” é o nó-raíz. Os **nós-folha** são aqueles sem filhos. Na referida figura, “Turbidíticos” e “Carbonáticos” são alguns dos nós-folha. A **altura** de uma árvore corresponde ao número de níveis entre o nó-raíz e o nó-folha mais baixo. A árvore da Figura 3-6 tem altura 3.

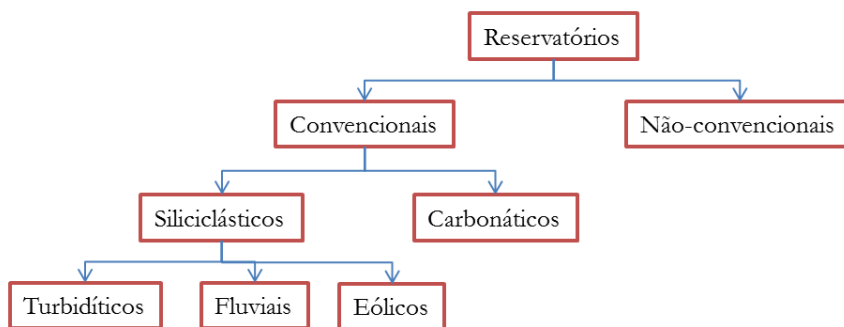


Figura 3-6: ilustração da estrutura de dados árvore.

A árvore de busca do SNESIM é um tipo de árvore conhecido tecnicamente como árvore n -ária ou k -ary tree, onde n ou k é a ordem da árvore (ex.: 2 para a árvore binária).

Uma árvore n -ária é **completa** se todos os nós não-folha têm n -filhos e apenas os nós do nível mais baixo são folha. Caso o leitor queira se aprofundar no assunto, sugere-se a leitura do Capítulo 5 do livro de Tanenbaum *et al.* (1995). Assim, a árvore de busca ilustrada na Figura 3-7 é uma árvore binária, incompleta, de altura 4.

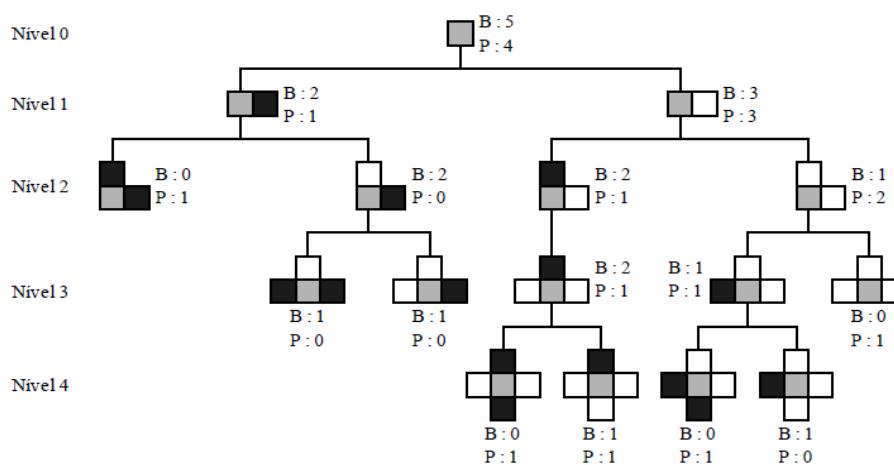


Figura 3-7: exemplo de árvore de busca, retirado de Rasera (2014, p41, fig. 3.3).

A Figura 3-7 ilustra a árvore de busca resultante da TI e do *template* da Figura 3-4, onde se registra, para toda combinação possível de pontos vizinhos encontrada na TI (Figura 3-4, esq.), quantas de cada fácies há no ponto central, denotadas pelas letras B e P. O total das contagens indica o número de **réplicas** do evento de dados. As combinações são todos os possíveis eventos de dados previstos pela TI. Por exemplo, para locais com fácies P no primeiro ponto vizinho (convencionado como sendo à direita), há o registro de dois pontos centrais com fácies B e um com P (três réplicas). As contagens de fácies são usadas para o cálculo das probabilidades. Nesse exemplo, quando o ponto à direita for fácies P, existe

2/3 de probabilidade da fácies no ponto central ser B (das 3 réplicas encontradas na TI). Só valem para contagem os pontos da TI contidas na chamada **TI erodida**, que é a parte da TI em que se pode assentar o ponto central do *template* sem que partes deste saiam da TI. A TI erodida correspondente ao exemplo está destacada pelo contorno em vermelho na Figura 3-8.

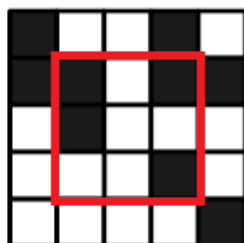


Figura 3-8: TI erodida (destaque), adaptado de Rasera (2014, p40, fig. 3.2).

A Figura 3-9 ilustra o funcionamento. Suponha um *grid* com dois valores amostrais já constando (passo 1). Coincidentemente, o *grid* de simulação tem as mesmas dimensões da TI, mas o que precisa ser igual são as dimensões de célula. No passo 2, um local a ser simulado é sorteado (característica de toda simulação sequencial). No passo 3, coleta-se o padrão de dados condicionantes no entorno segundo o *template* (Figura 3-4, dir.). Busca-se o padrão na árvore de buscas (Figura 3-7). Como o padrão não tem dado algum, usa-se as proporções do nó-raiz da árvore, ou seja, a proporção global da TI erodida para a montagem da c.p.m.f. (passo 4). Sorteia-se um valor e a fácies correspondente é assinalada (passo 5). Sorteia-se novo local a ser simulado (passo 6). Faz-se a coleta de dados condicionantes segundo o *template*, busca-se o padrão na árvore e sorteia-se o valor de acordo (passos 7 e 8). No passo 9, apenas as células 1ª, 2ª e 4ª do *template* têm dados condicionantes (todas fácies B). Assim, é necessário percorrer a árvore de busca para encontrar todos os eventos de dados que contêm a fácies B nas células 1ª, 2ª e 4ª. Nesse caso só há um evento como esse, com probabilidade 1 em 1 para a fácies B. A c.p.m.f. é então montada (passo 10) para o sorteio da fácies (passo 11). Se o padrão de três pontos não tivesse sido encontrado na árvore, o que é normal acontecer porque a TI pode não contemplar todos os padrões possíveis, sobe-se a níveis da árvore até encontrar padrões de menor ordem concordantes com o evento de dados lido do *grid* de simulação. Se esse padrão de três pontos tivesse ocorrido mais de uma vez, as contagens de fácies em cada um deles seriam somadas para determinação da probabilidade.

O ciclo descrito é repetido até completar a realização. Espera-se que os padrões geométricos modelados na TI figurem nas realizações.

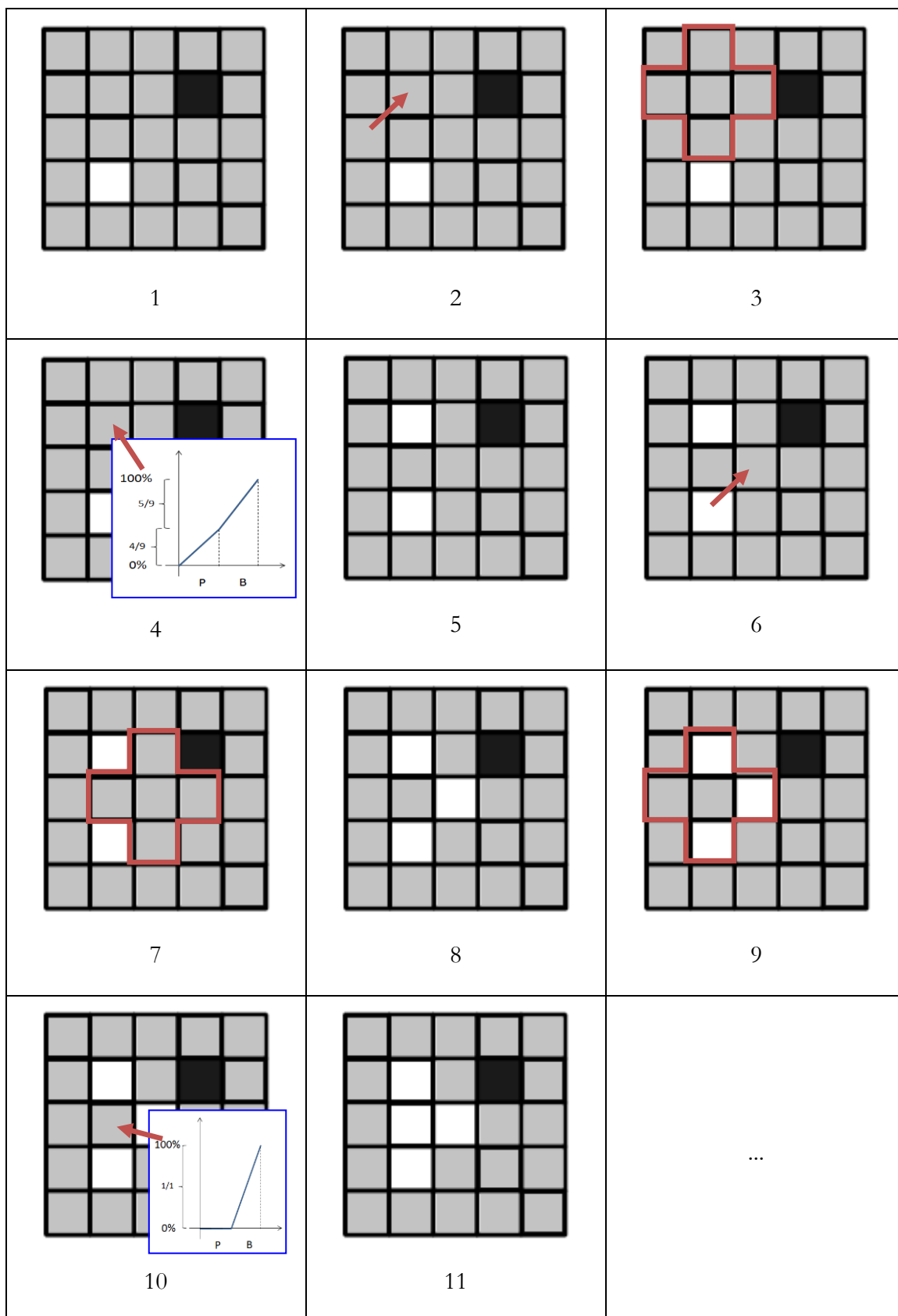


Figura 3-9: ilustração do funcionamento do SNESIM. Explicação dos passos (1 a 11) no texto.

3.2.3 Número de *multigrids*: reprodução de feições de grande escala

Conforme será visto, os *templates* não podem ser muito grandes para que a árvore de busca consequentemente não fique grande demais e a simulação não tenha um custo computacional alto. Porém, um *template* pequeno prejudica a reprodução das feições de maiores dimensões.

O total de nós em uma árvore n-ária completa é dado pela Equação 2 (Storer, 2002, p224).

$$\sum_{i=0}^h k^i = \frac{k^{h+1} - 1}{k - 1}$$

Equação 2: cálculo do total máximo de nós em uma árvore de busca.

Onde:

- h: altura da árvore;
- k: ordem da árvore.

Da árvore de busca ilustrada na Figura 3-7, depreende-se que:

- h: número de pontos no *template*, excetuando-se o ponto central;
- k: total de fácies.

Embora a fórmula seja rigorosamente válida para árvores completas, deve-se esperar que o número de nós em uma árvore de busca inflacione de forma exponencial conforme o número de fácies e o tamanho do *template* aumentam.

Segundo Pasti (2012, p12, §3), o recurso chamado de *multigrad* garante a reprodução dos padrões de maior escala ao mesmo tempo em que mantém o tamanho das árvores de busca sob controle. Porém, para cada *multigrad* há uma árvore de busca, ou seja, é possível ainda que sejam usadas TIs diferentes para cada escala. Tais TIs poderiam conter feições características para cada escala (Rasera, 2014, p45, §1º). A Figura 3-10 mostra, à esquerda, o *template* original especificado pelo modelador. No exemplo, o modelador especificou 3 *multigrads*: o original e dois saltados. O SNESIM então cria novos *templates* de forma que eles tenham alcances maiores e que o número de pontos seja o mesmo do *template* original. A Figura 3-10 mostra os dois novos *templates* resultantes. A forma de expansão do *template* pode ocorrer de outras maneiras.

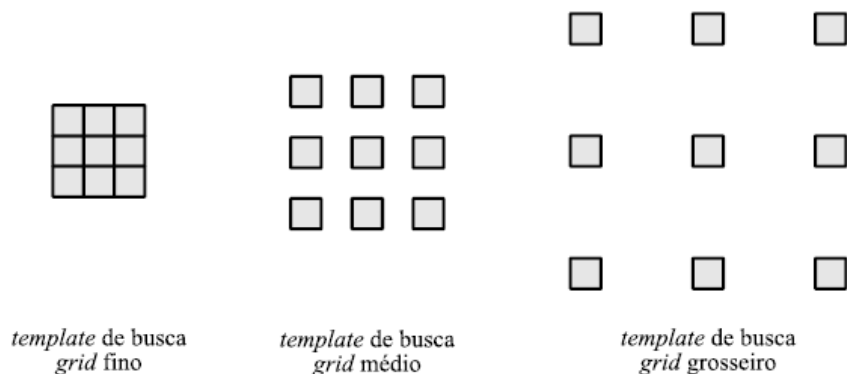


Figura 3-10: novos *templates* especificados pelo parâmetro *multigrid*, adaptado de Rasera (2014, p46, fig. 3.5).

Então, para duas fácies, cada um desses *templates* dá origem a uma árvore de busca de tamanho máximo igual a 511, ou seja, 1.533 elementos totais máximo, aplicando-se a Equação 2. Sem *multigrids* seria possível reproduzir feições de mesmo alcance com um *template* de 9 x 9, ou uma única árvore de busca com $2^{81}-1$ elementos potenciais. É desnecessário dizer que, mesmo com a multiplicação de árvores de busca, o custo computacional é bem menor com o emprego de *multigrids*.

O SNESIM a seguir aplica uma máscara (Figura 3-11) ao *grid* de simulação de acordo com cada *template*. A primeira simulação ocorre sempre usando o *template* de maior alcance, a respectiva árvore de busca e apenas os pontos do *grid* fora da máscara mais grosseira. Os dados amostrais são temporariamente deslocados para o ponto não mascarado mais próximo para que possam condicionar a simulação.

Depois de completada a rodada com o *template* de longo alcance, o SNESIM muda para a máscara mais detalhada seguinte, muda para o *template* mais fechado, desloca as amostras e simula. Assim procede até o nível de maior detalhe, ou seja, o *grid* completo, sem máscara, com as amostras nos lugares originais e usando o *template* original, em que os pontos restantes são todos simulados, completando a realização.

Notar que os valores simulados na rodada anterior permanecem para condicionar a simulação na rodada seguinte de maior detalhe. A Figura 3-11 mostra que pontos ficam disponíveis para simulação em cada rodada, respectivas aos *templates* da Figura 3-10.

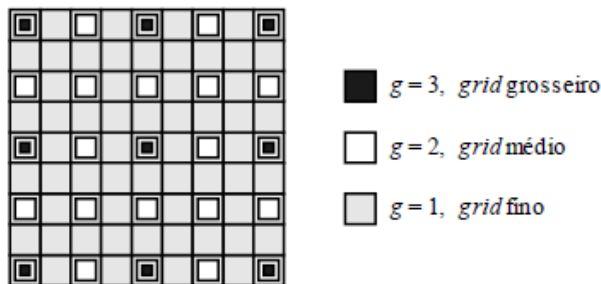


Figura 3-11: mascaramento do *grid de simulação* para implementar o *multigrid*, retirado de Rasera (2014, p45, fig. 3.4).

No exemplo da Figura 3-11, a simulação começa nos nove pontos em negro usando o *template* de maior alcance. Depois, na segunda rodada, os pontos em branco usando o *template* médio. Reparar que os pontos em negro serão usados para condicionar a segunda rodada de simulação. Por fim, os pontos em cinza são simulados com o *template* original. Tanto os pontos da primeira quanto os da segunda rodada condicionarão a última simulação, ou seja, as feições de maiores alcances são simuladas primeiro e ficarão preservadas.

3.2.4 Fator *servosystem*: aderência a uma distribuição-alvo

Esse fator varia dentro do intervalo [0,0 a 1,0) e estabelece o quão a distribuição marginal de fácies nas realizações poderá divergir em relação a uma distribuição informada pelo modelador, advinda dos dados, de reservatório similar, da interpretação geológica, de um modelo da literatura ou ainda da TI. 0,0 significa nenhuma correção e prioridade na reprodução das feições; valores mais próximos a 1,0 deixam pouca margem para flutuação, porém prejudicam a reprodução das feições da TI (Rasera, 2014, p47, §2). Liu (2006, p1561, §3) recomenda que a distribuição-alvo não seja muito diferente da TI, ou modelar a TI tal que as proporções de fácies não difiram muito daquela.

A cada ponto a ser simulado, as probabilidades de fácies da c.p.m.f. lidas da árvore de busca, antes de sortear a fácies, são corrigidas segundo a Equação 3, baseada em Strebelle (2000, p51, eq.3.7):

$$p_k^* = p_k + \frac{\omega}{1 - \omega} (p_k^t - p_k^c)$$

Equação 3: correção *servosystem*.

Onde:

- p_k^* : as probabilidades de cada fácies k para a c.p.m.f. corrigida;

- p_k : as probabilidades de cada fácies k da c.p.m.f. obtida da árvore de busca;
- p_k^c : as probabilidades de cada fácies k na p.m.f. dos dados simulados até o momento;
- p_k^t : as probabilidades de cada fácies k na p.m.f. marginal alvo;
- $k = 1, \dots, n$: os índices das fácies;
- ω : o fator *servosystem*.

Naturalmente, o somatório das probabilidades de fácies corrigidas deve ser 1,0. Caso divirja, os valores das probabilidades são escalados de forma que somem 1,0 (Rasera, 2014, p47, §3).

Mariethoz e Caers (2015, p150, §1º) chamam atenção para um efeito do *servosystem* ilustrado na Figura 3-12, em que estão ilustradas três simulações de movimento browniano unidimensional. A simulação representada pela curva azul foi deixada para flutuar livremente com fator *servosystem* em zero. A verde foi restrita com *servosystem* configurado para 1,0 (a formulação original proposta por Strebelle (2000, p51, eq.3.7) não vai ao infinito no valor 1,0), não se afastando da média entre as iterações e produzindo uma realização artificialmente homogênea. A vermelha foi configurada com fator igual a 0,5 onde não desvia de um valor médio, porém a variância aumenta progressivamente, o que pode resultar em artefatos na simulação.

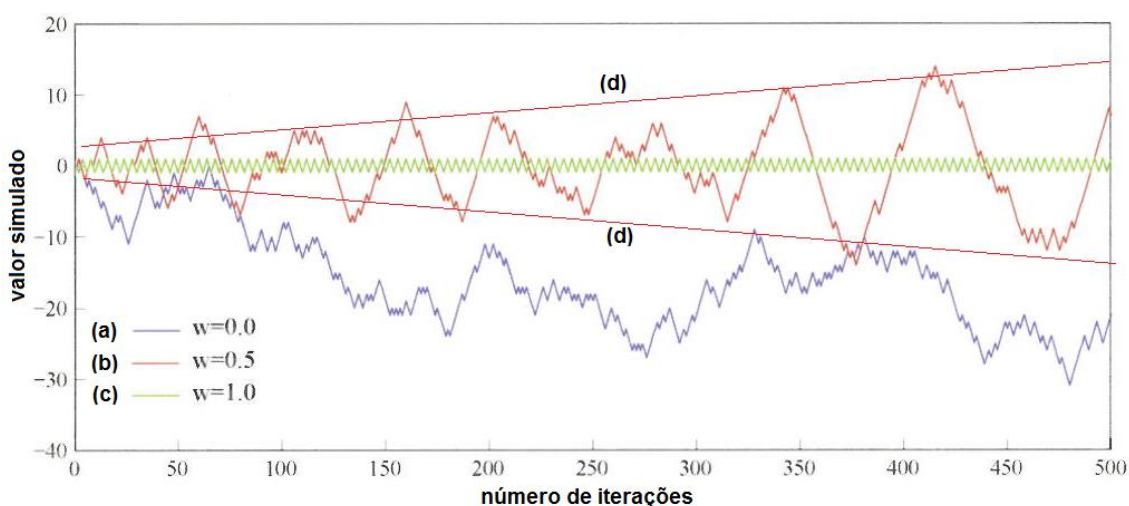


Figura 3-12: efeito do *servosystem*, modificado de Mariethoz e Caers (2015, p150, fig. II.2.36). (a): simulação com *servosystem* 0,0; (b): simulação com *servosystem* 0,5; (c): simulação com *servosystem* 1,0; (d): tendência da amplitude da simulação (b).

Segundo Boucher⁴, a correção *servosystem* pode ter muitas formulações, e que a correção dada pela Equação 3 e tal como está implementada no SNESIM do software SGeMS deve ser usada quando estritamente necessário.

3.2.5 Número mínimo de réplicas

Conforme visto na seção 3.2.2, uma réplica é uma ocorrência de determinado padrão centrado no ponto central (evento de dados) dentro da TI. O número de réplicas de cada padrão encontrado na TI pode ser visto na árvore de busca da Figura 3-7, somando-se as contagens de cada fácies.

O modelador então pode estabelecer o número mínimo de réplicas que podem figurar na árvore de busca. Um número muito alto resulta em má reprodução das feições de maior escala porque são naturalmente padrões menos frequentes na TI. Por outro lado, números muito baixos aumentam o tamanho da árvore de busca e tendem a produzir contagens de fácies zeradas, excluindo tais fácies do sorteio a partir da c.p.m.f. Liu (2006, p1552, §1º) recomenda manter o número mínimo de réplicas entre 10 e 20. A Figura 3-13 ilustra a mesma árvore de busca da Figura 3-7, onde os nós riscados são os nós que deixariam de fazer parte dela caso o modelador especificasse um número mínimo de réplicas igual a 2.

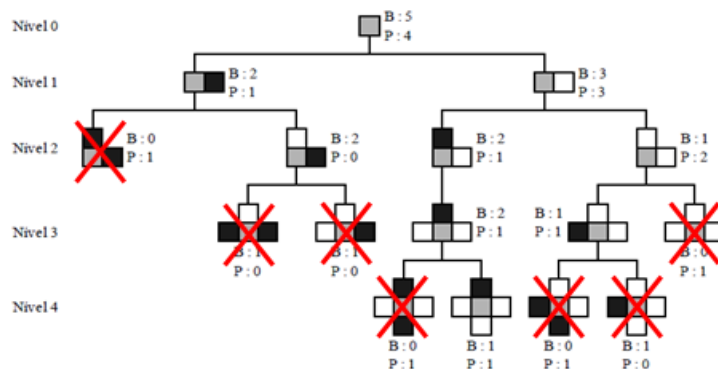


Figura 3-13: árvore de busca com número mínimo de réplicas igual a 2, adaptado de Rasera (2014, p41, fig. 3.3). Os nós riscados são aqueles com número de réplicas menor que o mínimo.

Valores abaixo de 10 expõem a simulação a maior risco de cópias literais de padrões, comprometendo a variabilidade espacial, segundo Mariethoz e Caers (2015, parte II, seção 8.3.2).

⁴ Comunicação pessoal via correio eletrônico recebida do Prof. Alexandre Boucher (afboucher@gmail.com), em 15/10/2014.

3.2.6 Modelo tau: grau de influência dos dados secundários e da TI

O SNESIM exige que o dado secundário ou os dados secundários, caso haja, sejam calibrados em campos de probabilidades (um para cada fácies) com valores em todo ponto a ser simulado (colocalizado). Fica a cargo do modelador escolher um método para converter os dados secundários em campos de probabilidades de fácies. Essa calibragem pode ser simplesmente escalar os valores de impedância acústica, por exemplo, para o intervalo [0,0 1,0]. Journel (2000) usa o dado sísmico efetivamente como uma segunda TI para determinar as probabilidades condicionais das fácies segundo o dado secundário. Esses valores de probabilidades naturalmente devem estar no intervalo [0,0 1,0] e a soma de todas essas probabilidades de fácies deve ser 1,0 em cada ponto do *grid* de simulação.

O condicionamento primário é dado pelas c.p.m.f. primárias derivadas dos dados amostrais e da TI, conforme visto. Quando há dados secundários, a c.p.m.f. antes da correção pelo fator *servosystem* e do sorteio é uma combinação das probabilidades de fácies obtidas normalmente da árvore de busca com as probabilidades de fácies dadas por cada campo de probabilidade.

As probabilidades de fácies segundo os campos derivados dos dados secundários constituem outros eventos de dados, independentes. Tal independência é uma assunção forte, porém é uma consequência prática da inviabilidade de estabelecer a dependência entre eles, porque normalmente os dados secundários vêm de fonte diversa.

Partindo dessa assunção, Journel (2002) chega à Equação 4.

$$\frac{x_k}{b_k} = \frac{c_k}{a_k} \quad k = 1, \dots, n$$

$$a_k = \frac{1 - p_k}{p_k}, \quad b_k = \frac{1 - p_k^b}{p_k^b}, \quad c_k = \frac{1 - p_k^c}{p_k^c}, \quad x_k = \frac{1 - p_k^{b,c}}{p_k^{b,c}}$$

Equação 4: permanência das razões (Journel, 2002, p583).

Onde:

- p_k : probabilidade marginal da fácies k ;
- p_k^b : probabilidade da fácies k segundo a TI;
- p_k^c : probabilidade da fácies k segundo o dado secundário;
- $p_k^{b,c}$: probabilidade da fácies k combinada segundo a TI e o dado secundário, que se deseja encontrar.

As razões a_k , b_k , c_k e x_k podem ser interpretadas como métricas de impossibilidade de ocorrência da fácies k segundo as diversas probabilidades informadas por fontes diferentes. Essas razões evidentemente variam de zero (certeza) a infinito (impossível). c_k/a_k então significa a contribuição do dado secundário para aumentar ou diminuir impossibilidade de ocorrência da fácies k (Journel, 2002, p583, §4). x_k/b_k significa a contribuição do dado secundário para aumentar ou diminuir a impossibilidade de ocorrência da fácies k de acordo com a TI. Então, de acordo com a interpretação de Journel (2002, p583, §6) e a Equação 4, a contribuição do dado secundário ao conhecimento da impossibilidade de ocorrência da fácies é a mesma, seja antes ou depois de conhecer a probabilidade dada pela TI.

Journel (2002, p586, §2) então propõe introduzir no modelo a redundância entre as contribuições da TI e do dado secundário alterando a Equação 4, representada pelo fator tau:

$$\frac{x_k}{b_k} = \left(\frac{c_k}{a_k}\right)^\tau \quad k = 1, \dots, n$$

Equação 5: modelo tau.

Cabe, portanto, ao modelador especificar τ :

$\tau > 1,0$: a influência do dado secundário é maior do que a da TI;

$\tau = 1,0$: TI e dados secundários são equipotentes;

$0,0 < \tau < 1,0$: a influência do dado secundário é menor do que a da TI;

$\tau = 0,0$: o dado secundário é ignorado.

Embora seja possível especificar $\tau < 0,0$, trata-se de modelagem imprópria porque o dado secundário passa a influenciar de forma inversa (Liu, 2006, p1560, §1°).

A implementação do SNESIM no SGeMS especificamente emprega a formulação do modelo tau da forma como apresentada por Krishnan (2004) em uma revisão da integração de informação secundária através do modelo tau:

$$\frac{x_k}{a_k} = \left(\frac{b_k}{a_k}\right)^{\tau_b} \left(\frac{c_k}{a_k}\right)^{\tau_c} \quad k = 1, \dots, n$$

Equação 6: modelo tau com dois fatores: para TI e para o dado secundário.

A Equação 6 requer a modelagem de dois fatores tau e pode ser estendida para mais dados secundários, d_k , e_k , f_k , etc. τ_b pondera o quão informativa é a TI e τ_c , o dado secundário.

Para compreensão da modelagem tau, na Figura 3-14 foram plotados gráficos da Equação 6 isolando x (impossibilidade de ocorrência da fácies segundo a TI e o dado secundário combinados) como variável dependente, fixando-se alguns valores hipotéticos de p , p_b , p_c para uma fácies qualquer e fazendo-se variar os fatores tau livremente, ao longo dos eixos horizontais ($\tau_b=x$ e $\tau_c=y$). Os fatores tau > 0 são influentes quando a probabilidade marginal de ocorrência da fácies é maior do que as probabilidades segundo as fontes de informação, fazendo crescer a impossibilidade de ocorrência da fácies conforme os fatores tau crescem, conforme comportamento de x .

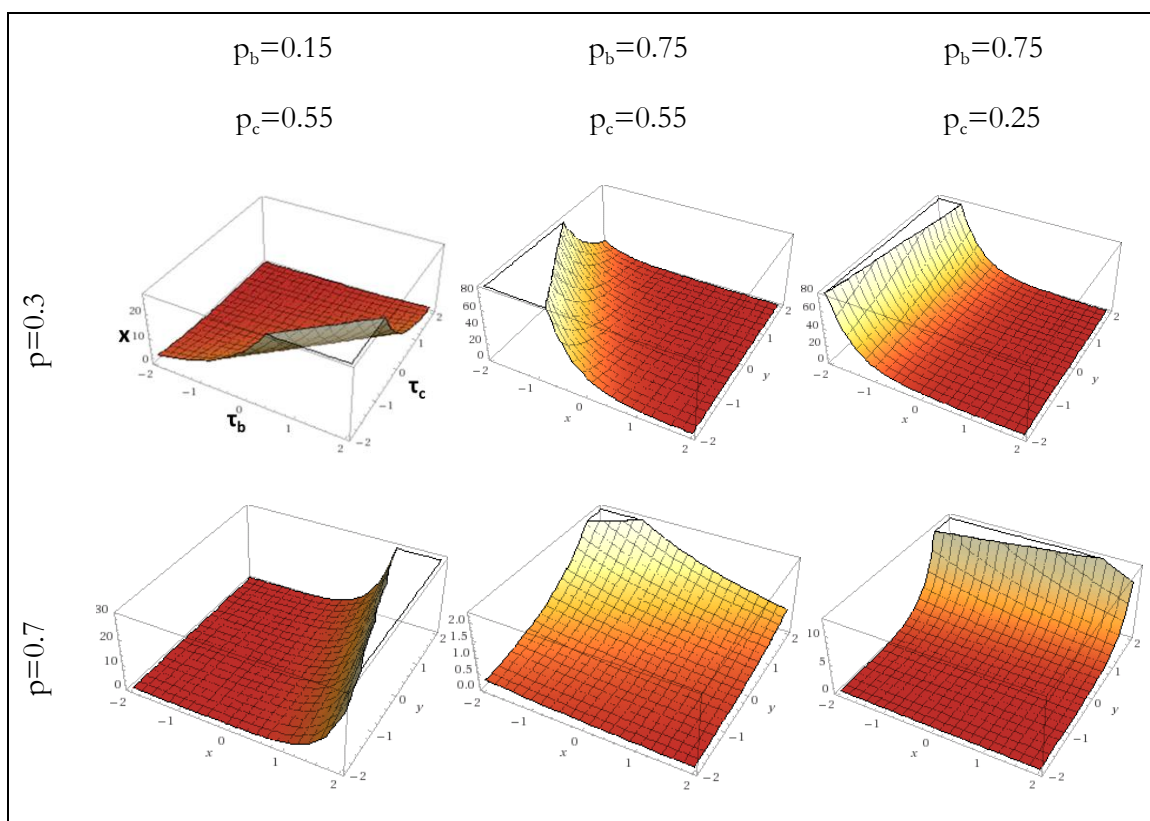


Figura 3-14: influência dos fatores tau. τ_b : fator tau para a TI; τ_c : fator tau para o dado secundário; x : impossibilidade de ocorrência da fácies; p : probabilidade marginal de ocorrência da fácies; p_b : probabilidade de ocorrência da fácies segundo a TI; p_c : probabilidade de ocorrência da fácies segundo o dado secundário.

Particularmente, quando ambas as probabilidades condicionais são menores do que a probabilidade marginal, a impossibilidade de ocorrência da fácies cresce com ambos os fatores tau. No outro extremo, os fatores tau são praticamente inócuos com a probabilidade marginal menor do que ambas as probabilidades condicionantes.

O parâmetro de modelo tau pode ser de difícil julgamento. Caso haja dúvida de qual dado é mais informativo, Liu (2006, p1561, §13) recomenda, como opção mais robusta, deixar $\tau = 1,0$, ou seja, assumir a hipótese de independência das diversas fontes de dados.

Substituindo os x_k na Equação 4 pelos valores encontrados com os modelos tau (Equação 5 ou Equação 6), através aritmética simples encontra-se as probabilidades $p_k^{b,c}$ que comporão a c.p.m.f. para correção pelo fator *servosystem* e posteriormente para o sorteio da fácies no ponto sendo simulado.

3.2.7 Modelagem de não-estacionariedades

Quando parametrizada de forma elementar, uma simulação geoestatística tende a produzir realizações estacionárias, ou seja, sem apresentar estruturas de longo alcance na forma de tendências (*trends*) de algum aspecto do modelo, por exemplo, a média do fenômeno e o azimute das estruturas. Em simulações de fácies, incluindo MPS (Strebelle e Zhang, 2004), as realizações tendem a apresentar feições de mesma morfologia, orientação, extensão e distribuição espacial por toda a realização. A Figura 3-15 ilustra uma TI que representa um domínio estacionário. Os caracteres geométricos (espessura, orientação, sinuosidade, separação, etc.) dos canais, apesar de apresentarem flutuações, não apresentam tendências em todo o domínio.

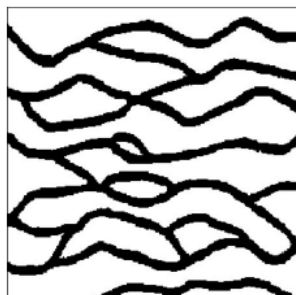


Figura 3-15: TI estacionária para modelagem de canais, retirado de Liu (2006, p1547, fig.2).

A Figura 3-16 ilustra a diferença entre uma simulação estacionária e uma não. Embora tenham sido produzidas a partir da mesma TI (Figura 3-15), a realização da direita retrata claramente um leque fluvial (Assine, 2008, pp. 59-63) com seus canais distributários apresentando os padrões esperados de espalhamento radial (variação de azimute) e concêntrico de redução de espessura (variação de escala). A realização da esquerda fora simulada apenas aplicando à TI uma rotação global para o azimute N135E.

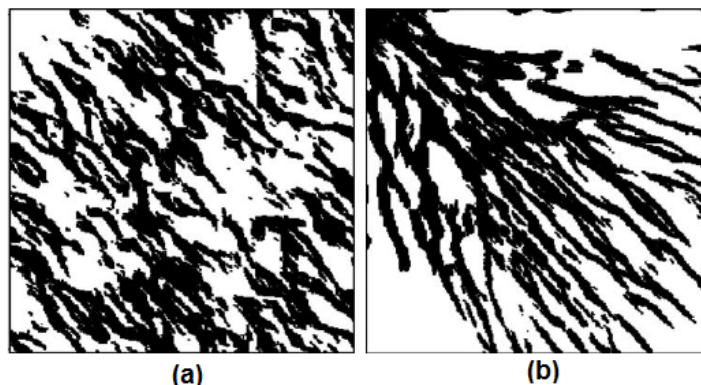


Figura 3-16: uma simulação estacionária (a) e outra não-estacionária (b), retirado de Liu (2006, p1556, fig.13).

Um primeiro pensamento é modelar a TI como um modelo geológico, não estacionário, sem um modelo explícito de não estacionariedade. Porém, de acordo com Liu (2006, p1555, §1º), tal modelagem é ineficaz porque as feições de maior frequência naturalmente predominam na simulação, desta forma tornando as realizações divergentes com respeito à TI e invalidando a simulação.

Existem alguns métodos para modelar não estacionariedades. Todos eles são aspectos da mesma abordagem de decompor o problema não estacionário em pequenos problemas estacionários. Depende da implementação do SNESIM quais métodos estão disponíveis.

i. Partição da árvore de busca

Método para TIs não estacionárias. Este método consiste em dividir tanto o *grid* da TI quanto o *grid* de simulação em partes, chamadas partições. Para cada partição, há uma árvore de busca independente das demais. As partições são normalmente demarcadas por intermédio de uma variável categórica criada pelo modelador, sem significado físico. A implementação SNESIM_PARTITION do SGeMS trata a não estacionariedade desta forma.

A Figura 3-17 ilustra uma TI (esq.) e um *grid* de simulação (dir.) particionados através de uma variável categórica livremente valorada. Cada partição é simulada como um caso estacionário simples. O resultado final é uma composição de simulações estacionárias objetivando reproduzir as tendências características de canais distributários do leque fluvial. A TI neste caso é um modelo geológico de um leque, ou seja, uma TI não estacionária, que fora segmentada em partições contendo feições julgadas estacionárias.

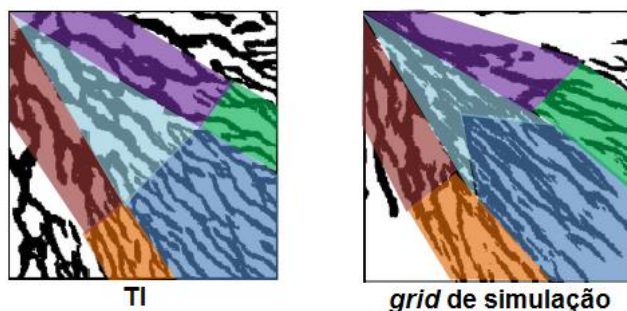


Figura 3-17: partição da árvore de busca, modificado de Liu (2006, figs.17 e 13). Os polígonos coloridos (partições) representam valores de uma variável categórica presente nos *grids* da TI e de simulação.

ii. Classes de transformações

Método para TIs estacionárias. Este método consiste em atribuir classes ao *grid* de simulação, normalmente por meio de duas variáveis categóricas criadas pelo modelador, também sem significado físico. Uma, cujas classes estão associadas a transformações de rotação, e outra cujas classes estão associadas a transformações de escala. A implementação SNESIM_STD do SGeMS permite modelar a não estacionariedade com este método.

Cada combinação de classes dá, então, origem a uma árvore de busca diferente, resultante de uma nova TI originada das respectivas transformações na TI original. A Figura 3-18 mostra um exemplo em que um *grid* de simulação recebeu duas novas variáveis categóricas, livremente modeladas. A primeira tem três classes e foi projetada para estabelecer escalas diferentes para a TI da Figura 3-15. A segunda tem quatro classes para estabelecer rotações diferentes. Como todas as classes se intersectam umas às outras, há um total de doze árvores de busca, cada qual referente à TI original transformada segundo os valores de transformação associados às respectivas classes. A implementação do SNESIM deve prover alguma forma, normalmente tabular, para o modelador associar os valores de transformação às classes.

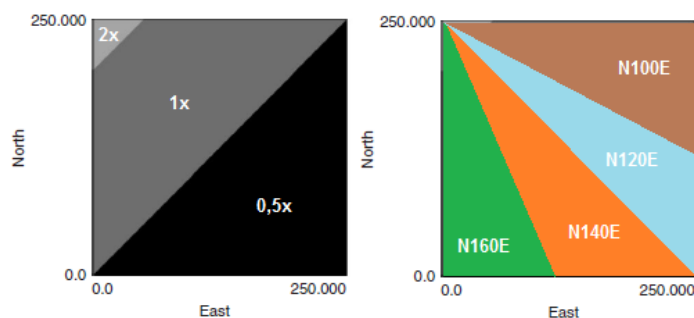


Figura 3-18: *grid* de simulação dividido em classes de escala e rotação, modificado de Liu (2006, p1558, fig. 16).

A Figura 3-19 mostra uma realização incondicional resultante do emprego do método. Nota-se uma modelagem adequada, por exemplo, para um leque fluvial.

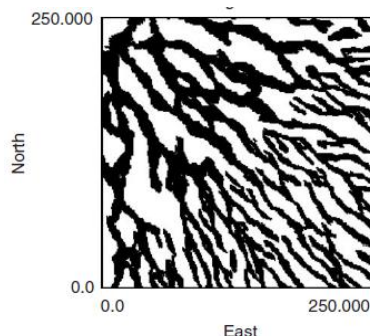


Figura 3-19: realização simulada com classes de transformações, retirado de Liu (2006, p1559, fig.17).

iii. Mapas de controle

Método para TIs não estacionárias. Segundo Mariethoz e Caers (2015, p194, §4) trata-se de uma ou mais variáveis contínuas, criadas pelo modelador, que são adicionadas aos *grids* da TI e de simulação. Essas variáveis condicionam que partes da TI são válidas para simular em determinado local. O condicionamento ocorre pelas partes da TI cujos valores do mapa de controle sejam próximos ao respectivo valor no local a ser simulado. O critério de proximidade é um fator estabelecido pelo modelador. Os valores do mapa de controle podem, por exemplo, fazer parte da árvore de busca junto com as contagens de réplicas e então usados como critério adicional de busca de padrões.

A Figura 3-20 ilustra um exemplo de como empregar uma TI com tendência concêntrica para simular uma realização com tendência radial. O modelador identifica mentalmente os campos de vetores e deve criar variáveis contínuas (mapas de controle) de forma que determinadas partes da TI sejam preferidas nos lugares certos do *grid* de simulação para obter a modelagem desejada. As feições próximas de determinada cor na TI terão maior probabilidade de serem simuladas onde os mesmos tons figuram no *grid* de simulação. As cores obviamente correspondem a determinados valores. Apesar da notação de azimutes, nenhuma transformação é realizada. As não estacionariedades devem estar diretamente presentes na TI.

Mapas de gradiente radial circular, tais como os usados no exemplo da Figura 3-20, podem ser obtidos com a Equação 7.

$$z(x, y) = \tan^{-1} \frac{y_0 - y}{x_0 - x}$$

Equação 7: fórmula para produzir gradientes radiais. (x_0, y_0) : ponto focal do gradiente.

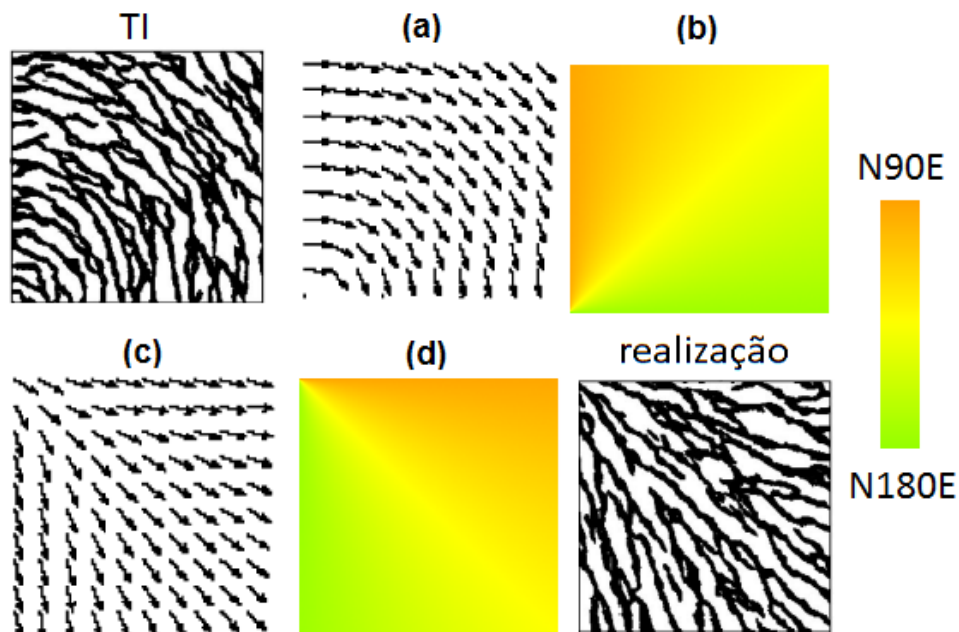


Figura 3-20: modelagem de não estacionariedade com mapa de controle, modificado de Liu (2006, figs. 14 e 15). (a): interpretação dos azimutes da TI; (b): mapa de controle para a TI; (c) modelo de azimutes para a simulação; (d) mapa de controle para o *grid* de simulação.

Como esses mapas participam do condicionamento das simulações, eles são por vezes chamados de **TIs auxiliares ou secundárias**.

Os algoritmos MPS de Chugunova e Hu (2008) e IMPALA (Straubhaar *et al.*, 2011) são capazes de empregar TIs auxiliares.

3.2.8 Curvas verticais de proporção

As curvas verticais de proporção têm função equivalente às curvas de proporção de fácies da simulação plurigaussiana (vista em 2.10.2). Tal como aquela, ela se destina à reprodução da estratigrafia de sequência, sobretudo quando a TI é bidimensional ou tem alcance vertical muito curto.

A ideia é ter proporções-alvo de fácies diferentes em cada camada do modelo para a correção das c.p.m.f. via *servosystem*.

As curvas nada mais são do que valores de probabilidade (uma para cada fácies) dispostos em um *grid* vertical (uma coluna), onde cada célula contém os valores de probabilidades de uma distribuição-alvo para cada camada do *grid* de simulação.

3.3 Estado da arte em MPS

Depois do SNESIM, apareceram alguns algoritmos MPS, no sentido de reduzir custos computacionais e melhorar certos aspectos da reprodução dos padrões, como o SIMPAT (Arpat, 2005) e o FILTERSIM (Zhang *et al.*, 2006). Porém esses desenvolvimentos ainda não são adequados para modelagens verdadeiramente multivariadas, um fator importante na indústria do petróleo.

Conforme visto no Capítulo 1, grande parte do estado da arte da geoestatística biponto é um conjunto de técnicas sofisticadas para modelagem multivariada com alta dimensionalidade. Em MPS não tem sido diferente. Segundo Mariethoz e Caers (2015, p203, §§1-2), os algoritmos que se apoiam em estruturas de dados como listas e árvores para armazenar todos os possíveis eventos de dados derivados da TI e suas probabilidades tornam-se impraticáveis quando a dimensionalidade dos dados é alta (TI + múltiplas variáveis/TIs secundárias). Tais estruturas tornam esses algoritmos intensivos em uso de memória e de CPU (Tahmasebi *et al.*, 2012, p779, §1°). Ainda, o conjunto de variáveis condicionantes pode conter um misto de membros categóricos e contínuos.

Então, os novos algoritmos capazes de modelagem geoestatística multiponto multivariada devem deixar as estruturas de dados e buscar otimização por outros meios como a paralelização. Outro meio é convolver eventos de dados da TI contra as múltiplas variáveis para gerar campos de probabilidades de ocorrência daqueles eventos segundo essas variáveis. Isto torna tais algoritmos mais parecidos com computação gráfica e menos estatísticos.

A convolução, denotada pelo operador *, é uma operação entre duas funções definida formalmente de acordo com a Equação 8. A ordem dos operandos é relevante.

$$c(x) = a(u) * b(u) = \int_{-\infty}^{+\infty} a(u)b(x - u)du$$

Equação 8: operação de convolução. x: defasagem entre as funções.

Quando $a(u)$ e $b(u)$ são *grids*, a convolução torna-se o somatório da Equação 9.

$$c_t = \sum_{\alpha=-n}^n a_{\alpha}b_{t-\alpha}$$

Equação 9: convolução em domínio discreto finito. O elemento central do *grid* a é $\alpha=0$. t : posição no *grid* resultante c , normalmente com mesmo número de elementos de b .

A Equação 9 pode ser interpretada como faça o produto um-a-um de todos os elementos do *grid a* com um número igual de elementos do *grid b* centrado no elemento *t* de *b*. Some esses produtos e o valor é assinalado no elemento *t* do *grid* resultante, que pode ser o próprio *grid b*. Faz-se assim para todo *t* pertencente a *b*.

A Figura 3-21 ilustra como a convolução é empregada para calcular um campo de probabilidade de ocorrência de um evento de dados a partir de uma variável secundária.

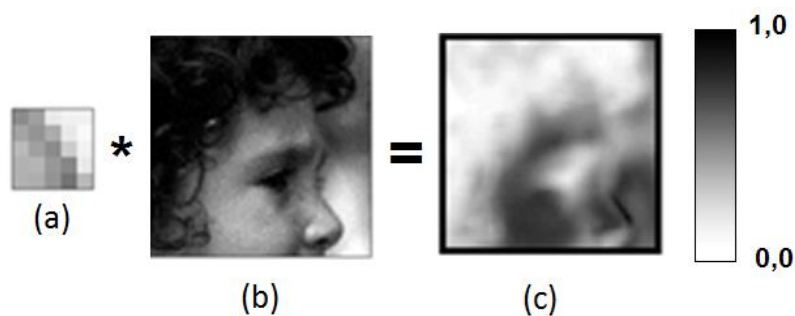


Figura 3-21: convolução para gerar um campo de probabilidade, adaptado de Mariethoz e Caers (2015, p204, fig. II.6.1). (a): evento de dados da TI; (b): dado secundário; (c): campo de probabilidade de ocorrência do evento de dados.

3.3.1 Amostragem Direta (DS)

DS (Mariethoz *et al.*, 2010) é um algoritmo multiponto que não monta uma c.p.m.f. em cada local a ser simulado. Ao invés disso, o evento de dado (padrão) é extraído do *grid* de simulação com os valores que estiverem lá, segundo a geometria do *template*. Depois, a TI é percorrida aleatoriamente até encontrar uma correspondência (réplica). O valor na TI correspondente ao ponto central do *template* é copiado para o *grid* de simulação.

A Figura 3-22 ilustra o processo. Usando o *template*, extrai-se os dados do *grid* de simulação. O valor a ser simulado está no ponto central (a); busca-se, percorrendo um caminho aleatório, na TI erodida até encontrar um padrão que satisfaça um critério de equivalência (b, c, d); o valor correspondente ao ponto central é assinalado no *grid* de simulação (e).

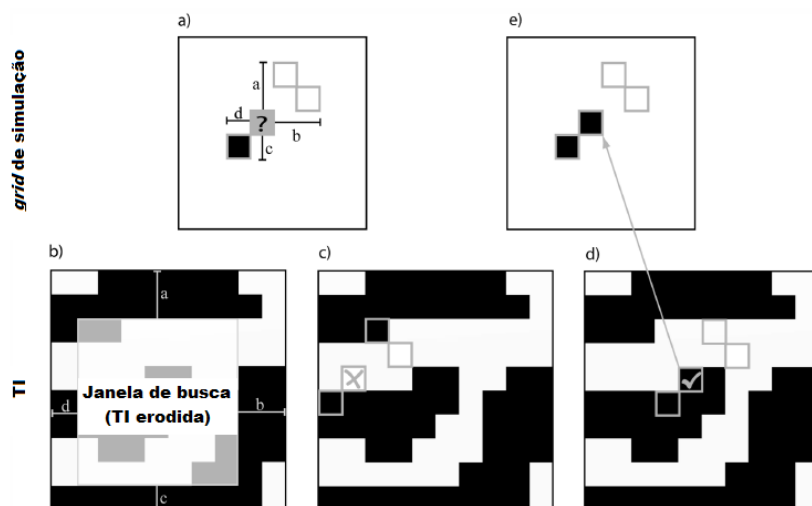


Figura 3-22: Amostragem Direta (DS), retirado de Mariethoz *et al.* (2010, fig.1). a): evento de dados encontrado no *grid* de simulação; b) janela de busca ou TI erodida; c) e d) busca aleatória pelo evento de dados na TI; e) fácies assinalada no *grid* de simulação.

DS traz uma série de vantagens:

- i. Usa bem menos memória porque não constrói uma árvore de busca;
- ii. Pode ser paralelizado porque não é simulação sequencial;
- iii. Pode simular variáveis contínuas, pois o critério do que é considerado réplica pode ser uma função-distância qualquer, não apenas um teste de igualdade;
- iv. Pode simular com TIs multivariadas (*vector TI*), com potencial de alta dimensionalidade, porque todos os padrões possíveis não precisam ser previamente armazenados em árvores de busca;
- v. Não emprega *multigrids*. A reprodução de estruturas de longo alcance ocorre por um redimensionamento linear (escala) do *template* ao invés da forma salteada, o que pode resultar em perda de feições em escalas intermediárias.

3.3.2 Image Quilting (IQ)

Quilting é uma palavra inglesa que significa uma técnica de costura. Parra e Ortiz (2011) propõem um algoritmo em que partes inteiras da TI são copiadas de uma só vez para o *grid* de simulação, condicionando aos dados e aos “retalhos” previamente simulados, de forma que esses “retalhos” (eventos de dados) estejam devidamente “costurados”, ou seja, com continuidade natural das feições. Trata-se de uma ruptura da forma orientada a pixel e sequencial de simular. Assim, o algoritmo tem potencial para ter desempenho superior por causa do número menor de iterações para gerar uma simulação e de ser paralelizável.

A Figura 3-23 ilustra o funcionamento do algoritmo IQ. *A*, *B*, *C* e *D* mostram a execução da simulação e *E* é a TI.

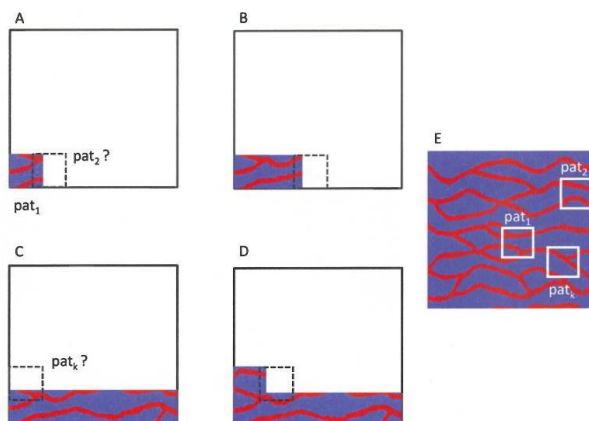


Figura 3-23: *Image Quilting*, retirado de Mariethoz e Caers (2015, p73, fig.I.5.10). *A*, *B*, *C* e *D*: iterações da simulação no *grid* de simulação; *E*: TI; pat_k : “retalhos” ou eventos de dados.

Campos de probabilidades computados a partir da convolução dos “retalhos” contra dados secundários podem contribuir para o condicionamento desse tipo de simulação.

