

**EDUARDO YUJI MIYABUKURO**

**Inversão Sísmica 4D e Integração de Dados de Produção**

Área de concentração:  
Engenharia de Petróleo

Orientador:  
Prof. Dr. Leonardo Azevedo Guerra Raposo  
Pereira

Co-orientador:  
Prof. Dr. Cleyton de Carvalho Carneiro

São Paulo  
2017

**EDUARDO YUJI MIYABUKURO**

**Inversão Sísmica 4D e Integração de Dados de Produção**

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Área de concentração:  
Engenharia de Petróleo

Orientador:  
Prof. Dr. Leonardo Azevedo Guerra Raposo Pereira

Co-orientador:  
Prof. Dr. Cleyton de Carvalho Carneiro

São Paulo  
2017

## Resumo

O uso de métodos sísmicos foi vinculado, inicialmente, à identificação e pré-exploração de reservatórios de hidrocarbonetos. Para ampliar a exploração do campo, aliado ao avanço tecnológico, os dados de reflexão sísmica adquiridos em diferentes tempos (4D), se tornaram uma ferramenta chave para a caracterização e monitoramento durante a fase de produção de um reservatório. Dessa forma, o objetivo deste projeto é conhecer e avaliar o processo de inversão sísmica 4D, implementando o algoritmo de Inversão Estocástica Global elaborado pelo CERENA (Centro de Estudos em Recursos Naturais e Ambiente), e o desenvolvimento de uma metodologia de otimização durante o processo iterativo. O método de Inversão Estocástica Global baseia-se na perturbação e geração de modelos elásticos de sub-superfície, através Simulação Estocástica (Simulação Sequencial Direta e Co-Simulação Sequencial Direta). A convergência do processo iterativo depende do coeficiente de correlação traço-a-traço entre as sísmicas reais e sintéticas, segundo um critério que considera simultaneamente todos os ângulos de incidência (*partial angle stacks*) e tempos de aquisição sísmica. Os melhores modelos de impedância acústica e elástica, juntamente com os correspondentes coeficientes de correlação, são então armazenados para geração dos modelos da iteração seguinte. A metodologia foi aplicada em dois estudos de caso para modelos sintéticos, sendo o primeiro unidimensional para certificação do funcionamento da metodologia, e o segundo tridimensional, onde foi possível a análise em escalas maiores, recriando modelos próximos ao real. A partir da inversão sísmica relata-se que o algoritmo simulou adequadamente as propriedades estudadas, onde os dados produzidos apresentavam grande correlação local e global. Destaca-se ainda que os padrões de distribuição entre propriedades correlacionadas (impedância acústica e impedância elástica) foram reproduzidos segundo as distribuições reais observadas.

**Palavras-chave:** inversão sísmica 4D; impedância acústica; impedância elástica; simulação sequencial direta; co-simulação sequencial direta; inversão estocástica global

## Abstract

The use of seismic methods was initially linked to the identification and pre-exploration of hydrocarbon reservoirs. To extend the exploration of the field, aligned with the technological advance, seismic reflection data acquired at different times (4D), have become a key tool for characterization and monitoring during a production phase of a reservoir. Thus, the objective of this project is to know the 4D seismic inversion process, implementing the Global Stochastic Inversion algorithm developed by CERENA (Center for the Study of Natural Resources and Environment) and the development of a optimization methodology during the iterative process. The Global Stochastic Inversion method is based on the perturbation and generation of elastic subsurface models, through Stochastic Simulation (Direct Sequential Simulation and Direct Sequential Co-Simulation). The convergence of the iterative process is based on the correlation coefficient, a trace-by-trace analysis, between real and synthetic seismic, according to a criterion that simultaneously considers all incident angles (partial angle stacks) and seismic acquisition times. The best acoustic and elastic impedance models, along with corresponding correlation coefficients, are then stored for generation of the next iteration models. The methodology was applied in two case studies for synthetic models, the first being one-dimensional for certification of the operation of the methodology, and the second three-dimensional, where it was possible to analyze at larger scales, recreating models close to the real one. From the seismic inversion it is reported that the algorithm adequately simulated the properties studied, where the data produced had a great local and global correlation. It is also worth noting that the distribution patterns between correlated properties (acoustic impedance and elastic impedance) were reproduced according to the actual distributions observed.

**Key-words:** Time-lapse seismic inversion; acoustic impedance; elastic impedance; direct sequential simulation; direct sequential co-simulation; global stochastic inversion

## Agradecimentos

Ao entrar na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo não tinha o conhecimento dos trabalhos e desafios aos quais seriam exigidos, mas muito mais que isso, as oportunidades disponíveis de desenvolvimento pessoal e acadêmico que ali se iniciariam. Jamais havia imaginado a possibilidade de obter simultaneamente dois diplomas em duas faculdades de prestígio, mas foi o que ocorreu com o ingresso no Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa, a partir do programa de Duplo Diploma. Portanto, em primeiro lugar agradeço imensamente a todos os professores da Escola Politécnica que incentivaram e fomentaram minha curiosidade, tornando possível a realização desta jornada acadêmica. Agradeço à Escola Politécnica e aos Instituto Superior Técnico pela oportunidade de Duplo Diploma, uma experiência única e inigualável na minha vida de estudante. Agradeço aos funcionários e funcionárias sempre respeitosos e solícitos, onde criou-se um grande laço de amizade. E um agradecimento especial aos coordenadores Patrícia Helena Lara dos Santos Matai e Shigueharu Matai, pois apesar das dificuldades em ingressar em um curso concorrido, nada se compara aos desafios encarados relativos ao curso em Santos. Muitos momentos marcaram a transição até a presente situação, mas somente quem esteve desde o início sabe das conquistas alcançadas, e se o curso existe até hoje, com a formação dos primeiros alunos que entraram em 2012, isso se deve aos coordenadores, onde em muitos momentos foram mais que profissionais a serviço da educação, mas gestores de pessoas que zelaram pelos cuidados e direitos dos estudantes.

Em 2015, ao ingressar no Instituto Superior Técnico (IST), encontrei uma diversidade de nacionalidades ao qual nunca fui antes exposto, e a partir desta, grandes amizades foram formadas, a eles deixo aqui meu agradecimento, não só pelos eventos vividos, mas também por toda a relação mantida, ainda que tenha voltado para o Brasil. Agradeço meus professores do Instituto, que apresentaram uma nova visão da indústria, além de contribuírem para a formação acadêmica.

Relativamente a tese, agradeço profundamente ao Professor Doutor Leonardo Azevedo (IST) que desde o início se prontificou auxiliando em todas as etapas do projeto. A admiração pelo profissional já era grande com as aulas por ele ministradas, mas foram superadas com todo o discernimento relativos ao assunto explorado durante a tese. Mas agradeço acima de tudo, pelo ser humano que demonstrou ser,

com poucas e sábias palavras ajudou em muitos momentos pessoais que não imagina. Agradeço à Professora Doutora Maria João (IST) e ao Professor Doutor Cleyton Carneiro (USP), por toda a contribuição e acompanhamento no desenvolvimento estrutural e científico, a partir de seus conhecimentos. Aos amigos (professores, pesquisadores, estagiários e funcionários) do CERENA/IST agradeço por dividirem o peso de escrever essa tese, momentos de apoio e discussão de ideias foram fundamentais durante todo o processo de pesquisa e execução, assim como os momentos de descontração passados nos finais de tarde. Agradeço ao CERENA por disponibilizar as ferramentas e equipamentos necessários para desenvolver a tese, e a Schlumberger® pela licença do software Petrel.

Aos amigos brasileiros, que ficaram no período em que estive fora, agradeço todo o apoio e mensagens de carinho enviados, mesmo à distância conseguia me sentir presente nos momentos vividos entre vocês.

E por último, um agradecimento mais que especial a minha família, que nunca desistiu de lutar para que os sonhos e objetivos fossem alcançados durante toda a minha vida, e principalmente durante esses dois últimos anos que estive fora do Brasil, sendo a base para todas as minhas conquistas.

## Sumário

<b>Abstract .....</b>	<b>v</b>
<b>Agradecimentos.....</b>	<b>vi</b>
<b>Lista De Figuras .....</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xvi</b>
<b>Capítulo 1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Contexto e motivação .....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Estrutura da dissertação .....	6
<b>Capítulo 2.Estoado da Arte .....</b>	<b>7</b>
2.1. Geoestatística para Modelagem de Fenômenos Espaciais .....	7
2.1.1. Análise da Continuidade Espacial .....	8
2.1.2. Estimação e Simulação .....	14
2.1.3. Simulação Sequencial Direta (DSS) e co-Simulação (DSS) .....	16
2.2. Integração de dados de reflexão sísmica na modelagem de reservatórios .....	21
2.2.1. Impedância Acústica, Impedância Elástica e Coeficiente de Reflexão.....	21
2.2.2. Inversão Sísmica Geoestatística .....	22
2.2.3. Sísmica e inversão sísmica 4D .....	24
<b>Capítulo 3. Metodologia .....</b>	<b>28</b>
<b>Capítulo 4. Casos de estudo .....</b>	<b>34</b>
4.1. Modelo sintético 1D .....	34
4.1.1. Descrição dos dados .....	34
4.1.2. Resultados .....	40
4.1.3 Discussão.....	48

<b>4.2. Modelo Sintético 3D CERENA-I .....</b>	<b>49</b>
4.2.1. Descrição dos dados.....	49
4.2.2. Resultados .....	62
4.2.3. Discussão.....	82
<b>Capítulo 5. Considerações finais .....</b>	<b>84</b>
<b>Referências .....</b>	<b>86</b>

## **Lista De Figuras**

Figura 1 -- Representação modelo direto e modelo inverso .....	2
Figura 2- Fundamentos da Inversão estocástica global .....	4
Figura 3 - Amostragem em duas dimensões.....	10
Figura 4 - Modelo de Variograma (Adaptado de BOHLING, 2005) .....	10
Figura 5 - Modelos Exponencial (azul), Esférico (vermelho) e Gaussiano (verde) (Adaptado de CAMARGO, 1997) .....	11
Figura 6 - Análise de anisotropia (Adaptado de CAERS, 2011) .....	13
Figura 7 - Anisotropia geométrica: variogramas com o mesmo patamar e alcances diferentes (Adaptado de SOARES, 2014) .....	13
Figura 8 - Representação gráfica da anisotropia geométrica em elipse.....	14
Figura 9 - Exemplo de anisotropia zonal (Adaptado de SOARES, 2014).....	14
Figura 10 - Reamostragem da distribuição $F_z(z)$ por intervalos definidos pelas medidas e variâncias locais de $z(x_0)$ : O valor $[y(x_0)]^*$ corresponde ao estimador local $[z(x_0)]^*$ . O intervalo de $F_z(z)$ , a partir do qual é simulado o valor $z_s(x_0)$ , é definido por $G([y(x_0)]^*, \sigma_{ks2}(x_0))$ (Adaptado de SOARES, 2014).....	18
Figura 11 - Impedância acústica (Adaptado de SIMM e BACON, 2014).....	22
Figura 12 - Aquisição sísmica sobre a mesma área em diferentes tempos .....	25
Figura 13 - Seleção do melhor traço sísmico na composição dos melhores (Best) cubos de impedância e coeficiente de correlação .....	30
Figura 14 - Composição do coeficiente de correlação para o tempo $T_n$ .....	31
Figura 15 - Representação esquemática da metodologia .....	32
Figura 16 - Localização dos dados experimentais do modelo sintético 1D .....	34
Figura 17 - Histogramas com a distribuição de frequências para as propriedades: $IpT_0$ (a), $IpT_1$ (b), $IpT_2$ (c), $IpT_3$ (d), $IsT_0$ (e), $IsT_1$ (f), $IsT_2$ (g), $IsT_3$ (h) .....	35
Figura 18 - Distribuição conjunta entre os dados originais de impedância acústica e impedância elástica para os tempos $T_0$ (superior à esquerda), $T_1$ (superior à direita), $T_2$ (inferior à esquerda) e $T_3$ (inferior à direita). Unidade dos eixos [KPa*s/m] .....	37
Figura 19 - Histogramas com a distribuição de frequências para as propriedades: Nearstack $T_0$ (a), Nearstack $T_1$ (b), Nearstack $T_2$ (c), Nearstack $T_3$ (d), Farstack $T_0$ (e), Farstack $T_1$ (f), Farstack $T_2$ (g), Farstack $T_3$ (h) .....	38
Figura 20 - Wavelet utilizada como dado de entrada para formação das sísmicas sintéticas no algoritmo de inversão sísmica .....	39

