

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

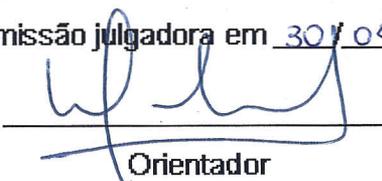
**Análise de Incertezas através da Caracterização
Integrada de Reservatórios de Petróleo**

Autor: Olivier Guillou

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à redação final
da tese defendida por Olivier Guillou
_____ aprovada

pela comissão julgadora em 30/04/10



Orientador

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

Análise de Incertezas através de Caracterização Integrada de Reservatório de Petróleo

Autor: Olivier GUILLOU

Orientador: Prof. Dr. Denis José SCHIOZER

Curso: Ciências e Engenharia do Petróleo

Área de concentração: Reservatórios e gestão

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Campinas, 2010
SP – Brasil

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

G946a Guillou, Olivier
 Análise de incertezas através de caracterização
 integrada de reservatório de petróleo / Olivier Guillou. --
 Campinas, SP: [s.n.], 2010.

 Orientador: Denis José Schiozer.

 Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

 1. Integração. 2. Incerteza. 3. Caracterização. 4.
Reservatório de petróleo. 5. Campos petrolíferos. I.
Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Hydrocarbonates reservoir uncertainty analysis through
integrated characterisation

Palavras-chave em Inglês: Integration, Uncertainties, Characterisation, Oil reservoir,
Oilfields

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Emilson Pereira Leite, Paulo Lopes Brandão Paraizo

Data da defesa: 30/04/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

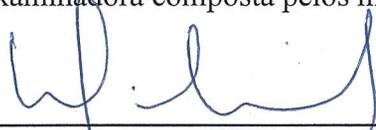
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Análise de Incertezas através de Caracterização
Integrada de Reservatórios de Petróleo

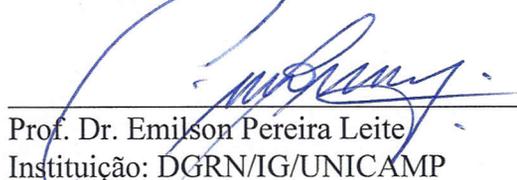
Autor: Olivier Guillou

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Instituição: DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Emilson Pereira Leite
Instituição: DGRN/IG/UNICAMP



Dr. Paulo Lopes Brandão Paraizo
Instituição: CENPES/PETROBRAS

Campinas, 30 de abril de 2010

*A minha esposa, Olívia,
A minha família,
A meus amigos.*

Agradecimentos

Agradeço a CAPES para me ter concedido uma bolsa de estudos.

Agradeço à TOTAL e à UNICAMP pela oportunidade do mestrado, pelo apoio financeiro e logístico que esteve a minha disposição.

Ao Dr. Pierre Biver, meu tutor durante dez meses, com que trabalhei com muito prazer e amizade.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer, meu orientador, por seu apoio na condução dos trabalhos.

Agradeço todas as pessoas do departamento G&I (Géomodélisation et Incertitudes) da Total que responderam a minha perguntas e me mostraram a aplicação concreta da geologia, da geofísica e da engenharia de reservatórios.

A meus mestres e colegas de curso que muito contribuíram para que a caminhada não fosse tão árdua.

Agradeço as pessoas que me ajudaram a realizar este trabalho, que tiraram as minhas dúvidas, que me orientaram e me apoiaram diretamente ou indiretamente durante estes dois anos no Brasil e na França.

Sumário

AGRADECIMENTOS	VII
SUMÁRIO	IX
LISTA DAS FIGURAS	XVII
LISTA DAS TABELAS	XXIII
NOMENCLATURA	XXVII
RESUMO	XXXIII
ABSTRACT	XXXV
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	4
1.2 OBJETIVOS	4
1.3 PREMISSAS	5
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	9
2.1 MODELAGEM SÍSMICA	9
2.1.1 <i>Aquisição e processamento de dados sísmicos</i>	9
2.1.2 <i>Atributos usados: impedância e coeficiente de Poisson</i>	11
2.2 MODELAGEM GEOLÓGICA	13
2.2.1 <i>Análise de imagens sísmicas e desenho de elementos arquiteturais (AE)</i>	14
2.2.2 <i>Modelagem de tipos de rochas (fácies)</i>	15
2.3 SIMULAÇÃO GEOESTATÍSTICA DE VARIÁVEIS CONTÍNUAS	17
2.3.1 <i>Análise de dados</i>	17
2.3.2 <i>Simulação Gaussiana sequencial e co-simulação</i>	21
2.4 SIMULAÇÃO GEOESTATÍSTICA DE FÁCIES	23

2.4.1	<i>Simulação Gaussiana truncada</i>	23
2.4.2	<i>Cubo de proporções de fácies</i>	25
2.4.3	<i>Noções de probabilidades</i>	27
2.4.4	<i>Anamorfose de distribuições estatísticas</i>	27
2.5	MODELAGEM PETROELÁSTICA (MPE)	28
2.5.1	<i>Introdução</i>	28
CAPÍTULO 3: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA		31
3.1	EXTRAÇÃO DE INFORMAÇÃO GEOLÓGICA A PARTIR DE DADOS SÍSMICOS	31
3.2	COMBINAÇÃO DE FONTES DE DADOS E INFLUÊNCIA NAS INCERTEZAS	39
CAPÍTULO 4: METODOLOGIA		43
4.1	ASPECTOS GERAIS	43
4.1.1	<i>Caracterização de modelos geológicos e petrofísicos condicionados a atributos sísmicos</i>	43
4.1.2	<i>Obtenção da resposta sísmica (atributos sísmicos sintéticos) dos modelos gerados e definição de um critério sísmico de seleção de realizações</i>	45
4.1.3	<i>Obtenção da influência do condicionamento nos volumes iniciais de óleo (aproximação estática) e no escoamento de fluxo (aproximação dinâmica)</i>	45
4.1.4	<i>Proposta metodológica</i>	46
4.2	INTEGRAÇÃO DE INCERTEZAS: PREVISÃO DO IMPACTO NOS VOLUMES E SELEÇÃO DOS ATRIBUTOS	51
4.2.1	<i>Incertezas estruturais</i>	53
4.2.2	<i>Incertezas de proporção de fácies</i>	53
4.2.3	<i>Incertezas da média das distribuições de variáveis petrofísicas</i>	54
4.2.4	<i>Incertezas no plano de contato óleo – água</i>	55
4.3	DEFINIÇÃO DO MODELO ESTRUTURAL	55
4.4	DEFINIÇÃO DO MODELO GEOLÓGICO	56
4.4.1	<i>Integração da caracterização de fácies e das curvas de proporções verticais</i>	56
4.4.2	<i>Integração de dados sísmicos</i>	57
4.4.3	<i>Construção de quatro cubos de proporções</i>	59
4.4.4	<i>Simulação geoestatística das fácies</i>	64
4.5	DEFINIÇÃO DO MODELO PETROFÍSICO	65
4.5.1	<i>Variáveis necessárias para a modelagem a posteriori dos atributos sísmicos</i>	65
4.5.2	<i>Variáveis necessárias para o cálculo dos volumes e escoamento de fluxo</i>	66
4.5.3	<i>Processo de simulações de variáveis petrofísicas</i>	66
4.6	MODELAGEM SÍSMICA A POSTERIORI	67
4.6.1	<i>Integração do modelo petroelástico (MPE)</i>	67

4.6.2 Definição de um critério sísmico de qualidade do modelo petrofísico	69
4.7 SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO DE FLUIDOS	73
4.7.1 Seleção de realizações baseada nos volumes de óleo.....	73
4.7.2 Seleção de realizações baseada nos critérios sísmicos.....	73
CAPÍTULO 5: APLICAÇÕES	75
5.1 APRESENTAÇÃO DO CASO ESTUDADO	75
5.1.1 Apresentação geral.....	75
5.1.2 Estratigrafia.....	76
5.1.3 Interpretação dos elementos arquiteturais.....	77
5.1.4 Atributos sísmicos.....	77
5.1.5 Modelagem geológica	78
5.1.6 Classificação das fácies em vista da simulação Gaussiana truncada:.....	81
5.2 GERAÇÃO DE MODELOS GEOLÓGICOS	82
5.2.1 Variação de tamanho dos elementos arquiteturais.....	82
5.2.2 Análise variográfica	82
5.2.3 Obtenção das proporções de fácies e cálculo da incerteza de proporção para o método 1.....	83
5.2.4 Extração de proporções de fácies a partir dos dados sísmicos	84
5.2.5 Validação das análises de dados	87
5.2.6 Introdução do contato óleo-água e dos parâmetros PVT.....	90
5.3 VALIDAÇÃO DO MODELO PETROELÁSTICO	90
5.4 MULTI-REALIZAÇÃO DE MODELOS GEOLÓGICOS (FIGURA 5-12)	91
5.5 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS.....	93
5.5.1 Seleção de modelos geológicos representativos.....	93
5.5.2 Preparação das realizações.....	95
CAPÍTULO 6: RESULTADOS E DISCUSSÃO	99
6.1 SIMULAÇÃO DE FÁCIES.....	99
6.1.1 Proporções de fácies (controle do caso geológico puro unicamente)	100
6.1.2 Análise do caso geológico puro com incerteza	101
6.1.3 Análise do caso geológico com condicionamento leve com a sísmica e com incerteza	102
6.1.4 Análise do caso geológico com condicionamento forte com a sísmica e com incerteza	103
6.1.5 Análise do caso sísmico puro com incerteza.....	104
6.1.6 Conclusão parcial.....	105
6.2 SIMULAÇÃO DE VARIÁVEIS PETROFÍSICAS	105
6.2.1 Variáveis petrofísicas não condicionadas com a sísmica	107

6.2.2 Variáveis petrofísicas condicionadas com a sísmica	107
6.3 RESULTADO DO MPE - QUALIDADE DA INTEGRAÇÃO DOS DADOS SÍSMICOS	107
6.4 ANÁLISE DOS VOLUMES INICIAIS DE ÓLEO	109
6.4.1 Análise do caso geológico puro	109
6.4.2 Análise do caso geológico com condicionamento leve com a sísmica	109
6.4.3 Análise do caso geológico com condicionamento forte com a sísmica	109
6.4.4 Análise do caso sísmico puro	110
6.4.5 Conclusão parcial.....	110
6.5 SELEÇÃO DE REALIZAÇÕES PARA SIMULAÇÃO DINÂMICA	111
6.5.1 Análise do caso geológico puro	112
6.5.2 Análise do caso geológico com condicionamento leve com a sísmica	113
6.5.3 Análise do caso geológico com condicionamento forte com a sísmica	113
6.5.4 Análise do caso sísmico puro	114
6.5.5 Conclusão parcial.....	114
6.6 ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES DINÂMICAS.....	117
6.7 SÍNTESE DOS RESULTADOS	127
6.8 ANÁLISE DE RESULTADOS DO PROJETO	129
6.9 ANÁLISE DE RESULTADOS DO PROJETO	99
CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	135
7.1 CONCLUSÕES DETALHADAS	135
7.2 RECOMENDAÇÕES	138

Lista das figuras

FIGURA 1-1: INTERPRETAÇÃO DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA APROXIMAÇÃO DA ESTRUTURA DE RESERVATÓRIO.	2
FIGURA 1-2: PROCESSO TÍPICO DE CARACTERIZAÇÃO SOB INCERTEZA.	3
FIGURA 2-1: ORIGEM DOS DADOS SÍSMICOS. FONTE: INTERNET (HTTP://ESS.NRCAN.GC.CA/GOM-GAGO/PROJ1_F.PHP).....	10
FIGURA 2-2: ONDAS DE COMPRESSÃO E ONDAS DE CISALHAMENTO SE PROPAGAM NA ROCHA. (HTTP://TPEISEISMES.JOUEB.COM)	11
FIGURA 2-3: EXEMPLO DE REMOÇÃO DO GRADIENTE GEOESTÁTICO.	13
FIGURA 2-4: INCERTEZA ESTRUTURAL DETERMINADA A PARTIR DA INCERTEZA DE RASTREAMENTO.	15
FIGURA 2-5: INCERTEZA ARQUITETURAL DETERMINADA A PARTIR DA INCERTEZA DE RASTREAMENTO.....	15
FIGURA 2-6: AGRUPAMENTO DE FÁCIES	16
FIGURA 2-7: ANÁLISE UNIVARIADA.	18
FIGURA 2-8: VARIOGRAMA ANISOTRÓPICO. FONTE: ENSMP, CURSO DE GEOESTATÍSTICA DO PROF. CHILES, J.P. (2005).....	19
FIGURA 2-9: TRÊS TIPOS DE VARIOGRAMA PARAMÉTRICOS.	20
FIGURA 2-10: ANÁLISE BIVARIADA.....	21
FIGURA 2-11: SIMULAÇÃO GAUSSIANA SEQUENCIAL. FONTE: ENSMP, CURSO DE GEOESTATÍSTICA DO PROF. CHILES, J.P. (2005)	23
FIGURA 2-12: PRINCÍPIO DA SIMULAÇÃO GAUSSIANA TRUNCADA. FONTE: ENSMP, CURSO DE GEOESTATÍSTICA DO PROF. CHILES, J.P. (2005).....	24
FIGURA 2-13: SIMULAÇÃO GAUSSIANA TRUNCADA PARA DIFERENTES TIPOS DE VARIOGRAMA. FONTE: ENSMP, CURSO DE GEOESTATÍSTICA DO PROF. CHILES, J.P. (2005)	24
FIGURA 2-14: DEFINIÇÃO DE PROPORÇÃO DE FÁCIES.	26
FIGURA 2-15: ANAMORFOSE DE DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA.	28
FIGURA 3-1: PROPORÇÃO DE FÁCIES EM FUNÇÃO DA RESPOSTA SÍSMICA.....	33
FIGURA 3-2: ASSOCIAÇÃO DE TRAÇO SÍSMICO E DE PROPORÇÃO DE FÁCIES.	34
FIGURA 3-3: ASSOCIAÇÃO DE FÁCIES MULTI-ATRIBUTOS. FONTE: BARENS ET AL. (2004).....	35
FIGURA 3-4: SUAVIZAÇÃO CLÁSSICA DE CROSSPLOT (EXEMPLO PARA CINCO FÁCIES). FONTE: TOTAL SA.....	37
FIGURA 3-5: SUAVIZAÇÃO POR NÚCLEO.	37
FIGURA 3-6: PROPORÇÕES DE FÁCIES APÓS INTRODUÇÃO DE NÚCLEOS.....	38
FIGURA 4-1: CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS INTEGRANDO DADOS SÍSMICOS E CONCEITOS GEOLÓGICOS.	44

FIGURA 4-2: CÁLCULO DA RESPOSTA SÍSMICA DE CADA MODELO.	45
FIGURA 4-3: IMPACTO DA METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO NAS APROXIMAÇÕES ESTÁTICAS E DINÂMICAS.	46
FIGURA 4-4: QUATRO MÉTODOS DE CARACTERIZAÇÃO INTEGRANDO GRADATIVAMENTE DADOS SÍSMICOS.	47
FIGURA 4-5: ÁRVORE DE MODELAGEM APRESENTANDO AS ETAPAS DO PROCESSO E OS MÉTODOS USADOS.	48
FIGURA 4-6: CÁLCULO RETROATIVO DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS.	49
FIGURA 4-7: SELEÇÃO DE REALIZAÇÕES PARA A SIMULAÇÃO DE FLUXO.	50
FIGURA 4-8: ÁRVORE SIMPLIFICADA DOS OBJETIVOS DO TRABALHO.	51
FIGURA 4-9: EXEMPLO DE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AOS ATRIBUTOS INCERTOS.	52
FIGURA 4-10: MAPA DE DESAGRUPAMENTO DOS DADOS DE ACORDO COM AS AMPLITUDES DO VARIOGRAMA.	54
FIGURA 4-12: GERAÇÃO DE ELEMENTOS ARQUITETURAIS INTEGRANDO A INCERTEZA DE INTERPRETAÇÃO.	55
FIGURA 4-13: COMBINAÇÃO DE DOIS CUBOS DE PROPORÇÕES BÁSICOS.	56
FIGURA 4-14: REMOÇÃO DE DADOS PARA REDUÇÃO DO VIÉS.	58
FIGURA 4-15: OBTENÇÃO DO CUBO DE PROPORÇÃO 1.	59
FIGURA 4-16: ANAMORFOSE DAS PROPORÇÕES EXTRAÍDAS DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS.	61
FIGURA 4-17: ATRIBUIÇÃO DE PESOS POR FÁCIES DE ACORDO COM A PROPORÇÃO ALVO.	62
FIGURA 4-18: CONSTRUÇÃO DO CUBO DE PROPORÇÃO N°3 POR ITERAÇÃO NA ZONA DOS AÉ RESERVATÓRIO.	63
FIGURA 4-19: OBTENÇÃO DO CUBO DE PROPORÇÃO N°4 POR SUAVIZAÇÃO DE CROSSPLOT.	64
FIGURA 4-20: PREPARAÇÃO DOS PARÂMETROS PARA A TGS A CADA REALIZAÇÃO.	64
FIGURA 4-21: SIMULAÇÃO GAUSSIANA TRUCADA.	65
FIGURA 4-22: SIMULAÇÃO GAUSSIANA SEQUENCIAL.	65
FIGURA 4-23: ÁRVORE DE SIMULAÇÃO PETROFÍSICA.	67
FIGURA 4-24: CONTROLE DO MPE.	68
FIGURA 4-25: EXTRAÇÃO DOS ATRIBUTOS SINTÉTICOS EM DIREÇÃO DE MATLAB.	70
FIGURA 4-26: PROCESSO DE OBTENÇÃO DA NOTA SÍSMICA.	72
FIGURA 5-1: AMBIENTE TURBIDÍTICO RELATIVO AO CAMPO ESTUDADO.	76
FIGURA 5-2: CUBOS DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS USADOS <i>PRdeternded</i>	78
FIGURA 5-3: A REMOÇÃO DO GRADIENTE GEOESTÁTICO AUMENTA A SEGREGAÇÃO DE FÁCIES.	80
FIGURA 5-4: ASPECTO DAS FÁCIES USADAS NO CASO ESTUDADO.	81
FIGURA 5-5: INCERTEZA DE TAMANHO DOS ELEMENTOS ARQUITETURAIS.	82
FIGURA 5-6: VARIOGRAMA NÃO ESTACIONÁRIO COM AMPLITUDE E AZIMUTE VARIÁVEL.	83
FIGURA 5-7: MÉTODO 1 – OBTENÇÃO DO <i>nedi</i>	84
FIGURA 5-8: CONTROLE DAS PROPORÇÕES DE FÁCIES PARA OS QUATRO MÉTODOS.	86
FIGURA 5-9: DISTRIBUIÇÕES DE PROPORÇÃO DE ARGILA OBSERVADAS NOS POÇO.	87
FIGURA 5-10: ANÁLISE DOS DADOS DE POÇOS APÓS A MUDANÇA DE ESCALA E DISTRIBUIÇÃO BETA ASSOCIADA.	88
FIGURA 5-11: ANÁLISE BIVARIADA DO $\sigma \times VCL$	89

FIGURA 5-12: ÁRVORE DE SIMULAÇÃO JACTA.	93
FIGURA 5-13: AMOSTRAGEM DA DISTRIBUIÇÃO DOS VOLUMES DE RESERVATÓRIO.	94
FIGURA 5-14: SELEÇÃO DAS MELHORES REALIZAÇÕES EM TERMO DE NOTA SÍSMICA.	95
FIGURA 5-15: CRIAÇÃO DE ARQUIVOS (*.DATA) PARA SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO.	97
FIGURA 6-1: EXEMPLO DE AMBIENTE SEDIMENTAR (ESQUERDA), INTERPRETAÇÃO (MEIO) E APLICAÇÃO AO ESTUDO DE CASO (DIREITA). .	100
FIGURA 6-2: CONCEITOS GEOLÓGICOS DO MÉTODO 1.	101
FIGURA 6-3: CONCEITOS GEOLÓGICOS DO MÉTODO 2.	103
FIGURA 6-4: CONCEITOS GEOLÓGICOS DO MÉTODO 3.	104
FIGURA 6-5: CONCEITOS GEOLÓGICOS DO MÉTODO 4.	105
FIGURA 6-6: CONTROLE DOS RESULTADOS DE CO-SIMULAÇÃO.	106
FIGURA 6-7: NOTAS SÍSMICAS NAS DIFERENTES REGIÕES DE INTERESSE.	108
FIGURA 6-8: DISTRIBUIÇÃO DOS VOLUMES NORMALIZADOS DE ÓLEO PARA OS QUATRO MÉTODOS COMPARADOS.	111
FIGURA 6-9: MÉTODOS DE SELEÇÃO DE REALIZAÇÕES PARA SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTOS PARA O MÉTODO 2.	112
FIGURA 6-10: SELEÇÃO DE REALIZAÇÕES, MÉTODOS 1 E 2 (PARTE 1).	115
FIGURA 6-11: SELEÇÃO DE REALIZAÇÕES, MÉTODOS 3 E 4 (PARTE 2).	116
FIGURA 6-12: LEITURA DAS CAIXAS DE TUCKEY.	118
FIGURA 6-13: VAZÃO DIÁRIA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO.	119
FIGURA 6-14: VAZÃO DIÁRIA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO.	120
FIGURA 6-15: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO.	121
FIGURA 6-16: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO.	122
FIGURA 6-17: VAZÃO DIÁRIA DE PRODUÇÃO DE ÁGUA.	123
FIGURA 6-18: VAZÃO DIÁRIA DE PRODUÇÃO DE ÁGUA.	124
FIGURA 6-19: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA.	125
FIGURA 6-20: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA.	126
FIGURA 6-21: RESULTADOS DE MODELAGEM GEOLÓGICA.	127
FIGURA 6-22: DISTRIBUIÇÃO DOS VOLUMES DE ÓLEO PARA OS QUARTO MÉTODOS COMPARADOS.	128
FIGURA 6-23: NOTAS SÍSMICAS NA ZONA RESERVATÓRIO.	128
FIGURA 6-24: RESULTADOS DINÂMICOS COM CRITÉRIOS DE SELEÇÃO VOLUMÉTRICOS OU SÍSMICOS.	128
FIGURA 6-25: RISCOS INDIVIDUAIS DE CADA METODOLOGIA.	130
FIGURA 6-26: RISCO MÁXIMO (ESQUERDA), ENVELOPE DE RISCO (DIREITA)	131
FIGURA 6-27: RISCOS INDIVIDUAIS DE CADA METODOLOGIA.	132
FIGURA 6-28: RISCO MÁXIMO (ESQUERDA), ENVELOPE DE RISCO (DIREITA)	133

Lista das tabelas

TABELA 4-1: CONJUNTOS DE TREINAMENTO DISPONÍVEIS.	57
TABELA 5-1: ELEMENTOS ARQUITETURAIS PRESENTES NO CASO ESTUDADO.	77
TABELA 5-2: AGRUPAMENTO DAS FÁCIES PARA MELHOR SEGREGAÇÃO COM A SÍSMICA	81
TABELA 5-3: CARÁTER EROSIVO DAS FÁCIES	82
TABELA 5-4: FONTES DE DADOS SÍSMICOS E ESCALAS CORRESPONDENTES.	85
TABELA 5-5: CONJUNTOS DE TREINAMENTOS E VOLUME DE INTERESSE DE CADA MÉTODO DE DEFINIÇÃO DE PROPORÇÕES DE FÁCIES	85
TABELA 5-6: ANÁLISE DAS PROPORÇÕES DE FÁCIES NA MALHA INTEIRA PARA OS QUATRO MÉTODOS.	85
TABELA 5-7: DISTRIBUIÇÃO OBSERVADA DA PROPORÇÃO DE ARGILA POR FÁCIES NA ESCALA FINA DO PERFIL	87
TABELA 5-8: DISTRIBUIÇÃO OBSERVADA DA PROPORÇÃO DE ARGILA POR FÁCIES NA ESCALA DA MALHA.	88
TABELA 5-9: PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO BETA ASSOCIADA.	89
TABELA 5-10: COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO OBSERVADO (USO DO COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE $\sigma \times VCL$ APÓS A ANAMORFOSE GAUSSIANA NA SGS).	89
TABELA 5-11: RESULTADO DE ANÁLISE DO MPE NA ESCALA DO POÇO (PERFIS SÔNICOS VS RESULTADO DO MPE)	90
TABELA 5-12: VALIDAÇÃO DA MUDANÇA DE ESCALA DOS PERFIS SÔNICOS.....	90
TABELA 5-13: VALIDAÇÃO DA MUDANÇA DE ESCALA DOS RESULTADOS DO MPE	90
TABELA 5-14: RESULTADO DE ANÁLISE DO MPE APÓS A MUDANÇA DE ESCALA (PERFIS SÔNICOS APÓS A MUDANÇA DE ESCALA VS RESULTADOS DO MPE APÓS A MUDANÇA DE ESCALA)	90
TABELA 5-15: VALIDAÇÃO DA MUDANÇA DE ESCALA DOS DADOS PETROFÍSICOS.	91
TABELA 5-16: USO DO MPE COM OS DADOS PETROFÍSICOS NA ESCALA DA MALHA E ANÁLISE DOS RESULTADOS (PERFIS SÔNICOS APÓS A MUDANÇA DE ESCALA VS RESULTADO DO MPE USADO COM DADOS PETROFÍSICOS NA ESCALA DA MALHA)	91
TABELA 17: PROPORÇÕES DE FÁCIES NA TGS.	100
TABELA 18: DISTRIBUIÇÃO BETA DE ENTRADA <i>NTG</i>	106
TABELA 19: DISTRIBUIÇÃO OBSERVADA APÓS MULTI-REALIZAÇÃO: <i>NTG</i>	106
TABELA 20: INFLUÊNCIA DO MÉTODO DE CARACTERIZAÇÃO NOS VOLUMES DE ÓLEO.	110
TABELA 21: INFLUÊNCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO VOLUMÉTRICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (01_GEOLÓGICO_PURO).	113
TABELA 22: INFLUÊNCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO SÍSMICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (01_GEOLÓGICO_PURO)	113

TABELA 23: INFLUÊNCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO VOLUMÉTRICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (02_COND_LEVE).....	113
TABELA 24: INFLUÊNCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO SÍSMICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (02_COND_LEVE).....	113
TABELA 25: INFLUÊNCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO VOLUMÉTRICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (03_COND_FORTE).....	113
TABELA 26: INFLUENCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO SÍSMICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (03_COND_FORTE).....	114
TABELA 27: INFLUENCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO VOLUMÉTRICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (04_SÍSMICO_PURO)	114
TABELA 28: INFLUENCIA DO CRITÉRIO DE SELEÇÃO SÍSMICO NOS VOLUMES DE ÓLEO (04_SÍSMICO_PURO)	114

Nomenclatura

Letras latinas

a : amplitude do variograma

ACTNUM: número de células ativas na malha

AE: Elementos arquiteturais

B_o : fator volume de formação

BURIAL: Profundidade de soterramento

$C_{o/w}$: Profundidade do contato óleo-água

cdf : função de densidade cumulada

F_i : Fácies

f_{dp} : função densidade de probabilidade

G : Transformação Gaussiana

GRV: Volume de rocha

h : Distância de separação do conjunto de variáveis no variograma

IA: Impedância acústica

IS: Impedância das ondas cisalhante

K : função núcleo

m : média

m_{eg} : média da variável a grande escala

m_{ef} : média da variável a escala fina

MGR: Modelo Geológico Representativos

MPE: Modelo petroelástico

n : número de dados

n : Produção diária normalizada de óleo

n_p : Produção cumulada normalizada de óleo

N : número total de dados

n_{edi} : número equivalente de dados equivalente

NTG: net to Gross

p : probabilidade

P_c : pressão capilar

P_EFF: Pressão efetiva

PERMX, PERMZ: Permeabilidade horizontal e vertical no reservatório

PORO: Porosidade da espessura porosa

PR: Coeficiente de Poisson

PVT: Pressão, Volume, Temperatura

Q : Quantile

R_s : Razão de solubilidade

s : coeficiente de truncamento

S : Dispersão

S_w : Saturação irreduzível de água

S_{we} : Saturação efetiva de água

S_{wl} , SWL: Saturação irreduzível na espessura porosa

S_{wat} : Saturação irreduzível de água

S_o : Saturação de óleo

S_g : Saturação de gás

SGS: Simulação Gaussiana sequencial

v : exemplo de valor de variável

V : vetor da variável v

V_p : Velocidade das ondas de compressão

V_s : Velocidade das ondas cisalhantes

VCL: Volume de folhelho

VOOIS: Volume de óleo originalmente in situ

$voois$: Volume de óleo originalmente in situ normalizado

VPC: curva de proporção vertical

w : pesos

w : Produção diária normalizada de água

w_p : Produção cumulada normalizada de água

z_i : exemplo de valor de variável

Letras Gregas

Φ : Porosidade

PHIE_E: Porosidade efetiva da rocha

ρ : densidade da rocha

σ : desvio padrão

γ : Paramar do variograma

Resumo

As crescentes dificuldades encontradas na exploração e produção de petróleo, tais como a diminuição das grandes descobertas, o afastamento da costa e as profundidades cada vez maiores dos campos, criam uma necessidade permanente de inovação. A fim de melhor conhecer e dominar os reservatórios situados em regiões remotas, novas ferramentas e novas metodologias precisam ser desenvolvidas. Com capacidade computacional em constante aumento e algoritmos avançados, esta demanda pode ser satisfeita.

A partir de novas metodologias de integração de sísmica 3D desenvolvidas e integradas em um processo de otimização baseado em modelagem *a posteriori*, diversos resultados válidos tem sido obtido. Neste contexto, a caracterização de reservatórios condicionada a atributos sísmicos se revelou uma maneira eficiente de melhorar a qualidade sísmica dos modelos assim como o respeito dos modelos gerados (Barens et al, 2004).

Esta dissertação propõe comparar os resultados de quatro metodologias de caracterização de reservatório e os seus respectivos impactos na análise de risco do campo. O caso de estudo é realizado em um campo de turbiditos situado nas águas profundas da costa oeste africana a partir de cinco poços exploratórios e uma exploração sísmica 3D de boa qualidade.

Abstract

The growing difficulties encountered in petroleum exploration and production, such as declining discoveries, increasing coastal distances and field depth, create a constant need for innovation. To improve the knowledge and dominate reservoirs located in remote areas, new tools and methodologies must be developed. With the steady increase in computing power and the birth of new algorithms, this demand can be satisfied and project risks can be reduced.

From new 3D seismic integration methodologies developed and integrated into an optimization process based on forward modeling, different valid results have been obtained. In this context, seismic constraint characterization has shown an effective way to improve the seismic quality and the relevance of generated models (Barens *et al*, 2004).

This dissertation proposes to compare the results of four reservoir characterization methodologies on a field development risk analysis. The case study is realized on a deep offshore West African turbidites with a relevant exploration wells number and a good 3D seismic survey quality.

Capítulo 1: Introdução

As crescentes dificuldades encontradas na exploração e produção de petróleo, tais como a diminuição das grandes descobertas, o afastamento da costa e as profundidades dos campos, cada vez maiores, criam uma necessidade permanente de inovação. A fim de melhor conhecer e dominar os reservatórios situados em regiões remotas, novas ferramentas e novas metodologias precisam ser desenvolvidas. A capacidade computacional em constante aumento e algoritmos avançados são pontos importantes para que esta demanda seja satisfeita.

As regiões remotas nas quais estão situadas as novas descobertas aumentam muito os custos destinados a exploração e produção. Trata-se de reservatórios situados em águas profundas ou ultra-profundas, às vezes cobertos por uma camada de sal, com condições de pressão e de temperatura extremas. O preço de um poço exploratório pode alcançar duzentos milhões de dólares, o que impõe uma redução da quantidade de poços e dados disponíveis para gerar modelos de reservatório, criando, assim, um aumento das incertezas que dificulta as tomadas de decisões. Neste contexto, uma integração mais completa dos dados e a redução das incertezas são imperativas no processo de modelagem de reservatórios. Os capítulos a seguir visam definir e comparar metodologias de integração quantitativa de dados sísmicos num processo de caracterização de reservatórios sob incertezas.

Segundo Chopra e Marfurt (2008), os atributos sísmicos auxiliam em mapeamentos qualitativos e quantitativos das características geológicas da subsuperfície. Antes de começar a interpretação clássica por rastreamento dos horizontes e geração de mapas, as características estratigráficas principais da estrutura podem rapidamente ser delineadas pelo uso de atributos sísmicos volumétricos. Os atributos sísmicos já provaram a sua eficiência em quase todos os ambientes geológicos, das rochas clásticas aos carbonatos, passando pelas rochas vulcânicas e

com qualquer tipo de falhas normais ou inversas. Conseqüentemente, os atributos sísmicos facilitam a interpretação dos ambientes deposicionais e melhoram a detecção das fácies. Uma vez calibrados no poço, os atributos sísmicos podem ser usados para identificar as fácies geológicas e fornecer informações sobre a litologia e o seu conteúdo fluido com ou sem uso dos horizontes de referência. Por estas razões, os atributos sísmicos formam uma parte integrante dos projetos de caracterização de reservatórios hoje em dia.

Na Figura 1-1, os atributos sísmicos (esquerda) são interpretados para criar o modelo de reservatório (direita). Observa-se uma interpretação qualitativa da estrutura, definição de horizontes estratigráficos e de falhas.

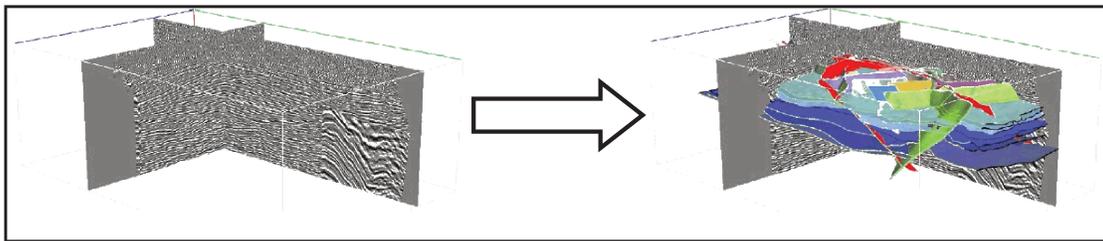


Figura 1-1: Interpretação dos atributos sísmicos para aproximação da estrutura de reservatório.

No contexto definido acima, os atributos sísmicos representam uma parte importante dos dados disponíveis, além de serem os únicos presentes no volume inteiro dos campos. A sísmica 3D deve ser considerada como uma fonte de informação quantitativa e não unicamente qualitativa. O seu uso clássico, para a definição de modelos estruturais e estratigráficos, não é suficiente. Esta fonte de dados precisa ser explorada de modo a extrair informações quantitativas sobre o conteúdo rochoso, a petrofísica das rochas e os fluidos encontrados. Obviamente, estas informações são sujeitas a incertezas e estas precisam ser quantificadas e integradas a fim de auxiliar na avaliação dos riscos dos projetos.

Em um processo de caracterização de reservatórios, o estudo das incertezas é uma etapa chave que permite avaliar o impacto da falta de conhecimento e de dados nas previsões de retorno de um campo de petróleo. A caracterização de modelos sob incertezas aparece como uma ferramenta importante para prever diferentes cenários e tomar decisões, tal como abandonar o estudo, aguardar a aquisição de mais dados ou finalmente, o que é mais desejado, desenvolver o campo.

A quantificação das incertezas de modelagem é feita a cada etapa do processo de caracterização de reservatório principalmente por geofísicos e geólogos. Uma das principais tarefas é determinar os pontos críticos do processamento e da interpretação sísmica para finalmente, fornecer o modelo estrutural e estratigráfico mais provável e determinar as incertezas presentes no modelo. De modo geral, o processo visa quantificar as incertezas presentes nos dados e a observar o impacto dos parâmetros críticos nas funções-objeto (Figura 1-2).

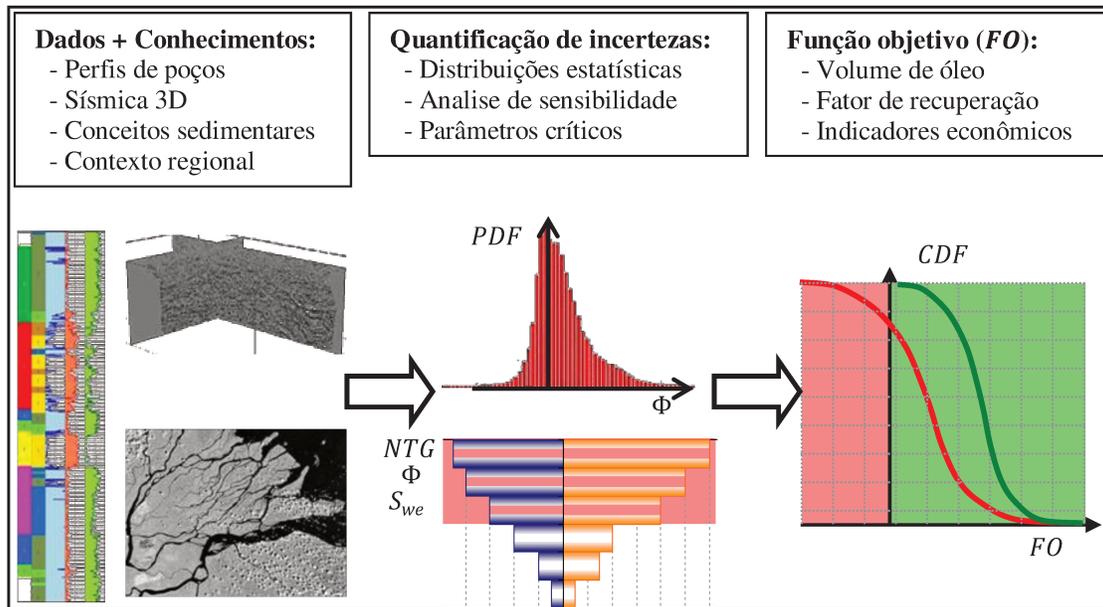


Figura 1-2: Processo típico de caracterização sob incerteza.

Os atributos sísmicos usados neste projeto são: a impedância acústica (IA) e o coeficiente de Poisson (PR). Estes parâmetros foram escolhidos por sua alta correlação com as fácies e os dados petrofísicos também como pela complementaridade dos dados que eles carregam. Esta justificação é detalhada na seguida do documento. O uso de atributos sísmicos para extração de informação sobre fácies e características petrofísicas impõe uma avaliação rigorosa das incertezas decorrente deste processo. Por outro lado, o uso de uma nova fonte de dados permite enriquecer a caracterização de um reservatório. Estas observações permitem ressaltar dois pontos importantes. Primeiramente, as incertezas implicadas pelo método de extração precisam ser quantificadas; em um segundo momento, as novas informações devem ser combinadas com as informações obtidas por métodos clássicos para enriquecer a definição dos modelos de reservatórios e reduzir as incertezas nos parâmetros geológicos e petrofísicos.

1.1 Motivação

A evolução das atividades de exploração e de produção em novos ambientes leva a uma adaptação contínua das ferramentas e das metodologias de trabalho, de modo a melhorar a eficiência dos diversos atores do setor, a melhor avaliar as novas descobertas, assim como aumentar o rendimento dos campos já em produção.

O projeto apresentado neste documento é o ponto de entrada de uma linha de pesquisa de modelagem integrada que utiliza várias ferramentas desenvolvidas para quantificar incertezas e analisar os seus impactos. Estas ferramentas podem ser usadas de modo independente como também em série, integrando:

- Incertezas estruturais;
- Incertezas arquiteturais;
- Extração de proporções de fácies a partir de dados sísmicos e a avaliação de incertezas de proporção;
- Algoritmos geoestatísticos de simulação com incertezas; e
- Simulação numérica de escoamento de fluidos em reservatórios.

O desenvolvimento de uma metodologia nova para realizar uma integração completa das incertezas no processo de caracterização é uma necessidade. Para tanto, se quer integrar melhor as informações sísmicas. A caracterização geológica de fácies com o apoio da informação sísmica é o foco deste trabalho. É também desejado conhecer o valor agregado à caracterização de reservatório por esta nova informação. Nesta ótica, dois tipos de cenários são comparados: com e sem integração da informação sísmica.

1.2 Objetivos

Este trabalho visa desenvolver e comparar metodologias de caracterização de fácies condicionada a dados sísmicos. Ele é realizado em prolongamento de um projeto de desenvolvimento das técnicas de condicionamento de dados sísmicos, especialmente, do processo de cálculo de proporções da fácies por suavização de *crossplot* (Biver, 2008). O trabalho de

desenvolvimento e de comparação das metodologias de condicionamento é dividido em três etapas, cada um corresponde a um objetivo de trabalho:

1. Gerar modelos geológicos e petrofísicos com e sem integração de sísmica de modo a avaliar o valor agregado pela integração de dados;
2. Avaliar os atributos sísmicos sintéticos dos modelos gerados e definir um critério sísmico de seleção de realização para simulação dinâmica;
3. Obter a influência da calibração nos volumes de óleo (aproximação estática) e no escoamento de fluxo (aproximação dinâmica).

1.3 Premissas

O avanço nas técnicas e ferramentas de caracterização de reservatórios tornou o processo bem melhor, mas aumentou bastante a complexidade do processo e as alternativas de solução para o problema. Como o presente trabalho é bastante abrangente, no sentido de trabalhar com várias ferramentas e passar por todo o processo de caracterização até a modelagem de escoamento e incertezas, algumas das etapas foram realizadas por outros profissionais e outras foram feitas de forma simplificada (estes pontos serão mais bem esclarecidos na descrição da metodologia de trabalho). Assim, a principal contribuição do presente trabalho é a de integração entre as ferramentas, com a proposição de uma nova técnica de incorporação de informações sísmicas e avaliação do impacto na produção e análise de incertezas.

1.4 Estrutura da dissertação

Este documento está dividido em sete capítulos, visando introduzir os conceitos de caracterização de reservatórios, detalhando as metodologias de condicionamento desenvolvidas. Além deste capítulo introdutório, são apresentados os capítulos a seguir.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica e tem como objetivo inserir conceitos usados ao longo do documento. Por isso, são abordadas as etapas da modelagem de reservatório, como também as técnicas de simulação geoestatísticas que permitem a integração das incertezas.

O Capítulo 3 é uma revisão bibliográfica e se divide em duas partes que visam oferecer um ponto de vista geral da integração sísmica para a caracterização de reservatório e da combinação de fontes de dados de origens diferentes.

O Capítulo 4 detalha a metodologia adotada para conseguir atingir os objetivos que foram apresentados no primeiro capítulo. As reflexões metodológicas, assim como as justificativas e a apresentação dos modos operatórios são detalhadas.

O Capítulo 5 apresenta o caso estudado assim como as diversas etapas necessárias ao desenvolvimento da metodologia. A escolha de um caso de estudo é apresentada e justificada. As etapas de validação dos diversos passos apresentados na metodologia são detalhadas e as escolhas metodológicas são explicadas.

O Capítulo 6 apresenta a análise dos resultados. Após a aplicação da metodologia no caso de estudo escolhido, os resultados de cada etapa da modelagem são analisados a fim de comparar as diversas metodologias de condicionamento.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho realizado e fornece também as recomendações baseadas nas dificuldades encontradas para prorrogar este trabalho ou reproduzir a metodologia apresentada em casos similares.

Capítulo 2: Fundamentação teórica

Este capítulo tem como objetivo introduzir os conceitos usados ao longo do documento. Para isso, são abordadas as etapas chaves da modelagem de reservatórios, como também, as técnicas de simulação geoestatística que permitem a integração das incertezas. Não é o objetivo deste texto cobrir toda a teoria sobre o assunto mas apenas formar a base dos conceitos que serão utilizados na aplicação deste trabalho.

2.1 Modelagem sísmica

A modelagem sísmica visa extrair informações sobre o subsolo da terra, através de sinais emitidos e recebidos na superfície. A transformação dos sinais em atributos é o chamado problema inverso. Exemplos de informações extraídas após interpretação da inversão sísmica são dados estratigráficos e estruturais. A análise mais avançada permite também extrair um conteúdo quantitativo sobre a rocha ou os fluidos que ela contém.

2.1.1 Aquisição e processamento de dados sísmicos

O processo sísmico se divide em três etapas: a aquisição, o processamento dos dados e a interpretação (Figura 2-1).

A aquisição de dados pode ser feita em terra, como também em alto mar. Nos dois casos ela se baseia no princípio citado anteriormente. Uma onda, de assinatura conhecida, é emitida por uma fonte (explosivos, caminhões vibrantes etc.). Ela se propaga debaixo da terra adaptando a sua velocidade ao meio no qual ela esta evoluindo. Quando esta chega ao encontro de uma camada estratigráfica, uma parte da energia da onda é refletida e volta aos receptores situados na

superfície, enquanto a outra parte continua até encontrar outras camadas ou até ser completamente absorvida.

Os receptores gravam dois tipos de informação. Uma parte útil é chamada de sinal e contém informações sobre o subsolo. Os outros sinais são chamados de ruídos e precisam ser removidos para melhorar a qualidade do sinal sísmico. A razão sinal sobre ruído é usada como indicador de qualidade dos dados sísmicos.

Após a gravação, o ruído é separado do sinal numa fase de processamento. Os dados sísmicos passam por filtros, visando remover a influência de vários fatores externos (ruído do meio ambiente, ruído do equipamento de gravação etc.) e de fatores internos (reflexões múltiplas etc.). Além disso, os dados são gravados numa dimensão temporal, necessitam ser convertidos na dimensão de profundidade para voltar à realidade física do problema. Logo, um estudo das velocidades de propagação das ondas sísmicas é realizado. Após esta fase, os dados sísmicos carregam apenas informações sobre o subsolo, a estratigrafia pode, então, ser interpretada.

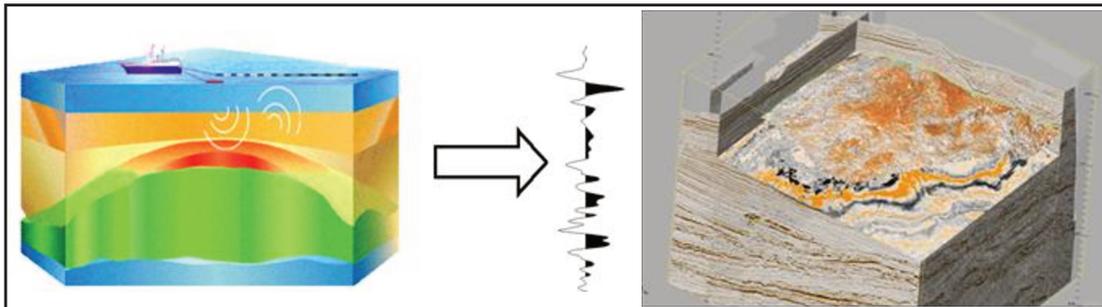


Figura 2-1: Origem dos dados sísmicos. Fonte: internet (http://ess.nrcan.gc.ca/gom-gago/projl_f.php)

Existem três tipos de interpretações: em uma primeira aproximação, a grande escala identifica as sequencias de deposição e permite localizar os lugares com alto potencial exploratório; em uma segunda aproximação, a escala reduzida concentra zonas de alto potencial. Ela sugere trajetórias para perfuração de poços exploratórios com maior probabilidade de sucesso. Finalmente, depois da descoberta, uma interpretação detalhada da zona visa extrair as fronteiras dos reservatórios, topos, bases e existência de conectividades eventuais. Para isto, o geólogo interpreta o sistema de deposição encontrado e procura os seus elementos arquiteturais (AE) característicos, que são usados para construir os modelos dos reservatórios nos softwares de geomodelagem.

2.1.2 Atributos usados: impedância e coeficiente de Poisson

A sísmica não é apenas usada para determinar a estrutura do reservatório. No caso atual, ela também é uma fonte de informação geológica. Para extrair a informação geológica a partir de dados sísmicos, usa-se dois atributos sísmicos complementares: a impedância do meio em compressão (IA) e o coeficiente de Poisson (PR).

2.1.2.1 Impedância acústica (IA), impedância em cisalhamento (IS)

A Figura 2-2 apresenta o modo de propagação das ondas de compressão e das ondas de cisalhamento na rocha.

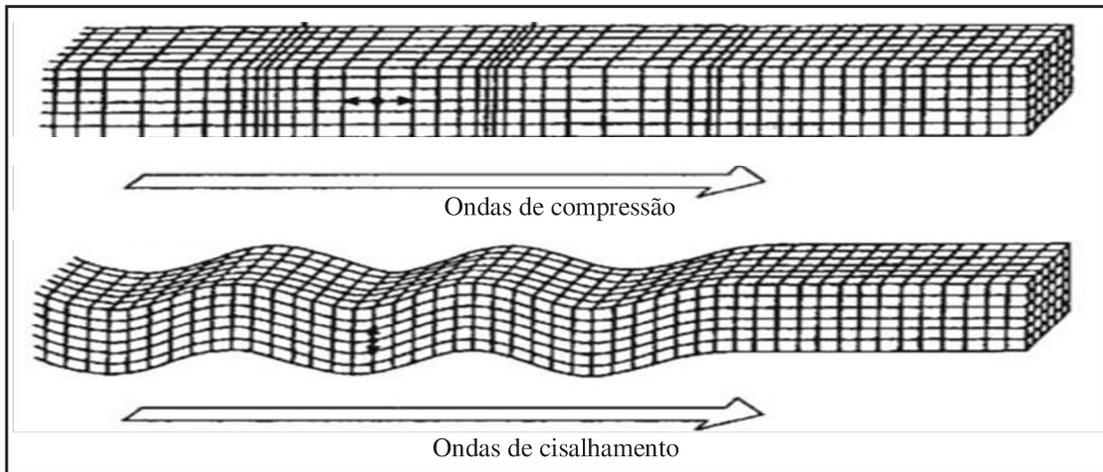


Figura 2-2: Ondas de compressão e ondas de cisalhamento se propagam na rocha. (<http://tpeseismes.joueb.com>)

A impedância é uma propriedade física de um meio, produto da densidade pela velocidade das ondas na rocha. Ela representa a dificuldade do meio em se deslocar sob a pressão das ondas. Uma variação de impedância separa a onda em outra, que continua a sua progressão no meio e uma onda refletida, a qual volta para a superfície e é detectada. Existem as impedâncias IA e IS que são respectivamente impedâncias da onda compressional e de cisalhamento.