3.3.3 Simulação com Correlação Cruzada (CCSIM)

O algoritmo CCSIM (Tahmasebi *et al.*, 2012) usa funções de correlação para estabelecer que partes da TI correspondem a que partes do *grid* de simulação. A Figura 3-24 ilustra o papel da função de correlação na CCSIM.

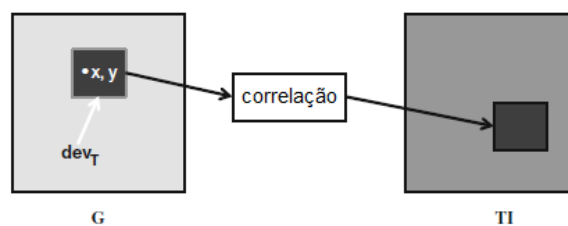


Figura 3-24: função de correlação da CCSIM, retirado de Tahmasebi *et al.* (2012, p783, fig.1). *G*: *grid* de simulação; dev_T : evento de dados.

Esta ideia é semelhante à da DS, porém toda a TI é avaliada de forma que é certo que o evento de dados recuperado da TI é a que melhor se correlaciona ao evento de dados no *grid* de simulação. Além disso, a avaliação da função de correlação proposta, menos complexa computacionalmente do que funções-distância, resulta em alto desempenho de execução. A CCSIM ainda combina diversos conceitos dos algoritmos anteriores que os tornaram distintos como o processamento não sequencial e a divisão do *template* para reprodução de feições de longa escala.

3.4 Conclusão

Os métodos *simulated annealing* e Cadeias de Markov, vistos no capítulo anterior, permitem agregar informação de imagens de treinamento a simulações feitas através de outros métodos, mas a falta de um meio para modelar não estacionariedades (particionamento e controle regionalizado da rotação e escala da imagem de treinamento) é um fator limitante. Também, esses métodos normalmente complementam outros métodos próprios para a modelagem geoestatística do reservatório.

Chilès e Delfiner (1999, p583, §2) apontam que uma simulação de reservatórios petrolíferos tal que capture toda a heterogeneidade deve ser realizada em três etapas:

- i. Simulação de unidades genéticas (canais, lentes de areia, lobos, etc.);
- ii. Simulação de fácies dentro dessas unidades;
- iii. Simulação das variáveis petrofísicas em cada fácies.

Para o passo iii evidentemente existem técnicas bem estabelecidas para simular variáveis contínuas em domínios estacionários, conforme visto no capítulo anterior. Para o passo ii, a técnica multiponto pode simular as fácies caso elas tenham que apresentar padrões geométricos tais como canais de areia mais grossa em lobos de areia mais fina.

Para o passo i, métodos baseados em objetos têm sido usados tradicionalmente, porém, conforme exposto no capítulo anterior, as formas rígidas podem ser de difícil conciliação com os dados. Para isso, um método orientado a pixel mostra-se mais flexível. MPS é um desses métodos e é capaz de reproduzir geometria complexa tal como os métodos baseados em objetos. Contudo, MPS depende de imagens de treinamento, que podem ser geradas pelos métodos orientados a objeto, pois a aderência a dados não é problema, tal como sugerem Mariethoz e Caers (2015, p222, §5).

A simulação multiponto com imagens de treinamento permite modelar tanto a variabilidade espacial quanto os relacionamentos entre as fácies com modelos de significado físico ou diretamente derivados de processos físicos. Essa naturalidade confere uma facilidade de modelagem em comparação com a técnica plurigaussiana para produzir simulações de realismo equivalente, razão pela qual esta técnica fora escolhida e explorada neste trabalho.

Capítulo 4

Estudos da exploração

Neste capítulo é apresentado como as informações disponíveis na fase exploratória podem ser empregadas na modelagem geoestatística multiponto de um reservatório. Nessa fase, a interpretação geológica, a sísmica e os poços são as fontes mais importantes de dados para a simulação geoestatística.

A interpretação dá origem ao modelo geológico do reservatório, que por sua vez dá origem às imagens de treinamento para o condicionamento primário da simulação. A sísmica dá origem a atributos que podem ser calibrados em probabilidades de ocorrência das fácies para o condicionamento secundário. Embora os dados dos usualmente poucos poços nessa fase do projeto possam funcionar como condicionamento primário, eles têm o importante papel de estabelecer correlações entre tipos de rocha e atributos sísmicos.

O Anexo 2 descreve os típicos componentes de um sistema petrolífero. Desses componentes, o reservatório é o componente de interesse econômico, então, uma vez identificado no modelo geológico, estudos específicos de reservatório são necessários para o desenvolvimento da produção, como por exemplo mapas de pressões de poros para estudos geomecânicos e modelos de reservatório para simulações de fluxo. Vale citar que outros estudos são feitos também, como por exemplo a investigação das condições de geração e a modelagem da bacia para previsão de outras variáveis de interesse, como a composição química do petróleo. Portanto, a caracterização do reservatório assume papel-chave na exploração e produção de hidrocarbonetos.

Na fase exploratória, o dado sísmico está disponível para mapear feições, como canais, em um reservatório e os poucos poços desta fase são insuficientes para revelar estruturas complexas, servindo apenas para assinalar a presença ou ausência dessa ou daquela fácies em uns poucos locais e para calibrar os dados sísmicos (conversão tempo-profundidade, regressões, etc.).

O dado sísmico é normalmente interpretado pelo geocientista como um modelo geológico determinista, único ou no máximo em baixo número. Journel (2000) então propõe

empregar a geoestatística multiponto como método capaz de imitar o especialista em sua capacidade de perceber e capturar padrões a partir do dado sísmico para gerar estocasticamente múltiplos modelos de reservatório. A interpretação do geocientista funciona como imagem de treinamento e o dado sísmico, como dado secundário. A vantagem proporcionada pelos múltiplos modelos geoestatísticos é a quantificação da incerteza.

4.1 Perfil de poço

Um poço (Triggia *et al.*, 2001, pp55-168) é uma estrutura de engenharia que permite interagir com o reservatório. Um perfil de poço (Triggia *et al.*, 2001, pp121-135) é uma sequência de valores associados a pontos na trajetória do poço.

Alguns desses valores são medições de propriedades físicas das rochas e dos fluidos como resistividade, radioatividade, densidade, etc. obtidas através de instrumentos chamados ferramentas de perfilagem em poço aberto, isto é, sem revestimento. Há também perfis que são calculados ou interpretados a partir de outros perfis ou são observações pontuais como, por exemplo, marcadores de horizontes e resultados de análises laboratoriais (reflectância de vitrinita, biomarcadores, geoquímica, etc.).

4.1.1 Perfil de litologia

Dentre os muitos perfis de poço, o empregado nos estudos deste trabalho é o de litologia, que consiste na marcação de tipo de rocha em intervalos de profundidade. A marcação de litologia é realizada pelo geólogo intérprete a partir de observações diretas de testemunhos, amostras laterais e amostras de calha e a partir de outros perfis (Dewan, 1983). A Figura 4-1 ilustra uma plotagem de três perfis de um poço, a faixa da direita contendo padrões gráficos é a litologia interpretada a partir do perfil de raios gama (curva em roxo).

Vale ressaltar que a interpretação litológica pode ser revista posteriormente a qualquer tempo e ser alterada. Mesmo sendo interpretada, a litologia do poço é considerada dado primário para efeito de simulações geoestatísticas por causa da sua relação direta com atributos físicos medidos e da alta resolução (submétrica).

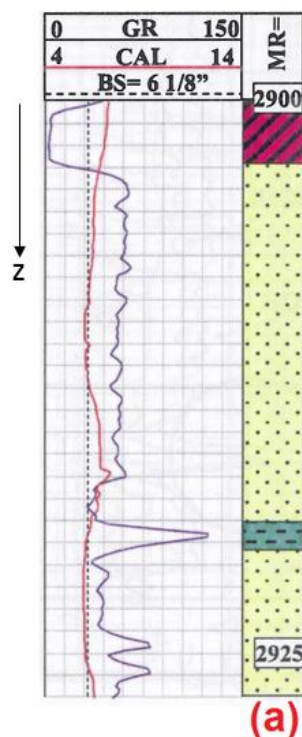


Figura 4-1: exemplo de perfis de poço. (a): perfil de litologia: hachurado rosa: anidrita; amarelo: arenito; verde: folhelho. O intervalo de profundidade do exemplo é 2900-2925m. Os perfis contínuos à esquerda da litologia são de raios gama (GR) que mede a radioatividade natural das rochas e o cáliper (CAL), que mede o diâmetro do poço.

Então, o dado de litologia nos poços, para aplicação em simulações geoestatísticas baseadas em indicadores (SIS e MPS, por exemplo), informa probabilidades de 0% ou 100% das fácies a serem simuladas. No entanto, o emprego do perfil de litologia na fase exploratória para conhecer quais atributos sísmicos podem servir como campos de probabilidades de fácies é mais relevante do que sua utilização para o condicionamento da simulação.

4.1.2 Caso 2D

No caso 2D analisado neste trabalho, os oito poços se resumem a pontos (X, Y) com o valor da litologia encontrado no horizonte de interesse desse estudo (Figura 4-2). Os poços, representados pelos pequenos quadrados coloridos, estão plotados sobre o mapa do dado sísmico para contextualização espacial do estudo. Os poços em vermelho foram onde se encontrou a fácies de interesse na profundidade-alvo. Os poços em ciano são aqueles onde não.

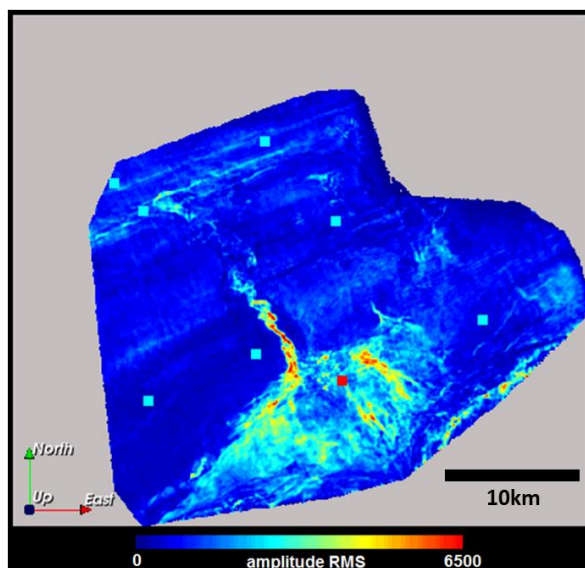


Figura 4-2: mapa de localização dos poços (quadrados coloridos) do caso 2D. O poço em vermelho apresentou fácies de reservatório no horizonte de interesse.

4.1.3 Caso 3D

No caso 3D analisado neste trabalho, trata-se de um único poço que pode ser usado para condicionar a simulação, mas sua importância é encontrar atributos sísmicos correlacionados à litologia (Figura 4-3). A localização do poço foi mostrada sobre o mapa do dado sísmico para contextualização espacial.

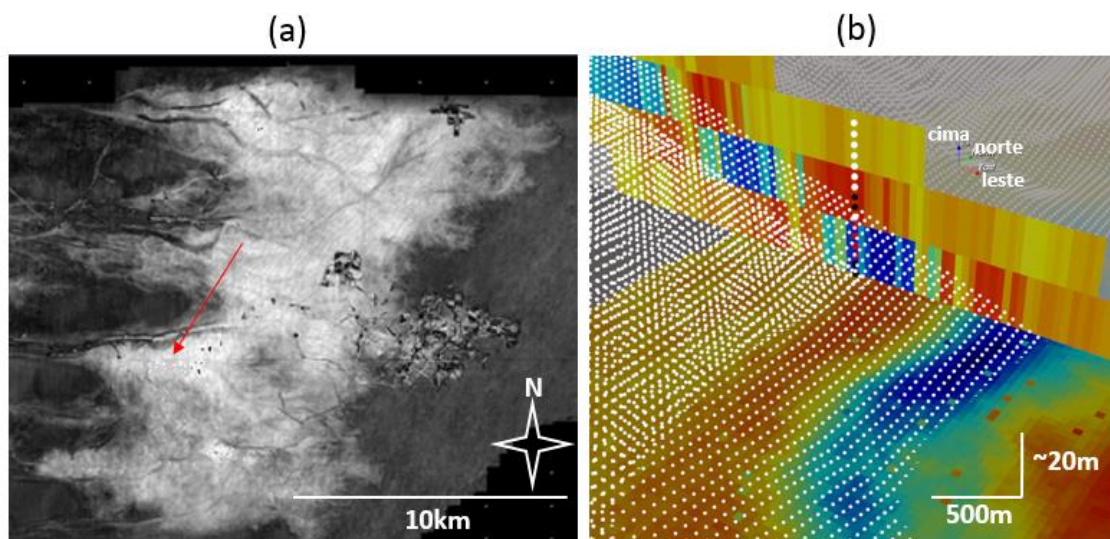


Figura 4-3: (a): mapa de amplitude sísmica RMS da área de estudo mostrando a localização do poço do caso 3D (seta). O reservatório é a região clara; (b): vista em perspectiva do poço como conjunto vertical de pontos com valores de fácies para a simulação. Fácies de reservatório em vermelho. As superfícies ortogonais coloridas são seções vertical e horizontal do levantamento sísmico, a mancha azul corresponde ao

reservatório. As superfícies representadas pelas nuvens de pontos brancos são os horizontes de topo e base interpretados do reservatório.

4.2 Imagem sísmica

O levantamento sísmico (Triggia *et al.*, 2001, pp. 29-53) consiste no registro de ondas mecânicas captadas por geofones (campos em terra) ou hidrofones (campos em mar). Essas ondas são produzidas por cargas explosivas, vibradores, percussão (campos em terra) ou canhões de ar (campos em mar). As ondas se propagam pela crosta terrestre e parcelas de sua energia refletem de volta aos receptores nas interfaces entre camadas de rocha com propriedades elásticas diferentes (Rosa, 2010, pp.208-211). Se uma onda encontra muitas interfaces, muitos registros são feitos e o tempo entre eles é função, dentre outros fatores, da separação entre as interfaces. Portanto, um número suficientemente alto de traços sísmicos (registros sismográficos nos receptores) pode proporcionar uma imagem da subsuperfície (Figura 4-4). Uma série de traços forma uma seção sísmica e uma série de seções forma um volume sísmico.

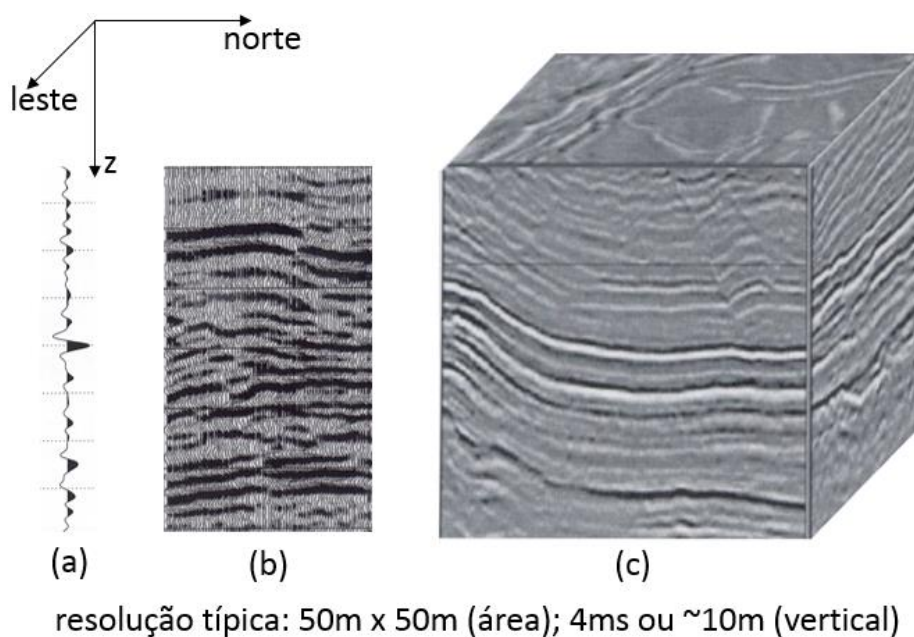


Figura 4-4: traço sísmico (a), retirado de Rosa (2010, p574, fig.4.24); (b): seção sísmica; (c): volume sísmico, retirados de Chopra e Marfurt (2007, p183, fig.46 e p64, fig.27).

A forma registrada das ondas que chegam aos receptores, o comportamento diferente de ondas compressoriais e cisalhantes e diferenças nos registros da mesma onda que chega a receptores diferentes podem fornecer outras variáveis, ou atributos, para caracterizar a subsuperfície objeto do levantamento sísmico. Esses atributos, conhecidos por atributos sísmicos (Chopra e Marfurt, 2007), podem ser computados a partir do sinal sísmico por

meio de algoritmos. Por exemplo, o pacote de software livre e de código aberto Seismic Unix (SU – Stockwell e Cohen, 2002) é uma biblioteca com uma multitude de pequenos programas para tarefas específicas, seguindo a mesma filosofia da GSLib (Deutsch e Journal, 1998), para processamento sísmico, mantido pelo Center for Wave Phenomena, da Colorado School of Mines.

Imagem sísmica é normalmente um *grid* 2D ou 3D contendo atributos sísmicos, por exemplo, velocidade compressional, [pseudo]impedância acústica e amplitude de onda. O domínio vertical de uma imagem sísmica pode estar em unidade de tempo ou profundidade, dependendo de como foi feita a migração dos traços sísmicos (Rosa, 2010, pp.392-490; pp.591-597). Uma imagem em tempo pode ser convertida para profundidade através de um modelo de velocidades (Rosa, 2010, pp.445-446), prática comum na indústria.

Os atributos sísmicos podem ser indiretamente relacionados às propriedades petrofísicas (Rosa, 2010, pp.525-547) e assim servirem como variáveis para condicionar simulações geoestatísticas de reservatórios, normalmente na qualidade de dados secundários devido à relativa baixa resolução ($\sim 10\text{m}$ na vertical, $\sim 50\text{m}$ na horizontal) e baixa precisão.

4.2.1 Caso 2D: Amplitude RMS

O atributo sísmico utilizado para o estudo 2D é a chamada Amplitude Sísmica RMS. Amplitude (Figura 4-5) refere-se à amplitude de onda, ou seja à diferença entre um valor extremo (pico ou vale) e o estado fundamental (zero) assumido pelo fenômeno ondulatório. A amplitude assume valores positivos quando é relativa aos picos e negativos em relação aos vales. Os valores que o traço assume não estão em uma unidade padrão, sendo valores relativos cujos contrastes e variações constituem objeto de interesse.

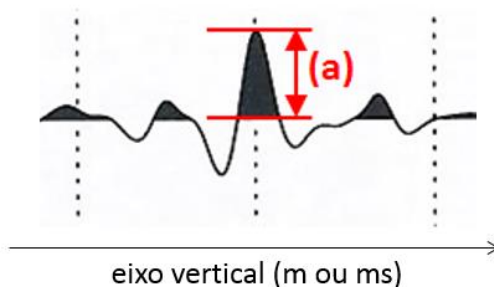


Figura 4-5: amplitude (relativa a um pico): a altura assinalada por (a) em um traço sísmico. Adaptado de Rosa (2010, p574, fig.4.24).

RMS significa *root mean square* que é a raiz da média dos quadrados (Equação 10).

$$x_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum x^2}$$

Equação 10: RMS ou raiz da média dos quadrados. x é a amplitude quando se está calculando amplitude RMS.

Amplitude Sísmica RMS, ou simplesmente Amplitude RMS, é então um atributo sísmico calculado pela média quadrática dos valores de amplitudes em um determinado intervalo (Figura 4-6), chamado de **janela**, relativo ao ponto onde se deseja conhecer o valor. O ponto não precisa necessariamente estar no centro da janela e a janela não precisa ser necessariamente ao longo da profundidade ou mesmo ao longo de um único eixo.

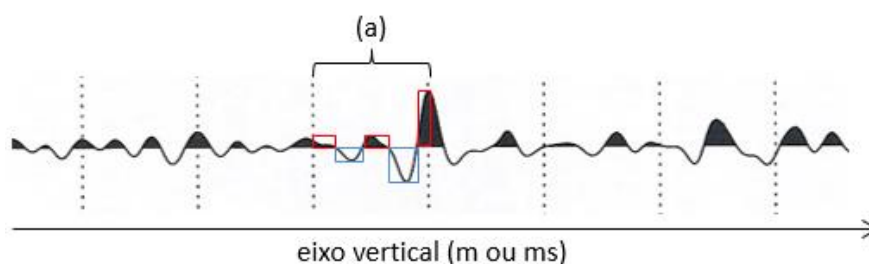


Figura 4-6: seis valores de amplitude dentro de um intervalo ou janela (a) considerado para o cálculo da amplitude RMS. Os retângulos vermelhos são amplitudes positivas e os azuis, negativas. Adaptado de Rosa (2010, p574, fig.4.24).

A Figura 4-7 ilustra o efeito da porosidade e litologia no sinal sísmico. Quando a onda sísmica passa de uma camada de rocha para outra com diferença de porosidade, o contraste de densidade resultante faz com que parte da onda seja refletida nas interfaces. Portanto, pode-se esperar que quanto maior o contraste de porosidade, maior a amplitude da onda refletida. Assim, espera-se que uma média alta de amplitude represente maior probabilidade de fácies porosa.

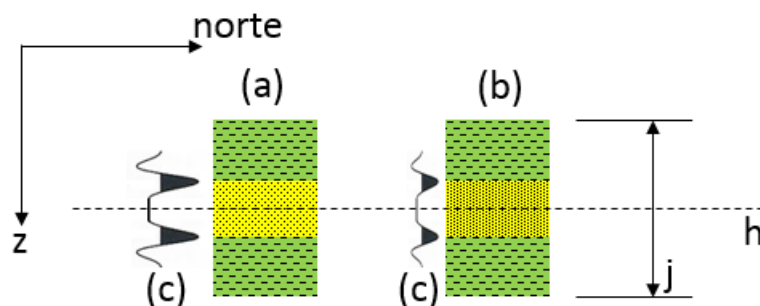


Figura 4-7: (a): intervalo contendo camada de rocha porosa; (b) intervalo contendo camada menos porosa; (c) os sinais sísmicos resultantes; h: horizonte de interesse; j: janela para o cálculo da Amplitude RMS.

Prosseguindo com o raciocínio, a Figura 4-8 ilustra a probabilidade da fácies de interesse (alta porosidade) para diversos arranjos de camadas de rocha. A amplitude RMS então dá uma medida da quantidade de contrastes existentes na janela. Nessa figura, a amplitude RMS informa probabilidade baixa da fácies de interesse para o arranjo (e), o que evidentemente não é verdade. Isto constitui um problema para o emprego do atributo amplitude RMS como dado secundário para fornecer os campos de probabilidade de fácies. Assim, o modelador deve interagir com o geofísico, tendo em mente as dimensões das fácies que ele deseja modelar, para solicitar mapas de amplitude RMS calculados com janelas apropriadas. Por exemplo, se o modelador deseja simular canais de areia com espessura de 50m, uma janela de 30m pode fazer tal fácies não aparecerem. Relembrando que não necessariamente a janela de cálculo é ao longo da vertical.

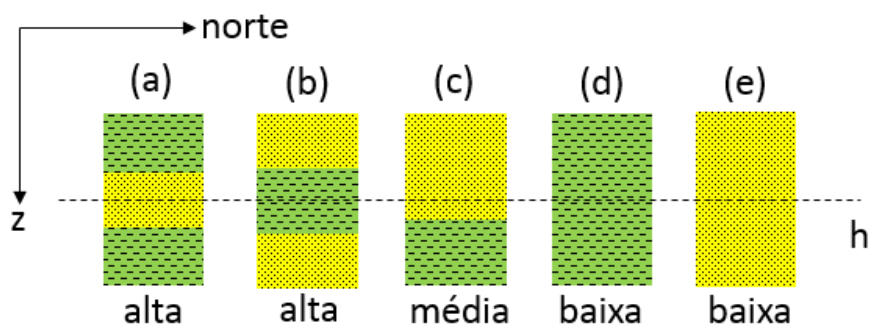


Figura 4-8: diversas configurações de camadas de rocha com as probabilidades de fácies de alta porosidade segundo a amplitude RMS calculada em uma janela em torno do horizonte de interesse h . Camadas em amarelo: rocha com alta porosidade; camadas em verde: rocha com baixa porosidade.

O modelador trabalhando com simulação multiponto deve, portanto, estar atento a componentes geométricos dos atributos sísmicos que deseja utilizar e a adequação deles às geometrias das fácies na TI.

A imagem do caso 2D corresponde à amplitude RMS calculada a partir de uma janela em torno de um horizonte de interesse, atravessando o reservatório, a partir do volume de amplitude original. A Figura 4-9 mostra o *crossplot* entre a amplitude RMS da sísmica nos locais dos poços e o valor do perfil de litologia nos oito poços. A localização dos poços em relação ao dado sísmico está na Figura 4-2. No *crossplot* observa-se um intervalo considerável de valores de amplitude RMS entre aqueles que correspondem à fácies de interesse e à outra. Um valor de corte nesse intervalo deverá ser então arbitrado pelo modelador para estabelecer as proporções-alvo de fácies nas simulações e na TI.

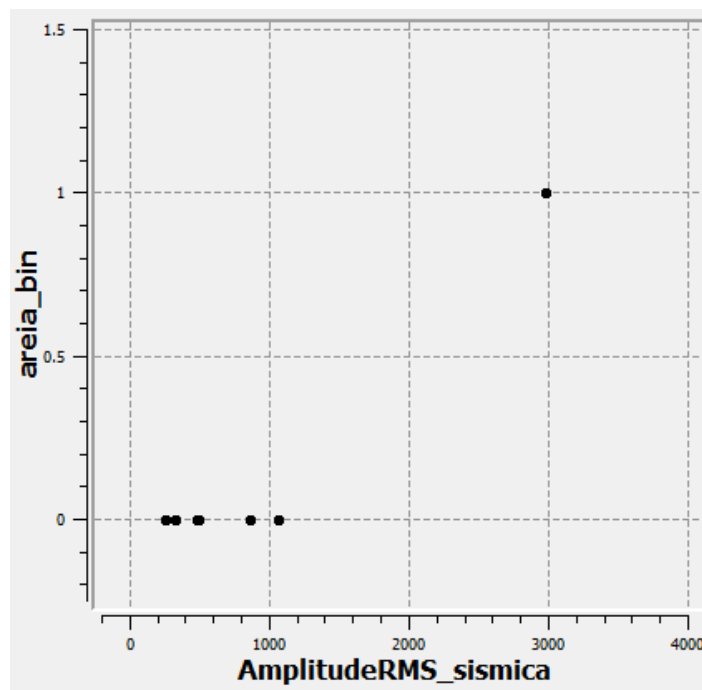


Figura 4-9: *crossplot* Amplitude RMS (sísmica) x perfil de litologia (poços). O valor 1 na litologia indica a fácies de interesse (areia).

4.2.2 Caso 3D: Amplitude

O atributo sísmico Amplitude é apresentado na seção anterior. A Figura 4-10 mostra duas seções sísmicas interceptando-se no único poço do projeto de exploração para mostrar a correlação entre a litologia (dado primário) e atributo da amplitude. Neste caso os valores negativos de amplitude estão relacionados à fácies de interesse. As outras duas fácies, marga e folhelho, são fácies de baixo caráter permoporoso e podem ser agrupadas em uma mesma fácies para o desenvolvimento do caso, já que apenas um atributo sísmico, este correlacionado à fácies de interesse, está disponível.

É evidente uma correlação direta entre a fácies de reservatório e o valor da amplitude nesse caso porque a espessura da camada de interesse equivale à resolução da sísmica. Vale chamar atenção para que essa correlação não seja tomada como regra. Outros casos podem requerer a adoção de atributos sísmicos diferentes ou ainda os valores da sísmica podem estar relativos a um referencial diferente, invertendo a correlação.

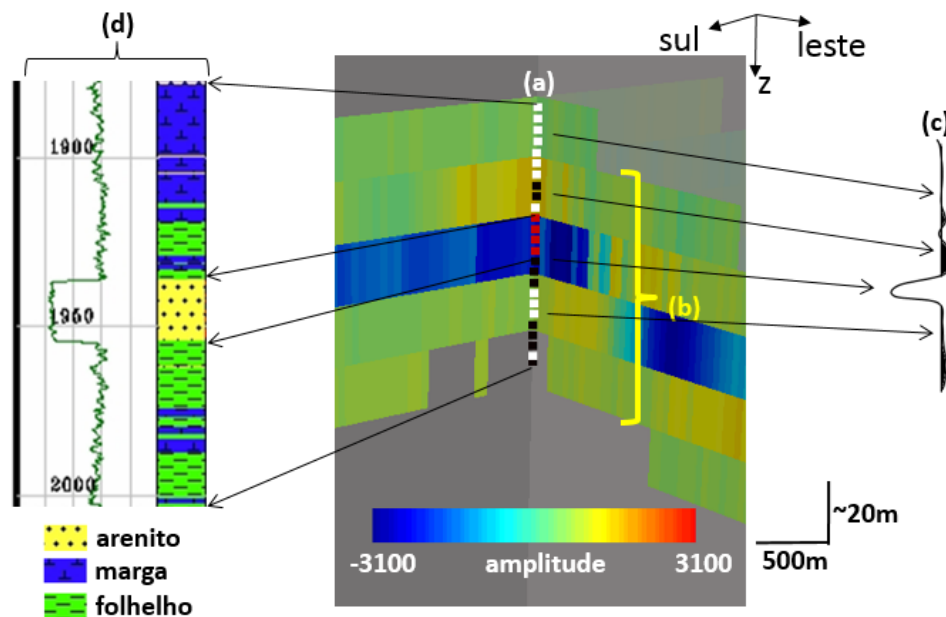


Figura 4-10: correlação entre a litologia no poço e a amplitude sísmica em um reservatório de espessura próxima da resolução da sísmica (8ms). (a): amostras do perfil de litologia do poço, a fácies de reservatório está em vermelho; (b): atributo de amplitude (vide escala de cores); (c): traço sísmico próximo ao poço; (d): perfis de raios gama e de litologia do poço no intervalo de interesse. A visão em perspectiva tem um exagero vertical de 50x.

Então, para o caso 3D, a amplitude sísmica foi usada como dado secundário para fornecer os campos de probabilidade de fácies em que quanto menor o valor da amplitude, maior a probabilidade de fácies de reservatório.

A Figura 4-11 mostra o *crossplot* do valor de amplitude ao longo do poço contra o perfil de litologia do poço. Observa-se a correlação entre os valores baixos de amplitude e a fácies de interesse (a litofácies correspondente ao reservatório está codificada como 3). O poço atravessa o intervalo de interesse em apenas quatro valores de amplitude, resultando na presença de apenas seis pontos distintos no *crossplot*, apesar do poço ter 25 pontos amostrais. Quatro pontos não aparecem no gráfico por apresentarem valores nulos de amplitude. Há duas amostras de folhelho com valor baixo de amplitude porque raramente há coincidência exata entre a sísmica e o poço, até porque este tem uma resolução muito maior.

Tal como no caso 2D, existe um intervalo amplo de valores do dado secundário entre a fácies de interesse e o da outra. Caberá ao modelador arbitrar um valor de corte de amplitude dentro desse intervalo para estabelecer as proporções-alvo nas simulações e nas imagens de treinamento.

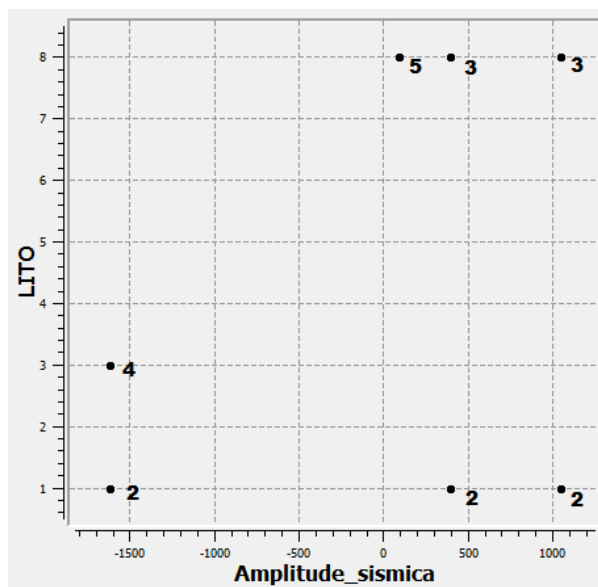


Figura 4-11: *crossplot* amplitude (sísmica) x perfil de litologia (poço). Litofácies (LITO): 1 = folhelho; 3 = arenito/reservatório; 8 = margá. Os números adjacentes aos pontos são contagens de valores amostrais coincidentes.

4.3 Interpretação geológica

A interpretação geológica é passo de fundamental importância em uma simulação multiponto porque, conforme já estudado, dá origem à imagem de treinamento que modela o comportamento espacial de determinada variável de interesse. Essa interpretação também permite o entendimento do ambiente deposicional, a delimitação do corpo do reservatório e a identificação das fácies, que são outras informações úteis para preparação do estudo, conforme visto nesta seção.

Além disso, há atributos sísmicos com fatores de cálculo que devem ser ajustados pensando no modelo geológico, conforme visto no caso da Amplitude RMS.

4.3.1 Caso 2D

O caso 2D foi interpretado (Figura 4-12) como um sistema turbidítico composto por um leque submarino do tipo rico em areia (Fick, 2012, p11, §4º), canal alimentador (cânion) e canal turbidítico associado a barras de areia (Nichols, 2009, p221, §1º) formadas em ambiente costeiro (Silva, 2008). Os canais sinuosos transportam os sedimentos originados no continente (basicamente areia) da plataforma continental para as maiores profundidades (D'Ávila *et al.*, 2008, p269, §2), onde alcançam o talude, ganham velocidade e o erodem produzindo um cânion (D'Ávila *et al.*, 2008, p264, §4). Quando a carga sedimentar chega ao assoalho da bacia, já em águas profundas, se espalha formando lobos arenosos (D'Ávila

et al., 2008, p264, §7) contendo canais distributários de areia limpa (Caers *et al.*, 2001, p. 2ª, §1º); Nichols, 2009, p254, §1º). Fick (2012) comprova experimentalmente o modelo de leque submarino proposto por Nichols e adotado neste trabalho.

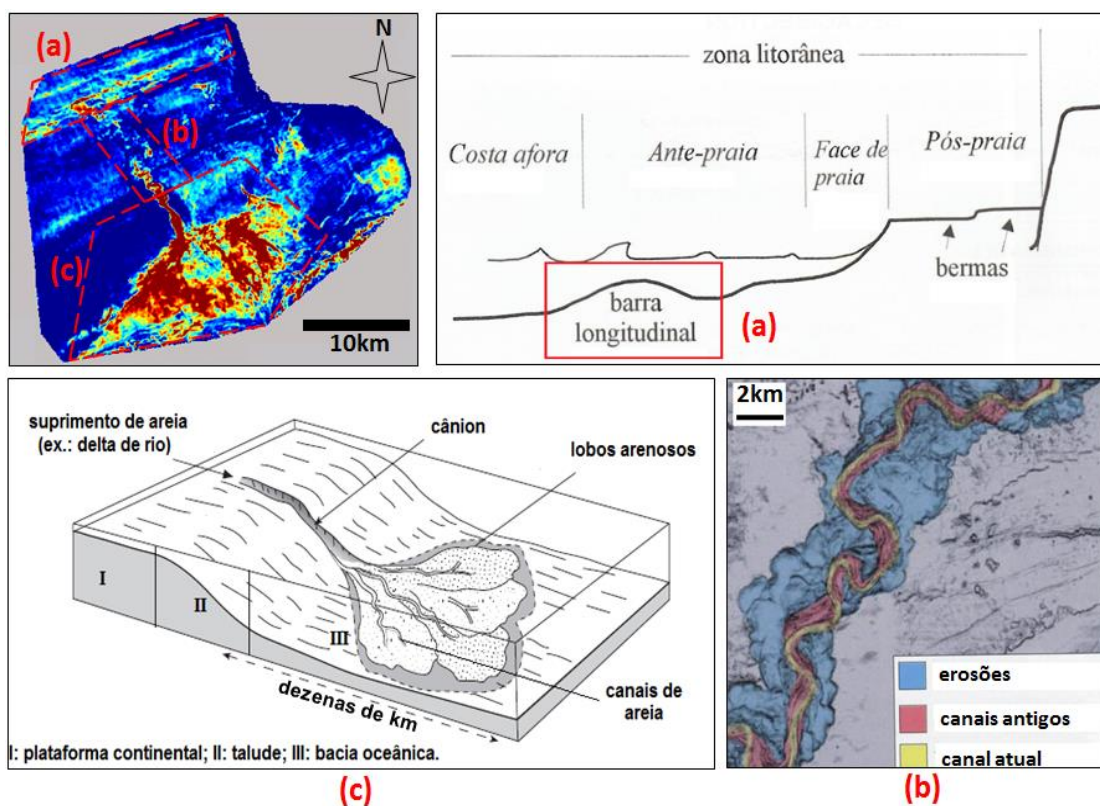


Figura 4-12: mapa de amplitude RMS (alto à esquerda) e interpretação geológica do caso 2D. (a): barras de areia ou cordões litorâneos de um sistema praial, retirado de Silva (2008, p215, fig.1); (b): canal turbidítico, retirado de Chopra e Marfurt (2007, p297, fig.4); (c): leque submarino do tipo rico em areia, retirado de Nichols (2009, p255, fig. 16.8).

4.3.2 Caso 3D

O caso 3D foi interpretado (Figura 4-13) como quatro leques submarinos do tipo rico em areia, tais como o leque do caso 2D, embora um pouco menos extensos e mais alongados.

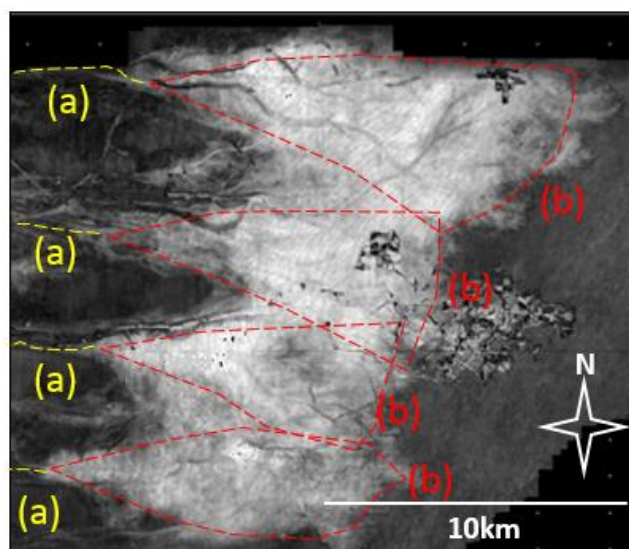


Figura 4-13: mapa de amplitude RMS de alta resolução do caso 3D. (a): cânions ou canais alimentadores; (b): leques submarinos do tipo rico em areia. O modelo geológico dos canais alimentadores e dos leques é o da Figura 4-12, item (c).

Esses leques apresentam um leve mergulho no sentido leste-oeste (da esquerda para a direita no mapa).

4.3.3 Estratigrafia de sequência

Uma preocupação assaz importante que surge quando a modelagem do reservatório tem três dimensões é com a sequência de deposição das fácies que se deseja simular. Uma forma de conhecer sequências estratigráficas é através do perfil de litologia dos poços, sobretudo se apoiadas por testemunhos. Entretanto, o caso selecionado tem apenas um poço situado na parte proximal de um dos leques (Figura 4-3). A litologia no poço foi interpretada como um pacote contínuo de areia, o que é esperado no local do poço. Um testemunho retirado no intervalo correspondente ao reservatório poderia revelar alternâncias de fácies não percebidas a partir dos perfis. A sequência é normalmente modelada por geólogos especializados em estratigrafia.

Na falta de dados de poços suficientes para subsidiar uma modelagem estratigráfica própria para o reservatório, pode-se recorrer a sequências de reservatório semelhante ou talvez um modelo encontrado na literatura para o tipo de reservatório identificado. Na seção 4.3.2, a interpretação dá conta de que o reservatório se trata de quatro leques submarinos. Nichols (2009, p253) propõe um modelo de sequência estratigráfica para esses leques, reproduzido na Figura 4-14 e associado aos diversos locais do reservatório.

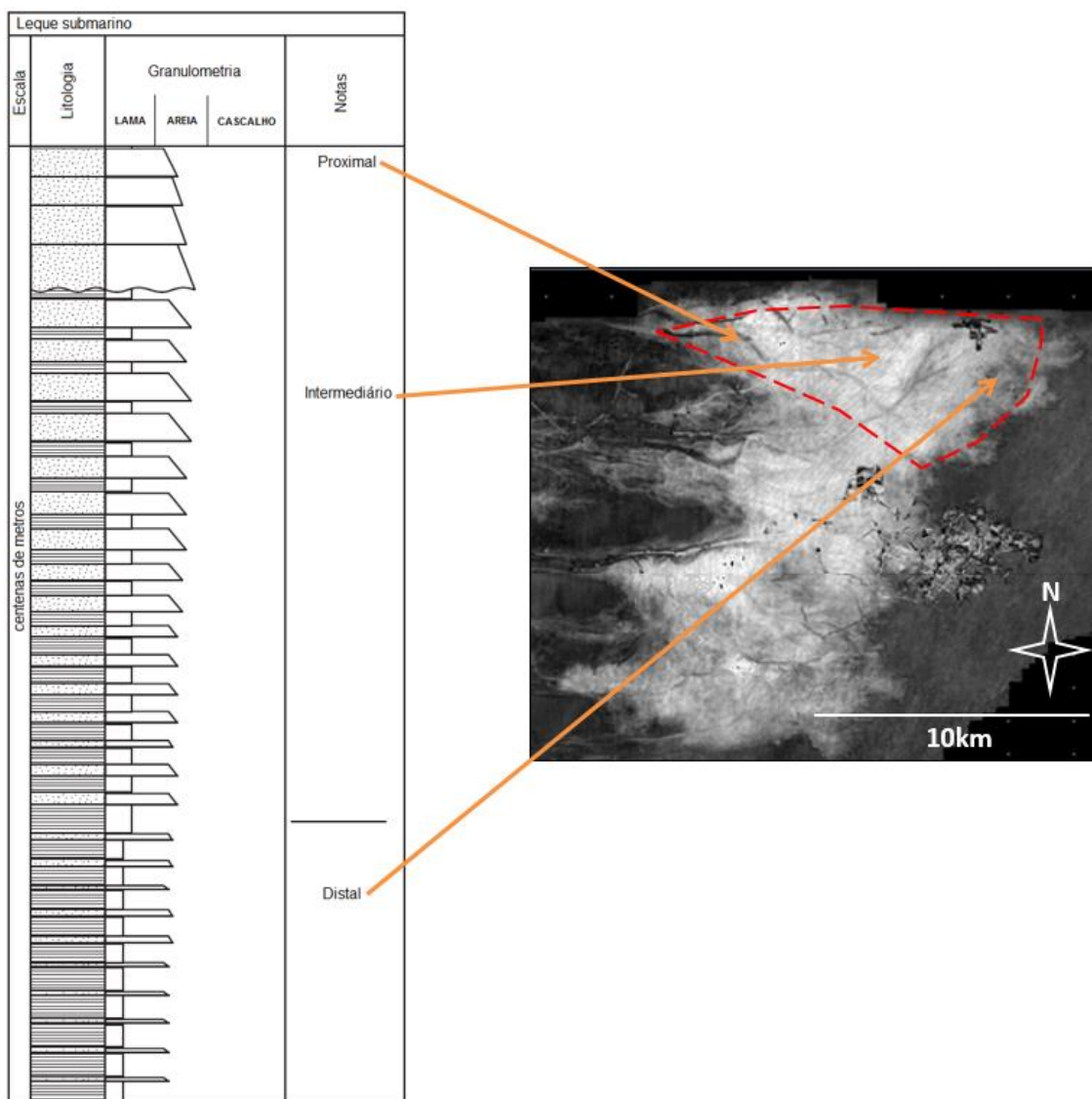


Figura 4-14: modelo de sequência estratigráfica proposto por Nichols (2009, p253) para o tipo de leque em estudo. Adaptado de Nichols (2009, p253, fig.16.5).

As camadas de material argiloso, de baixa permeabilidade, fazem com que o fluxo de fluidos seja ruim na direção vertical (D'Ávila *et al.*, 2008, p264, §7), portanto é importante que essas camadas sejam simuladas. Esse material, de grãos mais finos, por precipitar mais lentamente, tende a depositar por cima do material arenoso depois de cessado o processo de turbidez. Os grãos menores também tendem a alcançar partes mais distantes do leque, resultando numa maior proporção conforme maior seja a distância da desembocadura do cânion. Além disso, o material fino normalmente presente no mar contribui para a formação dessa camada, depositando continuamente até que novo processo aconteça. A repetição desse ciclo resulta na sucessão de camadas representada pelo modelo de sequência adotado.

4.3.4 Horizontes

Horizontes são superfícies que representam uma mesma idade geológica. Os horizontes são normalmente modelados pelo geólogo intérprete a partir dos poços e do levantamento sísmico. São normalmente representados sob as seguintes formas:

- i. Nuvens de pontos (x, y, z);
- ii. *Grids* regulares 2D com o valor de z (em metros ou milissegundos) como uma propriedade;
- iii. Malhas poligonais (normalmente de triângulos).

Os horizontes podem servir como dado secundário quando se deseja adicionar um componente estrutural à estimativa ou simulação. Eles podem ser usados para particionar o domínio de estudo para, por exemplo, não misturar populações diferentes. Horizontes servem ainda para construção de *grids* estratigráficos entre outros usos.

A Figura 4-15 mostra o horizonte (pontos brancos) fornecido pelo intérprete para a base do reservatório do caso 3D. Reparar na coerência com o dado sísmico (bandas coloridas).

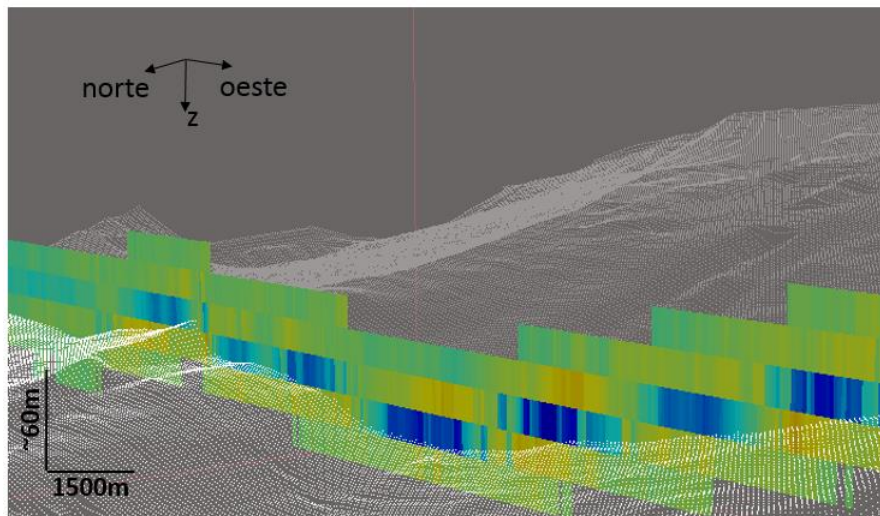


Figura 4-15: exemplo de horizonte. A nuvem de pontos brancos formando uma superfície é o horizonte de base do reservatório. As bandas coloridas são um atributo sísmico visto em uma seção. Os valores representados em azul correspondem ao reservatório.

Neste ponto, há informações suficientes para o preparo e execução das simulações multiponto dos estudos de caso, apresentados nos dois próximos capítulos.

Capítulo 5

Desenvolvimento do estudo 2D

Um importante objetivo da simulação estocástica de um reservatório é gerar muitos mapas equiprováveis e estatisticamente plausíveis das propriedades permoporosas, determinantes no comportamento do reservatório na simulação de fluxo. A multitude de mapas simulados é necessária para quantificar a incerteza, o que é importante para tomada de decisão, por exemplo, a locação dos poços produtores e injetores para uma produção otimizada. A simulação estocástica geostatística ainda acrescenta o objetivo de fazer com que as simulações apresentem estruturas de acordo com um modelo de comportamento espacial de algum parâmetro estatístico como por exemplos o variograma (covariâncias) e a imagem de treinamento (probabilidades).

As simulações conduzidas neste estudo tem por objetivo específico avaliar a eficácia do método MPS para modelagem geoestatística de reservatórios. O comportamento espacial das realizações deve apresentar a geometria esperada dos elementos arquiteturais identificados na interpretação geológica. Para isso foi selecionado um caso que apresenta grande diversidade de tais elementos. Neste estudo, serão simuladas as seguintes fácies para cada componente do sistema:

- i. barras de areia: fácies A: areia; fácies C: argila;
- ii. canal turbidítico: fácies A: areia; fácies C: argila; fácies D: silte; fácies L: *levee*.
- iii. leque submarino: fácies A: areia dos canais distributários (portadora de maior porosidade e permeabilidade); fácies B, areia dos lobos; fácies C, argila.

5.1 Divisão do *grid* em domínios

A complexidade da arquitetura do reservatório deste caso demanda o emprego de TIs diferentes para reprodução da diversidade de geometrias encontradas na interpretação geológica (ver seção 4.3.1). Nesse cenário, é recomendado que a área de estudo seja dividida em domínios e cada qual é simulado de forma independente. Assim, três imagens

de amplitude RMS foram definidas como subconjuntos da imagem completa da Figura 5-1, de acordo com cada domínio de interesse.

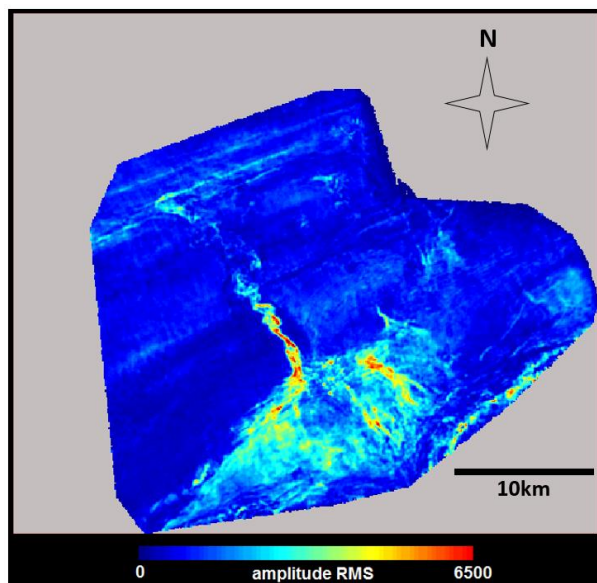


Figura 5-1: imagem de amplitude RMS do caso 2D.

Se o programa tiver alguma funcionalidade para não simular em pontos que não pertençam à área de interesse, recomenda-se usá-la para otimizar o tempo de execução e para impedir que elementos simulados fora do domínio perturbem a estatística da realização nos demais nós do *grid* que devem ser simulados. O SGeMS, por exemplo, permite criar regiões a partir de determinado critério (variável > 0 , por exemplo) e os algoritmos de simulação permitem selecionar tais regiões para restringir a simulação somente aos pontos com dados secundários válidos ou informados.

5.1.1 Domínio das barras de areia

A Figura 5-2 mostra o domínio de simulação das barras de areia. A simulação das barras acontecerá somente nos pontos valorados do domínio. O resto da área de estudo será ignorado. A separação dos valores do domínio pode ser feita criando, em um editor gráfico, uma imagem de mesma matriz (473 x 420). Depois, copia-se para essa imagem uma imagem do reservatório de forma que ela ocupe todo o *grid*, sem folgas ou excessos. A seguir pinta-se de uma cor a área correspondente ao domínio e de outra cor tudo que estiver fora. A imagem resultante tem duas cores e pode ser convertida para um *grid* em formato GEO-EAS com dois valores com o programa IMG2GSLIB. Esse *grid* pode ser facilmente importado para o SGeMS (assim como muitos outros programas de geociências) onde se emprega o Script 15 do Anexo 3 para copiar os valores de amplitude RMS apenas

nos locais designados pelo modelador. O mesmo procedimento pode ser feito para todos os demais domínios.

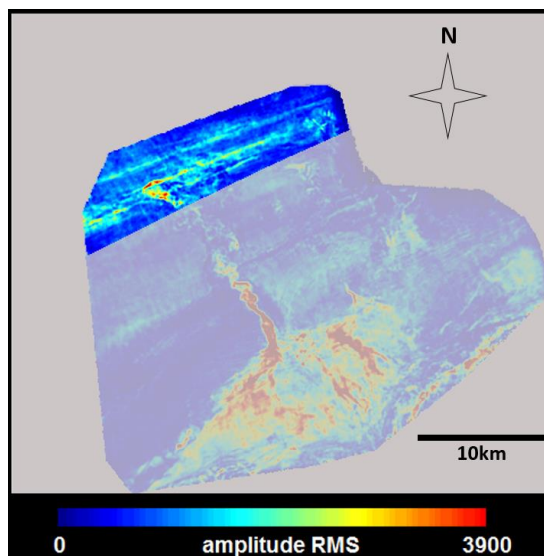


Figura 5-2: domínio das barras de areia (área em destaque). O intervalo de valores da amplitude RMS é referente a esse domínio.

5.1.2 Domínio do leque submarino

A Figura 5-3 mostra o domínio de simulação do leque submarino.

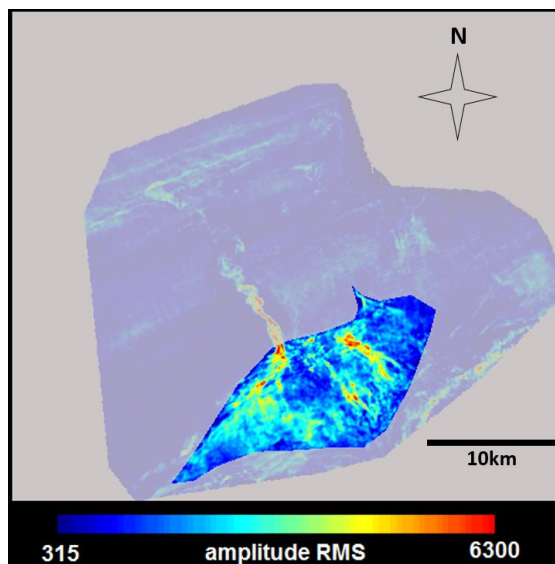


Figura 5-3: domínio do leque submarino (área em destaque). O intervalo de valores da amplitude RMS é referente a esse domínio.