Figura 21 - Variogramas de impedância acústica e impedância elástica na direção vertical, respetivamente .....	39
Figura 22 - Evolução do coeficiente de correlação global ao final de cada iteração .....	40
Figura 23 - Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados invertidos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e simulados para a propriedade impedância acústica.....	41
Figura 24 - Comparação entre histogramas para a propriedade impedância acústica entre os dados reais (barras azuis) e os modelos invertidos (barras vermelhas), onde: $IpT_0$ (a), $IpT_1$ (b), $IpT_2$ (c) e $IpT_3$ (d) .....	42
Figura 25- Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados invertidos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e simulados para a propriedade impedância elástica.....	43
Figura 26 - Comparação entre histogramas para a propriedade impedância elástica entre os dados reais (barras azuis) e os modelos invertidos (barras vermelhas), onde: $IsT_0$ (a), $IsT_1$ (b), $IsT_2$ (c) e $IsT_3$ (d) .....	43
Figura 27 - Distribuição conjunta entre os dados gerados por inversão de impedância acústica e impedância elástica para os tempos $T_0$ (superior à esquerda), $T_1$ (superior à direita), $T_2$ (inferior à esquerda) e $T_3$ (inferior à direita). Unidade dos eixos [KPa*s/m]	44
Figura 28 - Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados sintéticos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e sintéticos para a propriedade Nearstack .....	45
Figura 29 - Comparação entre histogramas de dados Nearstack reais (barras azuis) e sintéticos (barras vermelhas), onde: $NearstackT_0$ (a), $NearstackT_1$ (b), $NearstackT_2$ (c), $NearstackT_3$ (d) .....	46
Figura 30 - Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados sintéticos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e sintéticos para a propriedade Farstack.....	47

Figura 31 - Comparaçao entre histogramas de dados Farstack reais (barras azuis) e sintéticos (barras vermelhas), onde: FarstackT <sub>0</sub> (a), FarstackT <sub>1</sub> (b), FarstackT <sub>2</sub> (c), FarstackT <sub>3</sub> (d).....	47
Figura 32 - Variogramas de impedânci a acústica e impedânci a elástica na direção vertical, respetivamente (comparar com Figura 21) .....	48
Figura 33 - Campo de Júpiter no Pré-Sal brasileiro (Retirado de Gaffney et al., 2010) .....	49
Figura 34 - Perspectiva do modelo original tridimensional CERENA-I do qual retirou-se uma seção representativa para o modelo a ser simulado (Retirado de Pinto, 2014) .....	50
Figura 35 - Perspectiva do modelo CERENA - I, a escala de cores indica a profundidade das superfícies que limitam as três camadas do modelo, com representação do conjunto de poços disponíveis para a simulação do reservatório. ....	50
Figura 36 - Vista tridimensional da distribuição de fácie s: Microbiolitos (amarelo) e Mudstone (azul).....	51
Figura 37- Modelos tridimensionais de impedânci a acústica para os tempos T <sub>0</sub> , T <sub>1</sub> e T <sub>2</sub> , de cima para baixo à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita .....	52
Figura 38 - Modelos tridimensionais de impedânci a elástica para os tempos T <sub>0</sub> , T <sub>1</sub> e T <sub>2</sub> , de cima para baixo à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita .....	53
Figura 39 - Modelos tridimensionais das diferenças para as propriedades Ip T <sub>0</sub> - T <sub>1</sub> (a), Ip T <sub>1</sub> - T <sub>2</sub> (b), Is T <sub>0</sub> - T <sub>1</sub> (c), Is T <sub>1</sub> - T <sub>2</sub> (d); e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita .....	54
Figura 40 - Distribuição conjunta entre os dados de impedânci a acústica e impedânci a elástica para os tempos T <sub>0</sub> (superior à esquerda), T <sub>1</sub> (superior à direita) e T <sub>2</sub> (inferior à esquerda) .....	55
Figura 41 - Modelos tridimensionais de Nearstack para os tempos T <sub>0</sub> , T <sub>1</sub> e T <sub>2</sub> , de cima para baixo, à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita .....	56
Figura 42- Modelos tridimensionais de Farstack para os tempos T <sub>0</sub> , T <sub>1</sub> e T <sub>2</sub> , de cima para baixo à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita.....	57

Figura 43 - Modelos tridimensionais das diferenças para as propriedades Nearstack $T_0 - T_1$ (a), Nearstack $T_1 - T_2$ (b), Farstack $T_0 - T_1$ (c), Farstack $T_1 - T_2$ (d); e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita .....	58
Figura 44 - Modelos tridimensionais das máscaras entre os tempos $T_0 - T_1$ e $T_1 - T_2$ , de cima para baixo, à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita .....	59
Figura 45 - Histogramas com a distribuição de frequências para as propriedades impedância acústica, impedância elástica, nearstack e farstack, conforme: (a) $IpT_0$ , (b) $IpT_1$ , (c) $IpT_2$ , (d) $IsT_0$ , (e) $IsT_1$ , (f) $IsT_2$ , (g) $NearstackT_0$ , (h) $NearstackT_1$ , (i) $NearstackT_2$ , (j) $FarstackT_0$ , (k) $FarstackpT_1$ , (l) $FarstackT_2$ .....	60
Figura 46 - Variogramas de impedância acústica (acima) e impedância elástica (abaixo) omnidirecional (à esquerda) e na direção vertical (à direita) .....	62
Figura 47 - Coeficiente de correlação global ao final de cada iteração (acima) e coeficiente de correlação para cada um dos tempos (abaixo). .....	63
Figura 48- Evolução dos coeficientes de correlação de impedância acústica para todo o reservatório, ao final das iterações 1, 6 e 12 para os tempos $T_0$ (acima), $T_1$ (centro) e $T_2$ (abaixo) .....	64
Figura 49 - Evolução dos coeficientes de correlação de impedância elástica para todo o reservatório, ao final das iterações 1, 6 e 12 para os tempos $T_0$ (acima), $T_1$ (centro) e $T_2$ (abaixo) .....	65
Figura 50 - Modelos tridimensionais de impedância acústica para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	66
Figura 51 - Modelos médios tridimensionais computados a partir dos modelos gerados na última iteração de impedância acústica para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	67
Figura 52 - Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos $T_0 - T_1$ (acima) e $T_1 - T_2$ (abaixo) para a impedância acústica; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12 .....	68

Figura 53 - Modelos tridimensionais de impedância elástica para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	69
Figura 54 - Modelos médios tridimensionais computados a partir dos modelos gerados na última iteração de impedância elástica para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	70
Figura 55 - Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos $T_0$ - $T_1$ (acima) e $T_1$ - $T_2$ (abaixo) para a impedância elástica; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12 .....	71
Figura 56 - Distribuição conjunta entre os dados de impedância acústica e impedância elástica, simulação única (à esquerda) e média das simulações (à direita), para os tempos $T_0$ (superior), $T_1$ (centro) e $T_2$ (inferior) .....	72
Figura 57- Modelos tridimensionais de Nearstack para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12 .....	73
Figura 58- Modelos médios tridimensionais de Nearstack computados a partir dos modelos médios elásticos gerados na última iteração para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	74
Figura 59 - Modelos tridimensionais de Farstack para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12 .....	75
Figura 60 - Modelos médios tridimensionais de Farstack computados a partir dos modelos médios elásticos gerados na última iteração para os tempos $T_0$ , $T_1$ e $T_2$ , de cima para baixo, à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	76

Figura 61 - Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos $T_0 - T_1$ (acima) e $T_1 - T_2$ (abaixo) para o Nearstack; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	77
Figura 62 Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos $T_0 - T_1$ (acima) e $T_1 - T_2$ (abaixo) para o Farstack; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12.....	77
Figura 63- Histogramas com a distribuição de frequências, tanto para a simulação única quanto para a média das simulações das propriedades impedância, impedância elástica, nearstack e farstack, conforme: (a) $IpT_0$ , (b) $IpT_1$ , (c) $IpT_2$ , (d) Média $IpT_0$ , (e) Média $IpT_1$ , (f) Média $IpT_2$ , (g) $IsT_0$ , (h) $IsT_1$ , (i) $IsT_2$ , (j) Média $IsT_0$ , (k) Média $IsT_1$ , (l) Média $IsT_2$ , (m) Nearstack $T_0$ , (n) Nearstack $T_1$ , (o) Nearstack $T_2$ , (p) Média Nearstack $T_0$ , (q) Média Nearstack $T_1$ , (r) Média Nearstack $T_2$ , (s) Farstack $T_0$ , (t) Farstack $T_1$ , (u) Farstack $T_2$ , (v) Média Farstack $T_0$ , (w) Média Farstack $T_1$ , (x) Média Farstack $T_2$ .....	79
Figura 64 - Variogramas de impedância acústica (acima) e impedância elástica (abaixo) omnidirecional (à esquerda) e na direção vertical (à direita).....	82
Figura 65- Logs de poço para os dados originais (WO1) e em localização afastada (W1) para as impedâncias acústica e elástica .....	83

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1–Tempos definidos para o conjunto de dados experimentais.....	35
Tabela 2 - Delimitação dos limites de valores para as famílias de Ip e Is .....	36
Tabela 3 - Delimitação dos limites de valores para as famílias de Ip e Is .....	61

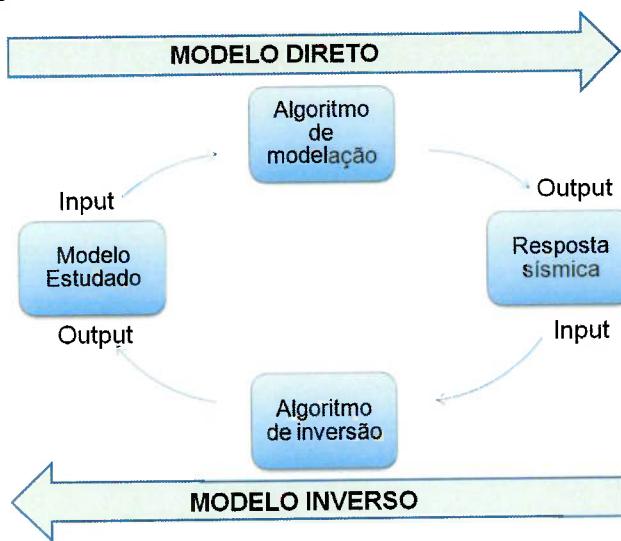
## Capítulo 1. Introdução

### 1.1. Contexto e motivação

Em 1956 o geólogo Dr. Marion King Hubbert definiu que a curva de produção mundial de petróleo seguiria a forma de um sino. Inicialmente, a produção cresceria devido as novas descobertas e ao avanço tecnológico até o momento que alcançasse um patamar, que, por sua vez, entraria em declínio resultante da escassez de recursos. Esta hipótese ficou conhecida como *Hubbert Peak Theory*. Especialistas e empresas petrolíferas acreditam que o pico definido pela teoria será atingido em meados de 2020 (TOWLER, 2014). Efetivamente, nos últimos anos a descoberta e exploração de novos campos petrolíferos teve seu ritmo reduzido, e entre as novas descobertas, muitas se encontram em zonas cada vez mais profundas, em que o aumento da complexidade da obtenção de dados da geologia implica um aumento da incerteza e riscos associados às atividades exploratórias.