A impedância é diretamente influenciada por: petrografia da rocha, porosidade, fluidos (água, óleo, gás), profundidade, pressão, compactação, fraturamento e cimentação. A maior parte destes fatores é interdependente, mas há dependência entre alguns deles.

$$IA = \rho \cdot V_p$$

Equação 2.1

$$IS = \rho \cdot V_s$$

Equação 2.2

2.1.2.2 Coeficiente de Poisson (PR)

O coeficiente de Poisson representa a deformação de um meio na direção perpendicular à direção da tensão aplicada. Na interpretação sísmica, uma queda no coeficiente de Poisson é provocada por uma mudança de compressibilidade do meio atravessado. Esta mudança é observada ao encontro de fácies contendo hidrocarbonetos. Estes hidrocarbonetos estão presentes em zonas de alta porosidade e, portanto, são compressíveis, ao contrário de zonas argilosas ou arenitos encharcados por água que são pouco compressíveis. As informações contidas no PR refletem muito o conteúdo geológico das rochas, por isto, o PR se torna um atributo sísmico relevante na previsão de fácies.

$$PR = \frac{V_p^2 - 2 \cdot V_s^2}{2 \cdot (V_p^2 - V_s^2)}$$

Equação 2.3

2.1.2.3 Remoção do gradiente geostático

Como descritos anteriormente, os atributos sísmicos são influenciados por vários fatores interdependentes e não refletem apenas a geologia do meio. Pode ser observada uma variação regular dos atributos (IA, PR) com a profundidade. Esta tendência ocorre principalmente devido à compactação do subsolo que aumenta a densidade das rochas com a profundidade, chamada de gradiente geostático. Este gradiente altera a segregação de fácies e, para melhor integrar a sísmica, é preciso que ele seja removido. Assim, os atributos resultantes, chamados de resíduos, não são mais influenciados pela profundidade nem pela pressão. Eles refletem uma informação que se aproxima melhor da realidade geológica.

Existem diversas metodologias de remoção de gradientes. Três delas são apresentadas a seguir. A primeira metodologia consiste em remover uma média local do atributo calculada numa vizinhança definida. Este processo é chamado de janela móvel. A segunda metodologia, similar à primeira, é a remoção de uma média por nível de profundidade. Finalmente, a terceira metodologia consiste em aplicar uma filtragem de baixa frequência nos atributos.

Na Figura 2-3, extraída do caso de estudo deste projeto, o variograma de IA possui uma tendência que se reflete por um aumento constante da amplitude e a ausência de patamar. Os

valores de IA são exclusivamente positivos como mostra o histograma correspondente. De outro lado, o variograma do resíduo de IA possui um patamar e a média dos valores é centrada em zero que traduz uma remoção completa da tendência.

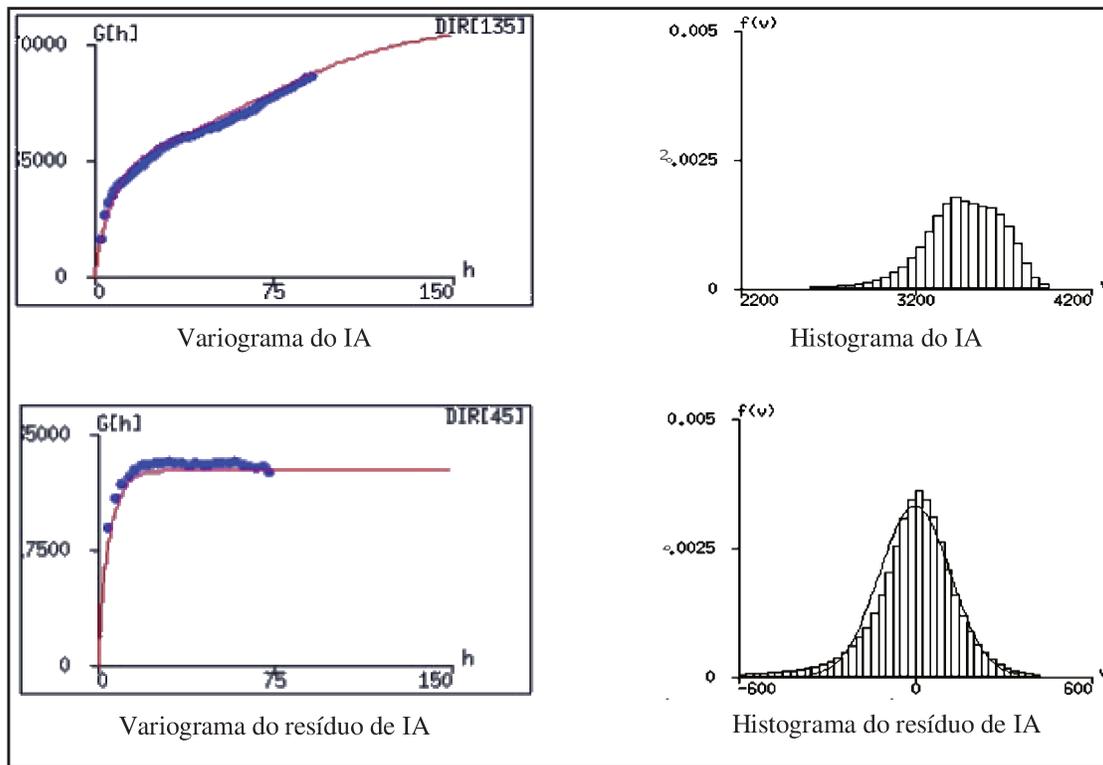


Figura 2-3: Exemplo de remoção do gradiente geoestático.

Comparando as análises variográficas dos atributos sísmicos antes (atributo bruto) e depois da remoção (resíduos). Observa-se que as três metodologias removem as tendências observadas e permitem conservar variações devidas a heterogeneidades geológicas. Para selecionar uma metodologia usa-se um critério local de maior contraste entre elementos arquiteturais (AE). Este critério permite destacar a metodologia de filtragem de baixa frequência. O trabalho realizado utiliza os atributos sísmicos IA e PR validados tanto para os perfis de poços (escala fina) quanto para a o volume inteiro do campo (escala grossa).

2.2 Modelagem geológica

A modelagem geológica visa estudar o ambiente e as condições de sedimentação do reservatório assim como determinar os tipos de rocha presente no sistema estudado. Assim o geólogo interpreta a estrutura, a arquitetura do reservatório e classifica as diferentes fácies

encontradas no reservatório a partir de um conjunto de características quantitativas. Em seguida, as características petrofísicas são interpretadas em cada fácies a fim de determinar o modelo petrofísico usado na simulação de fluxo.

2.2.1 Análise de imagens sísmicas e desenho de elementos arquiteturais (AE)

Como já foi citado, há alguns atributos sísmicos que são usados no processo de modelagem geológica. As variações de contrastes no processo de interpretação permitem destacar regiões a serem interpretadas. De acordo com os conceitos sedimentares, o geólogo delimita espacialmente estas regiões e associa cada uma delas a um elemento constitutivo do sistema deposicional interpretado.

Este trabalho, chamado de rastreamento, é realizado com um software de geomodelagem. Define-se uma série de pontos limites entre as zonas que se tornam em superfícies e, finalmente, em volumes na malha do modelo de simulação. Após a identificação, os volumes definidos são calibrados para satisfazer o conceito deposicional. Assim, por exemplo, num sistema de turbiditos, procura-se índices de presença de canais, leques e outros elementos característicos deste ambiente. Em seguida, cada elemento tem o seu conteúdo rochoso definido.

Dependendo das qualidades, os atributos sísmicos possuem uma componente de ruído mais ou menos impactante. Além disso, a sísmica 3D possui uma resolução espacial limitada (aproximadamente 20m, mas o valor depende de diversos fatores) que não permite alcançar detalhes menores. Qualidade e resolução limitadas introduzem incerteza no rastreamento e no tamanho dos elementos arquiteturais. Esta incerteza influencia diretamente no volume do reservatório, o que exige uma avaliação quantitativa e uma integração do processo de análise de risco dos projetos.

Esta incerteza é integrada de duas maneiras. Primeiramente, modificando a malha do modelo de simulação provocando uma dilatação vertical das camadas de acordo com a amplitude da incerteza. Depois, incluindo ou excluindo as células situadas na fronteira de um elemento. Ademais, é considerada a incerteza estrutural (solução 1) e arquitetural (solução 2). A incerteza sísmica pode ser integrada no processo de análise de riscos (Figura 2-5). Esta avaliação de incerteza pede certa experiência e foi realizada por um geólogo antes de ser integrada no estudo de caso a seguir.

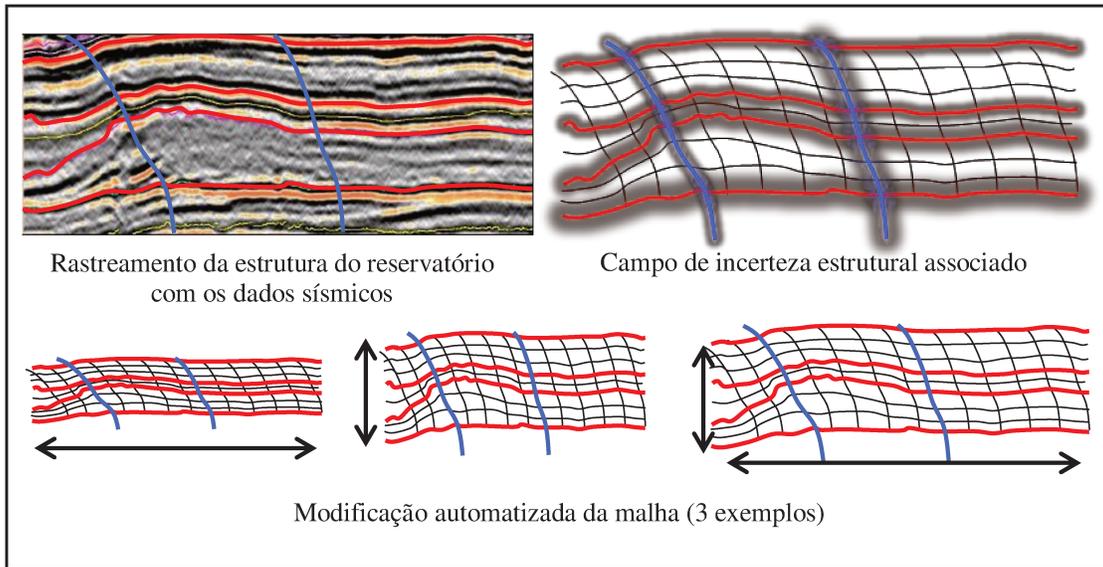


Figura 2-4: Incerteza estrutural determinada a partir da incerteza de rastreamento.

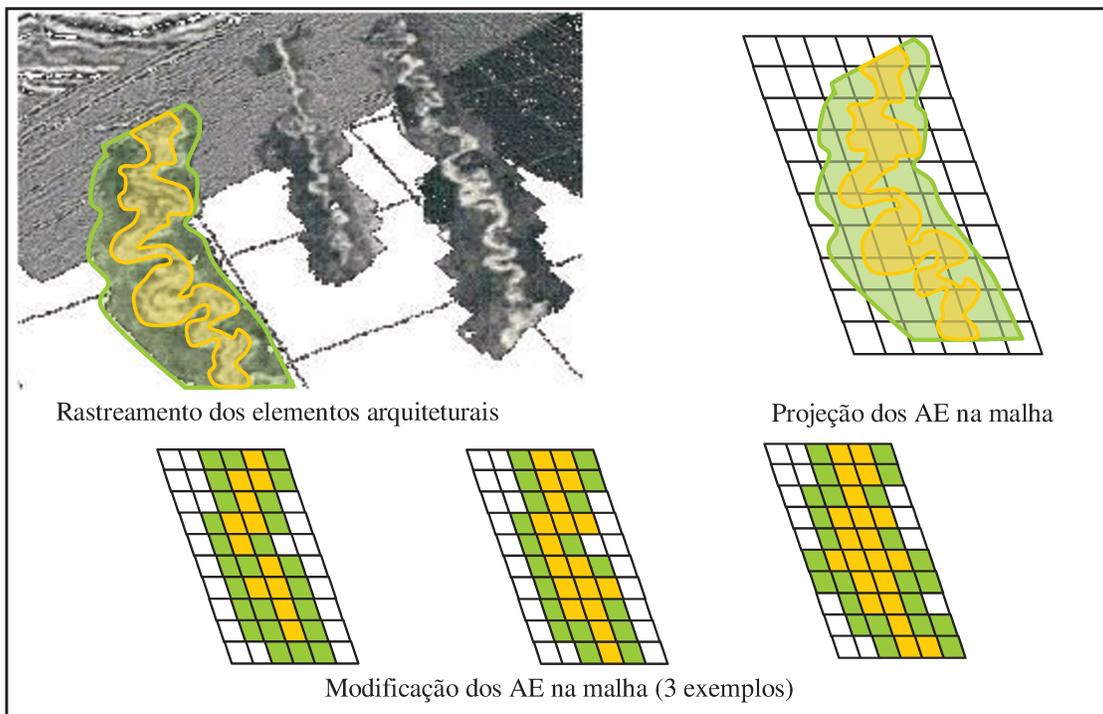


Figura 2-5: Incerteza arquitetural determinada a partir da incerteza de rastreamento.

2.2.2 Modelagem de tipos de rochas (fácies)

Um dos objetivos do estudo geológico de reservatório é obter um modelo de fácies. Para ser validado este modelo, é preciso respeitar as observações de poços e as proporções de fácies

definidas, como também, apreciar os critérios de coerência definidos pelos geólogos. Estes critérios são baseados em observações de afloramentos e na física dos fenômenos de sedimentação.

Primeiramente, as fácies precisam ser classificadas. As amostras extraídas do reservatório são usadas para criar categorias de fácies a partir de características tal como conteúdo arenoso, conteúdo argiloso, tipo de laminação etc. As respostas destas fácies às ferramentas de perfilagem permitem localizar cada uma delas ao longo do poço. Todas as fácies possuem distribuições de propriedades petrofísicas próprias que podem ser usadas na construção do modelo.

De um ponto de vista geofísico, é necessário agrupar estas fácies de acordo com duas condições básicas (Figura 2-6): primeiramente, é preciso que os membros de um mesmo grupo apresentem distribuições de propriedades petrofísicas similares; em seguida, é necessário que os membros de um mesmo grupo ofereçam respostas sísmicas similares. Estas duas condições garantem uma boa diferenciação dos grupos de fácies pelos atributos sísmicos e, assim, tornam possível o uso da sísmica para mapear a presença destes grupos no modelo. O conjunto de dados de fácies usado no estudo de caso seguinte é o resultado de uma interpretação anterior já validada. Uma simplificação deste conjunto, realizada a fim de satisfazer as condições citadas acima, é detalhada no capítulo de aplicações.

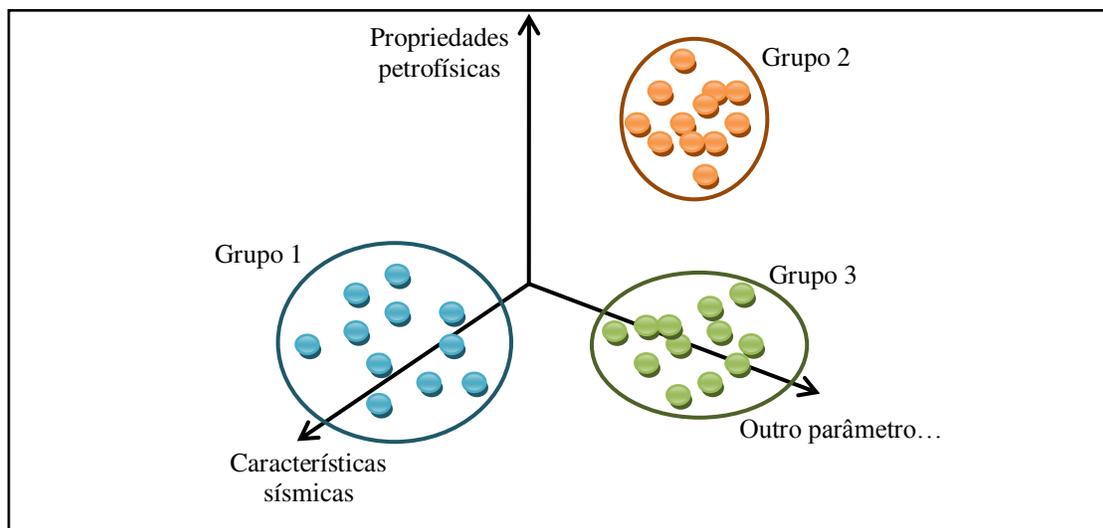


Figura 2-6: Agrupamento de fácies

2.3 Simulação geoestatística de variáveis contínuas

A ocupação do espaço entre poços, na forma digital, é importante, pois esse arcabouço será utilizado na avaliação de volumes e na simulação de fluxo, cujas etapas são indispensáveis na avaliação de projetos de engenharia de petróleo.

Convém destacar que a utilização de métodos estatísticos exclui a necessidade do conhecimento geológico, pois essas ferramentas são apenas instrumentos auxiliares que permitem ao intérprete expressar o grau de incerteza de alguns fenômenos, os quais podem ser tratados de forma probabilística. Baseado nesta informação, pode-se afirmar que os métodos estocásticos são complementos que auxiliam na solução dos problemas, não podendo ser usados como substitutos do conhecimento geológico.

Métodos de simulações de geoestatística devem respeitar algumas condições básicas, tal como o condicionamento que fornece um resultado conforme as observações de poços, a correlação dos dados espacialmente (após ser modelado pelo variograma) e à distribuição da variável, no caso de simulação de variáveis contínuas.

Para atingir resultados de simulações coerentes com os critérios geológicos, várias opções são incluídas nos simuladores. As simulações podem ser realizadas por regiões, por grupos de fácies de características idênticas. É possível usar variogramas não estacionários que reproduzem a dinâmica de deposição dos sedimentos e as características dimensionais dos corpos geológicos.

2.3.1 Análise de dados

A análise de dados é uma componente essencial da estatística. Ela consiste em estudar as relações que existem entre diferentes amostras de um grupo e a modelar estas relações de forma parametrizada. No caso da estatística todas as amostras são estudadas como sendo independente uma da outra. No caso da geoestatística, é preciso diferenciar grupos de dados e dados independentes. A partir de um número inicial de amostras e do posicionamento geográfico destes, se determina um número equivalente ao de dados independentes. Esta noção é detalhada na parte de revisão bibliográfica. Esta análise permite quantificar a uma porção importante das incertezas existentes no campo, por isso representa uma parte importante do tempo consagrado a este trabalho.

2.3.1.1 Análise univariada

A análise univariada consiste em descrever a distribuição de uma população de amostras sob forma de histograma (Figura 2-7). Para ser reproduzida na simulação, esta distribuição precisa ser modelada por certas distribuições paramétricas determinadas (normal, lognormal etc.).

Vale ressaltar que existe uma incerteza nos parâmetros da distribuição associada à variável estudada. A incerteza associada à média m da distribuição depende do número de dados n e do desvio padrão da distribuição σ , Esta última varia no intervalo $\pm 2 \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$.

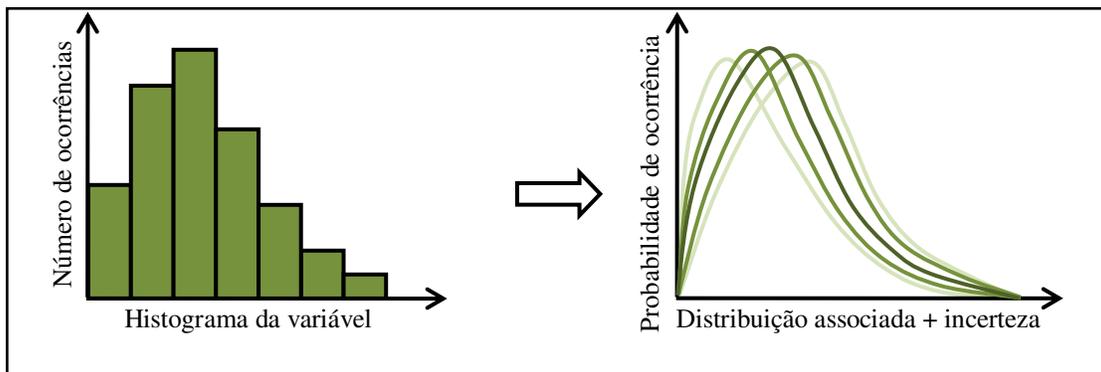


Figura 2-7: Análise univariada.

- **Equacionamento básico:**

Valores: $z_1, z_2, \dots, z_i, \dots, z_n$

Média:
$$m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i$$
 Equação 2.4

Variância:
$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (z_i - m)^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i^2 - m^2$$
 Equação 2.5

Desvio padrão:
$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$$
 Equação 2.6

- **Dispersão de v dentro de V**

$$S^2(v|V) = \frac{1}{N} \sum_i (z(v_i) - z(V))^2$$
 Equação 2.7

2.3.1.2 Análise Variográfica

A análise variográfica visa conhecer a autocorrelação espacial de uma variável em função da distância entre dois pontos. Para estudar este aspecto de variação espacial, a análise variográfica propõe avaliar a média das diferenças entre pontos situados à mesma distância. As distâncias e as diferenças entre todos os casais de dados são medidos e classificados. A média de cada classe é calculada e é representada no eixo vertical do variograma enquanto o seu eixo horizontal apresenta as classes de distância.

Na Figura 2-8, o variograma é definido em duas dimensões, cada uma possuindo uma amplitude. Na esquerda, um variograma bidimensional definido por um patamar e duas amplitudes. Na direita, a representação da elipse de amplitude no mapa da variável estudada.

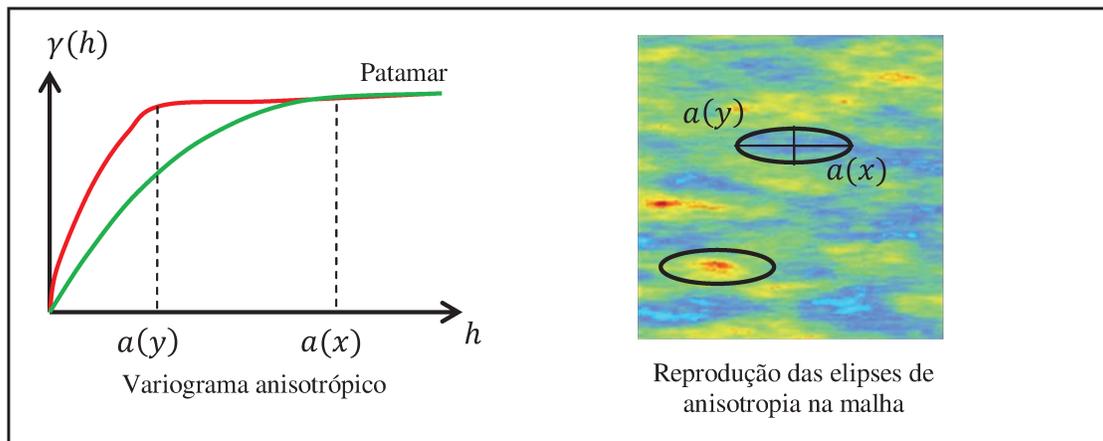


Figura 2-8: Variograma anisotrópico. Fonte: ENSMP, curso de geoestatística do prof. CHILES, J.P. (2005)

O variograma é caracterizado por dois parâmetros principais: a distância de afastamento máximo (patamar), no qual a média das diferenças (amplitude) se estabiliza. Três modelos clássicos de variograma existem: esférico, exponencial, Gaussiano (**Error! Reference source not found.**). Estes modelos parametrizados servem para modelar o variograma experimental obtido a partir das observações descritas no parágrafo anterior e podem ser usados para reproduzir a variografia durante as simulações geoestatísticas.

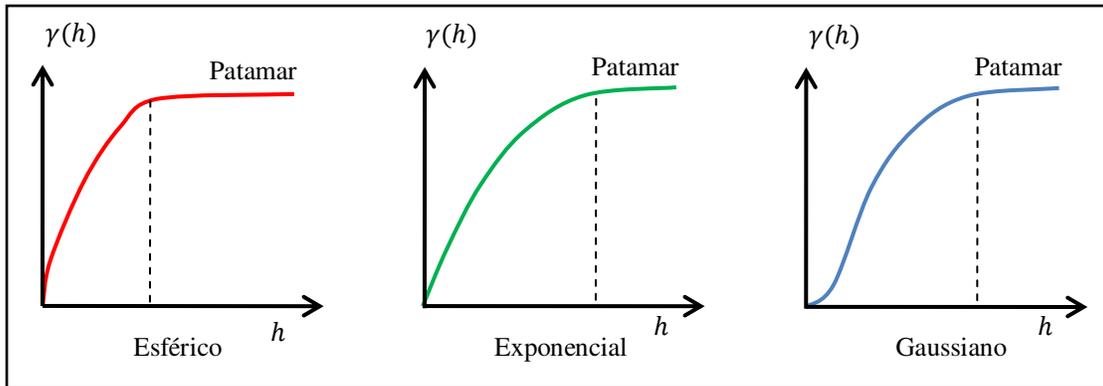


Figura 2-9: Três tipos de variograma paramétricos.

- **Equacionamento:**

1. Variograma experimental:

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2 \cdot n(h)} \sum_{i=1}^{n(h)} (z(x_i + h) - z(x_i))^2 \quad \text{Equação 2.8}$$

2. Variograma esférico

$$\gamma(h) = C \left(1.5 \cdot \frac{h}{a} - 0.5 \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right) \text{ caso } 0 < h < a$$

$$\gamma(h) = C \text{ caso } h \geq a \quad \text{Equação 2.9}$$

3. Variograma exponencial

$$\gamma(h) = C \left(1 - \exp \left(-3 \cdot \frac{h}{a} \right) \right) \quad \text{Equação 2.10}$$

4. Variograma Gaussiano

$$\gamma(h) = C \left(1 - \exp \left(-3 \cdot \left(\frac{h}{a} \right)^2 \right) \right) \quad \text{Equação 2.11}$$

2.3.1.3 Análise bivariada

A análise bivariada visa buscar as relações existentes entre duas variáveis (Figura 2-10). Ela fornece o coeficiente de correlação da regressão linear entre as duas variáveis estudadas que pode ser reproduzido pela simulação geoestatística. Esta análise permite determinar a melhor

maneira de simular uma série de variáveis interdependentes conservando as relações chaves entre elas.

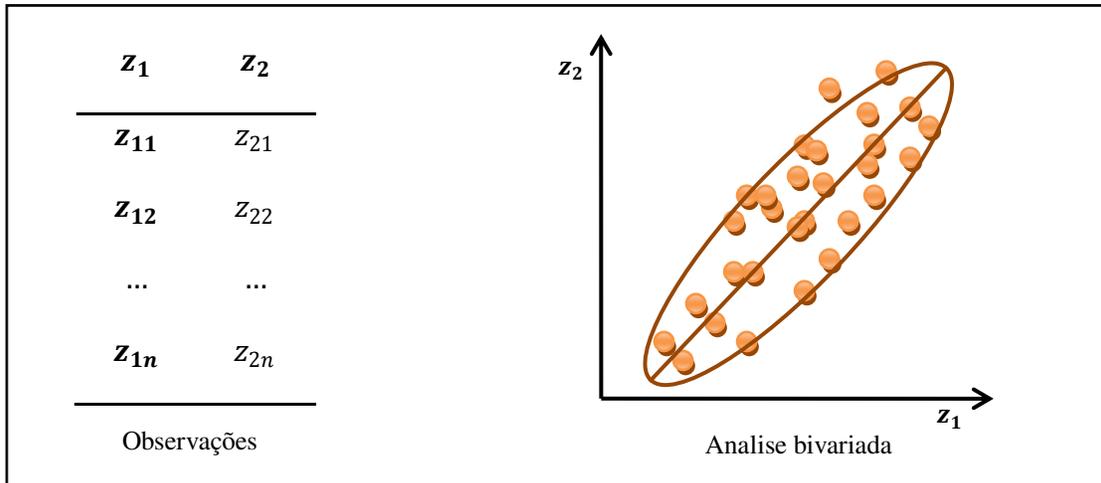


Figura 2-10: Análise bivariada.

- **Equacionamento:**

Variáveis z_1 e z_2

Médias: $m_1 = E(z_1)$ e $m_2 = E(z_2)$ Equação 2.12

Variâncias: σ_1^2 e σ_2^2 Equação 2.13

Desvios
padrões: σ_1 e σ_2 Equação 2.14

Covariância: $C_{12} = \text{cov}(z_1, z_2) = E((z_1 - m_1)(z_2 - m_2))$
 $= \dots = E(z_1 z_2) - m_1 m_2$ Equação 2.15

Coefficiente de
correlação: $-1 \leq \rho = \frac{C_{12}}{\sigma_1 \sigma_2} \leq 1$ Equação 2.16

2.3.2 Simulação Gaussiana sequencial e co-simulação

Vários métodos geoestatísticos permitem gerar funções aleatórias. As referências bibliográficas mais comuns são Deutsch & Journel (1992), Srivastava (1994), Koltermann & Gorelick (1996), Anderson (1997), Goovaerts (1997) e de Marsily et al. (1998), que apresentam

varias técnicas de simulação estocásticas. Entre estas técnicas é possível distinguir as Gaussianas e as não-Gaussianas.

As aproximações Gaussianas produzem imagens de uma variável contínua de lei de distribuição Gaussiana, todas possuindo a mesma esperança, a mesma variância e a mesma função de variograma. Os algoritmos mais usados são aqueles das bandas girantes (Matheron, 1973; Mantagolou & Wilson, 1982), dos métodos espectrais (Gutjahr, 1989), do método de decomposição LU de Cholesky (Clifton & Neuman, 1982) e do método de simulação Gaussiana sequencial (Gomes-Hernandez & Journel, 1993). As aproximações não-Gaussianas produzem imagens, cuja variável não segue uma lei de distribuição Gaussiana. Estes métodos agrupam, entre outros, os métodos de simulação de indicatriz (SIS) (Journel & Alabert, 1989, 1990; Gómez-Hernandez & Srivastava, 1990; Journel & Gómez-Hernandez, 1993), a aproximação booleana (Haldorsen & Chang, 1986) e o método das cadeias de Markov (Doveton, 1994). Destas metodologias, somente a simulação Gaussiana sequencial é detalhada neste documento.

2.3.2.1 Simulação Gaussiana sequencial (SGS)

Neste algoritmo, um valor aleatório é atribuído a cada célula que não possui dado experimental, definindo uma ordem aleatória para todas as células da malha. Para cada célula, a função de densidade de probabilidade (*fdp*) é estimada baseada em um número de dados condicionantes vizinhos (dados iniciais e dados simulados precedentemente). Um valor aleatório desta *fdp* é atribuído estabelecendo uma continuidade espacial. O SGS é flexível e várias técnicas de estimação da *fdp* podem ser utilizadas. A SGS utiliza o *kriging* para estimar a média e o desvio padrão da *fdp* supondo que a distribuição é Gaussiana. Se as realizações múltiplas são desejadas, o algoritmo precedente é reiterado considerando uma ordem aleatória diferente para cada realização.

O algoritmo de SGS permite condicionar a simulação para respeitar os dados experimentais observados (Figura 2-11). Ele permite também usar uma variável secundária para definir a tendência da variável; neste caso se fala de co-simulação de variável. O valor aleatório da *fdp* neste caso é selecionado de modo aleatório respeitando a correlação que existe entre a variável simulada e a variável secundária. O resultado da co-simulação restabelece a correlação observada entre as duas variáveis.

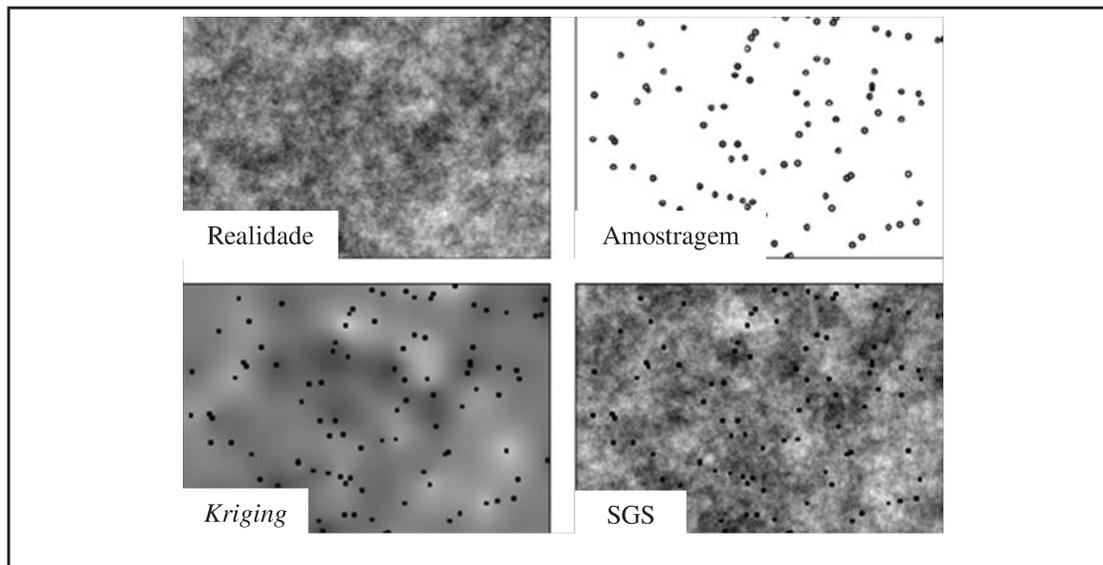


Figura 2-11: Simulação Gaussiana Sequencial. Fonte: ENSMP, curso de geoestatística do prof. CHILES, J.P. (2005)

2.4 Simulação geoestatística de fácies

Da mesma maneira que uma variável contínua, uma variável categórica pode ser distribuída no espaço inteiro a partir de amostras representativas e do conhecimento da correlação espacial destas. Para reproduzir a distribuição da variável simulada, a primeira etapa chave é a análise rigorosa dos dados disponíveis que vão fornecer dois tipos de informação: a distribuição das proporções da variável no volume estudado e a correlação espacial desta distribuição.

2.4.1 Simulação Gaussiana truncada

A simulação Gaussiana truncada é um método estocástico que permite repartir uma variável categórica, como fácies geológicas, no espaço. Para isso, deve-se informar as proporções de cada fácies que fornecem indiretamente os coeficientes de truncamento de um campo Gaussiano centrado normalizado e estacionário (Figura 2-12, Figura 2-13).

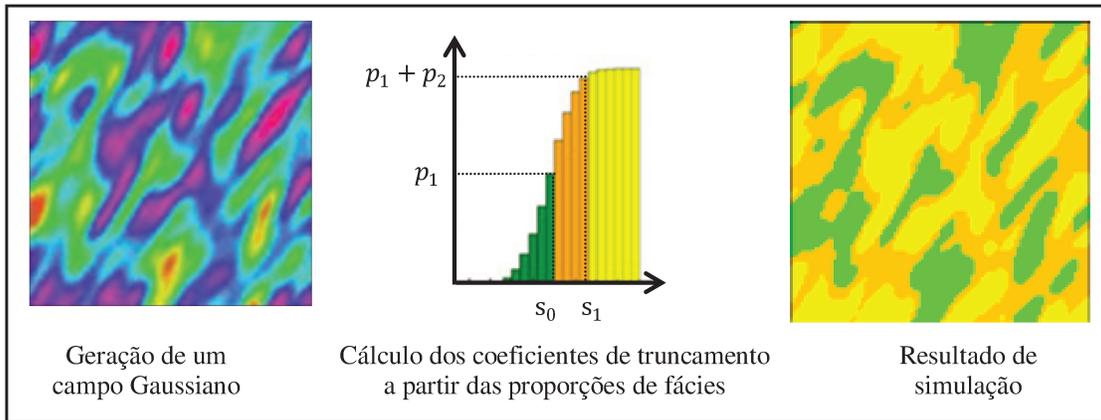


Figura 2-12: Princípio da Simulação Gaussiana Truncada. Fonte: ENSMP, curso de geoestatística do prof. CHILES, J.P. (2005)

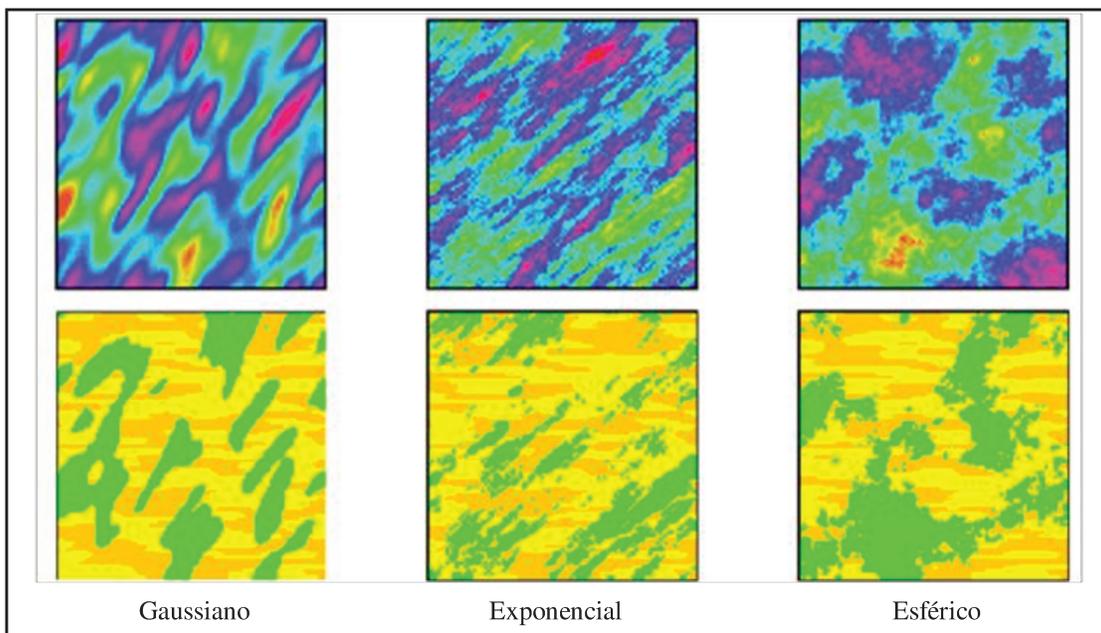


Figura 2-13: Simulação Gaussiana Truncada para diferentes tipos de variograma. Fonte: ENSMP, curso de geoestatística do prof. CHILES, J.P. (2005)

Primeiramente, o campo Gaussiano é gerado no espaço inteiro. Ele é espacialmente correlato com o variograma definido pela análise variográfica. Em seguida, este campo aleatório é truncado de acordo com os coeficientes de truncamento, definidos a partir das proporções de fácies. Assim, este método garante o respeito das proporções e da variografia.

- **Cálculo dos coeficientes de truncamento:**

$$p_1 = G^{-1}(s_0)$$

Equação 2.17

$$p_1 + p_2 = G^{-1}(s_1)$$

Equação 2.18

2.4.2 Cubo de proporções de fácies

O cubo de proporções representa a probabilidade de existência das fácies em cada ponto do modelo. Uma proporção é definida para cada fácies modelada e a soma das proporções deve ser unitária para respeitar as condições probabilísticas. Esta proporção é diretamente usada pela simulação geoestatística que determina, de forma estocástica, uma fácies entre todas as fácies modeladas.

A construção de cubos de proporções pode ser feita de vários modos, em geral por um elemento arquitetural. Em seguida apresenta-se alguns modos de obtenção de cubos do mais simples aos mais complexos (Figura 2-14). Esta construção é a área de concentração principal do estudo de caso a seguir.

Um primeiro modo de obtenção é determinar uma proporção constante baseada em observações de poços para o modelo inteiro. Este método não oferece um controle suficiente da repartição das fácies, ele é pouco usado porque não representa sempre os conceitos deposicionais que regem os sistemas.

Um segundo modo consiste em determinar uma proporção constante por camada baseando-se, mais uma vez, em observações dos poços. Este método já introduz uma variabilidade vertical no modelo em comparação ao precedente, mas ele integra conceitos deposicionais apenas se o poço não possuir viés.

O terceiro método usa o resultado precedente e integra uma componente suplementar. O princípio é respeitar as proporções de fácies globais observadas, como também, respeitar os conceitos de sedimentação. Para isso, são introduzidas variações na curva inicial, adaptando a proporção de fácies ao conceito sedimentar verticalmente e define-se o que se chama de curvas de proporções verticais (VPC).

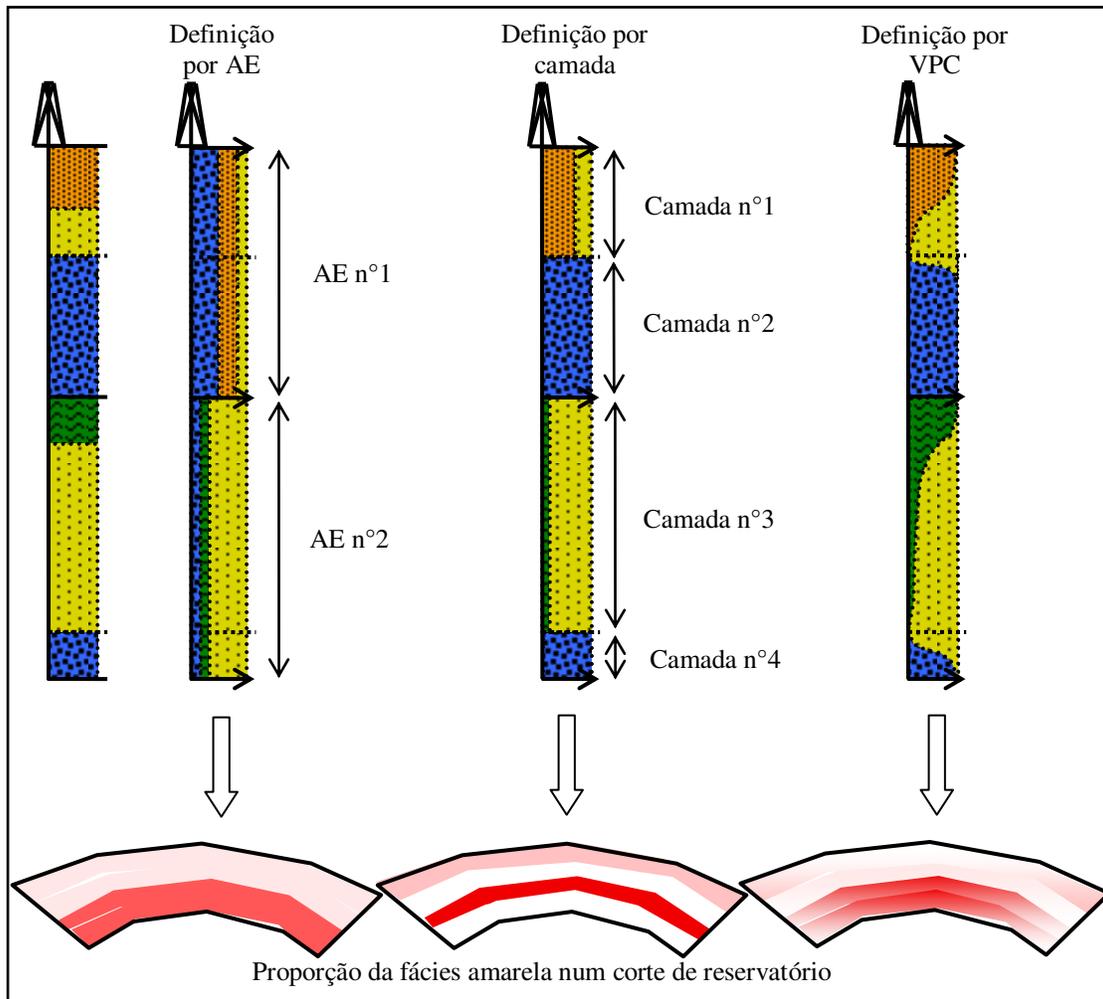


Figura 2-14: Definição de proporção de fácies.

Os conceitos sedimentares são tridimensionais e, para ser completamente integrados, Labourdette (2007) define uma metodologia, visando combinar as curvas de proporções verticais precedentes e mapas de proporções de fácies definindo as variações horizontais que existem.

Os métodos apresentados anteriormente são métodos clássicos usados continuamente na indústria de petróleo, porém métodos experimentais existem, tal como a extração de proporções a partir de dados sísmicos, que enriquecem a definição de cubos de proporções. Dependendo do grau de detalhamento desejado, a complexidade dos métodos cresce. A seleção do método deve considerar estes dois aspectos de acordo com o tempo disponível para o estudo geológico. O condicionamento com atributos sísmicos é realizado baseando-se num método experimental detalhado no capítulo de metodologia.

2.4.3 Noções de probabilidades

Em matemática, a função densidade de probabilidade é uma função utilizada para representar a distribuição de probabilidade caso a variável aleatória seja contínua. Utiliza, para esses efeitos, a integral.

Especificamente, se uma variável aleatória tem densidade dada por $f(x)$, então, intuitivamente, o intervalo infinitesimal $[x, x + dx]$ tem probabilidade $f(x)dx$.

Formalmente, uma variável aleatória contínua tem densidade $f(x)$ se f é uma função não-negativa integrável à Lebesgue tal que a probabilidade no intervalo $[a, b]$ é dada por

$$\int_a^b f(x)dx \quad \text{Equação 2.19}$$

quaisquer que sejam a e b , e a probabilidade de todo o espaço amostral é 1:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x)dx = 1 \quad \text{Equação 2.20}$$

A função distribuição acumulada (cdf) é a integral da densidade:

$$\int_{-\infty}^x f(y)dy \quad \text{Equação 2.21}$$

2.4.4 Anamorfose de distribuições estatísticas

A anamorfose de distribuição estatística é uma metodologia de transformação de uma variável u por deformação da sua distribuição estatística. A função de densidade acumulada $cdf(u)$ monótona permite associar a cada observação um valor u' único, situado numa distribuição $cdf(u')$. Ela é apresentada na Figura 2-15.

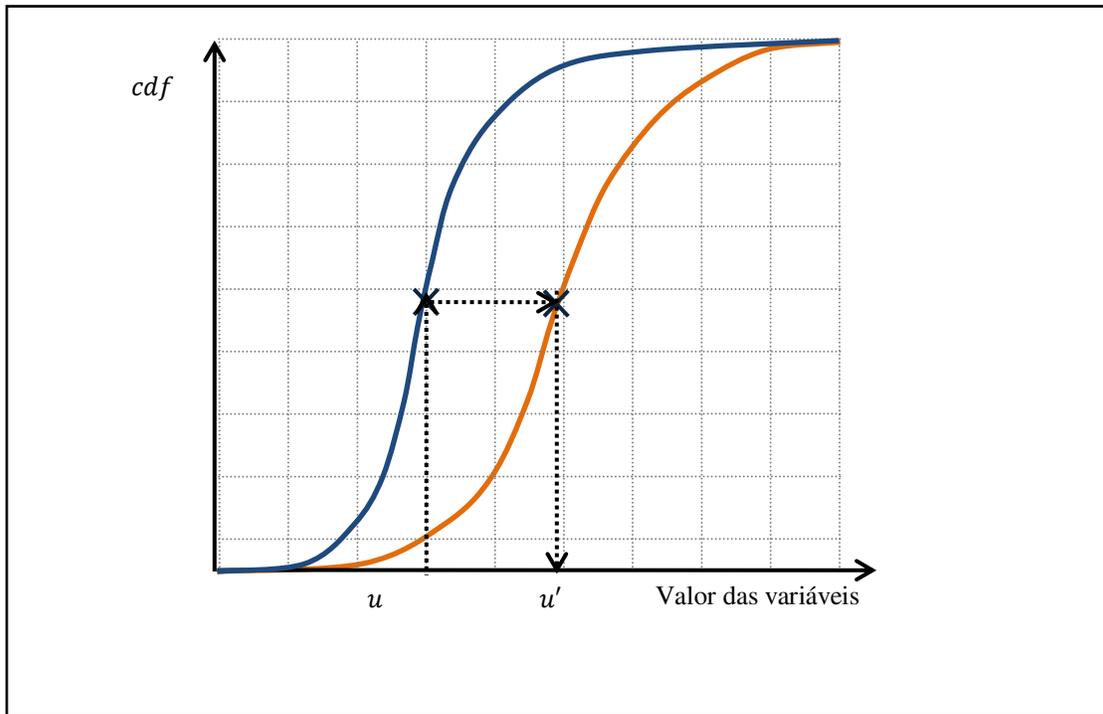


Figura 2-15: Anamorfose de distribuição estatística.

$$\forall u, \exists u', cdf(u) = cdf(u')$$

Equação 2.22

2.5 Modelagem petroelástica (MPE)

2.5.1 Introdução

O objetivo do modelo petroelástico é de determinar as principais dependências entre os parâmetros petrofísicos da rocha (porosidade, saturação etc.), de uma maneira que eles influenciem a elasticidade: velocidade das ondas de compressão (V_p), cisalhantes (V_s) e densidade da rocha (R_{hob}). Os parâmetros elásticos são particularmente sensíveis a:

- Porosidade (volume, conectividade);
- Conteúdo fluido;
- Mineralogia (partes argilosas, diagênese);
- Pressão e temperatura;
- Textura do mineral (disposição dos grãos, distribuição de porosidade);

- Fraturamento, banda passante da sísmica.

Este modelo é usado para controlar a qualidade da inversão sísmica no poço, cujas características elásticas e as características petrofísicas são conhecidas. Neste caso, ele é usado como uma forma de validar a inversão sísmica. Ele pode também ser usado para avaliar a qualidade da simulação geoestatística, que simulou os parâmetros petrofísicos longe do poço. Assim, podem ser comparados os parâmetros elásticos deduzidos do MPE e os parâmetros sísmicos da inversão sísmica.

O MPE precisa ser validado. Para isso, ele é construído a partir dos dados de poços, que é o lugar do reservatório onde são conhecidos os dados petrofísicos e os parâmetros elásticos que o MPE visa deduzir. O objetivo da construção é de ajustar as equações do MPE para obter um erro mínimo entre o resultado das equações e os parâmetros elásticos deduzidos da inversão sísmica.

Segundo Naud (2009), esta validação deve considerar a escala de observação. Várias escalas devem ser analisadas, como: a escala da amostra (microscópica) até a escala sísmica (quilométrica) passando pela escala do perfil de poço (centimétrica) e geológica (métrica). O MPE Utilizado no caso de estudo a seguir é fornecido e considerado válido.