5.1.3 Domínio do canal turbidítico

A figura Figura 5-4 mostra o domínio de simulação para o canal turbidítico.

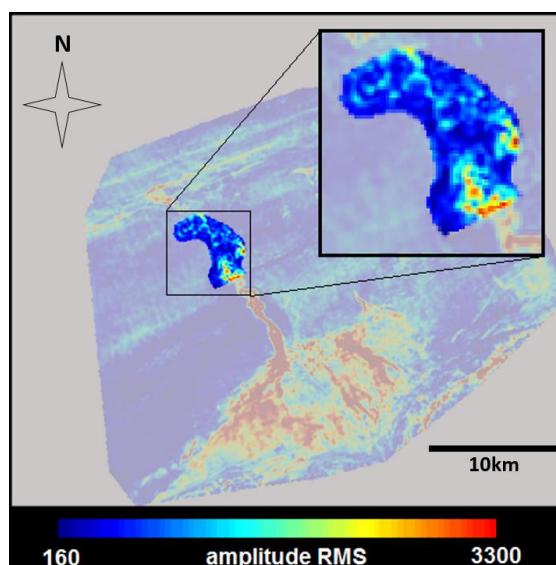


Figura 5-4: domínio do canal turbidítico (área em destaque). O intervalo de valores da amplitude RMS é referente a esse domínio.

5.2 Derivação dos campos de probabilidade

A preparação da simulação normalmente começa pela análise e tratamento da imagem sísmica, pois é o dado que abrange toda a área de estudo e apoia a interpretação geológica. Conforme visto na seção 3.2.6, o dado secundário deverá estar colocalizado com todos os locais a serem simulados. Isso significa que normalmente se usa o próprio *grid* da sísmica como *grid* de simulação, isso também implica que as células dos *grids* das imagens de treinamento tenham que ter as mesmas dimensões das células do *grid* da sísmica. Caso se queira mapear em escala diferente da sísmica, é necessário fazer um procedimento de reamostragem para aumentar ou diminuir a resolução do modelo (*downscaling* ou *upscaling*) dos dados sísmicos.

A Figura 5-1 mostra o *grid* de amplitude sísmica RMS, variável usada como dado secundário para a simulação. As dimensões das células são 100 x 100 metros. A dimensão do *grid* é 473 x 420 células (47,3 x 42,0 quilômetros). Conforme visto na seção 4.2.1, esse atributo foi calibrado nos campos de probabilidades das fácies que se deseja simular dentro de cada domínio.

Ainda, um estudo cuidadoso das fácies em cada sistema deposicional deve ser feito, evidentemente, para que seja possível a derivação dos campos de probabilidade.

O processo de conversão de atributos sísmicos em campos de probabilidade de fácies chama-se calibragem do dado sísmico.

5.2.1 Barras de areia

A calibragem foi feita transformando os valores de amplitude RMS para a escala [0, 1], esses valores são o campo de probabilidade da fácies A. O campo de probabilidade para a fácies C é simplesmente o complemento ($1,0 - \text{prob}_A$).

A Figura 5-5 mostra os dois campos de probabilidade para as duas fácies no domínio das barras de areia.

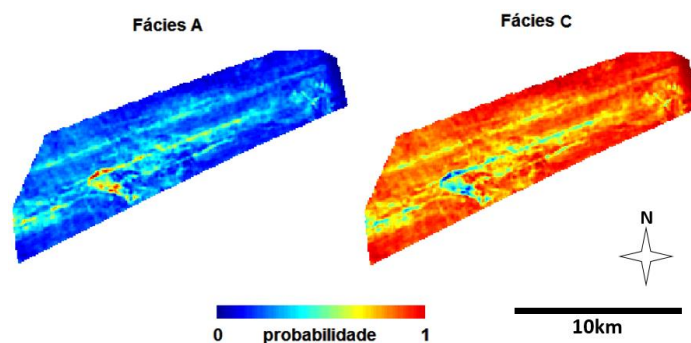


Figura 5-5: campos de probabilidade para as fácies do domínio das barras de areia.

5.2.2 Leque submarino

A simulação do leque requer três fácies, porém há apenas um dado sísmico. O dado de litologia dos poços não é detalhado o suficiente, pois a litologia deste caso não distingue os dois tipos de areia, não permitindo calibrar o dado sísmico nas diversas fácies. Então, uma proposta é modelar uma composição de probabilidades de fácies tal como ilustrada na Figura 5-6.

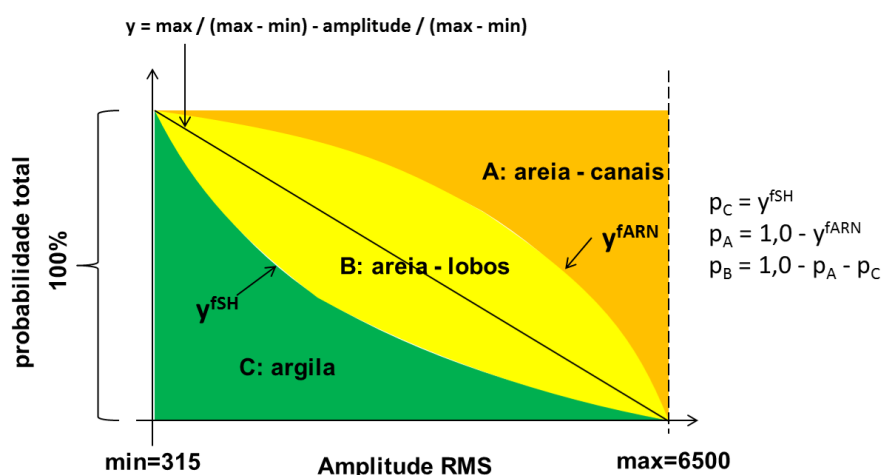


Figura 5-6: exemplo de composição de probabilidades das fácies em função do valor do atributo sísmico. Os fatores f_{SH} e f_{ARN} afastam ou aproximam as curvas da reta y . Este exemplo corresponde a $f_{SH}=2,2$ e $f_{ARN}=0,6$.

Para facilitar a compreensão da calibração do dado sísmico, as curvas individuais resultantes para cada probabilidade de fácies estão ilustradas na Figura 5-7.

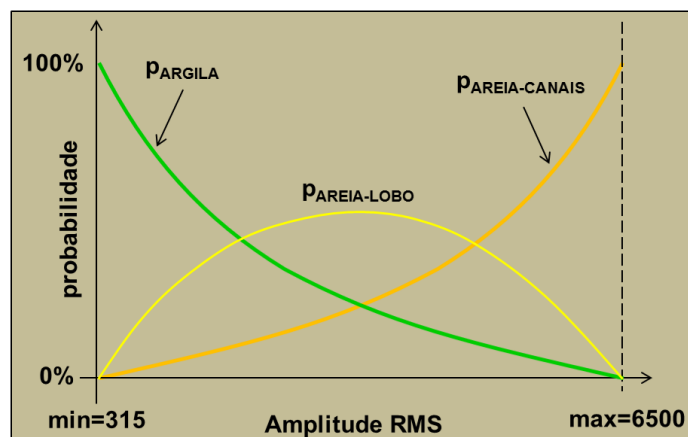


Figura 5-7: curvas de calibração do dado sísmico em cada probabilidade de fácies resultantes da composição da Figura 5-6.

O *crossplot* da Figura 4-9 leva a um valor de corte entre argila (fácies C) e areia (fácies A e B) de 2000 (sem unidade) no valor da amplitude RMS. Esse valor corresponde a aproximadamente 50% na distribuição acumulada de amplitudes dentro do domínio do leque (Figura 5-8). O Script 14 do Anexo 3 realiza a composição das probabilidades de acordo com esse modelo.

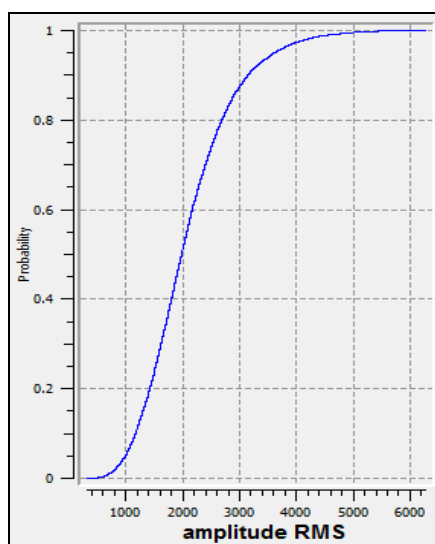


Figura 5-8: c.d.f. da amplitude RMS no domínio do leque submarino.

Então foi escolhido um fator fSH (2,2) tal que o campo de probabilidades da fácies C tivesse a distribuição da Figura 5-9, tendo em mente a futura probabilidade marginal dessa fácies na simulação (50%). A ideia é que se o campo de probabilidade fosse constante e igual a 50%, haveria 50% dessa fácies na simulação, desconsiderando a probabilidade

segundo a TI. Já o fator f_{ARN} (0,6), que separa as probabilidades das duas fácies de areia, é, nesse caso, um prognóstico do modelador, com apoio de um geólogo intérprete, pois a litologia dos poços não as distingue.

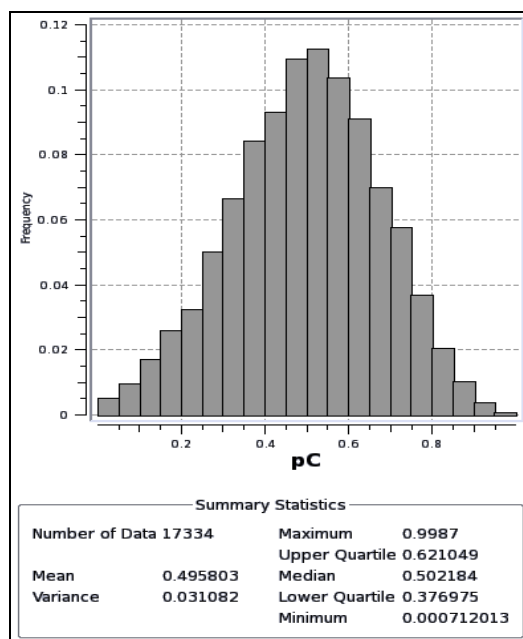


Figura 5-9: distribuição do campo de probabilidades da fácies C (argila) com $f_{SH}=2,2$.

Os campos de probabilidade se apresentam conforme retratado na Figura 5-10.

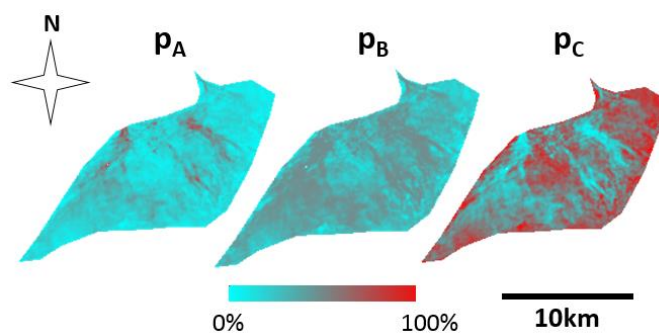


Figura 5-10: os campos de probabilidade para as três fácies no leque submarino. p_A : areia de canal; p_B : areia de lobo; p_C : argila.

5.2.3 Canal turbidítico

Dos três domínios, o do canal turbidítico é o que requer mais cuidado para se identificar as fácies. Segundo Mayall *et al.* (2006, p828, §3), o preenchimento dos canais turbidíticos é altamente variável e com ampla gama de fácies, porém essa complexidade pode ser dividida em quatro grandes associações de fácies, tal como ilustrado pela Figura 5-11.

Julgando pela sinuosidade das feições na sísmica (Figura 5-4), o horizonte de interesse provavelmente está atravessando o canal na parte correspondente à associação (A) desse modelo, caracterizado pela acentuada sinuosidade dos corpos. Convém ressaltar que os melhores reservatórios estão no grupo (B). Ainda, os meandros e barras de acreção lateral contendo areia parecem estar óbvios, ou seja, há alguma certeza sobre seu posicionamento.

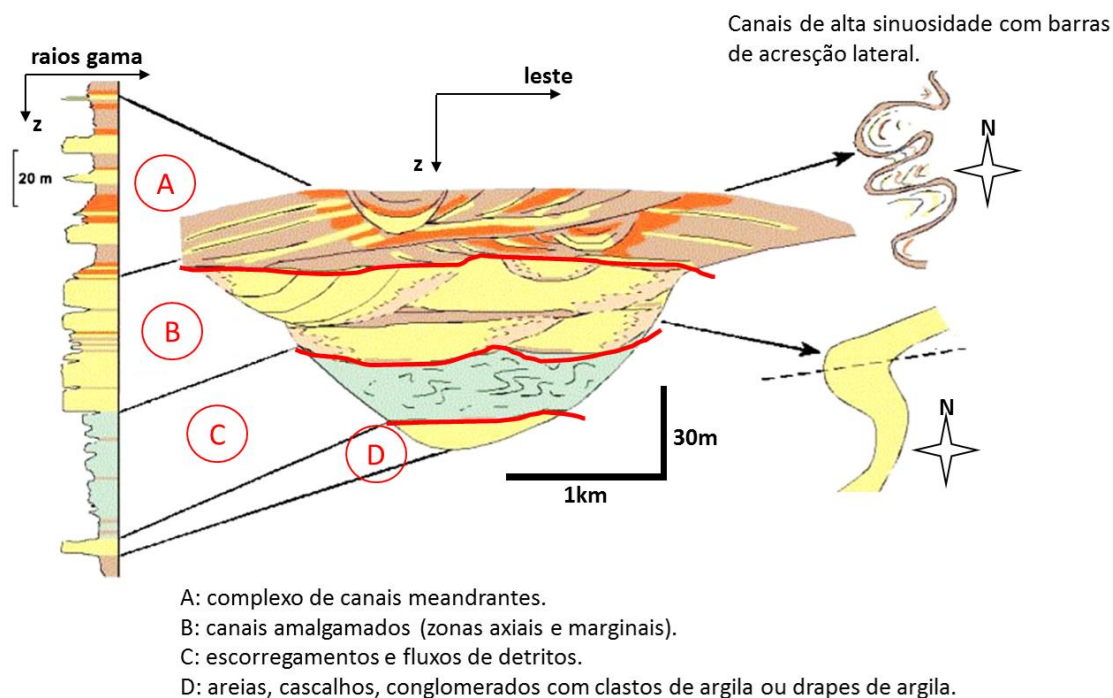


Figura 5-11: um modelo de fácies de preenchimento de canais turbidíticos, modificado de Mayall *et al.* (2006, p829, fig.11). O perfil de raios gama indica que a fácies em amarelo tem o menor teor de argila e, portanto, pode ser fácies com qualidade de reservatório.

As litofácies da associação (A) desse modelo foram descritas como:

- i. amarelo: areia grossa e cascalho ;
- ii. marrom: silte e argila;
- iii. laranja: areia fina e silte.

Para este domínio, também é importante identificar os elementos arquiteturais encontrados no horizonte em questão, ilustrados na Figura 5-12.

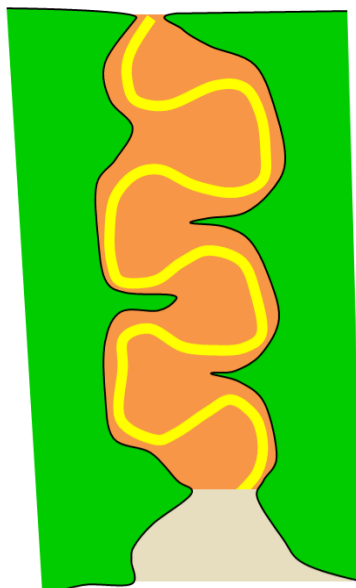


Figura 5-12: elementos arquiteturais interpretados no horizonte em estudo. Amarelo: canal meandrante; laranja: zonas de extravasamento de canal; verde: planície basinal; pastel: passagem para o canal alimentador ao sul.

O canal meandrante pode ser preenchido desde material lamoso até cascalho, dependendo do tipo de sedimento vindo da área fonte na época correspondente ao horizonte em estudo. Da resposta sísmica, foi interpretado que os meandros estão preenchidos com material de alta granularidade (areia grossa e/ou cascalho). As zonas de extravasamento de canal estão preenchidas com material de pequena granularidade (areia fina ou silte) e o material da planície basinal é normalmente argila.

Um detalhe particular do caso em estudo é que, observando a sísmica, o material nos meandros apresenta valores de atributo sísmico distintos dos do material arenoso no local de passagem para o canal alimentador do leque ao sul (ver seção 5.1.2). Portanto, é interessante classificar essas areias como uma quarta fácies porque essas duas fácies podem receber propriedades permoporosas distintas em uma potencial simulação de fluxo. O espectro de valores do atributo sísmico foi, portanto, dividido para o canal turbidítico em si e para a passagem, conforme a Figura 5-13 à direita.

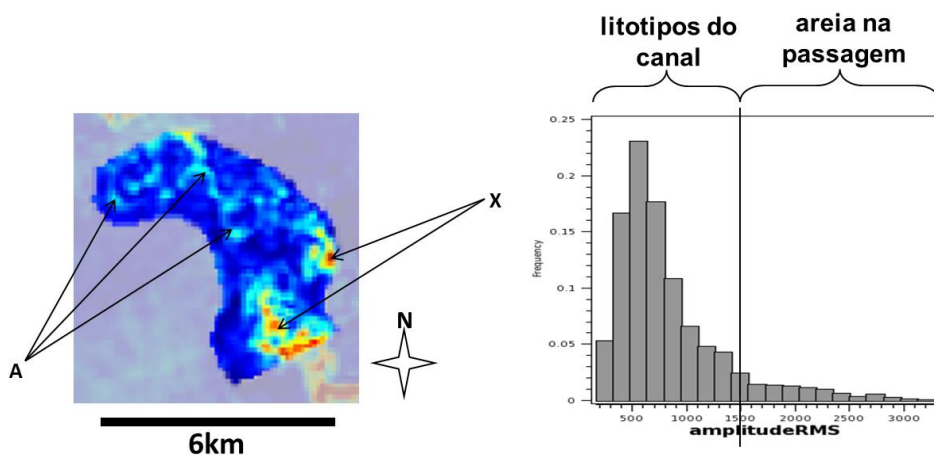


Figura 5-13: A: meandros contendo areia/cascalho evidentes na sísmica; X: material arenoso na passagem para o canal alimentador de um leque ao sul. O histograma mostra os valores de amplitude correspondentes à areia na passagem e, por exclusão, os valores correspondentes às fácies próprias do canal turbidítico.

Uma vez identificadas as fácies, procede-se à calibragem do dado sísmico nos diversos campos de probabilidades de fácies, tendo em vista a correlação das características petrofísicas com o atributo sísmico usado (ver seção 4.2.1). A Figura 5-14 ilustra uma forma de compor as probabilidades das fácies a partir do dado sísmico de acordo com o caso em questão.

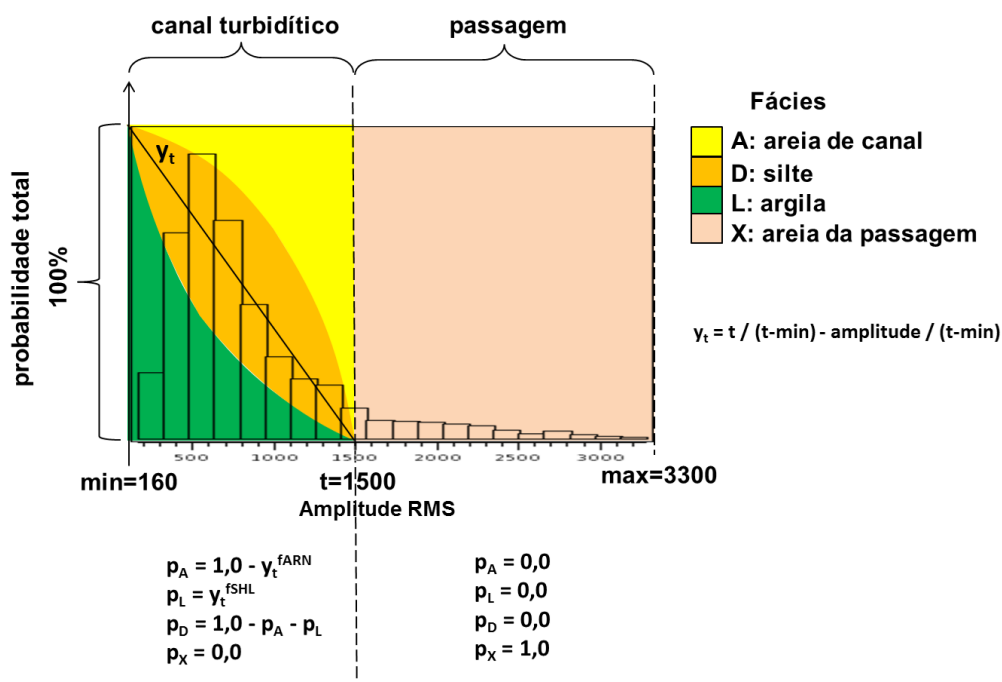


Figura 5-14: exemplo de composição de probabilidades de fácies em função do dado sísmico. O fator $fARN$ controla as probabilidades de areia e o fator $fSHL$ controla as probabilidades de argila.. Este exemplo corresponde a $fARN=0,6$ e $fSHL=2,2$. O valor de corte, t , separa as fácies do canal turbidítico propriamente da areia da passagem para o canal alimentador. As variáveis p com subscripto são as probabilidades das respectivas fácies. O histograma do dado sísmico está mostrado para referência.

Os campos de probabilidade podem ser obtidos com esse modelo através do Script 16 do Anexo 3. A Figura 5-15 mostra os campos de probabilidades calculados com os parâmetros $t=1500$; $f_{ARN}=0,8$; $f_{SHL}=3,2$.

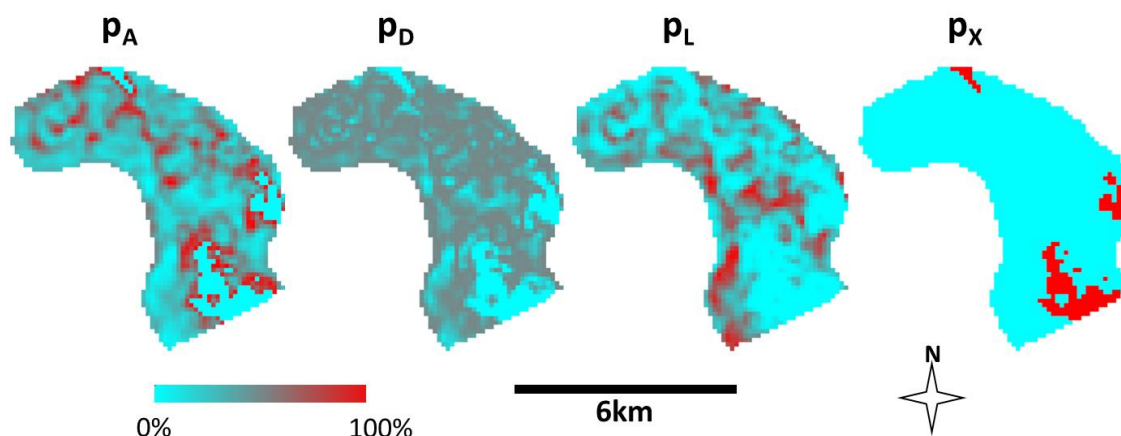


Figura 5-15: campos de probabilidade para as fácies do canal turbidítico. p_A : areia dos meandros; p_D : silte; p_L : argila; p_X : areia de local de passagem.

5.3 Imagens de Treinamento

Conforme visto no capítulo anterior, o problema da fase exploratória é que há poucos poços (dados primários) e os dados sísmicos, apesar de presentes em toda a área de estudo, fornecem dados secundários. No Capítulo 3, viu-se que o condicionamento primário é dado pelos dados de poços assinalados no *grid* de simulação e pela TI. Daí decorre a importância capital da imagem de treinamento, que por sua vez deve espelhar a interpretação geológica.

Há muitos métodos para obtenção de imagens de treinamento:

- i. Métodos baseados em objetos (ver seções 2.7, 2.8);
- ii. Métodos que reproduzem processos físicos (ver seção 1.1, §8);
- iii. Métodos que imitam processos físicos (ver seção 1.1, §7);
- iv. Simulação estocástica a partir de TIs elementares (Mariethoz e Caers, 2015, p228, §1);
- v. Simulação estocástica a partir de TIs de menor dimensão (Caers, 2006);
- vi. Desenho manual derivado da interpretação geológica.

Desses métodos, optou-se por desenhar TIs simples diretamente a partir da interpretação usando um software gráfico como o Gimp ou Photoshop®, o que permite um controle

fino sobre as formas. Depois, a imagem foi convertida para um *grid* regular contendo uma variável categórica no formato GEO-EAS com o programa utilitário IMG2GSLIB para posterior importação no SGeMS.

O tamanho de célula do *grid* da TI informado no ato da importação deve ser igual ao tamanho de célula do *grid* de simulação. Assim, ao desenhar as imagens de treinamento, o modelador deve pensar que cada pixel terá as dimensões das células do *grid* de simulação, 100 x 100 metros neste caso. Por exemplo, se um canal tiver três *pixels* de largura, ele terá 300m de largura no mapa (sem transformação de escala). Portanto, o modelador deve estar atento à escala dos *pixels* (ou *voxels* em 3D) para não modelar elementos geologicamente incoerentes.

A interpretação geológica feita na seção 4.3.1 identificou os seguintes elementos arquiteturais de interesse, ou seja, interpretados como portadores de fácies de maior porosidade e permeabilidade:

- i. barras de areia;
- ii. canal turbidítico;
- iii. canal alimentador (cânion);
- iv. leque submarino.

Desses, o canal alimentador (Figura 5-16) é óbvio na sísmica e não precisa ser simulado, portanto uma TI não foi preparada para esse elemento.

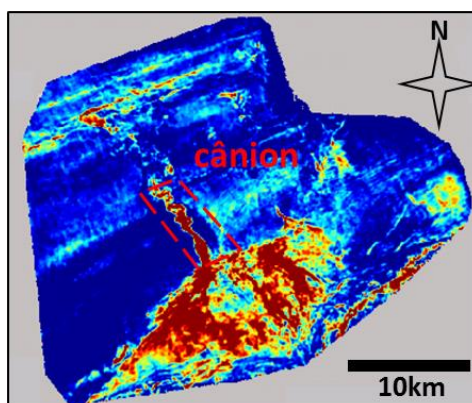


Figura 5-16: Canal alimentador (cânion) do leque claramente visível na sísmica.

Conforme estudado no Capítulo 3, um ponto importante é a proporção de fácies na TI, que se recomenda ser igual ou pouco divergente em relação à distribuição marginal alvo das fácies nas realizações. Tomando como base o *crossplot* da Figura 4-9, arbitrou-se um valor de corte em 2000 (sem unidade) de forma que valores acima dele seriam considerados

como a fácies de interesse, A, e a B, abaixo. Esse valor de corte será usado nas c.d.f. do valor da amplitude RMS de cada domínio para estabelecer a proporção de cada fácies nas respectivas TIs.

Outro fator importante ao elaborar as TIs é quanto ao método de modelagem de não estacionariedades empregado pelo algoritmo escolhido (ver seção 3.2.7). Para este estudo, optou-se por simular com o algoritmo SNESIM_STD do SGeMS, que modela a não estacionariedade pelo método das classes de transformações, que pela sua simplicidade, demanda uma TI estacionária.

5.3.1 TI para as barras de areia

A Figura 5-17 mostra a c.d.f. da variável amplitude RMS para o domínio das barras de areia. Para o valor de corte de 2000, há aproximadamente 5% de fácies A e 95% de B. A TI, além de representar a geometria das barras, deve ter uma proporção de fácies semelhante a esta.

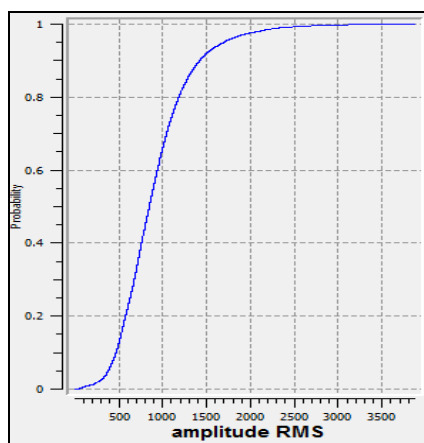


Figura 5-17: c.d.f. da amplitude RMS no domínio das barras de areia.

A Figura 5-18 retrata a TI elaborada para simular as barras de areia. Trata-se de uma única barra com aproximadamente 20km de comprimento e 300m de largura, considerando que o *pixel* está na mesma resolução areal do dado sísmico (100m x 100m). A barra ocupa cerca de 5% dos *pixels* da imagem, seguindo a distribuição-alvo de 5% para a fácies de interesse A e 95% para a B. A barra de areia no modelo está alinhada na direção N77E. A orientação da barra na TI poderia ter qualquer valor, pois é independente do que se observa na sísmica.



Figura 5-18: TI para modelar barras de areia. Amarelo: areia; verde: argila. Cada *pixel* representa uma área de 100m x 100m. A barra tem espessura máxima de 300m e cerca de 20km de comprimento.

O importante da imagem de treinamento é representar a geometria esperada para os elementos arquiteturais a serem simulados.

5.3.2 TI para o leque submarino

A Figura 5-8 mostra a c.d.f. da variável amplitude RMS para o domínio do leque, onde há lobos arenosos permeados por canais de geometria distributária. Para o valor de corte adotado (2000), há aproximadamente 50% para cada fácies. A proporção de fácies na parte erodida da TI (Figura 5-19) foi próxima desta.

A modelagem da TI segue pensamento diferente das barras de areia. Para estas, um retrato de uma barra foi suficiente. Contudo, os canais têm natureza fractal, não sendo adequado modelá-los como um corpo definido na TI. Ao invés disso, representa-se essa característica apenas com uma bifurcação dentro de um lobo e o algoritmo encarregar-se-á de reproduzi-la por todo o leque. De qualquer forma, mais uma vez a TI se apresenta como um conceito óbvio do reservatório que se pretende simular, no caso lobos arenosos contendo canais de areia de maior qualidade. Para TIs pequenas em comparação com o *template* de busca, como a modelada neste estudo, deve-se tomar cuidado com a proporção de fácies dentro da TI erodida.

Relembrando que a modelagem dessa TI nada mais foi do que fazer um desenho de um lobo arenoso em um programa de edição gráfica, tendo em mente que cada *pixel* tem a dimensão areal das células do *grid* de simulação (100 x 100 metros).

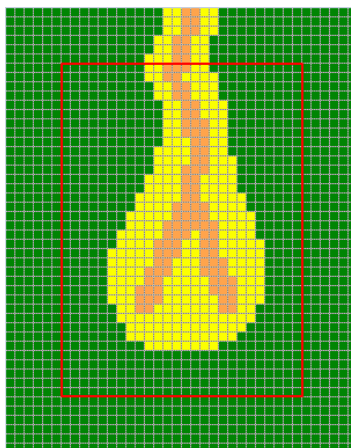


Figura 5-19: TI para modelar um leque submarino composto por lobos arenosos permeados por canais distributários. Laranja: areia de canal; amarelo: areia de lobo; verde: argila. O retângulo em vermelho representa a TI erodida resultante de um template de 12 x 12 células, dentro do qual as proporções de fácies são consideradas para comparar às probabilidades marginais. Cada *pixel* representa uma área de 100m x 100m e o lobo conceitualizado tem dimensões de cerca de 2km x 3km.

5.3.3 TI para o canal turbidítico

A TI (Figura 5-20) para o canal é puramente um conceito do sistema deposicional que se deseja simular, sem se ater a proporções-alvo. As proporções das fácies serão controladas pelos parâmetros de simulação apenas. As fácies retratadas na TI representam associações de fácies com características permo-porosas julgadas semelhantes para efeito de simulação de fluxo.



Figura 5-20: TI para modelar o canal turbidítico do estudo. Fácies: amarela: areia grossa e cascalho de canal meandrante; laranja: areia fina e silte de zonas de extravasamento do canal meandrante; verde: silte e argila de planície basinal; pastel: areia média na passagem para o canal alimentador ao sul. As formas e as relações entre as fácies seguem o modelo ilustrado na Figura 5-11, associação (A), com a diferença que o canal meandrante está preenchido com material arenoso, conforme interpretação da sísmica. Cada *pixel* representa uma área de 100m x 100m e o canal turbidítico tem largura de cerca de 2km.

5.4 Particionamento dos domínios

Dentro de cada domínio pode haver não estacionariedades, o que demanda a subdivisão dos domínios em partições (ver seção 3.2.7). Não foram interpretadas não estacionariedades no domínio do canal turbidítico.

5.4.1 Partição para não estacionariedade nas barras de areia

Conforme a interpretação geológica deste caso vista no Capítulo 4, as barras de areia se apresentam paralelas à linha da costa e com pouca variação em escala. Contudo, neste caso, as barras apresentam leve convergência em um ponto distante, situado no azimuth N70E aproximadamente, conforme mostra a Figura 5-21.

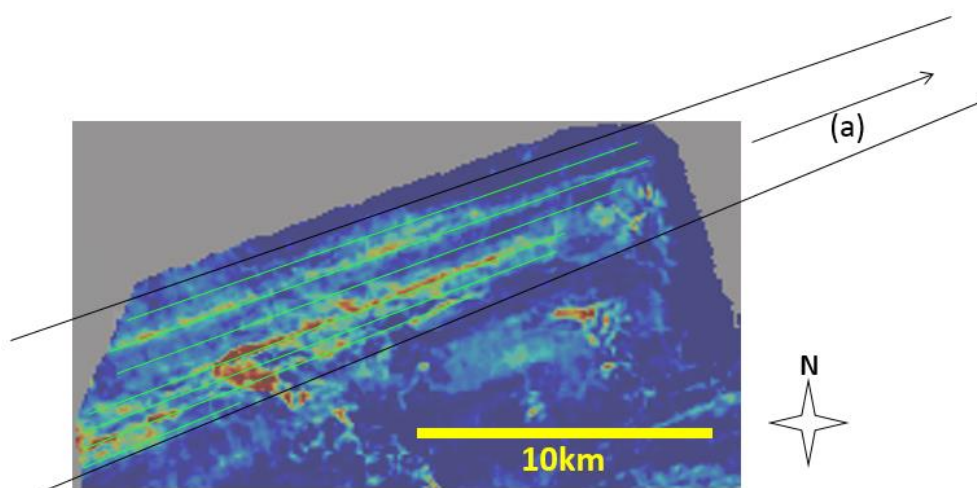


Figura 5-21: interpretação da não estacionariedade dos azimutes das barras de areia. Os azimutes convergem levemente na direção e sentido dados por (a).

Assim como no caso das TIs, as partições podem ser livremente desenhadas como uma imagem gráfica e importadas como um *grid* contendo uma variável categórica. A Figura 5-22 mostra a arte feita para delimitar as classes de rotação e o resultado de sua importação como variável categórica dentro do domínio de simulação.

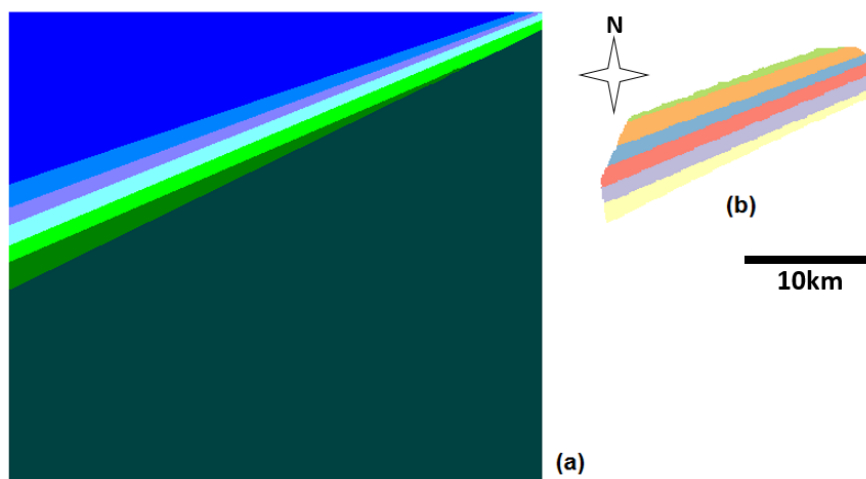


Figura 5-22: (a): imagem gráfica colorida de acordo com as partições; (b): a variável categórica resultante da importação na região do domínio das barras de areia.

A Figura 5-23 mostra como determinar os ângulos de rotação para que as barras de areia sejam simuladas seguindo os alinhamentos interpretados. Esses ângulos devem ser informados, no caso do SNESIM_STD do SGeMS, em uma tabela que associa cada classe da variável categórica usada para particionar o domínio a um valor de rotação.

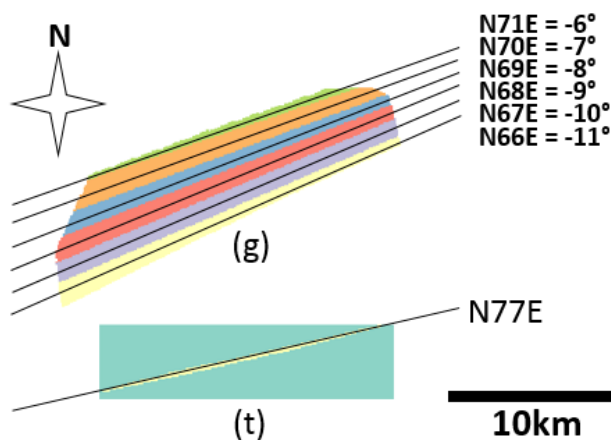


Figura 5-23: as rotações para a simulação das barras de areia são determinadas fazendo a diferença entre a orientação da barra modelo na TI, (t), e as orientações interpretadas das barras para o *grid* de simulação, (g).

5.4.2 Partição para não estacionariedades no leque submarino

A Figura 5-24 ilustra uma interpretação das não estacionariedades nos azimutes e na escala que os canais distributários apresentam dentro do leque. Segundo o modelo de leque adotado na interpretação, os azimutes assumem um padrão radial centrado na desembocadura do canal alimentador (cânion). As escalas dos canais apresentam um padrão concêntrico também focado na desembocadura. Entretanto, o leque pode ter sido

originalmente depositado conforme a interpretação, devido ao relevo marinho irregular ou deformado posteriormente por forças tectônicas (ex.: halocinese).

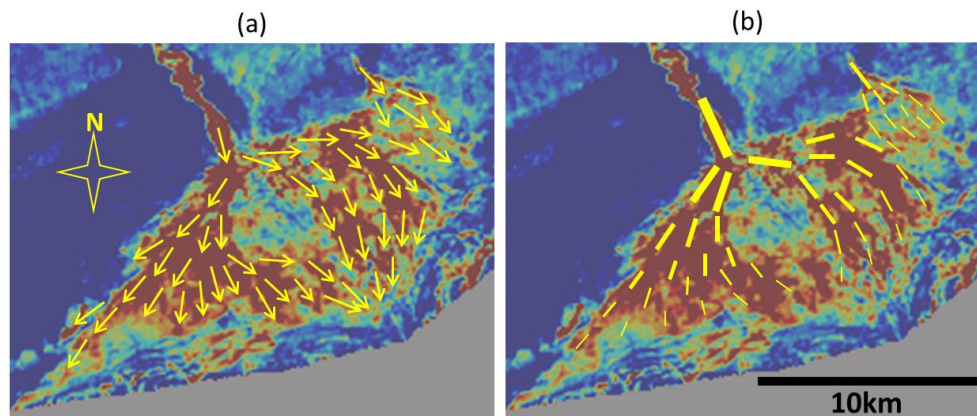


Figura 5-24: interpretação de não estacionariedades dos canais distributários (elementos em amarelo). (a): não estacionariedade do azimute; (b): não estacionariedade da escala.

i. Não estacionariedade dos azimutes

A interpretação dos azimutes apresenta uma distribuição espacial que demanda um particionamento do domínio não trivial. Uma abordagem sugerida é preparar amostras de azimutes a partir da interpretação (Figura 5-25) e usar um método de interpolação (ex.: krigagem) para obter um mapa que pode ser facilmente convertido em uma variável categórica para o delineamento das partições.

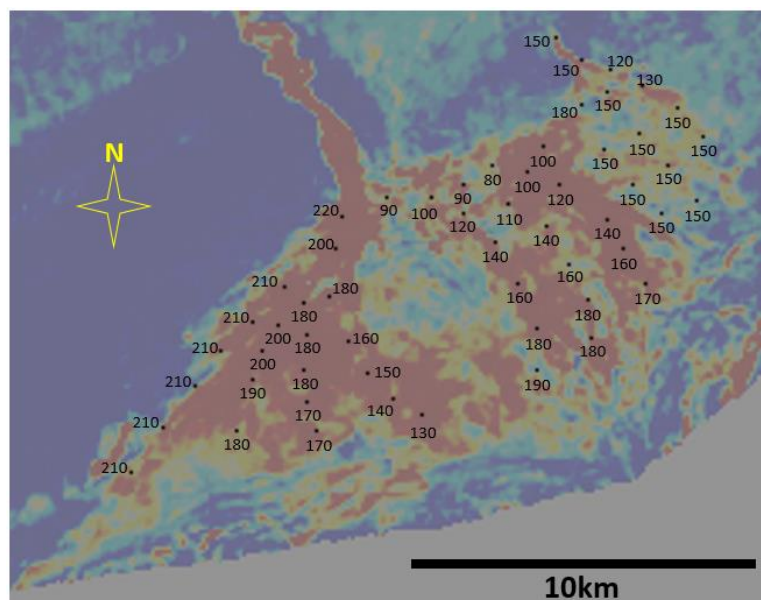


Figura 5-25: amostras preparadas para a interpolação de valores de azimute dos canais distributários a partir da interpretação. Os valores seguem a convenção usada em geologia (N=0°, E=90°, S=180°, etc.).

A interpolação foi feita com uma krigagem simples, com média igual à média dos azimutes. O variograma foi simplesmente um modelo gaussiano, pela suavidade do resultado, sem efeito pepita, isotrópico com alcance de 2.000m e patamar (*sill*) igual à variância global dos azimutes. A Figura 5-26 mostra as etapas do processo. Primeiro, foram interpolados os azimutes, a seguir os valores foram discretizados para códigos classes de 0 (N070E) a 15 (N220E). Os pontos sem valor receberam um valor padrão (classe de N150E). Finalmente, a variável foi convertida no tipo categórico, o que é um requisito do SNESIM_STD. O Script 3 do Anexo 3 pode ser usado para essa discretização, bastando antes reescalar o intervalo da estimativa para o intervalo [0, 1], estandardizando-a.

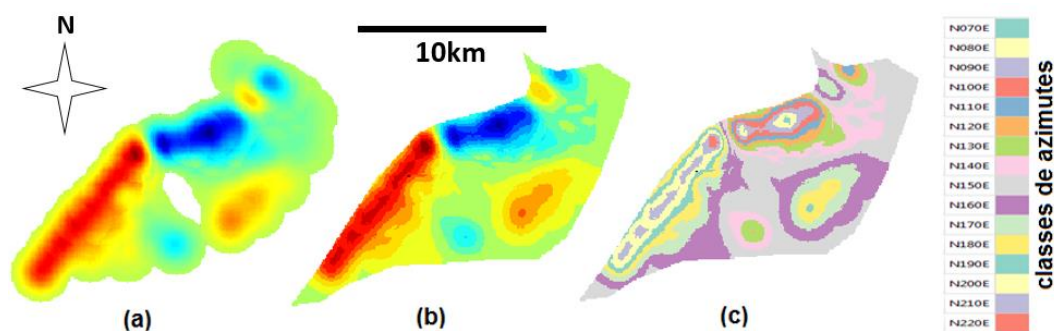


Figura 5-26: (a): interpolação de valores de azimute; (b): discretização em valores de classe; (c) variável categórica resultante representando o particionamento do domínio em classes de rotação.

ii. Não estacionariedade da escala

A interpretação da escala dos canais distributários apresenta uma distribuição espacial fácil de modelar manualmente como bandas aproximadamente concêntricas. A Figura 5-27 mostra os valores de escala associados às classes da variável categórica que particiona o domínio tal que os canais reduzam de escala conforme a interpretação geológica.

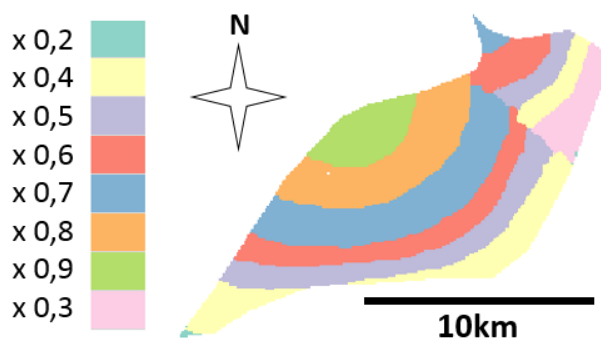


Figura 5-27: classes de escala para o domínio dos canais distributários.

5.5 Parametrização do SNESIM_STD

5.5.1 Distribuição-alvo

i. Barras de areia

5% de areia e 95% de argila. Estas probabilidades simplesmente seguem a divisão do valor de corte 2.000 na c.d.f. de amplitude RMS nesse domínio.

ii. Leque

17% de areia de canal, 33% de areia de lobo e 50% de argila. A probabilidade de argila segue a divisão do valor de corte 2.000 na c.d.f. de amplitude RMS no domínio do leque. A probabilidade de areia é dividida para as duas fácies arenosas segundo um prognóstico do modelador.

iii. Canal turbidítico

45% de areia de canal, 5% de argila, 25% de silte e 25% de areia de zona de transição.

Embora a c.d.f. indique que acima do valor de corte 2.000 há 10% de areia na área do canal, o uso de 45% de areia para a distribuição-alvo tem outro objetivo. Em conjunto com um fator tau alto para o dado secundário e zero de fator *servosystem*, esse valor visa controlar o posicionamento da areia dos meandros de forma que tendam a ficar nos locais com valores de probabilidade maiores que 45%. Essa proporção na distribuição marginal para a areia restringe essa fácies a poucos locais, diminuindo a proporção global de areia como esperado, o que deve ser verificado na validação dos resultados. A divergência entre a proporção global como parâmetro a obtida nas realizações é discutida na seção 7.3.2.

A restrição no posicionamento dos corpos de areia, cujos arcos individuais são observáveis na sísmica, visa controlar a variabilidade do posicionamento das demais fácies relativamente aos meandros de areia em função da imagem de treinamento.

5.5.2 *Template*

i. Barras de areia

Tal como estudado na seção 3.2.1, o *template* de busca é montado indiretamente a partir de dois parâmetros: o número máximo de pontos condicionantes e o elipsoide de busca. O número máximo de pontos foi estipulado em 30 e a elipse de busca com grande excentricidade, com semieixo maior medindo 2.000 metros e o menor, 150 metros. O

azimute do semieixo maior é N70E, considerado como valor adequado de acordo com os azimutes interpretados das barras para o *grid* de simulação.

A Figura 5-28 mostra o formato do *template* resultante desses dois parâmetros, no *multigrid* mais fino. Esse *template* foi julgado como adequado para reprodução das barras de areia. Para os *multigrids* de maiores espaçamentos, os pontos condicionantes (pintados de azul na figura) espalhar-se-ão dentro da elipse.

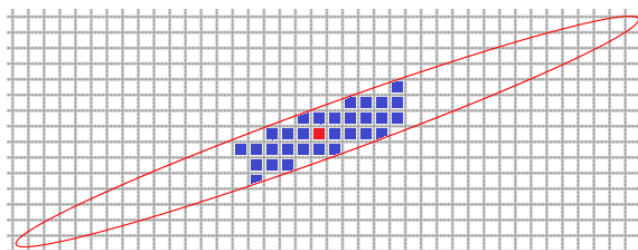


Figura 5-28: *template* de busca resultante dos parâmetros número máximo de pontos condicionantes (30) e elipsoide de busca para *multigrid* mais fino. Os trinta pontos coloridos formam o *template*. O ponto vermelho representa o ponto central (ponto a ser simulado). Cada célula do *grid* de simulação representa uma área medindo 10m x 100 metros.

ii. Leque submarino:

Como os canais apresentam muita variação na orientação, a elipse de busca foi feita como um círculo de 600m de raio (12 x 12 células). O número de nós foi fixado em 9, valor suficiente para reprodução satisfatória dos canais.

iii. Canal turbidítico

As circunvoluções das feições demandam uma busca circular, no caso com 400m de raio. O número de nós foi fixado em 9, valor suficiente para reprodução satisfatória dos arcos.

5.5.3 Número de *multigrids*

i. Barras de areia

Devido à preocupação com desempenho do processamento computacional, o tamanho do *template* foi mantido pequeno (30 pontos) em relação à extensão das barras (dezenas de quilômetros), o número de *multigrids* foi estipulado em 6 para reprodução das longas barras.

ii. Leque submarino

Fixado em cinco para reprodução de feições de maior escala ao máximo, pois devido tamanho pequeno da TI (38 x 48 células) em relação ao *template* de busca (12 x 12 células), números maiores não surtem efeito.

iii. Canal turbidítico

Fixado em quatro para reprodução de feições de maior escala ao máximo, pois, de forma semelhante ao leque, devido tamanho pequeno da TI (41 x 56 células) em relação ao *template* de busca (8 x 8 células), números maiores não surtem efeito.

5.5.4 Fator *servosystem*

i. Barras de areia

Estipulado em 0,85, pois o percentual da fácies de interesse A é muito pequeno (5%), portanto requerendo um controle maior sobre a flutuação das proporções que podem figurar nas realizações. A confiabilidade da distribuição-alvo é alta por haver apenas duas fácies e suas proporções serem facilmente inferidas a partir do único dado sísmico com base em um valor de corte.

ii. Leque submarino

Estipulado em 0,6, valor suficiente para controlar a proporção de fácies nas realizações. Apenas a proporção da fácies argila é confiável. A proporção arenosa é dividida entre duas fácies segundo critério do modelador.

iii. Canal turbidítico

Fixado em 0,0 para que apenas TI e o dado secundário determinem a distribuição de fácies nas realizações. A distribuição-alvo não é confiável. São proporções de quatro fácies derivadas a partir de um único dado sísmico.

5.5.5 Número mínimo de réplicas

i. Barras de areia

Fixado em 10, seguindo recomendação de Liu (2006, p1552, §1°).

ii. Leque submarino

Como a TI é pequena, os números recomendados (10 a 20) excluem muitos eventos de dados com poucas réplicas, os mais complexos, resultando em uma caracterização ruim dos canais. Então, foi fixado o maior valor possível em que se observa reprodução satisfatória dos canais, no caso o valor 2.

iii. Canal turbidítico

Tal como no caso do leque, a TI não muito maior que o *template* de busca, o número de réplicas foi mantido baixo. Fixado o valor 2.

5.5.6 Modelo tau

i. Barras de areia

A fácies B, argila, tem probabilidade marginal de 95%, que certamente é um valor quase sempre maior do que as probabilidades condicionais (TI e dado secundário) em qualquer local da área de simulação. A Figura 3-14 mostra o comportamento da impossibilidade de ocorrência da fácies, para os fatores tau para a TI e dado secundário, em diferentes configurações de probabilidades informadas pelas diversas fontes.

Para o caso da fácies B, com probabilidade marginal dominante, a impossibilidade de ocorrência cresce com ambos os fatores tau em praticamente toda a simulação. Portanto, estipular fatores maiores que 1 resultam em uma maior proporção da fácies A, o que é indesejado.

Por outro lado, devido à probabilidade marginal da fácies A ser apenas 5%, os fatores tau são praticamente sem efeito.

Assim, os fatores tau foram fixados em 1 para a TI e 1 para os campos de probabilidade (dado secundário).

ii. Leque submarino

O dado sísmico revela um grande vazio no centro do domínio de simulação. É esperada, portanto, uma baixa concentração das fácies arenosas nesse vazio. Como a probabilidade marginal das fácies de areia, A e B, são 33% e 17% respectivamente, fatores tau altos para o dado secundário fazem com que a impossibilidade de ocorrência dessa fácies aumente nos locais onde suas probabilidades segundo o dado sísmico são menores que 33% e 17% respectivamente. Assim, o fator tau para o dado secundário foi fixado em 10.

A Figura 5-29 mostra que o fator tau elevado para o dado secundário resultou na diminuição da presença de fácies arenosas onde os valores de amplitude RMS são mais baixos.

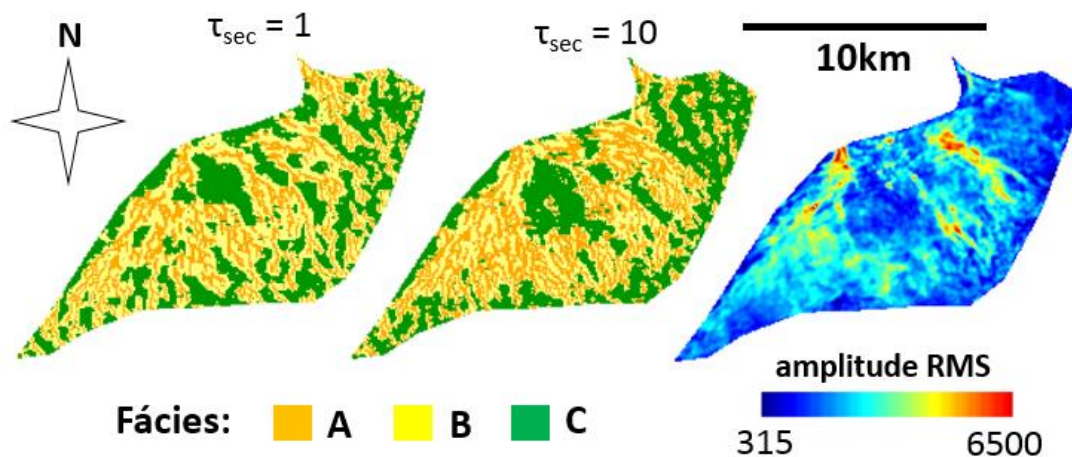


Figura 5-29: efeito do fator tau para o dado secundário. A: areia de canal; B: areia de lobo; C: argila.