Ferramentas e tecnologias para sobrepor os desafios expostos estão em contínuo desenvolvimento. Inicialmente, a utilização de métodos sísmicos estava vinculada exclusivamente à identificação e pré-exploração do reservatório, para restringir sua geometria (BOSCH *et al.*, 2010), mas com a necessidade de estender o tempo de produção e a melhor compreensão dos reservatórios, novas funções foram atribuídas aos dados de reflexão sísmica. Baseado em Tarantola (2005), a partir da descrição geológica de um modelo sistema físico da subsuperfície em estudo pode-se predizer os resultados de algumas medidas referentes ao sistema. Este problema de previsão é chamado de problema de modelagem ou modelo direto. Em contrapartida, em problemas inversos, como a inversão de dados de reflexão sísmica, a partir das medidas resultantes do sistema, tenta-se inferir sobre os parâmetros que condizem com o sistema estudado que originam a resposta observada. Os parâmetros inferidos em relação ao sistema são apenas uma das possibilidades das quais satisfazem os resultados observados, isso decorre devido a inversão sísmica se tratar de um problema não linear com solução não única (Figura 1). A inversão sísmica assume papel fundamental para a caracterização e modelagem do reservatório, sendo hoje, um procedimento padrão e essencial para a melhor exploração de seus recursos.

Figura 1 -- Representação modelo direto e modelo inverso



No estágio de avaliação, os tipos mais comuns de informações para a caracterização são provenientes de poços e aquisições sísmicas (CAETANO e CAERS, 2007). Apesar dos dados provenientes dos poços possuírem elevada resolução vertical, estes são limitados a localizações específicas e espaçadas do reservatório. Em contrapartida, os dados de reflexão sísmica apresentam informações indiretas da geologia, com grande cobertura espacial, porém com baixa resolução vertical (AZEVEDO, 2013; GRANA, 2013). Ao utilizar os dados disponíveis, a inversão sísmica cria modelos representativos das propriedades da sub-superfície, em que os intérpretes são capazes de estender os dados de poço através do volume sísmico modelado (BARCLAY *et al.*, 2008).

Modelos geoestatísticos são capazes de correlacionar espacialmente os dados de poço com o modelo geológico e, ao colocar o problema de inversão sísmica e o processo de modelagem de reservatório dentro de uma estrutura geoestatística, é possível recuperar modelos de reservatórios mais confiáveis, pois a incerteza associada aos parâmetros do modelo é propagada durante todo o processo de modelagem (AZEVEDO, 2013). Esta incerteza está associada às características intrínsecas dos problemas inversão geofísica: problemas altamente não lineares, de solução não única, às suposições adotadas durante o processamento dos dados sísmicos (ex. modelo de velocidade), e ao facto dos dados de reflexão sísmica representarem medidas indireta das propriedades geológicas de subsuperfície (TARANTOLA, 2005).

A afirmação de George Box (1979) "Todos os modelos são errados, alguns são úteis" explicita o cuidado que devesse adotar ao interpretar os modelos gerados, visto que todos apresentam algum grau de incerteza.

Tendo em vista que o cenário para os próximos anos não deverá ser alterado, são almejadas novas formas para otimização da produção, como redução dos riscos e custos de operação, assim como o aumento dos fatores de recuperação. No âmbito desta tese foi desenvolvido uma implementação de um algoritmo de inversão geoestatística 4D e a sua aplicação num conjunto de dados sintéticos.

## 1.2. Objetivos

Visando acompanhar a evolução do uso de dados de reflexão sísmica na indústria do petróleo, esta tese tem como objetivo o desenvolvimento e implementação de uma metodologia geoestatística de inversão sísmica 4D tendo por base o algoritmo de Inversão Estocástica Global elaborado pelo CERENA, certificando seu funcionamento através da aplicação da metodologia em dados sintéticos, permitindo desta forma a análise de propriedades elásticas e a sua evolução durante os diferentes estágios da produção.

Os objetivos propostos para esta tese podem ser sumariamente descritos em:

1) Desenvolvimento e implementação de uma metodologia geoestatística de inversão sísmica 4D com especial foco na implementação da técnica de seleção dos traços sísmicos, na composição dos melhores volumes de impedâncias e correspondentes coeficientes de correlação.

2) Validação do algoritmo em um conjunto de dados de dimensão única (1D) para validação do algoritmo de inversão, com ênfase para o novo método de seleção de traços sísmicos.

3) Aplicação do algoritmo ao reservatório sintético 3D CERENA-I, desenvolvido por Pinto (2014), a partir do qual validou-se a utilização da inversão estocástica global em uma escala próxima a real.

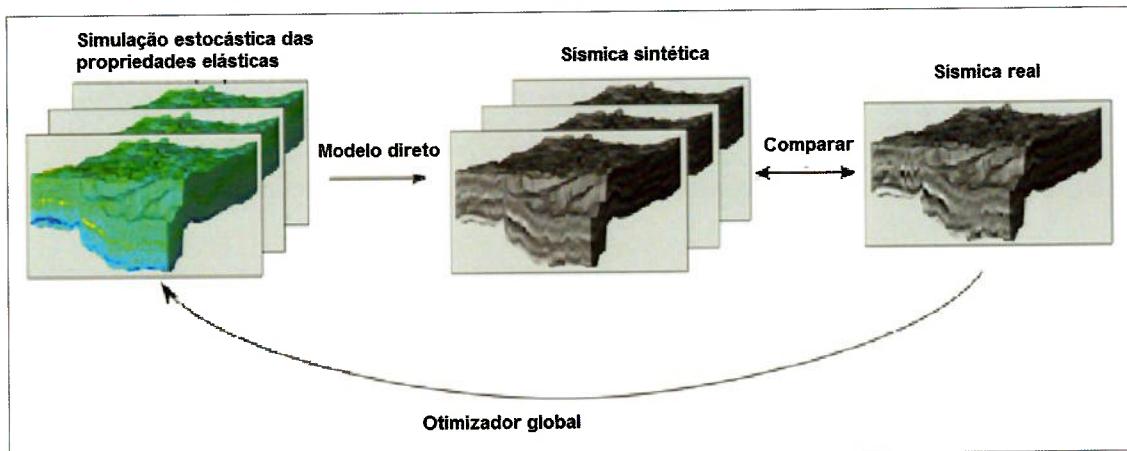
Para ambos os ensaios, 1D e 3D, os resultados obtidos através da simulação foram comparados com os dados originais com relação aos seguintes fatores: modelos de Impedância Acústica ( $I_p$ ) e de Impedância Elástica ( $I_s$ ), análise univariada (histogramas) e análise bivariada (distribuições conjuntas de  $I_p$  e  $I_s$ ). Para assegurar

a convergência do processo iterativo, os testes foram comparados quanto ao nível de evolução de coeficientes de correlação global, entre a sísmica original e sintética.

No estudo da inversão sísmica 4D, a Inversão Estocástica Global (GSI - Global Stochastic Inversion) foi explorada como ferramenta para realização das inversões neste projeto. A GSI (Figura 2) introduzida por Soares (2007) tem como base dois importantes fundamentos:

- A perturbação global do sistema é realizada através da simulação sequencial estocástica das propriedades elásticas na geração dos modelos sísmicos sintéticos.
- O processo iterativo converge segundo o coeficiente de correlação entre as sísmicas original e sintética em uma análise traço a traço.

Figura 2- Fundamentos da Inversão estocástica global (AZEVEDO, 2013)



Os passos a seguir descrevem a metodologia de Inversão Estocástica Global adotada neste trabalho:

- 1) Gerar um conjunto de imagens iniciais de impedâncias acústicas/ elásticas usando Simulação Sequencial Direta (DSS) a partir de dados de *logs* de poços disponíveis.
- 2) Calcular o volume sísmico sintético correspondente através da convolução da série de refletividade, derivada dos modelos de impedância acústica, com uma wavelet conhecida, estimada na localização do poço e representativa para todo o campo.
- 3) Avaliar a correspondência dos sismogramas sintéticos, de todo o conjunto de imagens simuladas, e a sísmica observada através da computação dos coeficientes de correlação local. Os traços de impedância acústica que

produzem coeficientes de correlação elevados, são armazenados em um volume auxiliar com os correspondentes coeficientes de correlação.

- 4) Seleção do melhor volume (cubos) de traços de impedância acústica e o melhor volume de coeficientes de correlação (CC) locais, a partir dos volumes auxiliares gerados previamente, sendo utilizados como variáveis secundárias na geração de um novo conjunto de modelos de impedância acústica da iteração seguinte.
- 5) Geração de um novo conjunto de modelos de impedância acústica através da co-Simulação Sequencial Direta (co-DSS), condicionado pelos dados de impedância acústica dos poços e pelos volumes das variáveis secundárias (volume de melhor impedância e CC locais). Retornar ao passo 2 até que o coeficiente de correlação global entre os volumes de sísmica sintética e real atinjam um determinado valor.

As simulações dos dados foram realizadas utilizando o software Matlab, com o algoritmo de inversão sísmica, elaborado no CERENA, em que é aplicada a Inversão Estocástica Global em modelos elásticos de sub-superfície gerados por um algoritmo de Simulação Sequencial Direta. Utilizou-se o *Stanford Geostatistical Modeling Software (SGeMS)*, para análise da continuidade espacial através da construção de variogramas das propriedades obtidas nos *logs* de poço. Para modelagem do reservatório, assim como para a visualização dos resultados obtidos pela simulação para as propriedades elásticas (histogramas, volume sísmico, seções verticais, análise bi-variada entre impedância acústica e impedância elástica) foi utilizado o software *Petrel® (Schlumberger)*. Através dos resultados verifica-se a confiabilidade do algoritmo na simulação dos dados de produção quando comparados aos dados originais.

### **1.3. Estrutura da dissertação**

Esta tese é dividida em cinco capítulos, desenvolvidos da seguinte forma:

O Capítulo 1 introduz a motivação relacionada a indústria do petróleo, que determinou o objetivo proposto para o projeto e da metodologia proposta.

O Capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos necessários na elaboração deste projeto, envolvendo a inversão sísmica, além de conceitos geoestatísticos e dos algoritmos de simulação e co-simulação estocástica utilizados.

O Capítulo 3 descreve a metodologia de inversão sísmica proposta, e em detalhe descreve a comparação entre o modelo original e sintético para os modelos de impedâncias acústica e elástica.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados utilizando a metodologia em dois conjuntos de dados sintéticos. Primeiramente, realiza-se a validação do algoritmo em dados de dimensão única (1D), simulando o posicionamento de um poço. Em seguida aplica-se o algoritmo para um conjunto de dados 3D, para observação dos resultados próximos a escala real.