Capítulo 3: Revisão Bibliográfica

Este capítulo se divide em duas partes que oferecem uma visão geral da integração sísmica na caracterização de reservatórios e da combinação de fontes de dados de origens diferentes. Em um primeiro momento, é apresentado o estado da arte em extração de informação geológica a partir de dados sísmicos; o objetivo é descrever as metodologias já desenvolvidas e demonstrar a influência destas neste trabalho. Estas metodologias visam deduzir proporções ou tipos de rochas a partir de atributos sísmicos. Em um segundo momento, o foco é a exposição dos modos de combinação de dados de diversas origens, possuindo dimensões, qualidades e pesos diferentes. Também será descrito o impacto presumido destas combinações na análise de incertezas.

3.1 Extração de informação geológica a partir de dados sísmicos

Os atributos sísmicos carregam informações geológicas que não são de acesso fácil. Os atributos sísmicos são influenciados por vários parâmetros que criam, por um lado, um ruído correlato e possuem, por outro lado, uma componente não correlata que corresponde a artefatos. A extração de informação geológica baseia-se no uso de dados sísmicos processados cujo ruído não correlato é minimizado. O sinal sísmico é processado de forma a deixar a informação geológica aparecer como uma componente independente. Assim, torna-se possível associar sinal sísmico e informações geológicas.

Já Tjølsen (1995) repara uma forte similaridade entre a impedância acústica e as rochas reservatório ricas em arenito. No entanto, ele reconhece a necessidade de simulação estocástica dos tipos de rocha de modo a superar os problemas de resolução que possuem os dados sísmicos. Ele também antecipa os problemas de escala entre os dados de poço e os dados sísmicos, o que o leva a usar um método de simulação não condicionada aos dados de poços. A fim de condicionar o modelo geológico aos dados sísmicos, ele define um limite na impedância a cima do qual ele considera uma proporção de argila superior a um patamar determinado. O uso deste método de condicionamento simplificado já modifica significativamente as previsões de produção.

Jordan (1996) apresenta um caso de estudo no qual desenvolve uma metodologia de integração estocástica em dois passos a fim de modelar as heterogeneidades de um capo de águas profundas. No primeiro passo, ele utiliza uma metodologia geoestatística de indicação de fácies derivado das amplitudes sísmicas. O conceito de pseudo poço é integrado de modo a condicionar as realizações estocásticas. No segundo passo, amostras de poço foram utilizadas a fim de determinar as heterogeneidades de escala fina.

Beucher (1999) propõem uma integração de informação sísmica numa simulação estocástica de fácies de alta resolução. A simulação é baseada numa aproximação Gaussiana não estacionária. Neste contexto, uma matriz em 3D de proporções de fácies é construída. Ela é estimada a partir de ambos os poços e proporções derivadas da sísmica. Os atributos são previamente convertidos em estimativa relativa de proporção de fácies podendo ser calibrada por diferentes técnicas estocásticas.

Pelgrain de Lestang (2002) descreve como o modelo geoestatístico pode ser construído por integração de toda a informação gerada nas disciplinas individuais, geofísica, petrofísica, sedimentologia, estratigrafia e engenharia de reservatórios. A aproximação garante uma consistência interna do estudo de reservatório e proporciona um modelo robusto para mudança de escala na fase seguinte de simulação. A informação contida no modelo geológico 3D também pode ser aproximada e exportada para um algoritmo convencional de mapeamento, fornecendo mapas consistentes de propriedades tal como espessura porosa, porosidade, permeabilidade.

A teoria da decisão de Bayes pode ser usada para acessar o grau de incerteza e os custos potenciais no processo de tomada de decisão. Teixeira (2004) utiliza a teoria da decisão e desenvolve uma metodologia de avaliação das fácies e da saturação de fluido integrando diversas

fontes de dados como perfis de poços, e atributos sísmicos derivados de uma inversão sísmica elástica. O comportamento das fácies dependendo dos atributos sísmicos é determinado usando funções de probabilidade acumuladas (*cdf*), determinando assim um mapa mais provável de fácies.

Duas formas de informação geológica se destacam. A geologia pode ser descrita diretamente a partir dos dados sísmicos, o que significa que o sinal sísmico permite inferir o tipo de rocha encontrado. Este caso é geralmente limitado a dados sísmicos de qualidade extremamente boa e não se pode integrar muitos tipos de rocha. Por outro lado, a informação geológica pode ser integrada sob a forma de proporções de fácies (Figura 3-1). Isto possibilita que os dados sísmicos apresentem respostas idênticas para diferentes fácies e também permite que uma mesma fácies ofereça respostas sísmicas diferentes. Definindo proporções de fácies que correspondem a uma resposta sísmica definida, é possível considerar a não unicidade do sinal sísmico para definição de fácies. Em seguida, as proporções de fácies são usadas em simulações de algoritmos conhecidos tal como a simulação Gaussiana trucada, descrita anteriormente.

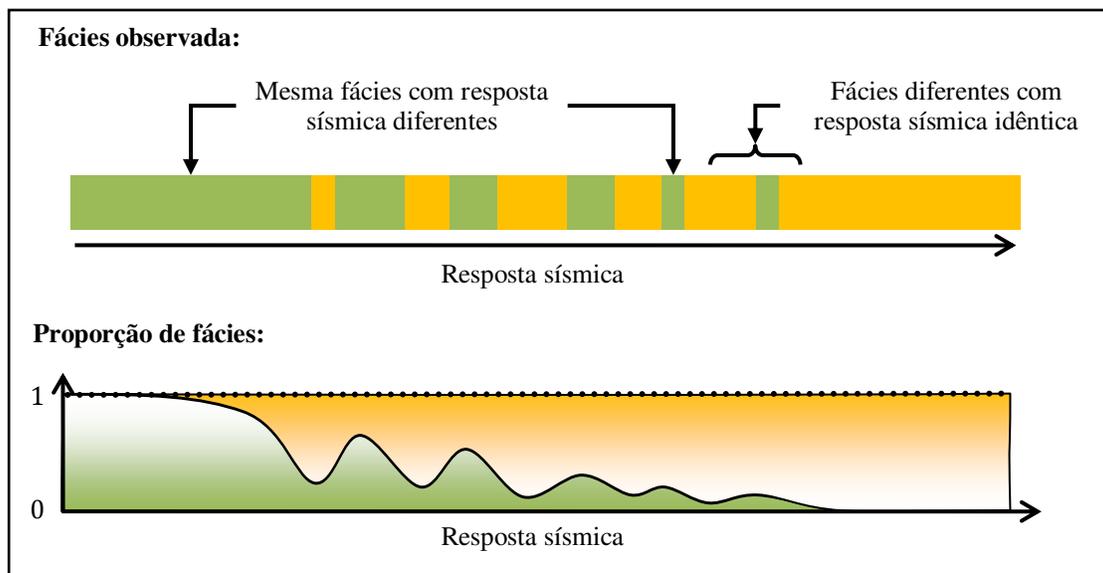


Figura 3-1: Proporção de fácies em função da resposta sísmica.

Johann et al. (1997) apresentam a extração de informação geológica a partir de dados sísmicos como uma arte delicada. O resultado da inversão sísmica, sendo relativo, precisa ser calibrado de forma a ser usada quantitativamente. Johann (1997) divide a apresentação de uma metodologia em dois tempos: (1) uma transformação da informação sísmica em informação

geológica média a partir dos dados de poço, (2) uma estimacão da informao geológica no modelo inteiro.

O objetivo de Johann (1997)  de analisar a morfologia dos traços sísmicos após a inversão sísmica e interpretao das unidades estratigráficas na escala do reservatório. Ele define assim, padrões de traços sísmicos que se associam, numa primeira aproximao estacionária, com tipos de rochas definidos e, numa segunda aproximao não estacionária, com curvas de proporções verticais. Em seguida, percorrendo os traços sísmicos no modelo inteiro, se reconhecem traços padrões e se deduz as curvas de proporções verticais associadas (Figura 3-2). Estas curvas são usadas para a simulao geoestatística de fácies.

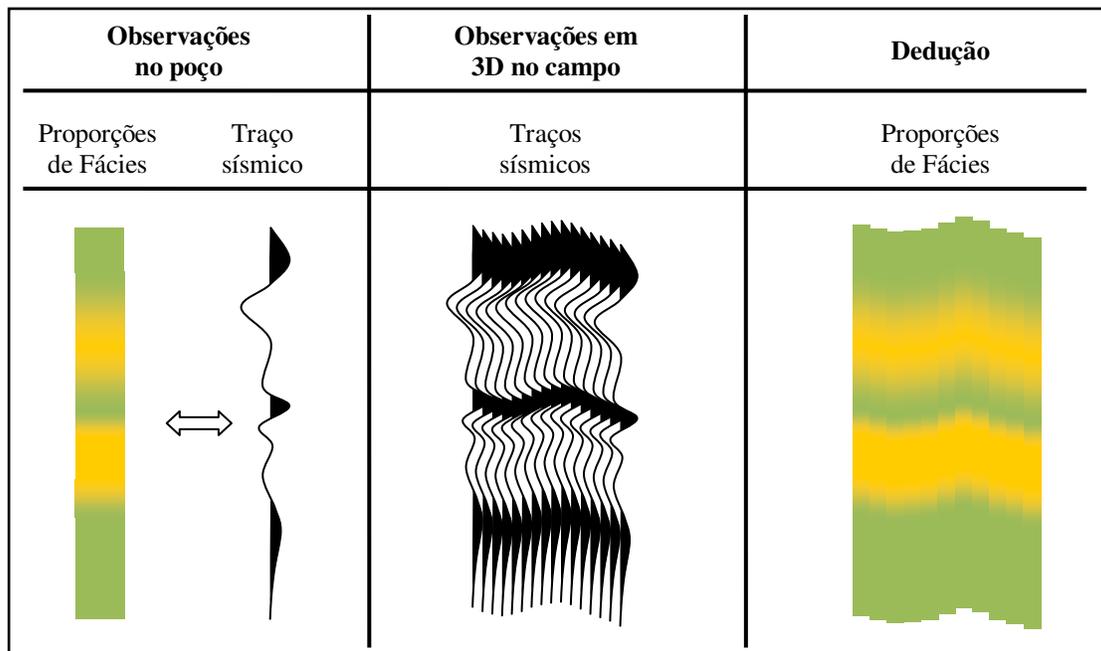


Figura 3-2: Associao de traço sísmico e de proporção de fácies.

Com esta metodologia, consegue-se extrair uma informao geológica e definir um modelo refletindo as heterogeneidades encontradas nos reservatórios. São definidas as bases da extrao de informao de dados sísmicos: calibrao do conjunto de dados sísmicos padrão, associao de resposta sísmica e informao geológica (fácies ou proporção de fácies).

Barens et al. (2004) introduzem o uso de dois atributos sísmicos, a impedância acústica (IA) e o cisalhamento (IS). De fato, estes atributos sísmicos são carregados de informações complementares para a caracterizao de fácies geológicas. Barens et al. (2004) descreve uma metodologia em duas etapas que transforma os dados sísmicos em proporções de fácies.

A partir de um conjunto de dados de treinamento extraído dos poços (IA, IS, fácies), o primeiro passo consiste em exibir um *crossplot* dos atributos sísmicos. Cada par (IA, IS) é identificado pela fácies associada. Em seguida, são definidas no *crossplot*, regiões de fácies geológicas dominantes chamadas de fácies sísmicas. Por associação, todos os pontos do modelo, de IA e IS conhecidos, recebem uma fácies sísmica correspondente no *crossplot* (Figura 3-3). O segundo passo consiste em avaliar as proporções de fácies geológicas presentes em cada fácies sísmica. Uma vez que esta avaliação é feita, obtém-se um mapa de proporções de fácies que pode ser usada para uma simulação geoestatística.

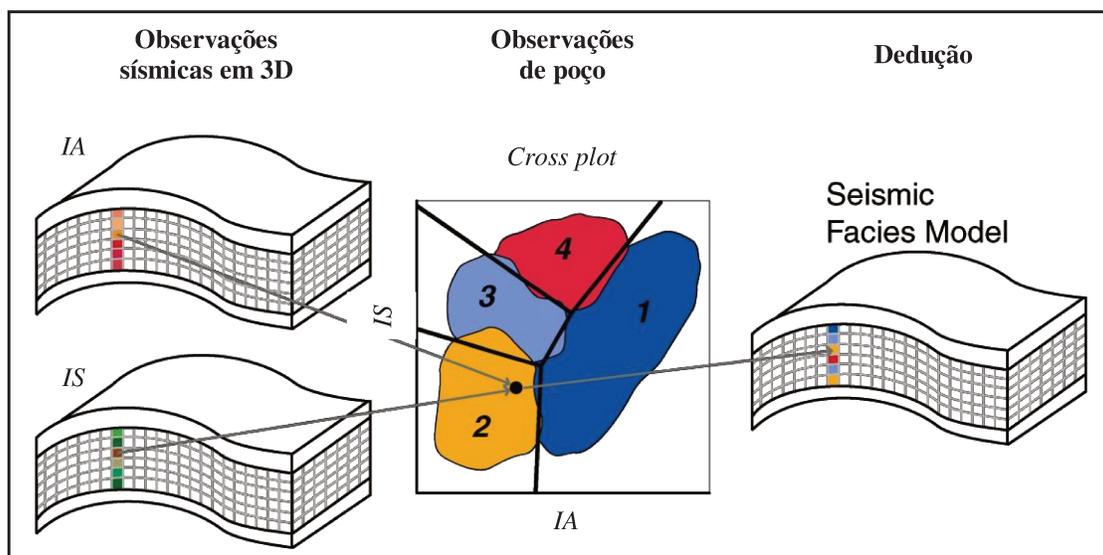


Figura 3-3: Associação de fácies multi-atributos. Fonte: Barends et al. (2004).

Barends et al. (2004) mostram as vantagens do uso de atributos sísmicos complementares. Consegue-se extrair uma informação mais detalhada aumentando a segregação de fácies geológicas. Além disso, eles introduzem a noção de cálculo de proporções de fácies a partir do conjunto de dados de treinamento. Este ponto é discutido em seguida.

Lerat et al. (2007) apresentam uma metodologia para definir um modelo geológico condicionado a dados sísmicos. Ele usa a técnica de extração de proporções de fácies apresentada por Barends et al. (2004) associando fácies sísmicas a atributos sísmicos. Desta forma, um objetivo é alcançado graças à integração de correções dos atributos sísmicos no modelo. Esta publicação relata a influência que as falhas podem ter nos atributos sísmicos nas suas vizinhanças. Modificando os seus valores e, conseqüentemente, as fácies associadas, o autor restabelece a continuidade de um lado ao outro da falha.

Biver et al. (2008) aprofunda a ideia desenvolvida por Barends. Usando dois atributos sísmicos, aqueles apresentam uma metodologia de suavização de *crossplot* por núcleo que permite obter proporções de fácies a partir do conjunto de treinamento. Ele propõe também um acesso direto às incertezas de proporções de fácies.

A suavização de *crossplot* é uma técnica de contagem de amostras por região. De maneira clássica, o *crossplot* é dividido em intervalos regulares. Cada fácies presente neste intervalo é contada e a proporção de fácies por intervalo é calculada, dividindo a soma das fácies encontradas pela soma de todas as amostras presentes no intervalo (Figura 3-4).

Para evitar alguns efeitos provocados pela falta de amostra, Biver sugere o uso de suavização por núcleo (Figura 3-5, Figura 3-6). Cada amostra (IA, IS, Fácies) é substituída por um núcleo de tamanho controlável que permite espalhar a área de influência de uma amostra. Este aumenta muito a definição das regiões pouco representadas pelas amostras, em geral nas bordas do *crossplot*, zona de resposta de fácies bem definidas.

Além disso, Biver introduz o cálculo do número equivalente de dados independentes (*nedi*), que representa a incerteza existente devido à amostragem do conjunto de dados. Este *nedi* é decorrente do uso de núcleos. Após o cálculo das proporções de fácies e do *nedi* em cada ponto do *crossplot*, o modelo de reservatório possui em cada célula, um vetor de proporções de fácies, como também, um *nedi* refletindo o grau de incerteza existente nessa proporção.

Biver apresenta em seu trabalho uma metodologia rigorosa de obtenção de proporções de fácies a partir da sísmica. Ele consegue também extrair do conjunto de treinamento uma avaliação de incerteza, que pode ser usada pelos algoritmos de simulação de fácies.

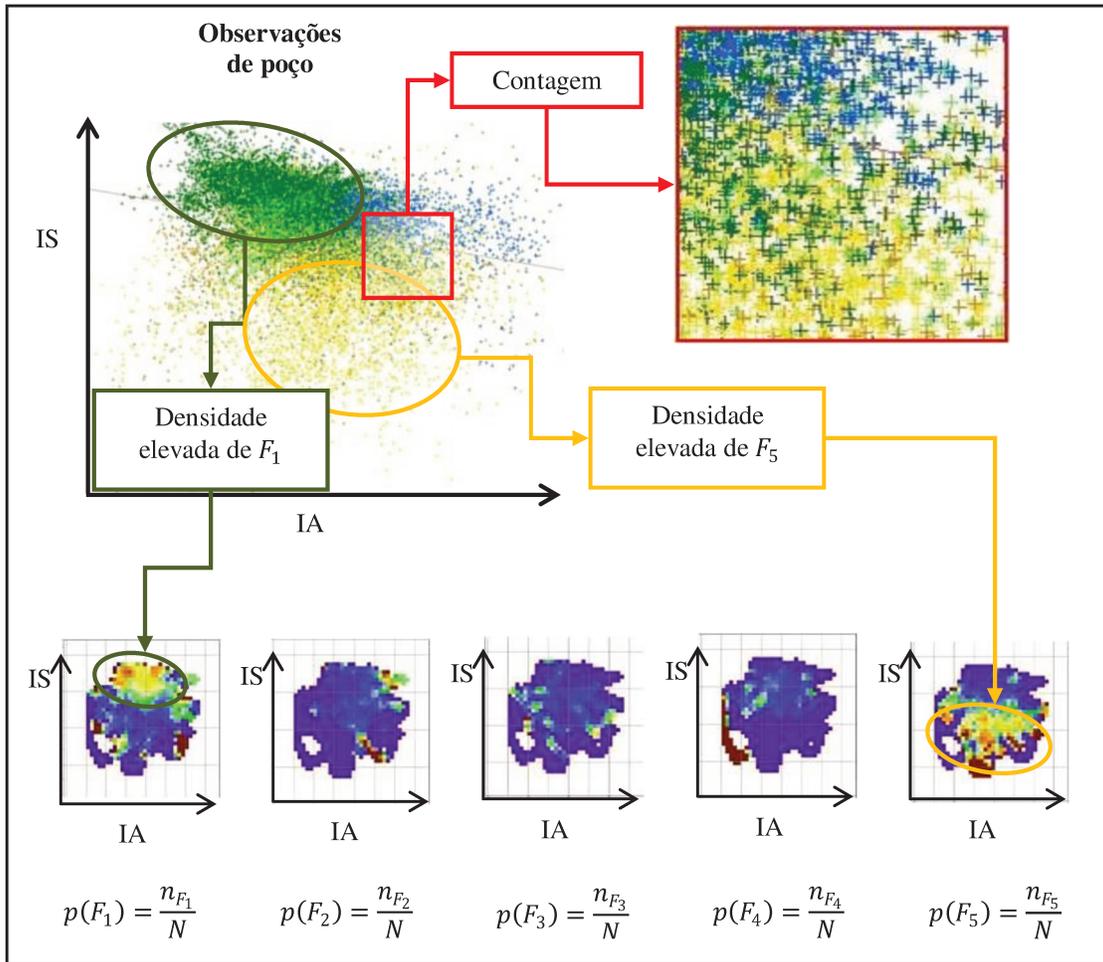


Figura 3-4: Suavização clássica de crossplot (exemplo para cinco fácies). Fonte: Total SA

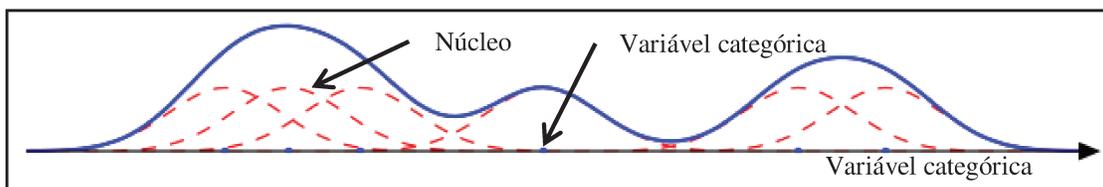


Figura 3-5: Suavização por núcleo.

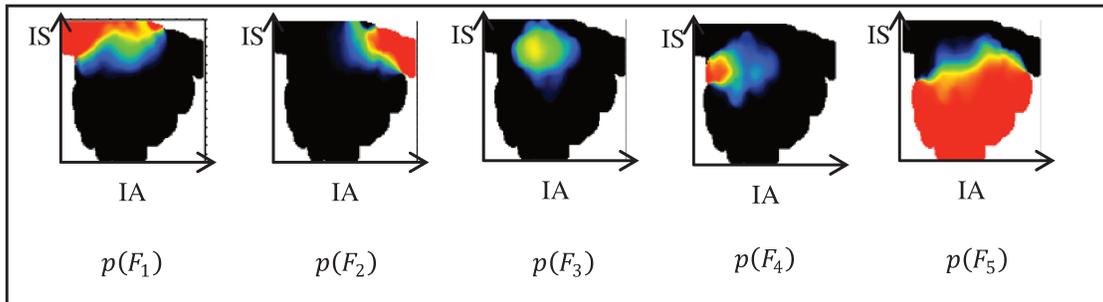


Figura 3-6: Proporções de fácies após introdução de núcleos.

- **Equacionamento dos núcleos**

As indicadores de fácies medidos nos poços podem ser decompostas da forma:

$$Y(x) = p(x) + \varepsilon(x) \quad \text{Equação 3.1}$$

onde $p(x_i)$ representa a tendência determinística que se quer estimar e $\varepsilon(x_i)$ é um resíduo arbitrário. A metodologia por núcleo propõe um estimador linear para $p(x_i)$:

$$\hat{p}(x) = \sum_{i=1}^n w_i \cdot Y(x_i) \quad \text{Equação 3.2}$$

para os quais os pesos w_i são função da distancia entre x e a locação do dado medido x_i e cuja soma dos pesos vale um. Os pesos são escritos:

$$w_i = \frac{K_h(x - x_i)}{\sum_{i=1}^n K_h(x - x_i)} \quad \text{Equação 3.3}$$

onde $K_h(u)$ é a forma compacta para:

$$K_h(u) = \frac{1}{h_x h_y} K\left(\frac{u_x}{h_x}; \frac{u_y}{h_y}\right) \quad \text{Equação 3.4}$$

na qual $K(\cdot; \cdot)$ é uma função núcleo, a qual deve ser positiva, simétrica com uma soma de peso igual a 1. Um núcleo correntemente usado é o núcleo de Epanechnikov que se escreve:

$$K(u) = \frac{2}{\pi} (1 - \|u\|^2) \text{ com } \|u\| \leq 1 \quad \text{Equação 3.5}$$

3.2 Combinação de fontes de dados e influência nas incertezas

Existem diferentes metodologias de caracterização geológicas que se baseiam no uso de uma fonte de dados que possui intrinsecamente a sua própria incerteza. A ideia de combinar as fontes de dados aparece como um modo de enriquecer a caracterização geológica dos modelos. Dois casos são possíveis de diagnosticar. Primeiro, as fontes usadas possuem informações idênticas e pode ser avaliada a incerteza de medição de informação. Segundo, as fontes possuem informações complementares e esta combinação traz um dado suplementar para a caracterização dos modelos. Porém, estes dois casos são extremos e as situações encontradas se constituem de uma amálgama de similaridades e de complementaridades.

Conhecendo o conteúdo das fontes de dados, a combinação precisa considerar dois fatores: em um primeiro momento, avaliar as similaridades entre fontes que vão dar acesso a incerteza; em seguida, avaliar as complementaridades que vão melhorar a caracterização dos modelos.

A variância mínima aproximada aparece como um modo clássico de combinação. Esta metodologia visa obter um cubo de proporções de variância mínima combinando dois cubos de proporções iniciais. Esta combinação garante uma redução de incerteza máxima supondo que as duas fontes possuem uma qualidade idêntica. Chamando p_i a proporção de fácies da fonte i , a proporção combinada p_c se escreve:

$$p_c = \sum_i a_i \cdot p_i \quad \text{Equação 3.6}$$

com

$$a_i = \frac{p_i \cdot (1 - p_i)}{\sum_i p_i \cdot (1 - p_i)} \quad \text{Equação 3.7}$$

Journel et al. (2002) apresentam uma metodologia capaz de combinar várias fontes de dados de origens completamente diferentes. Eles expõem uma metodologia de decomposição estatística rigorosa de probabilidades de ocorrência, o que torna a informação em uma soma de probabilidades interdependentes que podem ser combinadas em seguida. Este modelo, muito completo, permite combinar rigorosamente fontes de origens diversas, por outro lado, a sua configuração complexa torna o seu uso difícil.

Biver et al. (2008) apresentam uma nova metodologia de combinação baseada no uso dos *nedi*. O seu princípio consiste, a partir de duas fontes de dados e do conhecimento dos *nedi* associados, a ponderar as proporções de fácies pelos *nedi*. Deste modo, a fonte de maior número de dados é considerada como a mais confiável. Isto permite obter uma proporção de fácies combinadas como também uma avaliação direta da redução de incerteza.

O cálculo da incerteza das proporções combinadas a partir dos *nedi* permite a consideração de similaridades existentes entre fontes de dados. A avaliação de proporções iguais pelas duas fontes traz a uma redução de incerteza, enquanto a avaliação de proporções divergentes torna a incerteza intermediária maior que as incertezas próprias a cada fonte de dados. Neste segundo caso deve ser conhecida a causa desta divergência. O *nedi* é calculado por desagrupamento dos dados, o que torna mais fácil de manipular a metodologia do Biver.

A simplicidade de configuração como também o acesso direto às incertezas torna esta metodologia completa, de fácil uso e reduz as chances de erros.

$$p_c = \frac{1}{nedi_c} \sum_i ned_i \cdot p_i \quad \text{Equação 3.8}$$

$$nedi_c = \sum_i ned_i \quad \text{Equação 3.9}$$

$$\sigma_c = \sqrt{\frac{p_i \cdot (1 - p_i)}{nedi + k + i}} \quad \text{Equação 3.10}$$

onde *k* é o número de fácies presentes.

Capítulo 4: Metodologia

Este capítulo apresenta a metodologia usada para conseguir atingir os objetivos que foram apresentados no primeiro capítulo deste documento.

4.1 Aspectos gerais

A metodologia a ser desenvolvida neste capítulo é adaptada a um estudo de caso específico. Trata-se de um campo formado por turbiditos que ainda está na fase de exploração. Cinco poços exploratórios são usados para extrair informações sobre a geologia e as características petrofísicas da rocha. Os atributos sísmicos *IA* e *PR* são usados para condicionar a interpolação no campo inteiro.

4.1.1 Caracterização de modelos geológicos e petrofísicos condicionados a atributos sísmicos

Primeiramente, precisam ser definidos modelos geológicos a partir dos dados dos poços e dos atributos sísmicos interpretados (Figura 4-1). O condicionamento dos modelos geológicos aos atributos sísmicos é realizado na definição das proporções de fácies. Quatro tipos de condicionamento são estudados. A partir de um caso de referência (não condicionado), acrescenta-se o condicionamento para obter um caso levemente condicionado, um caso fortemente condicionado e, finalmente, um caso apresentando as proporções de fácies completamente condicionadas aos atributos sísmicos.

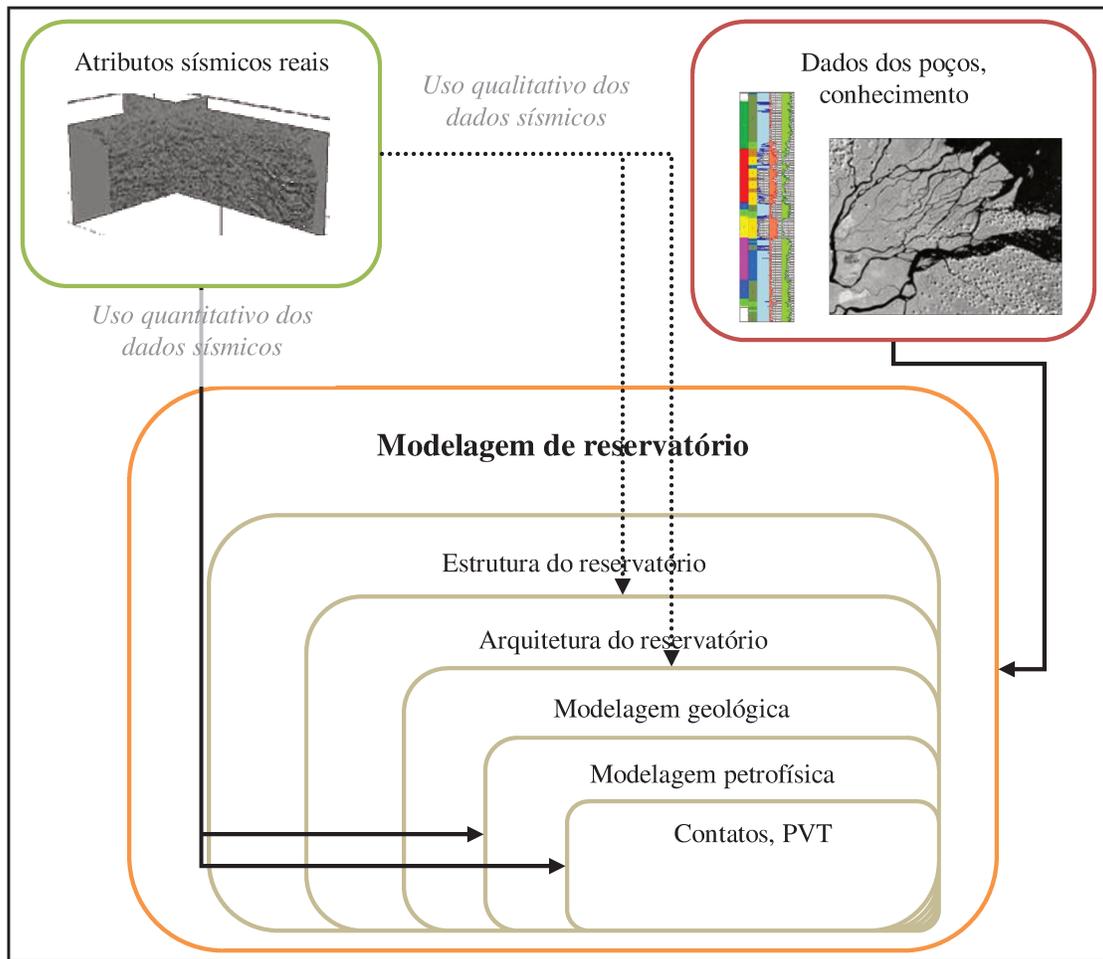


Figura 4-1: Caracterização de reservatórios integrando dados sísmicos e conceitos geológicos.

Em uma segunda etapa, devem ser definidos modelos petrofísicos. Para isso, propõe-se realizar um caso de modelos petrofísicos não condicionados, que serve como referência, e um segundo caso de modelos petrofísicos condicionados aos atributos sísmicos por uma técnica de simulação geoestatística, chamada co-simulação, descrita em seguida.

A definição dos modelos geológicos e petrofísicos é integrada num processo de caracterização sob incerteza, que avalia as principais incertezas geológicas influenciando o volume inicial de óleo e o comportamento do escoamento dos fluidos. Este processo é realizado várias vezes segundo o método de Monte Carlo espacial. Estes atributos incertos são:

- Estrutura (horizontes, estratigrafia, falhas);
- Arquitetura (interpretação do ambiente sedimentar);
- Proporções de fácies;

- Distribuições de variáveis petrofísicas (porosidade, volume de argila, permeabilidade, saturação etc.);
- Localização de contatos entre fluidos; e
- PVT (Pressão, Volume, Temperatura)

Incertezas estruturais, arquiteturais, contatos entre fluidos e PVT são fornecidas como dados de entrada. O estudo de caso foca na obtenção das incertezas de proporções de fácies e das incertezas ligadas às variáveis petrofísicas.

4.1.2 Obtenção da resposta sísmica (atributos sísmicos sintéticos) dos modelos gerados e definição de um critério sísmico de seleção de realizações

A fim de obter um resultado de modelagem *a posteriori*, conforme descrito no Capítulo 1, o segundo objetivo do trabalho é de gerar os atributos sísmicos sintéticos a partir dos resultados de modelagem petrofísica e de um modelo petroelástico conhecido. Torna-se possível comparar os diversos modelos gerados com os atributos sísmicos reais em 3D. Além disso, é desejado criar um critério sísmico escalar de comparação das realizações (Figura 4-2). Este critério é acessível após o processo de multi-realização e permite selecionar modelos, conhecendo a qualidade das suas respostas sísmicas.

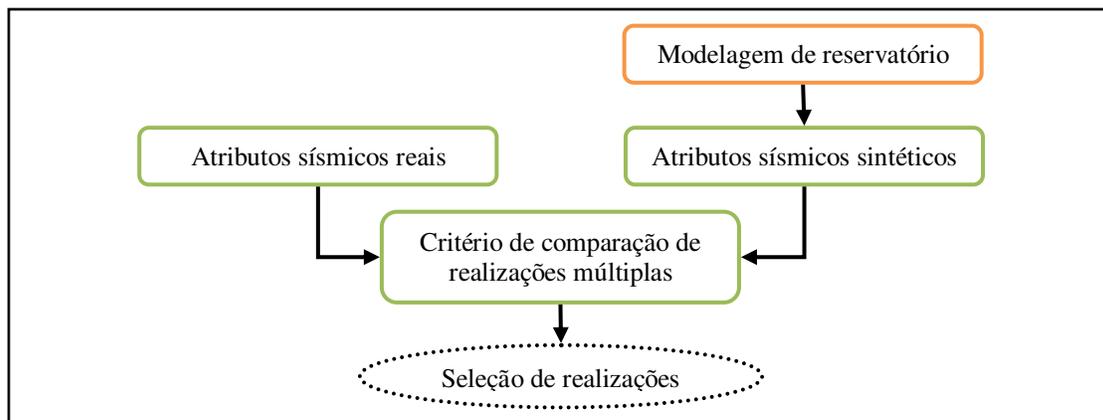


Figura 4-2: Cálculo da resposta sísmica de cada modelo.

4.1.3 Obtenção da influência do condicionamento nos volumes iniciais de óleo (aproximação estática) e no escoamento de fluxo (aproximação dinâmica)

Após a geração dos modelos, uma seleção de realizações representativas é efetuada, cuja finalidade é de observar o comportamento dinâmico associado a cada método descrito

precedentemente. O conhecimento dos volumes iniciais de óleo, das respostas sísmicas obtidas, assim como do comportamento dinâmico de uma seleção de realizações, permite efetuar uma comparação dos diversos métodos usados e de concluir quanto ao impacto do condicionamento dos modelos com dados sísmicos (Figura 4-3).

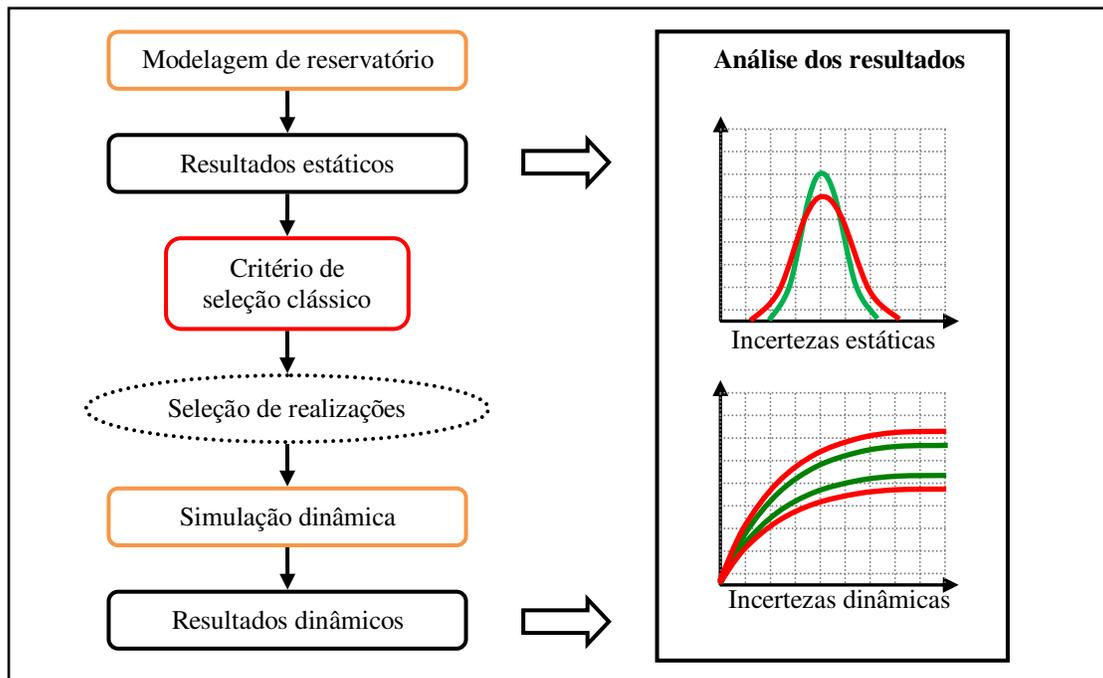


Figura 4-3: Impacto da metodologia de caracterização nas aproximações estáticas e dinâmicas.

4.1.4 Proposta metodológica

Para atingir o primeiro objetivo do trabalho, é proposta a caracterização completa do reservatório (modelagem estrutural, modelagem geológica, modelagem petrofísica), segundo quatro métodos integrando gradativamente os dados sísmicos (Figura 4-4). Um dos objetivos da modelagem estrutural, realizada de modo idêntico para cada método de caracterização, é integrar as incertezas estruturais. A modelagem geológica é realizada segundo quatro métodos de cálculo de proporções de fácies: geológico puro, resultado da interpretação do geólogo e da análise de poços; ao modelo sísmico puro, resultado bruto da suavização de *crossplot*, passando por combinações gradativas das duas fontes de dados; a primeira combinação fracamente condicionada aos dados sísmicos, a segunda fortemente condicionada à sísmica e mais distante dos conceitos sedimentares. Finalmente, a modelagem petrofísica é realizada de dois modos: sem

integração sísmica de um lado e com integração sísmica por co-simulação com o atributo sísmico mais relevante. Estes pontos serão detalhados nos próximos itens.

A fim de conhecer o impacto das incertezas, os quatro modos de caracterização são duplicados numa versão sem incerteza, baseada no caso básico e uma versão com incerteza, integrando os atributos incertos mais impactantes no cálculo de volumes de hidrocarbonetos. Assim, esta caracterização múltipla oferece um acesso ao impacto das incertezas em cada tipo de modelagem, como também ao impacto do condicionamento com os atributos sísmicos no cálculo de volume e das incertezas.

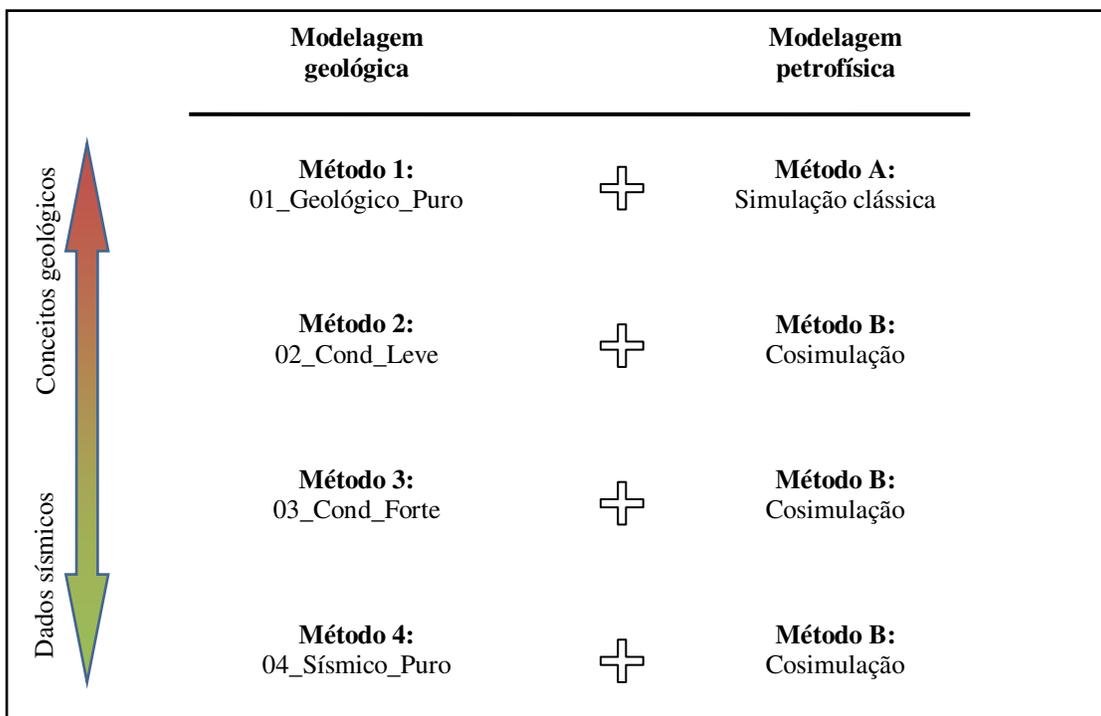


Figura 4-4: Quatro métodos de caracterização integrando gradativamente dados sísmicos.

Estes quatro modos são chamados:

1. Geológico puro com incerteza
2. Geológico com condicionamento leve com a sísmica e com incerteza
3. Geológico com condicionamento forte com a sísmica e com incerteza
4. Sísmico puro com incerteza

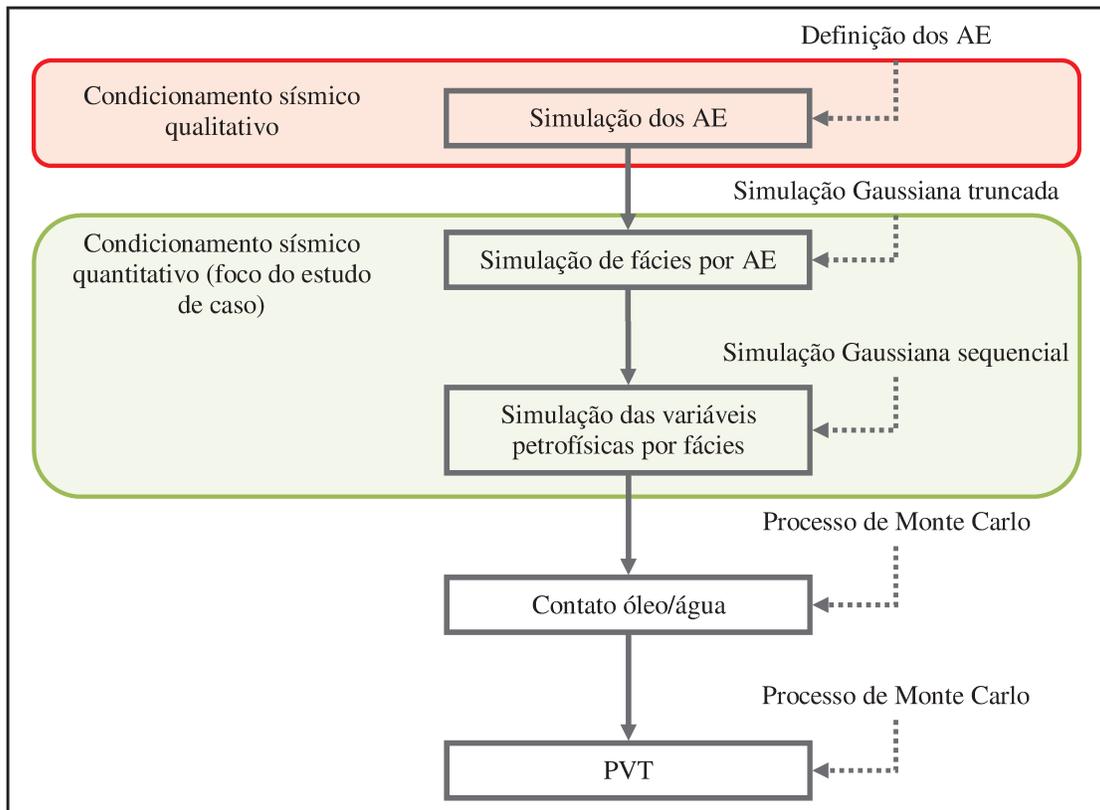


Figura 4-5: Árvore de modelagem apresentando as etapas do processo e os métodos usados.

É preciso realizar várias simulações, para cada caso precedente, para que seja possível cobrir o espaço inteiro das incertezas. A multi-realização de cada um destes quatro casos é obtida pelo software *Jacta* (módulo de Gocad), que permite realizar simulações de Monte Carlo espaciais. Um total de duzentas (200) simulações é obtido para cada caso, ou seja, oitocentas simulações (800) para os quatro casos. A multi-realização fornece a distribuição dos volumes de óleo originais para cada caso e responde, assim, parcialmente ao terceiro objetivo. A Figura 4-5 descreve as etapas sucessivas da modelagem geológica e petrofísica do reservatório.

Em resposta ao segundo objetivo, é introduzido, na multi-realização, o cálculo da resposta sísmica de cada modelo gerado (Figura 4-6). Para isso, precisa ser integrado um modelo petroelástico válido, que permita calcular os atributos sísmicos sintéticos. Também, é necessário gerar as variáveis de entrada do modelo petroelástico (MPE) para cada realização. Este MPE é fornecido como dado de entrada do estudo de caso.

Deste modo, o resultado do MPE pode ser gerado, mas ainda não interpretado. A análise de resultado impõe, cada vez que o MPE for gerado, a avaliação da qualidade da resposta sísmica

correspondente. Para mil e seiscentos (1600) modelos potenciais, esta avaliação seria um trabalho impossível ou muito demorado. A fim de facilitar a interpretação da resposta sísmica, um processo automatizado precisa ser construído. Propõe-se reduzir de três dimensões a uma única dimensão a medição da qualidade da resposta sísmica, criando uma notação das realizações. Esta nota permite comparar relativamente as qualidades das respostas sísmicas entre realizações de um mesmo caso, como também, de um modo mais global, estimar a capacidade de cada metodologia de caracterização respeitar o condicionamento com a inversão sísmica. O objetivo desta nota é fornecer um critério sísmico para selecionar os modelos geológicos representativos com um melhor condicionamento à sísmica e obter os seus comportamentos dinâmicos.

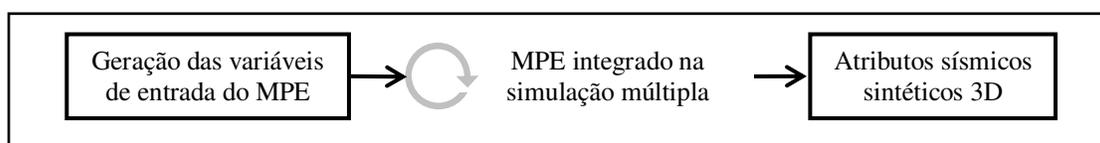


Figura 4-6: Cálculo retroativo dos atributos sísmicos.

Para responder completamente ao terceiro objetivo, uma seleção determinada de realizações é extraída e simulada em um simulador de escoamento em meio porosos (*ECLIPSE*). Os critérios de seleção são discutidos em seguida. Esta seleção visa representar as incertezas de volume existentes, diminuindo o número de simulações dinâmicas e também reduzir o tempo necessário para obter as previsões de produção. Os resultados de simulação dinâmica permitem observar como o condicionamento à sísmica influi na dispersão das previsões de produção.

Propõe-se comparar dois tipos de seleção por caso (Figura 4-7): uma seleção clássica, baseada nos volumes originais de óleo e uma seleção sísmica baseada na nota apresentada acima. Assumindo a seleção de vinte e um (21) modelos geológicos representativos (MGR) por caso, são extraídos, no máximo, um total de cento sessenta e oito (168) MGR. A seleção clássica é realizado pelo método de seleção dos MGR proposto pelo Schiozer et al. (2004) e usado neste trabalho visa reduzir o número de modelo a tratar conservando as incertezas existentes na funções objetivos reduzindo assim o tempos de simulação.

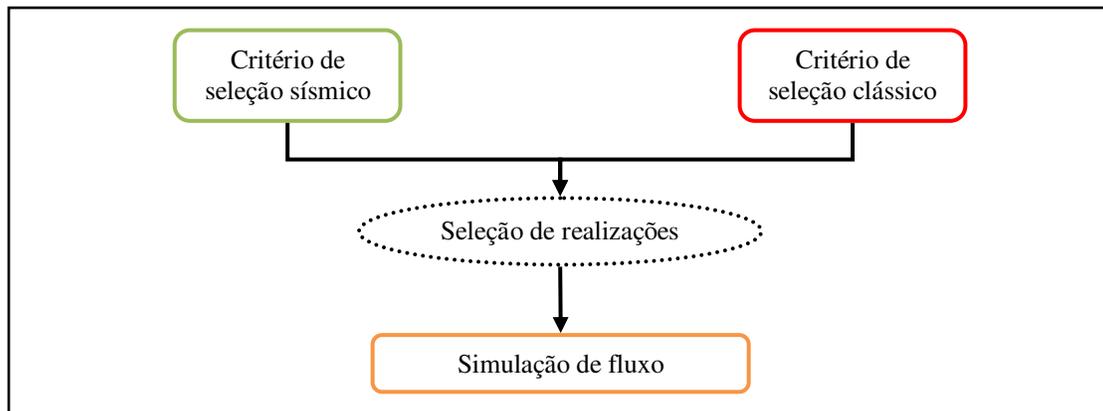


Figura 4-7: Seleção de realizações para a simulação de fluxo.