Como a probabilidade marginal da fácies dos canais é 17%, fatores tau maiores para a TI resultam em maior impossibilidade de ocorrência de pontos isolados dessa fácies. Isso se traduz em maior continuidade dos canais. No entanto, segundo as relações espaciais entre as fácies na TI, os canais devem estar contidos em lobos arenosos, assim, o aumento dos canais traz necessariamente aumento na proporção de areia de lobos. O modelador deve ponderar os aspectos estatísticos e geológicos na validade da simulação. A Figura 5-30, mostra uma realização com tau igual a 1 onde se priorizou a reprodução das proporções de fácies e com tau igual a 2 onde se priorizou um resultado geologicamente melhor. Um fator maior melhora a caracterização dos canais e lobos, produzindo um resultado melhor geologicamente, porém, nesse caso, aumentando a proporção das fácies de areia.

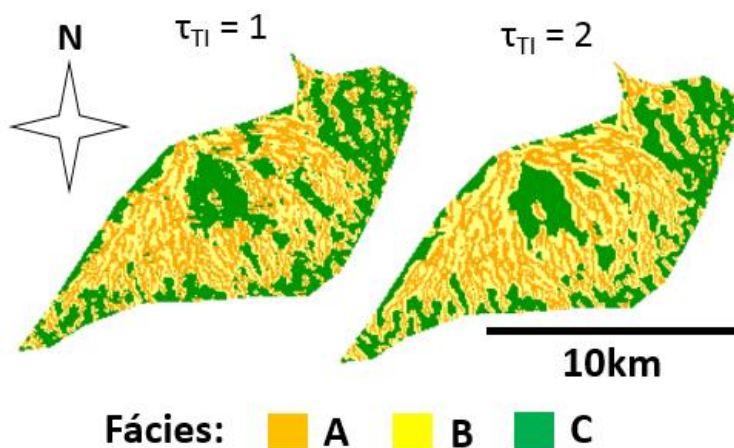


Figura 5-30: efeito do fator tau para a TI (τ_{SEC} fixado em 10). A: areia de canal; B: areia de lobo; C: argila.

iii. Canal turbidítico

O fator tau para a TI foi fixado em 1. Já para o dado secundário, um fator de 5 para maior controle do posicionamento dos meandros de areia em função do dado sísmico.

5.5.7 Rotação e escala globais para o canal turbidítico

Foi definida uma rotação sinistrógrica global na TI de 40° e uma aplicação de escala na TI por um coeficiente de 0,6 em ambos os eixos.

5.6 Conclusão

O estudo 2D mostrou-se interessante pelas variadas aplicações do método MPS. O domínio das barras de areia tem caráter introdutório. O domínio do leque já apresenta uma fácies a mais e uma forma de calibrar atributos sísmicos em probabilidades quando há mais de duas fácies e apenas uma variável sísmica, diferindo da forma de calcular uma em complemento da outra das barras de areia.

Já o domínio do canal turbidítico é um caso em que uma das fácies tem localizações conhecidas no dado sísmico, porém o interesse em simular para quantificar a incerteza recai sobre as demais fácies, menos evidentes. Este domínio também evidencia a importância do conhecimento geológico do que está sendo modelado tanto para a construção da TI quanto para a calibração do dado sísmico em probabilidades de fácies.

A Figura 5-31 mostra uma realização para cada domínio deste estudo.

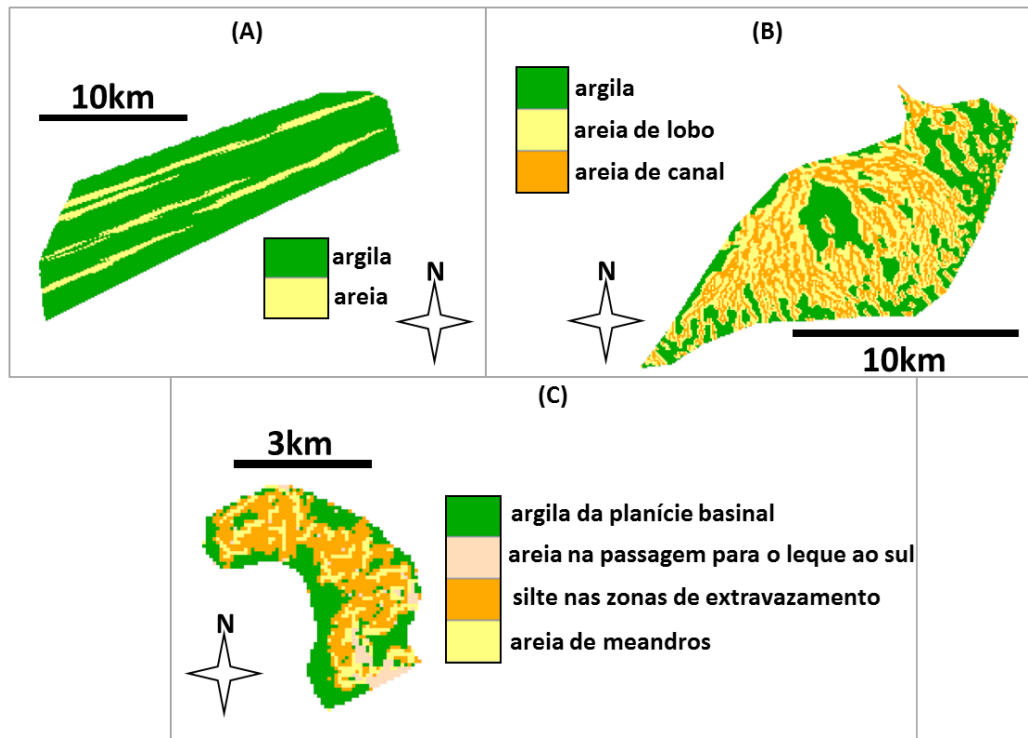


Figura 5-31: três realizações para cada domínio do estudo 2D. (A) barras de areia; (B) leque submarino; (C) canal turbidítico.

Capítulo 6

Desenvolvimento do estudo 3D

As simulações conduzidas neste estudo têm por objetivo principal avaliar o método MPS para mapear feições em escala subsísmica. Convém destacar que não se trata de criar informação e sim gerar possíveis realizações de tais feições apoiadas na informação disponível no dado sísmico e na interpretação geológica.

Um objetivo secundário, não obstante de relevo, é quanto ao *grid* de simulação. A conformação geométrica do *grid* de simulação à estratificação do reservatório proporciona maior realismo. O uso de um *grid* estratigráfico (Rasera, 2014, p10-31) também simplifica a modelagem do comportamento espacial do fenômeno porque ela pode ser referente a coordenadas geológicas, ou seja, os horizontes (superfícies de mesmo tempo geológico) tornam-se planos.

Ainda, com o *grid* de simulação restrito ao volume do reservatório, existe maior eficiência na simulação porque não é necessário simular células fora deste, caso a implementação do SNESIM não tenha um recurso que permita restringir a simulação a determinadas células. A Figura 6-1 mostra uma comparação entre um *grid* regular e um *grid* estratigráfico para simular o mesmo reservatório com resolução vertical semelhante.

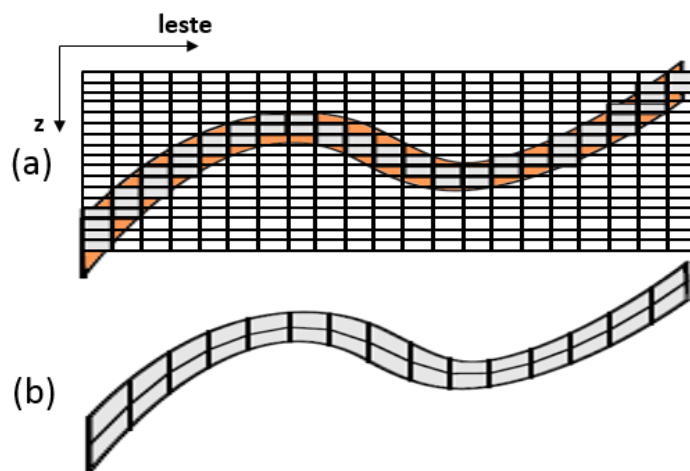


Figura 6-1: (a): *grid* de simulação regular; (b): *grid* de simulação estratigráfico. Modificado de Rasera (2014, p13, fig. 2.1).

O modelo de sequência estratigráfica (Figura 4-14) adotado inclui camadas arenosas intercaladas por camadas de lama. Portanto, eis as três fácies a serem simuladas:

- i. Fácies A: areia dos canais distributários (melhor permoporosidade);
- ii. Fácies B: areia dos lobos (pior permoporosidade);
- iii. Fácies C: argila.

6.1 Delimitação do domínio de simulação

Há apenas um domínio de simulação: os leques submarinos. A delimitação foi feita à mão livre conforme a Figura 6-2. Como o *grid* da sísmica tem 500 x 515 células em sua dimensão areal, uma imagem foi definida com essa dimensão em um editor gráfico. Uma imagem qualquer do atributo sísmico (ex.: captura de tela), tal que mostre a extensão do reservatório, foi copiada para o editor de forma que se ajustasse, sem folgas ou sobras, à imagem de 500 x 515 em branco. Um contorno de livre interpretação para a região de simulação foi desenhado. A imagem do reservatório foi removida e o contorno, preenchido com a mesma cor. O resultado é uma imagem bicolor que pode ser convertida para um *grid* em formato GEO-EAS contendo uma variável categórica. A conversão da imagem pode ser feita com o programa IMG2GSLIB apresentado na seção 5.1.

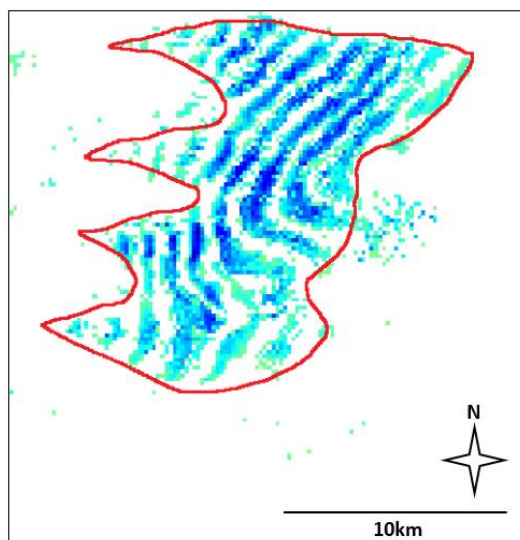


Figura 6-2: delimitação do domínio de simulação.

O *grid* 2D em formato GEO-EAS foi convertido para uma nuvem de pontos com o programa *addcoord* da GSLib (Deutsch e Journel, 1998). O *addcoord* deve ser configurado tal que o *grid* 2D tenha a mesma origem e dimensões de célula da sísmica para

o correto posicionamento dos pontos no espaço. Caso o *grid* já esteja dentro do SGeMS, a conversão pode ser feita com um *script* tipo o Script 2 do Anexo 3.

Importa-se a nuvem de pontos como objeto *point set* para o SGeMS. Ele serve como dado primário para uma krigagem ordinária limitando o número máximo de amostras a 1 e com variograma de 100% de efeito pepita, sem estruturas. O único valor amostral torna-se a média local. O variograma escolhido resulta em covariância zero em todos os locais, causando estimativas iguais à média local que, por causa da estratégia de busca empregada, é o valor da amostra mais próxima.

Para diminuir o tempo de execução da krigagem, sugere-se configurar o algoritmo com um elipsoide de busca com eixos maior, médio e menor iguais a 12.000ms (25 fatias de tempo x 8ms x 50 de exagero vertical⁵ + 2.000ms de folga), 100m e 100m respectivamente e com mergulho (*dip*) igual a 90°.

Como os pontos amostrais foram importados com coordenada z constante, o efeito obtido é a extrusão dos valores da variável categórica ao longo da vertical na sísmica, formando um sólido prismático cuja base é o contorno do domínio de simulação previamente delimitado (Figura 6-3). Os limites verticais do domínio serão naturalmente os limites do *grid* de simulação, a ser modelado em etapa posterior.

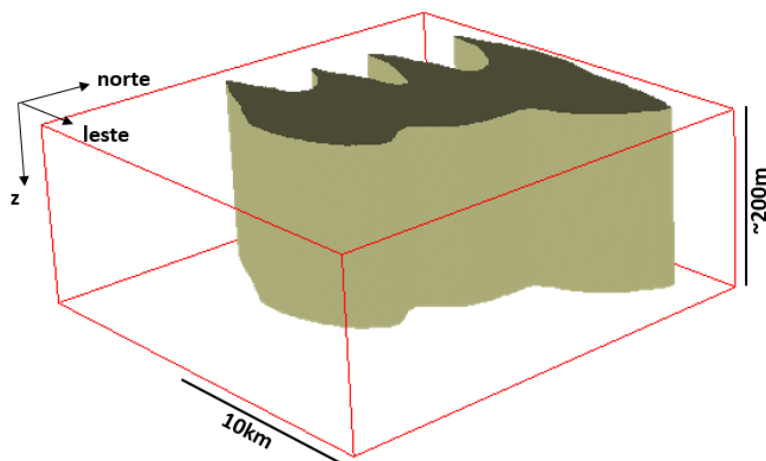


Figura 6-3: variável categórica na sísmica delimitando o domínio de simulação. O paralelepípedo em vermelho representa a totalidade do dado sísmico.

⁵ A versão do SGeMS utilizada na condução do estudo não possui a funcionalidade de aumentar a escala do eixo vertical de forma independente tal como em muitos softwares geocientíficos utilizados na indústria. O exagero vertical foi realizado através de uma multiplicação por um coeficiente de 50 nos valores da coordenada z diretamente.

O efeito de extrusão também pode ser obtido por algum algoritmo de estimativa pelo vizinho mais próximo, como o *nearest-neighbor* do SGeMS. Caso seja possível, usar o mesmo elipsoide de busca para otimizar o tempo de execução.

A variável categórica, agora amostrada em todo o *grid* sísmico, será usada mais adiante para definir a região (*region*) do *grid* onde a simulação ocorrerá, diminuindo o tempo de execução.

6.2 Estimativa do fator de argila

A estratigrafia de sequência adotada apresenta camadas de argila: finas e em pequena proporção nas partes proximais dos leques; espessas e em maior proporção nas partes distais.

A terceira fácies, argila, deve ter seu campo de probabilidade, tal como as outras duas. Para chegar ao campo de probabilidade para a argila, partiu-se de um mapa contendo um fator de argila, a constituir-se como outro dado secundário. Segundo o modelo de sequência estratigráfica, a proporção de argila segue uma gradação partindo das zonas proximais às distais, tal como ilustrado na Figura 6-4.

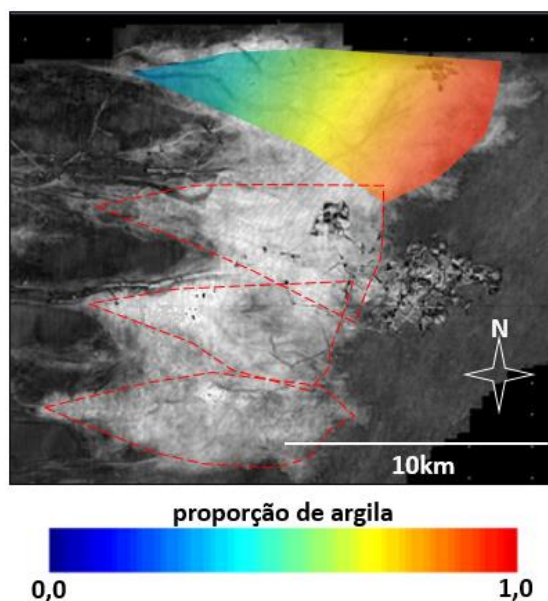


Figura 6-4: proporção esperada de argila ilustrada no leque mais ao norte.

Na falta de poços em quantidade suficiente, o modelador pode solicitar ao geólogo intérprete que forneça pontos onde este tem “certeza” das proporções de argila para o condicionamento de uma estimativa. No caso dos leques, tem-se razoável certeza de que a proporção de argila é perto de zero nas desembocaduras dos cânions e perto de 100% além das partes distais dos leques. Um exemplo de tal interpretação está ilustrado na Figura 6-5.

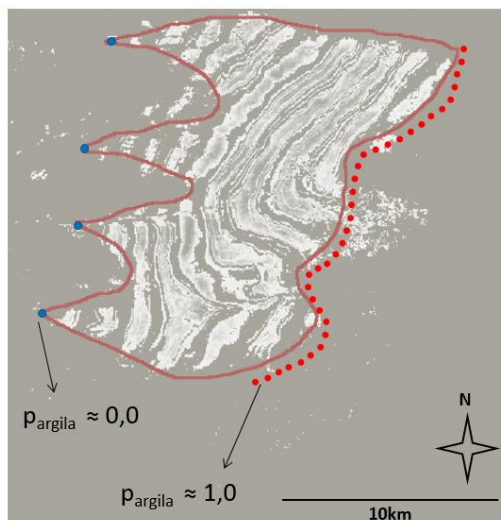


Figura 6-5: exemplo de interpretação de pontos com proporções de argila para estimar um mapa de fator de argila.

Um mapa de fator de argila foi estimado (Figura 6-6) através de uma krigagem global simples com média igual a 0,3. O variograma é 100% de modelo gaussiano com elipse de anisotropia 7km x 3,5km alinhada ao longo do azimute N110E porque os leques individualmente são alongados aproximadamente nessa direção. A escolha da média dita a predominância de fatores altos ou baixos. Como o intérprete forneceu apenas pontos com valores extremos, o alcance do variograma, nesse caso, dita a predominância de valores extremos de forma que quanto mais longo, maior a predominância de fatores próximos de 0,0 e 1,0, estreitando a banda de valores intermediários. A escolha do modelo gaussiano combinada com a opção de krigagem global, independentemente de ser simples ou ordinária, visa produzir um campo suavizado e sem artefatos.

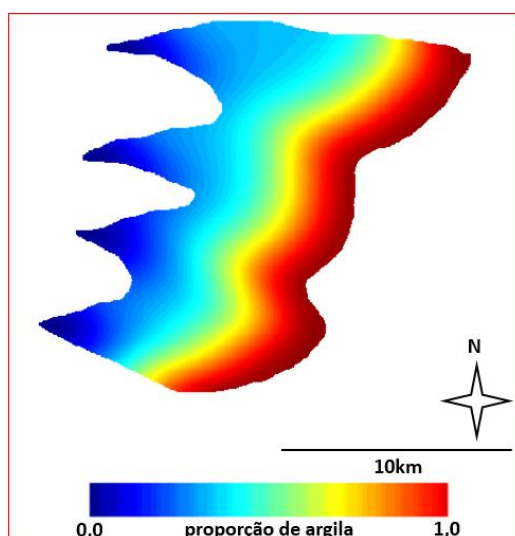


Figura 6-6: mapa de fator de argila estimado por krigagem simples global a ser usado como dado secundário além da sísmica.

Os valores obtidos podem ser extrudidos ao longo da vertical do volume sísmico tal como feito com a variável categórica na seção anterior.

6.3 Partição da não estacionariedade dos azimutes

Novamente, o recurso para dividir o domínio de simulação em partições para o tratamento de não estacionariedades é marcar cada local a ser simulado através de uma variável categórica. Cada valor dessa variável informa que rotação ou escala será aplicada à TI para simular no ponto.

A Figura 6-7 mostra uma interpretação dos azimutes dos canais distributários para o caso. Então, a partição deve ser feita tal que as feições da imagem de treinamento estejam alinhadas de acordo nas realizações.

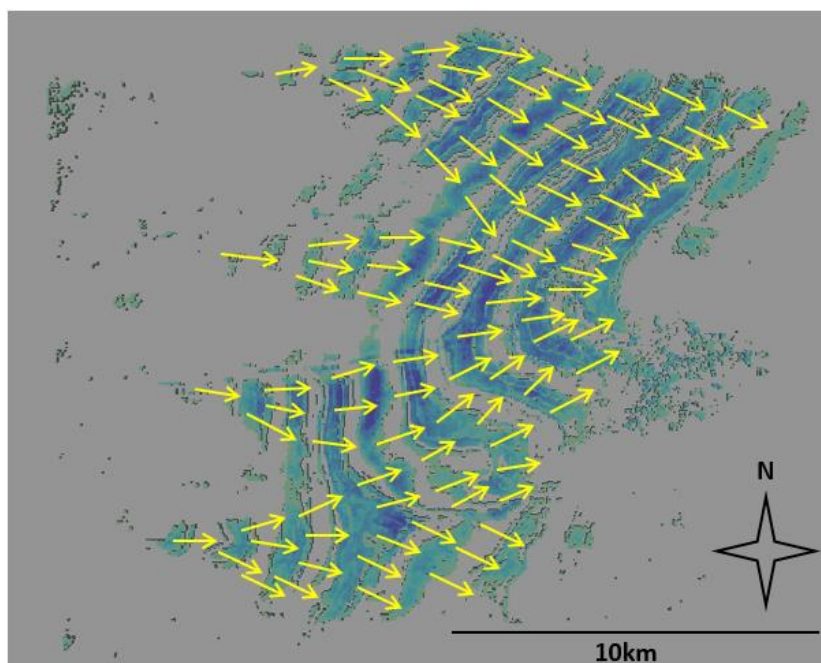


Figura 6-7: interpretação dos azimutes dos canais distributários.

Com base nessa interpretação, valores amostrais de azimutes foram preparados (Figura 6-8). O preparo é feito da seguinte maneira em um software de edição gráfica:

- i. Criar uma imagem gráfica com a mesma dimensão areal da sísmica (500 x 515);
- ii. Colocar uma imagem do reservatório ajustada à imagem para que sirva de referência;
- iii. Desenhar cada ponto com a mesma cor e que seja diferente das cores da imagem do reservatório;

- iv. Selecionar e copiar todos os pixels da cor dos pontos (essa funcionalidade depende do software de edição gráfica);
- v. Colar esses pixels em outra imagem, em branco, com a mesma dimensão;
- vi. Colorir cada ponto com um tom de cinza correspondente a cada valor de azimuth. Convenientemente, os valores de azimuths do caso, pertencentes ao intervalo [60, 130], podem ser diretamente usados como níveis de cinza, cujo intervalo é (0, 255). Pode-se usar valores quaisquer para representar os azimuths, por exemplo: 0 = 260°; 10 = 270°; 20 = 280°; etc. porque o programa IMG2GSLIB converte as cores para códigos sequenciais;
- vii. Converter a imagem para um arquivo de *grid* em formato GEO-EAS com o programa IMG2GSLIB. A versão utilizada desse programa não possui tabelas de cores, assim ele retorna um *grid* contendo uma variável valorada entre 0 e 8: códigos sequenciais para os oito azimuths e a cor de fundo da imagem original;
- viii. Importar o *grid* e, em seguida, restaurar os valores dos azimuths e anular o valor da cor de fundo com o Script 17 do Anexo 3. Ao importar, o ponto de origem e as dimensões de célula devem ser os mesmos do *grid* da sísmica para o correto posicionamento dos valores no espaço;
- ix. Estimar os azimuths (krigagem, por exemplo) em todos os locais do *grid* 2D não amostrados;
- x. Discretizar os azimuths estimados para que possam ser convertidos em uma variável categórica dentro do SGeMS, necessária para o funcionamento do algoritmo SNESIM_STD. O Script 1 do Anexo 3 foi usado para realizar tanto a discretização quanto o preenchimento dos locais distantes de amostras e não estimados com o azimuth médio (N100E).

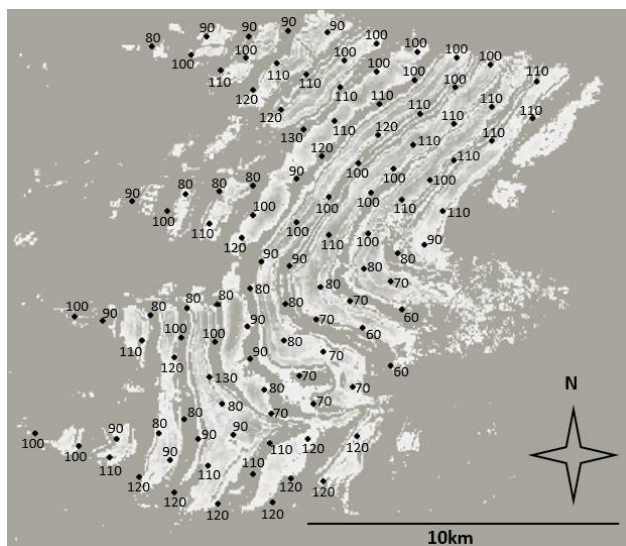


Figura 6-8: amostras preparadas de valores de azimutes.

A Figura 6-9 mostra o resultado final da variável discretizada dentro do domínio de simulação. A estimativa foi por krigagem simples com média N100E (média dos dados 97,3). O raio de busca foi de 2km x 2km, limitando a quantidade de amostras a 16 no total e 2 por octante. O variograma tem 1/6 de efeito pepita e 5/6 de contribuição de modelo gaussiano, isotrópico, com alcance de 4 quilômetros.

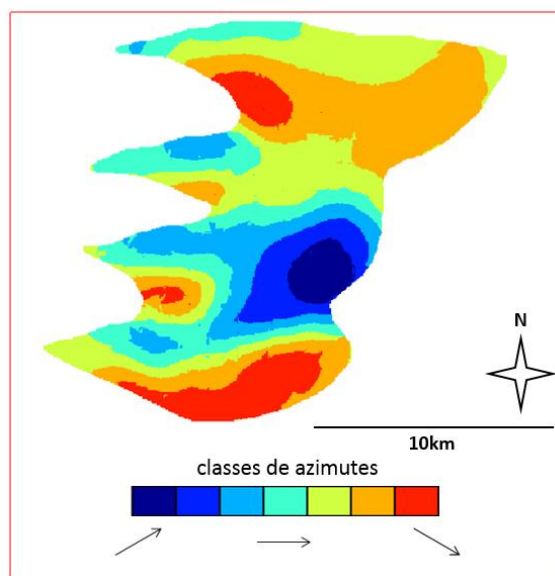


Figura 6-9: variável discretizada representando classes de azimutes no domínio de simulação.

Usou-se a krigagem com variograma gaussiano para produção do mapa com transições suaves entre os azimutes. Porém, o modelador poderia modelar o variograma de forma diferente, usar outro método de estimativa ou ainda desenhar à mão livre os valores, representados por tons de cor, diretamente na imagem gráfica.

Após isso, pode-se transformá-la em variável do tipo categórica dentro SGeMS e extrudi-la ao longo da vertical tal como feito na delimitação do domínio de simulação. A Figura 6-10 mostra o resultado final limitado ao domínio de simulação.

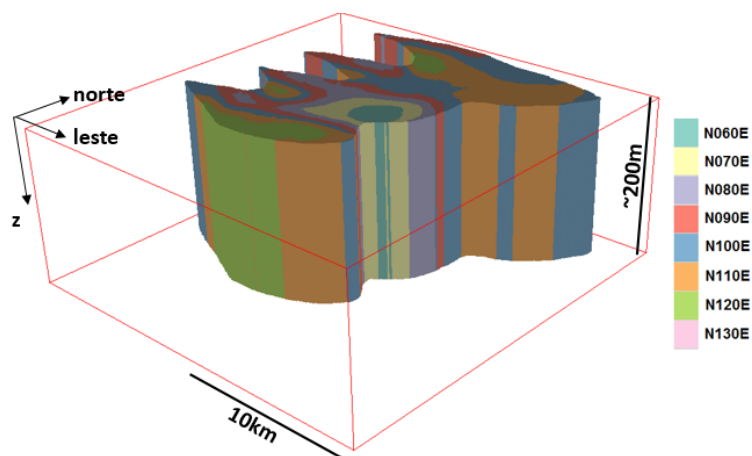


Figura 6-10: partição da não estacionariedade de azimutes.

6.4 Partição da não estacionariedade da escala

Tal como no caso 2D a escala dos canais distributários tende a diminuir gradualmente partindo da parte proximal à parte distal dos leques. A Figura 6-11 mostra a interpretação da escala dos canais para um dos quatro leques.

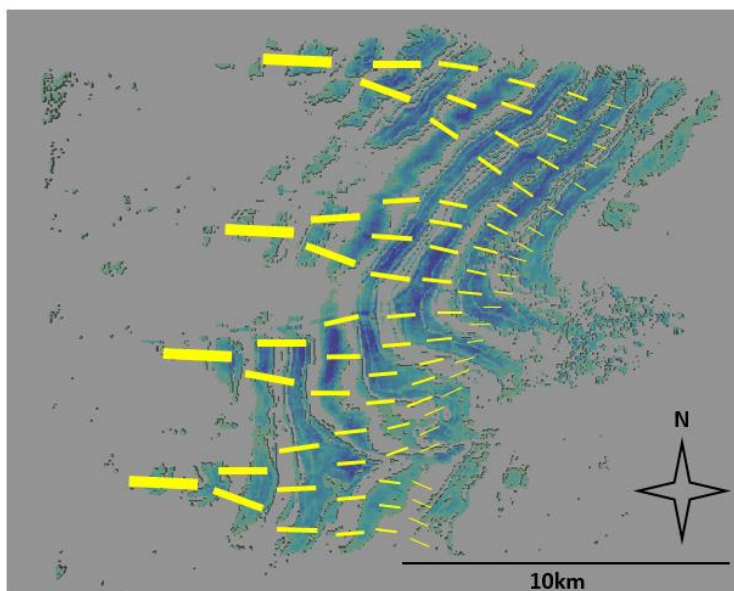


Figura 6-11: interpretação da escala dos canais distributários.

O mapa do fator de argila parece apresentar um comportamento espacial semelhante à interpretação das escalas. Assim, basta discretizar os valores em um determinado número de classes, cada qual a ser associada a fatores de escala das feições que se pretende simular.

irregular projetado de duas formas diferentes, dependendo do sistema de coordenadas. A praxe na indústria costuma empregar a expressão “coordenadas XYZ” à posição geográfica e à profundidade (metros) ou tempo sísmico (milissegundos) atuais. Enquanto que “coordenadas UVW” (por vezes UVT, com T aludindo ao tempo geológico) se refere à indexação matricial ou posição relativa (0,0 a 1,0), dependendo do software, das células.

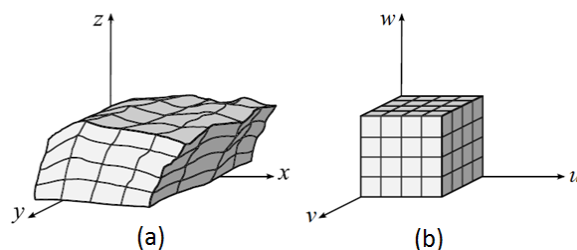


Figura 6-13: um mesmo *grid* estruturado irregular mostrado em sistema de coordenadas físicas (a) e em sistema de coordenadas matriciais ou regulares (b). Modificado de Rasesa (2014, p22, fig. 2.4).

O adjetivo “estratigráfico” denota a ideia de que os estratos sedimentares que vemos hoje deformados, erodidos, dobrados, fraturados e falhados foram depositados originalmente segundo uma ordem cronológica ou sequência estratigráfica. Um *grid* estratigráfico é, portanto, um *grid* em que as células podem ser relativizadas e referenciadas segundo seus tempos geológicos de deposição. Por convenção no dia-a-dia da indústria, o *grid* estratigráfico pertence à classe dos *grids* estruturados irregulares.

Um *grid* estratigráfico é normalmente construído a partir de horizontes, tal como ilustrado na Figura 6-14, para que células de mesma coordenada w estejam no mesmo tempo geológico. Assim, para encontrar todas as células de uma camada depositada em determinado tempo, basta encontrar as células de mesma coordenada w . Isto tem implicações importantes em geoestatística.

Dependendo da variável a ser estimada ou simulada, a modelagem do comportamento espacial pode ser feita em espaço deposicional, tornando-a mais simples porque este espaço é regular. Assim, também não é necessário modificar os algoritmos de geoestatística porque os *trends* geométricos lhes são transparentes, ao contrário do que ocorre com o emprego de LVA (*locally varying anisotropy* - Xu, 1996), que é uma abordagem do problema em *grids* estruturados regulares.

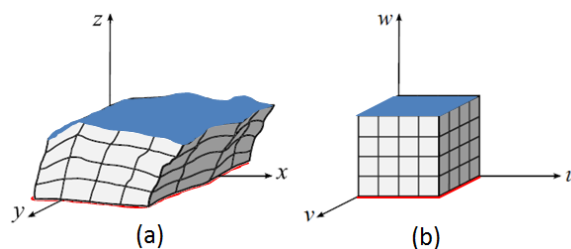


Figura 6-14: (a): um *grid* estratigráfico modelado entre horizontes de topo e base (superfícies em azul e vermelho respectivamente); (b): os horizontes e o *grid* apresentam-se regulares em tempo deposicional.

Modificado de Rasera (2014, p22, fig. 2.4).

A construção do *grid* estratigráfico para modelar um reservatório requer no mínimo os horizontes de topo e base delimitando o intervalo que se deseja simular, o que frequentemente é suficiente. A presença de falhas, intrusões, erosões e outras discordâncias geológicas pode requerer mais horizontes.

Conforme visto na Figura 4-10, o reservatório tem espessura equivalente a 8 milissegundos ou aproximadamente 20 metros. Fica a critério do modelador a quantidade de camadas que o *grid* de simulação terá entre os horizontes. Deve-se ter em mente que camadas menores do que a resolução da sísmica não criarão informação além da disponível no dado sísmico, mas sim gerar mapas de feições subsísmicas segundo probabilidades derivadas daquele dado.

O método de construção aqui proposto não demanda um software de CAD (SKUA®, Petrel®, etc.), mas serve apenas para horizontes funcionais, ou seja, $z = f(x, y)$. Horizontes multi- z , como os que representam certos corpos intrusivos, requerem modelagem com métodos sofisticados como a DSI (*Discrete Smooth Interpolation* – Mallet, 2014, cap. 14) ou modelagem implícita ($f(x, y, z) = a$, onde a é uma constante – Schroeder *et al.*, 2006, pp185-193), o que ultrapassa o escopo deste trabalho.

6.5.2 Dimensionamento de um *grid* 2D para estimar cotas de topo e base

O *grid* de simulação não precisa se estender por todo o domínio da sísmica. A extensão areal desse *grid* deve, no entanto, cobrir a área do domínio de simulação. A Figura 6-15 mostra o domínio de simulação contido por um paralelepípedo. A área da base pode servir para dimensionar o *grid* 2D que será usado para estimar os z de topo e base em todo o domínio de simulação. Doravante, essas duas variáveis serão referidas por z_T e z_B . As coordenadas x_T, x_B, y_T e y_B podem ser as mesmas do *grid* 2D, sem necessidade de estimar.

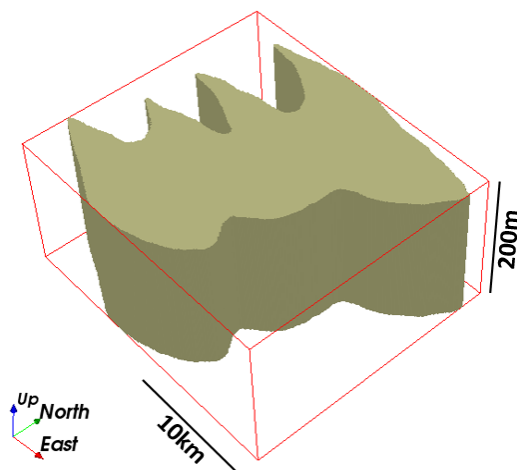


Figura 6-15: em vermelho, um paralelepípedo contendo o domínio de simulação.

A resolução areal da sísmica é de 50m x 50m, assim, para aproveitar toda sua informação, o *grid* de simulação estratigráfico pode ter resolução areal equivalente. Portanto, o *grid* 2D tem resolução de 50m x 50m também.

Como a geometria do *grid* estratigráfico é explícita, então as posições de todos os vértices que formam o *grid* devem ser descritas. Isso significa que, se a intenção é ter, por exemplo, 100 x 100 células na extensão areal, o *grid* 2D para estimativa de z_T e z_B deve ter 101 x 101 células. A Figura 6-16 ilustra porque é necessário o emprego de um *grid* regular 2D uma unidade maior em cada dimensão do que o *grid* irregular cuja geometria da base se deseja estimar. A geometria do topo torna-se outra propriedade no *grid* 2D. Em resumo, este *grid* 2D serve como local de armazenamento e processamento dos valores de geometria que servirão para construção do *grid* estratigráfico de simulação.

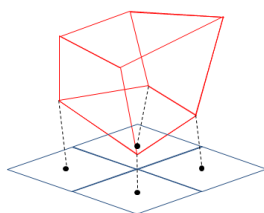


Figura 6-16: um *grid* regular 2x2 (azul) usado para estimar a geometria da base de um *grid* irregular 1x1 (vermelho).

Evidentemente, o *grid* de simulação pode ter as mesmas características areais da sísmica para poupar trabalho, mas para otimizar o tamanho daquele *grid*, o *grid* 2D foi dimensionado como tendo 441 x 371 células de 50m x 50m (o *grid* de simulação terá 440 x 370 células arealmente) e origem localizada em 800m x 7050m, usando como referencial a origem do *grid* da sísmica. A cota do próprio *grid* 2D não é importante.

6.5.3 Projeção dos horizontes no plano do *grid* 2D

Os horizontes são normalmente fornecidos pelo intérprete das mais variadas formas: nuvens de pontos, malhas triangulares, *grids* 2D com o valor da cota, etc. Mas independentemente da forma, raramente os horizontes estarão amostrados exatamente nos locais onde é necessário conhecê-lo. Isto então implica em uma operação de estimativa para que o horizonte seja conhecido em todos os locais da extensão areal do *grid* de simulação (Figura 6-17).

Normalmente, dependendo do software, as coordenadas dos pontos podem ser lidas como uma propriedade qualquer. No SGeMS, pode-se criar um arquivo GEO-EAS de uma nuvem de pontos, com as cotas originais dos pontos como propriedade e a coordenada z igual à do *grid* 2D, com o Script 6 do Anexo 3. Depois, basta importar essa nuvem de pontos como objeto *point set* do SGeMS e usá-lo para condicionar a estimativa. A título de completude, o Script 5 cria uma propriedade contendo a cota na nuvem de pontos caso o modelador opte por algum método de estimativa que use a nuvem diretamente, como a DSI.

Resumindo, a projeção nada mais é do que copiar o valor da cota dos pontos do horizonte como uma propriedade e a fazer a cota de valor constante e igual à do *grid* 2D.

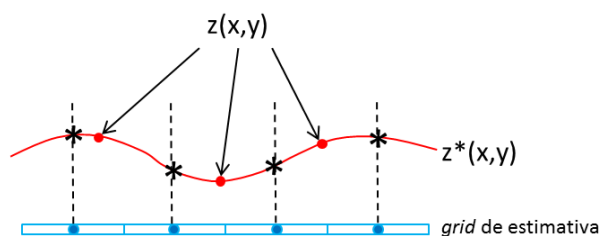


Figura 6-17: estimativa de cotas (z^*) de um horizonte. Os pontos em vermelho são os fornecidos pelo intérprete. Os pontos em azul são os centros do *grid* em cuja posição (x, y) se deseja conhecer a cota (asteriscos).

Deve-se realizar este passo para os horizontes de base e de topo.

6.5.4 Estimativa das cotas

O modelador tem total liberdade para escolher um método para estimar os valores de z_T e z_B para todos os vértices do *grid* estratigráfico, dependendo do caso em questão. Entretanto dois métodos geoestatísticos devem ser considerados considerando suas características. A krigagem global (Neufeld e Wilde, 2005) e a krigagem dual (*dual kriging*) (Rasera, 2014, pp16-20) servem para estimar os valores para uma superfície tal que seja

suave e sem artefatos. Mas o ponto mais relevante é que o modelador tem a certeza de que a estimativa dada pela krigagem honra os pontos fornecidos pelo intérprete. Apesar de semelhantes quanto ao propósito, elas diferem quanto à modelagem do comportamento espacial da estimativa, o que é fundamental.

A krigagem global é uma krigagem tradicional, ou seja, o valor estimado é uma combinação linear de valores amostrais. A diferença é que são consideradas todas as amostras por estimativa, isto é, não há vizinhança de busca, daí a ausência de artefatos. O variograma, portanto, deve ser modelado tradicionalmente, segundo o comportamento espacial dos valores amostrais.

Caso o modelador opte pela krigagem global, deve ter atenção quanto ao software. À primeira vista é óbvio que basta usar um programa projetado para krigagens comuns passando uma vizinhança maior do que o domínio do estudo, mas isto os torna extremamente ineficientes porque eles resolvem o sistema de krigagem para cada local a ser estimado. É necessário empregar um programa projetado para este propósito como o `kt3d_g1` (Neufeld e Wilde, 2005) da GSLib.

Trochu (1993, Anexo), em trabalho sobre cálculo de curvas de nível, inverte o sistema clássico de matrizes da krigagem e chega a um interpolador constituído pela soma de duas combinações lineares: uma de termos polinomiais de uma deriva e, outra, de covariâncias entre os locais amostrais e o local a ser estimado. Daí o nome krigagem dual. Os coeficientes das combinações lineares são determinados pela solução de um sistema de krigagem originado do interpolador dual.

Do ponto de vista do modelador, a krigagem dual é uma krigagem global cujo estimador contém uma combinação linear de covariâncias $C(h)$. Assim, o variograma deve ser modelado tendo em mente com que morfologia a estimativa deve passar pelas amostras. O controle sobre a forma da interpolação através do variograma confere à krigagem dual a reputação de ser o método geoestatístico ideal para interpolar objetos geométricos. Evidentemente, a estimativa só honrará os pontos do intérprete se o efeito pepita for zero. Atenção quanto à primeira derivada do variograma ser zero em $h=0$ para que a interpolação seja contínua nas amostras, caso isso seja desejado. A Figura 6-18 ilustra como a modelagem do variograma determina a forma da estimativa na krigagem dual.

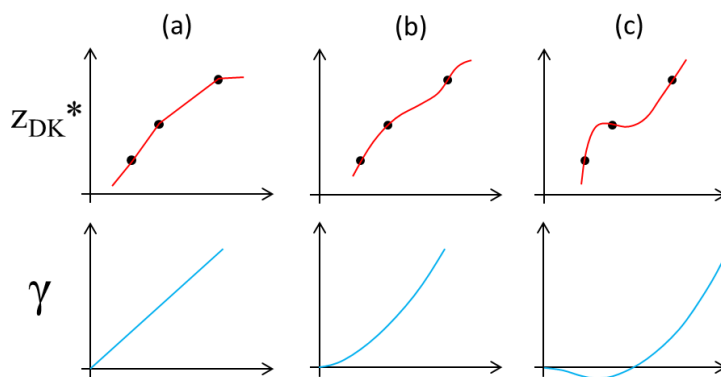


Figura 6-18: o efeito do variograma (curvas em azul) na forma da interpolação (curvas em vermelho) através da krigagem dual para um mesmo conjunto de amostras. (a): um comportamento linear; (b): um comportamento quadrático e (c): um comportamento cúbico.

Contudo, com mais de 160.000 pontos, os horizontes do estudo resultariam em matrizes de krigagem com cerca de 26 bilhões de elementos, o que inviabilizou o emprego das krigagens global e dual. Auñón e Gómez-Hernández (2000) propõem uma krigagem dual com vizinhanças, porém não foram encontradas implementações em software tal que pudessem ser usadas neste ensaio.

Devido ao problema causado pelo grande número de pontos, optou-se, como solução de contorno, por uma krigagem ordinária comum, com vizinhança de busca de 200m x 200m, restritas às oito amostras mais próximas (uma em cada octante). O variograma foi 100% de modelo gaussiano e elipse anisotrópica de 2000m x 1000m ao longo do azimute N40E. O dado primário é o horizonte projetado no passo anterior. Essa configuração gerou um mapa qualitativamente suave e honrando os pontos do horizonte (efeito pepita igual a zero), porém grandes áreas permaneceram descobertas (Figura 6-19). Essas áreas descobertas estão fora do domínio de simulação, porém é necessário ter valores em toda a área retangular do futuro *grid* de simulação porque é um *grid* estruturado (matricial). Uma vizinhança de busca grande o suficiente tal que consiga cobrir tais áreas, com alguns quilômetros de eixos, também inviabilizaria essa krigagem.

Como os pontos não estimados estão fora do reservatório (domínio de simulação), eles foram preenchidos com um algoritmo de vizinho mais próximo com elipsoide de busca de 4100m x 100m x 100m ao longo do azimute N135E. Logicamente, essas cotas não são realistas, só servem para completar a geometria do futuro *grid* estratigráfico. O preenchimento dessas lacunas poderia ser feito de qualquer outra forma, por exemplo, com um valor médio constante.

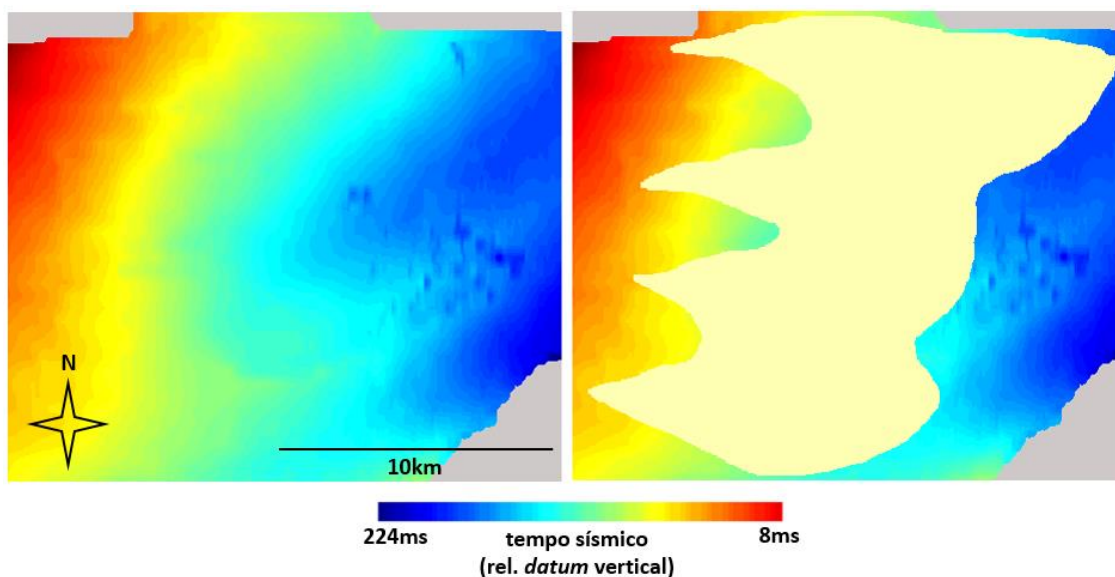


Figura 6-19: esq.: mapa de cotas da base do reservatório; dir.: o mesmo mapa com o domínio de simulação (amarelo) sobreposto. Quanto menor o tempo sísmico, mais raso.

Usando dois algoritmos diferentes, são geradas duas propriedades diferentes. Então é necessário copiar os valores da estimativa *default* para os locais não amostrados no mapa estimado com a krigagem a fim de completar o *grid*. O Script 7 do Anexo 3 realiza essa tarefa. A Figura 6-20 mostra o resultado final onde se repara os valores artificiais usados para preencher os locais não estimados.

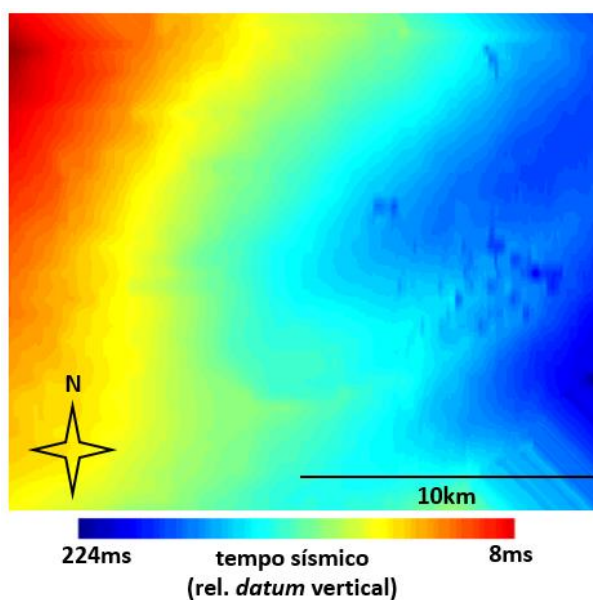


Figura 6-20: estimativa final da cota de base do reservatório.

Este passo deve ser feito tanto para as cotas de base quanto as de topo. Ao final, deve haver duas propriedades no mesmo *grid* 2D, contendo as cotas estimadas dos dois horizontes.

6.5.5 Geração da geometria do *grid* estratigráfico

A separação entre os dois horizontes é de 8ms (~20m) na extensão do reservatório. Optou-se por ter 20 camadas de cerca de 1m no *grid* estratigráfico de simulação. Essa é uma decisão do modelador e, reiterando, escolher um modelo com camadas em escala subsísmica não criará informação e sim deve ser pensada para que contenha as feições na escala com que elas aparecem na imagem de treinamento.

Como os horizontes estão quase paralelos, uma abordagem simples é fazer com que as cotas de cada camada sejam proporcionais à separação entre os dois horizontes, tal como ilustrado na Figura 6-21. Dependendo da orientação do eixo z , da disponibilidade de outros horizontes para serem usados como referência para correção estratigráfica fornecidos pelo intérprete entre outros fatores, formas de cálculo diferentes podem ser empregadas.

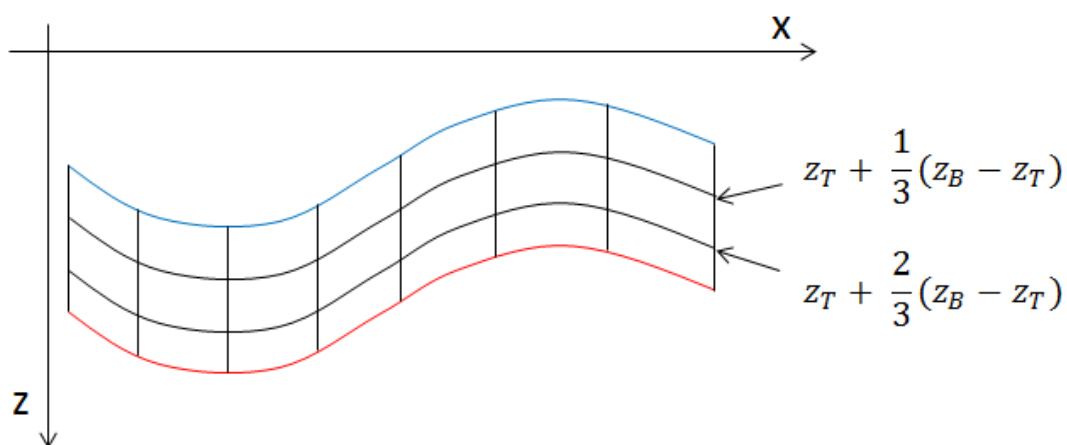


Figura 6-21: os horizontes intermediários de um *grid* estratigráfico como simples interpolações lineares entre os horizontes de topo e base (azul e vermelho respectivamente).

No exemplo da Figura 6-21, o *grid* tem três camadas, então precisará de quatro horizontes para descrever toda a geometria (topo, base e dois intermediários). Assim, o *grid* estratigráfico final, com 440 x 370 x 20 células, demanda a geração de 441 x 371 x 21 coordenadas de vértices.

É possível criar um *grid* estruturado irregular no SGeMS importando um arquivo contendo sua geometria que segue o seguinte formato:

```

xcorners,ycorners,zcorners
441,371,21
-2787.40991211,-281.0,4199.08154297
-2737.40991211,-281.0,4195.76904297
-2687.40991211,-281.0,4192.91308594
-2637.40991211,-281.0,4189.53369141
-2587.40991211,-281.0,4182.81835938
...
...
...
21962.5898438,25469.0,3552.88012695
22012.5898438,25469.0,3545.28271484
22062.5898438,25469.0,3537.85546875
22112.5898438,25469.0,3530.9128418
22162.5898438,25469.0,3524.34277344
22212.5898438,25469.0,3518.68310547

```

} 441 x 371 x 21 linhas

O Script 8 do Anexo 3 gera o arquivo no formato necessário ao mesmo tempo em que calcula as interpolações para geração da geometria dos horizontes intermediários a partir dos valores de z_T e z_B , propriedades do *grid* 2D usado para estimar as cotas dos horizontes de topo e base nos locais desejados. As coordenadas areais do *grid* estratigráfico serão as mesmas do *grid* 2D da estimativa das cotas. A Figura 6-22 mostra parte de uma seção transversal do *grid* de simulação, ainda sem as propriedades necessárias para realizar a simulação.

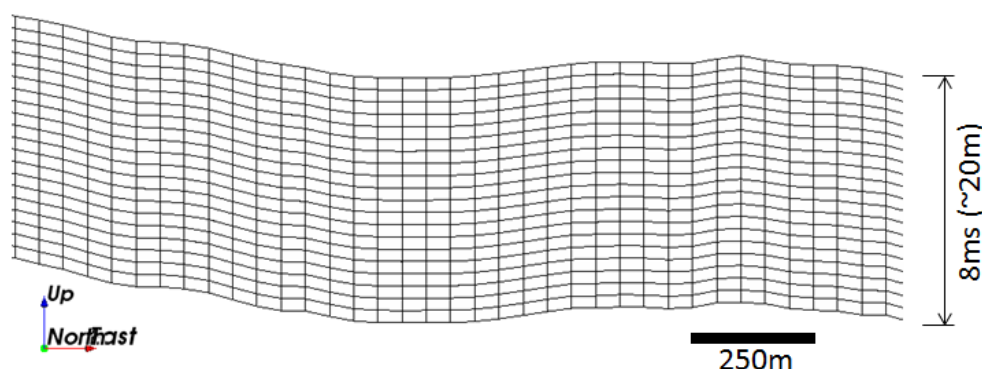


Figura 6-22: uma seção transversal do *grid* estratigráfico de simulação em parte correspondente ao reservatório.