O Capítulo 5 contém a conclusão do projeto, com projeções de trabalhos futuros.

Ao final é apresentada a lista com as referências bibliográficas utilizados no projeto.

## Capítulo 2. Estado da Arte

### 2.1. Geoestatística para Modelagem de Fenômenos Espaciais

O estudo relacionado à produção de um campo petrolífero tenciona ao planejamento e gerenciamento do recurso a ser explorado, em que a sua caracterização e quantificação são processos fundamentais. Os dados de poço colhidos constituem em uma pequena e limitada amostra em relação à estrutura espacial, onde a carência de informação e a variabilidade do fenômeno estudado resultam em incerteza no modelo final (SOARES, 2014).

A partir dos anos de 1950, o engenheiro de minas e estatístico Daniel Krige, junto com o estatístico Hebert Sichel iniciaram a utilização de métodos estatísticos de estimação para o gerenciamento de recursos, posteriormente, concretizada como ferramenta geoestatística pelos estudos de Georges Matheron. Desde então, as ferramentas estatísticas foram cada vez mais aplicadas e aperfeiçoadas para a modelagem da subsuperfície. Segundo Soares (2014), a geoestatística é definida como um conjunto de técnicas e instrumentos estatísticos que caracterizam os fenômenos espaciais naturais, com a quantificação da incerteza, considerando a localização geográfica e a dependência espacial. A partir de um conjunto limitado de dados experimentais a geoestatística procura avaliar a continuidade espacial do recurso, através de modelos de interpolação espacial e modelos de simulação estocástica para dimensionar a incerteza ligada ao fenômeno.

Tradicionalmente, na indústria do petróleo, a geoestatística estava relacionada à modelagem do reservatório utilizando a interpolação dos dados, para inferir sobre as propriedades de interesse (e.g. porosidade). Com o avanço da tecnologia, a geoestatística tornou-se fundamental para a integração de novos dados na caracterização do campo, como por exemplo a utilização de dados de reflexão sísmica (AZEVEDO, 2013). Ao contrário dos dados de poço que permitem apenas a caracterização local, os dados de reflexão sísmica abrangem uma grande área, e a integração desses dados possibilita a criação de modelos mais detalhados e confiáveis em comparação aos modelos que só adotavam os dados de poço (DOYEN, 2007; AZEVEDO, 2013).

Serão apresentados neste capítulo alguns conceitos e ferramentas estatísticas fundamentais para o desenvolvimento do projeto, relacionados principalmente com a

caracterização inicial do modelo, através da análise da continuidade espacial da propriedade em estudo utilizando variogramas, até a fase de validação dos resultados simulados em comparação ao modelo original.

### **2.1.1. Análise da Continuidade Espacial**

No estudo das propriedades que compõem o reservatório a ser analisado é natural que haja grande variabilidade, e, portanto, modelos matemáticos são necessários para caracterizar tanto o grau de continuidade espacial, quanto o modo diferencial como a propriedade se dispersa no espaço (anisotropia) para a obtenção de um modelo realista (CAERS, 2011; SOARES, 2014).

#### **2.1.1.1. Variáveis Aleatórias**

Uma variável aleatória pode assumir qualquer medida em um determinado conjunto de valores desde que estes sejam caracterizados por uma função de distribuição de probabilidades (GOOVAERTS, 1997; DOYEN, 2007). Quando a variável apresenta um conjunto finito de valores é denominada uma variável aleatória discreta; porém, quando a variável pode assumir um número infinito de valores, a variável aleatória é denominada contínua (CAERS, 2011).

Utilizando o conceito de variável aleatória, o valor de uma propriedade (e.g. Impedância acústica) com coordenadas geográficas  $x_i$  (grid do reservatório), dentro da área estudada, é interpretada como uma realização  $z(x_i)$  da variável aleatória  $Z(x_i)$  (AZEVEDO, 2013).

Na modelagem de um processo estocástico não se objetiva a caracterização total das variáveis aleatórias, mas sim a determinação de um número restrito de parâmetros que permitam a inferência espacial (AZEVEDO, 2013), quando associados a hipóteses pré-definidas, esses parâmetros são a média (1) e a variância (2) (SOARES, 2014):

$$E\{Z(x_i)\} = m(x_i) = \int_{-\infty}^{+\infty} z dF_{x_i}(z) \quad (1)$$

$$\text{var}\{Z(x_i)\} = \int_{-\infty}^{+\infty} [z - m(x_i)]^2 dF_{x_i}(z) \quad (2)$$

em que  $F_{x_i}(z)$  é a função de distribuição de probabilidade da variável  $Z(x_i)$ .

Considerando duas variáveis aleatórias  $Z(x_1)$  e  $Z(x_2)$ , define-se a covariância (3):

$$C(Z(x_1), Z(x_2)) = E\{Z(x_1)Z(x_2)\} - m(x_1)m(x_2) \quad (3)$$

onde a média (4),

$$E\{Z(x_1)Z(x_2)\} = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} xy d^2 F_{x_1, x_2}(x, y) \quad (4)$$

sendo  $F_{x_1, x_2}(x, y)$  a função de distribuição bivariada (5):

$$F_{x_1, x_2}(x, y) = \text{prob}\{Z(x_1) \leq x \text{ e } Z(x_2) \leq y\} \quad (5)$$

O modelo (6) que descreve o variograma (ferramenta definida a seguir) entre as duas variáveis aleatórias é definido por:

$$\gamma(Z(x_1), Z(x_2)) = E\{[Z(x_1) - Z(x_2)]^2\} \quad (6)$$

### 2.1.1.2. Variograma

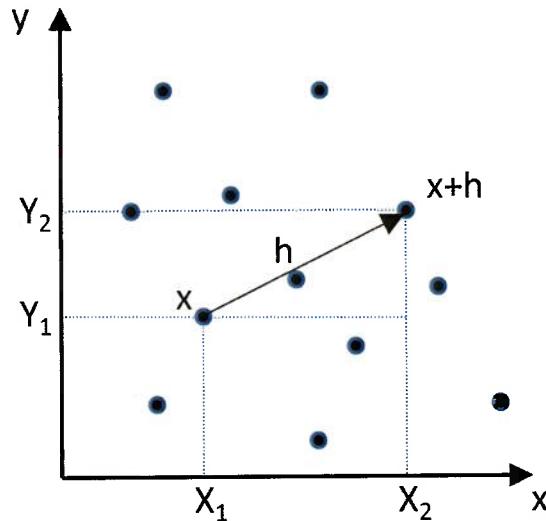
O variograma é uma ferramenta que permite representar quantitativamente a variação de um fenômeno regionalizado no espaço, na análise da continuidade espacial (HUIJBREGTS, 1975).

Considerando duas variáveis aleatórias,  $X$  e  $Y$ , onde  $X = Z(x)$  e  $Y = Z(x+h)$  (Figura 3) em que  $x$  denota uma posição geográfica, e  $h$  um vetor distância (direção e módulo) que separa os pontos, o nível de dependência (grau de dispersão/continuidade) entre as amostras pode ser avaliado para cada passo de  $h$ , sendo mensurado através do estimador variograma (7)  $\gamma(h)$  (SOARES, 2014):

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{\alpha=1}^{N(h)} [Z(x_{\alpha}) - Z(x_{\alpha} + h)]^2 \quad (7)$$

em que  $N(h)$  corresponde ao número de pares de pontos para cada valor de  $h$ .

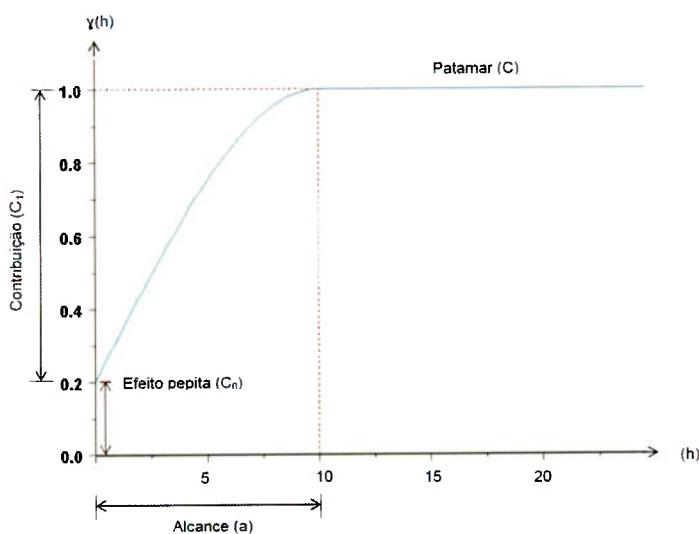
Figura 3 - Amostragem em duas dimensões



#### 2.1.1.3. Modelos de Variogramas

O gráfico resultante do cálculo do variograma experimental é formado por uma série de valores sobre os quais deseja-se ajustar uma função teórica. Este modelo representa tendência do variograma  $\gamma(h)$  ao passo de  $h$ . O modelo do variograma pode ser descrito pelos seguintes parâmetros exemplificados na Figura 4.

Figura 4 - Modelo de Variograma (Adaptado de BOHLING, 2005)

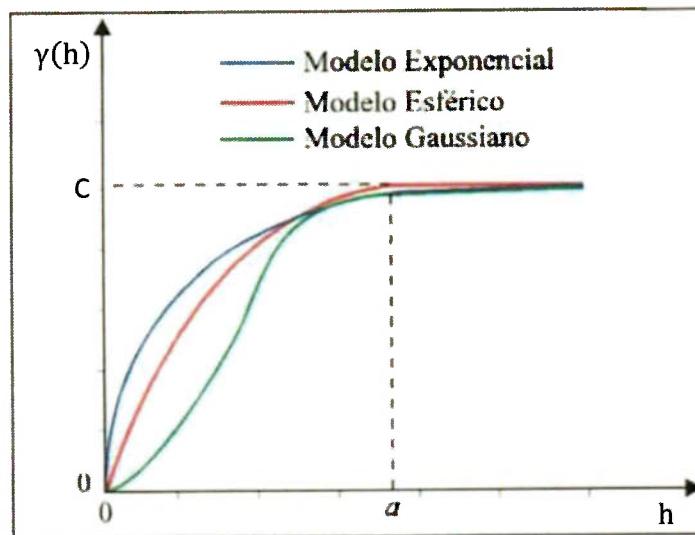


- Alcance ( $a$ ): distância até a qual as amostras apresentam correlação espacial, conforme a distância espacial ( $h$ ) entre as amostras aumente, é esperada uma diminuição da correlação entre elas, e, portanto, um aumento do valor do variograma.

- Patamar (C): valor correspondente à variância total dos dados, a partir do qual os valores do variograma param de crescer, pois a variância da diferença entre os pares de amostras torna-se invariante com a distância, uma vez que se considera que não existe mais dependência espacial entre as amostras.
- Efeito Pepita ( $C_0$ ): por definição, o valor do variograma para uma distância  $h=0$  é igual a zero. Porém, para amostras espaçadas a uma distância menor que  $h$ , o variograma se aproxima de um valor positivo chamado Efeito Pepita, que revela a descontinuidade do variograma. Historicamente, o termo se refere a pequena variação de escala na análise da amostra de uma mina de ouro, em que esta continha pepitas de ouro (CAERS, 2011). Parte da descontinuidade também resulta de erros ("ruído") de medição, mas é impossível quantificar se a maior contribuição provém de erros de medição ou da variabilidade de pequena escala não captada pela amostragem (DUBRULE, 1994; CAMARGO, 1997).
- Contribuição ( $C_1$ ): Diferença entre o patamar (C) e o Efeito Pepita ( $C_0$ ).