É preciso lembrar que cada estudo é único e as metodologias são adaptadas aos dados disponíveis, qualidade e tipo de reservatório modelado. A metodologia apresentada neste documento também segue esta regra. Os parágrafos seguintes adotam um ponto de vista geral, mas não se pode esquecer que ela responde em prioridade ao estudo de campos turbidíticos, possuindo uma boa qualidade de aquisição sísmica e um número de fácies limitada. A Figura 4-8 apresenta a árvore simplificada dos objetivos do trabalho,

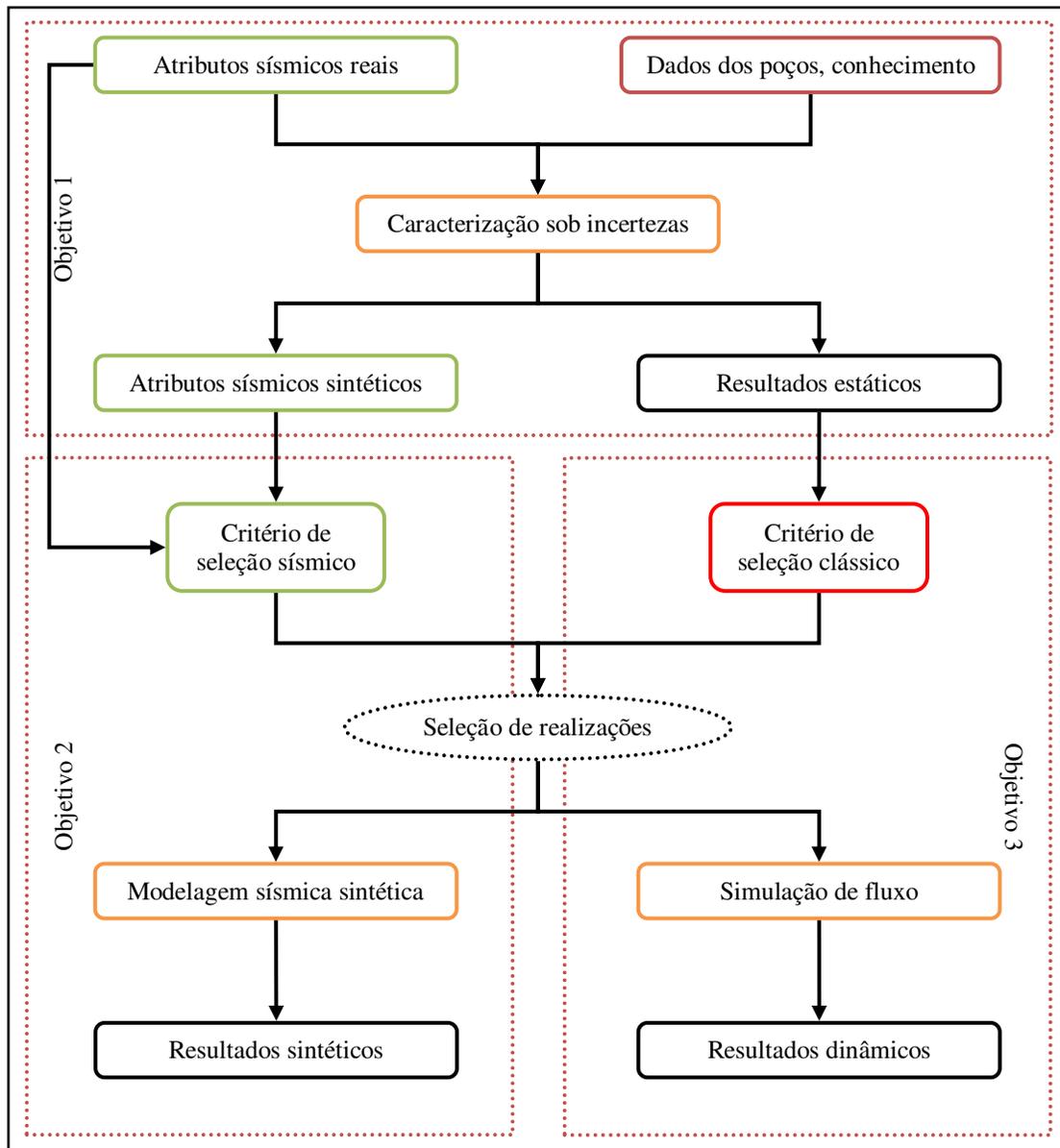


Figura 4-8: Árvore simplificada dos objetivos do trabalho.

4.2 Integração de incertezas: previsão do impacto nos volumes e seleção dos atributos

A quantificação das incertezas deve ser realizada segundo um processo bem definido e padronizado. No caso deste trabalho, define-se, primeiramente uma função, chamada de função objetivo, para a análise de risco e cujo comportamento estatístico deseja ser conhecido. Esta função é o volume original de óleo nas condições de reservatório (*V_{OOIS}*). As incertezas que influenciam esta função são, principalmente:

- Estrutura do reservatório
- Volume de rocha (GRV)
- Espessura porosa (representada pela razão *net-to-gross*, NTG)
- Porosidade (Φ)
- Saturação irreduzível de água (S_w)
- Profundidade do contato óleo – água ($C_{o/w}$)
- Pressão capilar (P_c)

$$VOOIS = GRV \cdot NTG \cdot \Phi \cdot S_w \quad \text{Equação 4.1}$$

A fim de conhecer a influência de cada um destes fatores na função de volume de óleo, as incertezas de cada parâmetro são avaliadas e representadas por uma distribuição estatística conhecida (triangular, normal, beta etc.), caracterizada por uma série de parâmetros conhecidos.

Em seguida, realiza-se a análise da sensibilidade do resultado a uma variação do valor de cada atributo incerto. Esta análise permite observar o impacto de cada atributo no resultado, quando este adota um comportamento baixo ou alto, no intervalo de valores da distribuição associada. Os diagramas tipo tornado (Figura 4-9) permitem representar estes impactos, avaliando as diferenças, para cada atributo, entre o caso básico (mais provável) e os casos extremos. No caso de capacidade de cálculo limitado, esta análise permite selecionar somente os atributos de maior impacto no resultado e reduz, assim, o número de multi-realizações necessárias para cobrir o espaço incerto inteiro.

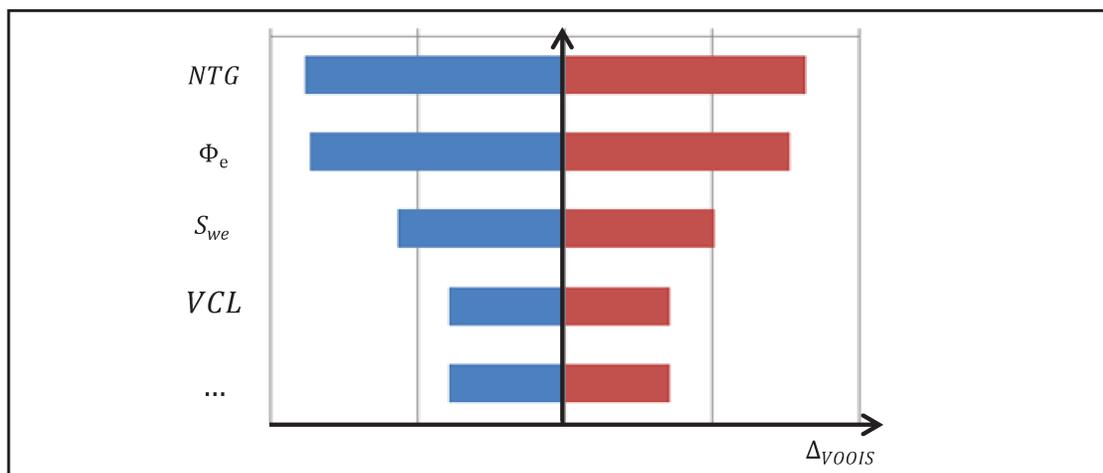


Figura 4-9: Exemplo de análise de sensibilidade aos atributos incertos.

4.2.1 Incertezas estruturais

A estrutura do reservatório permite de delimitar as principais camadas, as redes de falhas e os grandes elementos estratigráficos que compõem o reservatório. Ela contém o volume total de rocha contido no modelo. Como foi citado anteriormente, a estrutura é principalmente delimitada por rastreamento dos contrastes de atributos sísmicos no volume inteiro e do conhecimento geológico nos poços. Assim, podem-se determinar a origem e avaliar o valor das incertezas estruturais:

- Qualidade da sísmica (contraste entre camadas);
- Qualidade da calibração da inversão sísmica com os poços;
- Qualidade do rastreamento de camadas; e
- Qualidade do rastreamento dos elementos arquiteturais.

A incerteza estrutural global pode ser avaliada em cada célula do modelo. Algumas podem ter incertezas menores e outras maiores, dependendo da profundidade, do afastamento de um poço etc. De um ponto de vista global, as incertezas estruturais apresentam uma grande influência no volume, devido a baixa resolução dos dados sísmicos e as dificuldades de apontar os elementos arquiteturais com precisão.

É possível uma integração das incertezas estruturais de duas formas diferentes: por deformação aleatória da malha do modelo e por modificação do tamanho dos elementos arquiteturais. Estes dois modos foram descritos no capítulo precedente. No caso de estudo, apenas o segundo método é usado. Um cubo de elementos arquiteturais, determinado por um geólogo, é fornecido com os valores de incertezas associadas e a sua integração no processo permite gerar, a cada realização, uma nova versão determinista do cubo de elementos arquiteturais.

4.2.2 Incertezas de proporção de fácies

Assim como as incertezas estruturais, as incertezas de proporção de fácies impactam muito nos volumes de óleo. Estas incertezas são calculadas por desagrupamento dos dados de fácies através do uso do variograma que permite obter o número equivalente de dados independentes (*nedi*). Este *nedi* representa o número de dados que pode efetivamente ser usado para determinar a proporção de fácies. De acordo com as regras básicas da estatística, maior o

n_{edi} , menor a incerteza de propoção. A Figura 4-10 apresenta um exemplo de desagrupamento espacial nas direções x e y .

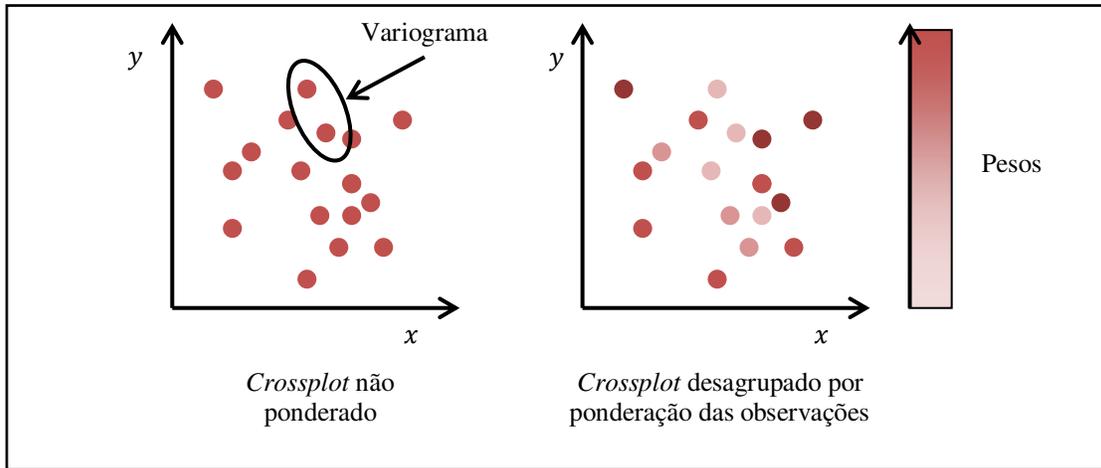


Figura 4-10: Mapa de desagrupamento dos dados de acordo com as amplitudes do variograma.

Segundo Biver et al. (2008), a incerteza de proporção da fácies i de cada litofácies é dada por:

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{p_i \cdot (1 - p_i)}{n_{edi} + k + 1}} \quad \text{Equação 4.2}$$

onde σ_i é o desvio padrão da proporção e k é o número de fácies presentes.

4.2.3 Incertezas da média das distribuições de variáveis petrofísicas

O n_{edi} é também calculado para determinar a incerteza de média das distribuições das variáveis petrofísicas. Assim, esta média varia numa distribuição Gaussiana de desvio padrão determinada pelo n_{edi} .

Segundo Biver et al. (2008), a incerteza da **média das distribuições de variáveis petrofísicas** é dada por:

$$\sigma_m = \sqrt{\frac{1}{n_{edi}}} \quad \text{Equação 4.3}$$

4.2.4 Incertezas no plano de contato óleo – água

A profundidade do plano de contato óleo – água é determinada a partir dos poços. A sua medição é influenciada pela existência de uma zona de transição. No entanto, ele pode ser estimado com uma boa precisão no poço, mas existe uma probabilidade do reservatório ser compartimentado e possuir diferentes planos, segundo os compartimentos. A variação de altura do plano influencia muito o cálculo dos volumes. Este dado é um dado de entrada do estudo de caso, ou seja, não foi considerado na análise de incertezas.

4.3 Definição do modelo estrutural

Após o rastreamento e a interpretação das fronteiras, das principais camadas e das redes de falhas do reservatório, desenha-se a malha estratigráfica do reservatório. Esta malha é o elemento central do modelo, pois ele carrega diferentes propriedades úteis para modelagem geológica e petrofísica. Ele contém a localização dos principais elementos arquiteturais, usada para integrar as incertezas estruturais.

O modelo estrutural é gerado a cada realização. Num primeiro momento, a malha conserva a sua forma original; somente as fronteiras entre elementos arquiteturais são modificadas (Figura 4-11). Conhecendo o formato mais provável dos elementos, a ferramenta usada permite integrar certa tolerância no posicionamento da fronteira que é o resultado da análise das incertezas estruturais. Obtém-se, após modelagem, uma estrutura provável dentre as estruturas aceitáveis.

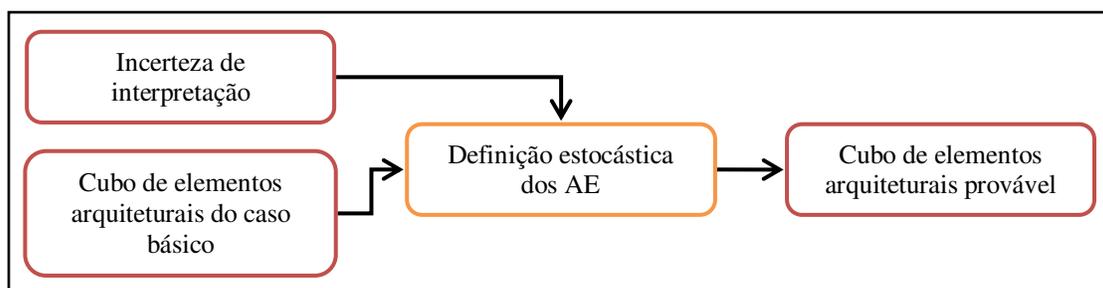


Figura 4-11: Geração de elementos arquiteturais integrando a incerteza de interpretação.

4.4 Definição do modelo geológico

O objetivo da modelagem geológica é obter um mapa de fácies na malha inteira a partir dos dados de poços, da análise variográfica e das proporções de fácies. O método de simulação usado é a simulação Gaussiana truncada. Os quatro métodos de modelagem geológica estão baseados no uso de duas fontes de dados: geológicos e sísmicos (Figura 4-12). Para construir estes quatro cubos de proporções, obtém-se, em uma primeira etapa, cubos de proporções puras e, em seguida, adquire-se os cubos combinados que decorrem dos dois primeiros por associação.

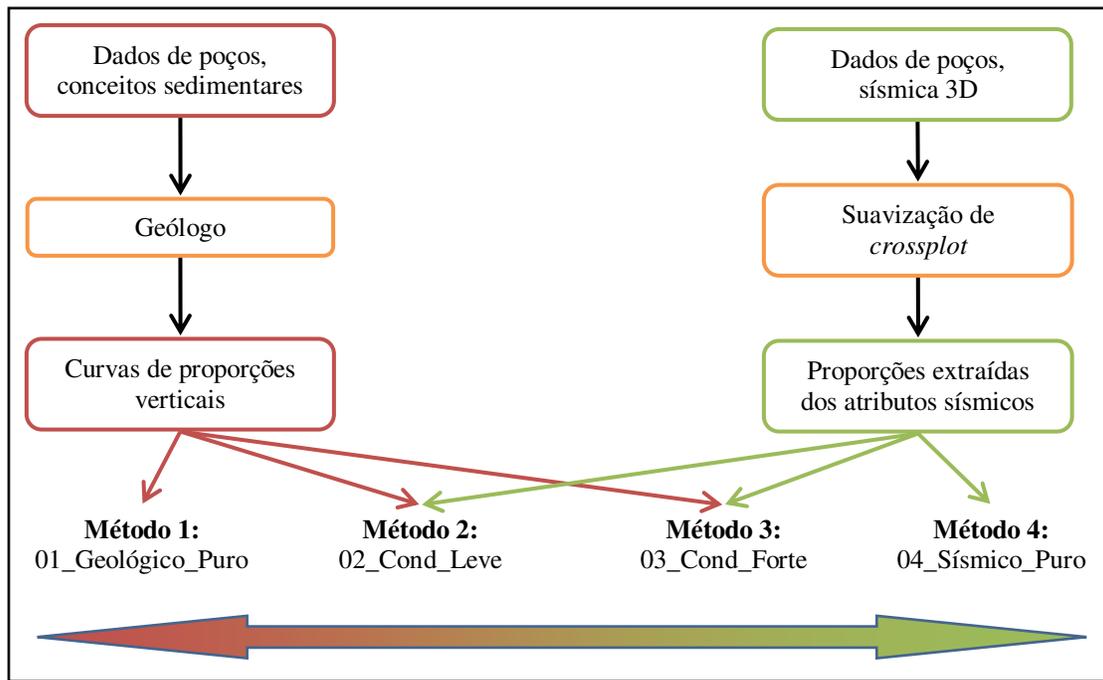


Figura 4-12: Combinação de dois cubos de proporções básicas.

4.4.1 Integração da caracterização de fácies e das curvas de proporções verticais

O estudo integra um resultado de caracterização de fácies. Para conseguir a integração de dados sísmicos, estas fácies precisam ser associadas a fim de responder às condições definidas antes: (1) é preciso que os membros de um mesmo grupo tenham distribuições de propriedades petrofísicas similares; (2) é preciso que os membros de um mesmo grupo tenham respostas sísmicas similares.

A modelagem variográfica é o resultado de um estudo aprofundado e fornece os diferentes patamares, horizontais e verticais, assim como os ângulos dos variogramas por elemento

arquitetural, a fim de recriar corpos geológicos de tamanho e de orientação compatível com o conceito geológico e com os variogramas experimentais.

As curvas de proporções verticais (VPC) são determinadas pelas informações provenientes de dados de poços e de um conhecimento sedimentar em cada elemento arquitetural. Uma VPC é obtida por elemento arquitetural e por fácies, seja, para o estudo de caso realizado, um total de trinta (30) VPC. Um *nedi* pode ser calculado a partir do número total de dados disponíveis e da modelagem variográfica, o que permite avaliar a incerteza de proporções de fácies.

4.4.2 Integração de dados sísmicos

A obtenção de proporções de fácies por integração de dados sísmicos é realizada pelo método de suavização de *crossplot* por núcleos apresentado anteriormente. Este método necessita atributos sísmicos associados às fácies, disponíveis nos poços e atributos sísmicos, resultados da inversão disponíveis no modelo inteiro. Além disso, o gradiente geoestático presente nestes atributos deve ser removido. Vários dados podem ser usados para determinar o conjunto de treinamento (IA, PR, fácies). Comparam-se, na Tabela 4-1, três tipos de dados que diferem pelas suas origens e suas escalas.

Tabela 4-1: Conjuntos de treinamento disponíveis.

Conjunto de treinamento	Escala
Perfis sônicos	Escala fina
Impedância sísmica no poço	Escala da sísmica
Perfis sônicos filtrados	Escala da sísmica

Os dados de poços são os resultados da perfilagem sônica do poço. Ela apresenta uma boa segregação das fácies, mas a escala de amostragem fina não é compatível com a escala da sísmica de inversão. Isso torna impossível o uso deste conjunto de dados, pois a correspondência das escalas do conjunto de dados de treinamento e do conjunto de dados de associação é um imperativo.

Em um segundo momento, usa-se dados sísmicos invertidos, extraído ao longo da trajetória do poço. Este conjunto de treinamento associado às fácies forma um subgrupo do conjunto de associação. Dos três conjuntos de treinamento, este é o que corresponde mais ao

conjunto de associação em termo de atributos sísmicos. No entanto, a associação de fácies e de atributos apresenta imperfeições, devido à incerteza de calibração da inversão sísmica nos poços.

Propõe-se uma filtragem dos perfis sônicos na banda passante da sísmica. Isto corresponde a uma mudança de escala. Os efeitos de transição de fácies nos atributos são atenuados e refletem a resolução da inversão sísmica. Assim, este conjunto de treinamento apresenta as características solicitadas; uma escala idêntica à escala da inversão sísmica e uma incerteza limitada de calibração fácies – atributo sísmico.

O conjunto de treinamento foi selecionado usando critérios locais, mas outras condições precisam ser respeitadas. Do ponto de vista geoestatístico, as distribuições de IA, PR e de fácies não devem apresentar viés em relação às distribuições de IA e PR do campo, resultado de sísmica 3D. Isto é uma condição chave que visa garantir que os dados usados sejam representativos do volume representado. Este viés pode ser devido a uma amostragem não representativa, possuindo zonas sub-amostradas e zonas super-amostradas. Uma primeira metodologia para remover o viés observado seria extrair dados do conjunto de treinamento nas zonas super-amostradas até obter a representatividade desejada (Figura 4-13), pois removendo alguns dados permite modificar as características da distribuição, mas aqui, o número de dados disponíveis no conjunto de treinamento é fraco demais e não pode ser reduzido. Além disto, este método é muito subjetivo, o que não é desejado aqui. A anamorfose de distribuição é a técnica usada para remoção do viés no estudo de caso seguinte.

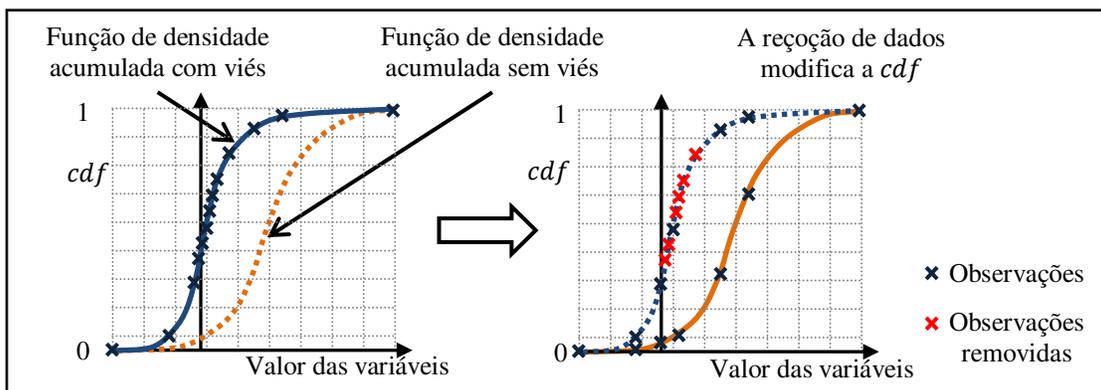


Figura 4-13: Remoção de dados para redução do viés.

Após a criação do conjunto de treinamento, a suavização de *crossplot* é realizada. Escolhe-se os parâmetros de suavização como o tamanho do núcleo, variograma dos dados

sísmicos etc. Assim, obtêm-se, de modo automatizado, um cubo de proporção de fácies e um *nedi* correspondente que permite calcular a incerteza de proporção.

4.4.3 Construção de quatro cubos de proporções

4.4.3.1 Método 1: Modelo geológico puro

O cubo de proporções geológicas puras reflete puramente a interpretação do geólogo a partir dos dados de um poço e do conceito deposicional da área (Figura 4-14). A partir das VPC e do cubo de elementos arquiteturais, determina-se um cubo de proporção que fornece as proporções de cada fácies em cada célula da malha. Este cubo é usado para determinar os coeficientes de truncamento da simulação Gaussiana truncada.

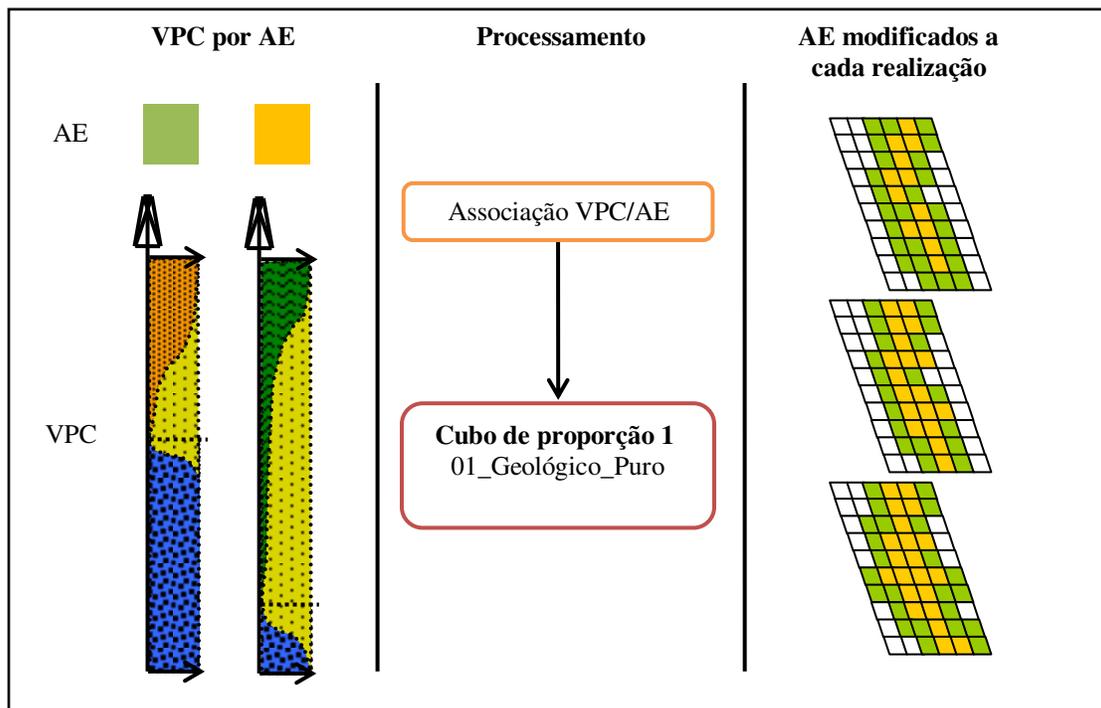


Figura 4-14: Obtenção do cubo de proporção 1.

Com este cubo de proporções, obtêm-se uma resolução vertical de fácies interessante devido à definição das VPC por camada. Além disso, os conceitos deposicionais são presentes devido à integração dos elementos arquiteturais. Infelizmente, a resolução horizontal é fraca por falta de conhecimento nesta direção. Para melhor condicionar o modelo horizontalmente, deseja-se integrar a única fonte tridimensional disponível, a inversão sísmica.

4.4.3.2 Método 2: Restituição da variabilidade sísmica nas proporções geológicas (Modelo levemente condicionado)

O segundo método visa enriquecer a resolução horizontal precedente integrando uma variabilidade extraída da sísmica. O objetivo deste cubo é duplo. Ele visa, por um lado, **respeitar as proporções geológicas** definidas pelas VPC em cada elemento arquitetural e por outro lado **introduzir a variabilidade local detectada pela sísmica**. Propõe-se uma metodologia em dois tempos visando a extrair, primeiramente, a variabilidade sísmica de uma suavização de *crossplot* e, em seguida, a realizar uma calibração das proporções sísmicas nas proporções desejadas.

A suavização de *crossplot* é realizada utilizando o terceiro conjunto de treinamento. Este conjunto não apresenta viés e pode ser usado desta forma. Um cubo de proporção sísmica é obtido, ele apresenta a variação local de proporções vista pela sísmica. Este cubo precisa ser calibrado a fim de respeitar a primeira condição. A anamorfose (Figura 2-15) de distribuição estatística permite responder a esta condição.

Definindo uma distribuição estatística de média igual à proporção de fácies determinada pelo geólogo e de desvio padrão igual à variabilidade da sísmica, a anamorfose de distribuição permite associar a cada célula de proporção sísmica conhecida uma nova proporção chamada de proporção condicionada. A distribuição desta proporção respeita globalmente a proporção média avaliada pelo geólogo e reflete localmente a variabilidade da sísmica obtida por suavização de *crossplot* (Figura 4-15). Assim, as duas condições impostas são respeitadas. A operação é realizada em cada elemento arquitetural e para as fácies.

Uma sísmica de boa qualidade e apresentando uma grande variabilidade vai fortemente influenciar a resolução horizontal do cubo de proporções condicionado através de um desvio padrão elevado. Por outro lado, uma sísmica com contrastes fracos vai apresentar uma variabilidade baixa e o resultado do cubo de proporções condicionado vai se aproximar do cubo definido pelo geólogo. Em conclusão, a metodologia proposta apresenta uma estabilidade de uso que permite integrar dados sísmicos de diversas qualidades.

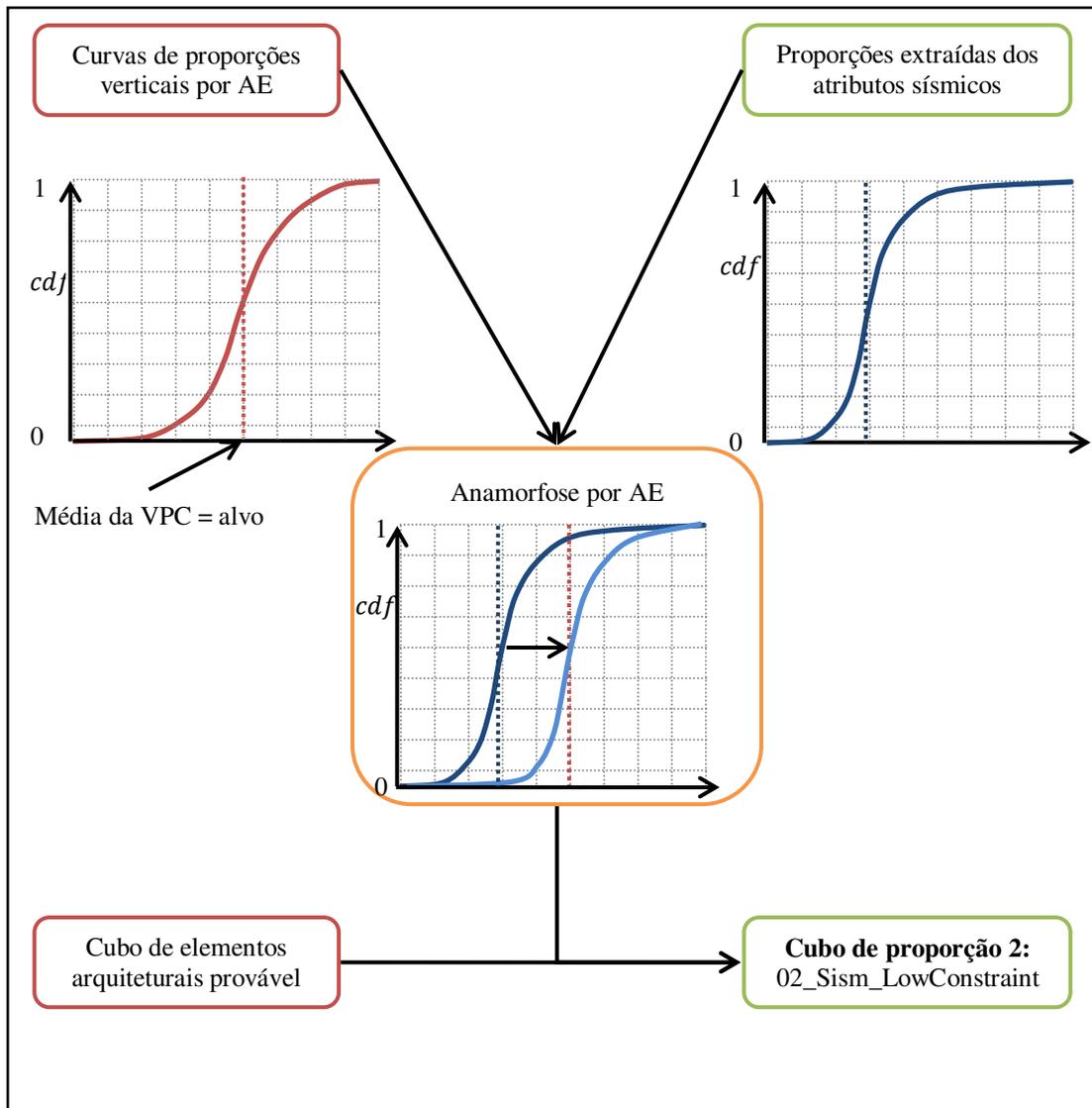


Figura 4-15: Anamorfose das proporções extraídas dos atributos sísmicos.

4.4.3.3 Método 3: Remoção do viés de proporção de fácies no conjunto de treinamento sísmico (Modelo fortemente condicionado)

O método precedente pode ser interpretado como um modo de remover o viés presente nas proporções sísmicas por região de interesse. Esta remoção é realizada após a suavização de *crossplot* no cubo de proporção resultando da extração sísmica; é uma correção *a posteriori*. O objetivo desta terceira metodologia é de remover o viés de proporção de fácies antes do processo de suavização.

Observa-se que dependendo da zona de interesse, as proporções de fácies do conjunto de treinamento não correspondem às proporções de fácies desejadas. Uma primeira solução para remover este viés de proporção é de limitar o conjunto de treinamento à zona de interesse, em vez de utilizar todos os dados. Esta solução é, com certeza, a melhor forma de operar, mas o número limitado de poços não permite reduzir o conjunto de treinamento. Isto tornaria a amostragem do *crossplot* (IA, PR) pouco representativa em termo de segregação de fácies.

Admitindo que a amostragem do *crossplot* (IA, PR) pelo conjunto de treinamento completo seja representativa da localização de fácies. Propõe-se ajustar um peso a cada núcleo de uma mesma fácies de modo a obter as proporções globais desejadas (Figura 4-16). Estas proporções podem ser extraídas dos poços. Assim, a razão entre a proporção sísmica e a proporção desejada fornece o peso a aplicar. A metodologia proposta é aplicada por iterações e converge rapidamente (Figura 4-17, Figura 4-18).

A fim de aumentar mais o condicionamento com a sísmica, a zona de interesse na qual esta metodologia é aplicada corresponde ao grupo de todos os elementos arquiteturais susceptíveis de conter hidrocarbonetos.

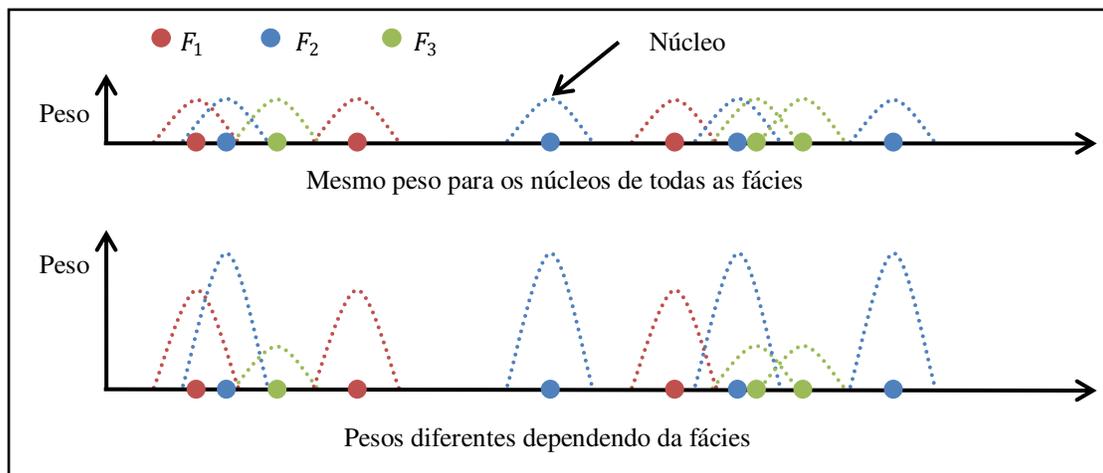


Figura 4-16: Atribuição de pesos por fácies de acordo com a proporção alvo.

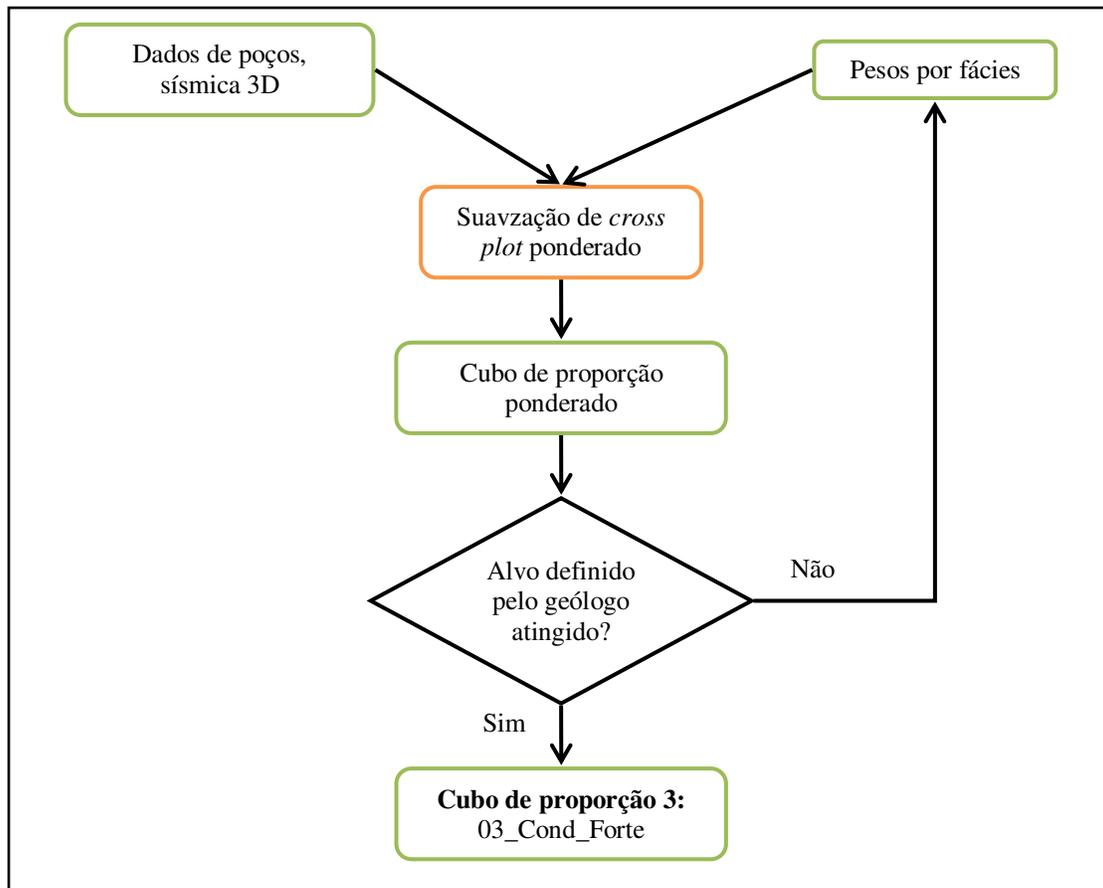


Figura 4-17: Construção do cubo de proporção n°3 por iteração na zona dos AE reservatório.

4.4.3.4 Método 4: Uso do modelo sísmico puro

O cubo de proporções sísmicas puras é o resultado da suavização de *crossplot* com o conjunto de treinamento completo. Este conjunto não apresenta nenhum viés, ele fornece um cubo de proporções que não precisa ser modificado, nem antes por ponderação dos núcleos, nem depois por anamorfose de distribuição. Neste caso, a zona de interesse corresponde à malha inteira. O objetivo deste modelo é de observar o resultado da modelagem geológica sem a intervenção de um geólogo e sem a calibração local por elemento arquitetural.

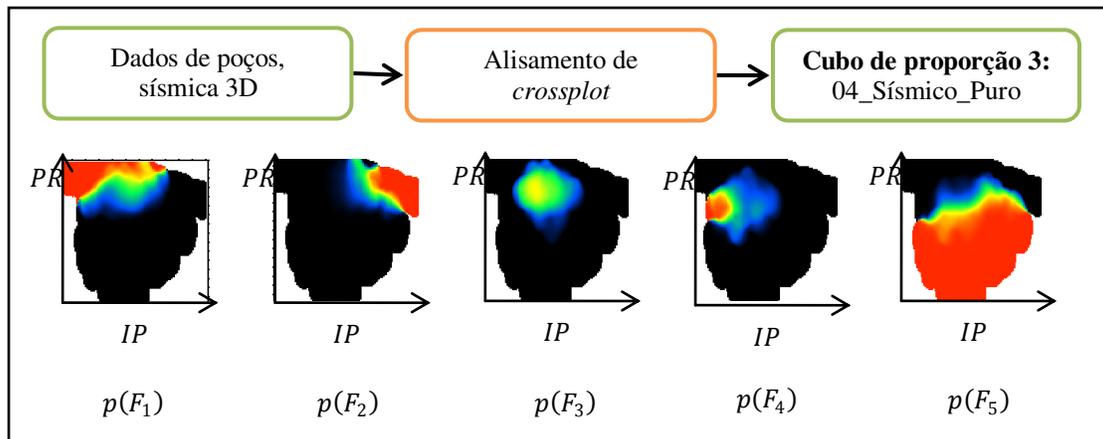


Figura 4-18: Obtenção do cubo de proporção n^4 por suavização de crossplot.

4.4.4 Simulação geostatística das fácies

A simulação Gaussiana truncada usa, para cada caso, um dos cubos de proporções descritos anteriormente. Os diferentes parâmetros necessários foram detalhados, trata-se de gerar um variograma não estacionário, adaptar as proporções de fácies por elemento arquitetural a cada multi-realização e integrar o *nedi* de proporções de fácies correspondente a cada caso (Figura 4-19, Figura 4-20).

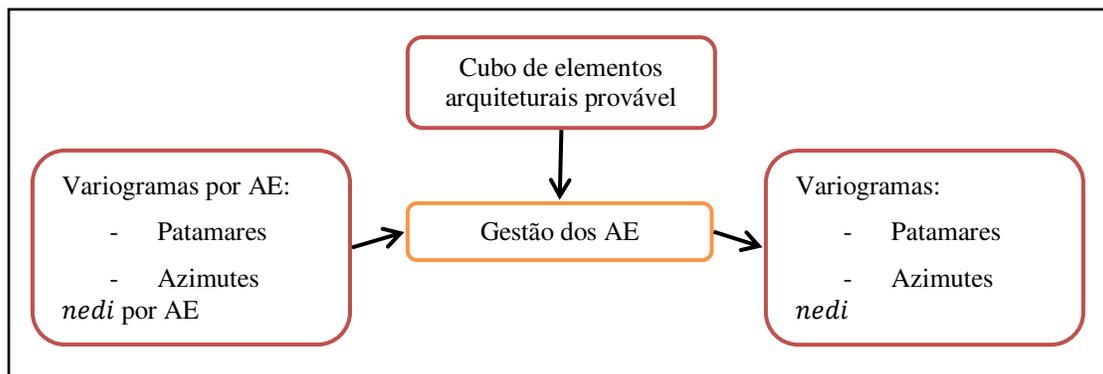


Figura 4-19: Preparação dos parâmetros para a TGS a cada realização.

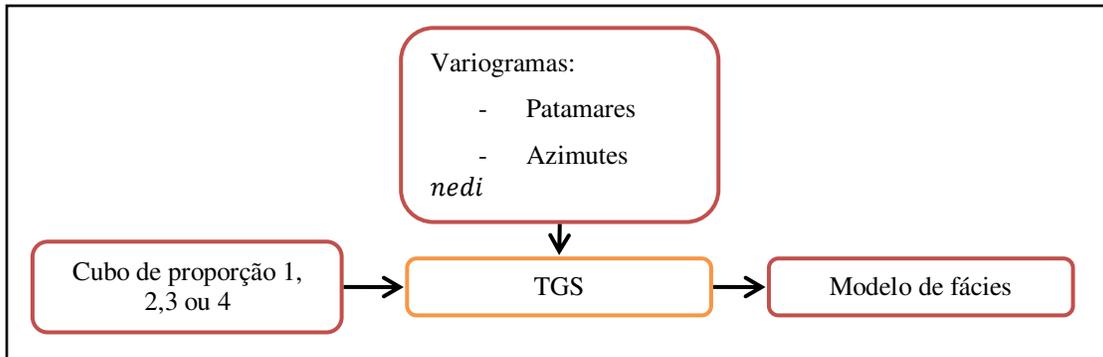


Figura 4-20: Simulação Gaussiana trucada.

4.5 Definição do modelo petrofísico

O objetivo da modelagem petrofísica é mapear uma variável petrofísica a partir das análises univariadas, bivariadas e variográficas (Figura 4-21). O método de simulação usado é a simulação gaussiana sequencial. Se for relevada uma relação entre uma variável já definida e a variável simulada, esta relação é conservada por uso de co-simulação de variável. Esta metodologia é usada para condicionar os dados petrofísicos com um atributo sísmico relevante. Além disso, as relações chaves entre variáveis petrofísicas são reproduzidas do mesmo modo. A seguir, se descreve a metodologia usada para modelar as variáveis petrofísicas para reproduzir as correlações existentes entre elas.

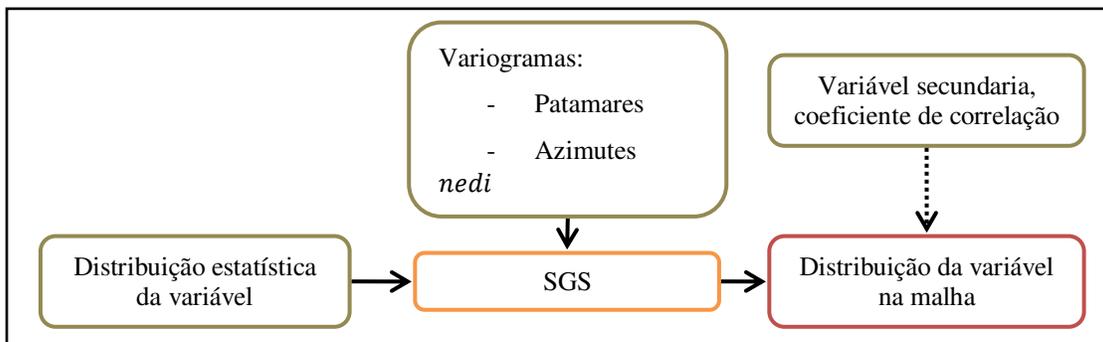


Figura 4-21: Simulação Gaussiana sequencial

4.5.1 Variáveis necessárias para a modelagem *a posteriori* dos atributos sísmicos

A modelagem *a posteriori* dos atributos sísmicos é realizada usando um modelo petroelástico. Este modelo necessita algumas variáveis específicas tal como:

- O volume de argila (VCL);
- A porosidade efetiva da rocha (PHI_e);
- A saturação efetiva em fluidos, água, óleo, gás (S_{we}, S_o, S_g);
- A pressão efetiva (P_{EFF});
- A profundidade de soterramento ($BURIAL$).

No caso presente, emite-se a hipótese de presença de apenas dois fluidos, água e óleo. Um único dado de saturação é necessário (S_{we}), o segundo (S_o) é obtido por dedução. A profundidade de soterramento e a pressão efetiva são conhecidas em cada célula da malha, os seus valores dependem de fenômenos físicos bem determinados. As variáveis petrofísicas VCL , PHI_e e S_{we} são conhecidas nos poços e são distribuídas por simulação geoestatística no resto do modelo. As incertezas de distribuição são avaliadas pelo *nedi*.

4.5.2 Variáveis necessárias para o cálculo dos volumes e escoamento de fluxo

A fim de avaliar os volumes de óleo e preparar a simulação de fluxo, as variáveis precedentes não servem; novas variáveis devem ser simuladas:

- A proporção espessura porosa (NTG);
- A porosidade da espessura porosa ($PORO$);
- A saturação irreduzível de água na espessura porosa sem e com zona de transição (S_{wl}, S_{wat});
- A permeabilidade da espessura porosa ($PERMX, PERMZ$).

Estas novas variáveis não são diretamente medidas no poço. Elas refletem uma visão mais próxima da exploração do reservatório e integram o conhecimento geológico da área estudada assim como da experiência do geólogo. Os resultados da análise de dados destas variáveis são integrados diretamente no estudo. As incertezas de distribuição são avaliadas pelo *nedi*.

4.5.3 Processo de simulações de variáveis petrofísicas

Para cada variável obtida por simulação geoestatística, a análise de dados é realizada. Os variogramas já são fornecidos e são diretamente integrados. A análise univariada é realizada, primeiramente na escala do poço. Em um segundo momento, o estudo é realizado novamente na escala da malha. Estas duas análises univariadas permitem verificar que a mudança de escala não

afetou os valores médios das distribuições. A parametrização da distribuição e o cálculo do *nedi* são realizados somente na escala da malha. A análise bivariada é realizada entre os diferentes parâmetros a fim de determinar a melhor árvore de simulação (Figura 4-22); o objetivo é de conservar as correlações chaves entre variáveis simuladas.

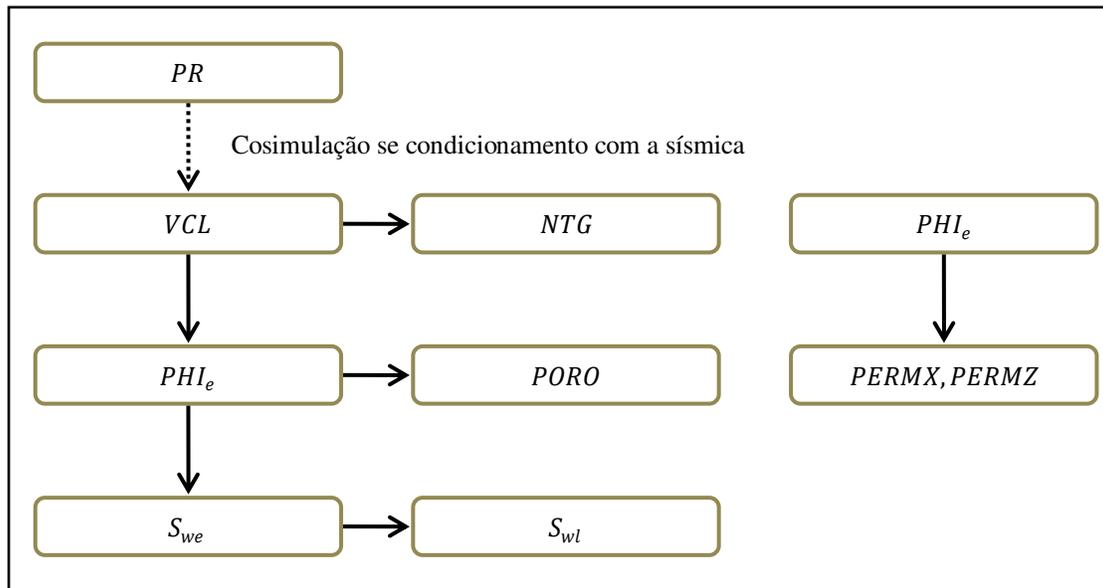


Figura 4-22: Árvore de simulação petrofísica.