A Figura 6-23 mostra uma vista panorâmica do *grid* estratigráfico em que, devido ao recurso de iluminação da visualização, foi identificada a presença de artefatos certamente oriundos dos horizontes, pois o método usado para interpolar as cotas possui como características a suavização e a reprodução dos valores amostrais. Além disso, os artefatos apresentam dimensões maiores do que a vizinhança de busca usada na krigagem (200m x 200m). Os artefatos não estavam tão evidentes na visualização da estimativa na Figura 6-20.

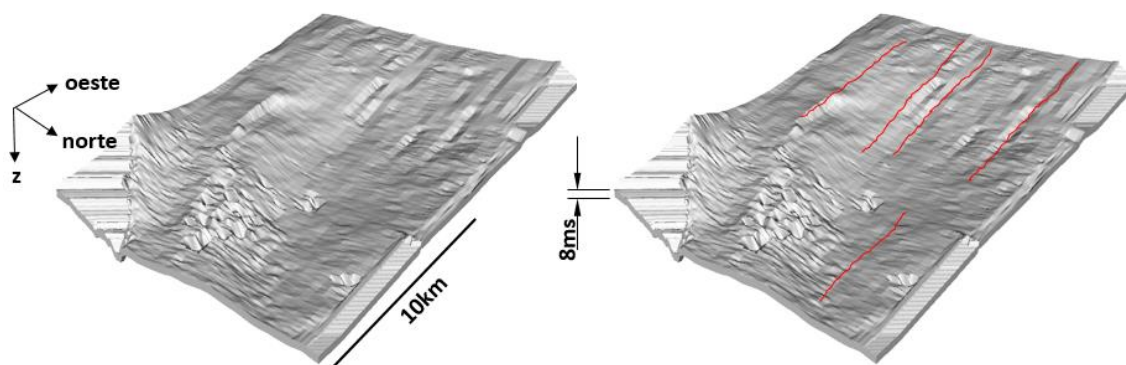


Figura 6-23: panorama do *grid* estratigráfico. À direita foram destacados alguns artefatos herdados dos horizontes.

De fato, inspecionando a nuvem de pontos dos horizontes, constata-se a presença de artefatos com as características encontradas, um deles destacado na Figura 6-24. As linhas paralelas que caracterizam os artefatos estão separadas por aproximadamente 500m na direção norte-sul.

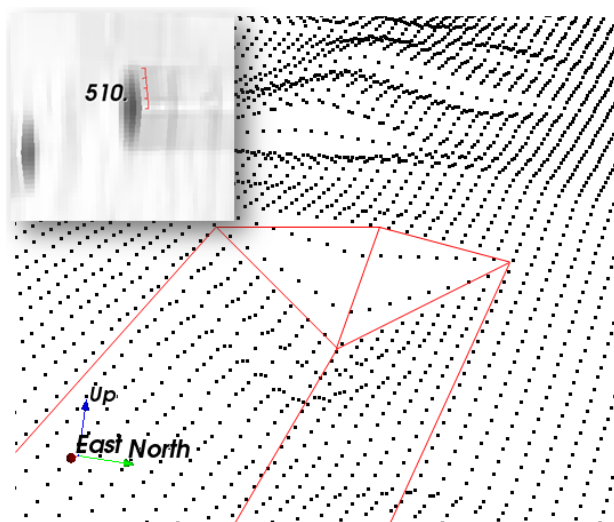


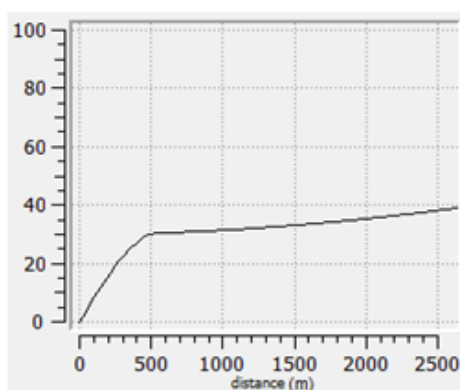
Figura 6-24: exemplo de artefato presente no horizonte original (destaque em vermelho). No canto superior esquerdo, a dimensão do respectivo artefato, de cerca de 500m, no *grid* estratigráfico.

6.5.6 Correção de artefatos na geometria

Para corrigir artefatos na geometria do *grid*, caso tenham vindo dos horizontes, é preferível procurar o intérprete, expor a situação e solicitar novos horizontes. Porém, quando isso não é possível, uma alternativa comumente usada é aplicar um filtro estatístico (Gomes e Velho, 1994, pp181-182) para suavizar o resultado, porém esse método (assim como outros tipos de filtro) normalmente adultera feições geológicas de alta frequência, além de não eliminar artefatos realmente, apenas suaviza-os para melhorar a estética. Outra abordagem é a krigagem fatorial.

A krigagem fatorial (Deutsch e Journel, 1998, pp.71-72) parte do pressuposto de que a função regionalizada é uma sobreposição de componentes independentes, chamadas de fatores. Isto é verdade para o caso do artefato porque ele aparentemente foi introduzido pelo intérprete ao modelar os horizontes. O estimador da krigagem fatorial é uma soma de quaisquer desses fatores, a serem escolhidos pelo modelador. Normalmente, se omite do estimador o fator portador do artefato para que a estimativa seja composta pela deriva, o efeito pepita e as componentes do fenômeno natural, efetivamente filtrando o ruído e preservando as feições geológicas verdadeiras. Portanto, a modelagem do variograma deve conter uma estrutura, normalmente de curto alcance, para modelar o artefato, e outras, de maiores alcances, para modelar o fenômeno real.

Assim, para realizar a correção, z_T e z_B foram estimados novamente com krigagem fatorial. Especificamente foi utilizado o programa `kt3d_fact` da `GSLib` (Deutsch, 2007), pois não havia um *plug-in* krigagem fatorial ordinária, somente a simples, na versão do `SGeMS` empregada nos ensaios. Além disso, aquele programa gera automaticamente as diversas estimativas: cada fator individual e somas de todos os fatores exceto um (filtragens). O variograma foi modelado conforme a Figura 6-25.



$\gamma(0)=0\%$
 $\gamma_1=30\%$, modelo esférico, elipsoide = $\infty \times 550\text{m}$, az = N090E
 $\gamma_2=70\%$, modelo gaussiano, elipsoide = $10\text{km} \times 5\text{km}$, az = N040E

Figura 6-25: modelo do variograma (seção ao longo do azimute N000E) para filtragem por krigagem fatorial dos artefatos existentes nos horizontes. $\gamma(0)$ é o efeito pepita. γ_1 modela a estrutura espacial dos artefatos. γ_2 representa a informação verdadeira.

Os artefatos apresentam-se como dobras paralelas ao azimute N090E e com espaçamento de 500m aproximadamente. Assim, o variograma foi modelado de forma que a primeira estrutura (primeiro fator), que representa a informação dos artefatos, reproduzisse tal geometria. O paralelismo das dobras se obtém arbitrando um alcance excepcionalmente longo do eixo maior da elipse de anisotropia na direção do paralelismo (N090E) e a

separação entre as dobras, representada pelo alcance no eixo menor. O formato das dobras, em “v”, é aproximado pelo modelo esférico. É importante salientar que a modelagem de variograma, ao contrário da maioria das aplicações, não foi por inferência a partir da análise da estrutura espacial dos valores amostrais, mas sim por interpretação visual das estruturas dos artefatos. Ainda, as contribuições de cada estrutura do variograma à variância total foram experimentadas iterativamente até obtenção de um resultado satisfatório.

Atenção quanto ao raio de busca ser menor do que 550m para que o comportamento espacial dos artefatos não influencie a média local, pois trata-se de krigagem fatorial ordinária.

A Figura 6-26 mostra uma comparação visual entre o desempenho de uma krigagem exata (ordinária, dual, global, etc.) e uma krigagem fatorial (deriva + efeito pepita + estrutura de longo alcance) quanto à capacidade de filtragem. O efeito de relevo na figura é obtido com um cálculo de luminância de cor (Gomes e Velho, 1994, p80-84) em função do gradiente da variável calculado em cada célula (Schroeder *et al.*, 2006, p236, §2) para simular iluminação com uma fonte de luz posicionada em ângulo raso (Schroeder *et al.*, 2006, pp39-43). A “iluminação” realça os artefatos que se apresentam como dobraduras nítidas no caso da krigagem exata.

A limpeza dos artefatos ocorreu preservando a nitidez das feições geológicas de alta frequência, como uma zona de colapsos resultantes de diapirismo de sal em regime tracional (Fossen, 2010, seção 19.5), destacada pela elipse em vermelho na Figura 6-26. Além disso, feições sutis deixaram de estar ofuscadas pelos artefatos.

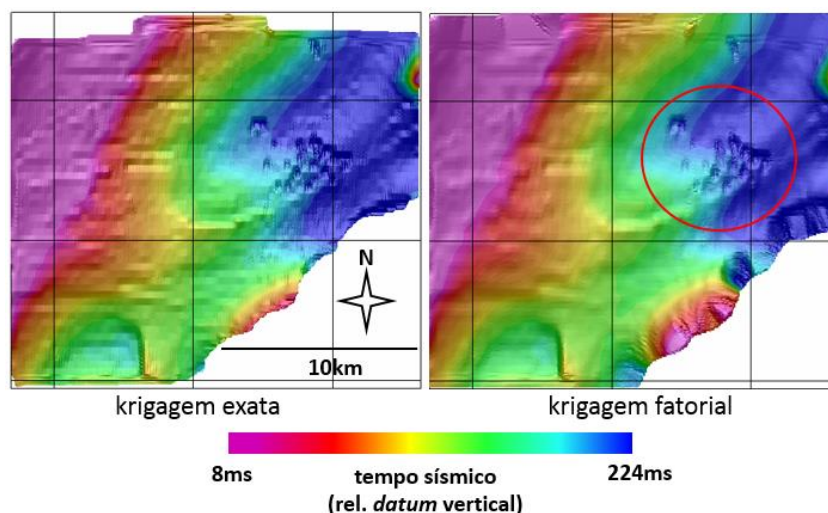


Figura 6-26: comparação entre uma krigagem exata (ex. krigagem ordinária) e uma krigagem fatorial a partir de amostras com artefatos.

O horizonte de topo apresentou os mesmos artefatos e também foi estimado por krigagem fatorial. É importante salientar que os artefatos observados não foram causados pelo emprego de krigagem exata, mas estavam nos dados, o que demandou emprego de outra técnica geoestatística. A krigagem exata, por honrar os dados, pode herdar artefatos presentes nestes. Uma causa recorrente de artefatos em mapas estimados ou simulados em projetos na área de petróleo é a presença de marcas de aquisição (*footprint* – Chopra e Marfurt, 2007, pp158-166) no dado sísmico.

Os locais não estimados desses novos mapas foram então preenchidos com as estimativas de vizinho mais próximo feitas anteriormente. Depois, a geometria do *grid* estratigráfico foi gerada novamente.

6.5.7 Transferência das propriedades

Depois de pronta sua geometria final, o *grid* estratigráfico encontra-se vazio. Assim, é necessário um procedimento para transferir as variáveis necessárias à simulação MPS, que foram preparadas no *grid* regular da sísmica nas seções anteriores, para o *grid* de simulação, a saber:

- amplitude: dado sísmico;
- f_{SH} : fator de argila;
- cat_{AZ} : variável categórica de partição para aplicação de rotação na TI;
- cat_{ESC} : variável categórica de partição para aplicação de escala na TI;

- cat_r : variável categórica para delimitar a região de simulação (1=dentro, 0=fora).

O volume sísmico fora preenchido com o fator de argila e as variáveis categóricas para os particionamentos e delimitação através de uma extrusão, ou seja, não há variabilidade ao longo do eixo z . A transferência dessas propriedades para o *grid* estratigráfico pode ser feita das seguintes formas: algoritmo de vizinho mais próximo; a técnica da krigagem ordinária usada para fazer as extrusões apresentada na seção 6.1 ou o Script 9 do Anexo 3.

Já a amplitude sísmica representa um fenômeno e possui variabilidade vertical. É necessário, então, cuidado com a cópia. Os valores só podem ser copiados para a célula do *grid* estratigráfico que coincide espacialmente com a posição da amostra no *grid* da sísmica. O Script 10 do Anexo 3 realiza esta tarefa, onde é possível estipular um limite de distância que deve ser o suficiente para que cada valor amostral seja transferido para apenas uma célula do *grid* estratigráfico. As demais células deverão ser preenchidas por estimativa em passo posterior. A Figura 6-27 mostra uma seção do *grid* estratigráfico com as amplitudes transferidas. Os valores transferidos estão alinhados horizontalmente devido à sua origem no *grid* regular da sísmica. Os valores correspondentes ao reservatório, em azul/verde, por exemplo, encontram-se nas mesmas camadas, ou seja, estão na mesma idade geológica.

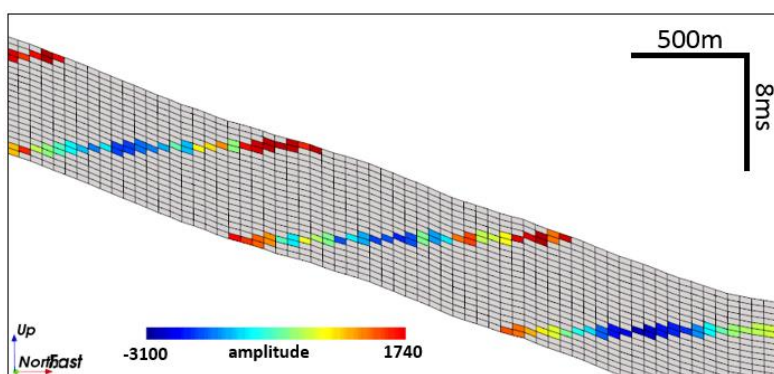


Figura 6-27: valores de amplitude transferidos da sísmica para o *grid* estratigráfico. Os valores em azul/verde correspondem ao reservatório.

6.5.8 Estimativa do dado sísmico

Uma vez que o *grid* de simulação é deveras diferente do *grid* da sísmica, uma etapa de estimativa é praticamente certa por causa de potenciais células que ficam sem valor após a transferência do atributo sísmico. E, conforme requisito do algoritmo SNESIM, é necessário que o dado secundário esteja exaustivamente amostrado.

Trata-se de um depósito sedimentar, portanto existe continuidade paralelamente aos horizontes e descontinuidade vertical. Ainda, todas as camadas do modelo contêm

amostras do dado sísmico (ver Figura 6-27), então, uma krigagem bidimensional, de variografia de longo alcance, paralela aos horizontes, basta para estimar o dado sísmico. Assim, para a estimativa da amplitude foi utilizado o seguinte variograma:

- 20% de efeito pepita;
- 80% de modelo esférico. Elipsoide de anisotropia: eixos: 350x175x1; ângulos: azimute=5x6 (~N040E), mergulho=0x0 e rolagem=0x0.

Reparar que os eixos e ângulos foram expressos em unidades matriciais, pois a krigagem utilizou as próprias células do *grid* estratigráfico, contendo a amplitude, como dado condicionante. É importante salientar que o *grid* estratigráfico é visto pelos algoritmos de geoestatística em unidades deposicionais, em outras palavras, é visto como um *grid* regular em que as células são endereças em coordenadas UVW regulares. Assim, o dimensionamento dos alcances do variograma, por exemplo, deve se dar em unidades estratigráficas. As unidades estratigráficas podem, dependendo do *software*, estar meramente em número de células do *grid* ou em escala estandarizada (U, V e W variando de 0 a 1).

A Figura 6-28 mostra o resultado da krigagem em uma seção do *grid* estratigráfico. Observa-se a heterogeneidade vertical esperada entre as camadas sedimentares e a continuidade acompanhando o trend geométrico definido pelos horizontes de topo e base.

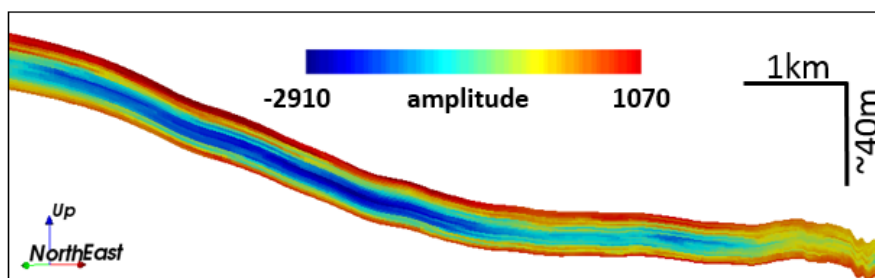


Figura 6-28: uma seção do *grid* estratigráfico mostrando o dado sísmico após a krigagem.

A Figura 6-29 mostra todas as variáveis necessárias para conduzir a simulação multiponto no *grid* estratigráfico. Pode-se testar se todas as variáveis estão valoradas em todas as células com o Script 13 do Anexo 3.

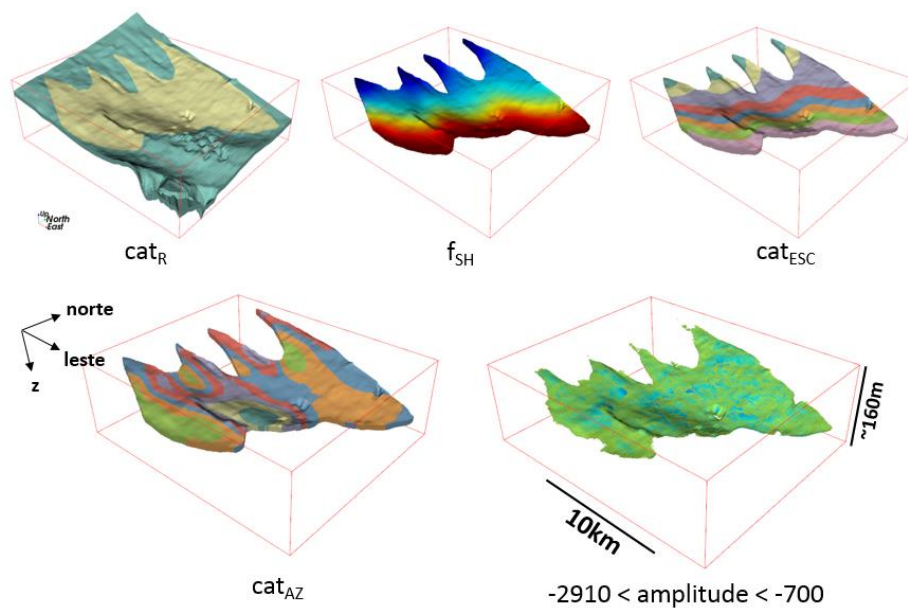


Figura 6-29: todas as variáveis necessárias para a simulação MPS presentes no *grid* estratigráfico. cat_R : variável categórica que define o domínio de simulação (amarelo); f_{SH} : fator de argila (dado secundário); cat_{ESC} : variável categórica que particiona o domínio para aplicação de escala na TI; cat_{AZ} : variável categórica que particiona o domínio para aplicação de rotação na TI; amplitude: dado secundário.

6.6 Derivação dos campos de probabilidade

A partir do *crossplot* da amplitude sísmica *versus* perfil de litologia no poço (Figura 4-11), pode-se julgar que o reservatório, neste caso, corresponde a valores de amplitude abaixo de -700, cuja distribuição espacial no domínio de simulação, dentro do *grid* de simulação, está retratada na Figura 6-30.

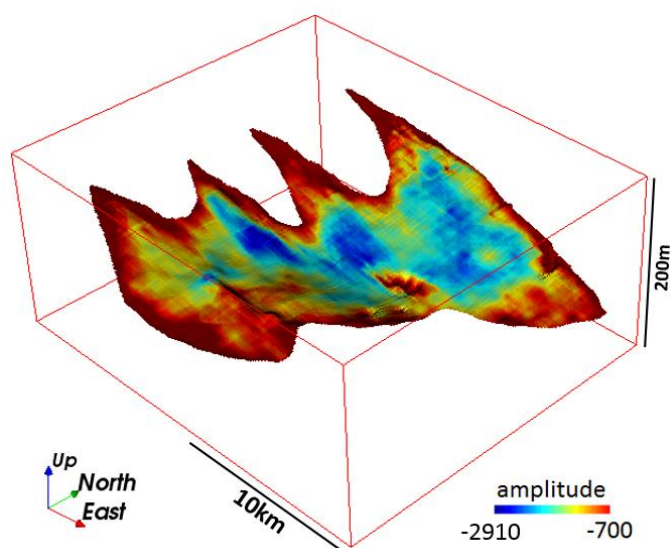


Figura 6-30: valores de amplitude correspondentes ao reservatório no 9º horizonte do domínio de simulação. A base é o 1º horizonte e o topo, o 21º.

Então, foi elaborada a composição das probabilidades segundo o dado sísmico (amplitude) conforme ilustrado na Figura 6-31. O intervalo de amplitudes (-2910 a -700) correspondente ao reservatório (100% de areia) está composto pelas duas fácies arenosas. Acima de -700 de amplitude começa a aumentar a probabilidade de fácies não-reservatório, neste caso, argila.

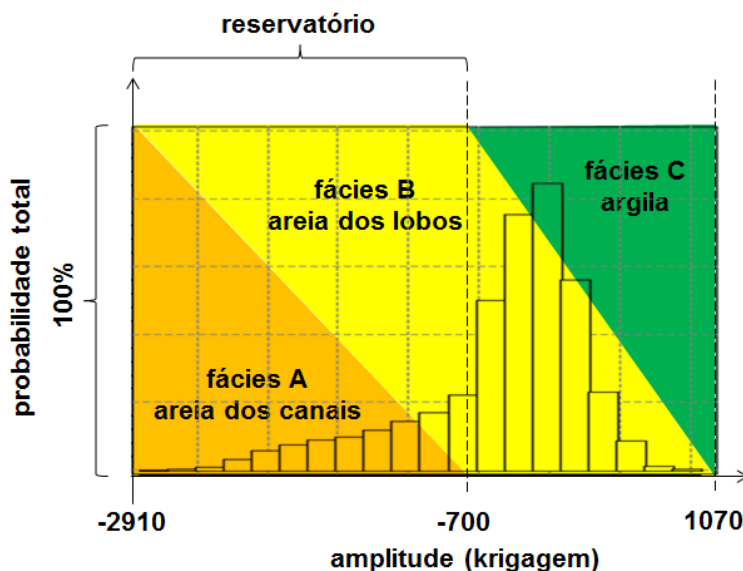


Figura 6-31: exemplo de composição de probabilidade das fácies segundo o dado sísmico dentro do domínio de simulação. O histograma representa a distribuição da amplitude após a krigagem.

Porém, tal composição de probabilidades não considera a tendência de aumento da proporção de camadas de argila conforme se afasta das partes proximais dos leques. Para incorporar essa tendência ao modelo, um mapa de fator de argila, com valores variando de 0,0 a 1,0, fora estimado a partir de uma interpretação geológica na seção 6.2. Portanto, faz-se necessário incorporar esse fator à probabilidade de argila e enquanto que a soma de todas as probabilidades deve ser 1,0 logicamente.

Pode-se raciocinar que onde não há camadas de argila, apenas o dado sísmico informa as probabilidades das três fácies. Suponha que, em determinado local, as probabilidades segundo o dado sísmico sejam $p_A=0,1$, $p_B=0,3$ e $p_C=0,6$ e o fator de argila, f_{SH} , seja 0,2. A parcela não ocupada pela camada de argila é 0,8, assim $p_A = 0,1 \cdot 0,8 = 0,08$ e $p_B = 0,3 \cdot 0,8 = 0,24$. A probabilidade final de argila será a dada pelo dado sísmico mais o fator f_{SH} , $p_C = 0,6 \cdot 0,8 + 0,2 = 0,68$. A intenção é que a probabilidade de argila tenha um comportamento espacial tal que tenda a se concentrar nas partes distais dos leques.

A Figura 6-32 ilustra a ideia que deu origem à forma com que as probabilidades das fácies foram reescaladas. Esta ideia baseia-se na forma com que esses leques submarinos se

depositam, vista na seção 4.3. Os três campos de probabilidades foram calculados a partir dos dois dados secundários e segundo o modelo de composição de probabilidades da Figura 6-31 com o Script 4 do Anexo 3. As probabilidades das três fácies devem somar 1,0 em todos os locais, ao mesmo tempo em que a probabilidade de argila deve ter uma tendência de acordo com o modelo de estratigrafia (ver seção 4.3.3). A relação de fácies observada nos cubos é derivada da estratigrafia de sequência.

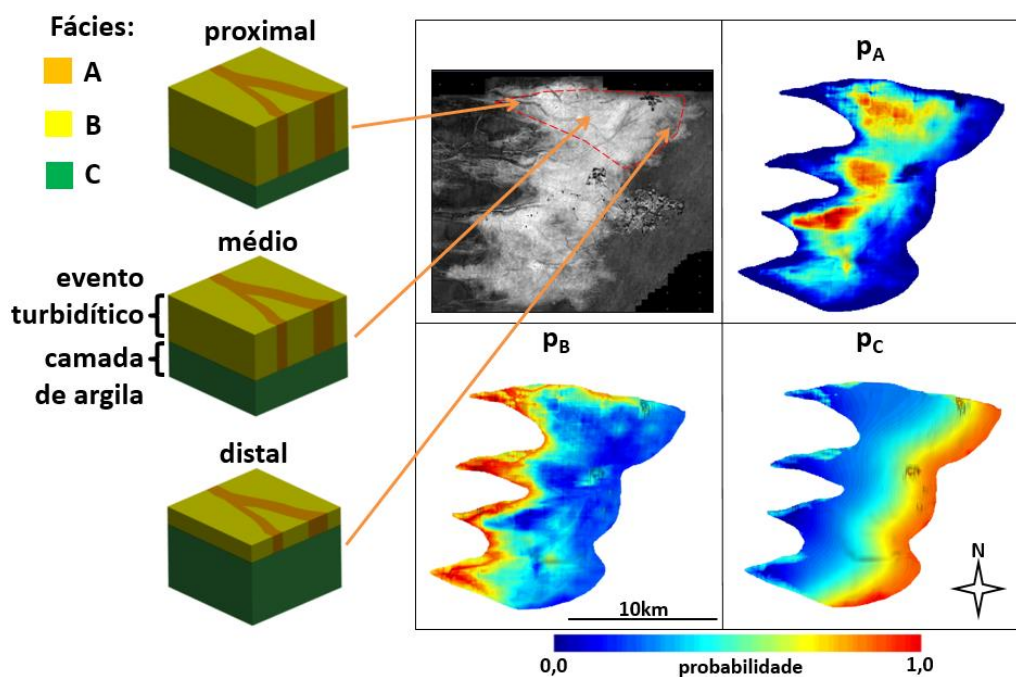


Figura 6-32: Disposição de fácies esperada (cubos à esquerda) e os campos de probabilidade de fácies para refletir tal disposição. p_A : probabilidade de areia de canal; p_B : probabilidade de areia de lobo; p_C : probabilidade de argila.

Neste ponto, o *grid* de simulação tem todas as propriedades finais necessárias à simulação:

- p_A : campo de probabilidade da fácies A;
- p_B : campo de probabilidade da fácies B;
- p_C : campo de probabilidade da fácies C;
- cat_{AZ} : variável categórica de partição para aplicação de rotação na TI;
- cat_{ESC} : variável categórica de partição para aplicação de escala na TI;
- cat_R : variável categórica para delimitar a região de simulação (1=dentro, 0=fora).

6.7 Imagem de Treinamento

Com o *grid* de simulação pronto para a simulação, procede-se à modelagem da TI. No estudo 2D, já foi feita uma introdução sobre a criação da imagem de treinamento. A diferença é que neste estudo é necessária uma TI tridimensional. O programa IMG2GSLIB pode ser usado para gerá-la, bastando que o modelador desenhe as camadas horizontais como imagens 2D de mesma matriz, ex.: 50x40 pixels. Esse programa gerará um volume composto pelo empilhamento das imagens.

A Figura 6-33 mostra a imagem de treinamento empregada para modelar o comportamento espacial das três fácies da simulação neste estudo. A TI representa um conceito do reservatório que se deseja simular. Trata-se de camadas alternadas de eventos turbidíticos (principalmente fácies arenosas A e B) e de argila (fácies C). E as camadas arenosas são permeadas por canais ramificados de um tipo de areia de maior qualidade (fácies A).

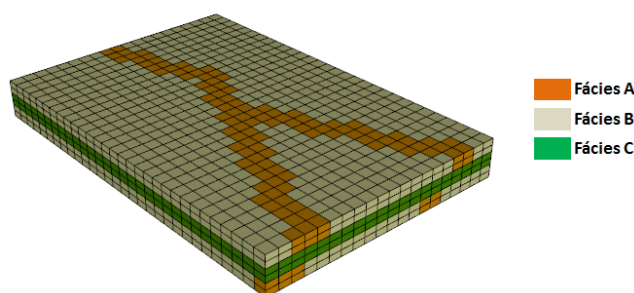


Figura 6-33: imagem de treinamento usada na simulação do caso 3D. Cada *voxel* representa um volume medindo 50m x 50m x 1m (cada camada do *grid* estratigráfico tem cerca de 1m de espessura).

6.8 Parametrização do SNESIM_STD

Após o preparo do *grid* de simulação, de suas variáveis e da TI, procede-se à simulação multiponto. Essas simulações foram conduzidas através do algoritmo SNESIM_STD do software SGeMS.

6.8.1 Distribuição-alvo

Fácies A (areia de canal): 17%; fácies B (areia de lobo): 33% e fácies C (argila): 50%. Essas proporções seguiram às do leque submarino do caso 2D.

6.8.2 *Template*

A contagem de células foi estipulada em 20, um número baixo em um estudo tridimensional, para moderar o tamanho da árvore de busca e o tempo de execução da simulação.

O elipsoide de busca foi dimensionado com 800m x 800m x 100m de eixos para priorizar a busca horizontal, dentro da mesma camada sedimentar. A razão dos eixos horizontais de mesma medida é a orientação muito variável dos canais.

6.8.3 Número de *multigrids*

Devido à quantidade pequena de células no *template* de busca, o número de *multigrids* foi estabelecido em 5 para reprodução de feições de maior escala.

6.8.4 Fator *servosystem*

Estipulado em 0,5 para que as simulações não desviem demais das proporções marginais, sem, no entanto, pronunciar o efeito do aumento de variabilidade estudado na seção 3.2.4 e a proporção-alvo (17%) não é tão baixa como visto no domínio das barras de areia do caso 2D (5%). Além disso, este valor é semelhante ao do fator *servosystem* utilizado para o leque submarino do caso 2D (ver seção 5.5.4, item ii), em que a distribuição-alvo é confiável apenas na parcela da argila (ver seção 5.5.1, item ii).

6.8.5 Número mínimo de réplicas

Foi fixado em 1, contrariando a recomendação de Liu (2006, p1552, §1º) de manter ao menos 10. Isto porque a imagem de treinamento é muito simples. Assim, as contagens de réplicas tendem a ser pequenas, o que é particularmente crítico para réplicas maiores, necessárias para o reconhecimento de feições de maior escala.

6.8.6 Modelo tau

A probabilidade da fácies C segundo o dado secundário tem uma distribuição espacial caracterizada por uma gradação na direção proximal-distal dos leques. A implicação disso é que quanto maior o fator tau para o dado secundário, menor a fragmentação da simulação, ou seja, a fácies C tende a se concentrar nas partes distais dos leques (Figura 6-34), onde suas probabilidades condicionais são maiores que sua probabilidade marginal. Isso acontece porque quanto maior esse fator tau, maior a impossibilidade de ocorrência da

fácies C onde a probabilidade segundo o dado sísmico é menor do que a probabilidade marginal.

Entretanto, deve-se considerar que um valor alto demais diminui a gradação de proporção de argila segundo o modelo de estratigrafia de sequência adotado. Assim, foi escolhido o valor 3 de fator tau para o dado secundário por representar um ponto de equilíbrio entre baixa fragmentação e aderência ao modelo estratigráfico.

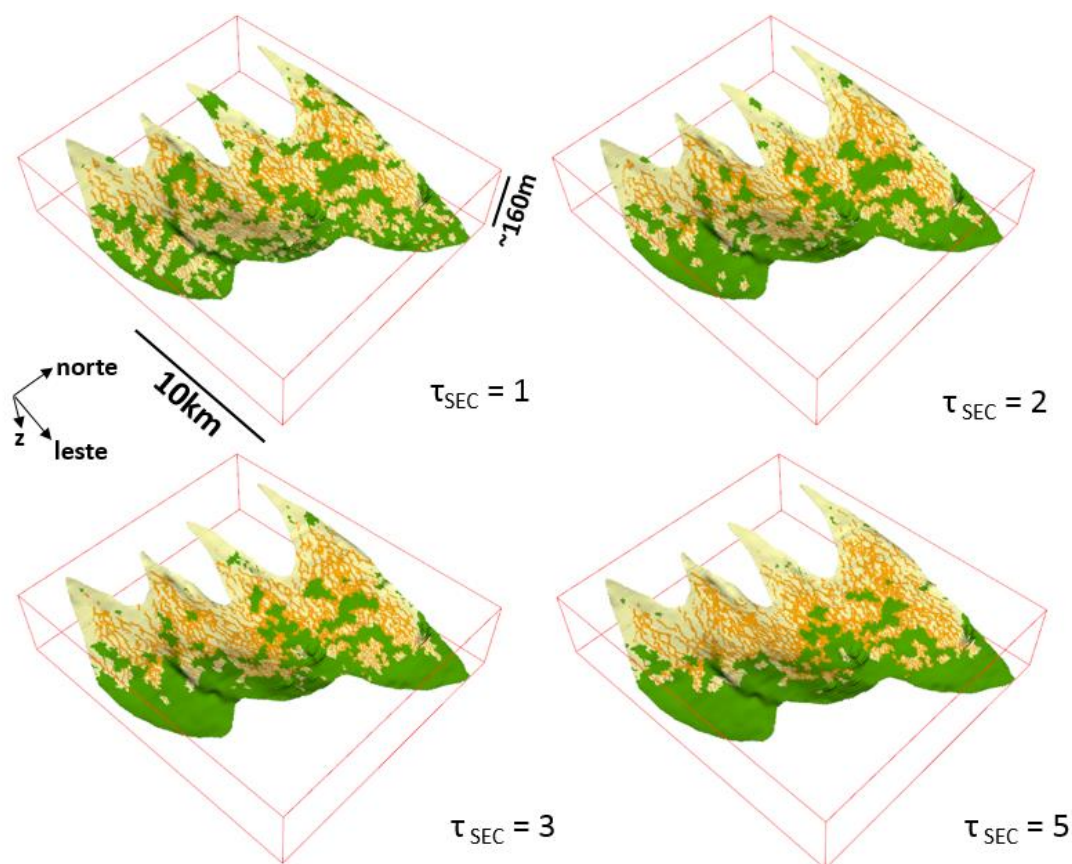


Figura 6-34: efeito do fator tau para o dado secundário.

Já o fator tau para a imagem de treinamento tem outro impacto. Com uma probabilidade marginal de 50%, a fácies C é a mais afetada com aumento desse fator. Com valores altos, onde a probabilidade dada pela TI for abaixo de 50%, significa maior impossibilidade de ocorrência da fácies C. Uma consequência disso é uma tendência para diminuição da proporção dessa fácies na simulação, ao ponto de invalidá-la, dependendo do valor escolhido e de como a fácies está na TI.

Por outro lado, com 17% de probabilidade marginal, a fácies A, que forma os canais, tenderá a não ocorrer onde a sua probabilidade segundo a TI for abaixo daquele percentual. Assim, a fácies A tenderá a não formar pontos isolados ou formas truncadas para apresentar canais mais contínuos conforme esse fator tau seja maior. Foi escolhido o

valor 5 para o fator tau da TI por representar bom equilíbrio entre a continuidade dos canais e a preservação das proporções-alvo.

A Figura 6-35 ilustra algumas realizações variando-se o fator tau para a TI. Conforme se aumenta o fator, aumenta-se a continuidade e evidência dos canais, porém com redução na proporção de argila.

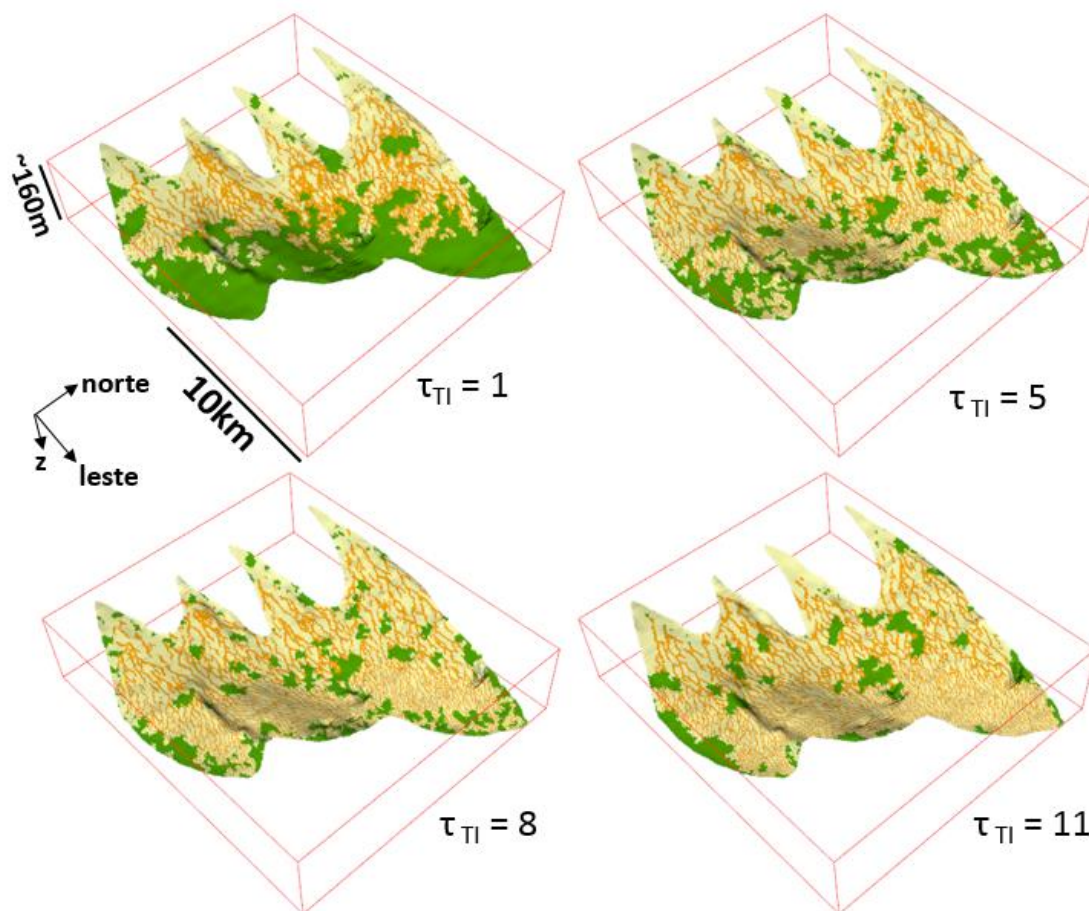


Figura 6-35: efeito do fator tau para a imagem de treinamento.

6.8.7 Curva vertical de proporção de fácies

Quando há um modelo de sequência estratigráfica, é recomendado condicionar a simulação com uma curva vertical de proporção de fácies. Entretanto, o algoritmo SNESIM_STD do SGeMS permite estabelecer uma única curva global. A estratigrafia adotada para o reservatório do estudo dá conta que a sucessão de fácies é variável em diversas partes do reservatório. Assim não foi utilizada a curva de proporção. Ao invés disso, a buscou-se reproduzir a sucessão de fácies por meio da TI e de outros parâmetros do algoritmo.

A Figura 6-36 mostra uma realização onde se observa a simulação dos canais de areia de alta qualidade e da estratificação esperada.

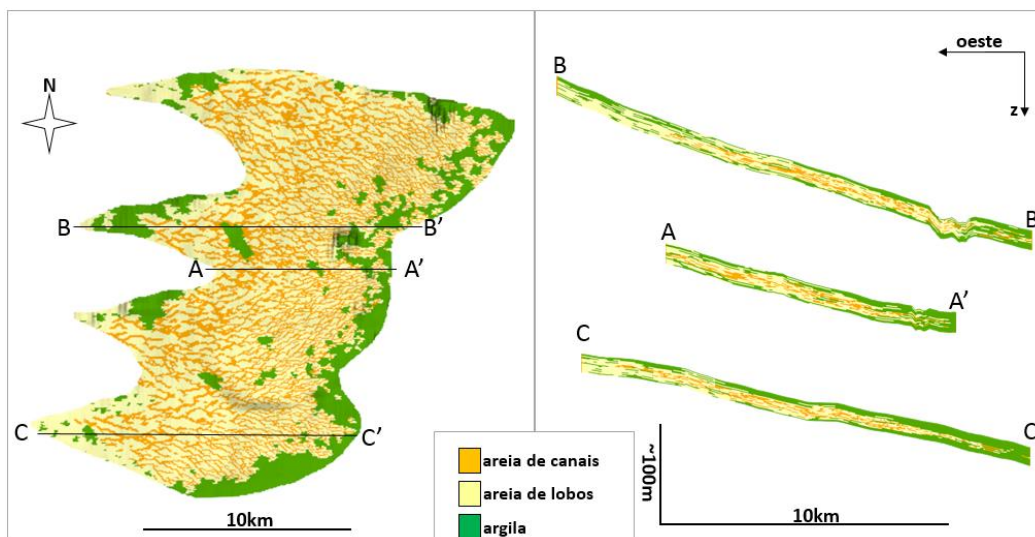


Figura 6-36: uma realização da simulação multiponto. Esq.: fácies no horizonte intermediário com a maior presença de reservatório; dir.: seções transversais mostrando a estratificação da simulação.

6.9 Conclusão

Este estudo introduz um novo aspecto importante em um fluxo de modelagem geoestatística, independentemente do método geoestatístico empregado, que é o *grid* de simulação não cartesiano. Viu-se que é necessário investir esforço considerável na modelagem desse *grid*. Devido à extensão dos passos ora apresentados, pode-se pensar que o método MPS é deveras laborioso, no entanto, a maior parte do fluxo apresentado é ocupada pela preparação dos dados (partições e campos de probabilidades) e do *grid* de simulação.

A parcela ocupada pela aplicação do método MPS em si se resume à obtenção da TI e da parametrização do algoritmo SNESIM, respectivamente as duas últimas seções anteriores deste capítulo. A modelagem do comportamento espacial das fácies (TI) se resumiu a um desenho que expressa diretamente o conceito do reservatório, o que pode ser feito rapidamente após breve reflexão. E o ajuste dos parâmetros do algoritmo pode chegar a resultados satisfatórios após alguns ciclos de simulação e avaliação. A execução da simulação neste estudo demandou cerca de três minutos por realização em uma típica estação de trabalho⁶, mesmo se tratando de um estudo 3D com muitas fácies e múltiplas partições (múltiplas árvores de busca) e apresentou resultados satisfatórios.

⁶ Linux RedHat 5.5 64 bits executando em uma estação HP Z800 de 12 núcleos Intel Xeon X5680 3,33GHz; 12,3MB cache; 64MB RAM.

Capítulo 7

Resultados e discussão

Neste trabalho, as realizações do SNESIM são modelos estatisticamente equiprováveis de representações das litofácies que formam de reservatórios. Deutsch (2002, seção 1.3) enumera algumas aplicações práticas para modelos de reservatório, no âmbito da quantificação da incerteza:

- Prever volumes de hidrocarbonetos para determinar viabilidade econômica; alocação de participações de parceiros, sócios e consorciados; avaliar opções de projetos em carteira e dimensionamento de ativos de produção (poços, *raisers*, plataformas, etc.);
- Planejamento de poços: otimização de locação, de que tipo (vertical, horizontal, multilateral, injeção, produção, etc.) e quantos;
- Avaliação da conectividade no reservatório antes da simulação de fluxo;
- Fornecer modelos de reservatório de maior complexidade do que com abordagens mais tradicionais como o “modelo de camadas de bolo” para simulações de fluxo;
- Apoio à tomada de decisão: incorporação da incerteza da distribuição espacial dos tipos de rocha.

Figura 7-1 (caso 2D – barras de areia), Figura 7-2 (caso 2D – leque submarino), Figura 7-3 (caso 2D – canal turbidítico) e Figura 7-4 (caso 3D) retratam todas as realizações simuladas nos estudos.

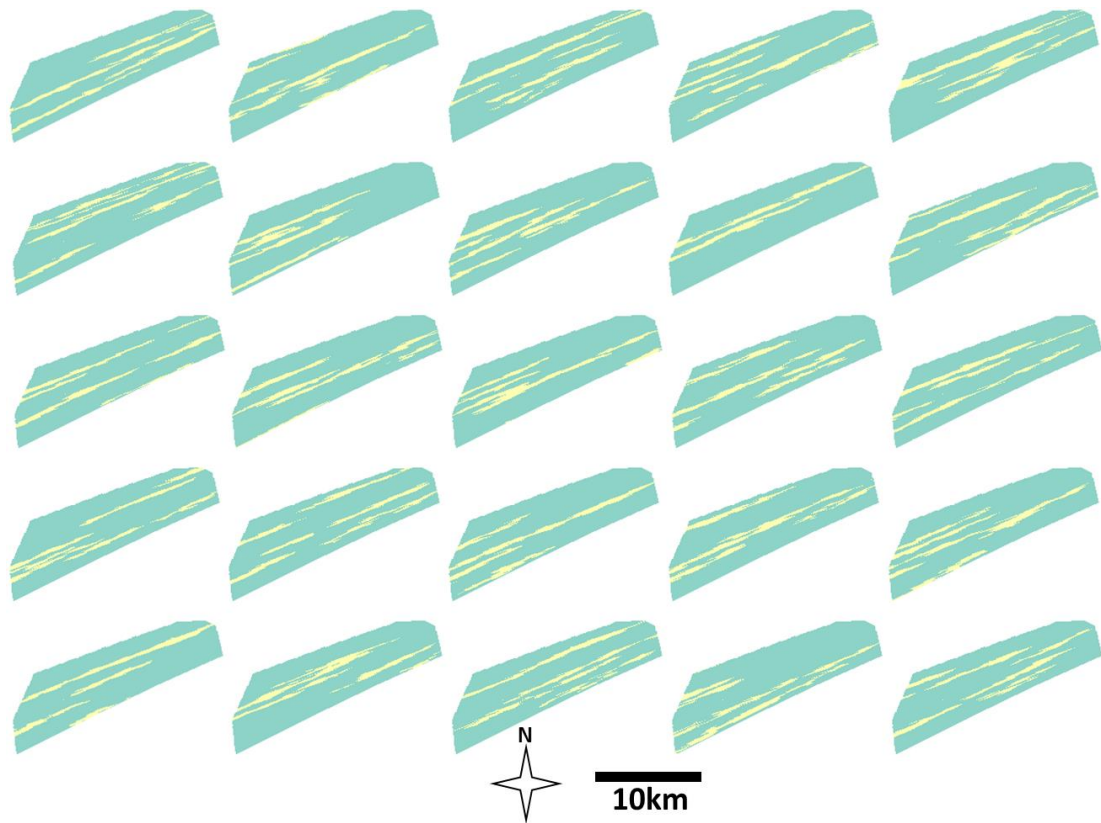


Figura 7-1: 25 realizações para o domínio das barras de areia. amarelo: areia; verde: argila.



Figura 7-2: 25 realizações para o domínio do leque submarino do caso 2D. laranja: areia de canais; amarelo: areia de lobo; verde: argila.

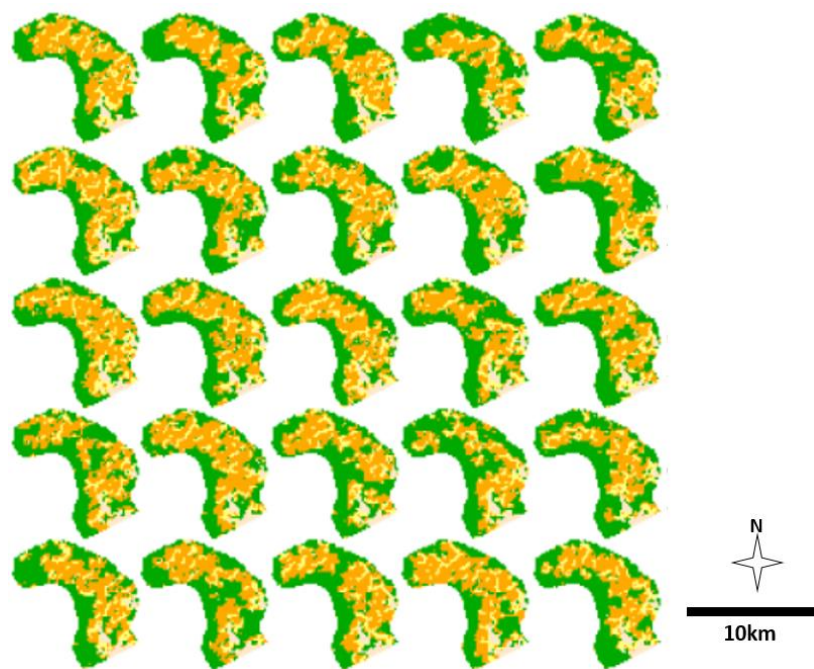


Figura 7-3: 25 realizações para o domínio do canal turbidítico do caso 2D. amarelo: areia de meandro; laranja: silte; verde: argila; pastel: areia em locais de passagem.

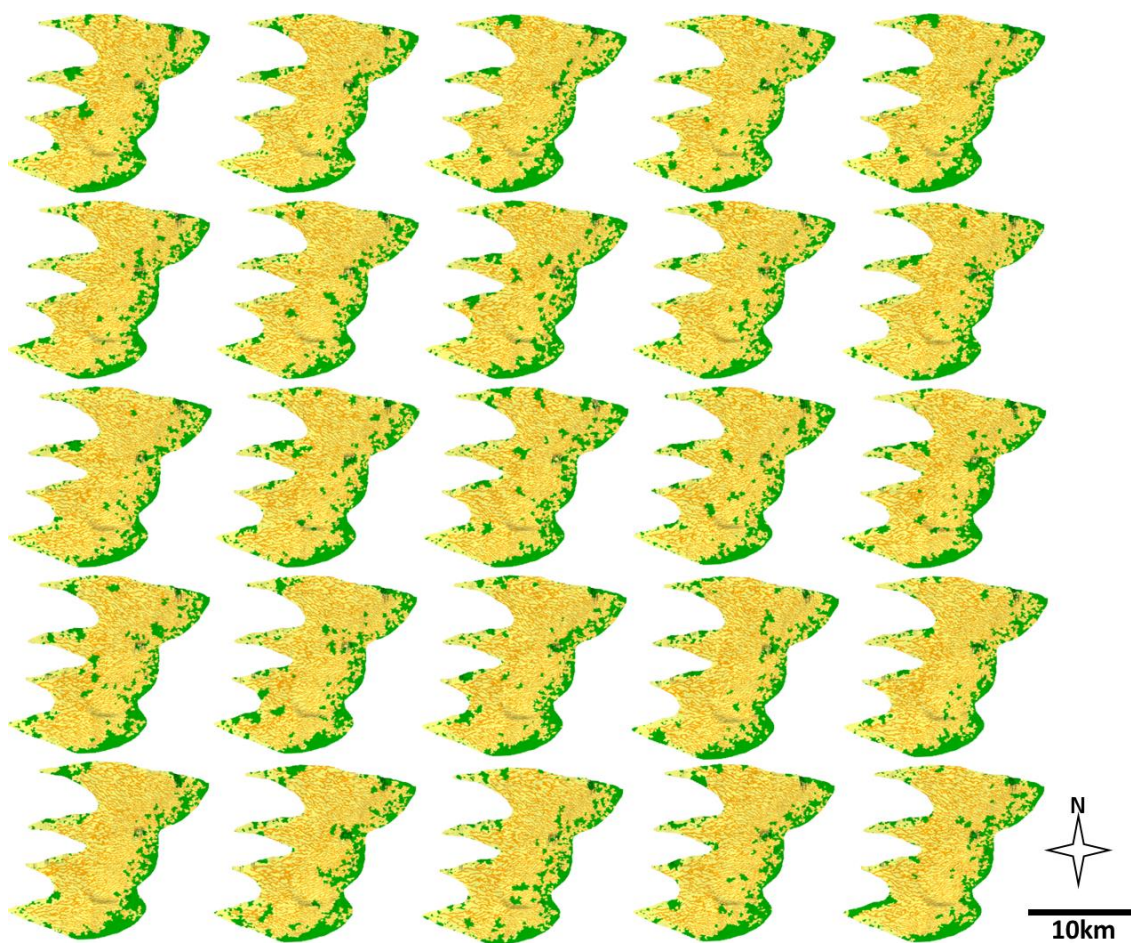


Figura 7-4: 25 realizações dos leques submarinos do estudo 3D. Visualização do 9º horizonte a partir da base, aproximadamente no meio do reservatório.

7.1 O problema da validação

São bastantes conhecidos e eficazes os métodos de validação de realizações produzidas pelas simulações baseadas em variogramas (Goovaerts, 1997, seção 8.9.1; Chilès e Delfiner, 1999, seção 7.10.5; Deutsch, 2002, seções 10.2 e 10.3). Nessa classe de simulação geoestatística, o histograma e o modelo de estrutura espacial (variograma) são diretamente derivados dos dados e possuem significado estatístico. Portanto, um verdadeiro teste de verificação de hipótese, pautado estatisticamente, pode ser aplicado às suas realizações, bastando computar o histograma e o variograma experimental das realizações e daí proceder às análises.