O processo de modelagem é iterativo, pois a partir do primeiro ajuste verifica-se a adequação ao modelo teórico, caso seja necessário deve-se redefinir o modelo, até a obtenção de um resultado satisfatório (CAMARGO, 1997). Na modelagem de fenômenos espaciais destacam-se os modelos esférico, exponencial e Gaussiano (Soares, 2014), assim definidas (Figura 5)

Figura 5 - Modelos Exponencial (azul), Esférico (vermelho) e Gaussiano (verde) (Adaptado de CAMARGO, 1997)



- **Modelo esférico:** trata-se de um dos modelos mais usuais da geoestatística com os parâmetros patamar ( $C$ ) e alcance ( $h=a$ ), definido por (8):

$$\gamma(h) = \begin{cases} C \left[ 1,5 \frac{h}{a} - 0,5 \left( \frac{h}{a} \right)^3 \right] & \text{para } h \leq a \\ C & \text{para } h > a \end{cases} \quad (8)$$

- **Modelo exponencial:** modelo representado pelos mesmos parâmetros, em que a função se molda assimptoticamente em relação ao patamar. Neste modelo (9), o valor do alcance é a distância em que o modelo atinge 95% do patamar:  $\gamma(a) = 0,95C$ .

$$\gamma(h) = C \left[ 1 - e^{-\frac{3h}{a}} \right] \quad (9)$$

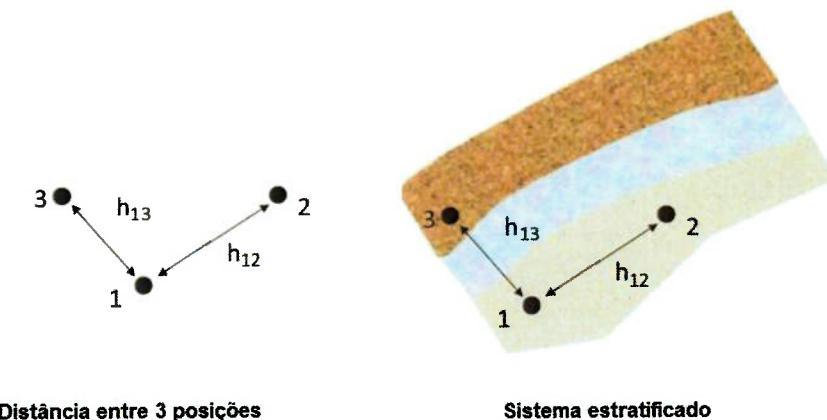
- **Modelo Gaussiano:** modelo utilizado na representação de fenômenos regulares e contínuos (10), em que o valor correspondente ao alcance também é atingido para um valor representativo de 95% do patamar.

$$\gamma(h) = C \left( 1 - \exp \left( -\frac{3h^2}{a^2} \right) \right) \quad (10)$$

#### 2.1.1.4. Anisotropia

Nos modelos da Terra, a continuidade espacial dos parâmetros varia conforme a orientação (vertical horizontal). Quando o variograma representativo da propriedade analisada apresenta o mesmo comportamento independente da direção, o fenômeno é dito isótropo. Porém, quando a variável se estende preferencialmente em uma direção, a estrutura é anisotrópica (Figura 6). Portanto, a anisotropia estrutural pode ser entendida como a variabilidade ou continuidade diferencial dependente das direções do espaço (SOARES, 2014).

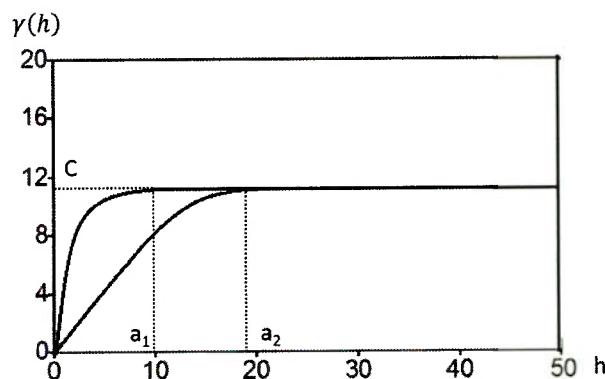
Figura 6 - Análise de anisotropia (Adaptado de CAERS, 2011)



Supondo a estrutura apresentada na Figura 6, apesar das amostras 1 e 3 apresentarem-se a uma distância menor, elas apresentarão maiores valores para o variograma em relação às amostras 1 e 2, uma vez que estas últimas estão contidas no mesmo estrato geológico, e, portanto, mais semelhantes.

Se os variogramas apresentarem o mesmo patamar em todas as direções, mas alcances diferentes, então a anisotropia é denominada geométrica (Figura 7).

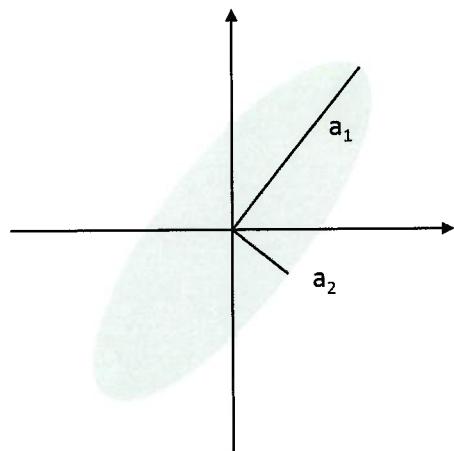
Figura 7 - Anisotropia geométrica: variogramas com o mesmo patamar e alcances diferentes (Adaptado de SOARES, 2014)



A anisotropia geométrica pode ser modelizada através de uma elipse (Figura 8), onde o eixo maior corresponderá ao maior alcance ( $a_1$  - maior continuidade), e

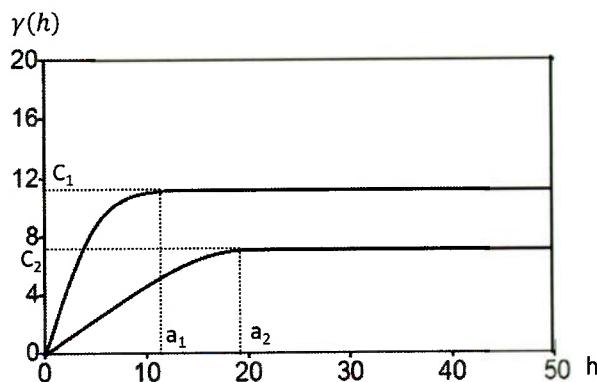
perpendicularmente o eixo menor representará o menor alcance ( $a_2$  - menor continuidade).

Figura 8 - Representação gráfica da anisotropia geométrica em elipse



Ainda existe a anisotropia zonal, típica de fenômenos estratificados em que a continuidade espacial ao longo de um estrato contrasta significativamente com a variabilidade entre estratos. O variograma correspondente apresentará diferentes patamares e alcances correspondentes a continuidade dos estratos (Figura 9).

Figura 9 - Exemplo de anisotropia zonal (Adaptado de SOARES, 2014)



## 2.1.2. Estimação e Simulação

Na modelagem geoestatística existem duas aproximações principais que permitem a inferência de um determinado valor,  $Z(x_0)^*$ , para uma propriedade de interesse numa determinada localização  $x_0$ , através de um conjunto de dados experimentais,  $z(x_\alpha)$ ,  $\alpha = 1 \dots N$ , com  $N$  equivalente ao número total de dados experimentais existentes. Estas metodologias consistem nas técnicas de krigagem (estimação) e simulação (GOOVAERTS, 1997).

O modelo de krigagem, introduzido por Matheron (1965), estima as propriedades para a localização  $x_0$  pela interpolação linear dos dados experimentais (11).

$$[Z(x_0)]^* = \sum_{\alpha=1}^N \lambda_\alpha Z(x_\alpha) \quad (11)$$

Os ponderadores  $\lambda_\alpha$  devem representar dois importantes fenômenos no processo de inferência espacial: refletir a proximidade da amostra  $Z(x_\alpha)$  em relação ao ponto a ser estimado  $Z(x_0)$ ; e efeito desagregador de agrupamentos amostrais (*clusters*), evitando o enviesamento (SOARES, 2014). O modelo interpolado resultante representa o melhor modelo linear não enviesado, com variância de estimativa mínima (SOARES, 2014). Os algoritmos utilizados para a estimativa baseiam-se na regressão, por mínimos quadrados, dos valores experimentais, cujo resultado da interpolação são imagens médias e, consequentemente, atenuadas do fenômeno estudado. Assim, as técnicas geoestatísticas de estimativa atuam como filtros atenuadores espaciais: valores baixos tendem a serem superestimados enquanto valores altos são subestimados, não permitindo a interpretação de valores extremos de uma determinada região, e, portanto, os modelos gerados não são credíveis para a tomada de decisões importantes (DOYEN, 2007).

Espera-se, no entanto, que os modelos gerados caracterizem espacialmente a morfologia de um corpo onde se verificam valores extremos de um atributo, apresentando geologia semelhante ao real, permitindo a reprodução de valores extremos presentes nos dados experimentais, incluindo a variabilidade em pequena escala. As limitações relacionadas à krigagem foram superadas com o desenvolvimento de algoritmos de simulação sequencial (AZEVEDO e SOARES, 2017).

Os modelos de simulação fornecem um conjunto de imagens equiprováveis com a mesma variabilidade espacial dos valores experimentais, nas quais são reproduzidas a proporção e a maior ou menor continuidade espacial dos diferentes corpos, das heterogeneidades e das classes extremas dos histogramas dessas características (SOARES, 2014). A simulação estocástica é dita condicional em que os modelos simulados são restritos com informações de diagramas de poço, dados

sísmicos e outros tipos de dados, como arquivos de produção ou dados de teste de poço (DOYEN, 2007). O conjunto de modelos gerados durante o processo de simulação pode distinguir-se entre si devido ao algoritmo de simulação, porém, todos apresentarão as mesmas propriedades condicionais dos dados de entrada: a reprodução dos dados experimentais em seus devidos locais; a reprodução da distribuição de probabilidades para os conjuntos amostrais; e a reprodução do modelo de continuidade espacial e variabilidade, condicionados pelos variogramas ou covariâncias que definem os dados originais, fato que não ocorre nos modelos de estimação (AZEVEDO, 2013). Portanto, os modelos de simulação pretendem reproduzir imagens da “realidade” gerando amostras de campos aleatórios multidimensionais cuja estrutura de correlação espacial é análoga à esperada no reservatório.

A simulação sequencial estocástica tem-se mostrado como ferramenta fundamental para a gerência e monitoramento dos reservatórios através da geração de cenários geológicos prováveis e na avaliação da incerteza dos mesmos. A seguir será descrito a simulação sequencial direta, ferramenta utilizada na técnica de inversão geoestatística desenvolvida no âmbito desta tese para a perturbação global das propriedades elásticas do sistema.

### **2.1.3. Simulação Sequencial Direta (DSS) e co-Simulação (DSS)**

O desenvolvimento da Simulação Sequencial Direta (DSS) mostra-se vantajosa em relação à Simulação Sequencial Gaussiana (SSG) para a simulação ou co-simulação de variáveis contínuas, pois consiste em um método de simulação que utiliza a variável original não carecendo de qualquer transformação, ao contrário da SSG que necessita da transformação da variável original em uma variável Gaussiana (SOARES, 2001). Esta transformação pode ser um inconveniente: quando o histograma é bastante assimétrico, os variogramas da variável original dificilmente são reproduzidos (SOARES, 2014).