4.6 Modelagem sísmica *a posteriori*

4.6.1 Integração do modelo petroelástico (MPE)

O objetivo da modelagem *a posteriori* é obter os atributos sísmicos, IA e PR, através do MPE a cada realização. Este MPE é calibrado nos dados de poço e a sua resposta à escala fina é satisfatória. Para usar o MPE a uma escala maior é preciso conhecer a influência da mudança de escala nos resultados.

A metodologia usada para controlar o uso do MPE na escala da malha se divide em quatro etapas:

- Controle do MPE na escala do poço;
- Controle da mudança de escala dos dados de poço;
- Avaliação da influência da mudança de escala;
- Avaliação da influência do MPE usado com dados da escala da malha.

Este controle é realizado na escala do poço por análise bivariada dos resultados do MPE e dos perfis sônicos dos poços. A análise é feita para os parâmetros V_p e V_s . Dois critérios de avaliação são usados, o coeficiente diretor da reta de regressão, que deve se aproximar de 1, e o coeficiente de correlação da nuvem de pontos, refletindo a dispersão da nuvem e que também deve se aproximar de 1 (Figura 4-23).

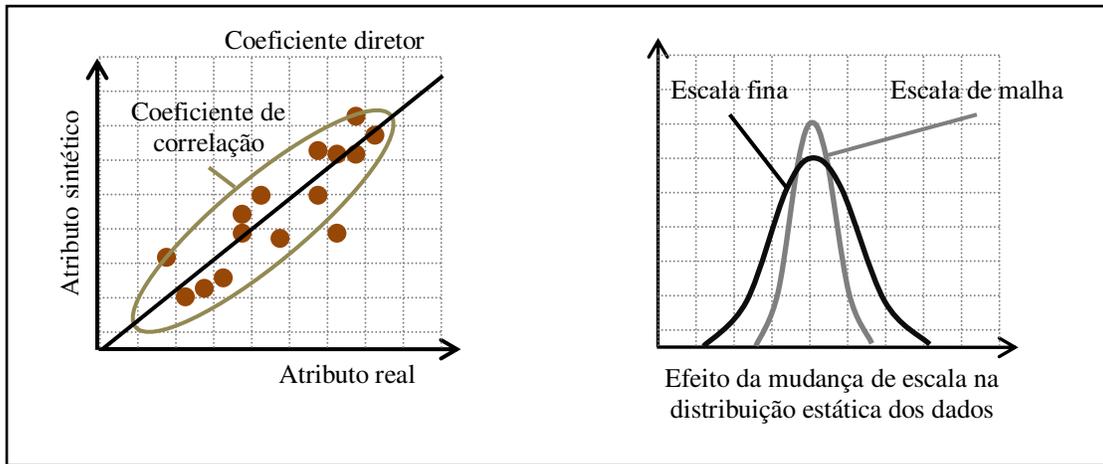


Figura 4-23: Controle do MPE

O controle de mudança de escala visa avaliar a perda de informação entre os dados da escala fina e os dados da escala da malha. Verifica-se, visualmente apenas, a conservação da média e da baixa frequência dos dados; a perda de variabilidade nas altas frequências é inevitável. A mudança de escala é aceita quando o desvio Δ_m entre a média da distribuição original e a distribuição após a mudança de escala é inferior a 5%.

$$\Delta_m \% = \sqrt{\left(\frac{m_{eg} - m_{ef}}{m_{ef}}\right)^2} \quad \text{Equação 4.4}$$

Onde m_{ef} representa a média da distribuição a escala fina e m_{eg} a média da distribuição após mudança de escala.

Após ter controlado a mudança de escala, pode-se observar a influência da mudança de escala realizando, novamente, a análise bivariada dos resultados do MPE e dos perfis de poços na escala da malha. A diferença entre os critérios de avaliação das etapas um e três julga da perda de informação. A mudança de escala tem um impacto importante nos resultados e dificulta a avaliação da qualidade da modelagem sísmica.

Numa quarta etapa, introduzem-se os dados petrofísicos no MPE. Pode-se observar que o erro resultante do uso do MPE com dados petrofísicos a escala da malha e o erro da mudança de escala dos resultados a escala fina são similares.

Pode-se concluir que a mudança de escala introduz uma perda de informação que dificulta a análise dos resultados retro-modelados. Por isso, a comparação dos resultados do MPE e da inversão sísmica não pode ser feita de modo quantitativo, pois poderia levar a uma classificação errônea das realizações. A avaliação dos modelos gerados na multi-realização deve ser feita de modo qualitativo, comparando as similaridades das superfícies de resposta em vez de dos valores dos atributos sísmicos modelados.

4.6.2 Definição de um critério sísmico de qualidade do modelo petrofísico

O critério sísmico a definir deve respeitar duas condições: ele precisa remover o conteúdo quantitativo dos dados a comparar respeitando os contrastes existentes, deve ser suficientemente simples para ser calculado a cada realização e ser interpretado rapidamente. É necessário destacar que este critério não visa avaliar a qualidade da resposta sísmica em si, mas visa comparar, em um primeiro momento, as realizações entre elas de modo a selecionar as mais compatíveis com a inversão sísmica (Figura 4-25).

Propõe-se o uso de um método de referenciamento. No caso presente, um algoritmo de referenciamento é desenvolvido a fim de classificar os resultados de modelagem segundo um critério simples: a similaridade do atributo modelado com o atributo invertido. O algoritmo é dividido em oito etapas:

4.6.2.1 Etapa 1: Carregamento dos resultados de modelagem petroelástica

Os atributos sísmicos IA e PR são modelados e extraídos do software de geomodelagem para serem analisados. O software de análise (MATLAB) espera a criação do arquivo de extração e uma vez criado, este último é carregado (Figura 4-24).

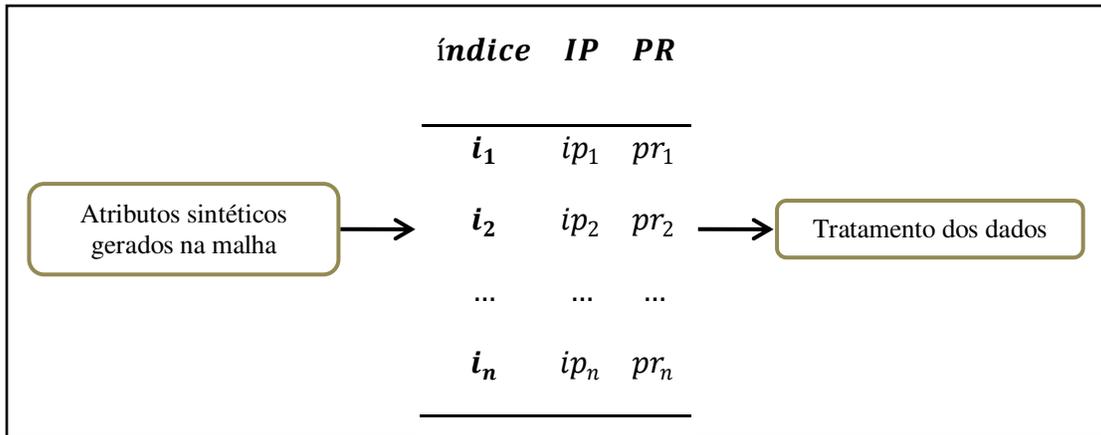


Figura 4-24: Extração dos atributos sintéticos em direção de MATLAB

4.6.2.2 Etapa 2: Extração e separação dos diferentes atributos

Cada atributo contido no arquivo de extração é separado para ser tratado de modo independente sob forma de uma coluna de dados.

4.6.2.3 Etapa 3: Atribuição de um índice de posicionamento na malha

Cada atributo recebe um índice correspondente ao seu posicionamento na malha para poder ser reordenado após o tratamento.

4.6.2.4 Etapa 4: Classificação de cada atributo na ordem crescente

Os atributos são classificados na ordem crescente para facilitar o seu tratamento e acelerar este processo.

4.6.2.5 Etapa 5: Atribuição da proporção acumulada dos traços inversos extraídos nos poços.

As funções de proporções acumuladas dos diferentes atributos são extraídas nos poços a partir dos traços inversos. Estes traços são únicos e o seu uso permite a comparação das diferentes realizações entre elas. Um algoritmo de comparação é assim criado, ele associa a cada valor de atributo uma proporção correspondente na função de proporção acumulada dos traços inversos.

Esta anamorfose de distribuição garante que cada realização possua uma função equivalente de proporções acumuladas e, dessa forma, uma base de comparação igual e adimensional. A única diferença entre as realizações é a localização dos valores na malha.

4.6.2.6 Etapa 6: Classificação de cada atributo na ordem dos índices de malha

Cada atributo é reorganizado na ordem dos índices de malha.

4.6.2.7 **Etapa 7: Comparação das proporções acumuladas modeladas pelo MPE com as proporções acumuladas da inversão.**

As operações das Etapas 5 e 6 são também realizadas para os atributos invertidos e cada célula da malha possui uma proporção acumulada correspondente à distribuição do atributo na malha inteira.

Os atributos reais e modelados pelo MPE podem, agora, ser comparados numa base de comparação adimensional (as proporções acumuladas dos atributos reais e modelados variam entre 0 e 1) e igual para todas as realizações.

4.6.2.8 Etapa 8: Cálculo da nota da realização

A nota da realização é a soma de todas as diferenças de proporções acumuladas dos atributos reais e dos modelados, divididos pelo número total de dados. Assim, ela reflete unicamente as similaridades espaciais dos atributos sem considerar os seus valores, mas unicamente as suas distribuições estatísticas no espaço. É possível identificar que quanto menor a nota, melhor é o modelo petrofísico correspondente.

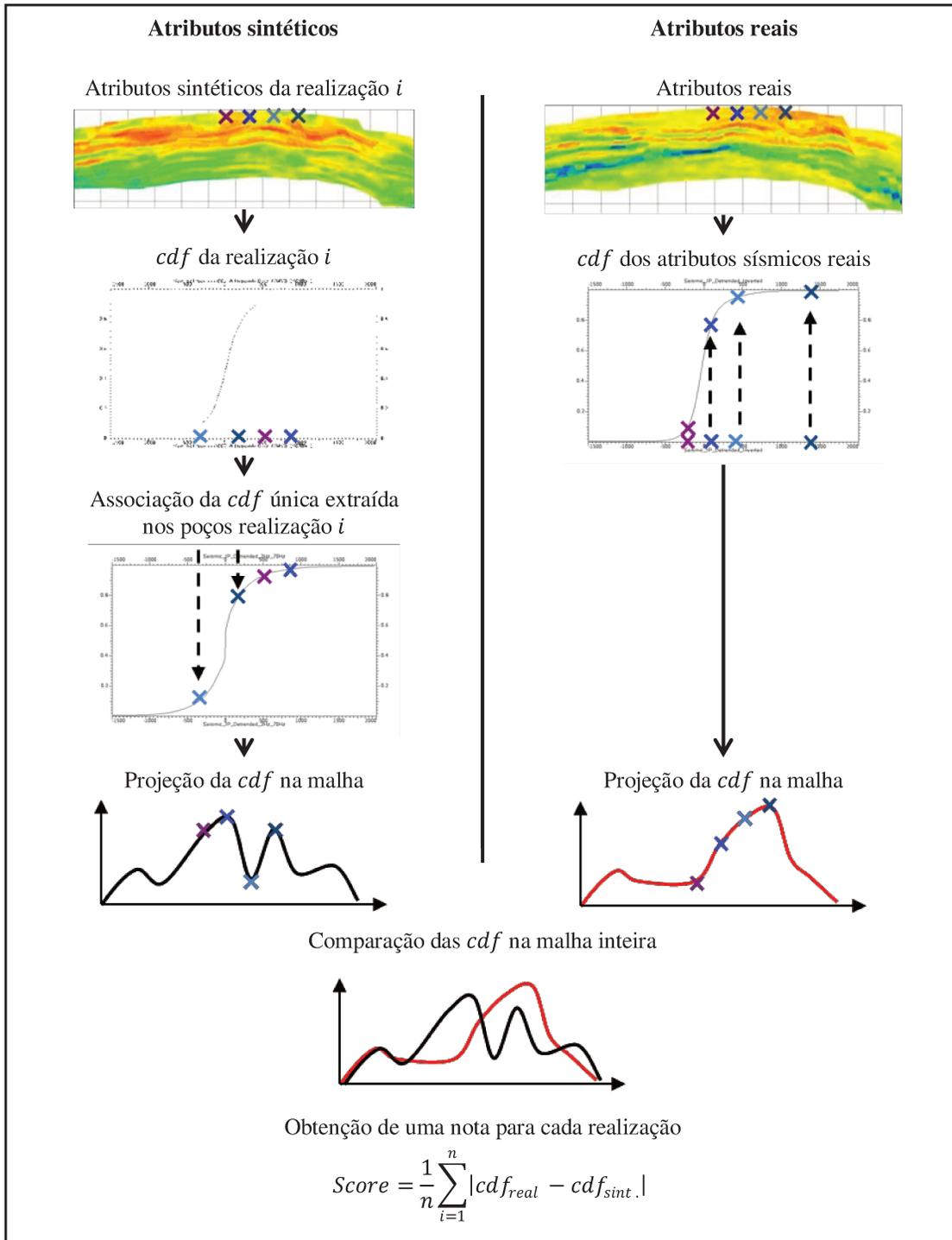


Figura 4-25: Processo de obtenção da nota sísmica.

4.7 Simulação de escoamento de fluidos

A simulação de escoamento de fluidos tem como objetivo comparar as curvas de previsão de produção entre casos não calibrados e casos calibrados com os dados sísmicos. Para isso, a metodologia adotada consiste primeiramente em selecionar realizações representativas das incertezas que se deseja estudar. Em seguida, é necessário agrupar os parâmetros dinâmicos (fluidos, PVT, estratégia de produção), antes de poder começar a análise de risco do projeto.

Neste trabalho, o modelo básico já é definido e as incertezas integradas são de ordem geológica (volume inicial de óleo e permeabilidade). Os parâmetros extraídos para a simulação de escoamento são as variáveis do modelo geológico influenciando o volume; a outra parte do modelo é conservada, como já definido no caso básico. Todos os parâmetros incertos são integrados em modelos de simulação de escoamento e simulados em computação paralela (ECLIPSE). Trata-se de:

- A proporção de espessura porosa (NTG);
- A porosidade da espessura porosa (PORO);
- A saturação irreduzível de água da espessura porosa (SWL);
- A permeabilidade da espessura porosa (PERMX, PERMZ).

4.7.1 Seleção de realizações baseada nos volumes de óleo

Duas metodologias de seleção de modelos representativos são propostas. O primeiro modo de seleção de realizações é diretamente o volume de óleo inicial. São extraídos vinte e um (21) modelos geológicos representativos da incerteza de volume (um a cada 5 percentis). A análise destes resultados permite avaliar o impacto da calibração dos modelos com os dados sísmicos nas incertezas de previsão de produção.

4.7.2 Seleção de realizações baseada nos critérios sísmicos

O segundo método de seleção de realizações é baseado na nota sísmica. As vinte e uma (21) melhores notas sísmicas são selecionadas para representar as incertezas de volume. É julgado se a representatividade desta seleção em termo de um volume inicial de óleo. Neste caso os modelos menos compatíveis com a sísmica são desconsiderados da avaliação de incertezas, assim como os modelos geológicos não compatíveis com o conceito sedimentar foram desprezados determinando as proporções de fácies.

Este tipo de seleção permite avaliar como se distribuem as melhores notas sísmicas na distribuição de volume. Notas espalhadas por toda a distribuição significam que a resposta sísmica não permite reduzir a incerteza, mas uma nota sísmica concentrada numa região da distribuição significa que os volumes daqueles modelos correspondem melhor à sísmica e possuem, assim, melhores argumentos para serem eleitos para representar as incertezas. Usando este critério sísmico de seleção de modelos, deseja-se observar as suas respostas em termo de escoamento de fluido.

Capítulo 5: Aplicações

O objetivo deste capítulo é apresentar o caso estudado, assim como os detalhes das etapas necessárias ao desenvolvimento da metodologia aplicadas ao caso estudado.

5.1 Apresentação do caso estudado

5.1.1 Apresentação geral

O campo escolhido para realizar este estudo é um campo de águas profundas, formado por reservatórios turbidíticos, com cinco poços exploratórios amostrados e perfilados, que fornecem uma base de dados suficiente para proceder a uma análise de dados relevante. Há também uma aquisição sísmica 3D de boa qualidade que permitiu extrair os atributos IA e PR invertidos. Estes fatores são necessários e suficientes a tornar este campo elegível para o estudo.

O campo é formado por uma sucessão de depósitos em turbiditos. Dois sistemas se destacam, ambos formados por uma sucessão de um leque e de um canal de provisionamento e são separados por uma camada de fluxo de detritos, formando uma barreira impermeável (Figura 5-1). Cada subsistema se destaca claramente na aquisição sísmica.

5.1.2 Estratigrafia

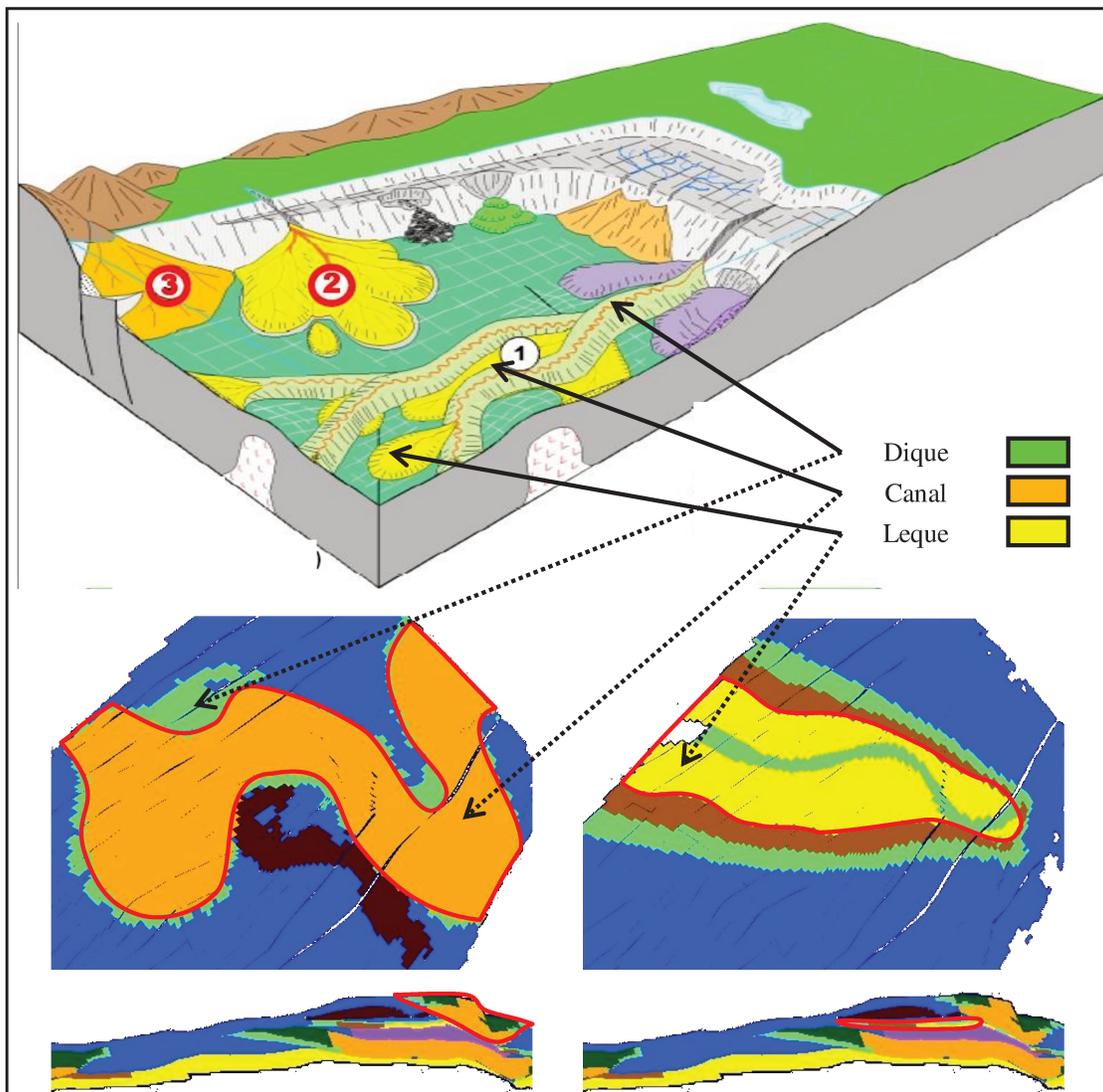


Figura 5-1: Ambiente turbidítico relativo ao campo estudado.

A malha usada foi realizada pelo geólogo antes de ser integrada no projeto; ela é baseada na estratigrafia do reservatório e é formada de:

- 112 células na direção X
- 174 células na direção Y
- 63 células na direção Z
- 1227734 células no total cujas 961268 células são ativas

5.1.3 Interpretação dos elementos arquiteturais

Os leques são compostos de três tipos de elementos arquiteturais:

- Leque central,
- Margem de leque muito arenosa,
- Franja de leque.

Os canais são compostos de quatro tipos de elementos arquiteturais:

- Eixo central de canal,
- Dique marginal muito arenoso,
- Dique marginal pouco arenoso,
- Dique marginal siltoso e argiloso.

Um elemento singular é atribuído ao fluxo de detritos que separa os dois subsistemas. Todos estes elementos são englobados numa matriz de folhelho pelágico. Alguns elementos apresentam as mesmas características em termo de conteúdo rochoso; estes são então grupados a fim de simplificar o processo.

Tabela 5-1: Elementos arquiteturais presentes no caso estudado.

Nome	Composição	Cor e código
AE01	Matriz de folhelho pelágico	1
AE02	Dique marginal siltoso Franja de leque	2
AE03	Dique marginal pouco arenoso Franja de leque	3
AE04	Dique marginal muito arenoso	4
AE06	Eixo central de canal	6
AE08	Fluxo de detritos	8
AE09	Margem de leque muito arenosa	9
AE10	Leque central	10

5.1.4 Atributos sísmicos

A aquisição sísmica 3D apresenta uma razão elevada do sinal sobre o ruído, o que é testemunha de uma boa qualidade sísmica. Os atributos sísmicos IA e PR ressaltante da inversão vêm confirmar isto. Os principais elementos constitutivos do reservatório se destacam claramente nos horizontes sísmicos. Para apreciar a calibração da sísmica invertida, os atributos sísmicos de inversão são comparados com os atributos sônicos nos poço. Esta comparação é feita nos atributos após remoção do gradiente geoestático (Figura 5-2).

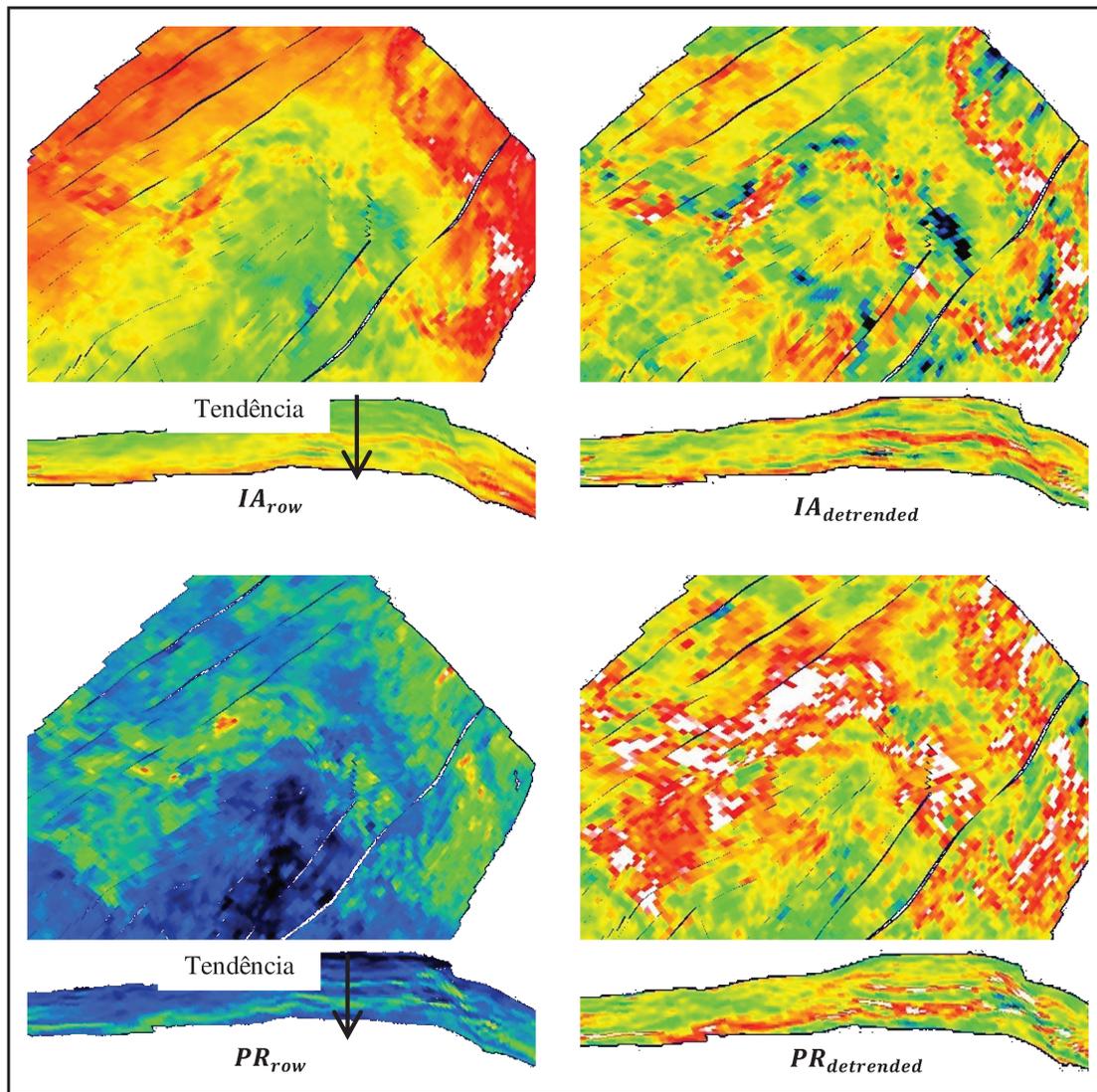


Figura 5-2: Cubos dos atributos sísmicos usados $PR_{detrended}$

A remoção do gradiente geostático foi realizada anteriormente a este estudo segundo o método de filtragem apresentado no Capítulo 2. Ela foi feita no cubo sísmico inteiro, o qual é, em seguida, projetado na malha usada neste projeto. Sem esta tendência, devida em maior parte a profundidade e a pressão, os atributos sísmicos permitem a melhor segregação das fácies e conseqüentemente uma maior previsibilidade destes últimos.

5.1.5 Modelagem geológica

A modelagem geológica é efetuada anteriormente a este estudo a partir das amostras e dos perfis dos poços. Assim, doze fácies são definidas no reservatório estudado. Elas dependem do tipo de elemento arquitetural, da granulométrica da rocha e do tipo de laminação encontrada.

Deposito de canal:

- Folhelho pelágico (*AF1*),
- Dique siltoso e argiloso (*AF2*),
- Dique pouco arenoso ou até arenoso (*AF3*),
- Dique muito arenoso (*AF4*),
- Recheio de canal deposicional (*AF5*),
- Recheio de canal erosivo-construtivo (*AF6*),
- Fluxo de detritos (*AF8*),
- Resíduos (*AF15*).

Deposito de leque:

- Franja de leque siltosa e argilosa (*AF2*),
- Franja de leque arenosa (*AF3*),
- Margem de leque muito arenoso (*AF9*),
- Leque central (*AF12*).

Outros depósitos:

- Injetitos (*AF16*).

Não reservatório	Reservatório de baixa qualidade	Reservatório de media qualidade	Reservatório de alta qualidade
<i>AF1, AF2 AF8</i>	<i>AF3</i>	<i>AF4, AF9</i>	<i>AF5, AF6, AF15, AF12</i>

O uso dos atributos sísmicos para destacar as diferentes fácies impõe um agrupamento destas últimas, pois as respostas sísmicas podem ser superpostas. Além disto, para um resultado de maior qualidade, a ferramenta de suavização de *crossplot* deve ser usada com um número de fácies reduzido para garantir uma boa segregação destes.

Na Figura 5-3, pode-se ver que as nuvens de ponto representando as fácies são superpostas nos gráficos de cima enquanto após remoção do gradiente geostático, as nuvens se separam, oferecendo regiões de respostas privilegiadas para cada uma das fácies.

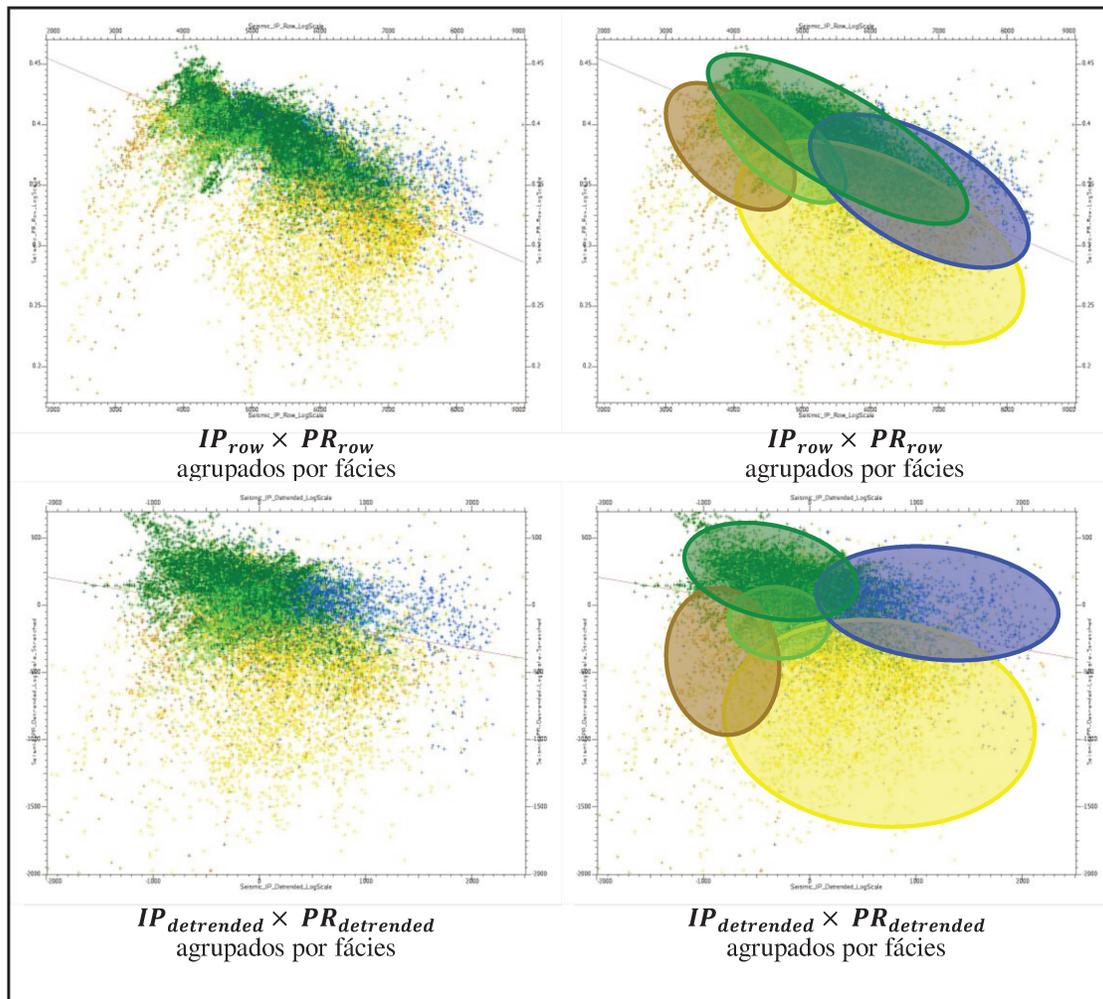


Figura 5-3: A remoção do gradiente geostático aumenta a segregação de fácies.

A associação das fácies precedentes em grupos é feita segundo dois critérios: do ponto de vista do reservatório, as fácies são reunidas em quatro grupos de qualidade, desde o muito bom até o reservatório de baixa qualidade e o não-reservatório. Do lado sísmico, as fácies são reunidas em função das suas respostas de IA e de PR. Cada grupo precedente é dividido em subgrupos se necessário. Logo, lista-se a seguir os cinco grupos de fácies (Figura 5-4):

- Não reservatório (silto/argila) ($F1$)
- Não reservatório (fluxo de detritos) ($F2$)
- Reservatório de baixa qualidade (Lamas heterolíticas) ($F3$)
- Reservatório de média qualidade (Arenitos heterolíticos) ($F4$)

- Reservatório de alta qualidade (Arenitos massivos) (F5)

5.1.6 Classificação das fácies em vista da simulação Gaussiana truncada:

O processo de simulação Gaussiana truncada é um ponto importante deste estudo de caso. A sua parametrização é determinante para a análise de resultados. Ela impõe uma classificação das fácies a fim de calcular os coeficientes de truncamento. Esta classificação reflete intrinsecamente as transições possíveis entre as fácies simuladas. No caso estudado, as fácies são ordenadas segundo o critério de qualidade das reservas, ou seja, do não reservatório até o reservatório constituído por arenitos massivos.

Tabela 5-2: Agrupamento das fácies para melhor segregação com a sísmica

Nome	Composição	Cor e código
F1	Não reservatório (silto/argila)	1
F2	Não reservatório (fluxo de detritos)	2
F3	Reservatório de baixa qualidade (Lamas heterolíticas)	3
F4	Reservatório de media qualidade (Arenitos heterolíticos)	4
F5	Reservatório de alta qualidade (Arenitos massivos)	5

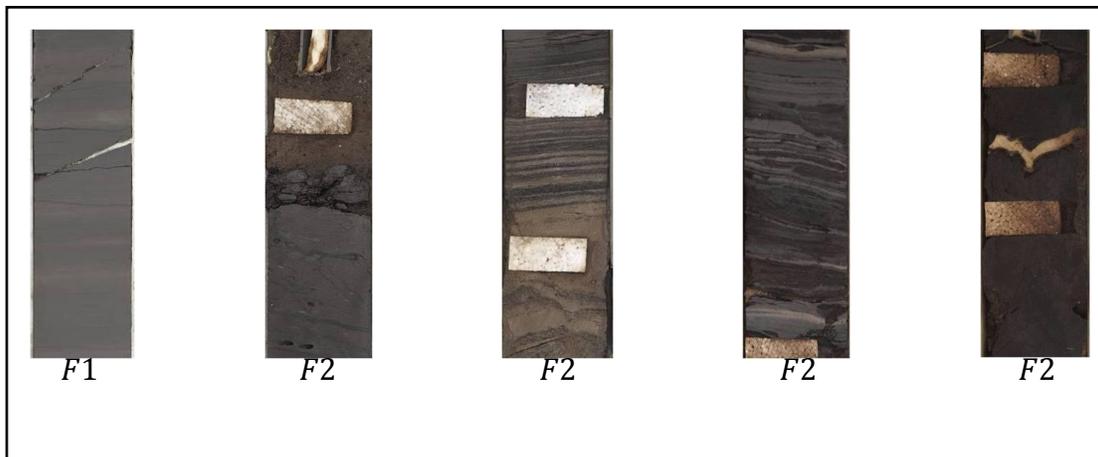


Figura 5-4: Aspecto das fácies usadas no caso estudado

A simulação Gaussiana truncada é realizada por grupos. Três grupos de carácter erosivo diferente são determinados e simulados um depois do outro, do mais erosivo ao menos erosivo. Esta opção oferece resultados mais realísticos.

Tabela 5-3: Caráter erosivo das fácies

	F1	F2	F3	F4	F5
Muito erosivo	-	X	-	-	X
Erosivo	-	-	-	X	-
Não erosivo	X	-	X	-	-

5.2 Geração de modelos geológicos

5.2.1 Variação de tamanho dos elementos arquiteturais

Como foi detalhada no capítulo precedente, a incerteza estrutural pode ser integrada por dilatação da malha do modelo. Apesar do seu impacto nos volumes de óleo não ser desprezível, ela não é considerada, pois a sua integração dificultaria muito o processo e acrescentaria significativamente o tempo de cálculo. Integram-se as incertezas de tamanho dos elementos arquiteturais.

Este estudo de incerteza de tamanho (Figura 5-5) foi realizado pela equipe a cargo do projeto. O seu resultado é integrado na ferramenta de variação automatizada de tamanho, assim um novo cubo de elementos é obtido a cada realização. As incertezas de tamanho variam com a profundidade da malha. Para ser considerada, define-se uma função incerta que é atribuída a cada célula da malha, ela representa a tolerância de alteração horizontal dos elementos.

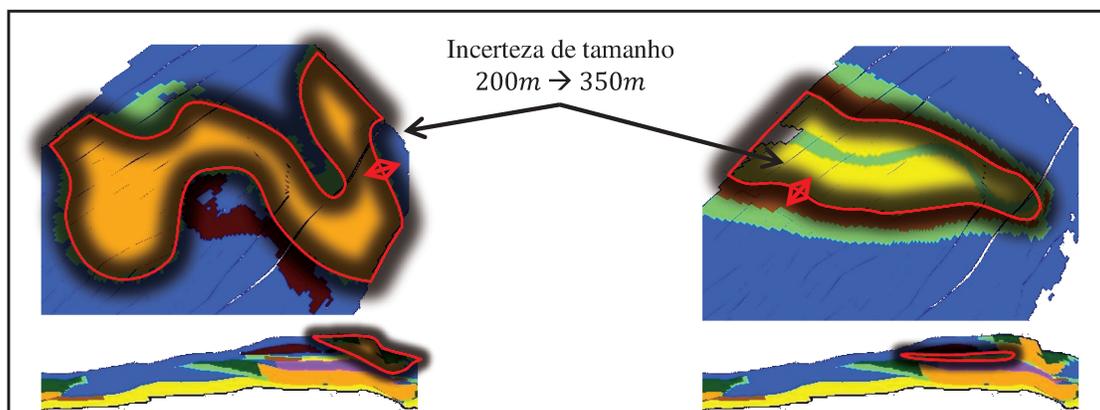


Figura 5-5: Incerteza de tamanho dos elementos arquiteturais.

5.2.2 Análise variográfica

Os dados de poços e a análise variográfica são os mesmos para todos os casos estudados, eles são fornecidos pela equipe responsável do estudo do campo. A análise variográfica é

realizada por um elemento arquitetural. Esta integra azimutes variáveis nos canais e amplitudes variáveis dependendo do tipo de elemento. Desta forma, este estudo permite obter um resultado mais realístico, pois os corpos geológicos são orientados no sentido das suas deposições.

Quatro variáveis por elemento arquitetural são definidas. Trata-se das três amplitudes e do azimute do variograma (Figura 5-6). Após a variação de tamanho dos elementos arquiteturais, estas quatro variáveis são distribuídas em cada célula da malha a fim de preparar a simulação de fácies.

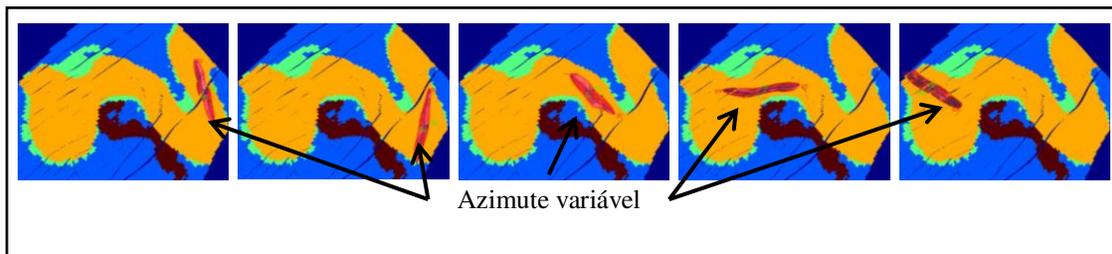


Figura 5-6: Variograma não estacionário com amplitude e azimute variável.

5.2.3 Obtenção das proporções de fácies e cálculo da incerteza de proporção para o método 1

Como explicitado no capítulo precedente, as proporções geológicas de fácies são integradas sob forma de curvas de proporções verticais (VPC) determinadas pelo geólogo. A incerteza de proporções é determinada pelo método do NEDI aplicado em cada elemento arquitetural. Os dados independentes de fácies situados nos poços, que cruzam o elemento arquitetural estudado, são contados e um NEDI constante é atribuído a cada camada. Um NEDI mínimo é atribuído para os elementos ou as camadas de elementos que não são perfuradas por nenhum poço (Figura 5-7). Deste modo, cada célula recebe um NEDI que reflete a incerteza nas proporções de fácies.

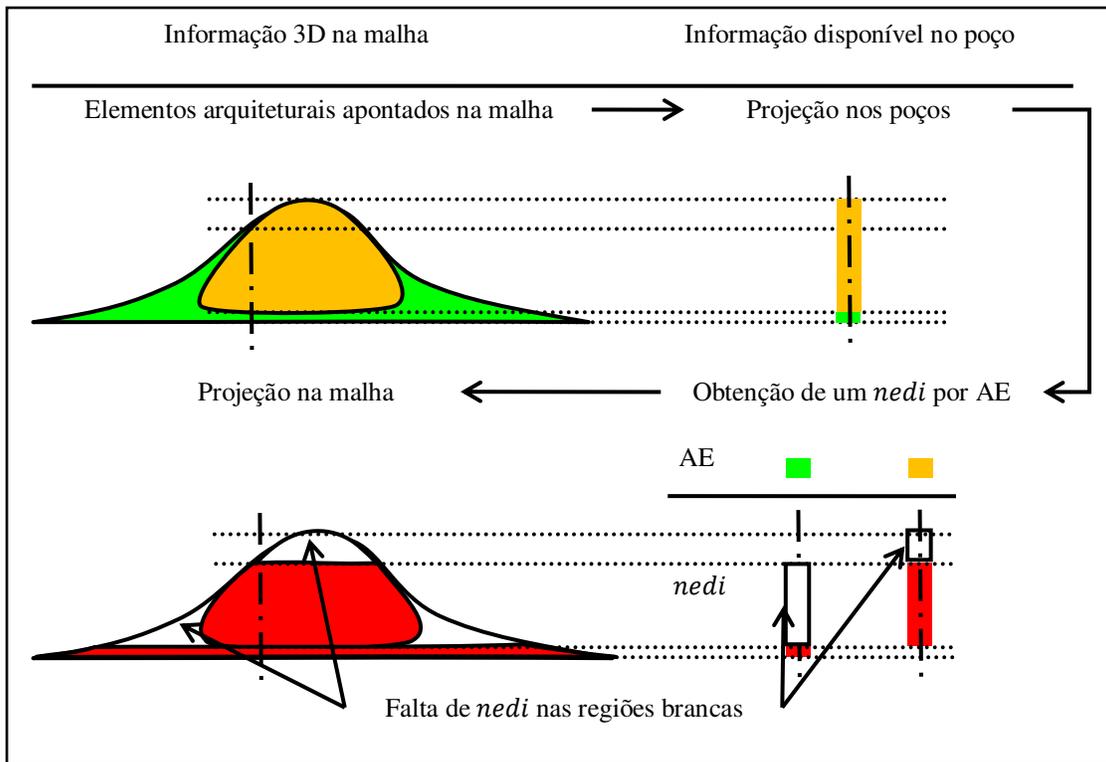


Figura 5-7: Método 1 – Obtenção do nedí.

5.2.4 Extração de proporções de fácies a partir dos dados sísmicos

A extração de informação geológica a partir dos dados sísmicos necessita de um conjunto de treinamento que deve conter os atributos sísmicos IA e PR associados às fácies geológicas. O conjunto de treinamento deve apresentar quatro características:

- A distribuição de IA do conjunto não deve apresentar viés com a distribuição da malha
- A distribuição de PR do conjunto não deve apresentar viés com a distribuição da malha
- As proporções de fácies do conjunto não devem apresentar viés com as proporções desejadas na malha

A distribuição das fácies dominantes no *crossplot* do conjunto de treinamento deve ser similar a aquela do conjunto extraído dos traços inversos, pois este último é um conjunto de referência.

Como foi apresentado no capítulo precedente três conjuntos de treinamento são estudados:

Tabela 5-4: Fontes de dados sísmicos e escalas correspondentes.

Atributos sísmicos usados	Escala correspondente
Perfis de poços	Escala fina
Traço sísmico inverso extraído no poço	Escala da malha
Perfis de poços filtrados	Escala da malha

A tendência geostática é removida segundo o método de filtragem de baixa frequência. Para cada método de definição de proporção de fácies, analisam-se os volumes de interesse para obter as distribuições dos atributos sísmicos na malha, remover o viés entre aquela e o conjunto de treinamento. Estes vieses foram removidos por anamorfose de distribuição. Para os conjuntos de treinamento ficarem prontos, os vieses de proporções de fácies devem ser removidos de acordo com as previsões do geólogo e do volume de interesse. A remoção destes vieses é detalhada na apresentação de metodologia do trabalho.

Diversos cubos de proporções são obtidos por suavização de *crossplot* para os conjuntos de treinamento 2 e 3. Os cubos que melhor respondem aos conceitos sedimentares são selecionados para serem utilizados na simulação geoestatística de fácies. Os diversos métodos de simulação geoestatística integram os cubos de proporções seguintes:

Tabela 5-5: Conjuntos de treinamentos e volume de interesse de cada método de definição de proporções de fácies

Método	Conjunto de treinamento	Volume de interesse
Método 1 (Referência)	-	Elementos arquiteturais
Método 2	Dados dos poços filtrados	Elementos arquiteturais Grupo de elementos
Método 3	Traços sísmicos	arquiteturais reservatório (Malha - AE01)
Método 4	Dados dos poços filtrados	Malha inteira

Tabela 5-6: Análise das proporções de fácies na malha inteira para os quatro métodos.

	p_{F1}	p_{F2}	p_{F3}	p_{F4}	p_{F5}
Método 1	68,4 %	2,5 %	11,4 %	5,1 %	12,6 %
Método 2	72,9 %	2,3 %	6,3 %	4,9 %	13,6 %
Método 3	68,1 %	1,6 %	14,4 %	4,6 %	11,2 %
Método 4	61,2 %	6,7 %	16,9 %	6,5 %	7,4 %

Na Figura 5-8, pode-se observar que, para todos os métodos, a proporção de $F5$ é forte (vermelho ou branco) onde os poços apresentam a fácies $F5$. Isto permite validar as proporções de fácies localmente onde as fácies são conhecidas.

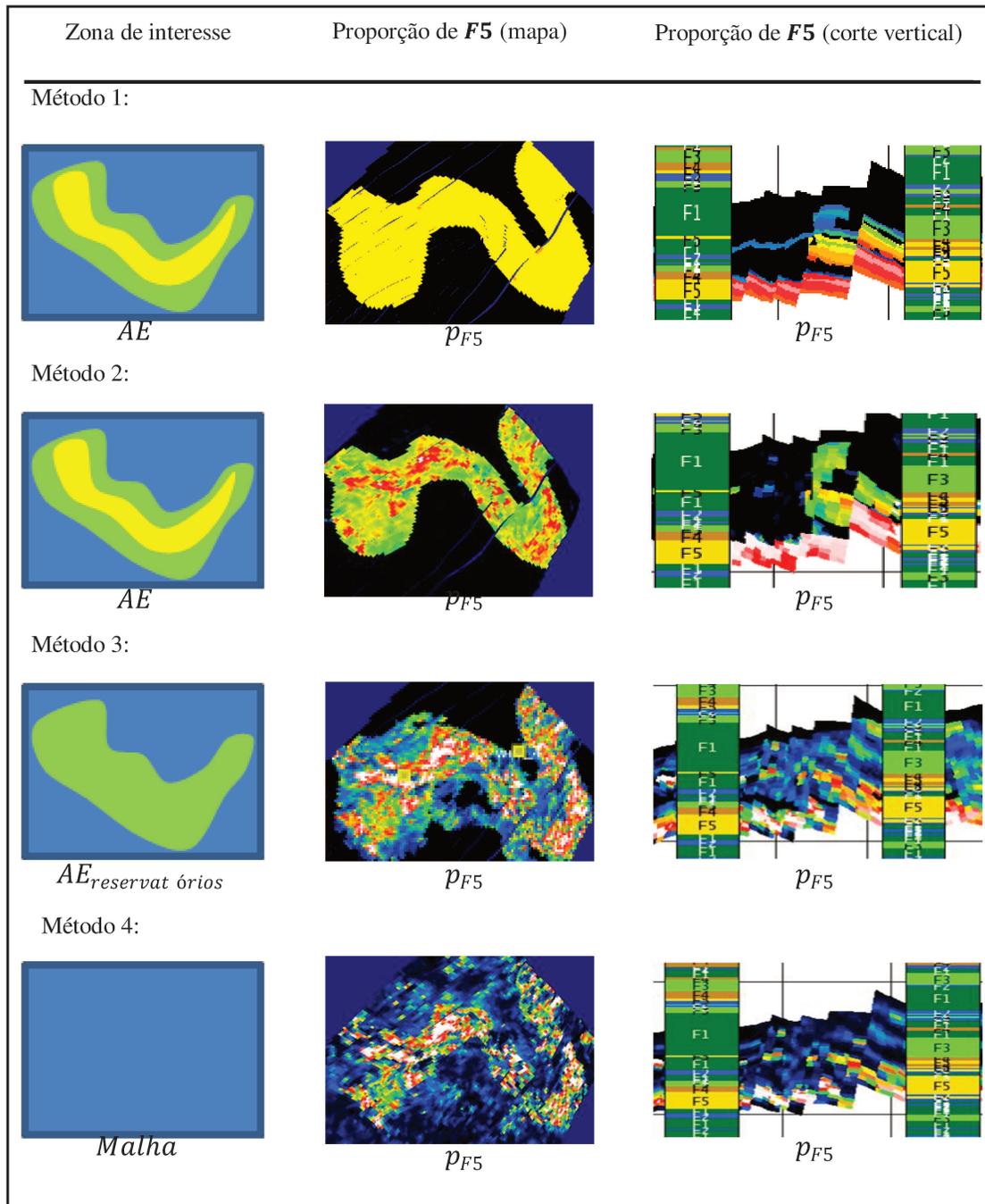


Figura 5-8: Controle das proporções de fácies para os quatro métodos

5.2.5 Validação das análises de dados

A análise de dados foi realizada como detalhado na metodologia na escala do perfil de poço e também na escala da malha. A metodologia de mudança de escala é assim validada. A cada variável petrofísica é atribuída uma distribuição estatística parametrizada de forma beta, também como uma incerteza associada à média desta última (Figura 5-9, Figura 5-10). A análise variográfica é fornecida pela equipe do projeto e é diretamente integrada à simulação geostatística. Enfim, a análise bivariada é realizada e a ordem de simulação é determinada.