Porém, se os dados fossem densos e em qualidade o suficiente tal que suportassem a inferência de uma continuidade espacial de múltiplos pontos, talvez não fizesse sentido simular. Logicamente pode-se comparar as frequências de ocorrência dos eventos de dados (histograma multiponto - MPH) de uma TI com as respectivas frequências nas realizações e com isso efetivamente comparar as estatísticas de múltiplos pontos. Leuangthong *et al.* (2008, pp.182-184) descrevem uma forma de computar um MPH. Lange *et al.* (2012) propõem caracterizar imagens por tal distribuição de frequência para obter uma métrica de semelhança entre imagens. Tan *et al.* (2014) propõem uma análise de distância (ANODI) baseada em MPH para mapear TIs e realizações em um espaço MDS (Caers, 2011, capítulo 9) para visualização de quais realizações são semelhantes à TI. Entretanto, ainda é necessário um estudo sobre a eficácia do emprego de MPHs, assim como qualquer outro método de comparação de imagens, na validação das realizações em face da não-estacionariedade e quando a TI não é um modelo do reservatório. Isto é, a TI não é semelhante às realizações, conforme os casos estudados neste trabalho.

Realizações de litofácies também podem ser validadas por critérios físicos. Os perfis de litologia de poços perfurados posteriormente podem ser usados para verificar se a correta sucessão de fácies fora reproduzida, através dos variogramas verticais, por exemplo. Porém nenhum dado de poço além dos apresentados foi disponibilizado à época da conclusão deste trabalho. Pode-se também obter a resposta sísmica de uma realização através da convolução de um modelo de onda (*wavelet*) com um modelo de índice de refletividade derivado da realização e comparar a imagem sísmica sintética com a original. Entretanto, as modelagens de *wavelets* e campos de atributos acústicos e elásticos a partir de mapas de litotipos ultrapassam o escopo deste trabalho.

Divergindo do pensamento estatístico, a imagem de treinamento é normalmente derivada de conhecimento geológico como a interpretação de um especialista, simulação de um processo sedimentar, imagens de afloramentos, etc. Exemplos de validações geológicas: se as espessuras dos canais nas realizações estão com as metragens esperadas; se nos locais de menor energia há maior proporção de fácies de pequena granularidade ou se a sequência estratigráfica está de acordo com a de um afloramento. Destaca-se a natureza física de tais indagações, diferindo fundamentalmente da natureza teórica das validações tradicionais.

Em que pese a validação de simulações MPS ainda ser tópico de pesquisa, Mariethoz e Caers (2015, parte III, seção 1.2.3, §1º) sugerem alguns controles de qualidade do condicionamento aos dados e da reprodução de padrões (Mariethoz e Caers, 2015, parte II, seção 8.3).

7.2 Controle de qualidade

7.2.1 Resumos estatísticos

Este controle consiste em escolher algumas estatísticas (moda, histograma, média, variograma, etc.), dependendo do propósito da simulação, a serem calculadas para a TI e para as realizações e depois analisadas. Todas as TIs são conceituais e diferentes das realizações, assim os variogramas são naturalmente diferentes, não servindo para o controle de qualidade.

i. Caso 2D

As proporções de fácies na Figura 7-5, Figura 7-6 e na Figura 7-7 são as da distribuição marginal (ver seção 5.5.1), a da TI e as das realizações em cada domínio do caso 2D. As proporções nas realizações diferem (ver discussão na seção 7.3.2) das na TI e na distribuição marginal, porém elas se encontram dentro do espaço de incerteza de acordo com os dados de poços disponíveis.

O *crossplot* amplitude RMS *versus* litologia dos poços na Figura 4-9 apresenta um hiato de valores de dado sísmico sem litologia assinalada correspondente aos valores de amplitude RMS entre 1100 e 3000. Então não há um valor de corte claro que separe as diferentes litologias. Portanto, aquele intervalo constitui um espaço de incerteza.

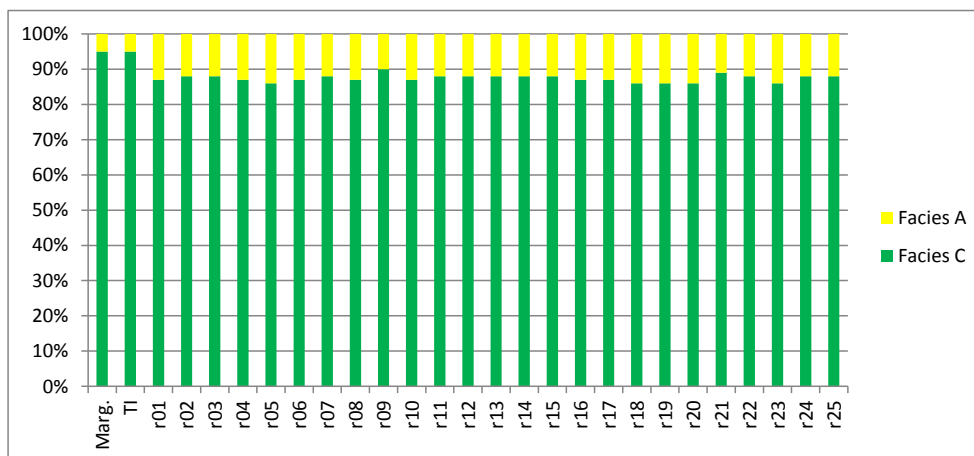


Figura 7-5: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações do domínio das barras de areia do caso 2D. Fácies A: areia; Fácies C: argila.

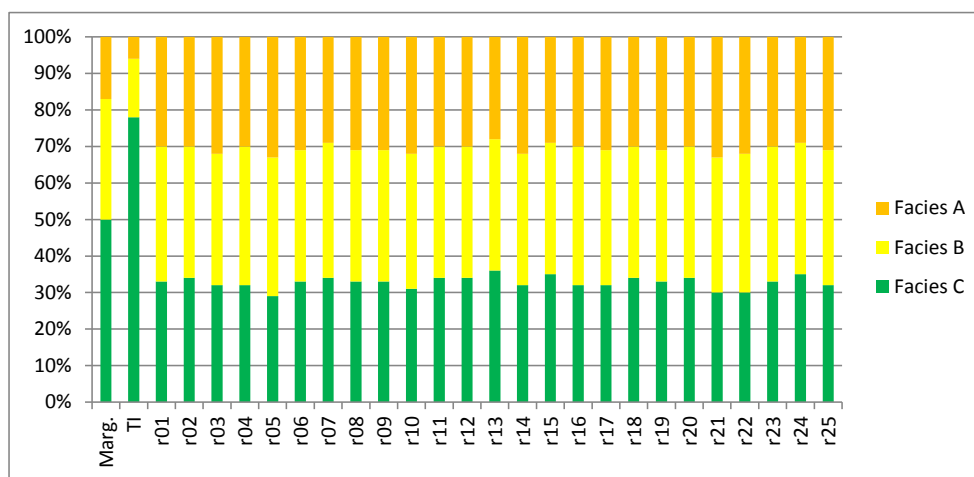


Figura 7-6: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações do domínio do leque submarino do caso 2D. Fácies A: areia de canal; Fácies B: areia de lobo; Fácies C: argila.

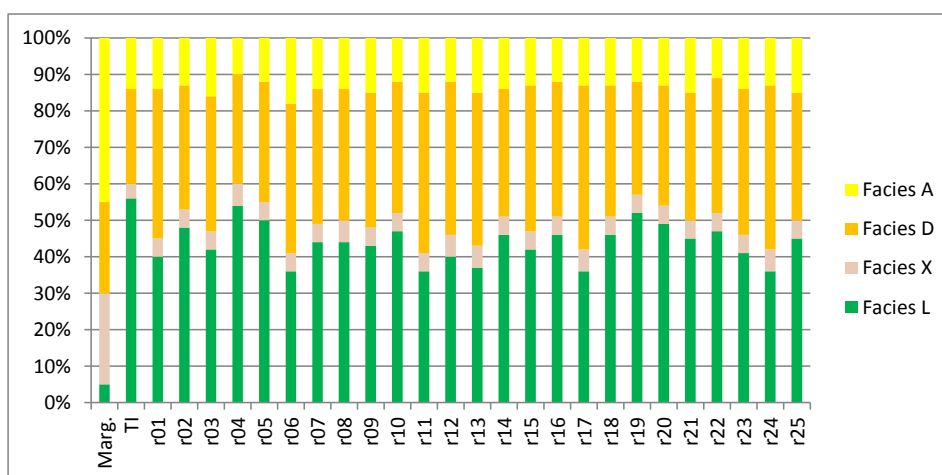


Figura 7-7: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações do domínio do canal turbidítico do caso 2D. Fácies A: areia de meandros; Fácies D: silte; Fácies L: argila; Fácies X: areia em locais de passagem para outro sistema deposicional.

A Figura 7-8 mostra as distribuições das fácies agrupadas em areia e não-areia para o domínio do canal.

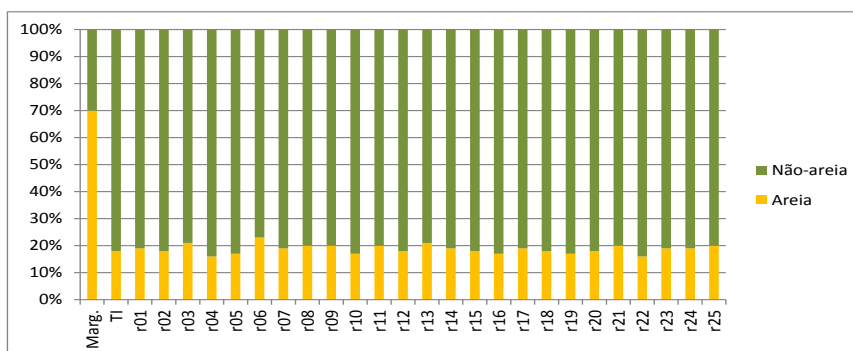


Figura 7-8: proporções de areia (fácies A e X) e não-areia (fácies D e L) para o domínio do canal turbidítico do caso 2D para facilitar a validação estatística das realizações.

A Figura 7-9 mostra as c.d.f. de amplitude RMS em cada domínio, onde cada valor de atributo sísmico está associado a uma probabilidade acumulada abaixo da qual a fácies é argilosa e acima da qual a fácies é arenosa. Essa relação se baseia na correlação fácies-dado sísmico estudada no Capítulo 4. Assim, as proporções globais das duas fácies (ou dois grupos de fácies) nas realizações devem corresponder a valores de amplitude RMS do espaço de incerteza. Por exemplo, se a proporção de fácies argilosas é 90%, esse valor corresponde ao valor 1400 do atributo sísmico no domínio das barras de areia.

Para o domínio das barras de areia, o julgamento é simples, pois só há duas fácies. Para o domínio do leque submarino, as duas fácies arenosas devem formar um grupo só para efeito de validação estatística. Para o canal turbidítico, com quatro fácies, A e X são as fácies arenosas e as fácies D e L compõem o outro grupo.

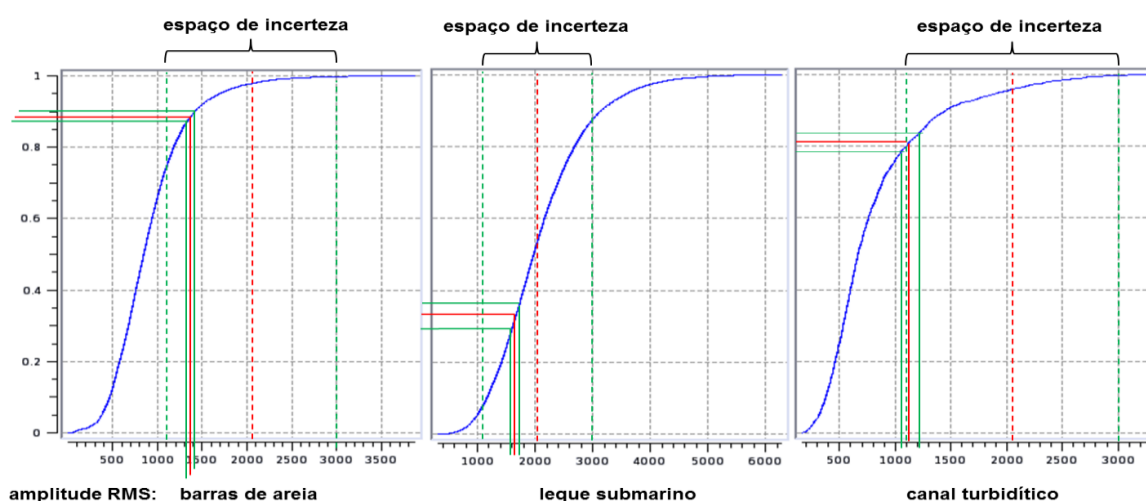


Figura 7-9: realizações dentro do espaço de incerteza mapeado nas c.d.f. de amplitude RMS em cada domínio do estudo 2D. Explicação no texto.

Na Figura 7-9 estão assinaladas como linhas verdes contínuas os maiores e menores valores de proporção global que separa as fácies (ou grupo de fácies) encontrados nas realizações e seus valores de amplitude RMS correspondentes. As realizações dos domínios barras de areia e leque submarino estão dentro do espaço de incerteza. A simulação do canal está no limite inferior, com três realizações ainda um pouco aquém.

ii. Caso 3D

A Figura 7-10 mostra as distribuições de fácies: marginal, na TI e nas realizações. A divisão entre areia (fácies A e B) e argila (fácies C) é praticamente a mesma em todas as realizações e concordante com a da distribuição marginal.

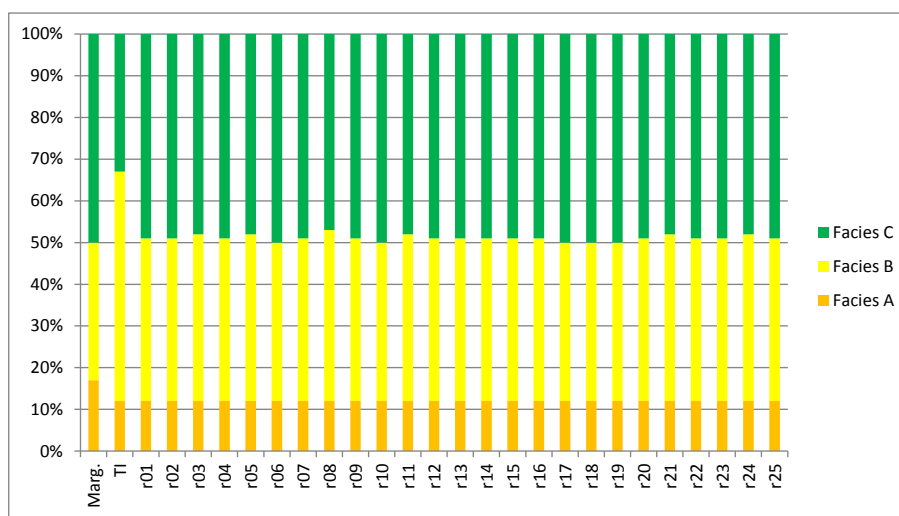


Figura 7-10: proporções de fácies na distribuição marginal, na TI e nas realizações dos leques submarinos do caso 3D. Fácies A: areia de canal; Fácies B: areia de lobo; Fácies C: argila.

A Figura 7-11 mostra que todas as realizações estão dentro do espaço de incerteza. Tal como no caso 2D e recapitulando a Figura 4-11, o *crossplot* amplitude sísmica *versus* litologia no único poço mostra um espaço de incerteza de litologia situado no intervalo de -1600 a 100 de amplitude, com valor central em -750. Nessa vez, as fácies arenosas correspondem aos valores mais baixos do dado sísmico.

O espaço de incerteza está delimitado entre as duas linhas verdes tracejadas verticais. As linhas sólidas verdes assinalam a menor e a maior proporção de que separa os grupos de fácies encontradas nas realizações. Essas proporções, na c.d.f. da amplitude, correspondem a valores dentro do espaço de incerteza.

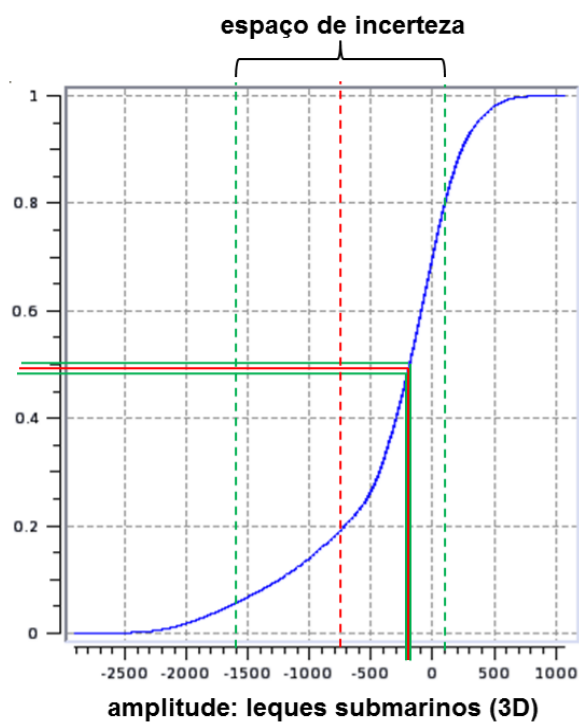


Figura 7-11: realizações do caso 3D dentro do espaço de incerteza mapeado na c.d.f. de amplitude.

Explicação no texto.

7.2.2 Análise de conectividade

A checagem da reprodução do histograma e do variograma pode não diferenciar realizações com conectividades diferentes, a exemplo de como ilustrado na Figura 7-12. Renard e Allard (2013) apresentam diversas métricas para verificar a conectividade e avaliar o fluxo de fluidos em subsuperfície que podem ser obtidas a partir de realizações.

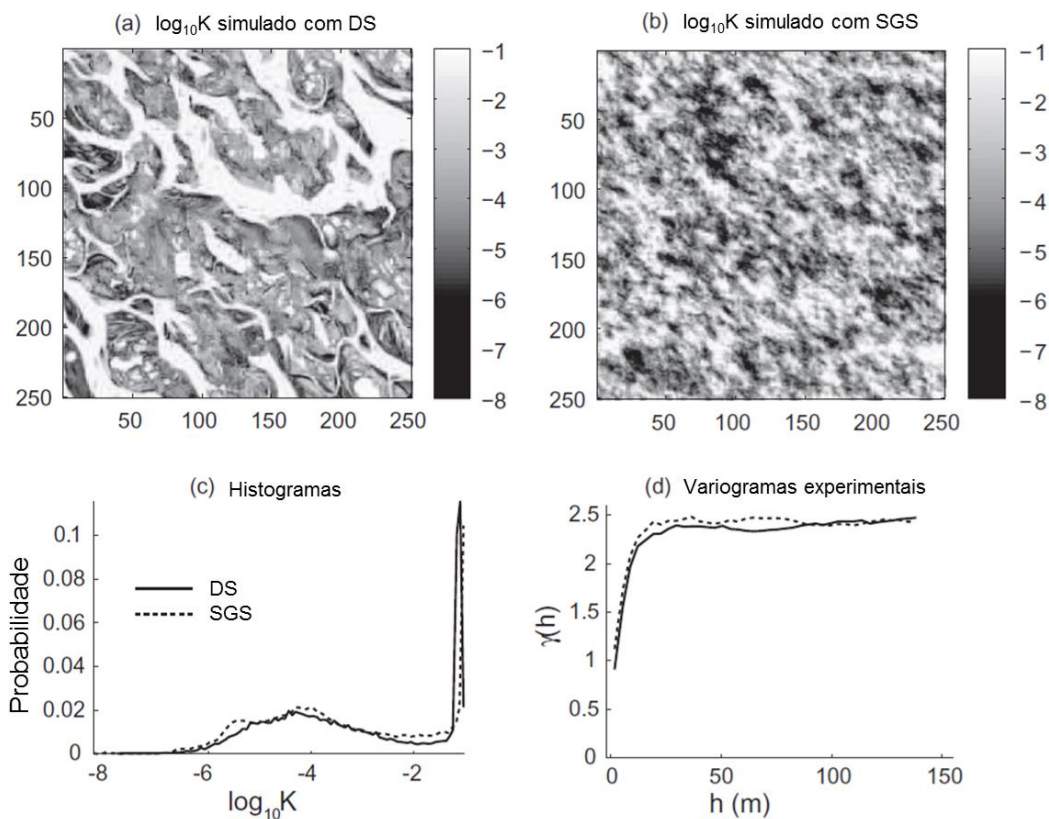


Figura 7-12: exemplo de duas simulações de permeabilidade (K) com mesmo histograma e mesmo variograma, mas visivelmente com conectividades diferentes. Retirado de Renard e Allard (2013, p170, fig. 2).

i. Conectividade global

Seguindo sugestão de Mariethoz e Caers (2015, p245, §4), uma forma de avaliar a conectividade geral das realizações é mapear os corpos geológicos (*geobodies*) individuais. Um corpo geológico, neste contexto, é normalmente um *continuum* composto por células de *grid* de mesmo valor, ou intervalo de valores, e conectadas por um critério de vizinhança. Os corpos podem ser assinalados com um indicador (0=não pertence ou 1=pertence) ou valores diferentes para cada conjunto de células conectadas, tal como ilustrado na Figura 7-13. A análise da conectividade depende de cada caso e da fácies de interesse e serve, por exemplo, para avaliar se os corpos devem estar isolados, se os canais devem formar redes, como são os caminhos dentro de redes de canais, etc.

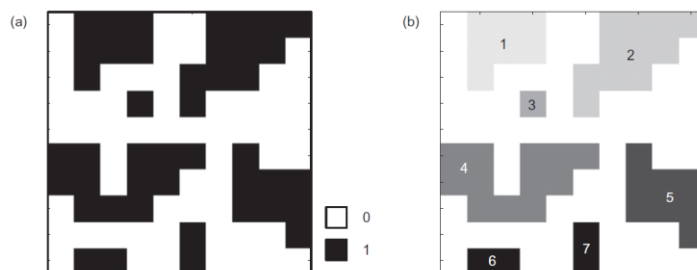


Figura 7-13: um *grid* com corpos geológicos mapeados. (a): corpos assinalados com um indicador; (b): corpos assinalados com identificadores individuais. Retirado de Renard e Allard (2013, fig. 5).

Foi escrito um programa, de código aberto e domínio público, chamado CONMAP, para mapear os corpos geológicos presentes nas realizações. Para o caso 2D, duas células estarão conectadas se uma estiver ao norte, ao sul, a leste ou a oeste da outra, resumindo: uma aresta em comum. Para o caso 3D, o critério é possuir uma face em comum. Células na diagonal não são consideradas como conectadas. A Figura 7-14 ilustra graficamente os critérios de conectividade adotados neste estudo. Esse critério é uma opção do modelador.

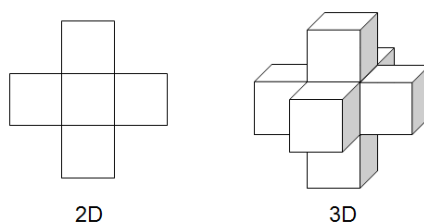


Figura 7-14: ilustrações dos critérios de conectividade usados nos mapeamentos de corpos geológicos nos casos 2D e 3D.

No SGeMS, as matrizes com os valores de fácies das realizações em *grids* irregulares podem ser exportados como *grids* regulares em formato GEO-EAS com o Script 18 do Anexo 3 e servem como entrada para o programa CONMAP. O resultado do processamento pode ser importado de volta como *grid* regular e os valores repassados para o *grid* estratigráfico com o Script 12 do Anexo 3.

Caso 2D/barras de areia: neste domínio a característica dos corpos individuais não conectados é de algumas barras (6 a 15) e algumas dezenas de pequenos corpos ou pontos isolados. A Figura 7-15 mostra os mapas de corpos individuais para cinco realizações onde os histogramas mostram os tamanhos relativos dos corpos identificados. Através dos histogramas, se identifica a presença dos corpos pequenos que podem ser pós-processados com *Simulated Annealing* (seção 2.6) caso desejado.

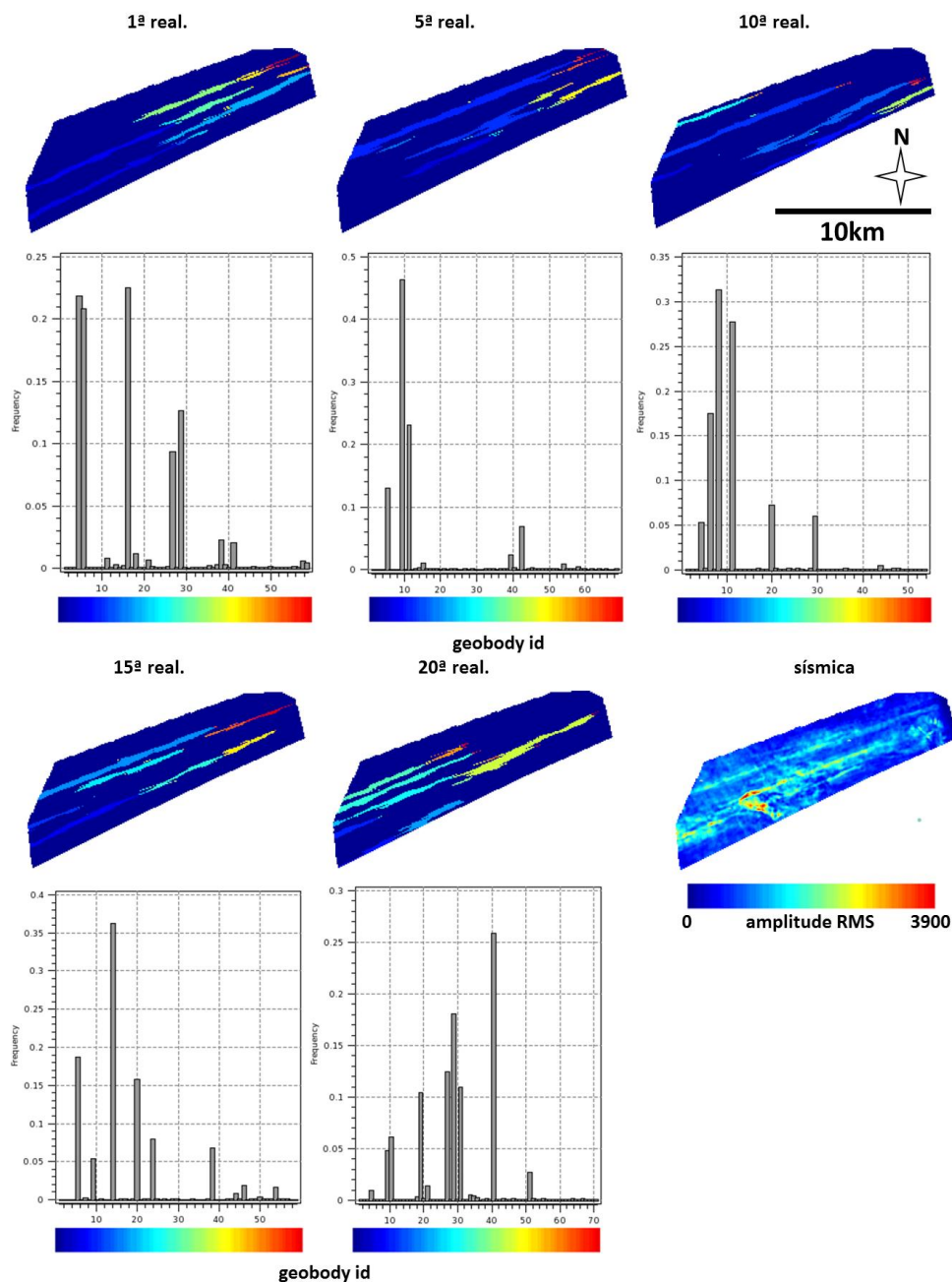


Figura 7-15: mapas de *geobodies* de algumas realizações do domínio das barras de areia do caso 2D. As cores correspondem a identificadores de corpos individuais, ou seja, corpos com cores diferentes estão desconectados. Os histogramas retratam a distribuição dos tamanhos relativos dos corpos em contagem de células. Mapa do atributo sísmico para comparação.

Caso 2D/leque submarino: para este domínio os mapas de corpos revelaram o que parece ser três grupos principais de redes de canais, tal como mostrado na Figura 7-16. Os histogramas mostram de 3 a 5 redes dominantes, umas dezenas de redes menores e uma centena de fragmentos. Essa configuração parece sugerir uma gênese distinta em três partes do leque, o que concorda com a interpretação das não estacionariedades da Figura 5-24.

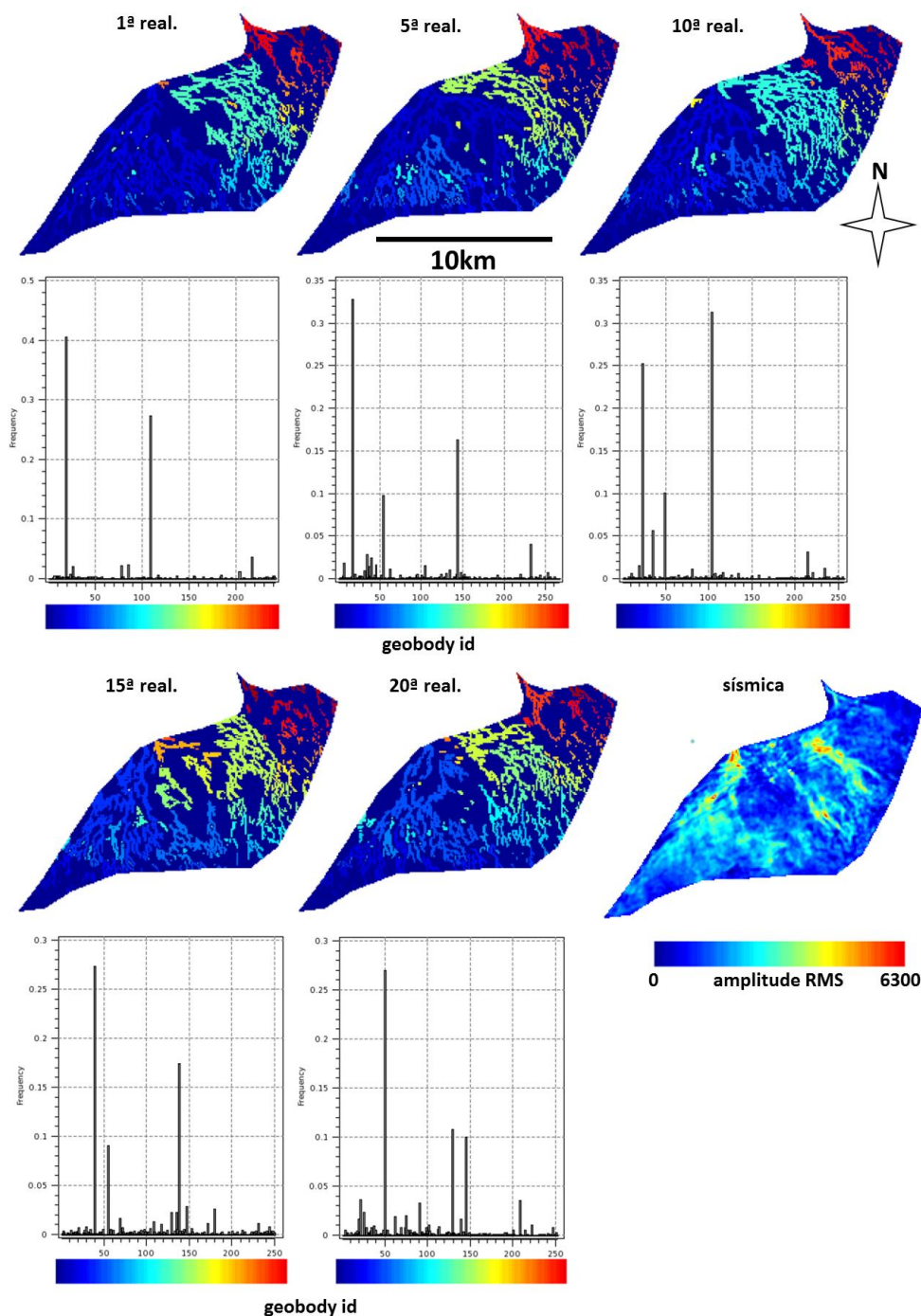


Figura 7-16: mapas de *geobodies* de algumas realizações do domínio do leque submarino do caso 2D. As cores correspondem a redes individuais de canais distributários. Os histogramas representam a distribuição das extensões relativas das redes em contagem de células. Mapa do atributo sísmico para comparação.

Caso 2D/canal turbidítico: para o canal turbidítico, os histogramas (Figura 7-17) mostram nenhum predomínio e os mapas revelam pequenos corpos isolados de areia, conforme esperado, embora a expectativa é de que as formas de meandros estivessem mais evidentes. Os histogramas também acusam a presença de muitos fragmentos e pontos isolados.

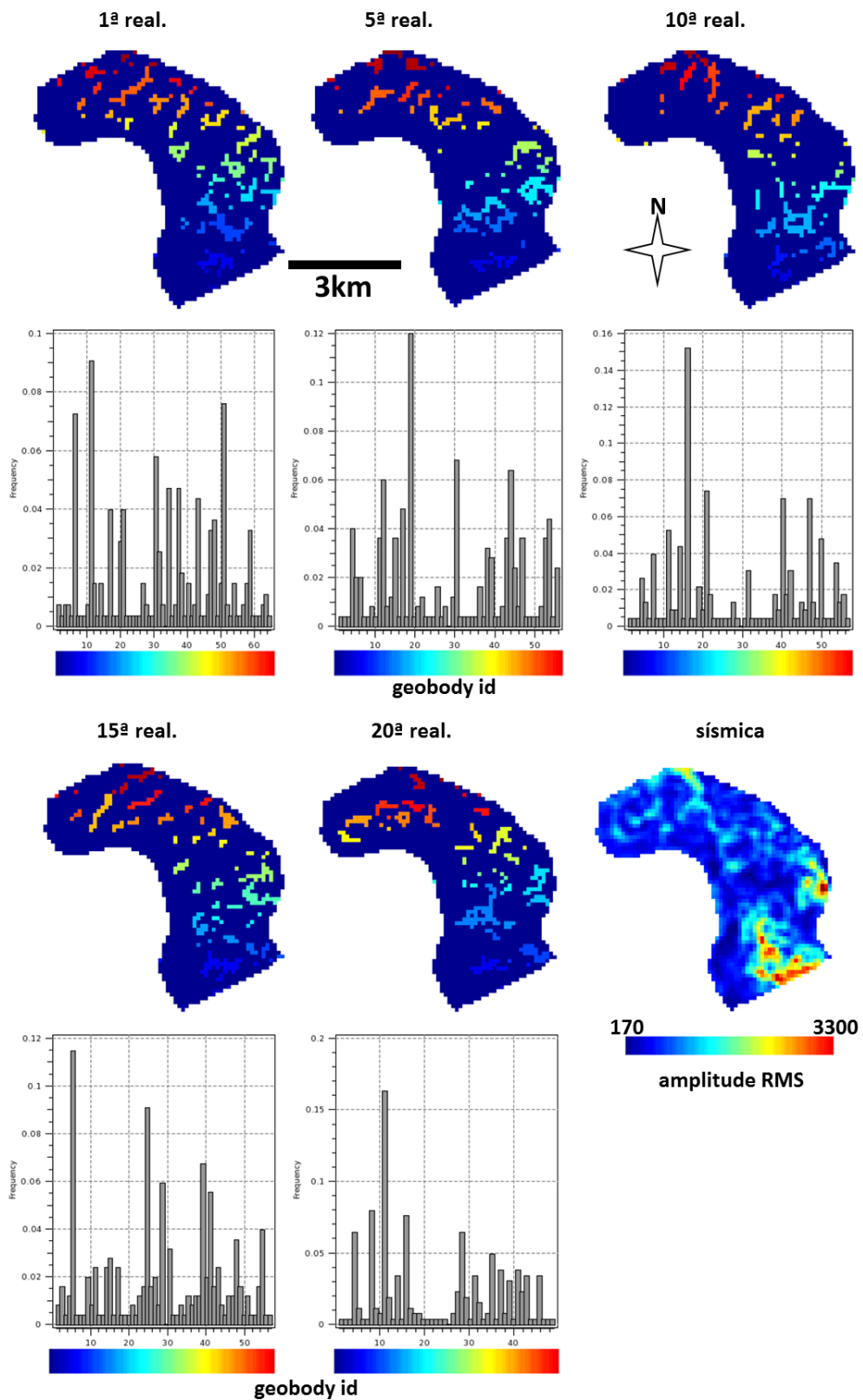


Figura 7-17: mapas de *geobodies* de algumas realizações do domínio do canal turbidítico do caso 2D. Cada corpo de areia de meandro conectado está colorido diferentemente. Os histogramas mostram as dimensões relativas de cada corpo em contagem de células. Mapa do atributo sísmico para comparação.

Caso 3D: para facilitar a visualização, apenas o mapa de corpos geológicos da primeira realização está mostrado na Figura 7-18. Os corpos retratados são redes dos canais distributários simulados. As realizações apresentaram como característica uma única grande rede de canais conectados e uma miríade de pequenas redes desconexas. Na Figura 7-18 parte inferior, nota-se uma concentração de pequenas redes nas partes distais dos leques, situados a leste, por causa da maior presença de camadas de argila e pela menor escala dos canais.

O CONMAP percorre o volume camada-a-camada, de baixo para cima, ou seja, quanto mais baixo o valor do identificador, mais baixo o ponto inicial da rede. Assim, nas partes distais predominam redes pequenas em toda a faixa de valores, significando que essas redes estão presentes em todas as camadas do modelo e separadas por camadas de argila. Já nas partes proximais e médias, nota-se redes pequenas coloridas apenas de azul e vermelho, ou seja, elas ocorrem apenas perto da base e do topo respectivamente. Isso se deve à ocupação das camadas intermediárias do modelo pela rede principal. A menor presença de camadas de argila faz com que aumente a probabilidade dos canais em camadas diferentes se comunicarem.

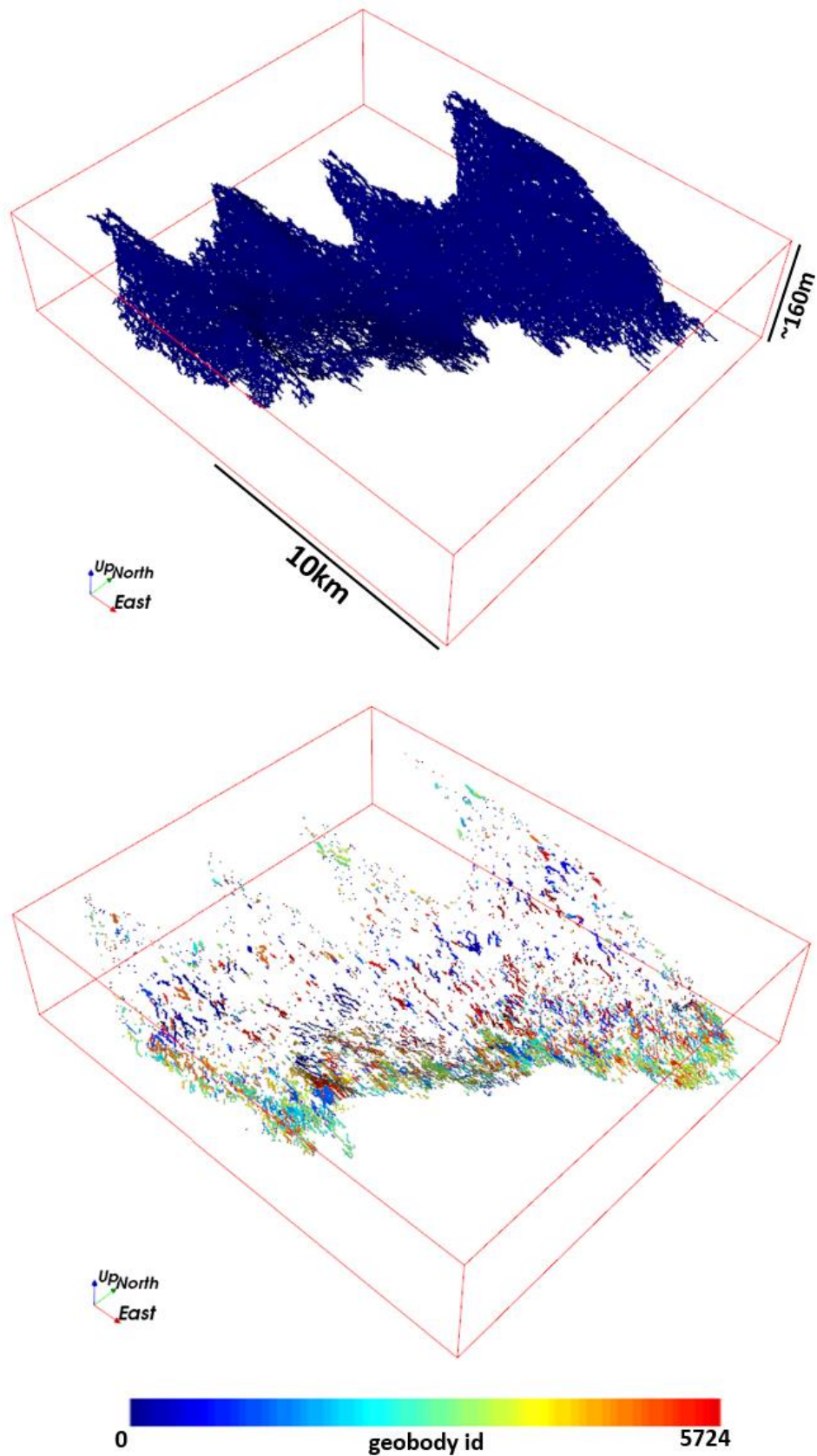


Figura 7-18: mapa de *geobodies* de canais da primeira realização do caso 3D. em cima.: rede principal de canais. em baixo.: pequenas redes de canais desconectados. A variável “geobody id” é um valor que identifica cada rede individual de canais.

ii. Conectividade interna

Para o caso 3D, o fato de haver uma mesma rede de canais que permeia praticamente todo o modelo do reservatório pode levar a crer que a conectividade é boa em toda sua extensão. Para estes casos, é necessário avaliar a conectividade dentro do corpo. O programa CONMAP também realiza percursos dentro de um mesmo corpo bastando informar um ponto de partida e fornecer um *grid* com os corpos já mapeados, o que pode ser obtido com o próprio CONMAP. O algoritmo percorre todas as células do corpo, gerando no *grid* duas variáveis a mais: distância percorrida e eficiência do percurso, relativas ao ponto de partida. O critério de eficiência usado é a razão entre as distâncias euclidiana e percorrida entre os pontos de origem e destino. Convém ressaltar que a distância percorrida é a mínima para chegar aos pontos, considerando que o corpo pode proporcionar múltiplos caminhos. A Figura 7-19 mostra um transporte no sentido vertical, pouco eficiente por causa de camadas de fácies impermeável enquanto que um transporte horizontal tende a ser mais eficiente.

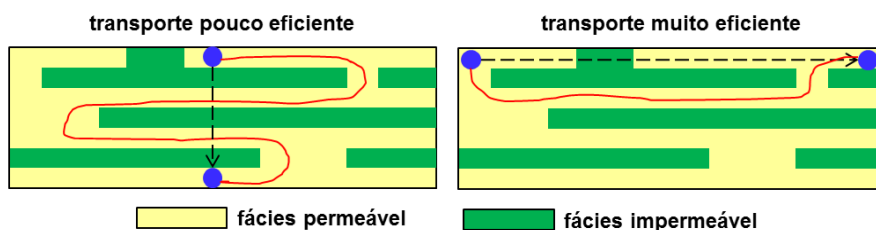


Figura 7-19: ilustração do critério de eficiência usado para avaliar a conectividade dentro de um corpo geológico.

A Figura 7-20 mostra o resultado do percurso pela rede principal de canais da primeira realização, usando o poço como ponto de partida. O mapa de distâncias percorridas revela um padrão aproximadamente concêntrico que pode levar o modelador a concluir que a rede tem boa conectividade. Porém, o mapa de eficiência indica que o transporte na direção norte-sul é mais difícil, o que é esperado porque os canais tendem a estar orientados na direção leste-oeste. Relembrando que o algoritmo percorre todas as células do corpo em todas as direções a partir do ponto inicial, assim a presença de anisotropia no mapa de eficiência indica que a geometria e a conectividade dos canais estão facilitando ou dificultando o percurso, dependendo da direção.

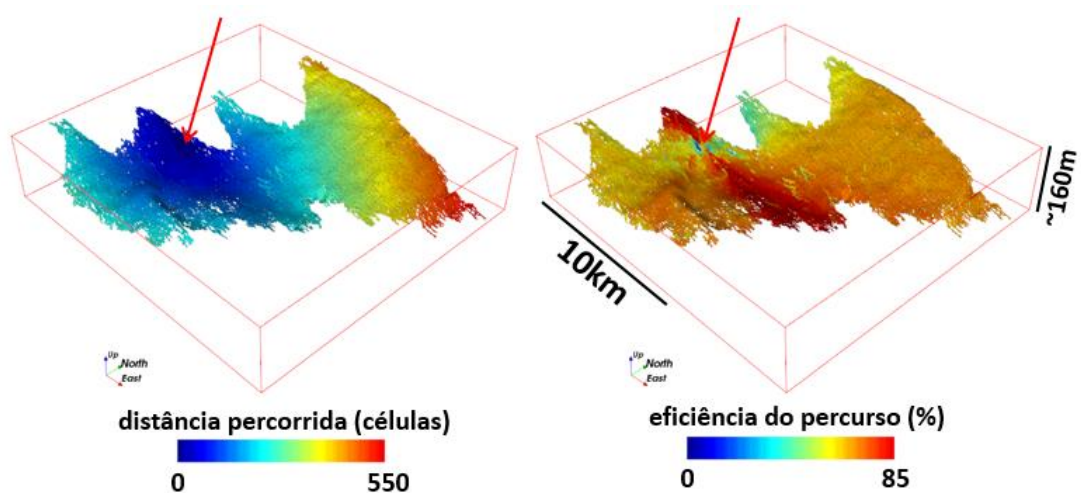


Figura 7-20: resultados do percurso realizado na rede principal de canais de uma das realizações. A seta indica o ponto inicial, no caso o poço.

No âmbito vertical, a Figura 7-21 mostra a eficiência dos percursos em duas seções do modelo do reservatório cruzando-se aproximadamente na trajetória do poço. Os tons azulados, indicadores de baixa eficiência, logo abaixo do ponto inicial da execução dos percursos, assinalam uma dificuldade dos deslocamentos verticais, o que coaduna com o comportamento esperado dos fluidos neste tipo de reservatório.

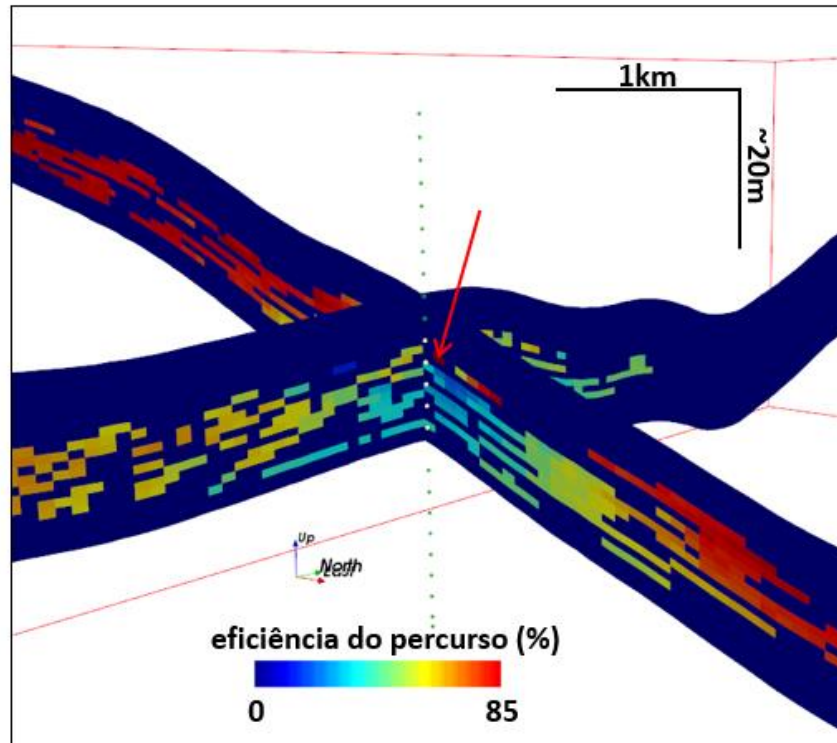


Figura 7-21: eficiência de percurso na rede de canais no entorno do poço (pontos formando uma linha vertical). A seta indica a célula inicial dos percursos, com eficiência máxima (fora da escala). Os valores em azul escuro nas duas seções, correspondentes a zero, indicam locais inalcançáveis ou com outra litologia.

Convém lembrar que os testes de percurso na rede de canais servem para avaliar a conectividade interna da rede de canais e não são simulações de fluxo, que deve levar em conta muitos fatores como atributos petrofísicos e as demais litologias.

7.2.3 Detecção de cópias de padrões

Cópias *ipsis litteris* de partes ou mesmo de toda a TI devem ser evitadas porque tendem a diminuir artificialmente a incerteza espacial. E o emprego de TIs pequenas, caso deste trabalho, aumenta o risco de tais cópias (Mariethoz e Caers, 2015, parte II, seção 8.3.2).

Uma forma de analisar a cópia de padrões é a geração de mapas de coerência. Cada célula da TI recebe um identificador único, aumentando em incrementos de um e seguindo uma sequência, por exemplo, da esquerda para a direita e de cima para baixo. Assim, os valores de identificador se apresentam como contínuos na TI. Durante a simulação, além do valor da fácies ser copiado para a realização, é copiado também o valor do identificador. Então, idealmente, os mapas de coerência das realizações devem ter aparência ruidosa, indicando que o processo estocástico predominou na montagem dos padrões da realização. Cópias de padrões aparecem como trechos regulares no mapa de coerência, tal como mostrado na Figura 7-22.

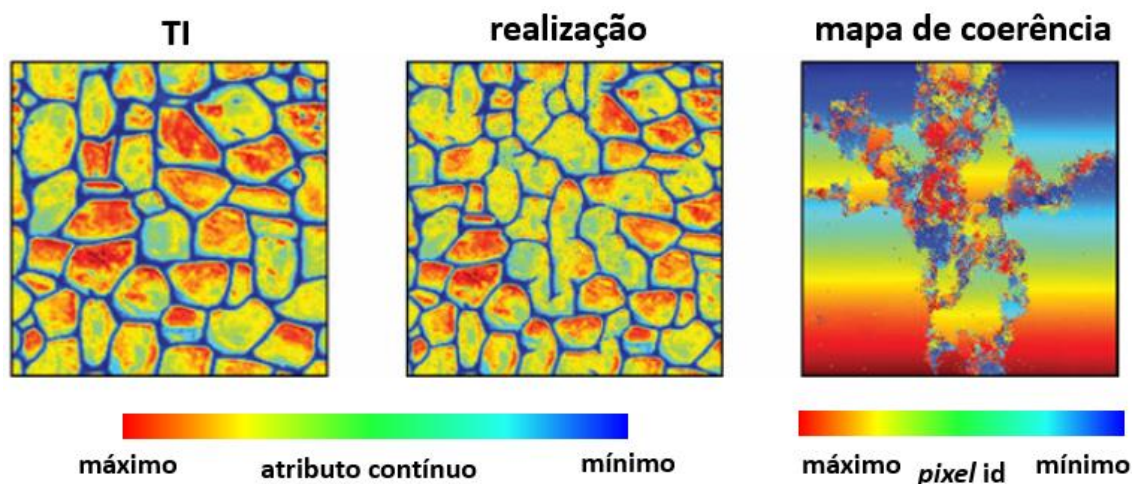


Figura 7-22: exemplo de simulação MPS feita com o algoritmo DS (ver seção 3.3.1) com sintoma de cópia de padrões. Retirado de Mariethoz e Caers (2015, p250, fig. II.8.5).

Porém, para gerar mapas de coerência seria necessário modificar a implementação do SNESIM, não sendo possível realizar em pós-processamento com *scripts* ou programas externos. Este controle não foi realizado por essa razão.

7.2.4 Heterogeneidade intrarrealização

A heterogeneidade dentro de uma realização é comparada com a da TI, isto é, se aquela é um modelo de reservatório semelhante ao modelo usado como imagem de treinamento. Porém, conforme visto nos estudos, as TIs são pequenas, estacionárias e representam apenas o conceito geológico dos reservatórios e não propriamente modelos de reservatório. As realizações são mapas de fácies não estacionários maiores em dimensão e mais complexas do que a TI, em outras palavras: as realizações contêm mais heterogeneidade do que as TIs. Tan *et al.* (2014) propõem metodologias para comparar realizações e a TI quando esta é por si uma realização incondicionada do reservatório. A Figura 7-23 mostra o mapeamento de realizações e TI em um espaço MDS onde se observa que um grupo de realizações é inválido devido ao seu afastamento excessivo em relação à TI nesse espaço.

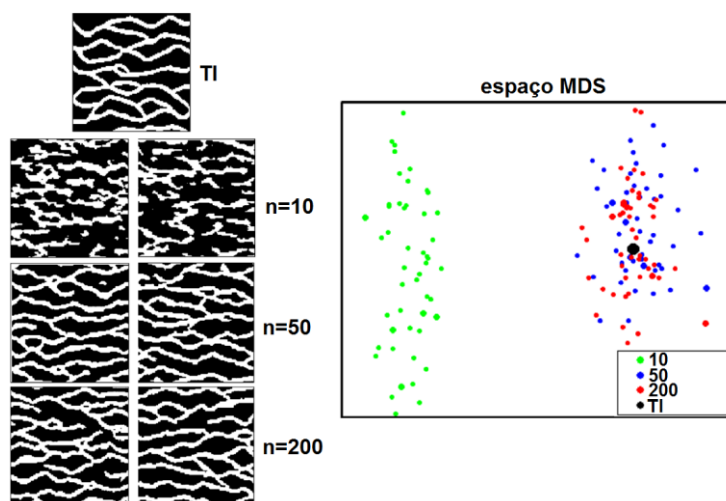


Figura 7-23: Avaliação da semelhança das realizações com a TI (mapas à esquerda) em um espaço MDS. O algoritmo é o SNESIM. Os pontos em verde representam realizações com *template* de busca com 10 células ($n=10$); os azuis, com 50 células e os vermelhos, com 200 células. O ponto preto corresponde à TI.

Modificado de Tan *et al.* (2014, p164, figs. 8 e 9).