Em 1994, Journel introduziu o conceito de simulação sequencial de uma variável contínua, sem a necessidade de qualquer transformação dos dados iniciais, capaz de reproduzir o modelo de covariância, desde que os valores simulados sejam extraídos de distribuições locais centradas no estimador de krigagem simples, com uma variância condicional local correspondente à variância de krigagem, porém, a

análise feita apenas reproduzia os variogramas, mas não os histogramas da variável original (SOARES, 2001).

A ideia do modelo da DSS foi otimizada por Soares (2001), o algoritmo implementado permitiu a reprodução do variograma e histograma de uma variável contínua. O novo modelo utiliza as médias e variâncias locais, não para definir as leis de distribuição locais como na SSG, mas para re-amostrar a lei de distribuição global (SOARES, 2001). Os valores simulados  $z^s(x_0)$  são extraídos de uma função de distribuição de probabilidade auxiliar ( $F'_{z}(z)$ ) que é construída a partir da função de distribuição cumulativa (fdc) global  $F_z(z)$ . Os intervalos da nova função  $F'_{z}(z)$  são centrados na média local estimada por krigagem simples  $[z(x_0)]^*$  e têm uma amplitude proporcional à variância condicional local estimada pela variância de estimação da krigagem simples  $\sigma_{ks}^2$  (SOARES, 2001).

Uma maneira de construir  $F'_{z}(z)$  é definindo uma fdc local Gaussiana,  $G(x_0)^*$ ,  $\sigma_{ks}^2(x_0)$ , criada pela transformação gaussiana (12), admitindo uma transformada normal ( $\varphi$ ) do intervalo de  $(z)$  centrado em  $(x_0)^*$  (13) com uma amplitude proporcional a  $\sigma_{ks}^2$  (14).

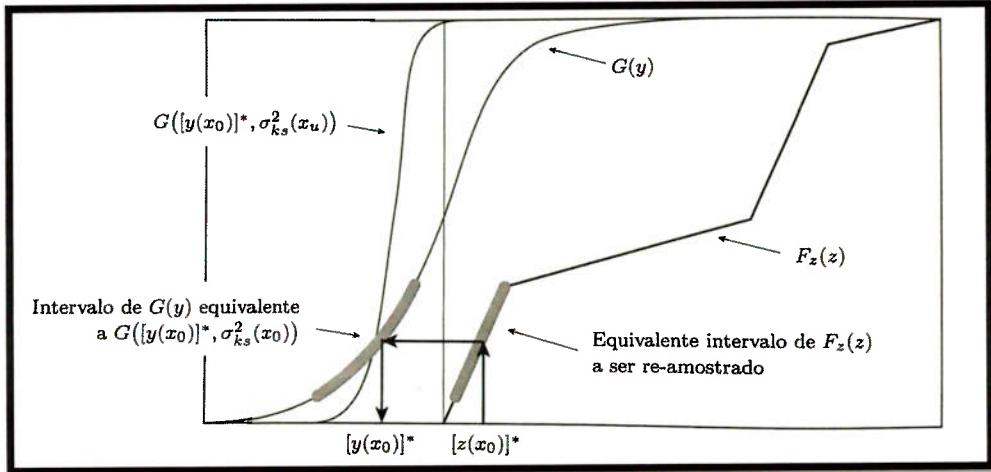
$$y(x) = \varphi(z(x)), \text{ com } G(y(x)) = F_z(z(x)) \quad (12)$$

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z(x_i) = [z(x_0)]^* \quad (13)$$

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [z(x_i) - [z(x_0)]^*]^2 = \sigma_{ks}^2(x_0) \quad (14)$$

A Figura 10 apresenta o procedimento de uma simulação  $z^s(x_0)$  utilizando o algoritmo DSS. Primeiro o intervalo da distribuição de probabilidade global original, definido pela estimativa de krigagem simples local  $[z(x_0)]^*$  e pela variância  $\sigma_{ks}^2(x_0)$ , é transformado para o domínio Gaussiano ( $G([y(x_0)]^*, \sigma_{ks}^2(x_0))$ ). Em seguida, um valor,  $y^s$ , é gerado através do intervalo  $G(y(x_0)^*, \sigma_{ks}^2(x_0))$ , pelo método de Monte Carlo. Por último, o valor simulado  $z^s(x_0)$ , é obtido pela transformada inversa:  $z^s(x_0) = \varphi^{-1}(y^s)$  (SOARES, 2001).

Figura 10 - Reamostragem da distribuição  $F_z(z)$  por intervalos definidos pelas medidas e variâncias locais de  $z(x_0)$ : O valor  $[y(x_0)]^*$  corresponde ao estimador local  $[z(x_0)]^*$ . O intervalo de  $F_z(z)$ , a partir do qual é simulado o valor  $z^s(x_0)$ , é definido por  $G([y(x_0)]^*, \sigma_{ks}^2(x_0))$  (Adaptado de SOARES, 2014)



É importante salientar que a transformada Gaussiana é usada somente para re-amostrar os intervalos de  $F_z(z)$ , não tendo nenhum papel na estimação das distribuições locais, isto é, não é assumida nenhuma hipótese de Gaussianidade dos valores experimentais (SOARES, 2001).

A Simulação Sequencial Direta pode ser descrita nos seguintes passos (Soares, 2014):

- 1) Definição de um percurso aleatório sobre o conjunto de nós  $x_0$  de uma malha regular a ser simulada.
- 2) Estimação da média e variância local de  $x_0$ , identificadas, respectivamente, com o estimador de krigagem simples  $[z(x_0)]^*$  e a variância de estimativa  $\sigma_{ks}^2(x_0)$ , condicionadas aos valores experimentais  $z(x_i)$  e aos valores previamente simulados  $z^s(x_i)$ .
- 3) Definição do intervalo de  $F_z(z)$  a ser re-amostrado tendo por base a distribuição Gaussiana (15):

$$G([y(x_0)]^*, \sigma_{ks}^2(x_0)), \text{ em que } [y(x_0)]^* = \varphi([z(x_0)]^*). \quad (15)$$

- 4) Geração de um valor simulado  $z^s(x_0)$ :
  - a) Geração de um valor  $p$  de uma distribuição uniforme  $U(0,1)$ .
  - b) Geração de um valor  $y^s$  de  $G([y(x_0)]^*, \sigma_{ks}^2(x_0))$ :  $y^s = G^{-1}([y(x_0)]^*, \sigma_{ks}^2(x_0), p)$ .
  - c) Cálculo do valor simulado  $z^s(x_0) = \varphi^{-1}(y^s)$ .
- 5) Retorno a 1 até todos os nós estarem estimados.

Quando duas ou mais variáveis são espacialmente dependentes a sua simulação deve reproduzir essa correlação além das distribuições e variogramas individuais. Os valores das variáveis devem ser gerados a partir de uma simulação conjunta (SOARES, 2014).

Considerando a análise de duas variáveis, e considerando como variável primária  $Z_1(x)$ , como a primeira a ser simulada individualmente, que é normalmente a mais importante no processo de simulação ou a que tem uma maior continuidade espacial (ALMEIDA, 1993). Seguidamente a variável  $Z_2(x)$  é simulada, condicionada aos valores previamente simulados de  $Z_1(x)$ . Na localização espacial  $x_0$  os valores de  $Z_2(x_0)$  são gerados a partir da lei de distribuição condicional (16) (SOARES, 2014):

$$F_z(Z_2(x_0) | Z_2(x_\alpha) = z_2(x_\alpha), Z_1(x_i) = z_1^s(x_i), i = 1, N) \quad (16)$$

Em que  $z_1^s(x_i)$  são os valores previamente simulados de  $Z_1(x)$ , e  $z_2(x_\alpha)$  são os valores experimentais e os valores eventualmente já simulados de  $Z_2(x)$  em torno de  $x_0$ .

Por exemplo, na modelagem de reservatórios, a impedância acústica pode ser simulada em primeiro lugar, uma vez que é o conjunto de dados mais facilmente disponíveis e sua variabilidade espacial é razoavelmente baixa. Em seguida, em qualquer local dado, a impedância elástica é co-simulada segundo uma distribuição condicional, de acordo com o valor de impedância acústica previamente simulada nessa localização.

Análogo ao caso da DSS, na co-Simulação Sequencial Direta (co-DSS), a fim de amostrar a partir da distribuição de propriedade global anterior de  $F_{Z_2}(z)$ , precisa-se estimar a co-krigagem local (17) e a correspondente variância de co-krigagem (18) para a propriedade que se deseja modelar. Estes parâmetros podem ser calculados através da co-krigagem simples co-localizada (SOARES, 2001; AZEVEDO, 2013):

$$[z_2(x_0)]_{cks}^* = \sum_{\alpha=1}^N \lambda_\alpha [z_2(x_\alpha) - m_2] + \lambda_\beta [z_1^s(x_0) - m_1] + m_2 \quad (17)$$

$$\sigma_{cks}^2(x_0) = Var[Z_2(x_0)^* - Z_2(x_0)] \quad (18)$$

A co-simulação sequencial direta pode ser sintetizada nos seguintes passos (SOARES, 2014):

- 1) Definição de um percurso aleatório sobre o conjunto de nós  $x_0$  de uma malha regular a ser co-simulada.
- 2) Co-estimação da média e variância local de  $x_0$ , identificadas, respectivamente, com o estimador de co-krigagem localizada simples  $[z_2(x_0)]^{*_{cks}}$  (17) e a variância de estimação  $\sigma^2_{cks}(x_0)$  (18), condicionadas aos valores experimentais  $z_2(x_0)$  e aos valores previamente simulados  $z_2^s(x_0)$  e ao valor conhecido da variável secundária  $z_1(x_0)$ .
- 3) Definição do intervalo de  $Fz_2(z)$  a ser re-amostrado tendo por base a distribuição Gaussiana (19):

$$G([y(x_0)]^*, \sigma^2_{cks}(x_0)), \text{ em que } [y(x_0)]^* = \varphi([z_2(x_0)]^*) \quad (19)$$

- 4) Geração de um valor simulado  $z_2^s(x_0)$  a partir da distribuição  $Fz_2(z)$ :
  - d) Geração de um valor  $p$  de uma distribuição uniforme  $U(0,1)$ .
  - e) Geração de um valor  $y^s$  de  $G([y(x_0)]^*, \sigma^2_{cks}(x_0))$ :  $y^s = G^{-1}(p)$ .
  - f) Cálculo do valor simulado  $z_2^s(x_0) = \varphi^{-1}(y^s)$ .
- 5) Retorno a 1 até todos os nós estarem co-simulados.

A simulação sequencial corresponde a uma abordagem rápida e simples, mas depende de uma forte simplificação. Na verdade, pressupõe que o condicionamento pela única variável primária colocada é suficiente para reproduzir todas as correlações cruzadas importantes e todas as auto-covariâncias secundárias (ALMEIDA, 1993). Os modelos simulados resultantes da co-simulação sequencial direta só são capazes de reproduzir uma correlação linear entre as variáveis primária e secundária. Esta é uma clara limitação da metodologia de co-simulação descrita (HORTA e SOARES, 2010; AZEVEDO e SOARES 2017).