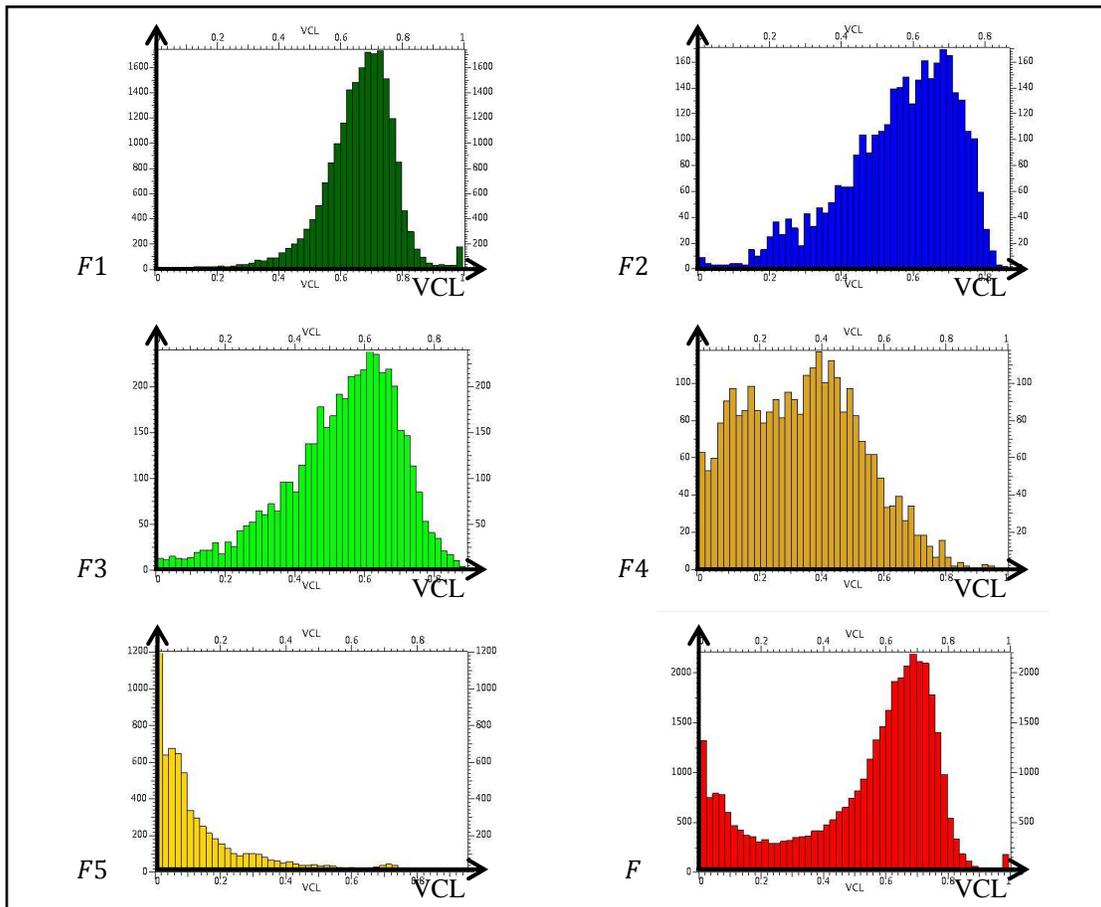


Figura 5-9: Distribuições de proporção de argila observadas nos poços.

Tabela 5-7: Distribuição observada da proporção de argila por fácies na escala fina do perfil.

VCL	F1	F2	F3	F4	F5	F
Média	66,44	56,50	53,89	33,67	13,58	52,58
Desvio padrão	11,00	15,63	16,19	18,95	16,08	24,13

A fim de melhorar a calibração dos modelos com a sísmica, o volume de argila (VCL) é co-simulado com o coeficiente de Poisson (PR). Esta condição permite melhorar a qualidade dos modelos gerados em termo de condicionamento sísmico (Figura 5-11).

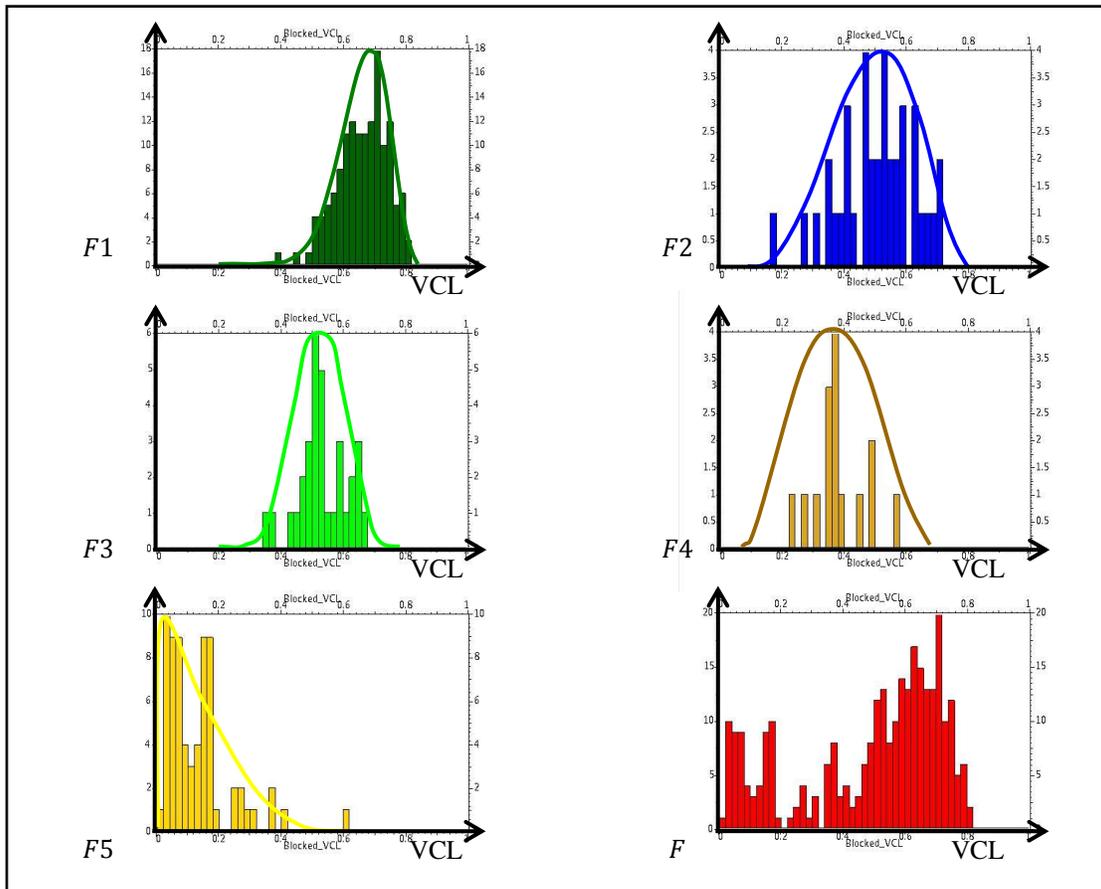


Figura 5-10: Análise dos dados de poços após a mudança de escala e distribuição beta associada

Tabela 5-8: Distribuição observada da proporção de argila por fácies na escala da malha.

$VCL_{upscaled}$	F1	F2	F3	F4	F5	F
Numero de dados	141	38	32	15	68	294
medi	77,0	22,0	21,0	11,0	37,0	168,0
Média	66,3	50,6	53,5	38,3	13,0	48,9
Desvio padrão	8,1	12,5	7,8	11,9	10,8	23,3

Tabela 5-9: Parâmetros da distribuição beta associada.

$VCL_{upscaled}$	F1	F2	F3	F4	F5
Min	0,10	0,00	0,25	0,08	0,00
Max	0,85	0,80	0,71	0,70	0,65
P	11,45	5,38	4,46	2,80	1,15
Q	3,88	3,23	2,86	2,98	4,61

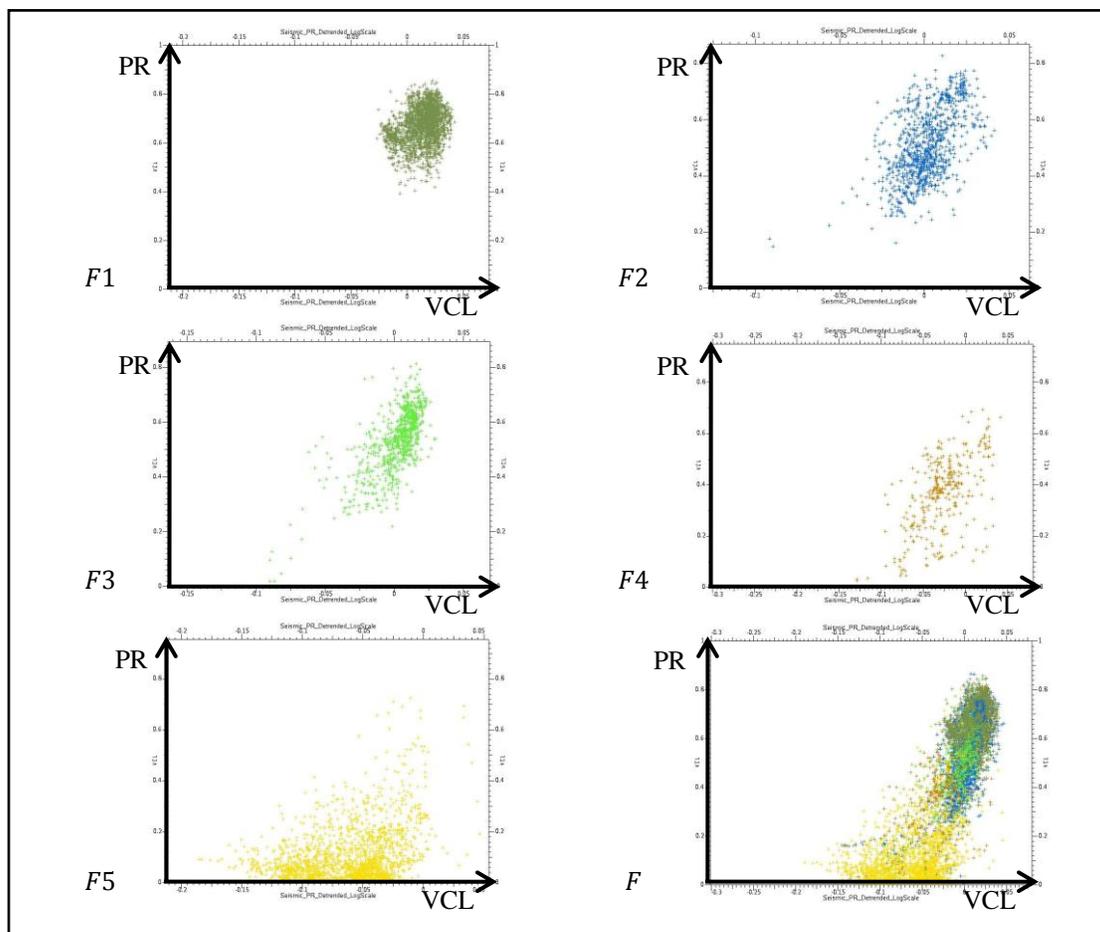


Figura 5-11: Análise bivariada do $\sigma \times VCL$

Tabela 5-10: Coeficiente de correlação observado (uso do coeficiente de correlação de $\sigma \times VCL$ após a anamorfose Gaussiana na SGS).

$\sigma \times VCL$	F1	F2	F3	F4	F5	F
Escala do poço	0,31	0,63	0,67	0,58	0,36	0,83
Escala da malha (perfil filtrado)	0,5	0,76	0,77	0,84	0,34	0,84
Escala da malha após anamorfose Gaussiana	0,33	0,58	0,26	0,43	0,57	0,65

5.2.6 Introdução do contato óleo-água e dos parâmetros PVT

A fim de obter uma estimativa do volume inicial de óleo no reservatório e na superfície, são introduzidos o contato óleo-água e os parâmetros PVT (B_o e R_s). Estes parâmetros são considerados incertos, eles são o resultado da avaliação da equipe a cargo do projeto e são diretamente integrados no processo de cálculo de volumes.

5.3 Validação do modelo petroelástico

O modelo petrofísico usado é calibrado com dados de poço a escala fina. A análise de influencia da mudança de escala é realizada segundo o processo detalhado na metodologia.

- Controle do MPE na escala do poço,
- Controle da mudança de escala dos dados de poço,
- Avaliação da influência da mudança de escala,
- Avaliação da influência do MPE usado com dados da escala da malha.

Tabela 5-11: Resultado de análise do MPE na escala do poço (perfis sônicos VS resultado do MPE)

v_p (Correlação, tangente)	v_s (Correlação, tangente)
0.84, 1.02	0.90, 0.98

Tabela 5-12: Validação da mudança de escala dos perfis sônicos

V_p (m, σ) Escala fina	V_p (m, σ) Escala da malha	V_s (m, σ) Escala fina	V_s (m, σ) Escala da malha
2422, 348	2422, 205	1092, 268	1119, 165

Tabela 5-13: Validação da mudança de escala dos resultados do MPE

V_p (m, σ) Escala fina	V_p (m, σ) Escala da malha	V_s (m, σ) Escala fina	V_s (m, σ) Escala da malha
2339, 305	2358, 155	1096, 259	1115, 186

Tabela 5-14: Resultado de análise do MPE após a mudança de escala (perfis sônicos após a mudança de escala VS resultados do MPE após a mudança de escala)

v_p (Correlação, tangente)	v_s (Correlação, tangente)
0.69, 1.08	0.90, 0.87

Tabela 5-15: Validação da mudança de escala dos dados petrofísicos.

Dados petrofísicos	Escala fina	Escala da malha
VCL	0.52, 0.24	0.48, 0.23
PHI_e	0.08, 0.08	0.09, 0.08
S_{we}	0.53, 0.42	0.58, 0.36
P_{eff}	102, 23	106, 17

Tabela 5-16: Uso do MPE com os dados petrofísicos na escala da malha e análise dos resultados (perfis sônicos após a mudança de escala VS resultado do MPE usado com dados petrofísicos na escala da malha)

v_p (Correlação, tangente)	v_s (Correlação, tangente)
0.65, 0.89	0.89, 0.88

A comparação da Tabela 5-11 com a Tabela 5-14 mostra que a mudança de escala não afetou tanto o coeficiente de correlação, mas afetou muito a tangente entre as duas variáveis. A Tabela 5-16 revela um coeficiente de correlação comparável a aquele da Tabela 5-14 e uma variação da tangente comparável à variação de tangente observada entre a Tabela 5-11 e a Tabela 5-14.

Estas duas observações permitem concluir que há uma perda de informação quantitativa (variação da tangente), mas há uma conservação da tendência dos dados (conservação do coeficiente de correlação particularmente para v_s). Conclui-se disto a necessidade de uso de um critério de comparação qualitativo das sísmicas reais e sintéticas, por isto, desenvolve-se o critério de ordenamento apresentado no capítulo 4 Item 4.6.2 .

5.4 Multi-realização de modelos geológicos (Figura 5-12)

Após a validação, todos os parâmetros são integrados na árvore de simulação. A parte central da árvore é realizada pelo software *Jacta* integrado a *Gocad*. Ela se divide em cinco partes principais:

- Definição estocástica dos elementos arquiteturais (1 método com e sem incertezas)
- Simulação das fácies (4 métodos com e sem incertezas)
- Simulação das variáveis petrofísicas (2 métodos com e sem incertezas)

- Adição do contato óleo-água e gestão da zona de transição (*1 método com e sem incertezas*)
- Integração dos parâmetros PVT (*1 método com e sem incertezas*)

Cada uma destas partes é gerada de modo independente pelo software *G3* especializado em simulação geoestatística. *Jacta* utiliza os serviços deste último, no qual são configurados os parâmetros de geração das variáveis necessárias, em AE, fácies e variáveis petrofísicas.

Em complemento, o *Jacta* permite gerenciar operações paralelas tal como o cálculo da resposta sísmica para cada modelo. Após a geração, os resultados de IA e PR modelados são extraídos e recuperados por Matlab, que avalia a nota sísmica e classifica as realizações. Os volumes e as notas sísmicas são estocados ao decorrer do processo para serem analisadas no final deste.

Uma primeira análise do resultado antecipado permite concluir à invalidade da metodologia usando os dados sísmicos puros. Os seus defeitos são apresentados na parte de resultados do documento. Decide-se, então, abandonar esta metodologia e de não selecionar modelos representativos para a simulação de escoamento. Os outros resultados são utilizados na sequência do estudo.

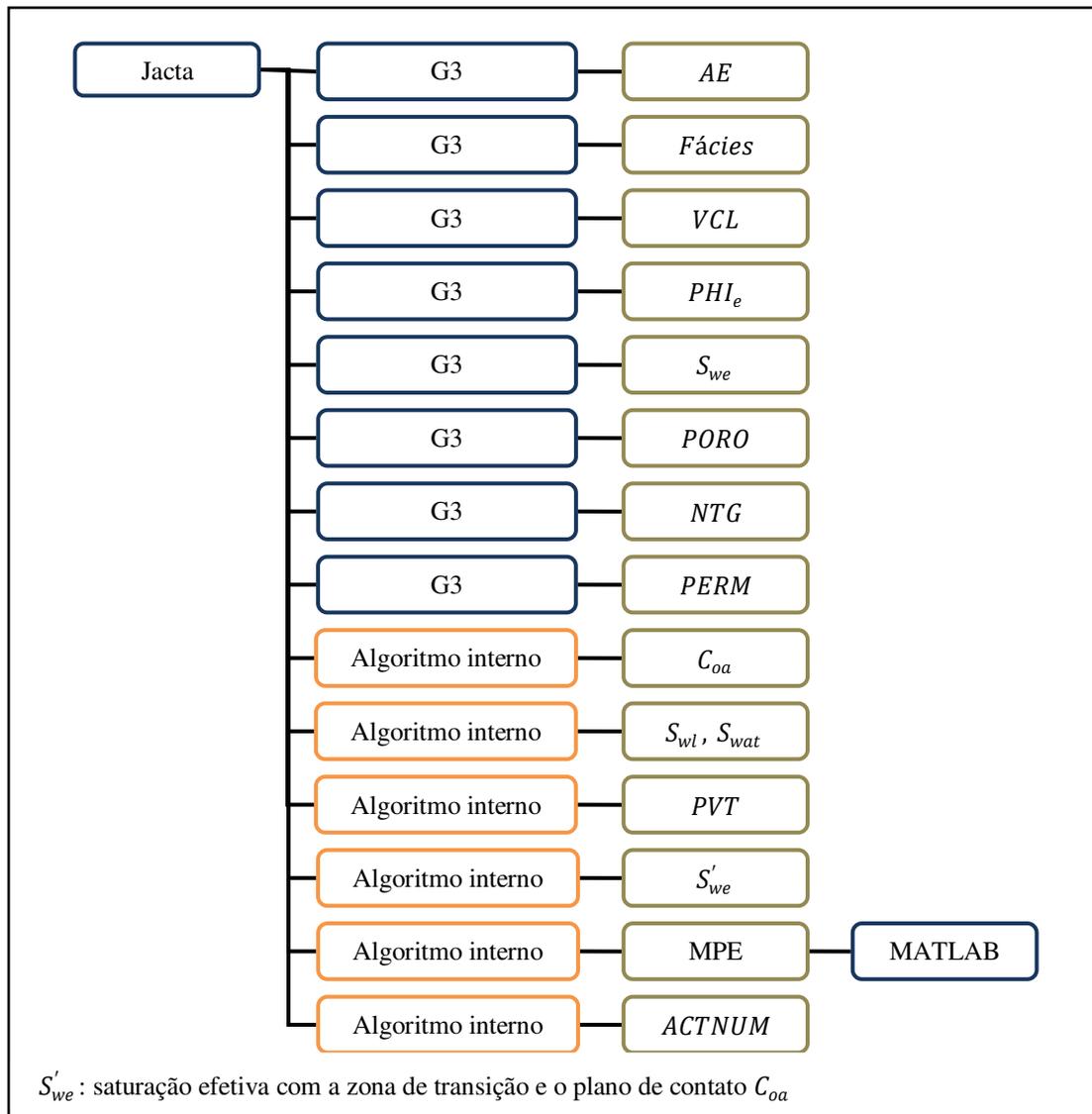


Figura 5-12: Árvore de simulação Jacta.

5.5 Simulação de reservatórios

5.5.1 Seleção de modelos geológicos representativos

Após a geração dos modelos estáticos, a seleção de modelos geológicos representativos precisa ser realizada. Esta seleção é feita segundo dois critérios:

5.5.1.1 Critério volumétrico

O critério volumétrico deve ser escolhido de modo a permitir uma boa transição entre os programas Gocad e Eclipse que possuem métodos de cálculo de volume nas condições de superfícies diferentes, o que dificulta a escolha dos modelos representativos segundo o volume. São selecionados os modelos representativos segundo os volumes iniciais no reservatório (VOOIS). Vinte e uma realizações são extraídas regularmente ao longo da distribuição dos VOOIS (Figura 5-13), ou seja, uma realização a cada cinco percentiis.

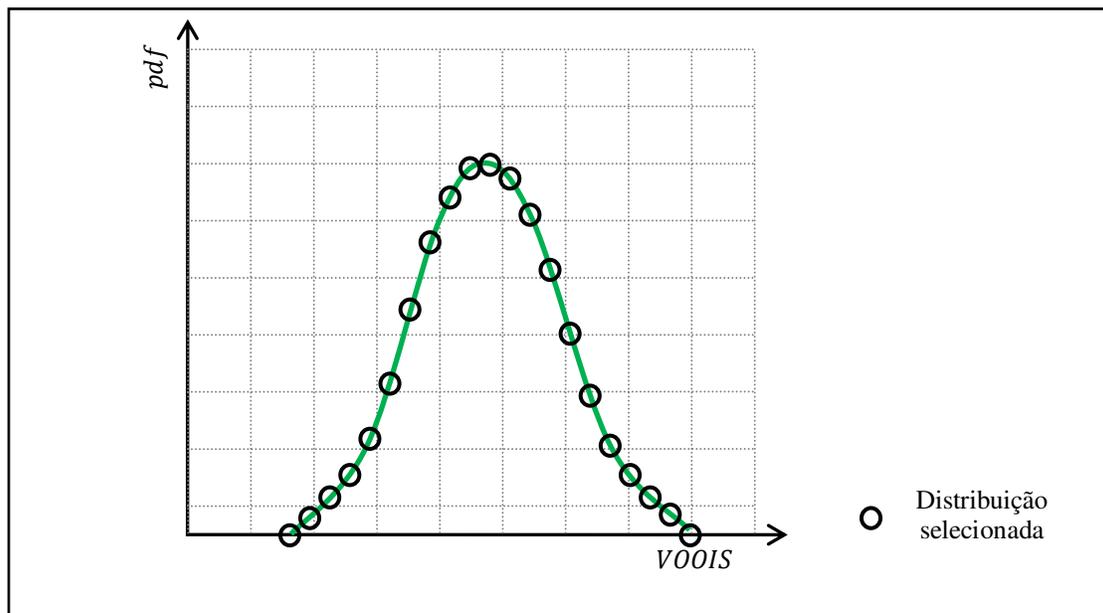


Figura 5-13: Amostragem da distribuição dos volumes de reservatório.

5.5.1.2 Critério sísmico

As notas sísmicas são calculadas em duas regiões do reservatório. Primeiramente na da malha inteira e, em seguida, na região contendo unicamente as fácies do reservatório. Após a análise das notas, esta segunda região apresenta um melhor potencial a destacar as realizações entre elas, assim como os diversos métodos usados. Os atributos modelados pelo MPE, tanto IA quanto σ , apresentam notas da mesma ordem de grandeza. Calculam-se, então, as notas médias entre os dois atributos e selecionam-se às vinte e uma melhores. Isto a fim de ter o mesmo número de realizações que por seleção volumétrica. Uma ponderação baseada nas notas médias é aplicada a fim de dar mais influência ao atributo de melhor média (Figura 5-14).

$$Score_p = w \times Score_{IP} + Score_{PR} \quad \text{Equação 5.1}$$

$$w = \frac{Score_{PR}}{Score_{IP}} \quad \text{Equação 5.2}$$

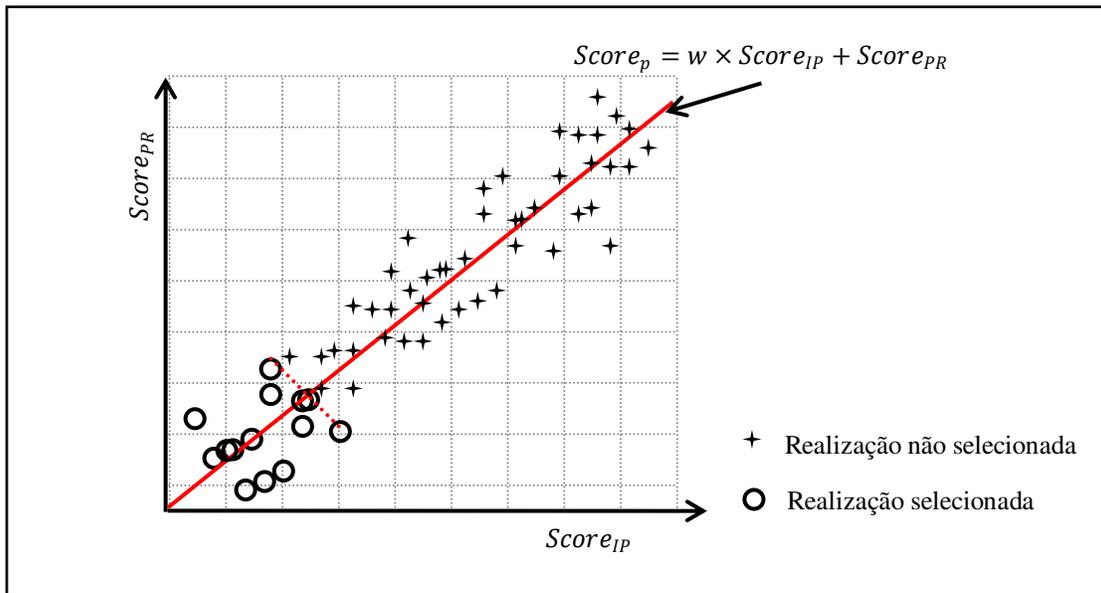


Figura 5-14: Seleção das melhores realizações em termo de nota sísmica.

5.5.2 Preparação das realizações

Por falta de tempo, foi escolhido de simplificar a parte de simulações dinâmicas, modificando apenas as propriedades geológicas dos modelos. O posicionamento dos poços assim como as condições de exploração do campo não foram modificadas. Deve-se saber que em um trabalho dedicado especificamente à simulação dinâmica dos modelos selecionados, uma parametrização mais adequada da estratégia (limite de abertura e fechamento dos poços, regulação da pressão, da vazão etc.) permitiria a obtenção de resultados otimizados, no entanto a análise dos resultados reflete a tendência geral dos diversos métodos de caracterização geológica em termo de incerteza e de volumes de fluidos produzidos. Por questões de confidencialidade, esta estratégia não pode ser detalhada neste trabalho.

Quarenta modelos são extraídos para três modos de caracterização:

- Geológico puro com incerteza,

- Geológico com condicionamento leve com a sísmica e com incerteza,
- Geológico com condicionamento forte com a sísmica e com incerteza.

Para cada modelo selecionado, são extraídas às propriedades necessárias para a simulação de escoamento e para a volta na sísmica e modelagem das amplitudes sísmicas. Esta etapa de simulação de escoamentos não causa muitas dificuldades, pois ela consiste simplesmente numa troca das propriedades citadas em seguida. Um arquivo de comanda modelo do *ECLISPE* (*.DATA) é gerado a partir do caso básico fornecido pela equipe a cargo do projeto. Em seguida, a edição de um arquivo individual por realização que aponta os arquivos de inclusão (*.INC) contendo as diversas variáveis extraídas (Figura 5-15).

Variáveis integradas no software de escoamento de fluxo *ECLIPSE* e palavra chave:

- Número de células ativas (*ACTNUM*),
- Elementos arquiteturais (*FIPAE*),
- Regiões PVT (*EQLNUM*),
- Fácies (*MULTNUM*),
- Razão de arenito limpo (*NTG*),
- Porosidade do arenito limpo (*PORO*),
- Permeabilidade segundo a horizontal e a vertical (*PERMX*, *PERMZ*),
- Contato óleo-água (*EQUIL*).

Após a realização das simulações, os vetores de resultado de produção do campo são importados no software *EST* que permite analisar e visualizar os resultados de simulação múltipla.

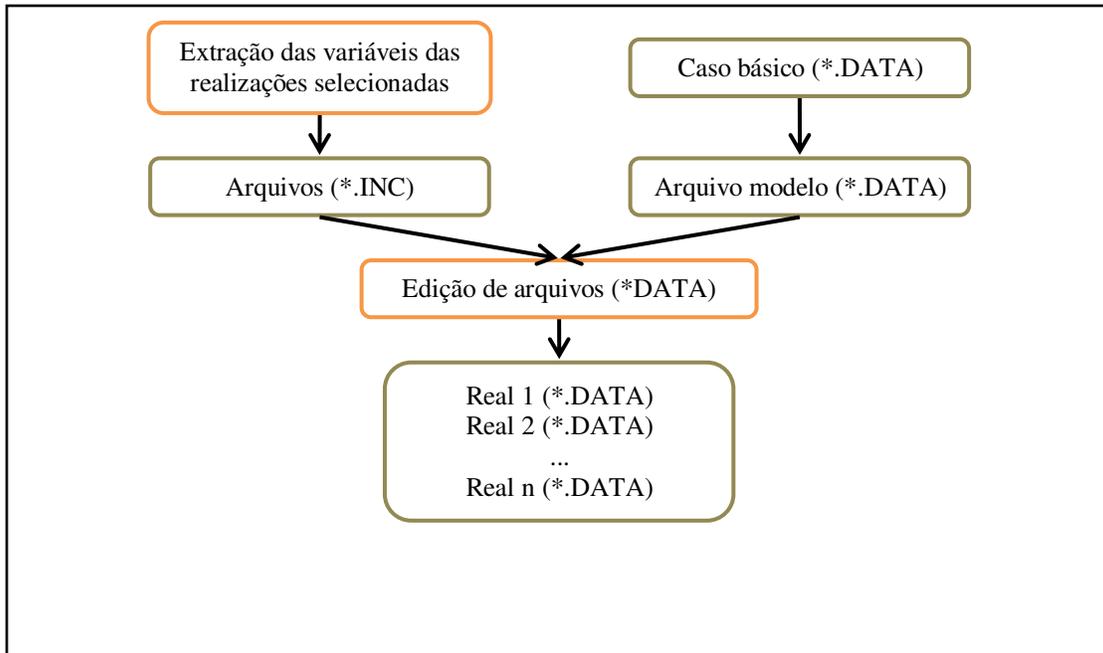


Figura 5-15: Criação de arquivos (*.DATA) para simulação de escoamento.

Capítulo 6: Resultados e Discussão

Este capítulo tem por objetivo apresentar os resultados obtidos através da aplicação dos quatro métodos descritos no Capítulo 4, seguindo as etapas do processo de caracterização. Primeiramente, são apresentados os resultados de simulação de fácies e de variáveis petrofísicas. Numa segunda etapa, são apresentados os resultados de modelagem sísmica a posteriori e, enfim, na terceira e quarta etapas são apresentados os impactos dos métodos de caracterização nos volumes iniciais e nas previsões de produção.

6.1 Simulação de fácies

A análise dos resultados de simulação de fácies foi realizada com um número limitado de realizações; com três modelos correspondentes aos quantis Q_{10} , Q_{50} , Q_{90} da distribuição de volume ROV e três modelos correspondentes às três melhores notas sísmicas. A análise visa considerar as condições de simulação impostas e os conceitos sedimentares e do condicionamento com a sísmica. O algoritmo geoestatístico usado garante o respeito das proporções de fácies nas regiões simuladas e da variografia. Mais especificamente, os critérios analisados são:

- Distinção dos AE,
- Distinção dos corpos geológicos dentro dos AE,
- Resolução horizontal e vertical, e
- Respeito ao conceito sedimentar.

Este último ponto tem por objetivo verificar o sincronismo dos diferentes corpos geológicos entre eles no contexto de depósito turbidítico. Para isso, verifica se horizontalmente a continuidade dos canais, a tendência das transições de fácies de acordo com os conceitos e as observações realizadas em afloramento. A mesma observação é realizada verticalmente, procurando os índices de deslocamento dos canais e da superposição dos leques. Esta análise não chega a resultado exploráveis em razão da espessura vertical da malha. A única observação que pode ser feita, neste caso, é a continuidade vertical de um canal e a conectividade entre os subsistemas (Figura 6-1).

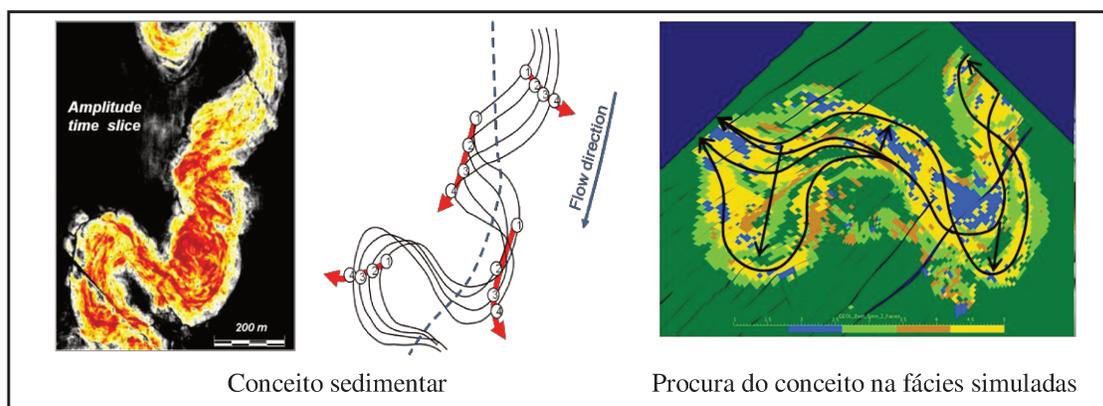


Figura 6-1: Exemplo de ambiente sedimentar (esquerda), interpretação (meio) e aplicação ao estudo de caso (direita).

6.1.1 Proporções de fácies (controle do caso geológico puro unicamente)

A fim de honrar as proporções de fácies impostas ao algoritmo de simulação Gaussiana truncada, propõe-se avaliar a razão entre o volume de rocha por fácies e o volume de rocha total. Por razões próprias à ferramenta usada, esta avaliação deve ser realizada antes do posicionamento do contato óleo-água. Uma multi-realização das fácies é lançada a fim de realizar este controle no caso do geológico puro e com incertezas. Assume-se que este controle é válido também para os outros casos estudados. Os resultados de saída da TGS são considerados válidos.

Tabela 17: Proporções de fácies na TGS.

	p_{F1}	p_{F2}	p_{F3}	p_{F4}	p_{F5}
Entrada	68,4 %	2,5 %	11,4 %	5,1 %	12,6 %
Saída	67,0 %	4,7 %	11,5 %	4,4 %	12,4 %

6.1.2 Análise do caso geológico puro com incerteza

A distinção dos diferentes elementos arquiteturais é muito boa. Em todos os casos selecionados para a análise de resultados, o processo de mudança de tamanho respeita a alocação dos elementos pouco arenosos (diques, franja de leque) em volta dos elementos muito arenosos (canais, leque central).

Corpos geológicos: a continuidade de fácies observada permite concluir que a distinção dos corpos geológicos é de boa qualidade. Esta primeira observação resulta do fato que cada elemento arquitetural é dominado por uma fácies. Esta proporção muito alta (>50%) condiciona fortemente a TGS. Pode-se observar, também que o uso de variograma não estacionário levou a uma boa definição dos corpos geológicos. Isso é mais evidente ainda nos canais, que apresentam corpos girando com os meandros (Figura 6-2).

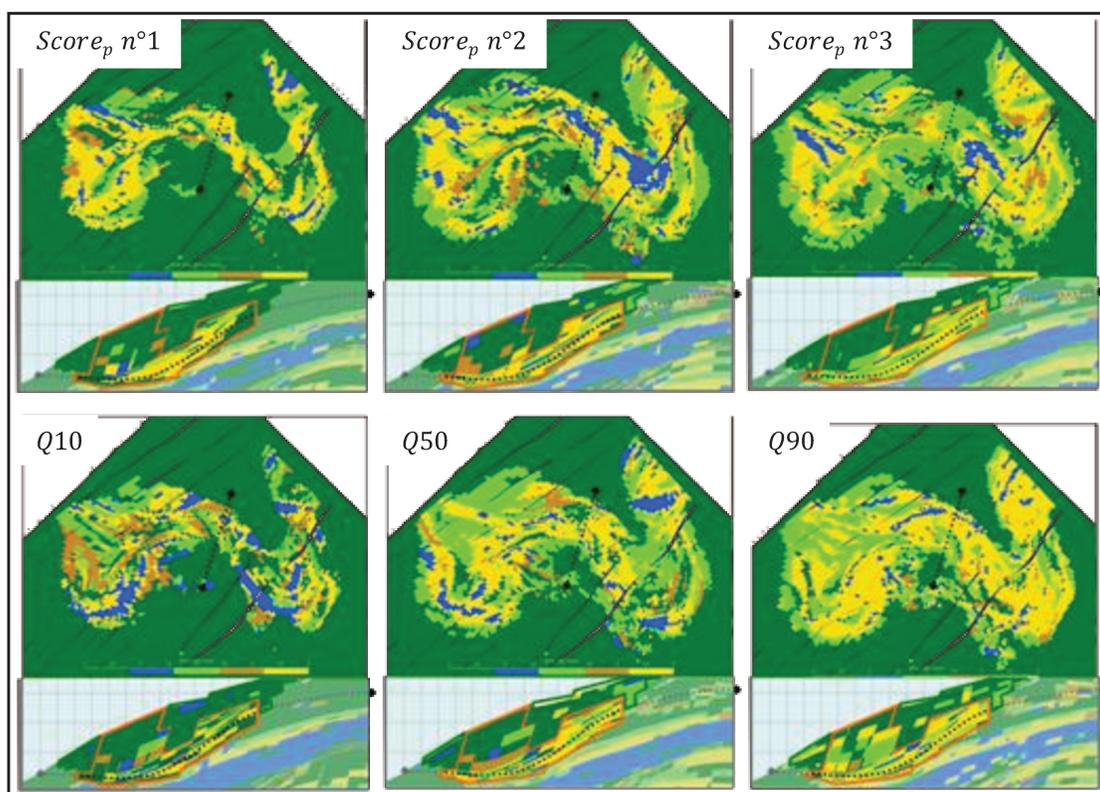


Figura 6-2: Conceitos geológicos do Método 1.

O uso de VPC leva a uma resolução vertical muito boa. A distinção entre os subsistemas presentes na malha é possível em cada realização selecionada. A resolução vertical das fácies também pode ser julgada boa, no entanto, merece discussão. A qualidade da resolução horizontal

pode ser atribuída à definição dos variogramas que definem regiões espacialmente correlatas, mas não se deve esquecer que as VPC usadas apresentam uma proporção de fácies constante por camada. No caso de multi-realizações, este último ponto oferece uma probabilidade de aparição de fácies igual em cada célula de uma mesma camada. O objetivo do condicionamento com dados sísmicos é de incluir uma variabilidade horizontalmente nestas proporções.

Nos casos selecionados, o conceito sedimentar é respeitado. Índices de deslocamento de canais podem ser observados horizontalmente. As transições entre fácies são também respeitadas, observam-se transições regulares entre arenitos massivos e fácies laminados, os fluxos são mais concentrados em fundo de canal e de leque enquanto a cima esta mais ocupada por dique, que corresponde a uma fase de abandono.

6.1.3 Análise do caso geológico com condicionamento leve com a sísmica e com incerteza

Do mesmo modo que no caso precedente, a definição do volume de interesse por AE permite destacar bem os diversos elementos. Também o processo de mudança de tamanho respeita a alocação destes.

Os corpos geológicos deste segundo caso apresentam uma continuidade equivalente a aquela observada no primeiro caso. Pode-se observar que, devido ao condicionamento com a sísmica, a continuidade dos corpos num mesmo elemento é melhor nas zonas possuindo uma proporção dominante. Ao contrário, zonas possuindo proporções da mesma ordem de grandeza são menos contínuas e a continuidade horizontal dos corpos é alterada (Figura 6-3).

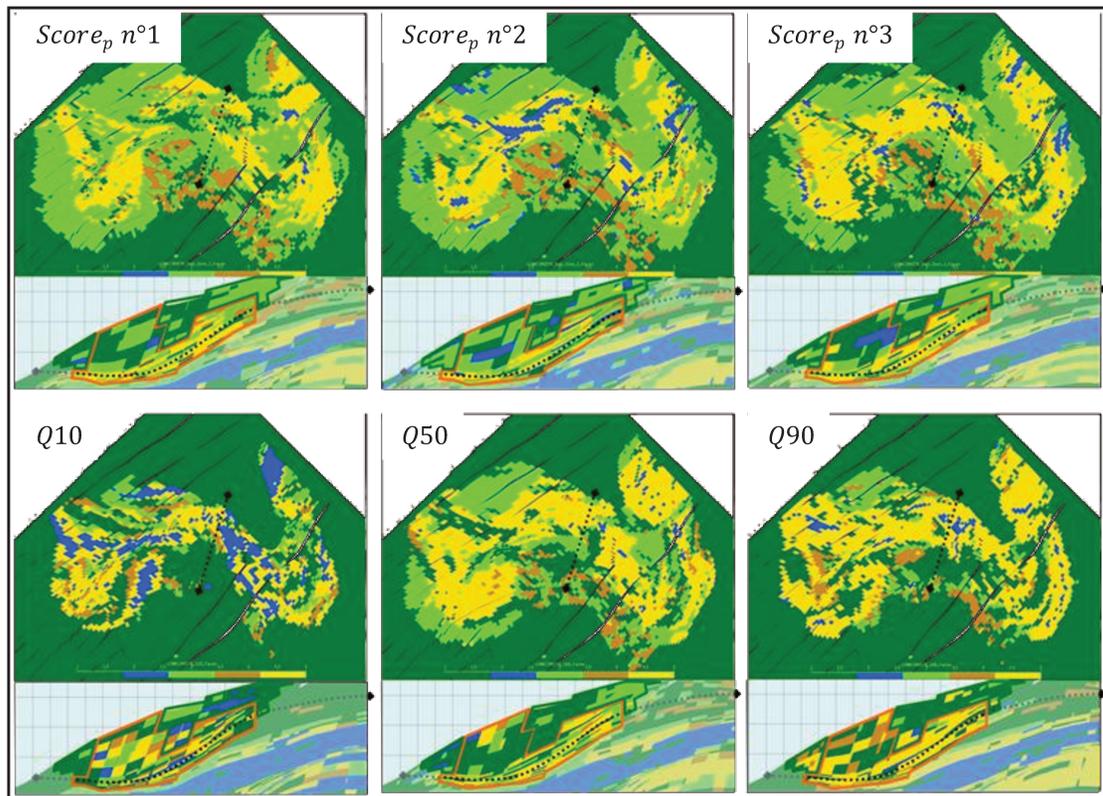


Figura 6-3: Conceitos geológicos do Método 2.

A resolução horizontal é condicionada pelo variograma e a sua qualidade é boa, no entanto, o uso de proporções condicionadas com a sísmica leva a uma repetibilidade melhor das fácies num contexto de multi-realizações. Por outro lado, a definição das proporções globalmente por AE e não por camada, não altera a resolução vertical das fácies e prova assim a capacidade da sísmica a fornecer uma tendência de evolução das fácies.

O posicionamento dos elementos arquiteturais assim como o destaque dos corpos geológicos corresponde às observações feitas no caso puramente geológico. A evolução de diversos canais pode ser interpretada. Além disto, a sísmica forneceu a tendência vertical interpretada pelo geólogo em cada elemento geológico.

6.1.4 Análise do caso geológico com condicionamento forte com a sísmica e com incerteza

A localização dos elementos arquiteturais não pode ser interpretada tão bem como nos dois casos precedentes. O uso de um suporte maior para determinar as proporções de fácies

provoca uma diluição das diversas fácies e consequentemente, o destaque dos elementos arquiteturais se torna alterado.

A distinção de corpos geológicos é possível, no entanto, as suas continuidades não são tão boas quanto nos dois casos precedentes. O condicionamento forte com a sísmica não permitiu conservar suficientemente o conceito sedimentar. O suporte das proporções se tornou grande demais para uma definição satisfatória do conceito geológico no caso deste estudo (Figura 6-4).

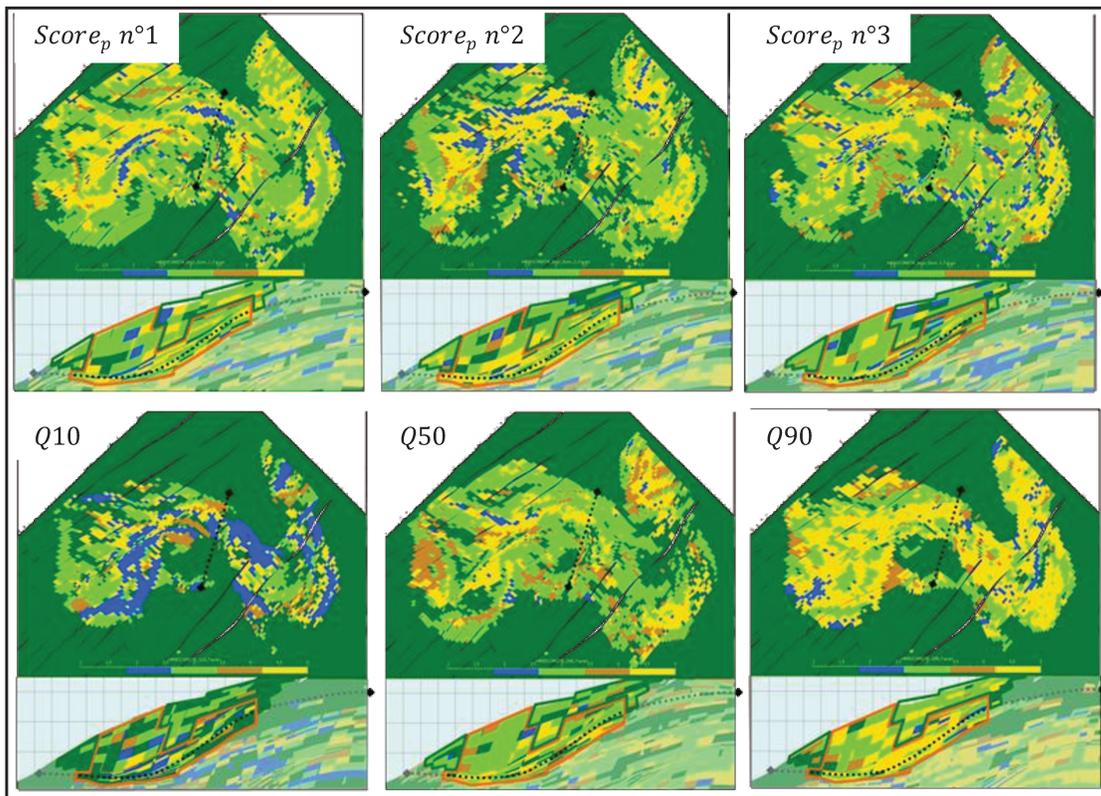


Figura 6-4: Conceitos geológicos do Método 3.

6.1.5 Análise do caso sísmico puro com incerteza

Os resultados de simulação de fácies do caso puramente sísmico são considerados como geologicamente incorretos. A definição das proporções de fácies na malha inteira provoca uma completa perda dos conceitos sedimentares (Figura 6-5).

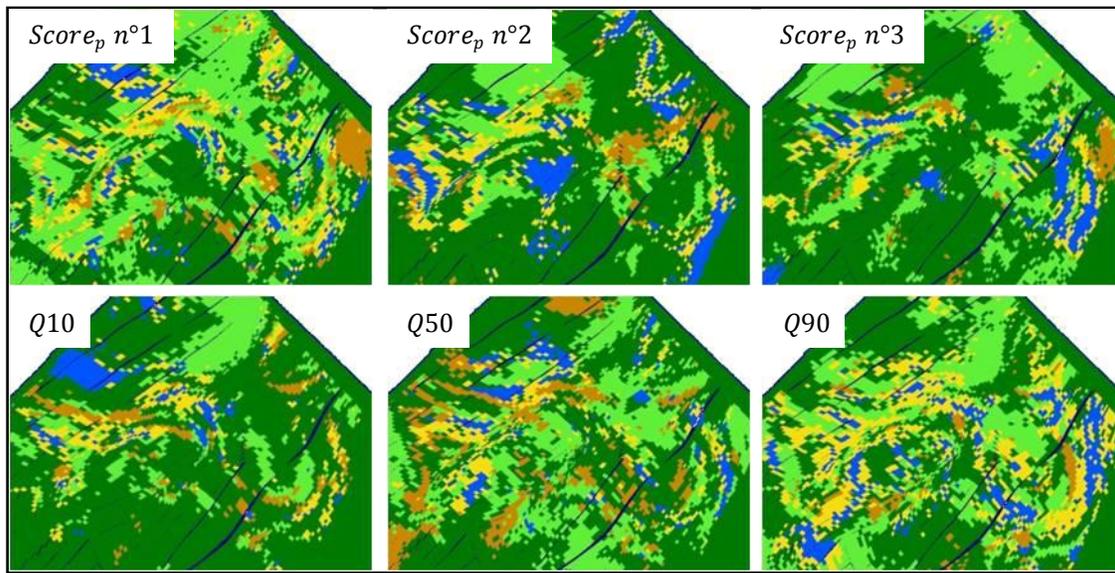


Figura 6-5: Conceitos geológicos do método 4

6.1.6 Conclusão parcial

De modo geral, repara-se que as melhores notas sísmicas, em maioria e para todos os métodos de caracterização usados, apresentam elementos arquiteturais do mesmo tamanho. Uma proposta é feita de estudar em mais detalhes esta tendência. Isto pode levar à conclusão que a iteração de volta na sísmica e o cálculo da nota correspondente a cada realização apresenta uma disposição a destacar o tamanho ideal dos elementos arquiteturais de acordo com a resposta sísmica.