A diversidade dentro das realizações também pode ser avaliada, absoluta ou relativamente à TI, através da análise da completude da árvore de busca, que poderia ser montada para as realizações. Quanto mais completa a árvore de busca, mais heterogênea a imagem, seja a TI ou as realizações. A estrutura de dados árvore de busca e seus conceitos são apresentados na seção 3.2.2.

7.2.5 Heterogeneidade inter-realização

Este tipo de heterogeneidade é um dos propósitos da simulação geoestatística: a quantificação da incerteza para a tomada de decisões. Tradicionalmente, a heterogeneidade

representada pelas realizações de variáveis contínuas como um todo pode ser avaliada por mapas de P10, P50, P90, média, etc. (Deutsch e Journel, 1998, seção VI.2.13) assim como nuvens de histogramas e de variogramas (histogramas e variogramas de todas as realizações sobrepostas no mesmo gráfico).

Uma forma simples de avaliar a heterogeneidade global em simulações de fácies, não apenas de MPS, é calcular a variância para cada célula do modelo ao longo de todas as realizações. Esse mapa de variâncias mostra a diversidade de fácies para cada célula, no sentido de quanto maior, maior a incerteza. É importante considerar que os valores de variância calculados não têm significado algum, pois é uma variância calculada sobre os valores dos códigos das fácies. Tal mapa de variância serve apenas para relativizar áreas onde houve muita ou pouca variação nas fácies. Mapas de variância podem ser calculados com o algoritmo Postsim para variáveis contínuas do SGeMS.

A Figura 7-24 mostra os mapas de incerteza das simulações dos domínios do caso 2D. Nota-se que os poços (dado certo) estabelecem em torno de si uma zona de baixa incerteza como esperado. Para o domínio das barras de areia as nuvens de alta incerteza assumem aproximadamente a mesma forma das barras, provavelmente consequência do posicionamento dos poços. Para o domínio do leque submarino, nota-se nuvens de baixa incerteza consoantes com o campo de probabilidade das fácies arenosas (Figura 5-10), certamente efeito do fator tau elevado para o dado secundário.

O domínio do canal turbidítico se apresenta com baixo de incerteza em três regiões específicas. A primeira (Figura 7-24, 1), correspondentes aos extremos sul e leste, corresponde aos locais onde o dado sísmico fora calibrado como 100% de probabilidade de ser areia de passagem (ver seção 5.2.3). A segunda (Figura 7-24, 2), a periferia do domínio, corresponde à predominância esperada de argila de planície basinal, tal como modelado na TI (Figura 5-20). A terceira (Figura 7-24, 3), ao longo do eixo do canal, corresponde à predominância das fácies que constituem conteúdo do canal turbidítico, o que também é esperado.

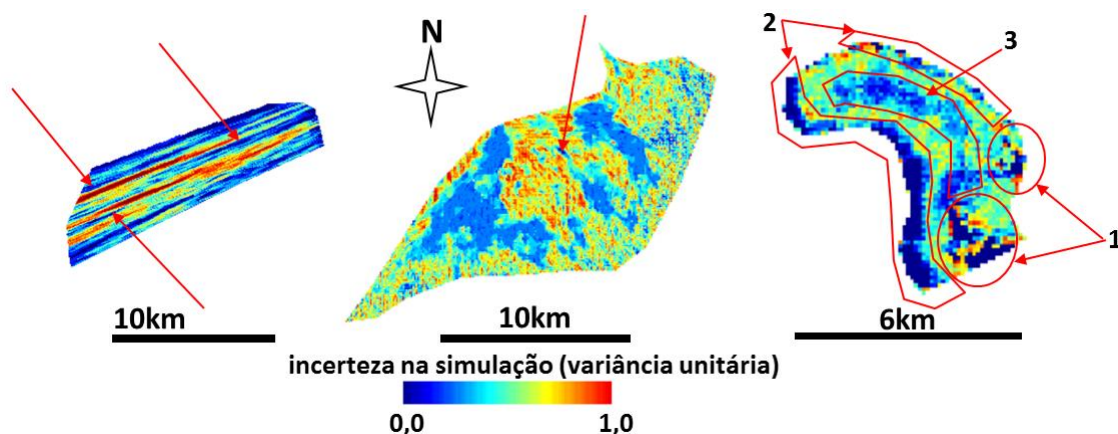


Figura 7-24: mapas de incerteza calculados a partir da variância estandardizada dos códigos das fácies para todas as realizações dos domínios do caso 2D. As setas indicam os locais dos poços. As setas com números para o canal turbidítico indicam locais de baixa incerteza com explicações diferentes (no texto).

A Figura 7-25 mostra o mapa de incerteza do caso 3D. Para este caso, o efeito do poço foi local. Não se percebe uma área de certeza no entorno, tal como no caso 2D. Há apenas um efeito pontual nas células do *grid* que contêm pontos da trajetória do poço (Figura 7-25, dir.), denotado pelos retângulos azul-escuros regularmente espaçados na vertical. No horizonte retratado, percebe-se que a incerteza é maior nas partes distais dos leques, certamente devido à pequena escala dos canais e ao efeito do fator tau para o dado secundário.

Pode-se questionar acerca das zonas de baixa incerteza ecoando o dado sísmico, porém, dependendo do caso, isso pode ser desejado, desde que o processo estocástico esteja prevalecendo na formação dos padrões nas realizações (ver seção 7.2.3).

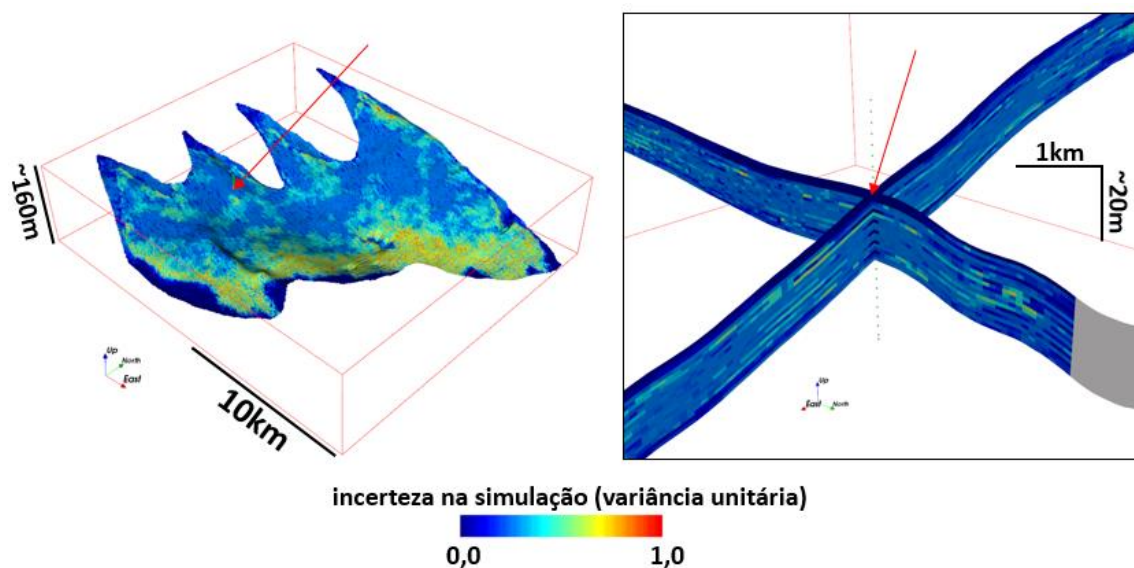


Figura 7-25: mapa de incerteza calculado a partir da variância estandardizada dos códigos das fácies para todas as realizações do caso 3D. A seta indica o local do poço. À esquerda, o 9º horizonte a partir da base; à direita, duas seções transversais cruzando-se aproximadamente na trajetória do poço.

7.2.6 Verificação do condicionamento

Além de verificar se as realizações estão coerentes com a TI é necessário verificar a coerência com as demais fontes de condicionamento: os dados primários e secundários. Os dados primários são locais onde há certeza (0% ou 100%) da litologia (normalmente os poços) e os secundários são normalmente probabilidades (entre 0% e 100%) de fácies segundo o dado sísmico, mapa de geologia estrutural, etc.

i. Domínio das barras de areia do caso 2D

A Figura 7-26 (esq.) mostra o empilhamento dos mapas de indicadores de areia calculados a partir das realizações através do algoritmo Postsim_categorical do SGeMS. Quanto mais indicadores positivos em um mesmo local, maior a probabilidade da fácies de interesse. Observa-se coerência com o mapa de probabilidade de areia segundo o dado sísmico (Figura 7-26, dir.). Já os dados primários, constituídos pelos três poços do domínio, todos com indicador de argila, têm lentes de probabilidade zero de areia em seu entorno, indicando não só o bom condicionamento da simulação, também quanto à influência dos poços em locais distantes.

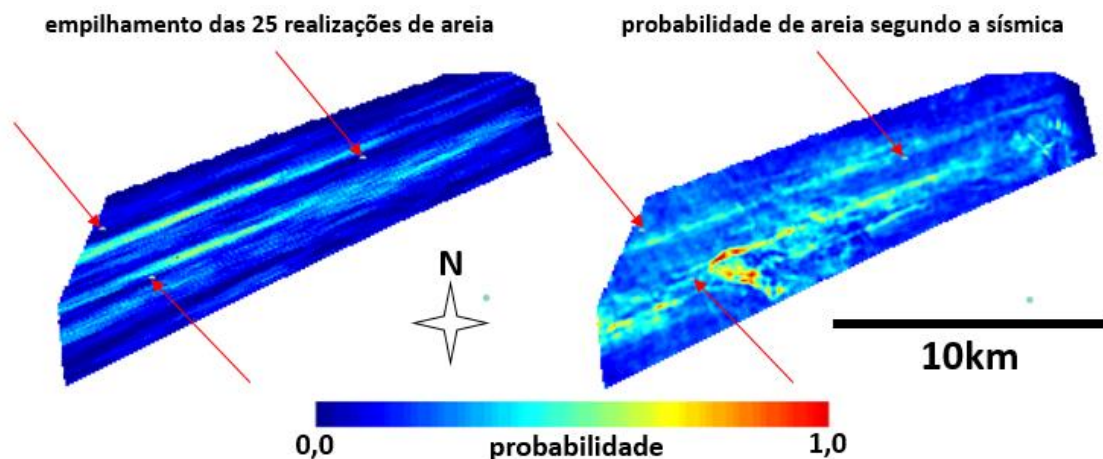


Figura 7-26: verificação do condicionamento aos dados primários e secundários no domínio das barras de areia do caso 2D. Os três poços dentro do domínio são os semicírculos em ciano assinalados com setas vermelhas e o dado secundário é o mapa à direita. O mapa à esquerda é a soma dos indicadores de areia das 25 realizações em cada *pixel*, assim, uma soma de 25 equivale a 100% de probabilidade de areia.

ii. Domínio do leque submarino do caso 2D

A Figura 7-27 (esq.) mostra o empilhamento dos mapas de indicadores de areia de canal. Observa-se coerência com o mapa de probabilidade de canal segundo o dado sísmico (Figura 7-27, dir.). O único poço do domínio, com indicador de areia de lobo, tem lente de probabilidade zero de areia de canal no entorno. Essas duas constatações evidenciam o bom condicionamento das realizações.

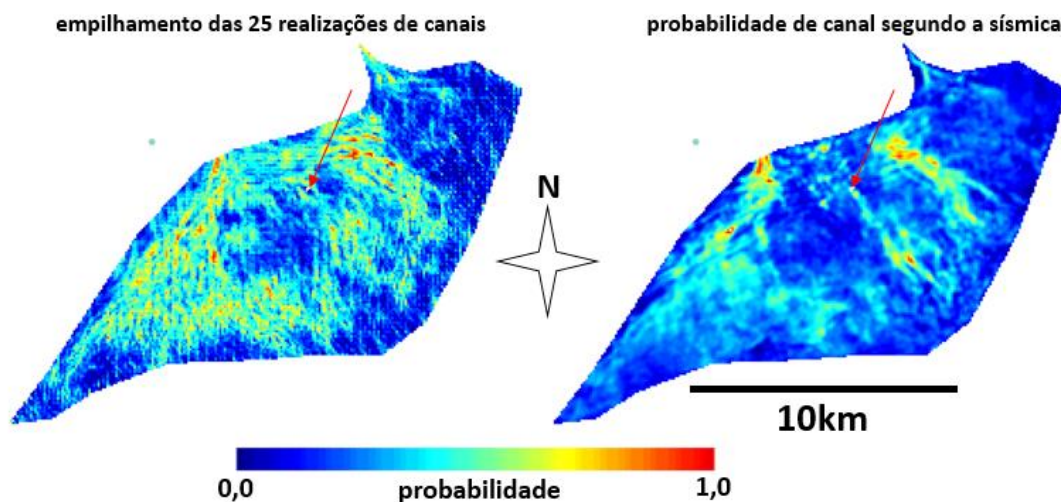


Figura 7-27: verificação do condicionamento aos dados primários e secundários no domínio do leque submarino do caso 2D. O poço dentro do domínio está assinalado com a seta vermelha e o dado secundário é o mapa à direita. O mapa à esquerda é a soma dos indicadores de areia de canal das 25 realizações em cada *pixel*, assim, uma soma de 25 equivale a 100% de probabilidade de areia de canal.

iii. Domínio do canal turbidítico do caso 2D

A Figura 7-28 mostra o pós-processamento das realizações para as fácies arenosas. Como a areia responde mais ao atributo sísmico em questão, pode-se verificar o condicionamento agrupando as fácies arenosas em uma só e proceder ao empilhamento dos mapas de indicadores para todas as realizações conforme feito para os dois domínios anteriores. Observa-se uma correspondência entre a maior presença de fácies arenosas nas realizações e os maiores valores do atributo sísmico.

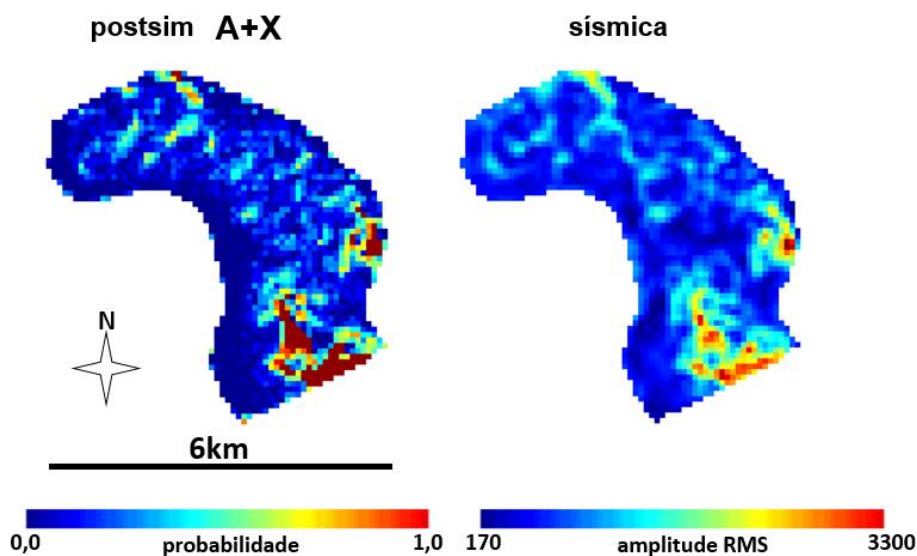


Figura 7-28: verificação do condicionamento aos dados secundários no domínio do canal turbidítico do caso 2D. O mapa à esquerda foi produzido empilhando mapas de indicador das fácies arenosas (1 = A ou X; 0 = outra) a partir das realizações e somando-os em cada *pixel*, assim, um valor de 25 (máximo possível com 25 realizações) equivale a 100% de probabilidade da fácies arenosa.. A: areia de meandro; X: areia em locais de passagem.

Não havia poços no domínio do canal turbidítico do caso 2D, então a simulação foi condicionada apenas pela sísmica.

iv. Caso 3D

A Figura 7-29 mostra o condicionamento da simulação ao dado primário (poço). Há presença considerável de areia de lobo mesmo que sua probabilidade segundo o dado sísmico seja baixa. Trata-se de uma incoerência com o dado secundário, mas essa incoerência é causada pela presença do dado primário que informa certeza da presença de determinada fácies. Seria inválido haver alta probabilidade de argila nas simulações onde o dado primário indica a presença de areia.

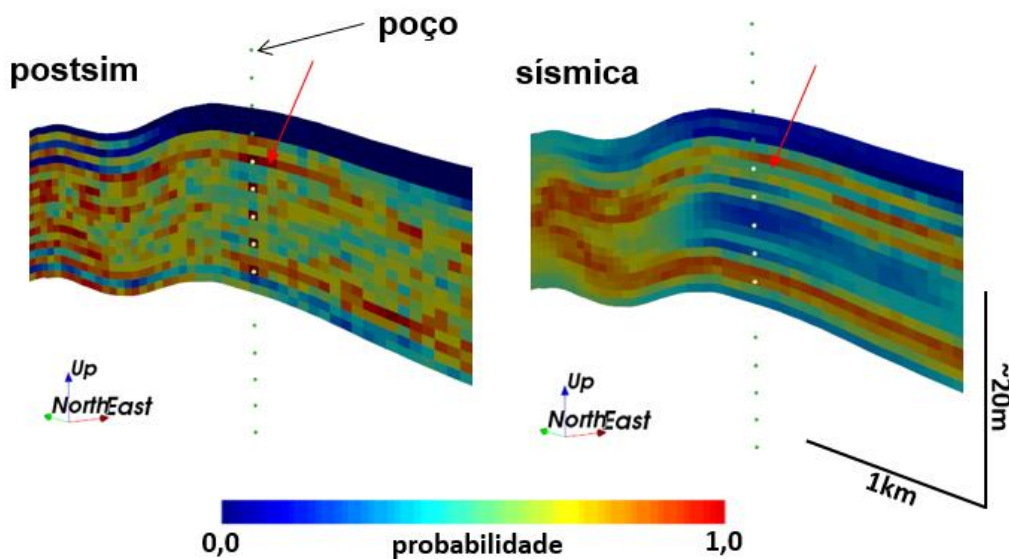


Figura 7-29: condicionamento ao perfil de litologia do poço (pontos verdes = argila; pontos amarelos = areia de lobo). À esquerda a probabilidade de areia de lobo segundo as realizações e à direita a probabilidade dessa fácies segundo a sísmica. A seta em vermelho indica uma camada com alta probabilidade de areia nas simulações, mas que é baixa segundo a sísmica, pela influência do condicionamento primário do poço.

A Figura 7-30 mostra o condicionamento da simulação ao dado sísmico. Existe alguma coerência entre a concentração de fácies nas realizações e as maiores probabilidades de acordo com o dado secundário. Entretanto, o fator tau relativamente elevado para a TI, com a intenção de caracterizar melhor os canais, tem um efeito colateral de eles tenderem a se estender além dos locais de maior probabilidade, tal como mostrado na Figura 6-35.

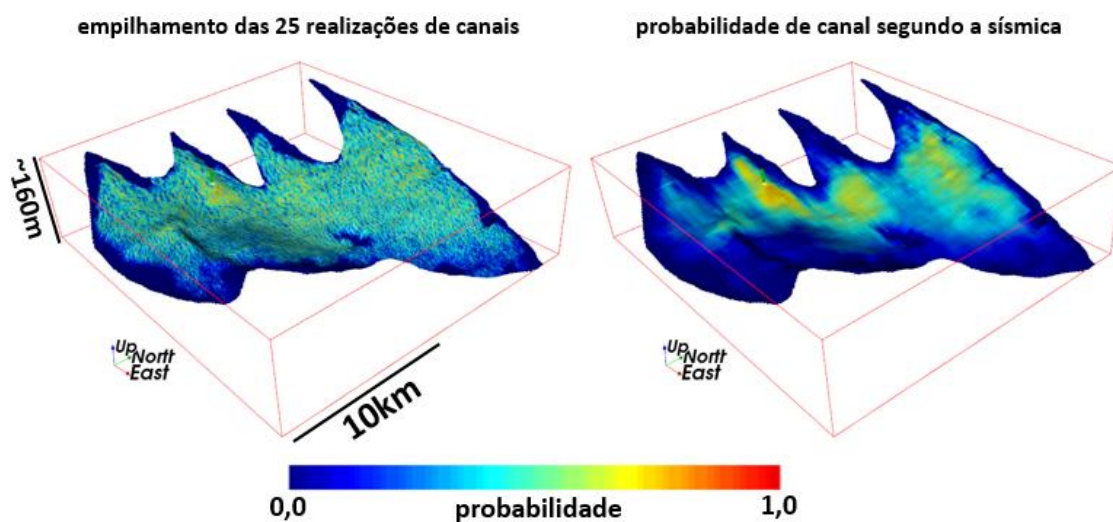


Figura 7-30: verificação do condicionamento aos dados secundários no 9º horizonte (de 20) a partir da base do caso 3D. O mapa à esquerda é a probabilidade de canal segundo as realizações e o da direita, segundo o dado sísmico.

7.2.7 Aderência às proporções de fácies

Todas as TIs empregadas nos estudos representam conceitos das geologias dos reservatórios e não possíveis realizações deste, portanto, a distribuição das fácies não pode ser tomada como a existente nos reservatórios. Faria mais sentido impor a distribuição de uma TI gerada a partir de simulações baseadas ou imitadoras de processos (ver seção 1.1), pois as proporções de fácies são resultantes dos processos físicos que formam determinado corpo geológico (ex.: delta de rio).

Assim, as TIs interpretadas, seja por desenho direto à mão livre ou por simulação Booleana (ver seção 2.7), só modelam a geometria que as fácies devem tomar a assim como as relações entre elas (ex.: canais dentro de lobos).

Ao invés disso, neste trabalho utilizou-se uma proporção esperada de areia e não-areia a partir de *crossplots* dado sísmico *versus* litologia nos poços. Conforme já visto, para o caso 2D, o valor de 2000 de amplitude RMS lido no *crossplot* foi usado nas c.d.f. de amplitude RMS de cada domínio para modelar as proporções globais esperadas. Para o caso 3D, o valor foi de -700 de amplitude. Nenhuma das simulações reproduziu as proporções globais esperadas, no entanto as proporções globais ficaram dentro da margem de incerteza (ver seção 7.2.1), portanto consideradas válidas segundo este critério.

7.2.8 Aderência à sequência estratigráfica

Este controle é aplicável apenas ao caso 3D. Um teste simples adequado para este caso é contar o número de transições de areia/argila em cada traço do volume e analisar sua distribuição espacial. O CONMAP também realiza esse teste. A Figura 7-31 mostra a contagem de transições para a primeira realização. As fácies de canais e lobos contaram como uma mesma fácies para essa contagem. Existe uma tendência de maior alternância de fácies nas partes distais como esperado, porém há algumas zonas com alta alternância nas partes proximais, o que não é ideal, provavelmente reflexo da reprodução inadequada da sequência estratigráfica (ver seções 4.3.3 e 6.8.7).

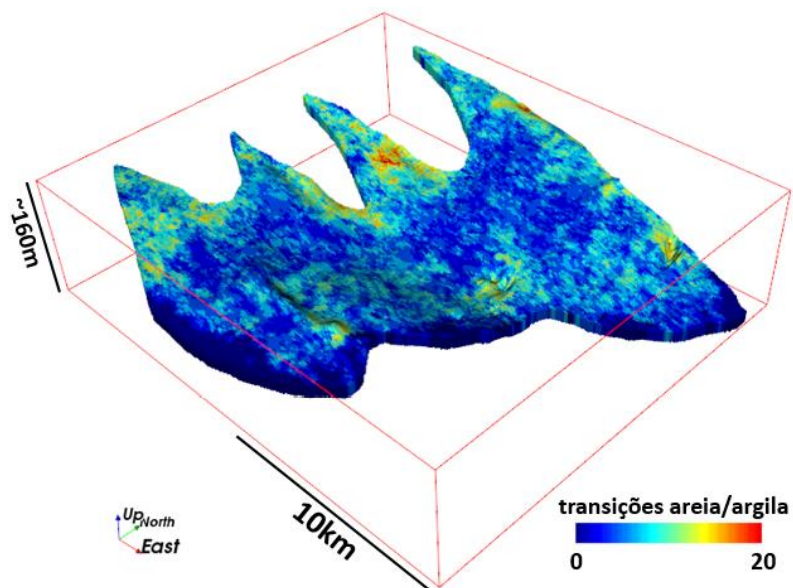


Figura 7-31: mapa da contagem de transições areia/argila para cada traço do volume em uma das realizações. O número máximo de 20 corresponde ao total de horizontes do modelo.

Outro teste é computar a espessura média das camadas de argila encontradas ao longo dos traços. O programa CONMAP também realiza esse cálculo. A Figura 7-32 mostra o mapa da espessura média das camadas de argila, em número de horizontes, para a primeira realização. O mapa revelou que as espessuras de argila tendem a ser maiores nas partes distais dos leques, o que concorda com o modelo de sequência estratigráfica adotado.

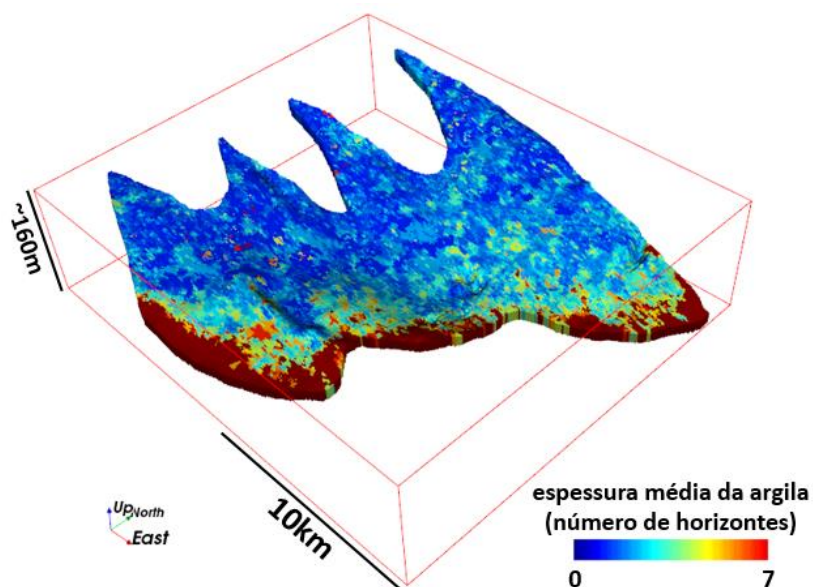


Figura 7-32: mapa da espessura média das camadas de argila, em número de horizontes, para uma das realizações.

7.2.9 Aderência à interpretação geológica

Este controle subjetivo, não obstante de muita importância, consiste em apresentar os resultados ao geólogo intérprete ou a especialistas nos sistemas deposicionais estudados. O modelador deve esperar pareceres qualitativos do tipo “os canais estão muito nervosos” ou “o modelo está um tanto sujo” e saber traduzi-los para problemas nos parâmetros de simulação.

7.3 Discussão

7.3.1 Críticas ao método multiponto

Uma crítica frequentemente feita ao método multiponto é ser necessário haver dados densamente amostrados para poder inferir uma imagem de treinamento (Leuangthong *et al.*, 2008, seção 10.3) e com tantos dados não haveria necessidade de geoestatística. Porém, tal crítica se apoia no pensamento estatístico de que um modelo variográfico é inferido a partir dos dados. Evidentemente pode-se modelar uma TI por inferência, porém o conceito geológico que ela expressa torna a inferência não necessária. A livre interpretação do geólogo (desenho à mão livre), uma simulação Booleana, uma simulação de processos de sedimentação, imagens de satélite, fotografias de afloramentos, etc., podem ser usadas como fontes para TIs.

Outra crítica comum é quanto à validação dos resultados. Métodos para validação são atualmente objeto de pesquisa e a concepção da imagem de treinamento requer um equilíbrio entre os realismos estatístico e físico, que não são necessariamente concomitantes. O julgamento da validade das realizações ainda passa por critério subjetivo, por exemplo, do geólogo intérprete, algo que não se quantifica com métodos de verificação de hipótese aplicáveis a simulações cujo modelo de estrutura espacial é teórico.

7.3.2 Divergências entre as distribuições

Todas as simulações apresentaram divergência entre as proporções de fácies especificadas nas distribuições marginais e nas TIs, o que poderia ser interpretado como invalidez por não haver reprodução das estatísticas condicionantes. Porém, tal divergência resulta de diversos fatores que interagem entre si. Um é o fator *servosystem* relaxado usado nas realizações, com exceção do domínio das barras de areia. Um fator *servosystem* muito restritivo tende a prejudicar a reprodução da geometria, conforme visto na seção 3.2.4.

Outro fator é o modelo de integração de probabilidades empregado na implementação do SNESIM (modelo tau), em que a distribuição marginal é apenas um dos componentes para a montagem da c.p.m.f., de onde será sorteada a fácies durante a simulação. Os outros dois componentes são as probabilidades derivadas de eventos de dados da TI e as probabilidades derivadas de dados secundários. Assim, pode-se esperar que as realizações apresentem discrepâncias em relação às proporções de fácies esperadas.

Tome-se como exemplo a fácies verde (argila) do leque submarino do caso 2D. A probabilidade marginal é 50% e a proporção de argila na TI é 77%. O fator tau para a TI é 2 e para a probabilidade segundo o dado secundário é 10. Assumindo que a probabilidade de argila segundo a TI seja constante durante a simulação e igual à proporção de argila na TI e substituindo estes valores na Equação 4 e na Equação 6, pode-se calcular a probabilidade resultante para a c.p.m.f. para o sorteio em função da probabilidade segundo a sísmica. Para 40% de probabilidade segundo o dado sísmico, por exemplo, a probabilidade final composta pelas três probabilidades para o sorteio é de apenas 16%, valor bem menor do que as probabilidades segundo as fontes.

Um terceiro fator da divergência observada, não relacionado à integração de probabilidades, é a própria escolha das probabilidades marginais. Elas foram estipuladas a partir de um valor de corte arbitrado nos *crossplots* que relacionam os dados sísmicos à litologia (ver Figura 4-9 e Figura 4-11), onde há um intervalo considerável dando ampla margem à interpretação. Daí decorre que, em casos como os estudados, deve-se evitar tomar as probabilidades marginais como verdade e critério absoluto de validação. Com essa incerteza, é mais apropriado verificar se as realizações estão dentro do espaço de incerteza, tal como verificado na Figura 7-9 e na Figura 7-11.

7.3.3 Muitas fácies e um atributo sísmico

O canal turbidítico do caso 2D é o mais complexo pelo número de fácies envolvidas, pois o modelo geológico no qual este estudo se baseou situa-se na fase final do preenchimento do canal, caracterizado pela diversidade de fácies e geometria rebuscada. Há outros modelos propostos para essa fase que inclusive divergem quanto à geometria modelada na TI, por exemplo, sem canais sinuosos (Gardner *et al.*, 2003, fig. 15).

O número de fácies do caso idealmente demanda mais do que o único atributo sísmico disponível para o estudo para derivação dos campos de probabilidade. Pode-se constatar esse problema na Figura 5-15, em que se observa altas probabilidades argila, que se espera pertencer à planície basinal, entre os elementos do canal propriamente dito.

7.3.4 A questão de quais proporções reproduzir

As proporções de fácies nas realizações diferiam das proporções tanto marginais quanto nas TIs, o que é por vezes interpretado como invalidade, contudo elas se situaram dentro do espaço de incerteza de acordo com os dados de poço, os dados de maior confiabilidade normalmente disponíveis para estudos. Nos casos estudados, tanto a TI quanto as distribuições marginais de fácies foram interpretadas, portanto sendo em si incertas. TIs derivadas de experimentos ou simulações de eventos deposicionais e proporções derivadas de dados de poços mais representativos com litologia mais detalhada poderiam servir como parâmetro para a validação.

7.3.5 Cobertura insuficiente do espaço de incerteza

Observa-se na Figura 7-9 e na Figura 7-11 que as realizações simuladas cobrem pouco do espaço de incerteza do estudo. Deutsch (2002, seção 10.1) já chamava atenção para o espaço de incerteza estar composto pela incerteza geoestatística, coberta pelas realizações, e a incerteza de cenário. Esta incerteza ainda composta pela incerteza do modelo geológico conceitual (TI neste caso) e pela incerteza dos parâmetros do algoritmo. Em que pese usar apenas uma TI e apenas um conjunto de parâmetros, seguindo fluxo de trabalho tradicional de simulação, é esperada a cobertura insuficiente do espaço de incerteza.

Os parâmetros de entrada tidos como verdade são modelos por si, portanto, sujeitos à incerteza de acordo com Caers (2011). Assim, a abordagem tradicional resulta em menor cobertura do espaço de incerteza e a reconciliação (*history matching*) torna-se uma questão de “caça aos dados”, trasladando-se o espaço de incerteza, ao invés de uma natural redução do espaço de incerteza enquanto novos dados tornam-se disponíveis. A Figura 7-33 ilustra o problema, onde a escalação multidimensional (MDS) é usada para visualizar a incerteza (Caers, 2011, cap. 9).

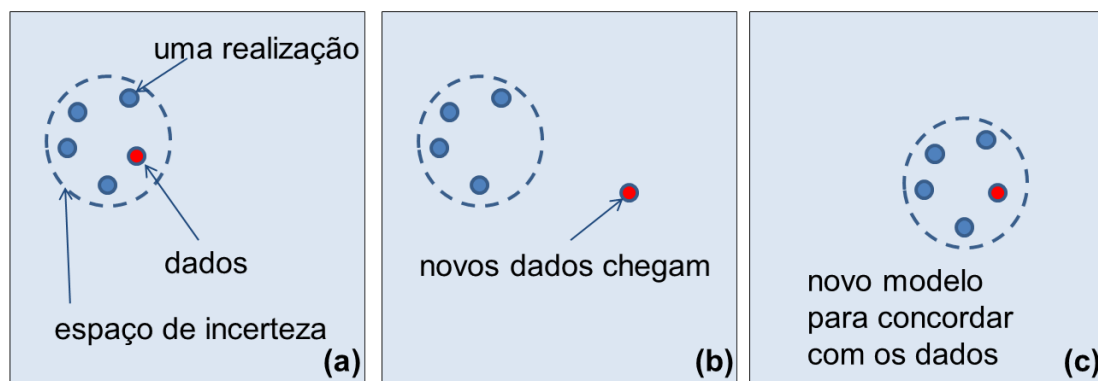


Figura 7-33: uma implicação do fluxo tradicional de simulação geoestatística ilustrada em espaço MDS. (a): primeira simulação com dados dentro do espaço de incerteza; (b): mais dados chegam, deixando o espaço de incerteza e invalidando a simulação anterior; (c): mudança dos parâmetros de simulação para concordar com os dados.

7.3.6 Análise petrossísmica

A derivação dos campos de probabilidade de fácies a partir dos atributos sísmicos deveria ser pautada em uma análise petrossísmica (*rock physics* – Avseth *et al.*, 2005), que é um estudo da relação entre atributos sísmicos (normalmente mais de um) e propriedades de reservatório como porosidade e litofácies, porém de forma probabilística, tal como proposto por Grana (2014), principalmente quando há poucos poços ou nenhum. A Figura 7-34 ilustra um exemplo, com dois atributos sísmicos e três fácies, de uma análise petrossísmica determinista comumente praticada na indústria. Os atributos nesse exemplo são as impedâncias elástica, associada às ondas secundárias (cisalhantes) e acústica, associada às ondas primárias (compressionais) para identificar fácies portadoras de fluido. Apesar do tratamento determinístico, as respostas sísmicas da areia com água e óleo se confundem (ambos são líquidos), disto resultando na zona de incerteza assinalada em vermelho. Apenas um dado sísmico fora disponibilizado para os estudos.

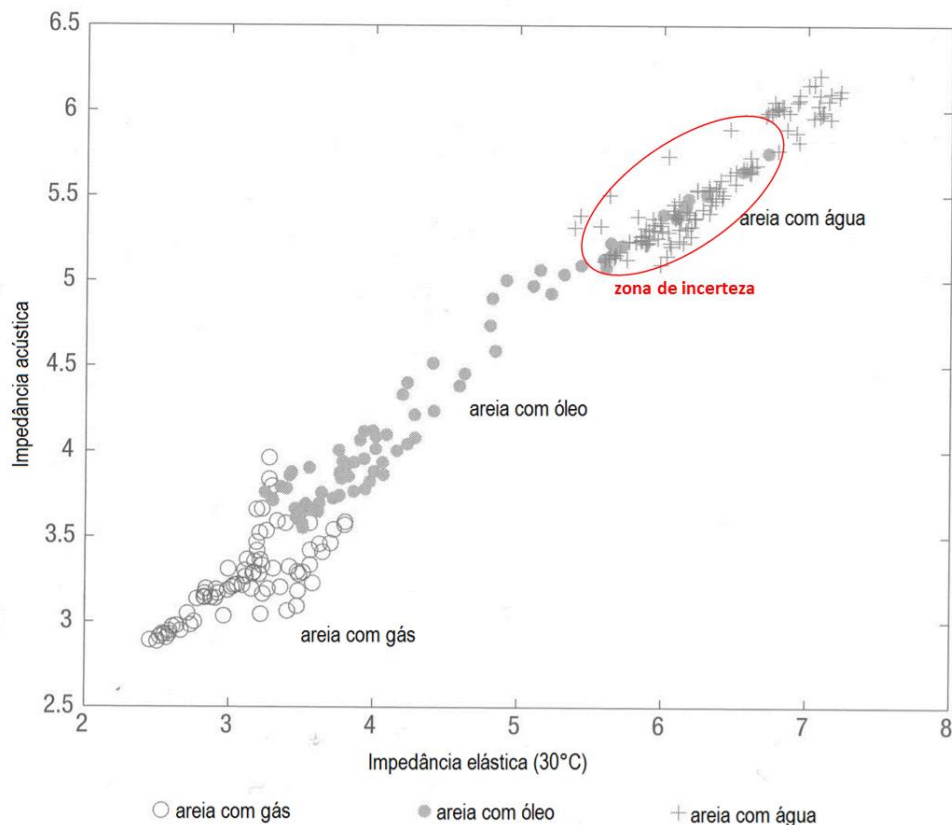


Figura 7-34: Exemplo de análise petrossísmica. Retirado de Avseth *et al.* (2005, p242, fig.4.23, A).

7.3.7 A importância da sequência estratigráfica

O caso 3D não possui uma modelagem adequada da estratigrafia de sequência. O primeiro problema é haver apenas um poço e mesmo assim na parte proximal de um dos leques, onde a interpretação da litologia deu conta de uma camada contínua de areia. O segundo problema é que a implementação do SNESIM utilizada no estudo só permite uma modelagem estacionária da curva vertical de proporção de fácies, isto é, só permite especificar uma mesma curva para toda a área de simulação.

O modelo de sequência estratigráfica adotado (Figura 4-14) possui clara variação na sequência, o que demandaria a especificação de curvas locais, idealmente derivadas de perfis litológicos de poços. Uma tentativa de reprodução da alternância de camadas de argila e areia de acordo com o modelo foi feita através da agregação de uma tendência (*trend*) no campo de probabilidade de argila combinada com um arranjo em camadas na imagem de treinamento.

7.3.8 Imagem de treinamento simples

Todos os estudos utilizaram TIs simples e estacionárias. O uso de TIs pequenas diminui o tempo de execução e o uso de memória na simulação por causa da redução da árvore de busca, porém dificulta o controle de qualidade e validação das realizações, basicamente porque a TI é muito diferente dos modelos de reservatório simulados. Por exemplo, não é possível comparar os variogramas ou histogramas multiponto da TI com os das realizações.

7.3.9 Observações finais acerca do método

O uso de um *grid* estratigráfico isola a modelagem estrutural do estudo geoestatístico, que pode ser feito em espaço regular, simplificando a modelagem do comportamento espacial da variável e sem requerer mudanças no algoritmo de simulação. Uma ampla gama de técnicas geoestatísticas está disponível para a construção do *grid* estratigráfico sem demandar um software de CAD.

A disponibilidade de uma linguagem de *script* é importante na escolha do software. O *script* é um fator libertador das limitações que a ferramenta tenha, de automação de fluxos de trabalho e para executar pré ou pós-processamentos. Um aspecto relevante é quanto à linguagem de *script*. É preferível uma linguagem amplamente difundida, como o Python, que possui vasta comunidade de usuários, o que facilita obtenção de conhecimento, suporte e ajuda. Além disso, Python dispõe de extensões (bibliotecas) orientadas ao processamento científico, como o SciPy e o NumPy.

Recursos de visualização de dados são importantes, como os que permitiram a identificação de artefatos durante a modelagem do *grid* estratigráfico (seção 6.5).

Simulações que têm condicionamento difícil aos dados como os baseados em processos e baseados em objetos podem, contudo, fornecer imagens de treinamento altamente realistas. À simulação multiponto, então, cabe a tarefa de condicionar as formas criadas por tais métodos aos dados.

Os fatores do modelo tau devem ser julgados de acordo com as probabilidades marginais das fácies e seus impactos na simulação. Quanto maior o fator tau para o dado sísmico, maior a concentração da fácies onde suas probabilidades dadas pelo dado secundário forem maiores que a probabilidade marginal. Quanto maior o fator tau para a TI, menos truncadas serão as formas das fácies de baixa probabilidade marginal e menor a proporção de fácies com alta probabilidade marginal. Contudo não basta aumentar os fatores tau

indefinidamente sem observar o grau de aderência aos modelos geológicos adotados. Faz-se necessário um julgamento equilibrado desses fatores.

As proporções-alvo são também as probabilidades marginais, portanto precisam ser definidas pensando no ajuste dos fatores tau. Pode ser necessário estipular proporções-alvo diferentes da esperada para que o resultado tenha as proporções intencionadas.

A recomendação sobre o número mínimo de réplicas (ver seção 3.2.5) só é válida para TIs grandes em comparação com o *template*. Observou-se que para TIs pequenas, a limitação de número de réplicas elimina padrões de maior escala, pois são naturalmente menos frequentes. O uso de TIs pequenas pode ser prejudicial por esse fator.

O fator *servosystem* deve ser julgado de acordo com a confiança que se deposite na distribuição-alvo, por exemplo, para o domínio do canal turbidítico, com quatro fácies e apenas um dado sísmico, nenhum prognóstico confiável de proporção-alvo foi possível, daí o fator *servosystem* foi zero. Ela será alta, por exemplo, quando derivada de dados de poços representativos, isto é, não amostrados preferencialmente em determinados locais do reservatório e em boa quantidade. TIs geradas por simulações de processos físicos (simulação baseada em processos) podem prover uma distribuição confiável de fácies. Reservatórios análogos melhor estudados, tanto em produção quanto da literatura, podem fornecer uma distribuição confiável de fácies. Ainda, quando for possível inferir diretamente as proporções globais a partir dos dados sísmicos, a distribuição-alvo terá maior confiabilidade. No entanto, fatores *servosystem* muito próximos de 1 tendem a produzir formas truncadas porque uma margem muito pequena de liberdade em torno da distribuição-alvo tende a fazer a simulação se comportar como uma simulação de Monte Carlo pura, ou seja, não geoestatística.

É preferível utilizar uma TI que seja comparável em tamanho e complexidade com as realizações do reservatório porque isso habilita determinados controles de qualidade e validação além dos testes que não dependem da TI. Além disso, uma TI complexa permite, por exemplo, seguir a recomendação de número mínimo de réplicas de eventos de dados entre 10 e 20 (ver seções 3.2.5, 5.5.5 e 6.8.5) e diminuir o risco de cópias literais de padrões (ver seção 7.2.3).

A validação de simulações multiponto ainda é objeto de pesquisa. O significado físico do modelo de estrutura espacial, a TI, faz com que métodos de validação tradicionais, adequados e suficientes a modelos geoestatísticos biponto, sejam aplicáveis apenas parcialmente a realizações multiponto. A imagem de treinamento deve expressar um

conceito geológico e a derivação de estatísticas para a simulação é apenas um requisito que depende do algoritmo, como no caso do SNESIM que é uma simulação estocástica. Algoritmos há, como os derivados da computação gráfica (ver seção 3.3), a que validações estatísticas (por exemplo, reprodução de histograma e variograma) sejam nem mesmo aplicáveis.

Ficou evidente que a interpretação geológica é determinante no sucesso de uma modelagem multiponto. É necessário investir esforço na interpretação antes de qualquer trabalho em geoestatística porque a imagem de treinamento representa uma ponte direta entre as modelagens geológica e geoestatística. A interpretação geofísica também é fator importante em uma simulação MPS porque contribui com os campos de probabilidade das fácies a partir de atributos sísmicos. Portanto, o método MPS é menos abstrato e mais próximo do fluxo de trabalho adotado por geocientistas, uma vez que integra mais a geologia e a geofísica.

Conforme visto nos estudos, a técnica MPS não prescinde das técnicas mais tradicionais, constituindo um acréscimo proveitoso aos fluxos de modelagem geoestatística ao imitar o reconhecimento e reprodução de padrões do especialista. Todas as técnicas geoestatísticas podem participar de um mesmo fluxo de trabalho para construção de modelos de reservatório de maior riqueza. A geoestatística multiponto é apenas mais uma forma de derivar estatísticas para a caracterização e quantificação da incerteza, com suas probabilidades derivadas da imagem de treinamento, o que é tão válido quanto usar covariâncias derivadas dos variogramas.

Capítulo 8

Conclusão e trabalhos futuros

A geoestatística multiponto é um campo relativamente recente, considerando que a primeira implementação de um algoritmo com aplicação prática surgiu há apenas quinze anos. Assim, trata-se ainda de uma área sujeita a mudanças, com muitas possibilidades de desenvolvimento e problemas em aberto, sobretudo a questão da validação dos resultados. Com ainda poucos trabalhos publicados de aplicações em reservatórios reais, um fluxo de modelagem geoestatística com MPS ainda não está estabelecido, sendo este trabalho apenas uma proposta ou ponto de partida para elaboração de fluxos mais elaborados, a exemplo dos diversos possíveis trabalhos futuros aqui levantados.

8.1 Conclusão

Sendo atualmente objeto de pesquisa ativa no campo da Geoestatística, uma aplicação da técnica multiponto para a simulação e caracterização da incerteza em fácies de reservatórios de hidrocarbonetos requer uma visita às principais técnicas alternativas, feita no Capítulo 2. Todas elas são aplicáveis, válidas e destacadas em determinadas situações, como por exemplo, a Simulação Gaussiana Truncada (ver seção 2.9), para reprodução de sequências estratigráficas, ou as técnicas baseadas em objetos (ver seções 2.7 e 2.8), para reprodução da geometria de corpos contínuos como fraturas e lentes de areia.

O emprego da técnica multiponto para construção de modelos de fácies de reservatórios constitui uma proposta para combinar as distinções de todas as principais técnicas. MPS permite combinar a capacidade de condicionamento e honra aos dados das técnicas tradicionais (ver seções 2.2, 2.3 e 2.4) com a reprodução de geometrias complexas das técnicas baseadas em objetos. MPS também permite incorporar à simulação relacionamentos específicos de fácies (ex.: que fácies podem fazer contato entre si) tal como as simulações Gaussianas Truncada e Plurigaussiana (ver seção 2.10). A montagem da distribuição condicional integrando probabilidades derivadas da imagem de treinamento estende para três dimensões a capacidade de reprodução de sucessões de múltiplos pontos das Cadeias de Markov (ver seção 2.5), o que é uma evidente vantagem. Com tais

características, MPS é certamente uma técnica aplicável à simulação de modelos de fácies para reservatórios de diversos tipos.

A grande mudança introduzida pelo emprego de MPS é forma de expressão da estrutura espacial das variáveis: modelar uma imagem de treinamento. O uso do termo “modelar” no lugar de “inferir” denota o caráter físico ou interpretativo da TI em contraponto ao caráter estatístico do variograma. Um variograma é inferido a partir dos dados, como qualquer parâmetro estatístico, o que é válido. A inferência da TI é uma possibilidade, embora difícil, mas o benefício ganho consiste no amplo leque de formas de modelagem (ver seção 5.3). Uma das formas de se obter uma TI é pela reprodução experimental ou simulação de processos físicos (ver seção 1.1), o que também é válido. A TI também pode ser modelada por interpretação geológica, seja por meio de uma simulação incondicional de fácies ou pelo desenho direto à mão livre, o que também é válido, tendo em vista que a interpretação já é parte de diversos fluxos de modelagem na indústria do petróleo.

Em que pese incorporar as melhores características das principais técnicas de simulação em um único fluxo de trabalho, o método apresentado e demonstrado mostra o êxito da técnica MPS dentro do fluxo de trabalho de modelagem geoestatística de fácies de reservatório em prática na indústria. Todos os dados disponíveis, mesmo ainda na fase de exploração, encontram emprego na modelagem com MPS para construção de modelos mais completos, como por exemplo dados de poços, múltiplos atributos sísmicos, geologia estrutural, estratigrafia e sedimentologia. Embora não haja métodos teoricamente rigorosos de validação de realizações multiponto, devido ao significado geológico da imagem de treinamento, há vasta gama de controles de qualidade.

Em resumo, MPS, além de ser uma técnica útil e aplicável ao fluxo de modelagem de fácies de reservatórios, soma o benefício do aumento de realismo aos modelos porque integra diretamente as interpretações geológica e geofísica e a TI é um conceito explícito da geologia, tal como demonstrado em dois estudos de caso.

8.2 Trabalhos futuros

8.2.1 Amplitude RMS com janela variável

Embora não propriamente um problema geoestatístico, a amplitude RMS (ver seção 4.2.1) serve como fonte de campos de probabilidade em casos 2D (areal). Uma componente importante desse atributo é a janela de cálculo, que é um parâmetro geométrico. O caso estudado contou com um mapa de amplitudes RMS com janela constante.

Pode ser interessante investigar o cálculo da amplitude RMS com janela variável para conformar com variações na extensão vertical de feições. Também é possível que diversas amplitudes RMS com janelas diferentes referentes ao mesmo horizonte de interesse sejam usadas como múltiplas variáveis secundárias para derivação de campos de probabilidade para uma gama maior de fácies, sobretudo se elas têm espessuras verticais diferentes.

8.2.2 Ponderação do número de réplicas

Investigar o efeito de algum tipo de ponderação ou esquema de equalização para eventos de dados (padrões) com baixo ou alto número de réplicas.

8.2.3 Histograma multiponto

Embora o conceito e métodos de cálculo de histograma multiponto (MPH) já existam, uma questão relevante é quanto à sua visualização para que o modelador disponha de bom instrumento da comparação entre a TI e as realizações endereçada na seção 7.1. Uma forma de computar um MPH é simplesmente subdividir os *grids* em pequenos *templates* (ex.: 3x3x3) e comparar as contagens de padrões repetidos, tal como proposto por Lange *et al.* (2012, seção 2.3). A Figura 8-1 representa uma proposta de visualização baseada nessa ideia. Nela, todos os possíveis padrões 3x3 da imagem são listados e contados. Os padrões 3x3 são então divididos em duas componentes com aproximadamente a mesma contagem de células. As diferentes combinações em cada componente são arranjadas em cada eixo do gráfico. As contagens dos possíveis padrões 3x3 formados pelas componentes estão representadas por cores e formam um padrão que pode ser usado para comparação.

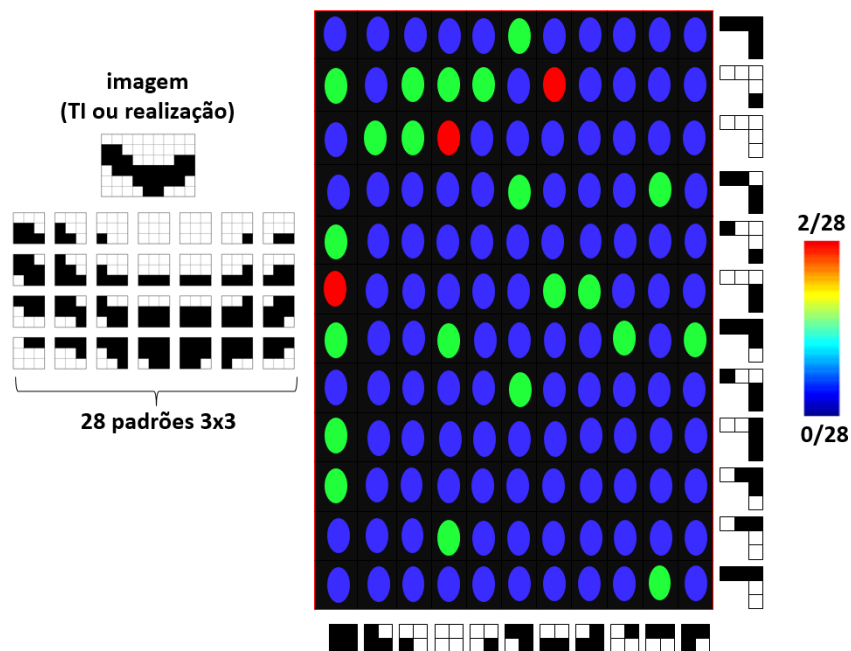


Figura 8-1: exemplo de visualização de um histograma multiponto de *template* 3x3 de uma imagem, que pode ser uma TI ou uma realização. A imagem e sua decomposição à esquerda são de Lange *et al.* (2012, p789, fig. 1).

O MPH da Figura 8-1 está um tanto disperso, com muitos espaços com contagem zero. A Figura 8-2 mostra uma forma compacta do MPH onde padrões semelhantes e com baixa contagem foram agrupados e as contagens, somadas. MPHs de TIs e realizações complexas podem formar imagens comparáveis. Questões relativas a não estacionariedades precisam ser consideradas.

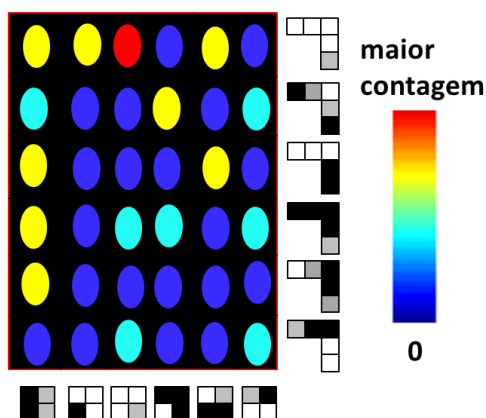


Figura 8-2: forma compacta do histograma multiponto da Figura 8-1. As células em cinza são onde o valor pode ser qualquer um.