Horta e Soares (2010) desenvolveram o método de co-simulação sequencial direta com distribuição de probabilidades conjuntas a fim de reduzir as limitações encontradas pela simulação sequencial direta tradicional. O trabalho é baseado na ideia de reamostragem  $Z_2(x)$  da distribuição conjunta  $F(Z_1, Z_2)$  ou, mais precisamente, da distribuição condicional de  $Z_2(x_0)$ , a um local  $x_0$ , dado o valor previamente simulado  $Z_1^s(x_0)$  ( $F(Z_2|Z_1=Z_1^s(x_0))$ ). Este método consegue reproduzir a função de distribuição cumulativa experimental bivariada e, consequentemente, as distribuições condicionais (HORTA e SOARES, 2010).

Na caracterização de reservatórios sísmicos, é de extrema importância a criação de modelos de reservatórios capazes de reproduzir as distribuições de probabilidade conjuntas estimadas a partir dos *logs* de poço entre as propriedades de interesse (AZEVEDO, 2013).

## 2.2. Integração de dados de reflexão sísmica na modelagem de reservatórios

A análise geológica de um reservatório de hidrocarbonetos resulta sempre em estruturas complexas e heterogêneas, e, portanto, qualquer modelo resultante de simulações sempre apresentará uma simplificação da realidade geológica de subsuperfície. Quando o modelamento recorre somente a dados de poço, os modelos gerados apresentam ainda mais incertezas, uma vez que são dados representativos de localizações isoladas e limitadas do reservatório (CAERS, 2011; AZEVEDO, 2013).

A utilização das técnicas expostas acima permitem a integração de dados sísmicos para auxiliar a geração dos modelos na caracterização e modelagem do reservatório. Além de apresentarem grande cobertura espacial, os dados sísmicos fornecem informações sobre a sequência estratigráfica da formação geológica (AMMAH, 2012), auxiliando na redução da incerteza dos modelos ao serem inseridos como dados para a limitação espacial (AZEVEDO, 2013).

A seguir serão descritos conceitos importantes relacionadas as propriedades de estudo neste projeto: impedância acústica, impedância elástica, coeficiente de reflexão, inversão sísmica e sísmica 4D.

### 2.2.1. Impedância Acústica, Impedância Elástica e Coeficiente de Reflexão

Impedância acústica (IA, AI ou  $I_p$ ) consiste no produto entre a densidade da rocha matriz ( $\rho$ ) e a velocidade de propagação da onda sísmica compressiva ( $V_p$ ), que varia entre as diferentes camadas de rocha (20).

$$I_p = \rho * V_p \quad (20)$$

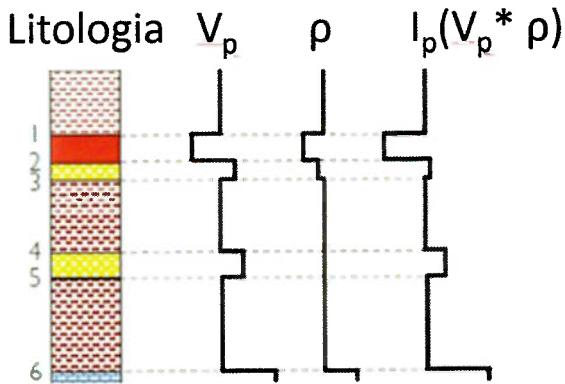
A impedância elástica (IE, EI ou  $I_s$ ) é resultante do produto (21) da densidade da rocha matriz e a velocidade da onda cisalhante ( $V_s$ ).

$$I_s = \rho * V_s \quad (21)$$

A partir da Figura 11 observa-se que os dados para  $I_p$  são recordados segundo picos ou vales. De acordo com Musset e Khan (2000), os picos correspondem a

transição da onda sísmica de um estrato com baixa impedância acústica para um com alta impedância acústica, enquanto um vale representa a situação contrária.

Figura 11 - Impedância acústica (Adaptado de SIMM e BACON, 2014)



A onda sísmica, responsável por obter a impedância acústica, consegue propagar em meios sólidos, líquidos e gasosos, já a onda cisalhante, responsável por obter a impedância elástica, propaga-se somente em meios sólidos. Essa diferença é um conceito importante na análise do movimento de fluídos dentro do reservatório, uma vez que a substituição de petróleo por outro fluido (ex. água ou gás) ocasionará mudança na impedância acústica observada, mas não na impedância elástica.

A diferença de impedâncias acústicas entre camadas de rocha afeta o coeficiente de reflexão acústica (CR) (22):

$$CR(\theta) = (1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta I_p}{2I_p} - 8 \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \frac{\Delta I_s}{2I_s} - \left[ \frac{1}{2} \tan^2 \theta - 2 \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \right] \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (22)$$

Onde  $\theta$ ,  $I$ ,  $V$  e  $\rho$  correspondem respectivamente as médias entre os meios do ângulo incidente, da impedância acústica ( $I_p$ ) ou elástica ( $I_s$ ), da velocidade e da densidade média entre os meios (FATTI *et al.*, 1994).

### **2.2.2. Inversão Sísmica Geoestatística**

A utilização de métodos sísmicos na indústria do petróleo tem se mostrado um componente fundamental na avaliação técnica de um reservatório, contribuindo não somente no conhecimento da geologia de subsuperfície, mas também no seu monitoramento em fase de produção.

Nos modelos matemáticos diretos, a partir de um modelo físico teórico (representativo do sistema em estudo), procura-se prever os resultados a esse sistema. Para os mesmos dados de entrada, a resposta do sistema sempre irá prever

o mesmo modelo final. Por outro lado, em problemas inversos, tais como o problema de inversão sísmica, só se conhece a resposta de um determinado sistema da Terra a um conjunto limitado de medições indiretas, e a partir destes, infere-se sobre os parâmetros que dão origem ao sistema em estudo, ou seja, na inversão sísmica o modelo gerado representa apenas uma das possíveis soluções para o modelo original e que satisfazem igualmente os dados sísmicos observados (TARANTOLA, 2005; AZEVEDO, 2013).

O objetivo da inversão sísmica, portanto, consiste em inferir modelos elásticos de subsuperfície a partir de dados de reflexão sísmica. Os métodos de inversão sísmica são baseados na relação física entre os modelos terrestres (modelos de impedância acústica e/ou elástica), intrínsecos à geologia de sub-superfície, e as amplitudes sísmicas (os próprios dados de reflexão sísmica). Estes últimos são obtidos por meio da convolução dos coeficientes de refletividade, derivados dos modelos de impedância acústica, com uma *wavelet* conhecida, estimada a partir de cada conjunto de dados sísmicos (AZEVEDO *et al.*, 2012).

Em uma seção de refletividade sísmica convencional as amplitudes fortes indicam o limite entre duas camadas geológicas. Nos dados de inversão sísmica, a amplitude corresponde às propriedades internas da rocha como por exemplo sua porosidade, litologia e o tipo de fluido que a preenche (salmoura ou hidrocarbonetos), portanto, importantes para a interpretação estratigráfica e caracterização do reservatório. Correlacionando esses dados com as medidas obtidas do poço, os intérpretes conseguem estender a informação através de todo o volume sísmico (BARCLAY *et al.*, 2008).

Em geral, existem dois tipos de inversão, determinística e estocástica. Inversões determinísticas são relativamente simples de gerar e baseiam-se sobre a minimização da diferença entre um modelo traço sísmico e o traço sísmico real. Como tais, estes tipos de inversões são soluções suavizadas, representando uma melhor estimativa dentro dos limites impostos pela largura de banda dos dados. Isso efetivamente significa que em áreas onde a geologia está em camadas com espessura inferior a cerca de 1/4 do comprimento de onda sísmica (resolução vertical, espaço mínimo no qual dois objetos podem ser distinguidos) a inversão resultante é

provavelmente inadequada para interpretação quantitativa. Infelizmente, esta escala é importante na maioria dos reservatórios (SIMM e BACON, 2014).

Ao contrário da inversão determinística, inversões estocásticas não fornecem uma única solução ótima, mas geram realizações múltiplas de propriedades elásticas com conteúdos que são consistentes com a amplitude sísmica e dados de poço (DOYEN, 2007). Após realizar um número suficiente de iterações, o modelo médio gerado aproxima-se da melhor estimativa de inversão (SIMM e BACON, 2014).

Enquanto a inversão determinística obtém uma solução minimizada do problema de inversão, as técnicas de inversão estocástica tentam descrever a variabilidade potencial de soluções inversas. A principal limitação das técnicas estocásticas corresponde ao custo computacional para otimizar a solução final, quando aplicados à casos reais (GRANA, 2013).

Para certificar que os dados criados a partir do processo de inversão apresentam boa correspondência com os dados originais, comparam-se estes dados através da minimização da função objetivo, que mede a diferença entre a sísmica real e a invertida. Normalmente a função objetivo refere-se ao coeficiente de correlação de Pearson calculado entre os dados sintéticos e os dados armazenados de reflexão sísmica, conforme 23:

$$p_{X,Y} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (23)$$

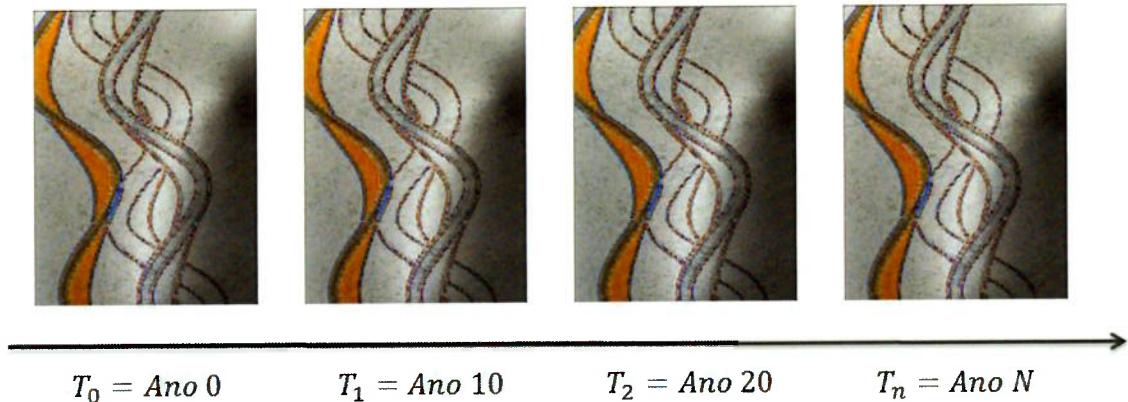
onde cov é a covariância entre as variáveis X e Y (sísmica real e sísmica sintética), e  $\sigma$  corresponde ao desvio padrão individual de cada variável (AZEVEDO, 2013).

### **2.2.3. Sísmica e inversão sísmica 4D**

A sísmica 4D corresponde a dados de reflexão sísmica bidimensionais ou tridimensionais adquiridos sobre a mesma área espacial em diferentes períodos de tempo (Figura 12). Basicamente, realiza-se um levantamento sísmico inicial, adquirido antes do início da produção, para posterior comparação em relação a levantamentos sísmicos de monitoramento, adquiridos em diferentes períodos durante a produção do campo. Uma das principais vantagens da sísmica 4D consiste na capacidade de

acompanhar a evolução das propriedades do reservatório, ao mesmo tempo em que continua a produção.