A quantificação da incerteza de proporção de fácies, para todos os casos condicionados apresentados, é obtida a partir do *nedi* calculado pela suavização de *crossplot*. No caso de combinação de fontes geológica e sísmica, a quantificação desta incerteza deve ser aprofundada, pois duas fontes de dados são usadas para definir as proporções de fácies.

6.2 Simulação de variáveis petrofísicas

A análise dos resultados de simulação de variáveis petrofísicas visa avaliar se as diversas condições impostas na entrada do processo são respeitadas e mais principalmente qual é o efeito do condicionamento do VCL nos resultados de simulação (Figura 6-6).

De modo geral, a definição do modelo petrofísico é idêntica para todos os métodos de caracterização exceto a simulação de VCL. Um problema é observado no respeito da incerteza. O *nedi* imposto não foi bem respeitado, mas este erro tem conseqüências mínimas neste estudo comparativo. Este ponto devera ser considerado nos trabalhos que seguirão. Pode-se observar que as distribuições de entrada, os variogramas e os coeficientes de correlação impostos são respeitados. Os resultados fornecidos pela árvore de simulação petrofísica são, então, aceitados.

Tabela 18: Distribuição beta de entrada NTG.

Distribuição de entrada: NTG	F3	F4	F5
Média	0.28	0.60	0.92
Desvio padrão	0.05	0.09	0.07

Tabela 19: Distribuição observada após multi-realização: NTG.

Observações após a multi-realização: NTG	F3	F4	F5
Média	0.28	0.60	0.91
Desvio padrão	0.02	0.045	0.02

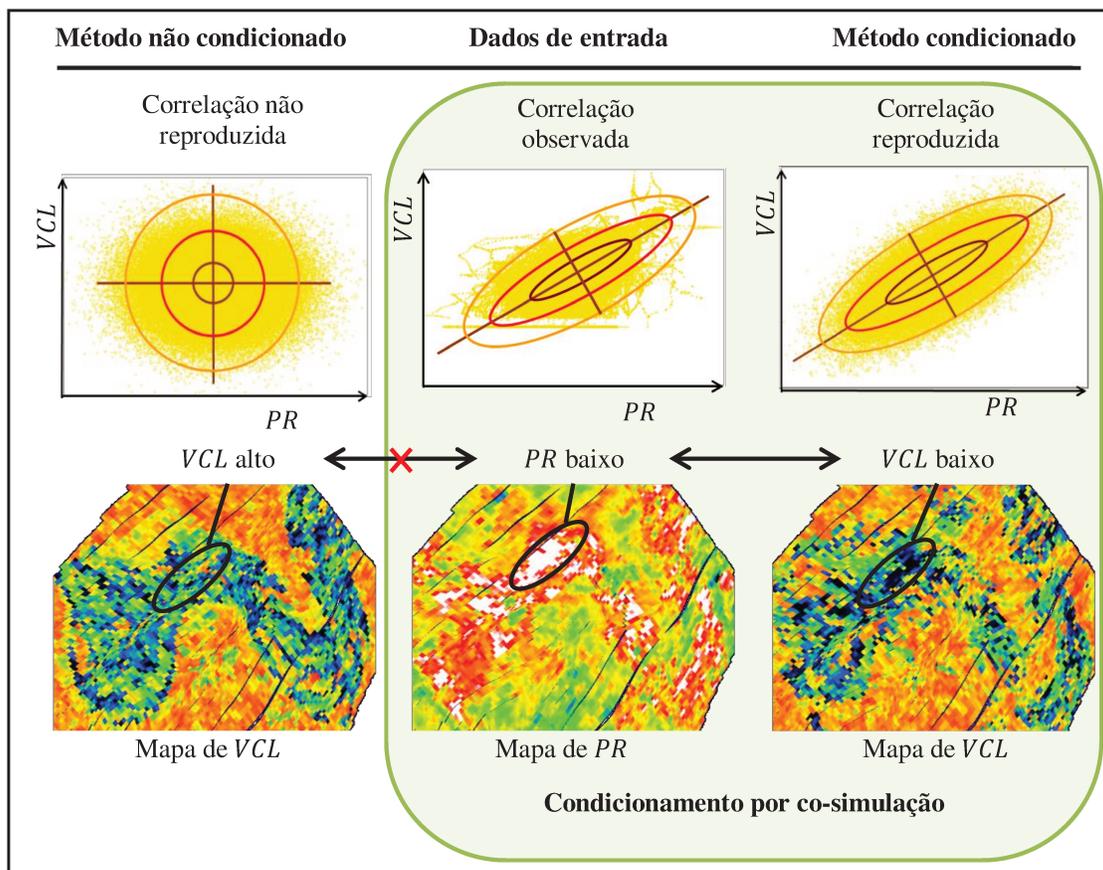


Figura 6-6: Controle dos resultados de co-simulação.

6.2.1 Variáveis petrofísicas não condicionadas com a sísmica

A geração do VCL não condicionada ao PR fornece um resultado que respeita a distribuição e o variograma fornecido, mas o coeficiente de correlação observado não é respeitado. Conclui-se que, sem condicionamento do VCL ao PR, o coeficiente de correlação é perdido e o cubo de VCL não respeita a tendência presente no cubo de PR.

6.2.2 Variáveis petrofísicas condicionadas com a sísmica

A simulação de VCL condicionada à sísmica reproduz o coeficiente de correlação imposto. Pode-se concluir a uma conservação da informação conhecida. Localmente, isto se traduz por um VCL que respeita a tendência do PR. Este condicionamento estabiliza o comportamento da variável petrofísicas e, conseqüentemente, diminui a incerteza existente.

6.3 Resultado do MPE - qualidade da integração dos dados sísmicos

Após o cálculo de multi-realizações, as notas sísmicas são ordenadas de modo crescente a fim de serem analisadas. Uma primeira análise comparativa mostra que os resultados obtidos na região do reservatório permitem melhor destacar as diversas curvas. O fato que todos os modelos estejam dominados por folhelho (rocha matriz) e que este seja definido do mesmo modo em todos os casos, influi nas notas sísmicas que tendem em direção de um mesmo valor. A região reservatório é caracterizada de modo único em cada caso onde se pode observar que as notas sísmicas têm comportamentos diferentes. Isto permite comparar os métodos desenvolvidos para condicionar os modelos. Posteriormente, estas notas são consideradas como base de comparação da qualidade da resposta sísmica de cada modelo gerado (Figura 6-7).

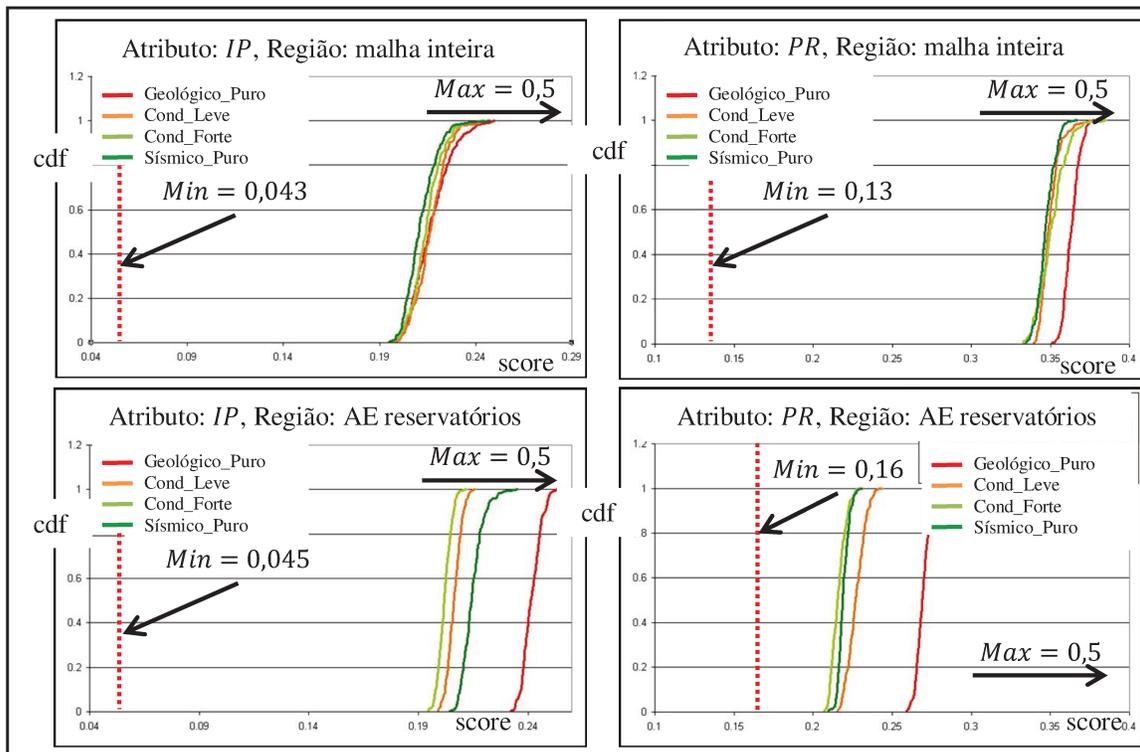


Figura 6-7: Notas sísmicas nas diferentes regiões de interesse.

O método adotado atribui notas mais baixas aos melhores modelos. Considerando este fato, as metodologias de caracterização podem ser classificadas na ordem seguinte em termo de nota IA e de nota PR:

- Geológico com condicionamento forte com a sísmica e com incerteza,
- Geológico com condicionamento leve com a sísmica e com incerteza,
- Sísmico puro com incerteza,
- Geológico puro com incerteza.

Observa-se que os dois métodos condicionados à sísmica obtêm as melhores notas. Isto leva a deduzir que a combinação de dados sísmicos e de conceitos geológicos tem um papel principal na caracterização geológica para melhorar a qualidade da resposta sísmica e aumentar consequentemente a confiabilidade na avaliação de volumes de óleo.

As notas obtidas pelos modelos do caso sísmico puro, inferiores às notas obtidas pelos dois casos combinados, mostram também a incapacidade da metodologia de condicionamento utilizada para caracterizar de modo correto os modelos de reservatório.

Finalmente, as notas obtidas pelos modelos do caso geológico puro, inferiores a todas as notas dos outros casos, provam, para este caso, a importância da integração dos dados sísmicos. Assim, os modelos gerados se tornam relevante, não unicamente em termo de conceito geológico, mas também em termo de modelagem *a posteriori*.

6.4 Análise dos volumes iniciais de óleo

As ferramentas usadas para calcular os volumes iniciais de óleo não usam os mesmos métodos para efetuar a conversão entre condições de reservatório e condições de superfície. A fim de poder transferir uma seleção de resultados ao simulador dinâmico amenizando o erro de cálculo dos volumes, a escolha é feita de analisar os volumes iniciais em condição de reservatório.

Analisa-se, para cada método de caracterização, a posição da distribuição de volumes em relação ao caso básico válido, a incerteza nos volumes que se traduz pelo desvio padrão da distribuição, a razão de dispersão $((Q90 - Q10)/Q50)$.

6.4.1 Análise do caso geológico puro

A caracterização do caso geológico puro é feita do mesmo modo que o caso básico, considerado como referência. Por isto, observa-se uma distribuição centralizada de volumes com e sem incerteza no caso básico ($Q50$). Os outros critérios de comparação dos resultados de volume são considerados como referência neste caso (Figura 6-8).

6.4.2 Análise do caso geológico com condicionamento leve com a sísmica

Este segundo caso apresenta uma distribuição de volumes com média acima do caso básico, com um impacto de 8,5% no volume inicial de óleo. Este impacto é incluído na faixa de incertezas existentes na referência. Observa-se um desvio padrão maior de 5,5%, no entanto a razão de dispersão é reduzida de 9,6%, que leva concluir que a incerteza é levemente reduzida neste segundo caso (Figura 6-8).

6.4.3 Análise do caso geológico com condicionamento forte com a sísmica

A multi-realização sem incerteza deste terceiro caso apresenta um aumento leve do volume inicial de óleo, no entanto, os resultados da multi-realização com incertezas são bem centralizados no caso básico com um leve aumento do volume inicial de 0,6%. Por outro lado, o

desvio padrão como também a razão de dispersão aumentaram de 33,5% e 41,1% respectivamente. Isto leva a supor que a quantificação das incertezas não integrou completamente os dados disponíveis e que um estudo mais aprofundado da quantificação de incertezas seria necessário para tirar mais vantagens deste método. Porém, alguns modelos são selecionados e o impacto do método de caracterização na simulação de fluxo é avaliado (Figura 6-8).

6.4.4 Análise do caso sísmico puro

Este último caso apresenta uma distribuição de volumes muito inferior às expectativas (28,0% menor). Esta observação vem confirmar o que foi citado em cima, os atributos sísmicos usados neste estudo não possibilitam o uso deste método de caracterização. Sendo que estes atributos apresentam uma qualidade relativamente boa, deduz-se de uma incapacidade geral a usar unicamente os atributos sísmicos sem integrar conceitos geológicos (Figura 6-8).

6.4.5 Conclusão parcial

À medida que o método de caracterização é condicionado pelos atributos sísmicos, a distribuição dos volumes é afetada em termos de desvio do caso básico e de incerteza. Supõe-se que este efeito é devido ao uso de suportes maiores para definir as proporções de fácies. Isto provoca uma diluição das proporções de fácies num espaço maior que o método de condicionamento não consegue localizar.

Por outro lado, o método de condicionamento leve apresenta resultados que correspondem às expectativas de volumes além de oferecer uma nota sísmica boa e um respeito dos conceitos sedimentares.

A figura 6-8 apresenta as distribuições de volume estático nas condições de reservatório (*voois*) para os quatro métodos. Estes resultados são apresentados de forma normalizada, o volume é dividido pelo volume médio do caso geológico puro.

Tabela 20: Influência do método de caracterização nos volumes de óleo.

	Geol_Puro	Leve	Forte	Sism_Puro
Q50	-	+ 8,5%	+ 0,6%	- 28,0%
Desvio padrão	-	+ 5,5%	+ 33,1%	+ 30,2%
(Q90 – Q10)/Q50	-	- 9,6%	+ 41,1%	+ 70%

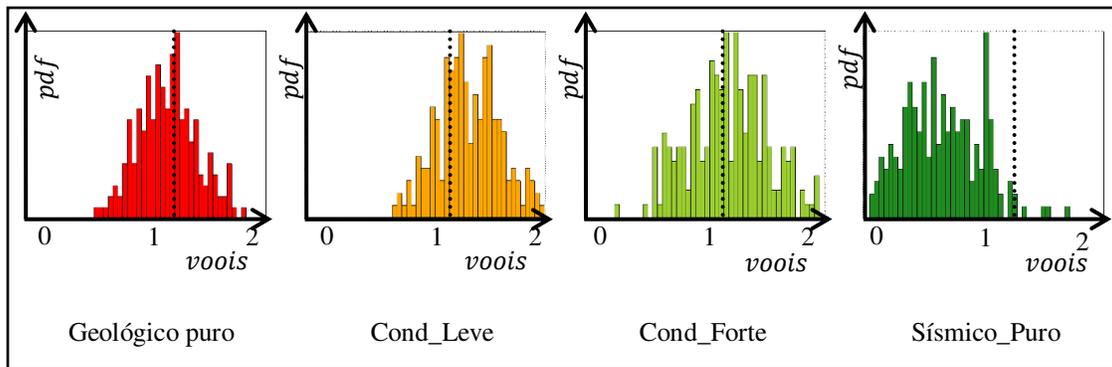


Figura 6-8: Distribuição dos volumes normalizados de óleo para os quatro métodos comparados.

6.5 Seleção de realizações para simulação dinâmica

O objetivo da seleção de realizações é reduzir o número de modelos simulados conservando a distribuição das incertezas de volume inicial de óleo. Neste projeto, dois tipos de seleção destes modelos geológicos representativos são usados. O primeiro tipo, clássico, é uma amostragem da distribuição de volume inicial de óleo nas condições de reservatório, o segundo é uma seleção das melhores notas sísmicas (Figura 6-9).

De modo geral, observa-se que, para todos os métodos de condicionamento, a amostragem da distribuição de volume não afeta os indicadores usados para julgar das incertezas que são:

- Volume médio,
- Q_{10} , Q_{50} , Q_{90} ,
- Razão de dispersão $(Q_{90} - Q_{10})/Q_{50}$.

Nas tabelas a seguir, pode ser lido o desvio relativo existente entre a distribuição de volume selecionado por um dos critérios detalhados e a distribuição original. Para todos os parâmetros X citados em cima, as tabelas abaixo apresentam os desvio ΔX segundo a equação:

$$\Delta X = \frac{X_s - X_o}{X_o} \quad \text{Equação 6.1}$$

Estas condições permitem garantir que as incertezas de volume sejam representadas na sequencia do processo de caracterização sob incertezas. No caso de modelagem *a posteriori*, o conhecimento da resposta sísmica de todos os modelos permite escolher os modelos representativos da incerteza de volume, priorizando aqueles de qualidade sísmica superior. Isto permite, em alguns casos, reduzir os intervalos de incerteza.

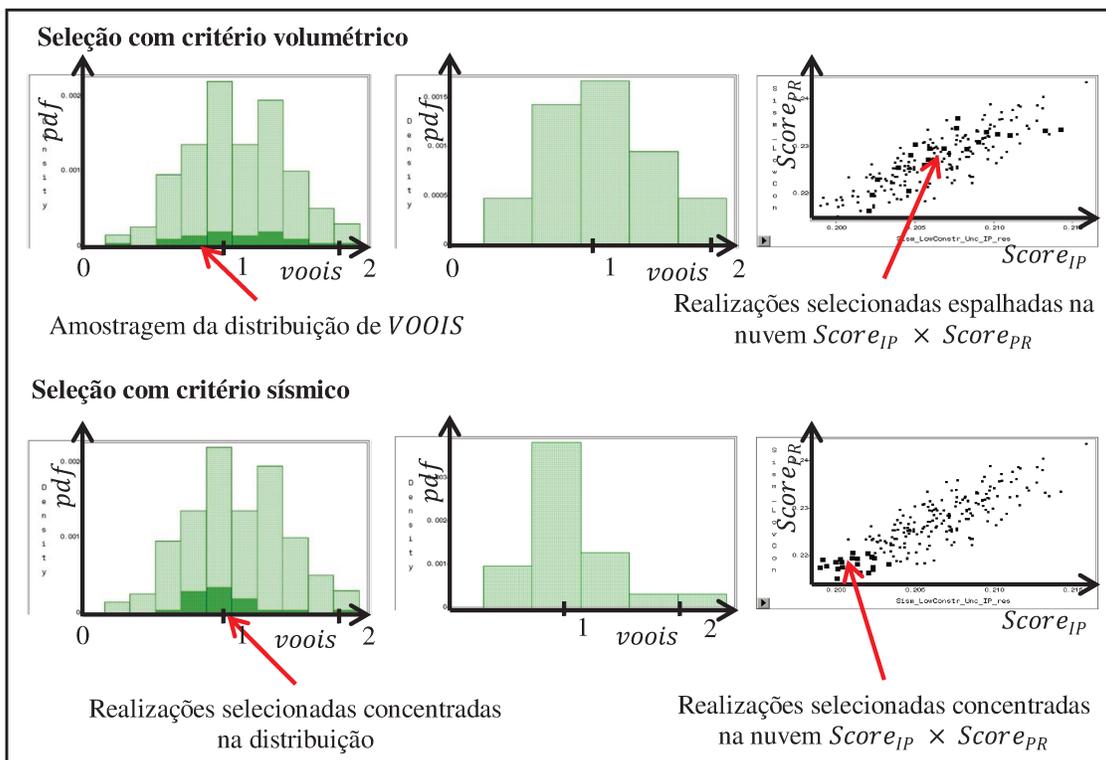


Figura 6-9: Métodos de seleção de realizações para simulação de escoamentos para o Método 2

6.5.1 Análise do caso geológico puro

Observa-se uma diminuição da media da nova distribuição, obtida por seleção das melhores notas sísmicas também como dos Q_{10} , Q_{50} e Q_{90} . A razão de dispersão, de outro lado, não varia o que significa que o critério de seleção não afetou as incertezas de volume neste caso (Figura 6-10).

Tabela 21: Influência do critério de seleção volumétrico nos volumes de óleo (01_Geológico_Puro).

Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	$\Delta((Q90 - Q10) / Q50)$
0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Tabela 22: Influência do critério de seleção sísmico nos volumes de óleo (01_Geológico_Puro)

Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	$\Delta((Q90 - Q10) / Q50)$
- 5,4 %	- 7,7 %	- 5,0 %	- 7,9 %	0 %

6.5.2 Análise do caso geológico com condicionamento leve com a sísmica

A diminuição de volume médio, neste caso, é fraca. Os indicadores $Q10$, $Q50$ e $Q90$ se aproximam da média da distribuição, reduzindo a razão de dispersão em 46%. Esta redução de dispersão induz que uma diminuição das incertezas por seleção das realizações com o critério sísmico (Figura 6-10).

Tabela 23: Influência do critério de seleção volumétrico nos volumes de óleo (02_Cond_Leve).

	Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	$\Delta((Q90 - Q10) / Q50)$
Antes	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Tabela 24: Influência do critério de seleção sísmico nos volumes de óleo (02_Cond_Leve)

	Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	Variação de $\Delta((Q90 - Q10) / Q50)$
Antes	- 2,5 %	+ 5,7 %	- 4,2 %	- 8,8 %	- 46,8 %

6.5.3 Análise do caso geológico com condicionamento forte com a sísmica

O volume médio não é afetado pela seleção de realizações. Observa-se, como no caso precedente uma redução dos intervalos entre $Q10$, $Q50$, $Q90$. A redução da razão de dispersão é de 48%. Esta redução de incerteza, também observada neste caso, permite concluir que o condicionamento de modelos melhora a coerência entre a resposta sísmica e os volumes iniciais de óleo (Figura 6-11).

Tabela 25: Influência do critério de seleção volumétrico nos volumes de óleo (03_Cond_Forte).

	Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	$\Delta(Q90 - Q10) / Q50$
Antes	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Tabela 26: Influencia do critério de seleção sísmico nos volumes de óleo (03_Cond_Forte)

	Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	$\Delta(Q90 - Q10) / Q50$
Antes	0 %	+ 13,9 %	0 %	- 9,7 %	- 47,9 %

6.5.4 Análise do caso sísmico puro

A seleção de realização é feita no caso sísmico puro, mas pode-se observar um afastamento com o caso geológico puro, caso de referência (Figura 6-11).

Tabela 27: Influencia do critério de seleção volumétrico nos volumes de óleo (04_Sísmico_Puro)

	Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	$\Delta(Q90 - Q10) / Q50$
Antes	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Tabela 28: Influencia do critério de seleção sísmico nos volumes de óleo (04_Sísmico_Puro)

	Δm	$\Delta Q10$	$\Delta Q50$	$\Delta Q90$	$\Delta(Q90 - Q10) / Q50$
Antes	- 6,2 %	+ 4,3 %	- 9,5 %	- 1,8 %	0 %

6.5.5 Conclusão parcial

A combinação de fontes geológicas e sísmicas e o conhecimento da qualidade da resposta sísmica dos modelos gerados reduzem a dispersão dos volumes iniciais de quase 50% para o caso estudado, enquanto o mesmo critério de seleção utilizado nos casos condicionados a uma fonte de dados única não afeta a dispersão. Esta observação confirma a hipótese que o uso de mais de uma fonte de dados ajuda a reduzir as incertezas estáticas.

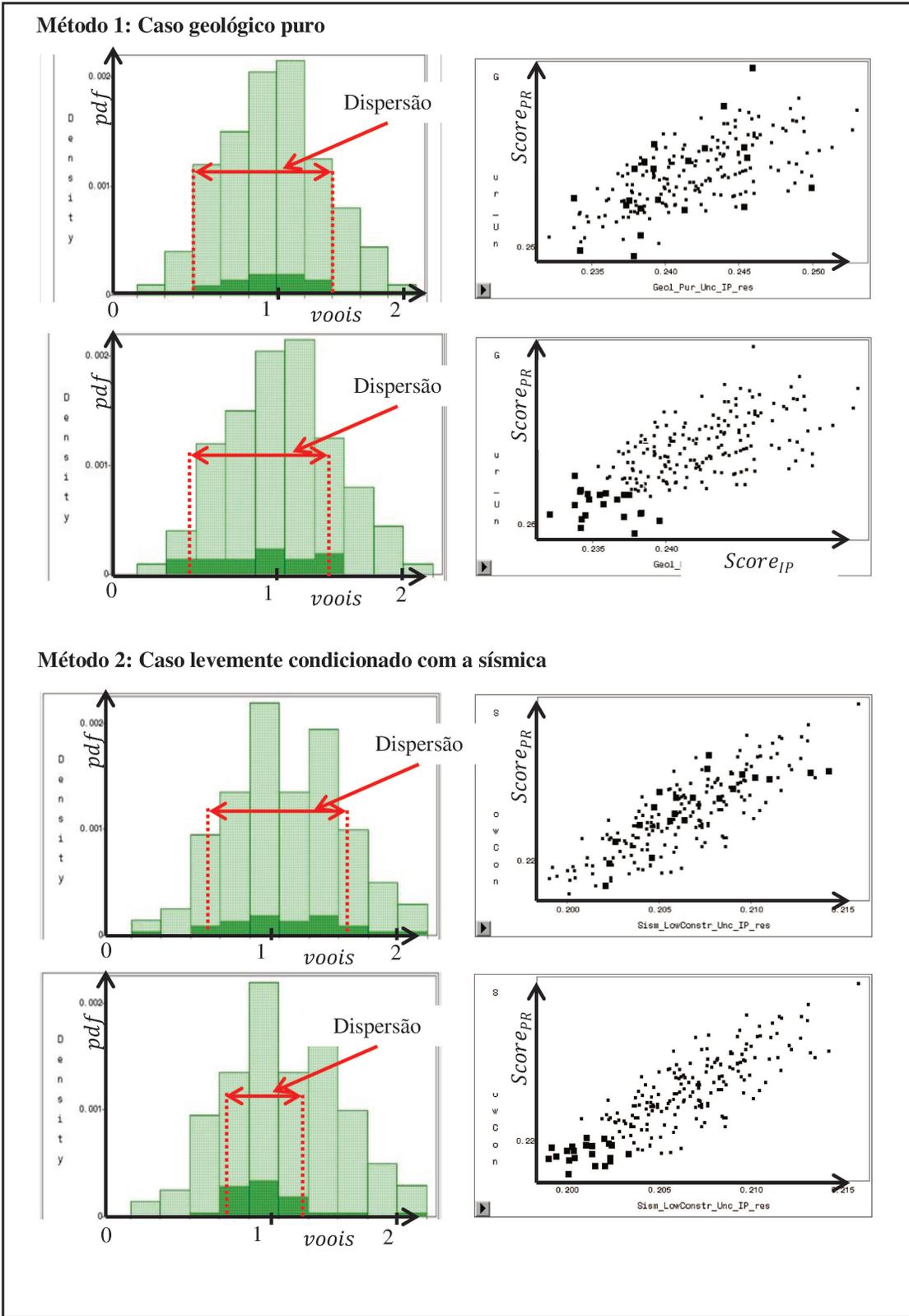


Figura 6-10: Seleção de realizações, Métodos 1 e 2 (Parte 1).

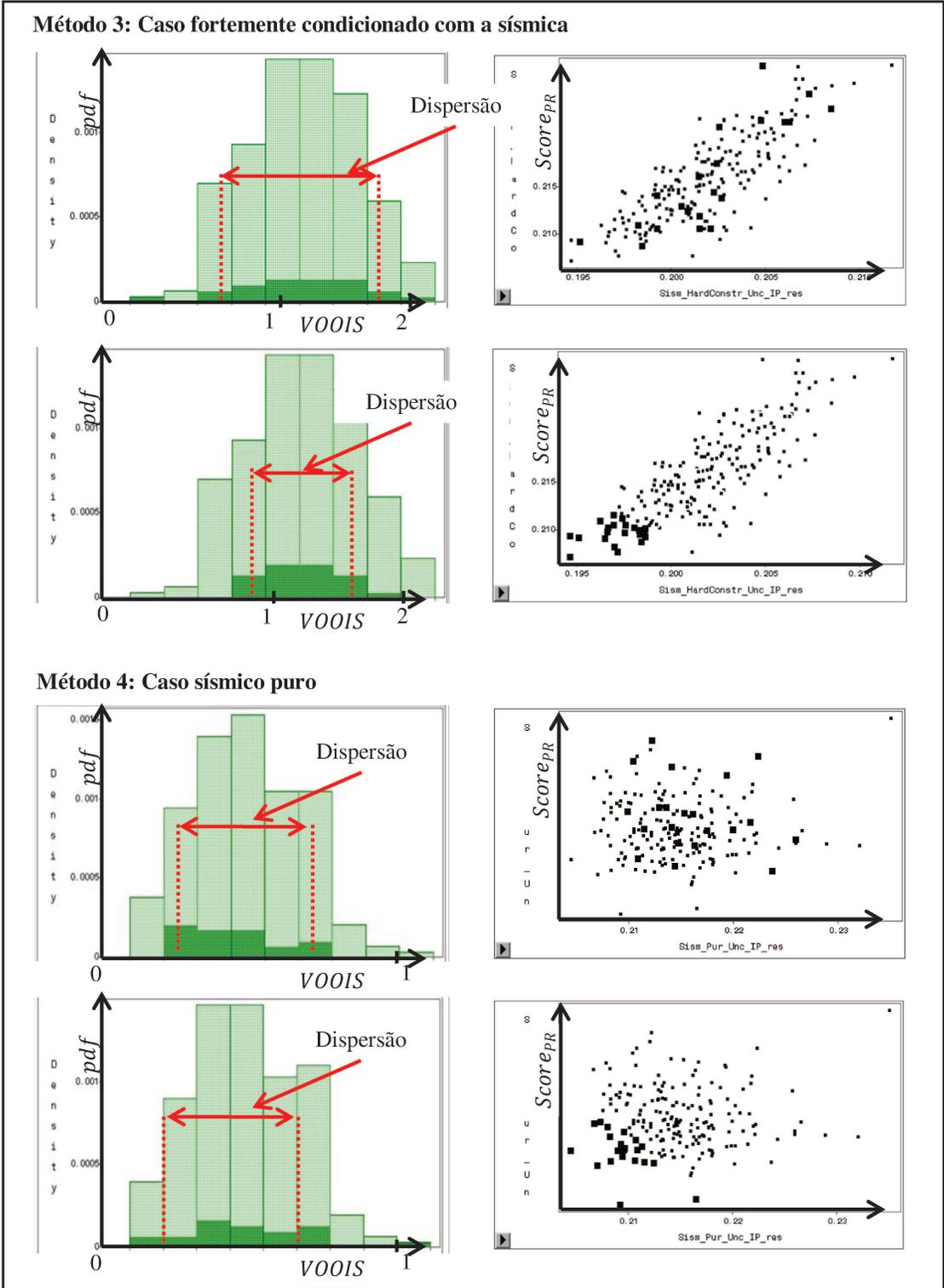


Figura 6-11: Seleção de realizações, Métodos 3 e 4 (Parte 2).

6.6 Análise das simulações dinâmicas

A análise das curvas de previsão é feita de modo qualitativo. Deve ser lembrado que as condições de produção não são modificadas. O posicionamento dos poços foi baseado nas observações sísmicas e oferece uma boa robustez da estratégia em relação às heterogeneidades presentes no campo. Avalia-se, para cada caso e para cada método de seleção, o posicionamento do $Q50$ em relação ao caso básico (referência) e a dispersão dos diversos modelos graças às caixas de Tuckey associadas à multi-realização e cuja leitura é apresentada na figura 6-12. Esta observação permite comparar rapidamente as relativas dispersões nos resultados de simulação destacando os quantis $Q10, Q25, Q50, Q75, Q90$. Analisa-se, também:

- Vazão diária normalizada de produção de óleo (n), (Figura 6-13, Figura 6-14)
- Produção normalizada acumulada de óleo (n_p), (Figura 6-15, Figura 6-16)
- Vazão diária normalizada de produção de água (w), (Figura 6-17, Figura 6-18)
- Produção normalizada cumulada de água (w_p), (Figura 6-19, Figura 6-20)

As curvas são normalizadas dividindo pelo valor do caso básico (curva preta nas figuras 6-12 a 6-19)

Deve-se anotar que o método sísmico puro não foi simulado no simulador de escoamento. As tentativas de simulação foram abortadas automaticamente devido às heterogeneidades importantes do modelo levando a erros de convergência dos cálculos.

Uma observação geral pode ser feita para todos os casos: o critério de seleção baseado nas notas sísmicas reduz a dispersão nas curvas de previsão estudadas, em relação ao critério de seleção clássico, particularmente no caso levemente condicionado com a sísmica.

De todos os casos, a caracterização levemente condicionada apresenta os melhores resultados. Para todos os parâmetros, os $Q50$ são próximos ao caso básico. Além disto, a dispersão das caixas de Tuckey é mínima. O caso puramente geológico fica em segundo lugar com $Q50$ também próximos ao caso básico, mas uma dispersão sensivelmente mais elevada que

no caso levemente condicionado a dados sísmicos. Finalmente, o caso fortemente condicionado a dados sísmicos oferece resultados mais afastados do caso básico e uma dispersão elevada.

Apesar disso, é preciso lembrar que o caso básico representa uma única realização definida pelo Método 1 como sendo o caso mais provável. O fato de a terceira metodologia apresentar resultados mais pessimistas leva a pensar que a sísmica foi capaz de introduzir heterogeneidade que o geólogo modelou ao definir os elementos arquiteturais. Esta hipótese poderá ser verificada futuramente em presença de dados de produção.

A análise dos patamares de produção é efetuada por visualização do número de realizações produzindo uma vazão determinada de óleo. Pode-se observar que para os casos geológicos puros e levemente condicionados à sísmica, a previsão do patamar é muito similar. Para o caso fortemente condicionado, este patamar nunca é alcançado por todos os modelos escolhidos.

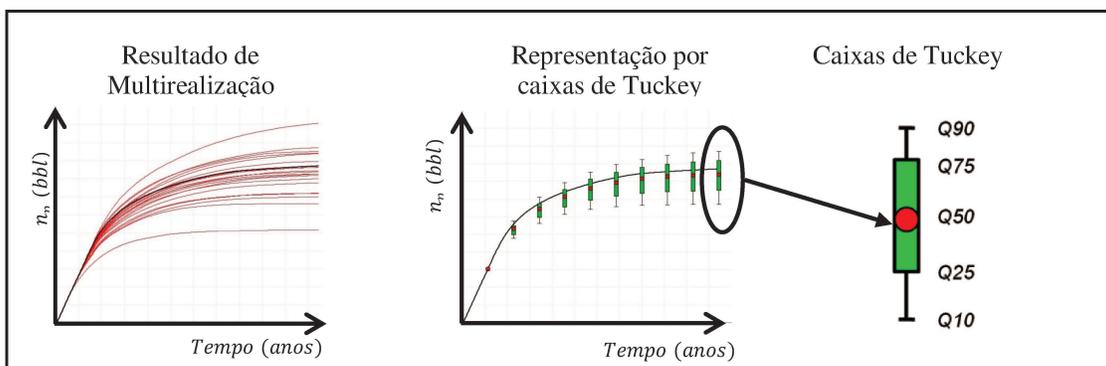


Figura 6-12: Leitura das caixas de Tuckey.

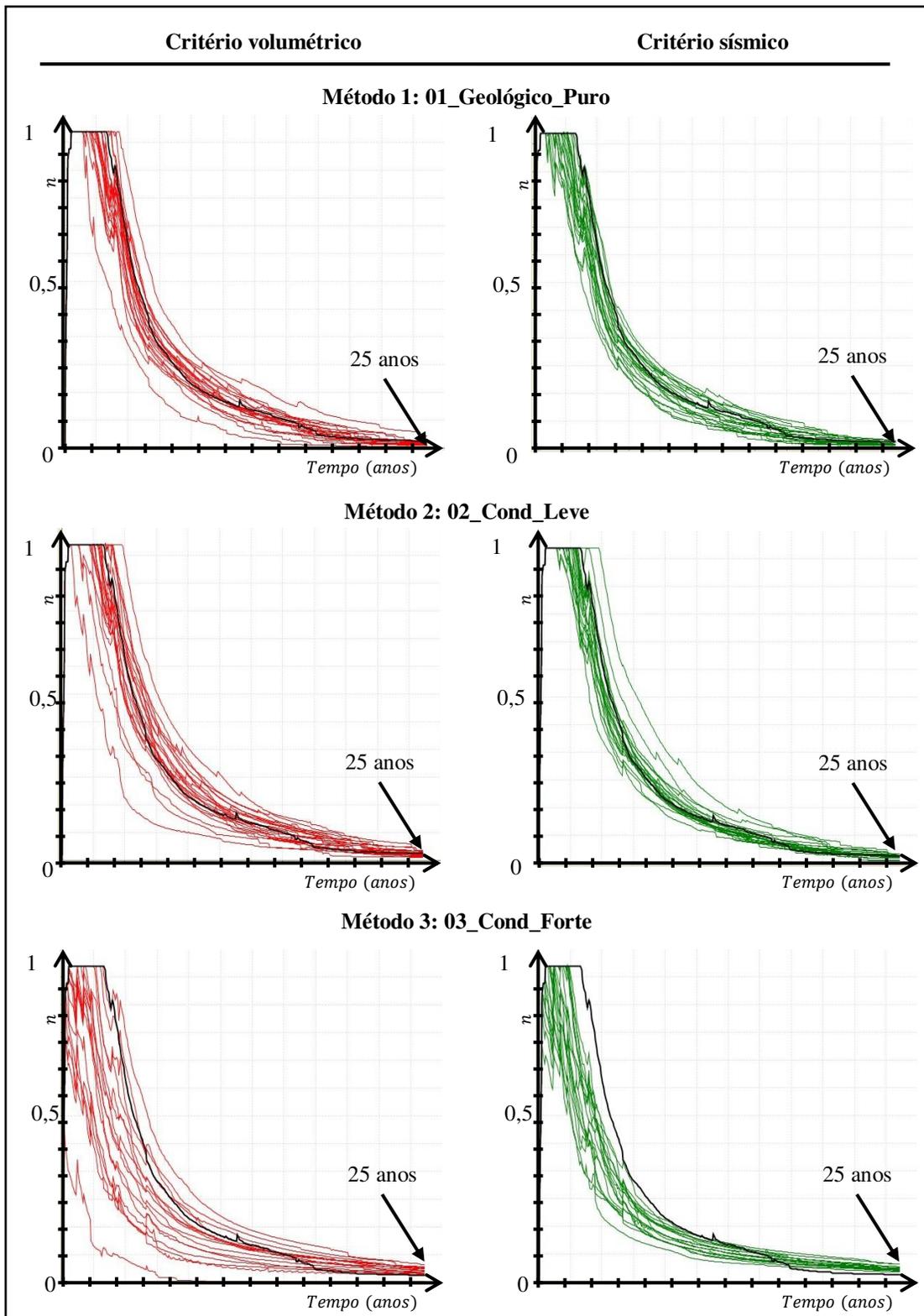


Figura 6-13: Vazão diária de produção de óleo.

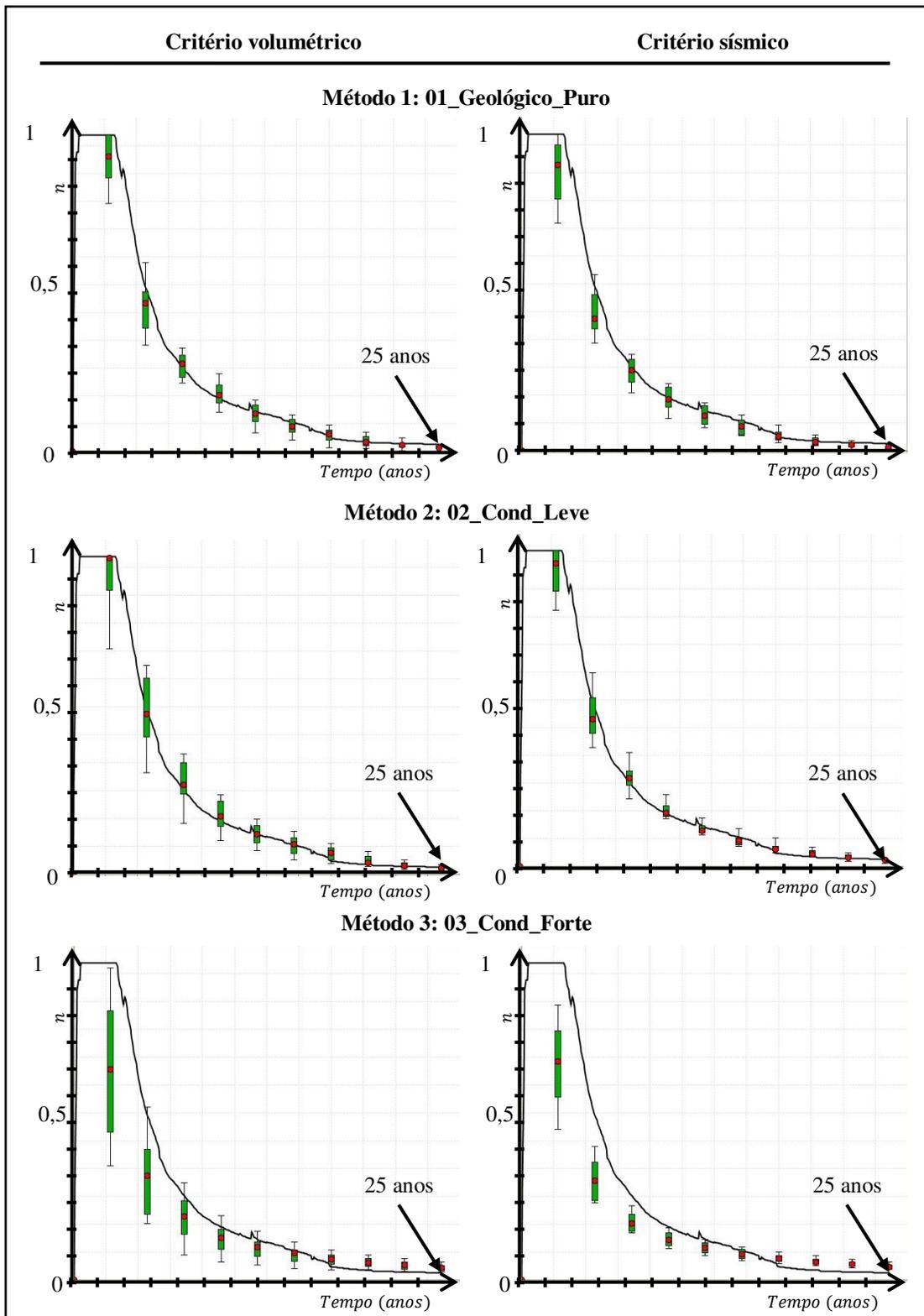


Figura 6-14: Vazão diária de produção de óleo.

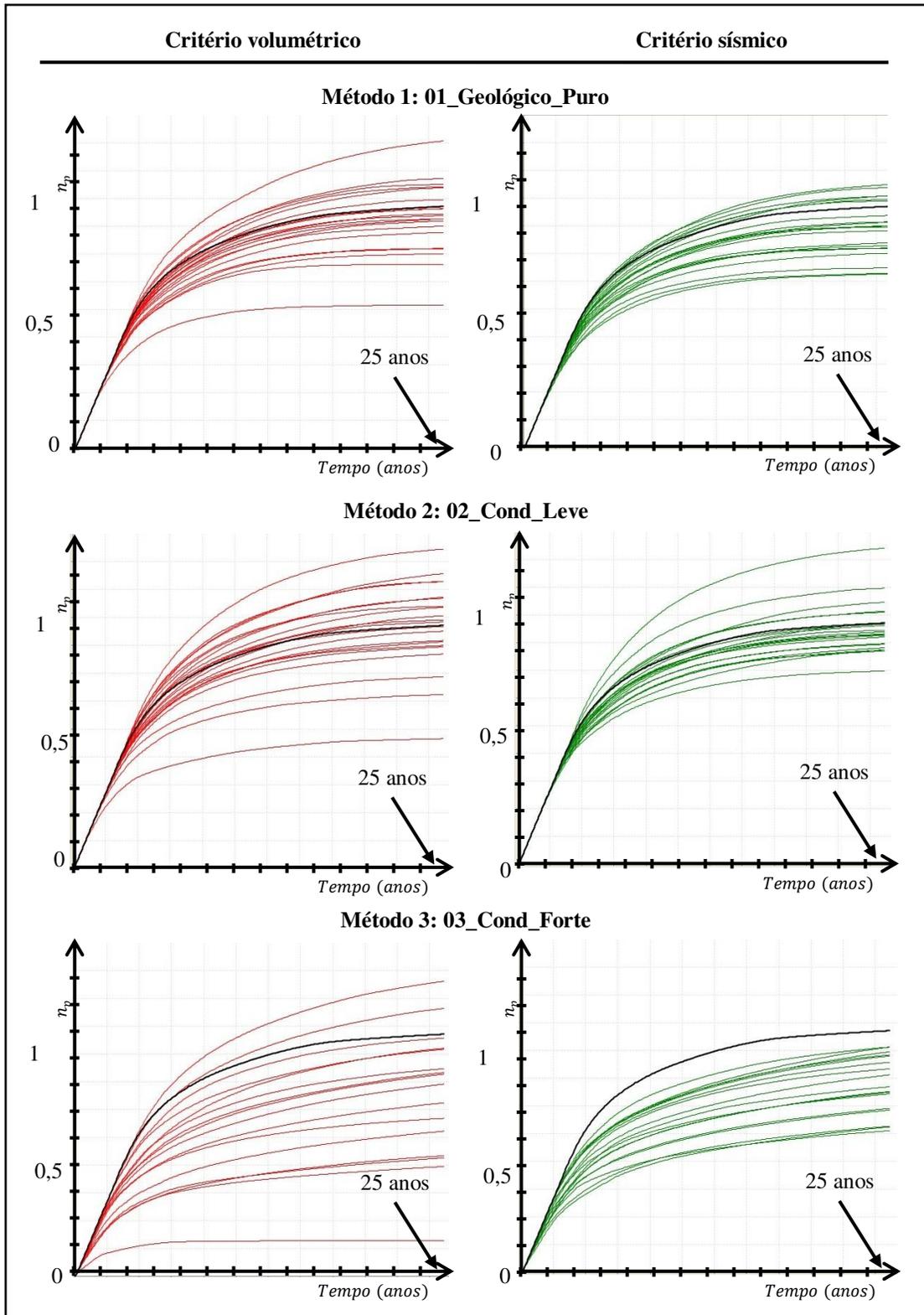


Figura 6-15: Produção acumulada de óleo.

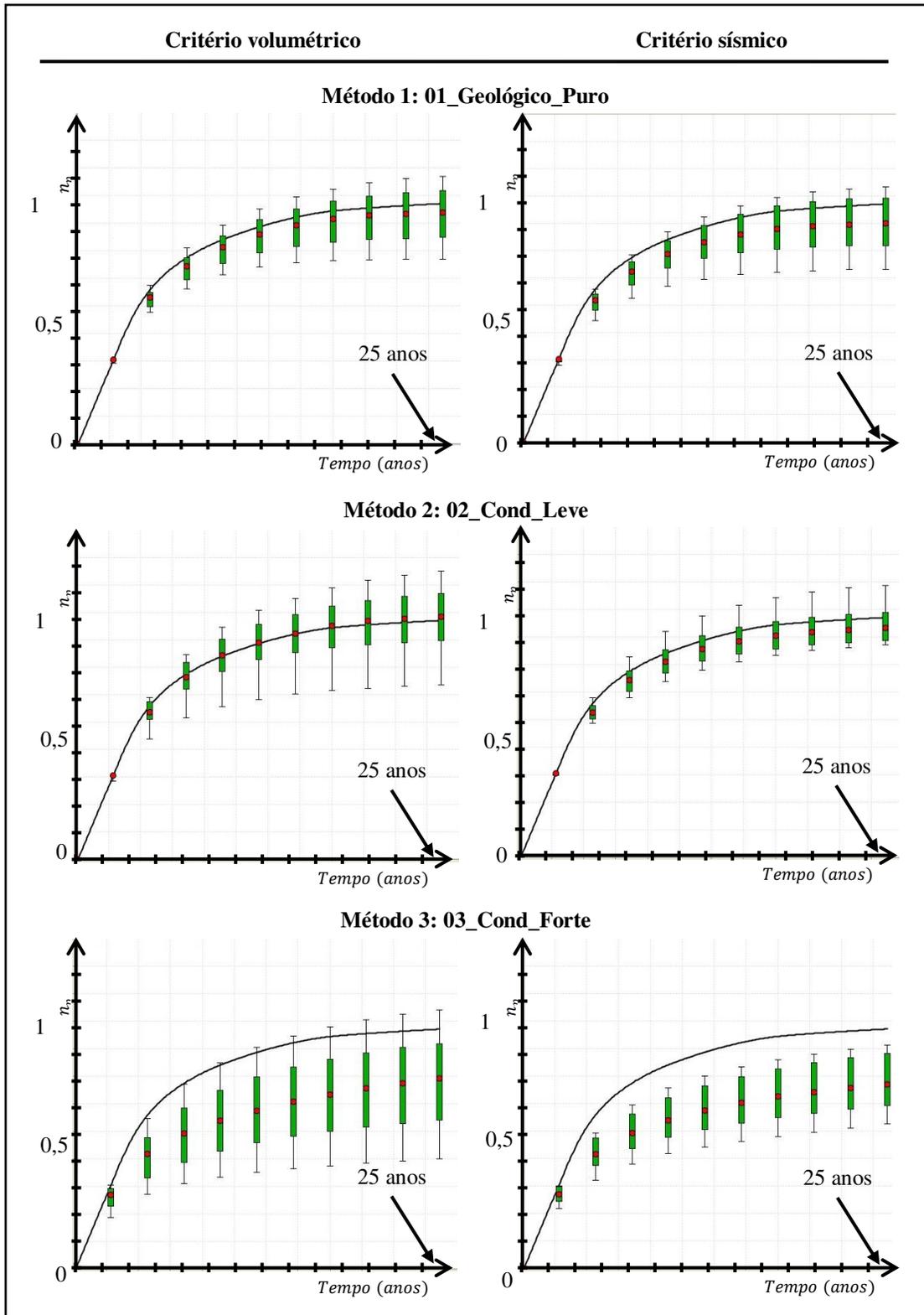


Figura 6-16: Produção acumulada de óleo.