Outra forma de obter um MPH é pela contagem de réplicas da árvore de busca, que seria montada também para as realizações, o que é aplicável ao SNESIM. Cada árvore de busca

gerada teria um MPH diferente. Múltiplas árvores de busca decorrem do emprego de partições e de *multigrids*.

8.2.4 Rastreo de células

A proposta é uma implementação do SNESIM, ou de qualquer algoritmo, que atribua cada célula da TI, além dos valores da variável, um identificador distribuído de forma ordenada para permitir a verificação de cópias literais de padrões, o que deve ser evitado (ver seção 7.2.3). A Figura 8-3 ilustra a ideia. Nela, o padrão destacado foi copiado inteiro para a realização. Tais cópias, indesejadas, podem ser rapidamente identificadas pelo transporte junto com os valores da variável um identificador das células da TI. Cópias literais aparecem com zonas suaves na realização.

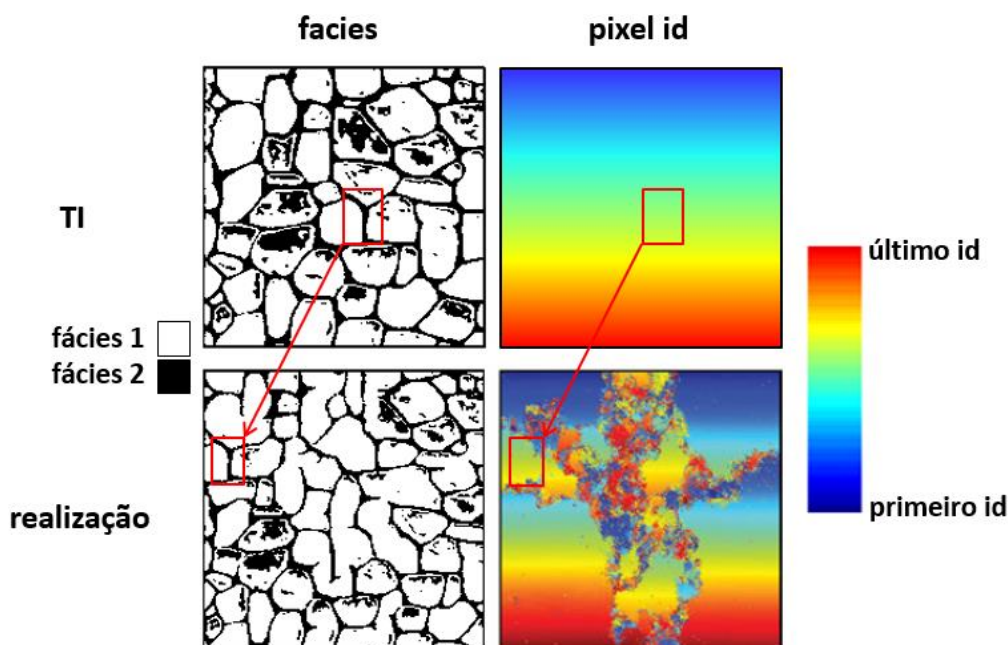


Figura 8-3: rastreo de células durante uma simulação multiponto. Modificado de Mariethoz e Caers (2015, p250, fig. II.8.5).

8.2.5 Análise da árvore de busca

A árvore de busca é uma estrutura de dados que pode ser analisada para se obter determinadas métricas ou indicadores para TIs e realizações. Um exemplo de tais métricas é a completude. Conforme visto na seção 3.2.2, quanto mais eventos de dados diferentes, mais completa é a árvore de busca, assim, a completude pode ser útil para avaliar e comparar a heterogeneidade tanto de TIs quanto de realizações ou servir como função-distância para um espaço MDS, por exemplo.

Uma implementação do SNESIM poderia expor a razão entre o número de nós da árvore de busca da TI ou de realizações e o número de nós da árvore de busca completa (ver Equação 2).

8.2.6 Particionamento para curvas verticais de proporção

A implementação do SNESIM utilizada nos estudos usa uma curva vertical de proporção global. Uma evolução dessa funcionalidade seria particionar, assim como se faz para rotacionar e escalar a TI, o domínio de simulação para curvas diferentes, pois a sequência estratigráfica pode variar nas diferentes partes do que se deseja modelar.

8.2.7 Estimativa de probabilidades de fácies

Um aspecto importante na modelagem com MPS é a calibragem dos dados sísmicos em probabilidades de fácies. Uma proposta é interpretar pontos contendo probabilidades de determinadas fácies sobre uma análise petrossísmica (Avseth *et al.*, 2005). Como as proporções devem somar 100%, trata-se de dados composicionais e se pode estimar proporções para qualquer par (se bivariado) de dados sísmicos com krigagem composicional (Walvoort e Gruijter, 2001), apesar do espaço não ser métrico. Depois, basta usar as estimativas para gerar os campos de probabilidades das fácies a partir dos dados sísmicos no *grid* de simulação.

A Figura 8-4 ilustra uma estimativa da probabilidade de uma das fácies para todos os pares de valores dos dois atributos sísmicos.

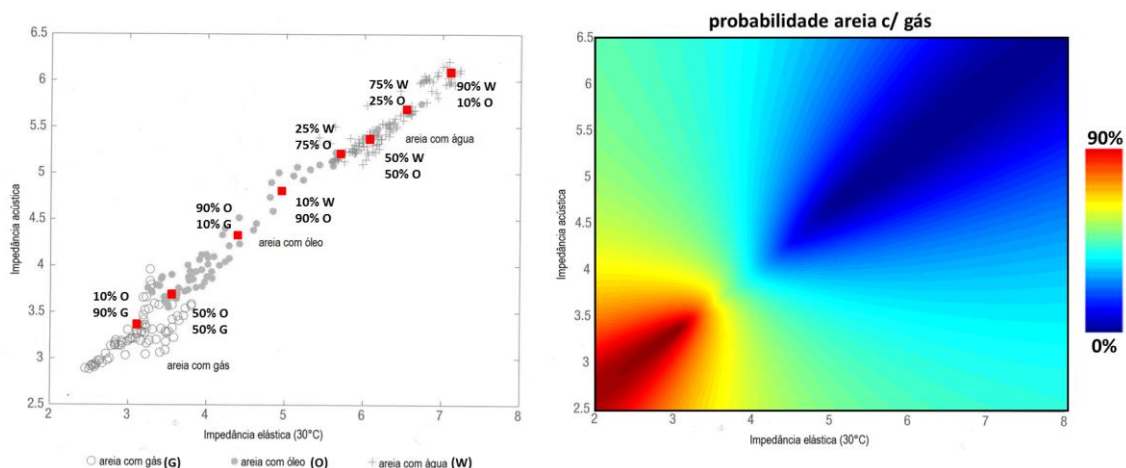


Figura 8-4: exemplo de estimativa de probabilidade de fácies baseada em uma análise petrossísmica. Esq.: *crossplot* entre dois atributos sísmicos (retirado de Avseth *et al.*, 2005, p242, fig.4.23, A) com probabilidades de fácies interpretadas. Dir.: estimativa de probabilidades de uma das fácies para todos os pares de valores dos atributos sísmicos.

8.2.8 Pós-processamento com *Simulated Annealing*

A análise de conectividade revelou a presença de muitos fragmentos e pontos isolados em todas as simulações. Conforme visto na seção 2.6, o método *Simulated Annealing* tem o propósito de diminuir a entropia das realizações, porém o impacto do rearranjo de fragmentos na conectividade e na preservação das relações espaciais entre as fácies precisaria ser investigado.

8.2.9 SNESIM com outros modelos de integração de probabilidades

O modelo de integração de probabilidades implementado na versão do algoritmo SNESIM empregado nos estudos é o modelo Tau (seção 3.2.6). O ajuste da distribuição marginal é contraintuitivo quando se usa este modelo (ver discussão na seção 7.3.2), principalmente quando é necessário especificar fatores tau mais elevados. Uma proposta é então investigar outros modelos de integração de informação de múltiplas fontes para uma possível implementação alternativa do algoritmo SNESIM como, por exemplo, a Regra de Bayes (Caers, 2011, seção 2.4.4).

8.2.10 Simulação dos leques submarinos em dois passos

Os corpos arenosos (lobos arenosos + canais distributários) dos leques submarinos dos casos 2D e 3D foram simulados diretamente, sem individualizar os lobos. Uma forma de aumentar o realismo dos modelos dos leques é seguir a abordagem de *Amour et al.* (2013) em que a simulação do reservatório, um sistema carbonático, é feita em dois passos. No primeiro passo, são simuladas as associações de fácies (no caso com Simulação Gaussiana Truncada – ver seção 2.9) e no segundo, as fácies individuais (no caso com Simulação Sequencial de Indicadores – ver seção 2.3) usando cada associação de fácies como domínios de simulação separados, inclusive sendo possível simular fácies diferentes.

Nos leques submarinos estudados neste trabalho, as duas fácies arenosas compõem uma associação constituída pelos lobos. Uma ideia é então simular os lobos como unidades em um primeiro passo, por exemplo, com um método baseado em objetos (ver seções 2.7 e 2.8) e, em um segundo passo, simular os canais dentro de cada lobo com MPS.

Bibliografia

- Allard, D.; D'Or, D.; Biver, P. & Froidevaux, R. 2012. Non-parametric diagrams for plurigaussian simulations of lithologies. Artigo. *Ninth International Geostatistics Congress*, Oslo, Noruega, sessão plenária 2, 13p.
- Amour, F.; Mutti, M.; Christ, N.; Immenhauser, A.; Benson, G. S.; Agar, S. M.; Tomás, S. & Kabiri, L. 2013. Outcrop analog for an oolitic carbonate ramp reservoir: A scale-dependent geologic modeling approach based on stratigraphic hierarchy. *AAPG Bulletin*, v. 97, n. 5, pp. 845-971.
- Armstrong, A.; Galli, A. G.; Le Loc'h, G.; Geffroy, F. & Eschard, R. 2003. *Plurigaussian Simulations in Geosciences*, Springer, Berlim. 147p.
- Arpat, G. B. 2005. *Sequential Simulation With Patterns*. PhD. Tese, Universidade de Stanford, Palo Alto, EE.UU.
- Assine, M. L. 2008. Ambientes de Leques Aluviais. In: Silva, A. J. C. L. P.; Aragão, M. A. N. F. & Magalhães, A. J. C. (eds.), *Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil*. Beca, São Paulo. pp. 53-71.
- Auñón, J. & Gómez-Hernández, J. J. 2000. Dual Kriging with Local Neighborhoods, *Mathematical Geology*, v. 32, n. 1, pp. 69-85.
- Avseth, P.; Mukerji, T. & Mavko, G. 2005. *Quantitative Seismic Interpretation*. Cambridge University Press, Reino Unido. 359p.
- Babak, O. & Deutsch, C. V. 2009. Collocated Cokriging Based on Merged Secondary Attributes, *Mathematical Geosciences*, v. 41, pp. 921-926.
- Barnett, R. M. 2011. Tools for Multivariate Geostatistical Modeling. *CCG Guidebook Series*, v. 13. 97p.
- Barnett, R. M.; Manchuk, J. G. & Deutsch, C. V. 2013. Advances in the Projection Pursuit Multivariate Transform, *CCG Annual Report 15*, pp. 106- 1-8.
- Barnett, R. M. & Deutsch, C. V. 2013. Tutorials and Tools for ACE Regression and Transformation, *CCG Annual Report 15*, pp. 111- 1-10.
- Caers, J.; Avseth, P. & Mukerji, T. 2001. Geostatistical integration of rock physics, seismic amplitudes and geological models in North Sea turbidite systems. In: *SPE ATCE Proceedings*, number SPE 71321. Society of Petroleum Engineers.

- Caers, J.; Strebelle, S. & Payrazyan, K. 2003. Stochastic integration of seismic data and geological scenarios: A West Africa submarine channel saga. *The Leading Edge*, pp. 192-196.
- Caers, J. 2006. A General Algorithm for Building 3D Spatial Laws from Lower Dimensional Structural Information. In: *SCRF Report no. 19*, Stanford Center for Reservoir Forecasting.
- Caers, J. 2011. *Modeling Uncertainty in the Earth Sciences*. Wiley-Blackwell, Reino Unido. 229p.
- Chilès, J. & Delfiner, P. 1999. *Geostatistics: Modeling Spatial Uncertainty*. John-Wiley & Sons, EE.UU. 695p.
- Chopra, S. & Marfurt, K. J. 2007. *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, EE.UU. v.11. (SEG Geophysical Developments).
- Chugunova, T. L. & Hu, L. Y. 2008. Multiple-Point Simulations Constrained by Continuous Auxiliary Data. *Mathematical Geosciences*, v. 40, pp. 133-146.
- Comunian, A.; Jha, S. K.; Giambastiani, B. M. S; Mariethoz, G. & Kelly, B. F. J. 2014. Training Images from Process-Imitating Methods: An Application to the Lower Namoi Aquifer, Murray-Darling Basin, Australia. *Mathematical Geosciences*, v. 46, pp. 241-260.
- Cox, T. F. & Cox, M. A. A. 2001. *Multidimensional scaling*. Chapman & Hall/CRC, EE.UU. 313p.
- D'Ávila, R. S. F *et al.* 2008. Ambientes Marinhos Profundos: Sistemas turbidíticos. In: Silva, A. J. C. L. P.; Aragão, M. A. N. F. & Magalhães, A. J. C. (eds.), *Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil*. Beca, São Paulo. pp. 244-301.
- Deraisme, J. & Farrow, D. 2004. Geostatistical Simulation Techniques Applied to Kimberlite Orebodies and Risk Assessment of Sampling Strategies. In: Leuangthong, O. & Deutsch, C. V. (eds.), *Geostatistics Banff 2004*. Springer, Holanda. pp. 429-438.
- Deutsch, C. V. & Cockerman, P. W. 1994. Practical Considerations in the Application of Simulated Annealing to Stochastic Simulation. *Mathematical Geology*, v. 26, n. 1, pp. 67-82.
- Deutsch, C. V. & Journel, A. G. 1998. *GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide*. Oxford University Press, Nova Iorque. 369p.
- Deutsch, C. V. 2002. *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press, Nova Iorque. 376p.

- Deutsch, C. V. 2007. A Recall of Factorial Kriging with Examples and a Modified Version of kt3d, *CCG Paper 2007-404*. 8p.
- Deutsch, J. L. & Deutsch, C. V. 2014. A multidimensional scaling approach to enforce reproduction of transition probabilities in truncated plurigaussian simulation. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, v. 28, n. 3, pp. 707-716.
- Dewan, J. T. 1983. *Essentials of modern open-hole log interpretation*. PennWell Books, Tulsa, EE.UU. 361p.
- Doveton, J. H. 1994. Theory and Applications of Vertical Variability Measures from Markov Chain Analysis. In: Yarus, J. M. & Chambers, R. L. *Stochastic Modeling and Geostatistics*. AAPG. pp. 55-64.
- Dubois, M. K.; Bohling, G. C. & Chakrabarti, S. 2007. Comparison of four approaches to a rock facies classification problem. *Computers & Geosciences*, n.33, pp. 599-617.
- Fick, C. 2012. *Modelagem Física Tridimensional de Correntes de Turbidez: Comportamento Espacial e Granulométrico de Depósitos Turbidíticos*. Bacharelado. Monografia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Fossen, H. 2010. *Structural Geology*. Cambridge University Press, Reino Unido. 463p.
- Galli, A.; Beucher, H.; Le Loc'h, G. & Doligez, B. 1994. The pros and cons of the truncated Gaussian method. In Armstrong *et al.* (eds.), *Geostatistical Simulations*. Springer. pp. 217-233.
- Gardner, M. H.; Borer, J. M.; Melik, J. J.; Mavilla, J.; Dechesne, M. & Wargele, R. D. 2003. Stratigraphic process-response model for submarine channels and related features from studies of Permian Brushy Canyon outcrops, West Texas. *Marine and Petroleum Geology*, n. 20, pp. 757-787.
- Giannini, P. C. F *et al.* 2008. Ambientes Eólicos. In: Silva, A. J. C. L. P.; Aragão, M. A. N. F. & Magalhães, A. J. C. (eds.), *Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil*. Beca, São Paulo. pp. 73-101.
- Gilman, J. R. & Wang, H. 2011. Reservoir Simulation of Detailed Object-based Models of a Complex Fluvial System. In: *SPE ATCE Proceedings*, number SPE 146037. Society of Petroleum Engineers.
- Gomes, J. & Velho, L. 1994. *Computação Gráfica: Imagem*. IMPA/SBM, Rio de Janeiro. 424p.

- Goovaerts, P. 1997. *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. Oxford University Press, Nova Iorque, EE.UU. 483p.
- Grana, D. 2014. Probabilistic approach to rock physics modeling. *Geophysics*, v. 79, n. 2, pp. D123-D143.
- Guardiano, F. B. & Srivastava, R. M. 1993. Multivariate geostatistics: beyond bivariate moments. In Soares A. (ed.). *Geostatistics Troia 1992*. Kluwer. pp. 133-144.
- Harding, A.; Strebelle, S.; Levy, M.; Thorne, J.; Xie, D.; Leigh, S. & Preece, R. 2005. Reservoir facies modeling: New advances in MPS. In: Leuangthong, O., Deutsch, C. V. (eds.), *Geostatistics Banff 2004*, Springer, Dordrecht. pp. 559-568.
- Hofmann, H; Babadagli, T. & Zimmerman, G. 2013. Numerical Simulation of Complex Fracture Network Development by Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Ultratight Formations. In: *ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering Proceedings*, v. 6.
- Jacod, J. & Joathon, P. 1971. Use of Random-Genetic Models in Study of Sedimentary Process. *Mathematical Geology*, v. 3, n. 3, pp. 265-279.
- Journal, A. 1992. Geostatistics: Roadblocks and challenges. In Soares A. (ed.). *Geostatistics Troia 1992*. Kluwer. pp. 213-224.
- Journal, A. 2000. Stochastic imaging of channels from seismic data using multiple-point statistics. In: *SCRF Report no. 13*, Stanford Center for Reservoir Forecasting.
- Journal, A. 2002. Combining Knowledge From Diverse Sources: An Alternative to Traditional Data Independence Hypotheses. *Mathematical Geology*, v. 34, n. 5, pp. 573-596.
- Jungslager, E. H. A. Petroleum habitats of the Atlantic margin of South Africa. In: Cameron, N. R.; Bate, R. H. & Clure, V. S. (eds.). *The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic*. Geological Society of London, Reino Unido. pp 153-168.
- Kenter, J. A. M.; Tankersley, T.; Skalinski, M.; Harris, P.; Levy, M.; Dickson, T. & Jacobs, G. 2010. Tengis Field (Republic of Kazakhstan) Unit 1 Platform Static Model: Using a Hybrid Depositional-Diagenetic Approach. In: *2010 SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference Proceedings*, number SPE 139935. Society of Petroleum Engineers.

- Koltermann, C. E. & Gorelick, S. M. 1996. Heterogeneity in sedimentary deposits: A review of structure-imitating, process-imitating, and descriptive approaches. *Water Resources Research*, v. 32, n. 9, pp. 2617-2658.
- Krishnan, S. 2004. Combining individual data information: A review and the tau model. *Stanford Center for Reservoir Forecasting Annual Report*.
- Lange, K.; Frydendall, J.; Cordua, K. S.; Hansen, T. M.; Melnikova, Y. & Mosegaard, K. 2012. A Frequency Matching Method: Solving Inverse Problems by Use of Geologically Realistic Prior Information. *Mathematical Geosciences*, n. 44, pp.783-803.
- Liu, Y. 2006. Using the Snesim program for multiple-point statistical simulation. *Computers & Geosciences*, n. 32, pp.1544-1563.
- Leuangthong, O.; Khan, L. D. & Deutsch, C. V. 2008. *Solved Problems in Geostatistics*, John Wiley & Sons, Nova Jérsei, EE.UU. 207p.
- Mallet, J. L. 2014. *Elements of Mathematical Sedimentary Geology: the GeoChron Model*, European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, Holanda. 374p.
- Manchuk, J. 2008. Guide to Geostatistics with Compositional Data, *CCG Guidebook Series*, v. 7. 34p.
- Mariethoz, G.; Renard, P. & Straubhaar, J. 2010. The Direct Sampling method to perform multiple-point geostatistical simulations. *Water Resources Research*, v. 46, W11536.
- Mariethoz, G. & Caers, J. 2015. *Multiple-point Geostatistics: Stochastic Modeling with Training Images*. Wiley-Blackwell, Malásia. 364p.
- Matheron, G. 1975. *Random Sets and Integral Geometry*, J. Wiley, Nova Iorque. 261p.
- Matheron, G., Beucher, H., Fouquet, C., Galli, A., Guerillot, D. & Ravenne, C. 1987. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. In: *SPE ATCE Proceedings*, n. SPE 16753. Society of Petroleum Engineers.
- Mayall, M; Jones, E & Casey, M. 2006. Turbidite channel reservoirs – Key elements in facies prediction and effective development. *Marine and Petroleum Geology*, v. 23, n. 8, pp.821-841.
- McHargue, T.; Pyrcz, M. J.; Sullivan, M. D.; Clark, J. D.; Fildani, A.; Romans, B. W.; Covault, J. A.; Levy, M.; Posamentier, H. W. & Drinkwater, N. J. 2011. Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions. *Marine and Petroleum Geology*, n. 28, pp. 728-743.

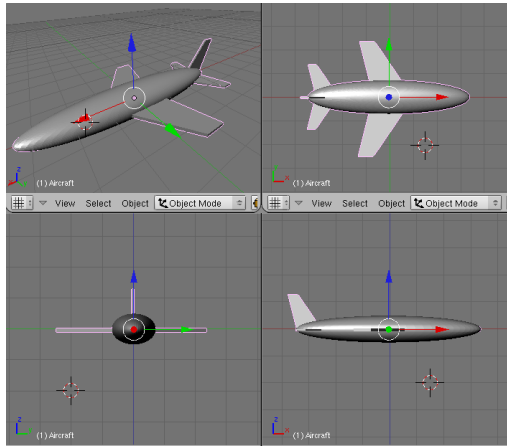
- McKenna, S. A. & Reeves, P. C. 2006. Fractured Continuum Approach to Stochastic Permeability Modeling. In: Coburn, T. C.; Yarus, J. M. & Chambers, R. L. (eds.). *Stochastic modeling and geostatistics: Principles, methods, and case studies, volume II: AAPG Computer Applications in Geology*, n. 5, pp. 173-186.
- Meyer, B. R. & Bazan, L. W. 2011. A Discrete Fracture Network Model for Hydraulically Induced Fractures - Theory, Parametric and Case Studies In: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference Proceedings*, n. SPE-140514. Society of Petroleum Engineers.
- Neufeld, C. & Wilde, B. 2005. A Global Kriging Program for Artifact-Free Maps, *CCG Annual Report 7*, pp. 403- 1-8.
- Nichols, G. 2009. *Sedimentology and Stratigraphy*. Wiley-Blackwell, Reino Unido. 419p.
- Parra, A. & Ortiz, J. M. 2011. Adapting a texture synthesis algorithm for conditional multiple point geostatistical simulation. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, n. 25, pp. 1101-1111.
- Pasti, H. A. 2012. *Geoestatística de múltiplos pontos como ferramenta para modelagem geológica de depósitos minerais*. MSc. Dissertação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Pearson, K. 1901. On lines and planes closest fit to systems of points in space. *Philosophical Magazine*, n. 2, v. 6, pp. 559-572.
- Praxedes, E. S. 2014. *Discriminação Litológica por Atributos Elásticos: uma abordagem por Programação Genética*. MSc. Dissertação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Pyrcz, M. J.; Boisvert, J. B. & Deutsch, C. V. 2009. ALLUVSIM: A program for event-based stochastic modeling of fluvial depositional systems. *Computers & Geosciences*, n. 35, pp. 1671-1685.
- Pyrcz, M. J. & Deutsch, C. B. 2014. *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press, EE.UU. 433p.
- Rasera, L. G. 2014. *Geoestatística de múltiplos pontos aplicada à simulação de modelos geológicos em grids estratigráficos*. MSc. Dissertação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Remy, N.; Boucher, A. & Wu, J. 2009. *Applied Geostatistics with SGeMS: A User's Guide*. Cambridge University Press, Nova Iorque, EE.UU. 264p.

- Renard, P. & Allard, D. 2013. Connectivity metrics for subsurface flow and transport. *Advances in Water Resources*, v. 51, pp. 168-196.
- Ripley, B. D. 1987. *Stochastic Simulation*, John Wiley & Sons, EE.UU. 237p.
- Rosa, A. L. R. 2010. *Análise do Sinal Sísmico*. Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro. 668p.
- Schroeder, W.; Martin, K. & Lorensen B. 2006. *The Visualization Toolkit*. 4ª edição. Kitware, Colômbia. 512p.
- Shannon, C. E. 1948. A Mathematical Theory of Communication. *The Bell System Technical Journal*, v. 27, pp. 379-423; 623-656.
- Silva, C. Z. 2013. *A descorrelação de variáveis com fatorização MAF em estimativa de teores*. MSc. Dissertação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Silva, I. R. 2008. Ambientes Costeiros. In: Silva, A. J. C. L. P.; Aragão, M. A. N. F. & Magalhães, A. J. C. (eds.), *Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil*. Beca, São Paulo, pp. 212-223.
- Soares, A. 2001. Direct Sequential Simulation and Cosimulation. *Mathematical Geology*, v. 33, n. 8, pp. 911-926.
- Soares, A. 2006. *Geoestatística para as ciências da Terra e do ambiente*. IST Press, Lisboa, Portugal. 214p.
- Srivastava, R. M. 1992. *Reservoir Characterization With Probability Field Simulation*. In: *SPE ATCE Proceedings*, number SPE 24753. Society of Petroleum Engineers.
- Stockwell, J. W., Jr. & Cohen, J. K. 2002. *The New SU User's Manual*. Center for Wave Phenomena (CWP), Colorado School of Mines e Society of Exploration Geophysicists (SEG), EE. UU. 141p.
- Storer, J. A. 2002. *An Introduction to Data Structures and Algorithms*. Birkhauser/Springer, Nova Iorque, EE.UU. 613p.
- Straubhaar, J.; Renard, P.; Mariethoz, G.; Froidevaux, R. & Besson, O. 2011. An Improved Parallel Multiple-point Algorithm Using a List Approach. *Mathematical Geosciences*, v. 43, pp. 305-328.
- Strebelle, S. 2000. *Sequential simulation drawing structures from training images*. Ph.D. Tese, Stanford University, Stanford, EE.UU.

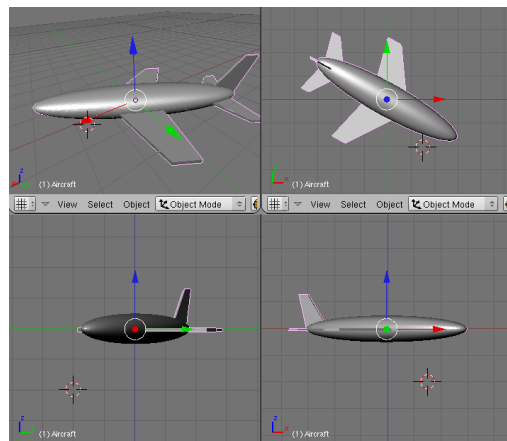
- Strebelle, S.; Payrazaian, K. & Caers, J. 2002. Modeling of a deepwater turbidite reservoir conditional to seismic data using multiple-point geostatistics. In: *SPE ATCE Proceedings*, number SPE 85962. Society of Petroleum Engineers.
- Strebelle, S & Zhang, T. 2004. Non-stationary multiple-point geostatistical models. *Geostatistics Banff 2005*. Springer. pp. 235-244.
- Switzer, P. & Green, A. A. 1984. Min/Max autocorrelation factors for multivariate spatial imagery. *Technical Report no.6*. Stanford University, Palo Alto, EE.UU. 14p.
- Tahmasebi, P.; Hezarkhani, A. & Sahimi, M. 2012. Multiple-point geostatistical modeling based on the cross-correlation functions. *Computational Geosciences*, n.16, pp. 779-797.
- Tan, X.; Tahmasebi, P. & Caers, J. 2014. Comparing Training-Image Based Algorithms Using an Analysis of Distance. *Mathematical Geosciences*, n. 46, pp. 149-169.
- Tanembaum, A. M.; Langsam, Y. & Augenstein. 1995. *Estruturas de dados usando C*. Makron Books, São Paulo. 884p.
- Triggia, A. A.; Correia, C. A; Filho, C. V.; Xavier, J. A. D.; Machado, J. C. V.; Thomas, J. E. (org.); Filho, J. E. S.; Paula, J. L; Rossi, N. C. M; Pitombo, N. E. S.; Gouvea, P. C. V. M.; Carvalho, R. S. & Barragan, R. V. 2001. *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. Editora Interciência, Rio de Janeiro. 271p.
- Trochu, F. 1993. A Contouring Program Based on Dual Kriging Interpolation. *Engineering with Computers*, n. 9, pp. 160-177.
- Walvoort, D. J. J. & Gruijter, J. J. 2001. Compositional Kriging: A Spatial Interpolation Method for Compositional Data. *Mathematical Geology*, v. 33, n. 8, pp. 951-966.
- Xu, C.; Dowd, P. A.; Kanti, V. M. & Fowell, R. J. 2006. A flexible true plurigaussian code for spatial facies simulations. *Computers & Geosciences*, n. 32, pp. 1629-1645.
- Xu, W. 1996. Conditional Curvilinear Stochastic Simulation Using Pixel-based Algorithms. *Mathematical Geology*, v. 28, n. 7, pp. 937-949.
- Zhang, T.; Switzer, P. & Journel, A. G. 2006. Filter-based classification of training image patterns for spatial simulation. *Mathematical Geology*, v. 38, pp. 63-80.

Anexo 1: convenção de aplicação de ângulos de rotação

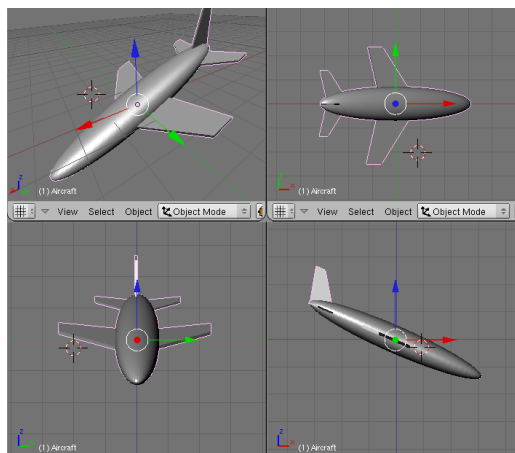
Azimute = $+90^\circ$ (N90E); Mergulho (*dip*) = 0° ; Rolagem (*rake*) = 0°



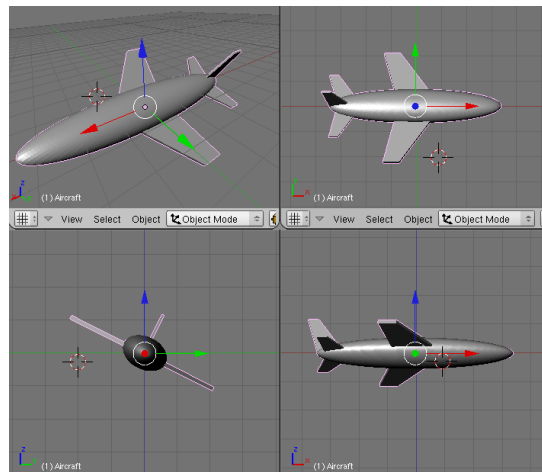
Azimute = $+120^\circ$; Mergulho (*dip*) = 0° ; Rolagem (*rake*) = 0°



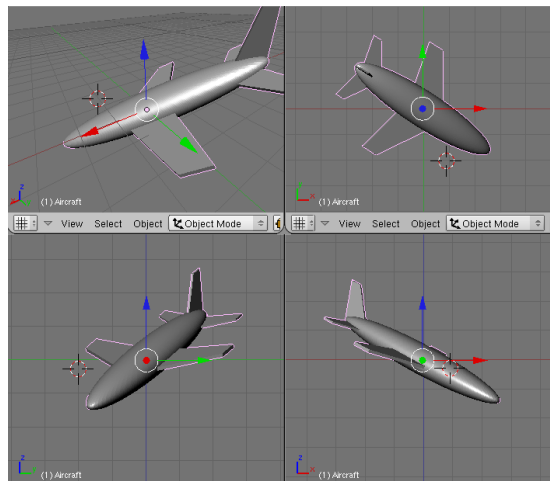
Azimute = $+90^\circ$; Mergulho (*dip*) = -30° ; Rolagem (*rake*) = 0°



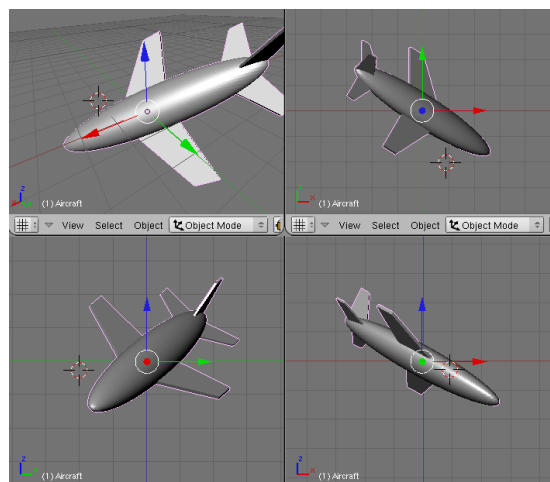
Azimute = $+90^\circ$; Mergulho (*dip*) = 0° ; Rolagem (*rake*) = $+30^\circ$



Azimute = $+120^\circ$; Mergulho (*dip*) = 30° ; Rolagem (*rake*) = 0°



Azimute = $+120^\circ$; Mergulho (*dip*) = 30° ; Rolagem (*rake*) = $+30^\circ$



Anexo 2: sistema petrolífero

A Figura 8-5 mostra o esquema de um sistema petrolífero típico.

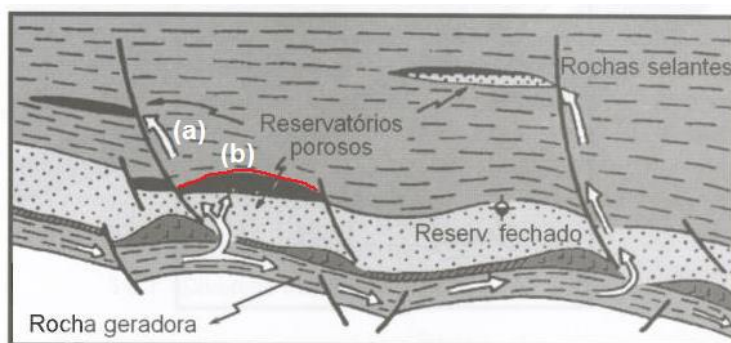


Figura 8-5: esquema de um sistema petrolífero, retirado de Triggia *et al.* (2001, p19, fig. 2.3). (a): migração; (b): trapa.

- **Rocha-geradora:** a rocha geradora contém a matéria orgânica que dá origem aos hidrocarbonetos. A matéria orgânica advém normalmente de microrganismos mortos depositados junto aos sedimentos no fundo do mar (para ambientes marinhos), em ambiente anóxico para sua preservação, formando uma camada de rocha sedimentar com conteúdo orgânico. Essa camada pode ser soterrada até alcançar a chamada janela de geração, uma profundidade em que a temperatura esteja dentro da faixa de geração de hidrocarbonetos, de 65°C a 210°C (Triggia *et al.*, 2001, pp15-16), sendo o intervalo de 80°C a 150°C mais típico. A geração também pode ocorrer quando uma rocha-geradora é exposta ao halo térmico de uma intrusão ígnea.
- **Rocha-reservatório:** rocha porosa e permeável por onde os hidrocarbonetos podem fluir e possivelmente se acumular.
- **Migração:** Os fluidos existentes no subsolo como a água, gases e petróleo fluem sob ação dos gradientes de pressão normalmente presentes em subsuperfície. Para haver acumulação, os hidrocarbonetos gerados devem encontrar um caminho da rocha-geradora para a rocha-reservatório. As rotas de migração passam por camadas de rocha permeável, fraturas e falhas não-selantes e seguem caminhos com gradiente decrescente de pressão.
- **Selo:** corpo geológico impermeável, ou seja, capaz de interromper a migração dos hidrocarbonetos e retê-los na rocha-reservatório. O selo pode se apresentar como

uma camada de rocha impermeável (ex.: folhelho), falha selante, camada de sal, etc. ou como combinações destes.

- **Trapa:** a geometria dos corpos geológicos deve ser tal que o petróleo não migre indefinidamente até exsudar, degradando-se pela ação do oxigênio e de agentes biológicos, e fique retido na rocha-reservatório.
- **Sincronismo:** os processos geológicos devem acontecer em determinada ordem ao longo do tempo. Por exemplo, a trapa deve se formar antes de o petróleo chegar à rocha-reservatório.

Anexo 3: *scripts* Python

Nota: Alguns *scripts* possuem caminhos de arquivos como parâmetros. Assim, usuários em ambiente Windows® devem estar atentos quando ao emprego da contrabarra (\). Python é uma linguagem descendente da linguagem C, portanto a contrabarra é um metacaráter, ou seja, possui função especial que se combina com o caráter seguinte para expressar caracteres como tabulações, quebras de linha, caracteres Unicode, etc. Por exemplo, \t significa uma tabulação, assim um caminho como “C:\temp\abc.txt” faz o script falhar com algo aparentemente certo. Portanto, é uma boa prática que usuários Windows dupliquem a contrabarra, pois \\ sempre significa uma contrabarra, por exemplo, “C:\\temp\\abc.txt”.

Script 1:

```
#este script discretiza uma variavel e preenche nulos com um valor default
import sgems
import math
grid = "az_grid"
p = sgems.get_property(grid, "az_value")
min = 60
max = 130
num_categories = 7
for i in range(len(p)):
    if math.isnan( p[i] ):
        p[i] = 4
    else:
        p[i] = round( (p[i]-min)/(max-min) * num_categories, 0)
sgems.set_property(grid, "az_cat", p)
```

Script 2:

```
#este script converte o grid para uma nuvem de pontos em formato GEO-EAS
import sgems
grid = "zz_prop_argila_krig"
X = sgems.get_property(grid, "_X_")
Y = sgems.get_property(grid, "_Y_")
Z = sgems.get_property(grid, "_Z_")
prop = sgems.get_property(grid, "prop_argila")
#write output file
outfile = open("C:\\temp\\zz_prop_argila_krig.xyz", "w")
outfile.write("Pointset de proporcoes de argila.\n")
outfile.write("4\n")
outfile.write("X\n")
outfile.write("Y\n")
outfile.write("Z\n")
outfile.write("prop_argila\n")
for i in range(len(prop)):
    outfile.write(str(X[i])+"\t"+str(Y[i])+"\t"+str(Z[i])+"\t"+str(prop[i])+"\n")
outfile.close()
```

Script 3:

```
#este script discretiza uma variavel no intervalo 0,0 a 1,0 em um determinado número de classes
import sgems
import math
grid = "SEISMIC_Zx50"
n_classes = 7
p = sgems.get_property(grid, "prop_argila")
for i in range(len(p)):
    p[i] = round(p[i] * n_classes, 0)
```



```
sgems.set_property(grid, "classes", p)
```

Script 4:

```
#Este script calcula probabilidades de areia de canal (A), areia de lobo (B)
#e argila (C) a partir de valores de amplitude sísmica e de um mapa
#com fator de argila para introduzir um trend nesse fator.
import sgems
import math
#configuracao
grid = "sgridFK"
p_amplitude = "amplitudeOK"
p_fator_argila = "fSH"
#inicializacao das propriedades
amplitude = sgems.get_property(grid, p_amplitude)
fSH = sgems.get_property(grid, p_fator_argila)
pA = [None]*len(amplitude)
pB = [None]*len(amplitude)
pC = [None]*len(amplitude)
min_ampl = -2910.0
shale_cutoff = -700.0
max_ampl = 1071.0
aten_fSH = 0.2
#para verificar se a soma de todas as probs eh 1.0
soma = [None]*len(amplitude)
#loop de calculo
for i in range(len(amplitude)):
    #primeiro calcula as probabilidades de acordo com o dado sísmico
    if( amplitude[i] < shale_cutoff) :
        pA[i] = (shale_cutoff/(shale_cutoff-min_ampl) - amplitude[i]/(shale_cutoff-
min_ampl))
        pB[i] = 1.0 - pA[i]
        pC[i] = 0.0
    else:
        pB[i] = (max_ampl/(max_ampl-shale_cutoff) - amplitude[i]/(max_ampl-shale_cutoff))
        pC[i] = 1.0 - pB[i]
        pA[i] = 0.0
    #reajusta as probabilidades pelo fator de argila
    fSH[i] = fSH[i] * (1.0 - aten_fSH)
    pA[i] = pA[i] * (1.0 - fSH[i])
    pB[i] = pB[i] * (1.0 - fSH[i])
    pC[i] = pC[i] * (1.0 - fSH[i]) + fSH[i]
    soma[i] = pA[i] + pB[i] + pC[i]
sgems.set_property(grid, "pA", pA)
sgems.set_property(grid, "pB", pB)
sgems.set_property(grid, "pC", pC)
sgems.set_property(grid, "soma", soma)
```

Script 5

```
#este script cria uma propriedade utilizavel em algoritmos
#de geoestatística contendo as cotas dos pontos
import sgems
grid = "BASE_RESERV"
nome_prop = "z_base"
z = sgems.get_property(grid, "_Z_")
sgems.set_property(grid, nome_prop, z)
```

Script 6

```
#este script achata um horizonte em determinado nível e gera
#novo pointset com a cota do horizonte como propriedade
import sgems
grid = "BASE_RESERV"
cota_grid_2D = 0
X = sgems.get_property(grid, "_X_")
```

```

Y = sgems.get_property(grid,"_Y_")
Z = sgems.get_property(grid,"_Z_")
#write output file
outfile = open("C:\\temp\\flat_horiz_base.xyz","w")
outfile.write("Horizonte de base achatado.\n")
outfile.write("4\n")
outfile.write("X\n")
outfile.write("Y\n")
outfile.write("Z\n")
outfile.write("cota_base\n")
for i in range(len(X)):
    outfile.write(str(X[i])+"\t"+str(Y[i])+"\t"+str(cota_grid_2D)+"\t"+str(Z[i])+"\n")
)
outfile.close()

```

Script 7

```

#este script preenche os valores nulos de uma propriedade com os valores de outra
#propriedade. assume-se que a segunda propriedade tenha valores em todos os locais
import sgems
import math
grid = "zz_grid_zt_zb"
prop_com_nulos = "zb_krig"
prop_valores_default = "zb_nn"
p_nulls = sgems.get_property(grid, prop_com_nulos)
p_defaults = sgems.get_property(grid, prop_valores_default)
for i in range(len(p_nulls)):
    if math.isnan( p_nulls[i] ):
        p_nulls[i] = p_defaults[i]
sgems.set_property(grid, prop_com_nulos, p_nulls)

```

Script 8

```

#este script gera um arquivo de geometria de grid estruturado irregular no
#formato esperado pelo SGeMS. Para isso eh necessario um grid 2D contendo
#duas propriedades: cotas dos horizontes de base e de topo. Tambem eh necessario
#especificar o total de horizontes, em numero uma unidade maior do que o numero
#de camadas de celulas que o grid deverah ter entre o topo e a base,
#ex.: 21 para 20 camadas.
import sgems
#configuracao
grid_com_zt_e_zb = "grid_zt_zb"
prop_cota_base = "zb_krig"
prop_cota_topo = "zt_krig"
total_horizontes = 21
caminho_arquivo = "C:\\temp\\sgrid.csv"
#fim da configuracao
x_data = sgems.get_property( grid_com_zt_e_zb, "_X_" )
y_data = sgems.get_property( grid_com_zt_e_zb, "_Y_" )
z_topo = sgems.get_property( grid_com_zt_e_zb, prop_cota_topo )
z_base = sgems.get_property( grid_com_zt_e_zb, prop_cota_base )
dimgrid = sgems.get_dims( grid_com_zt_e_zb )
outfile = open( caminho_arquivo, "w" )
outfile.write( "xcorners,ycorners,zcorners\n" )
outfile.write( str(dimgrid[0]) + "," + str(dimgrid[1]) + "," + str(total_horizontes) +
"\n" )
for numero_horizonte in range( total_horizontes ):
    for x, y, zt, zb in zip(x_data, y_data, z_topo, z_base):
        dz = zt - zb
        cota_horizonte = zb + numero_horizonte / float(total_horizontes-1) * dz
        outfile.write( str(x) + "," + str(y) + "," + str(cota_horizonte) + "\n" )
outfile.close()

```

Script 9

```

#este script transfere uma propriedade de um grid para outro
#segundo o criterio de vizinho mais proximo. Recomenda-se
#que o grid de destino nao deve extrapolar o espaco ocupado

```

```

#pelo grid de origem, embora o script funcione em qualquer cenario.
import sgems
#configuracao
grid_origem = "SISMICA"
prop_origem = "fator_argila"
grid_destino = "sgridFK"
nome_prop_destino = "fSH"
#fim da configuracao
px = sgems.get_property( grid_destino, "_X_" )
py = sgems.get_property( grid_destino, "_Y_" )
pz = sgems.get_property( grid_destino, "_Z_" )
prop = [None]*len(pz)
for i in range(len(prop)):
    x = px[i]
    y = py[i]
    z = pz[i]
    id = [sgems.get_closest_nodeid( grid_origem, x, y, z )]
    value = sgems.get_cell_property( grid_origem, prop_origem, id )[0]
    prop[i] = value
sgems.set_property( grid_destino, nome_prop_destino, prop )

```

Script 10

```

#este script transfere uma propriedade de um grid para outro
#segundo o criterio de vizinho mais proximo com um limite de
#distancia.
import sgems
import math
#configuracao
grid_origem = "SISMICA"
prop_origem = "amplitude"
grid_destino = "sgridFK"
nome_prop_destino = "a"
limite_distancia = 40.0
#fim da configuracao
px = sgems.get_property( grid_destino, "_X_" )
py = sgems.get_property( grid_destino, "_Y_" )
pz = sgems.get_property( grid_destino, "_Z_" )
prop = [None]*len(pz)
for i in range(len(prop)):
    x = px[i]
    y = py[i]
    z = pz[i]
    id = [sgems.get_closest_nodeid( grid_origem, x, y, z )]
    vloc = sgems.get_location( grid_origem, id[0] )
    d = math.sqrt( (vloc[0]-x)**2 + (vloc[1]-y)**2 + (vloc[2]-z)**2 )
    if( d <= limite_distancia ):
        value = sgems.get_cell_property( grid_origem, prop_origem, id )[0]
    else:
        value = sgems.nan()
    prop[i] = value
sgems.set_property( grid_destino, nome_prop_destino, prop )

```

Script 11

```

#este script cria uma nuvem de pontos com coordenadas UVW
#a partir de um grid irregular
import sgems
import math
grid = "sgridFK"
prop = "amplitude"
pu = sgems.get_U(grid)
pv = sgems.get_V(grid)
pw = sgems.get_W(grid)
p = sgems.get_property(grid, prop)
#write output file
outfile = open("C:\\temp\\amplitudes_sgrid.uvw","w")
outfile.write("Pointset de " + prop + " do sgrid em espaco UVW.\n")
outfile.write("4\n")
outfile.write("U\n")
outfile.write("V\n")

```

```

outfile.write("W\n")
outfile.write(prop + "\n")
for i in range(len(p)):
    if not math.isnan(p[i]):
        outfile.write(str(pu[i])+"\t"+str(pv[i])+"\t"+str(pw[i])+"\t"+str(p[i])+"\n")
outfile.close()

```

Script 12

```

#este script transfere uma propriedade de um grid
#para outro matricialmente, ou seja, os grids devem
#ter a mesma dimensao matricial.
import sgems
grid_orig = "cubo_uvw_OK"
prop_orig = "Estimate"
grid_dest = "sgridFK"
prop_dest = "amplitudeOK"
po = sgems.get_property(grid_orig, prop_orig)
sgems.set_property(grid_dest, prop_dest, po)

```

Script 13

```

#este script verifica se existem valores
#nulos nas propriedades de um conjunto de dados
import sgems
import math
grid = "sgridFK"
props = ["amplitudeOK", "catAZ", "catESC", "catR", "fSH"]
for ip in range(len(props)):
    prop = props[ip]
    p = sgems.get_property(grid, prop)
    conta = 0
    for i in range(len(p)):
        if math.isnan(p[i]):
            conta += 1
    if(conta > 0):
        print "AVISO: A propriedade " + prop + " contem valores nulos."

```

Script 14

```

#este script calcula probabilidades de areia de alta qualidade,
#areia e argila a partir de um atributo sismico.
import sgems
import math
#configuracao
grid = "SISMICA_LEQUE"
prop = "ZValue"
pure_shale_RMS = 315.0 #valor correspondente a 100% de ser argila.
pure_sand_RMS = 6500.0 #valor correspondente a 100% de ser areia.
exp_shale = 2.2 #expoente para a curva que separa areiaB/argila (1.0 = reta)
exp_sand = 0.6 #expoente para a curva que separa areiaA/areiaB (1.0 = reta)
#inicializacao das propriedades
amplitude = sgems.get_property(grid, prop)
pA = [None]*len(amplitude)
pB = [None]*len(amplitude)
pC = [None]*len(amplitude)
#para verificar se a soma de todas as probs eh 1.0
soma = [None]*len(amplitude)
#loop de calculo
for i in range(len(amplitude)):
    y = (pure_sand_RMS/(pure_sand_RMS-pure_shale_RMS) - amplitude[i]/(pure_sand_RMS-
pure_shale_RMS))
    pC[i] = y ** exp_shale
    pA[i] = 1.0 - y ** exp_sand
    pB[i] = 1.0 - pA[i] - pC[i]
    soma[i] = pA[i] + pB[i] + pC[i]

```

```

sgems.set_property(grid, "pA", pA)
sgems.set_property(grid, "pB", pB)
sgems.set_property(grid, "pC", pC)
sgems.set_property(grid, "soma", soma)

```

Script 15

```

#este script transfere uma propriedade de um grid para outro
#apenas onde uma propriedade no grid de destino
#assume determinado valor (masked copy)
#os grids tem que ter a mesma dimensao matricial
import sgems
#configuracao
grid_origem = "SISMICA"
prop_origem = "ZValue"
grid_destino = "SISMICA_CANAL_2"
mask_prop = "FLAG"
nome_prop_destino = "amplitudeRMS"
mask_value = 1
#fim da configuracao
po = sgems.get_property( grid_origem, prop_origem )
mp = sgems.get_property( grid_destino, mask_prop )
pd = [None]*len(po)
for i in range(len(po)):
    if( mp[i] == mask_value ):
        pd[i] = po[i]
    else:
        pd[i] = sgems.nan()
sgems.set_property( grid_destino, nome_prop_destino, pd )

```

Script 16

```

#este script calcula probabilidades de areia de canal meandrante (A),
#silte(D), argila(L) e areia de passagem (X) a
#partir de um atributo sismico.
import sgems
import math
#configuracao
grid = "SISMICA_CANAL_2"
prop = "amplitudeRMS"
min = 160.0 #valor correspondente a 100% de ser argila.
transition = 1500.0 #valor acima do qual se considera passagem para outro sistema
deposicional
max = 3300.0 #valor correspondente a 100% de ser areia.
fARN = 0.8 #fator para a curva que separa areia de silte
fSHL = 2.2 #fator para a curva que separa silte de argila
#inicializacao das propriedades
amplitude = sgems.get_property(grid, prop)
pA = [None]*len(amplitude)
pD = [None]*len(amplitude)
pL = [None]*len(amplitude)
pX = [None]*len(amplitude)
#para verificar se a soma de todas as probs eh 1.0
soma = [None]*len(amplitude)
#loop de calculo
for i in range(len(amplitude)):
    if( amplitude[i] < transition):
        y = transition/(transition-min) - amplitude[i]/(transition-min)
        pA[i] = 1.0 - y ** fARN
        pL[i] = y ** fSHL
        pD[i] = 1.0 - pA[i] - pL[i]
        pX[i] = 0.0
    else:
        pA[i] = 0.0
        pL[i] = 0.0
        pD[i] = 0.0
        pX[i] = 1.0
    soma[i] = pA[i] + pD[i] + pL[i] + pX[i]
sgems.set_property(grid, "pA", pA)
sgems.set_property(grid, "pD", pD)
sgems.set_property(grid, "pL", pL)

```

```
sgems.set_property(grid, "pX", pX)
sgems.set_property(grid, "soma", soma)
```

Script 17

```
#este script restaura valores que foram mudados para codigos sequenciais
#com uso do programa
#IMG2GSLIB
import sgems
#implementando um switch no Python,
#pois if's encadeados tem desempenho ruim
def get60(): return 60.0;
def get70(): return 70.0;
def get80(): return 80.0;
def get90(): return 90.0;
def get100(): return 100.0;
def get110(): return 110.0;
def get120(): return 120.0;
def get130(): return 130.0;
def getNAN(): return sgems.nan();
switchAZ = {0 : get60,
            1 : get70,
            2 : get80,
            3 : get90,
            4 : get100,
            5 : get110,
            6 : get120,
            7 : get130,
            8 : getNAN
}
#####
grid = "az_cats"
p = sgems.get_property(grid, "az_codes")
for i in range(len(p)):
    p[i] = switchAZ[p[i]]();
sgems.set_property(grid, "az_values", p)
```

Script 18

```
#este script cria um grid regular com a matriz
#de valores de um grid irregular
import sgems
import math
grid = "sgridFK"
prop = "r00_real0"
dummy = -999
p = sgems.get_property(grid, prop)
#write output file
outfile = open("C:\\temp\\real00.dat", "w")
outfile.write("Matriz de valores de " + prop + " do sgrid.\n")
outfile.write("1\n")
outfile.write(prop + "\n")
for i in range(len(p)):
    if not math.isnan(p[i]):
        outfile.write(str(p[i])+"\n")
    else:
        outfile.write(str(dummy)+"\n")
outfile.close()
```