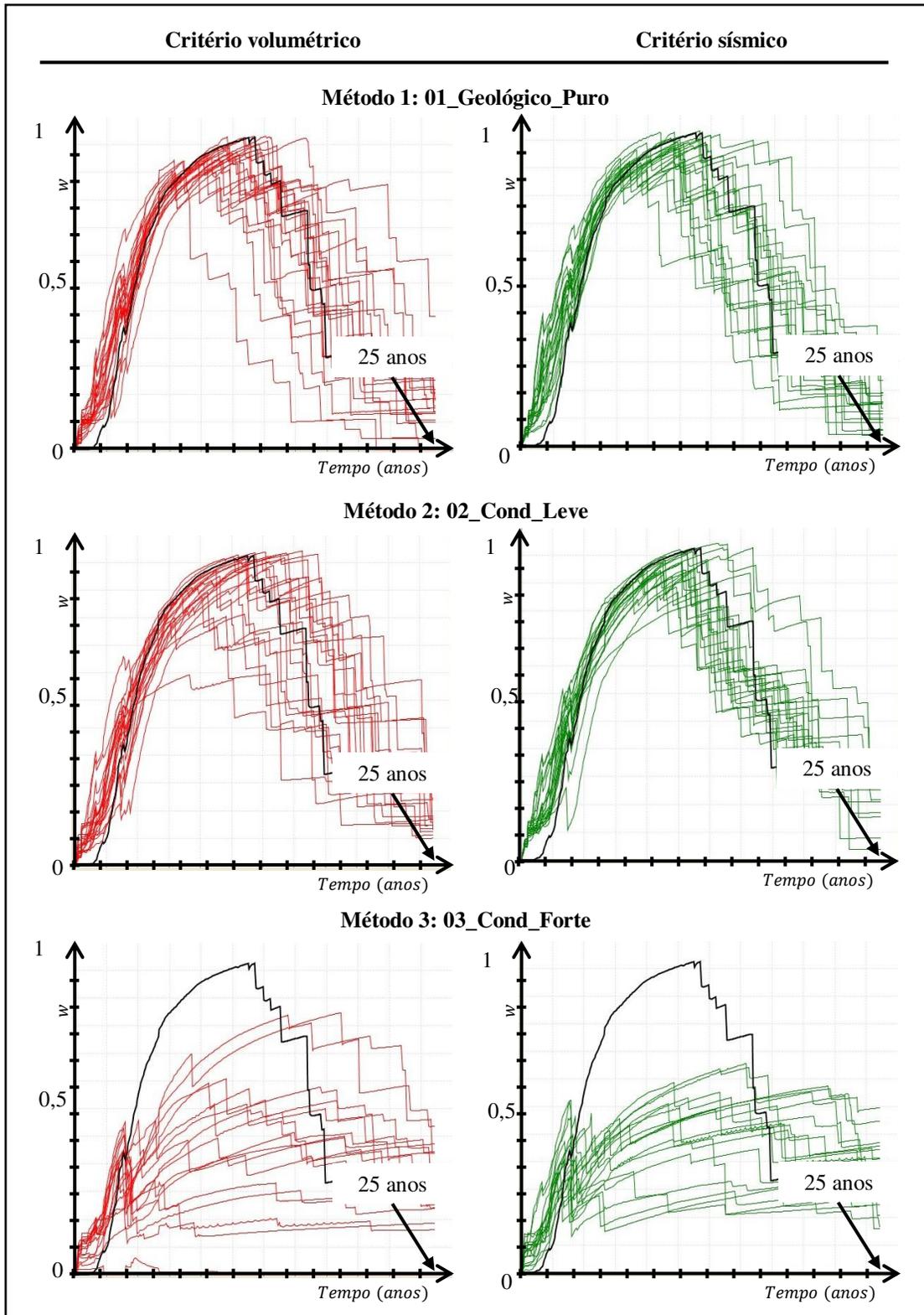


Figura 6-17: Vazão diária de produção de água.

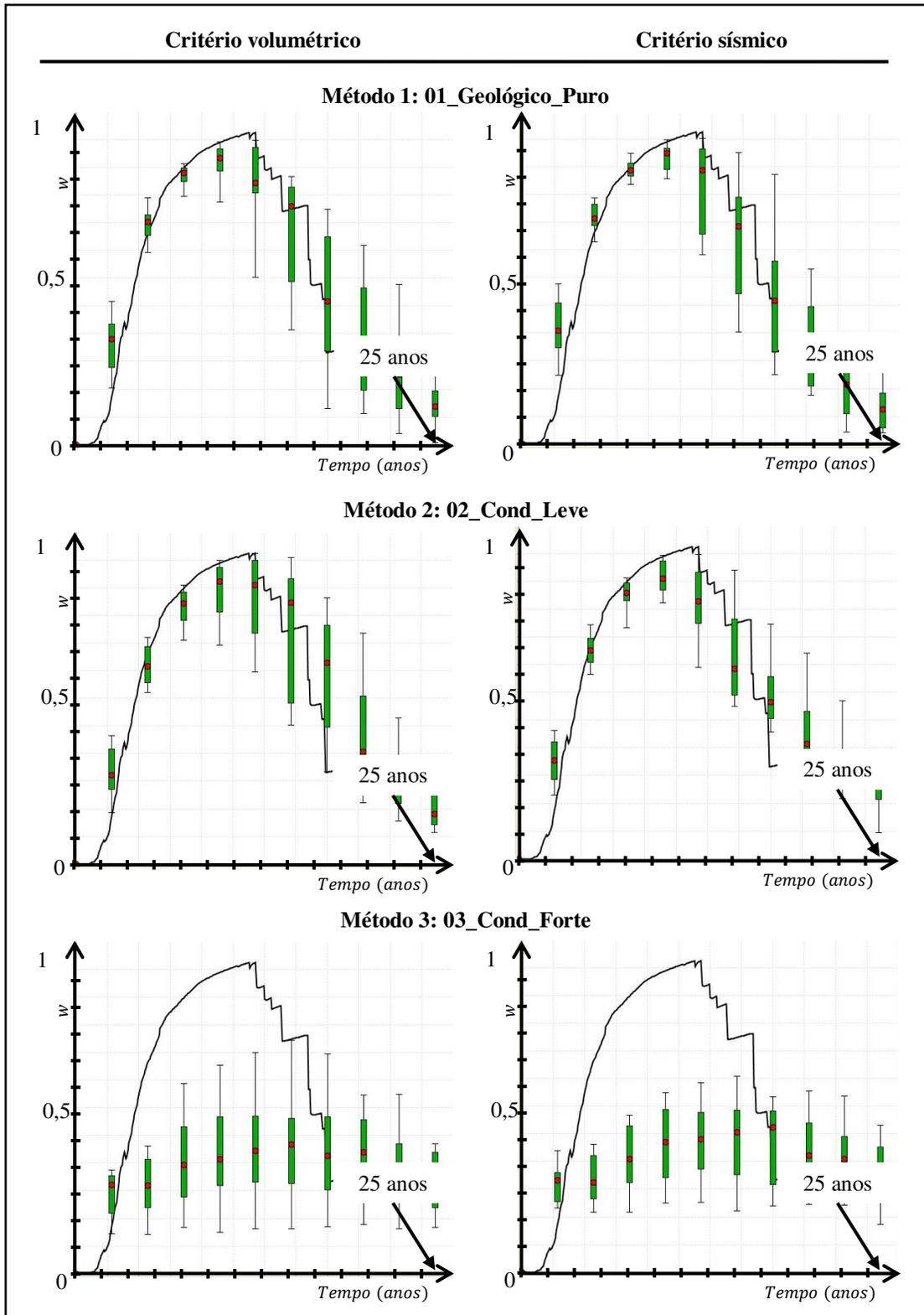


Figura 6-18: Vazão diária de produção de água.

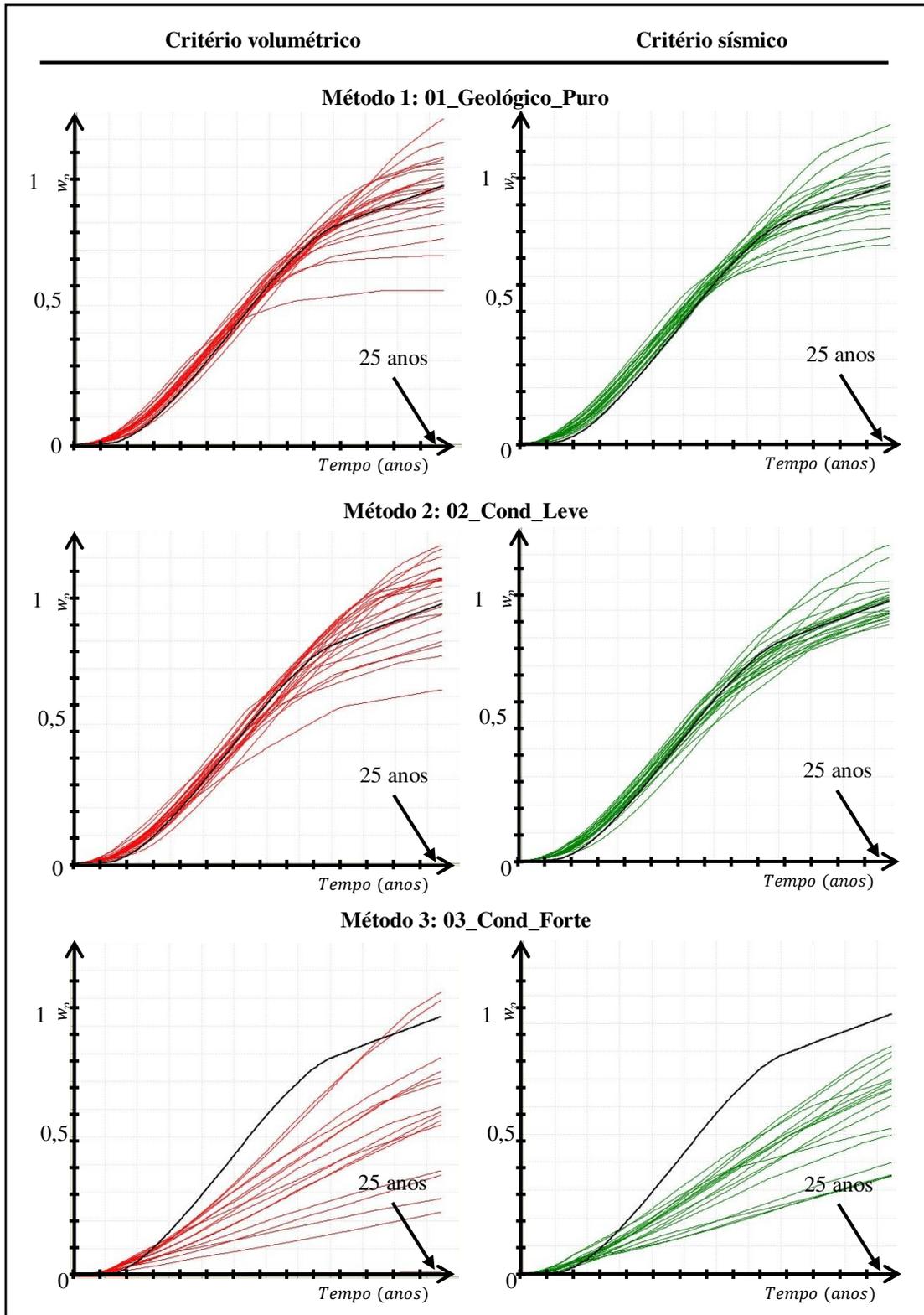


Figura 6-19: Produção acumulada de água.

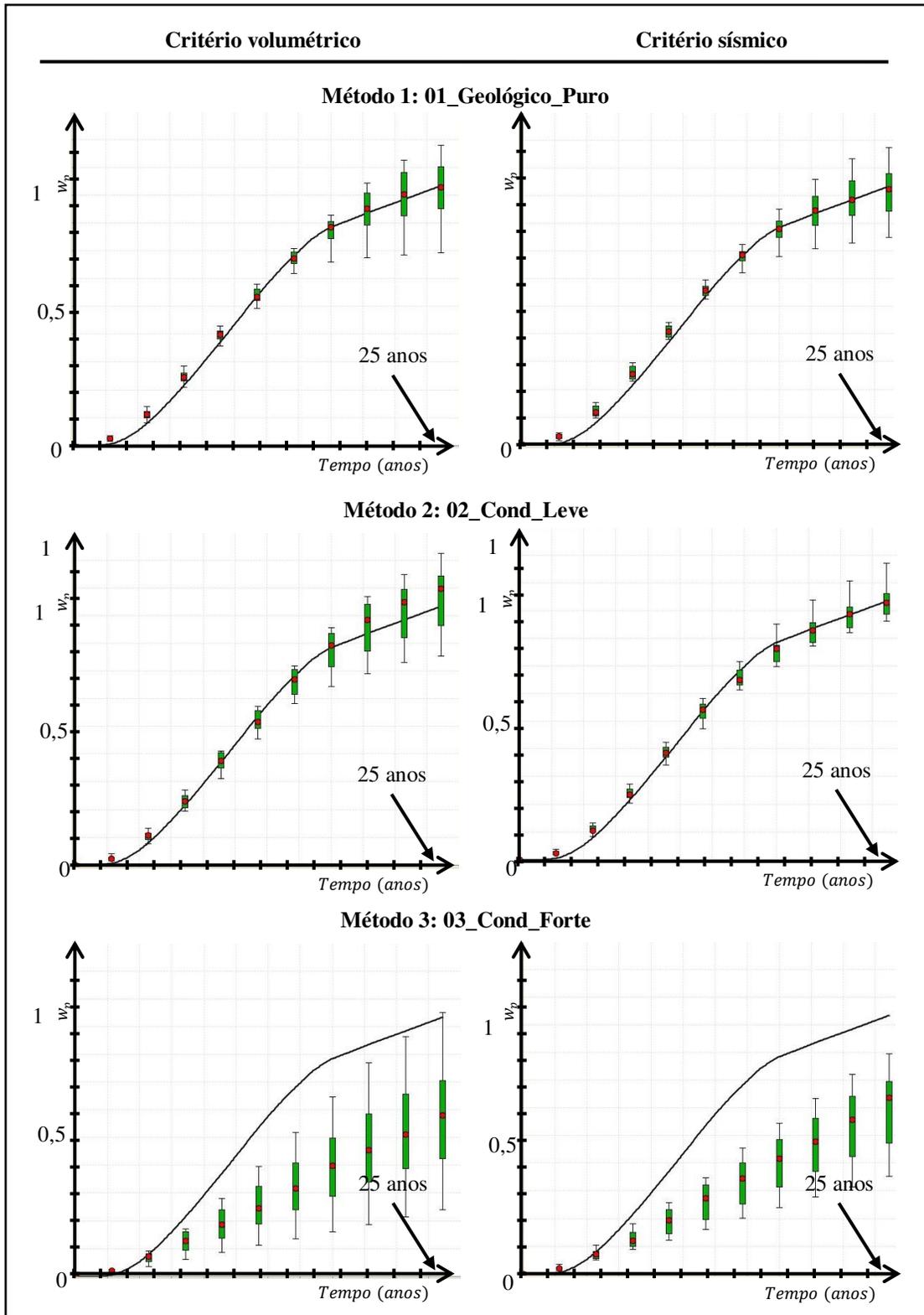


Figura 6-20: Produção acumulada de água.

Finalmente, os resultados dinâmicos permitem demonstrar a superioridade das metodologias de condicionamento com combinação de fontes de dados sobre a redução da faixa de incertezas de volume inicial por seleção com critério sísmico. Mostra-se também que o condicionamento introduz mais heterogeneidades no modelo e precisa também ser considerado até que os dados de produção venham suportar ou contradizer as suas previsões.

6.7 Síntese dos resultados

Sintetizando os resultados, pode-se analisar os diferentes métodos às diversas condições impostas na modelagem (condicionamento geológico e sísmico) e observar os seus impactos nas funções objetivos definidas no começo do documento (Figura 6-21, Figura 6-22, Figura 6-23, Figura 6-24).

Pode ser observado, neste caso de estudo, que o aumento gradual do condicionamento com os atributos sísmicos melhora resposta sísmica sintética dos modelos gerados. Por outro lado, observa-se que um condicionamento exagerado leva à perda dos conceitos geológicos essenciais à boa definição dos modelos e se reflete por impactos fortes na distribuição dos volumes estáticos também como no comportamento dinâmico dos modelos. A metodologia utilizada oferece um compromisso permitindo de obter boa coerência dos modelos geológicos assim como resultados de simulação sísmica melhores.

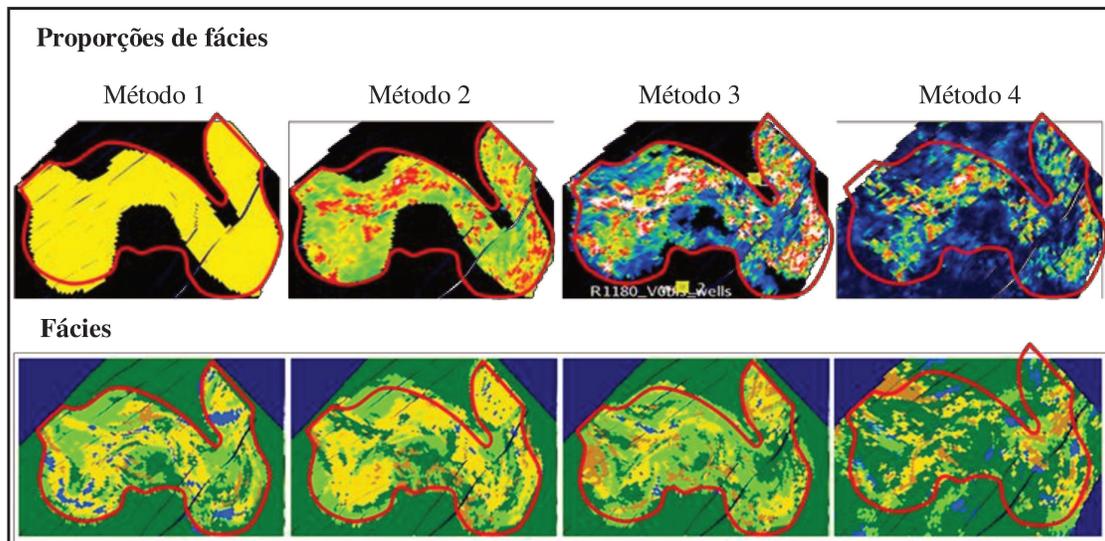


Figura 6-21: Resultados de modelagem geológica

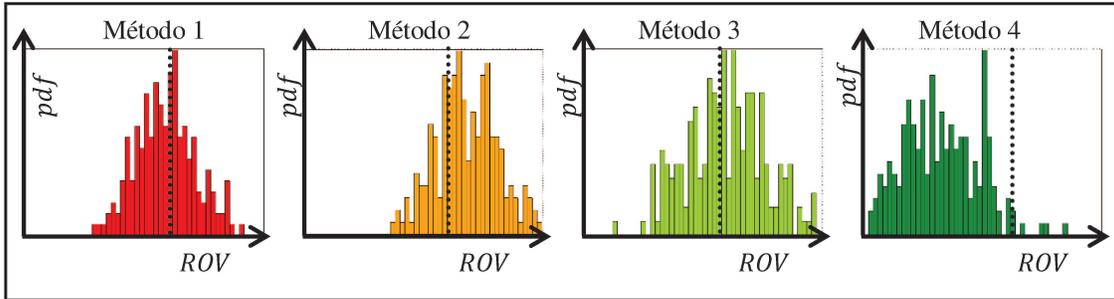


Figura 6-22: Distribuição dos volumes de óleo para os quatro métodos comparados.

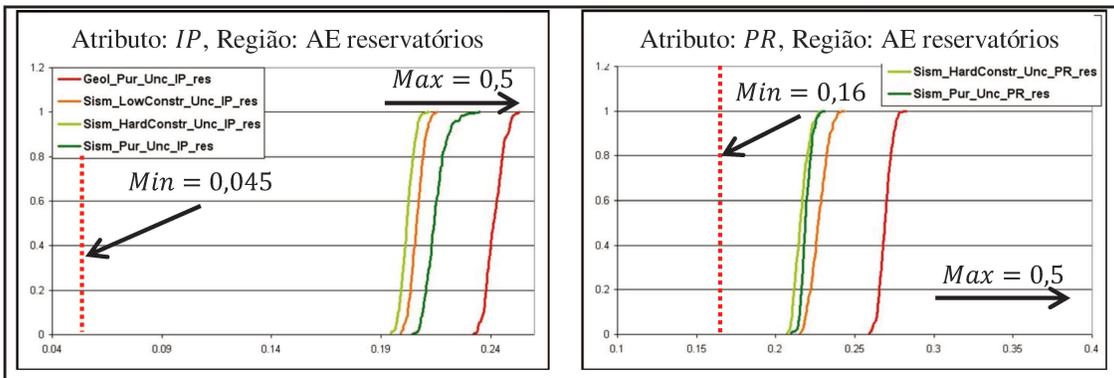


Figura 6-23: Notas sísmicas na zona reservatório.

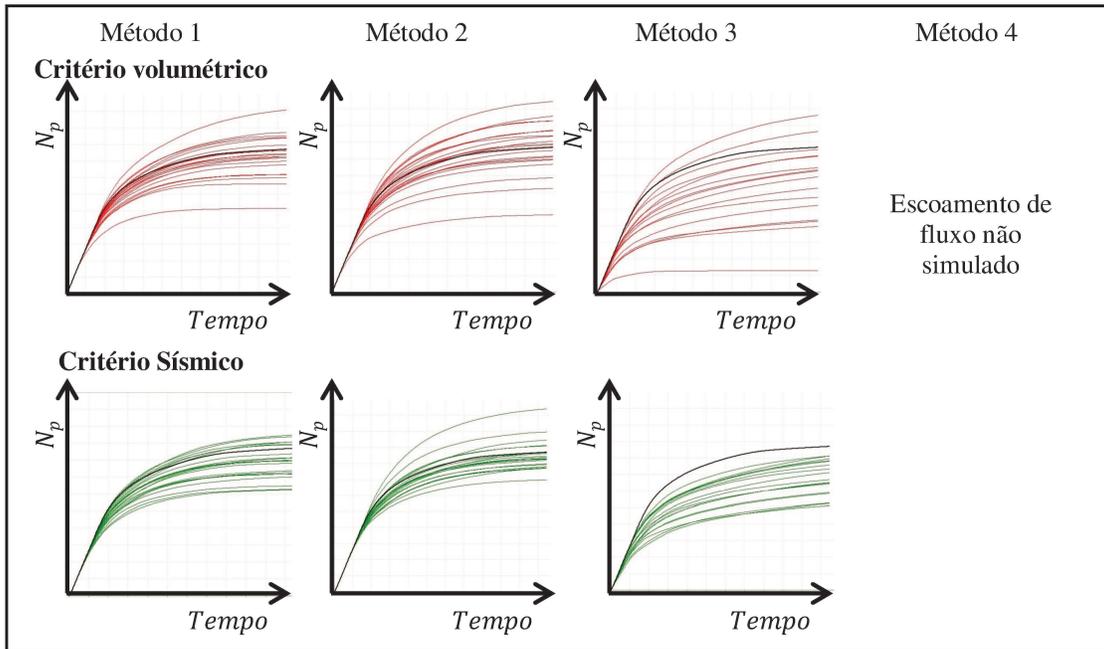


Figura 6-24: Resultados dinâmicos com critérios de seleção volumétricos ou sísmicos.

6.8 Análise de resultados do projeto

Após observação dos resultados apresentados acima, pode-se concluir da coerência das três primeiras metodologias. Os conceitos geológicos são respeitados, a modelagem sintética dos atributos sísmicos é melhorada e finalmente a avaliação dos volumes estáticos apresenta pouca variação. Mas observa-se que a introdução de sísmica na modelagem modificou o comportamento dinâmico do campo, diminuindo as previsões de produção, particularmente no terceiro caso. Neste caso, a baixa pode ser observada tanto na produção de óleo como de água que mostra uma perda de produtividade do campo.

Os resultados dinâmicos são usados de modo a avaliar o risco do projeto. Neste caso as previsões de fluxo foram obtidas sem ajustes ao histórico de produção e a falta desta comparação com o histórico impede de julgar quanto ao poder preditivo de nenhum dos métodos quanto à futura produção. Neste caso, a avaliação do risco do projeto torna-se problemática. Por esta razão, a análise de risco deste projeto precisa ser realizada com cuidado, considerando os resultados obtidos.

Primeiramente, os riscos individuais de cada metodologia são avaliados para os dois modos de seleção, volumétrico e sísmico. Para as três metodologias, as faixas de risco observadas são diferentes (Figura 6–25). Considerando cada uma separadamente, o risco do projeto pode ser subestimado por falta de consideração das informações fornecidas pelos dois outros métodos descartados. Isto pode ser verificado pelo fato que as faixas de incertezas de produção são diferentes para cada método. O risco precisa ser considerado de modo global, juntando os resultados das três metodologias juntas.

Propõe-se combinar todos os resultados em uma análise de risco única. Neste caso, o risco máximo avaliado é máximo, ele considera todas as metodologias com um mesmo grau de confiança (Figura 6–26 – esquerda). De fato, as metodologias desenvolvidas apresentam níveis de qualidade diferentes e não deveriam ser consideradas de modo igual. A questão que surge então é: como ponderar as metodologias de acordo com os seus graus de qualidade respectivos. A solução proposta para observar o impacto da ponderação dos métodos consiste em aplicar um coeficiente multiplicador no intervalo [0;1] para cada metodologia. Este coeficiente vem afetar a densidade de probabilidade de cada dado, sendo que a todas as probabilidades somam um.

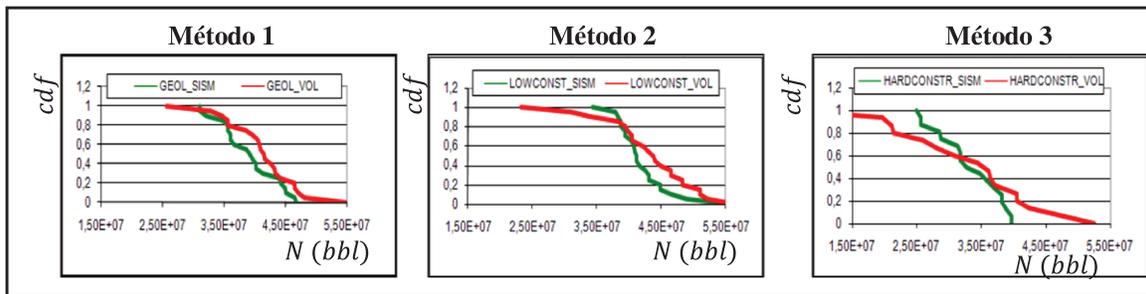


Figura 6-25: Riscos individuais de cada metodologia.

Propõe-se observar o envelope do risco do projeto, resultado da superposição de todas as combinações de peso. Os limites deste envelope definem o risco máximo e mínimo do projeto. Considerando a existência de um peso ideal para cada metodologia de caracterização, a curva de risco real exista e esta incluída dentro do envelope definido (Figura 6–26 – direita).

Pode-se observar a redução do risco do projeto quando os modelos de reservatório são selecionados por critério sísmico (Figura 6-25, Figura 6-26, curva verde). Este resultado se for confirmado pelas observações de produção (histórico), pode levar a reconsiderar os métodos de seleção de modelos representativos, considerando que a integração de sísmica na modelagem permite alcançar um grau de detalhe maior e reduz as incertezas

O uso dos três métodos para a avaliação de risco é necessário para o projeto, pois o uso de um método único não cobra o campo inteiro das incertezas de produção. Estas análises de risco permitem alertar os tomadores de decisão com relação à possibilidade que todo o risco não foi considerado com o uso de uma metodologia só e as previsões de produção mais pessimistas do terceiro método devem ser usadas para desenvolver um cenário pessimista em caso de produção abaixo das expectativas. A integração do projeto deve ser levada mais adiante integrando, por exemplo, os resultados de testes de longa duração a fim de reduzir a faixa de incerteza e poder observar qual dos três métodos apresenta o melhor poder preditivo.

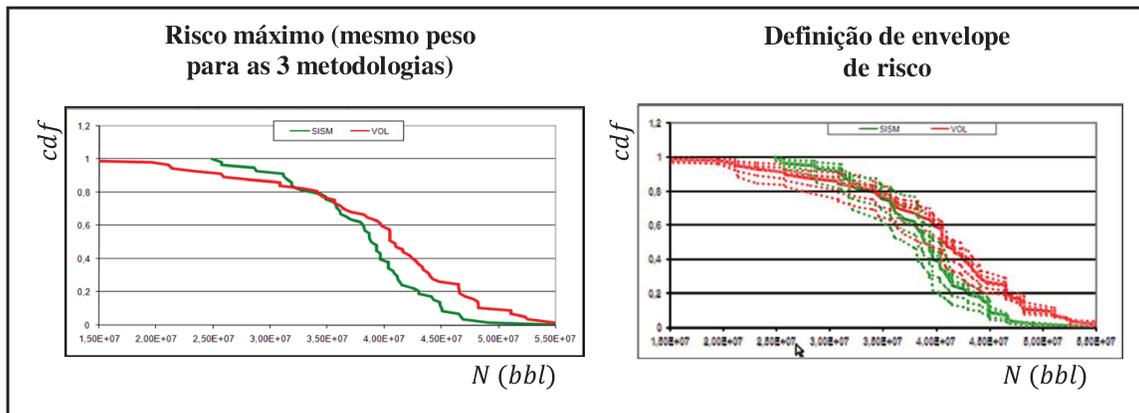


Figura 6-26: Risco máximo (esquerda), Envelope de risco (direita)

6.9 Análise de resultados do projeto

Após observação dos resultados apresentados acima, pode-se concluir da coerência das três primeiras metodologias. Os conceitos geológicos são respeitados, a modelagem sintética dos atributos sísmicos é melhorada e finalmente a avaliação dos volumes estáticos apresenta pouca variação. Mas observa-se que a introdução de sísmica na modelagem modificou o comportamento dinâmico do campo, diminuindo as previsões de produção, particularmente no terceiro caso. Neste caso, a baixa pode ser observada tanto na produção de óleo como de água que testemunha de uma perda de produtividade do campo.

Precisa ser lembrado que os resultados dinâmicos são usados de modo a avaliar o risco do projeto. Neste caso as previsões de fluxo foram obtidas sem ajustes ao histórico de produção e a falta deste histórico impede de julgar quanto ao poder preditivo de nenhum dos métodos quanto à futura produção. Neste caso, a avaliação do risco do projeto torna-se problemática. Para esta razão, a análise de risco deste projeto precisa ser realizada com cuidado, considerando os resultados obtidos.

Primeiramente, os riscos individuais de cada metodologia são avaliados para os dois modos de seleção, volumétrico e sísmico. Para as três metodologias, as faixas de risco observadas

são diferentes (Figura 6–25). Considerando cada uma separadamente, o risco do projeto pode ser subestimado por falta de consideração das informações fornecidas pelos dois outros métodos descartados. O risco precisa ser considerado de modo global, juntando os resultados das três metodologias juntas.

Propõe-se combinar todos os resultados em uma análise de risco única. Neste caso, o risco máximo avaliado é máximo, ele considera todas as metodologias com um mesmo grau de confiança (Figura 6–26 – esquerda). De fato, as metodologias desenvolvidas apresentam níveis de qualidade diferentes e não deveriam ser consideradas de modo igual. A questão que surgiu então é: Como ponderar as metodologias de acordo com os seus graus de qualidade respectivos. A solução proposta para observar o impacto da ponderação dos métodos consista a aplicar um coeficiente multiplicador no intervalo [0;1] para cada metodologia. Este coeficiente vem afetar a densidade de probabilidade de cada dado, sendo que a todas as probabilidades somam a um.

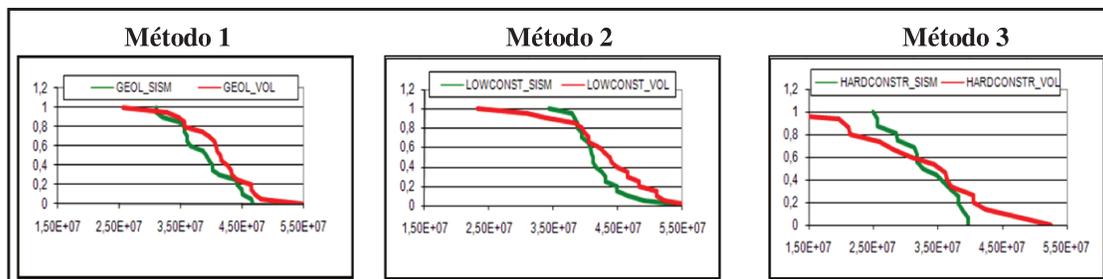


Figura 6-27: Riscos individuais de cada metodologia

Propõe-se observar o envelope do risco do projeto, resultado da superposição de todas as combinações de peso. Os limites deste envelope definem o risco máximo e mínimo do projeto. Considerando a existência de um peso ideal para cada metodologia de caracterização, a curva de risco real exista e esta incluída dentro do envelope definido (Figura 6–26 – direita).

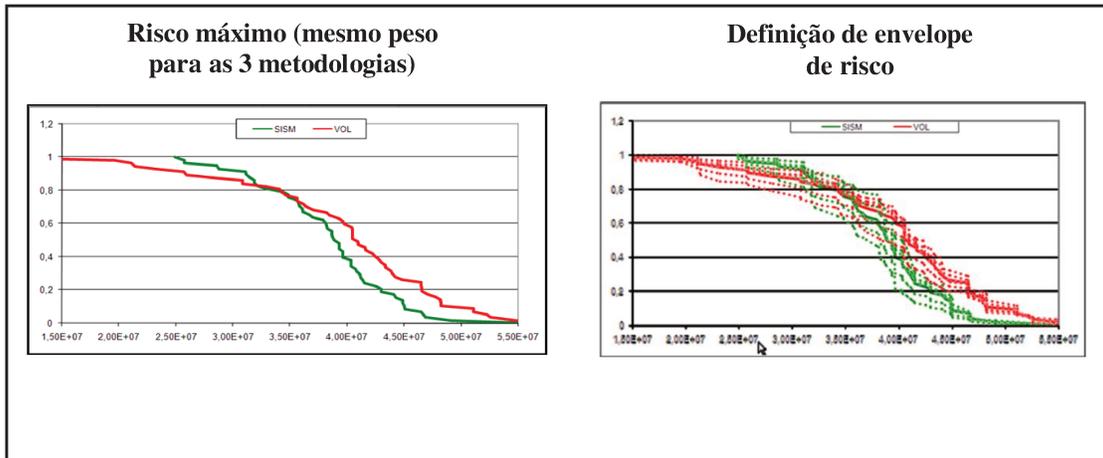


Figura 6-28: Risco máximo (esquerda), Envelope de risco (direita)

Capítulo 7: Conclusões e recomendações

Foram apresentados quatro métodos de caracterização de reservatório, integrando gradativamente atributos sísmicos, a partir do uso de conceitos sedimentares até o uso de atributos sísmicos puros e passando por duas fases de combinação. O condicionamento a atributos sísmicos procurou ir além do simples uso qualitativo que serviu para as caracterizações estruturais e arquiteturas; os atributos sísmicos foram integrados na caracterização das fácies e também do modelo petrofísico. Assim foi atingido o primeiro objetivo deste trabalho.

O segundo objetivo foi atingido por criação de um critério de qualidade da resposta sísmica sintética dos modelos gerados. Este critério permitiu, primeiramente, caracterizar a qualidade média das respostas sísmicas de cada método de caracterização. Em seguida, ele permitiu selecionar, para cada método, os modelos com melhor resposta sísmica.

Finalmente, o terceiro objetivo deste trabalho foi atingido por obtenção das distribuições de volumes estáticos, de acordo com o estudo de incerteza que foi realizado anteriormente e por obtenção das previsões de produção usando dois métodos de seleção de modelos geológicos representativos. O critério de seleção sísmico mostrou uma capacidade a selecionar métodos que mostraram uma redução da faixa de incertezas de produção para os modelos condicionados com sísmica.

Mostrou-se a importância da integração da caracterização ao longo das etapas de modelagem. Ela impactou particularmente na análise do risco do projeto levando a considerar os três métodos que apresentaram resultados dinâmicos. Esta integração pode ser levada mais adiante, integrando resultados de teste de longa duração em poços.

7.1 Conclusões detalhadas

- Quanto à definição de proporções de fácies

- As metodologias de combinação são estáveis. O uso de uma fonte sísmica ruim ou com contrastes fracos não influencia as proporções globais e automaticamente volta às proporções médias definidas como alvo. A sísmica reflete unicamente os contrastes existentes no modelo.
- As proporções globais, definidas como alvos, são respeitadas em cada zona de interesse e globalmente na integridade do modelo.
- No caso de fonte única, foi apresentado um método de avaliação de incerteza de proporção de fácies que é usado no processo de caracterização sob incerteza.
- Quanto às simulações de fácies
 - Mostraram os desempenhos da simulação Gaussiana Trucada com uso de grupos de fácies e variograma não estacionário (obtenção de transições de fácies, efeitos de erosão e direção dos corpos geológicos de acordo com a realidade geológica correntemente observada). Os resultados foram validados por sedimentólogos. A metodologia, quando corretamente parametrizada, foi capaz de reproduzir com fidelidade os conceitos sedimentares.
 - Houve conservação dos conceitos sedimentares nos métodos combinados.
 - Observou-se a introdução de maiores heterogeneidades com condicionamento forte com a sísmica. Concluiu-se à existência de um limite de escala para integrar a sísmica. A zona de interesse, refletindo os conceitos sedimentares, deve ser determinada com cuidado. As heterogeneidades são avaliadas a partir de resultados dinâmicos, por isso necessitam presença de histórico de produção. Por isto, esta avaliação não foi feita neste trabalho
 - Os dados sísmicos usados com os métodos de simulação usados não é capaz de reproduzir os conceitos sedimentares quando usada sozinha
- Quanto ao condicionamento do modelo petrofísico
 - A informação contida nos dados iniciais foi conservada por uso de metodologia de simulação geoestatística mais avançadas.
- Quanto à avaliação da resposta sísmica dos modelos
 - Definiu-se uma metodologia eficiente de avaliação da qualidade da resposta sísmica dos modelos gerados baseada na comparação das similaridades entre realidade e o modelo

- Foi possível observar a melhor resposta sísmica para todos os modelos integrando atributos sísmicos; isto prova que os métodos de integração de atributos sísmicos apresentados são válidos e que eles permitiram melhorar a localização das heterogeneidades nos modelos.
- Para IA, os métodos combinando duas fontes de dados têm melhores respostas sísmicas que o método integrando somente a fonte sísmica. Ressalta a importância da combinação das fontes.
- Quanto ao impacto nos volumes estáticos
 - A fonte sísmica tende a subavaliar os volumes (método 4 + observações em vários casos). Aqui, os métodos de combinação de fontes foram concebidos de modo a não introduzir viés nos volumes estimados dando prioridade à avaliação do geólogo.
 - Houve conservação ou aumento da incerteza dos volumes de óleo com combinação de fonte. Este problema de avaliação da incerteza foi atribuído a simplificação que foi feita quando há combinação de dados. Usou-se apenas o *nedi* sísmico quando na realidade, precisa ser definido um *nedi* combinado.
- Quanto ao método de seleção dos modelos
 - Mostrou-se que o conhecimento da resposta sísmica dos modelos gerados permite selecionar melhor os modelos representativos selecionando apenas os modelos com melhor resposta sísmica.
 - Para os casos combinados, esta seleção permitiu reduzir o intervalo de incertezas na avaliação dos volumes também como nas previsões de produção.
- Quanto à resposta dinâmica dos modelos gerados
 - À medida que o grau de integração de sísmica aumenta, as previsões de produção diminuem e a incerteza aumenta. As heterogeneidades introduzidas pela sísmica modificam o comportamento dinâmico do reservatório. Não se pode determinar o método mais correto, pois não existe histórico de produção.
- Gerais
 - Apresentaram-se métodos de integração de atributos sísmicos simples e eficientes que permitem gerar modelos mais confiáveis e com melhores respostas sísmicas

que o método de referência (geológico puro) respeitando os conceitos sedimentares e as interpretações geológicas.

- Apresentou-se a construção de um critério de qualidade da resposta sísmica dos modelos que permite reduzir os intervalos de incertezas nas aproximações estáticas e dinâmicas.
- O segundo método de cálculo de proporções de fácies, levemente condicionado, já é usado no estudo de caracterização de outro campo e, conseqüentemente, futuros resultados serão disponíveis para considerar melhor.

7.2 Recomendações

- A fim de melhorar esta metodologia, é recomendado efetuar uma pesquisa aprofundada da avaliação quantitativa das incertezas de proporções de fácies, pois estas têm uma influência significativa nos resultados de volumes estáticos.

Bibliografia

- ANDERSON, S.R., LIZEZSKI, M.J.e CECIL, L.D. Geologic ages and accumulation rates of basalt-flow groups and sedimentary interbeds in selected wells at the Idaho National Engineering Laboratory. Geological Survey Water-Resources Investigations Report. vol 97, pp. 39, 1997, Idaho, USA.
- BARENS, L. Joint geostatistical inversion of seismic data for reservoir characterization. In: Petroleum Technology Exposition. 15-17 Dezembro 2002, Londres, Reino Unido.
- BARENS, L., BIVER, P. Reservoir Facies Prediction from Geostatistical Inverted Seismic Data. In: Abu Dhabi International Conference and Exhibition. SPE 88690, 10-13 Outubro, 2004, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos.
- BEUCHER, H., FOURNIER, F., DOLIGEZ, B. e ROZANSKI, J. Using 3D seismic derived information in lithofacies simulations. A case study. In: SPE Annual Technical Conference & Exhibition. SPE 56736, 3-6 Outubro, 1999, Houston, USA.
- BEUCHERT-DARRICAU, H. Modeling complex reservoirs with multiple conditional techniques: A practical approach to reservoir Characterization. In: T. C. Coburn, Stochastic modeling and geostatistics; Principles, methods and case studies. vol 2, pp. 289-299, 2006.
- BIVER, P., HAAS, A. e BACQUET, C. Uncertainties in Facies Proportion Estimation II: Application to Geostatistical Simulation of Facies and Assessment of Volumetric Uncertainties. Mathematical Geology. vol. 34, n°6 pp. 703-714, 2002.
- BIVER, P., ALLARD, D. e D'OR, D. Litho-type modeling using soft probabilities from seismic attributes and other sources of information. In: Proceedings of the Eighth International Geostatistics Congress. Santiago do Chile, Editora. J. Ortiz and X. Emery, 2008.

- CASTRO, S., CAERS, J. e OTTERLEI, C. A probabilistic integration of well log, geological information, 3D/4D seismic and production data: application to the Oseberg field. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 103152, 24-27 Setembro, 2006, San Antonio, USA.
- CHILES, J.P. Simulation de Variables Gaussiennes et Conditionnement. Fontainebleau, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, Centre de Géostatistiques de Fontainebleau, 2005. Curso universitário.
- CHOPRA, S. e MARFURT, K. Introduction to that special section - Seismic attributes. The Leading Edge. vol. 27; n°3; pp. 296-297, Março, 2008.
- CLIFTON, P.M. e NEUMAN S.P. Effects of kriging and inverse modeling on conditional simulation of the Avra Valley aquifer in southern Arizona. Water Resources Research. vol 18, pp. 1215-1234, 1982
- DE MARSILY, G., DELAY, F., TELES, V., e SCHAFMEISTER, M.F. Some current methods to represent the heterogeneity of natural media in hydrogeology. Hydrogeology Journal. vol. 6, pp. 115-130, 1998.
- DENLIANG, G. Application of seismic texture model regression to seismic facies characterization and interpretation. The Leading edge. vol 27, n°3, pp. 394-397, 2008.
- DEUTSCH, C.V. e JOURNAL, A.G. GSLIB:Geostatistical Software Library and User's Guide. In: Oxford University Press, 340 pp, Outubro, New York, USA, 1992.
- DOVETON, J.H. Theory and applications of vertical variability measures from Markov Chain analysis. Stochastic modeling and geostatistics. In: Principles, methods and case studies, AAPG Computer Applications in Geology, vol 3, pp. 55-64, 1994.
- GOMES-HERNANDEZ, J.J. e SRIVASTAVA, R.M. ISIM3D: an ANSI-C three-dimensional multiple indicator conditional simulation program. Computers & Geosciences, vol 16, pp. 395-44, 1990.
- GOOVAERTS, P. Geostatistics for natural resources evaluation. Oxford University Press, 483 p. New York, USA, 1997.
- GUEDES, C. SARZENSKI, D. J. Modeling of facies and net-to gross ratio conditioned by seismic attributes maps. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. SPE 107921, 15-18 Abril, 2007, Buenos Aires, Argentina.

- GUTJAHR, A.L. Fast Fourier transform for random field generation. In: Project Report for Los Alamos Grant, Socorro, USA, Institute of Mining and Technologies, 1989.
- HAAS, A. e DUBRULE, O. Geostatistical inversion: a sequential method of stochastic reservoir modelling constrained by seismic data, *First break*, vol. 12, n°11, pp. 561-569, 1994.
- HAAS, A. e FORMERY, P. Uncertainties in Facies Proportion Estimation I. Theoretical Framework: The Dirichlet Distribution. *Mathematical Geology*, vol. 34, n°6 pp. 679-702, Netherlands, 2002.
- HALDORSEN, H.H. e CHANG, D.M. Notes on stochastic shales: from outcrop to simulation model. *Reservoir characterization*, pp. 152-167, Academic Press, New-York, 1986.
- JOHANN, P., FOURNIER, F., SOUZA, JR. e O. DOLIGEZ, B. 3-D Stochastic Reservoir Modeling: A Non Stationary Approach Guided by Seismic Data. In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. SPE 38997, 30 agosto-3 setembro 1997, Rio de Janeiro, Brasil.
- JOHN, A. e LAKE, L. W. Seismic facies identification and classification using simple statistics. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 96577, 9-12 Outubro, 2005, Dallas, USA.
- JORDAN, D. e GOGGIO, D. An application of categorical indicator geostatistics for facies modeling in sand-rich turbidite systems. In: SPE Annual Technical Conference & Exhibition. SPE 30603, 22-25 Outubro, 1995, Dallas, USA.
- JOURNEL, A.G. e ALABERT, F.A. New Method for reservoir mapping. *Journal of Petroleum Technology*. SPE 20781, Fevereiro, 1990.
- JOURNEL, A.G. e ALABERT, F.A. Non-Gaussian data expansion in the Earth Sciences, *Terra Nova*, vol 1, pp. 123-134, 1989.
- JOURNEL A.G. e GOMES-HERNANDEZ, J.J. Stochastic imaging of the Wilmington clastic sequence. SPEFE, pp. 33-40, March, 1993. (SPE 19857)
- JOURNEL, A. G. Combining Knowledge from Diverse Sources: An Alternative to Traditional Data Independence Hypotheses. *Mathematical Geology*, vol. 34, n°5 pp. 573-596, Netherlands, 2002.

- KOLTERMANN, C.E. e GORELICK, S. Heterogeneity in sedimentary deposits: a review of structure imitating, process-imitation, and descriptive approaches. *Water Resources Research*. vol 32(9), pp. 2617–2658, 1996.
- LABOURDETTE, R. Integrated three-dimensional modeling approach of stacked turbidite channels. *AAPG Bulletin*. vol 91; n°11, pp. 1603-1618; November, 2007.
- LERAT, O., NIVELET, P., DOLIGEZ, B., LUCET, N., ROGGERO, F., BERTHET, P., LEFEUVRE, F. e VITTORI, J. Construction of a Stochastic Geological Model Constrained by High-Resolution 3D Seismic Data - Application to the Girassol Field, Offshore Angola. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE 110422, 11-14 Novembro, 2007, Anaheim, USA.
- MATHERON, G. The intrinsic random functions and their applications. In: *Advanced Application; Probabilités*. Vol. 5, pp. 439-468, 1973.
- MANTAGOLOU e WILSON, J.L. The Turning Bands Method for Simulation of Random Fields Using Line Generation by a Spectral Method. *Water Resources Research*. vol 18, pp. 1379–1394, 1982.
- PELGRAIN, A., LESTANG, L., CODENTINP, L., CARERA, J., JIMENEZ, T. e BOLLORIN, O. Geologically oriented geostatistics: An integrated tool for reservoir studies. In: *SPE International Petroleum Conference & Exhibition*. SPE 74371, 10-12 Fevereiro, 2002, Villahermosa, Mexico.
- ROGGERO, F., DING, D.Y., BERTHET, P., LERAT, O., CAP, J. e SCHREIBER, P.E. Matching of Production History and 4D Seismic Data--Application to the Girassol Field, Offshore Angola. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE 109929, 11-14 Novembro, 2007, California, USA.
- SCHIOZER, D. J., LIGERO, E. L., SUSLICK, S. B., COSTA, A. P. A. e SANTOS, J. A. M. Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. vol. 44, n° 1-2, pp. 131-141, Outubro, 2004
- SIMON, V.H. Simulação plurigaussiana truncada com condicionamento. Campinas, SP, 1997. 81p. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios). Instituto de Geociência, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP.

- SRIVASTAVA, R.M. An overview of stochastic methods for reservoir characterization. Stochastic modeling and geostatistics. Principles, methods and case studies. AAPG Computer Applications in Geology, vol 3, pp. 3-16, 1994
- TJOLSEN, C.B., JONHSEN, G., HALVORSEN, G., RYSETH, A. e DAMSLETH, E. Seismic Data Can Improve the Stochastic Facies Modeling. SPE Formation Evaluation. SPE 30567, vol 11, n°3, pp. 141-146, Setembro, 1995.
- TEIXEIRA, R. Bayesian characterization of subsurface lithofacies and saturation fluid. In: SPE Latin American and Carabean Petroleum Engineering Conference. SPE 108027, 15-18 Abril, 2007, Buenos Aires, Argentina.