Figura 12 - Aquisição sísmica sobre a mesma área em diferentes tempos



A tecnologia sísmica 4D exige um cuidadoso pré-processamento dos conjuntos de dados sísmicos para compensar as diferenças nos padrões de aquisição e parâmetros de gravação entre campanhas sucessivas, sendo a repetibilidade importante para minimizar erros (ruídos) associados à aquisição. Outro fator importante na análise 4D corresponde a adotar uma escala de tempo comum para comparar as reflexões entre um dado conjunto de dados com suas aquisições anteriores ou posteriores (LABAT *et al.*, 2012). Martison e Hopper (1992) desenvolveram um algoritmo para alinhar dois traços sísmicos adjacentes, determinando um fator escalar, dentro de alguns limites, para interpolar os traços sísmicos enquanto mantém o mergulho e a amplitude sísmica dos refletores. Esse método de correlação cruzada foi adaptado para dados sísmicos 4D, obtendo bons resultados para sinais com baixa amplitude; o método consiste em pesquisar um intervalo de tempo em que os dois sinais estejam sobrepostos, com o mínimo de diferença possível (LABAT *et al.*, 2012).

A monitoração sísmica em diferentes intervalos de tempos tem sido utilizada como uma ferramenta indispensável para otimização da produção do reservatório (LAFET *et al.*, 2009; TOINET *et al.*, 2011; LABAT *et al.*, 2012; ROGGERO *et al.*, 2012; SIX *et al.*, 2013; GRANA e DELLA ROSSA, 2010). Ao analisar a movimentação de fluídos a partir da inversão sísmica 4D, as empresas petrolíferas têm obtido importantes resultados sobre as mudanças de pressão e saturação dentro do reservatório. Essa movimentação altera a amplitude e tempo de trânsito dos sinais sísmicos registrados (LABAT *et al.*, 2012), contribuindo para o conhecimento

geológico da formação e reduzindo incertezas das previsões de produção (ROGGERO *et al.*, 2012).

Os métodos de inversão sísmica 4D têm sido amplamente empregados para o processamento de dados que contribuem para a modelagem final do reservatório, dentre eles, diversas metodologias foram propostas, como por exemplo: Sarkar *et al.* 2003, definem uma metodologia onde os modelos de base e de monitoramento são invertidos separadamente e depois diferenciados para calcular as diferenças nas propriedades elásticas; Lafet *et al.* (2005), desenvolvem a inversão primeiramente no modelo de base, e o definem como modelo inicial para só então inverterem os modelos de monitoramento; Buland e El Ouair (2006) decidem por inverter diretamente as diferenças das propriedades elásticas, calculadas entre dois tempos de aquisição; um dos métodos mais desenvolvidos envolve a inversão global onde todos os tempos de aquisição (base e monitoramento) são invertidos simultaneamente (El OUAIR e STRØNNEN, 2006; LAFET *et al.*, 2009; TOINET *et al.*, 2011).

Segundo Lafet *et al.* (2009), a partir dos resultados obtidos em outras metodologias de inversão 4D, constatou-se que realizar simultaneamente a inversão dos dados de base e os dados de monitoramento, resulta em melhores estimativas quantitativas para as mudanças de impedâncias, além de reduzir a não singularidade típica dos processos de inversão. Em sua metodologia, Lafet *et al.* (2009), demonstram a aplicação de um algoritmo de inversão 4D, onde os dados de todos os ângulos de aquisição para cada tempo de aquisição (modelos de base e monitoramentos), são fornecidos como dados de entrada e combinados em uma única função objetiva. Essa função é otimizada através da simulação conjunta dos dados, e durante a simulação, todos os dados são perturbados em termos de  $V_p$ ,  $V_s$  e  $\rho$ , para a geração de modelos distintos, a partir dos quais serão selecionados aqueles cujos os atributos elásticos melhor correspondam aos dados originais. O mecanismo principal de seleção do modelo ideal (aquele que apresenta maior correlação com o original), consiste em limitar a variação, definição de mínimo e máximo, que os modelos podem apresentar entre aquisições sucessivas, principalmente entre tempos consecutivos.

Em outra abordagem, Toinet *et al.* (2011) desenvolvem o processo de inversão baseado na integração entre informações sísmicas e de poços, além do modelo de

física das rochas, para discriminar areias e argila na construção das máscaras 4D. Aplicada às propriedades simuladas do reservatório, o modelo de física das rochas auxilia a interpretação ao definir uma região finita de densidade relativa e velocidade em que os resultados de inversão podem variar. A metodologia consiste em aplicar a inversão global 4D, onde os dados com diferentes ângulos de aquisição pré-empilhados, tanto para a o modelo de aquisição base quanto os modelos de monitoramento, são invertidos simultaneamente, de acordo com o algoritmo anteriormente descrito, desenvolvido por Lafet *et al.* (2009).

A seguir será apresentada a metodologia de inversão sísmica 4D explorada nesta tese, que consiste em inverter simultaneamente todos os dados coletados para todos os tempos, considerando os ângulos de aquisição pré-estacados e os diferentes tempos de aquisição. Como todos os volumes sísmicos são invertidos simultaneamente, o algoritmo de inversão 4D encontrará a partir dos modelos gerados, aquele que mais se adequa as diferenças observadas nas propriedades do reservatório.

### Capítulo 3. Metodologia

O método de inversão geoestatística para dados de reflexão sísmica 4D desenvolvido e implementado no âmbito desta Tese de Graduação consiste na extensão da Inversão Estocástica Global (GSI), introduzida por Soares *et al.* (2007). Esta técnica permite a inversão simultânea de diversos volumes de dados de reflexão sísmica com diferentes ângulos de incidência (*partial angle stacks*) diretamente para modelos de impedância acústica e elástica para todos os tempos de aquisição definidos. Tem como base três importantes fundamentos:

- A perturbação global do sistema na geração de modelos ( $l_p$  e  $l_s$ ) é realizada a cada iteração através da simulação sequencial estocástica das propriedades elásticas (DSS e co-DSS).
- O coeficiente de correlação (CC) local, conforme equação 23, entre cada traço sísmico real e o correspondente traço simulado é utilizado para condicionar a geração dos modelos de  $l_p$  e  $l_s$  da iteração seguinte.
- A utilização de um algoritmo de otimização para convergir os modelos simulados em direção a solução até que o critério de parada definido pela função objetivo seja atingido. No caso, o processo iterativo converge segundo o coeficiente de correlação global entre os dados sísmicos reais e sintéticos, simultaneamente para todos os ângulos e tempos de aquisição estudados.

O processo iterativo da inversão estocástica global de dados de reflexão sísmica 4D, pode ser separado em quatro estágios principais: simulação sequencial estocástica dos modelos elásticos (Impedância acústica e impedância elástica) para cada passo de tempo, tendo por base dados de entrada referentes as localizações dos poços; modelo direto para a geração dos dados de reflexão sísmica sintéticos; computação dos coeficientes de correlação entre os traços sísmicos reais e sintéticos para todos os tempos e todos os ângulos de incidência; seleção e armazenamento dos modelos de impedância com os correspondentes valores de correlação máximos, os volumes resultantes serão utilizados como variáveis secundárias na iteração seguinte.

A metodologia de inversão sísmica geoestatística proposta inicia com a simulação de um conjunto  $N_s$  de modelos de impedância acústica através da simulação sequencial direta (DSS), enquanto os modelos de impedância elástica são

gerados com o algoritmo de co-simulação sequencial direta (co-DSS), descrito por Horta e Soares (2010), com distribuição de probabilidade conjunta a partir dos dados de poço existentes para cada tempo considerado nos dados de reflexão sísmica 4D. A simulação ocorre independentemente para cada tempo disponível no conjunto de dados de reflexão sísmica 4D.

A cada iteração do algoritmo, ocorre um número pré-definido de simulações (pré-determinado pelo usuário) de  $l_p$  e  $l_s$  para cada tempo, que geram diferentes modelos entre si, pois uma vez que o caminho percorrido no grid é aleatório, os dados condicionantes também são alterados. Explicitando, isso quer dizer que: na primeira simulação ocorre a estimativa para um local  $X_0$ , já para  $X_1$ , além dos dados de poço, o valor gerado para  $X_0$  também será condicionante, e assim sucessivamente. Para a primeira iteração, como os dados são condicionados somente aos dados dos poços, os modelos gerados apresentam grande variabilidade entre si, sendo esta dependente da quantidade de dados de poços disponíveis, à medida que o processo evolui, os dados gerados nas iterações anteriores (cubos com os melhores dados de impedância e de coeficientes de correlação - explicados adiante) passam a condicionar o modelo da iteração atual, o que resulta na minimização da variabilidade e consequentemente, no aumento os coeficientes de correlação local e global.

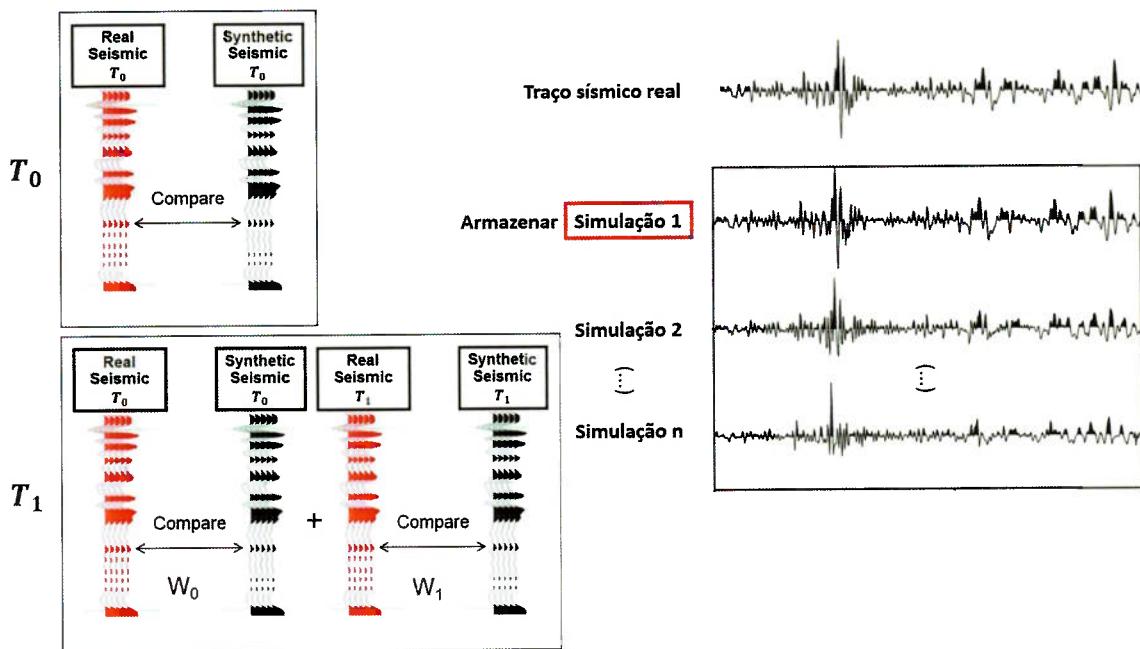
Uma vez que a perturbação do modelo é baseada na simulação sequencial estocástica, todos os modelos elásticos simulados durante todo o processo iterativo asseguram a reprodução das distribuições de probabilidade conjunta entre as impedâncias (acústica e elástica) e suas distribuições de probabilidade individuais, como estimadas a partir dos dados dos poços; ainda, garante a reprodução do modelo de continuidade espacial impostos pelo variograma para cada propriedade e tempo definidos.

Para cada par de modelos de impedância acústica e elástica gerados no passo anterior, são computados os coeficientes de reflexão segundo a aproximação de Fatti (22). Os coeficientes de reflexão resultantes são então convoluídos com uma wavelet para produzir a sísmica sintética respectiva a cada tempo.

Obtidos os volumes de sísmica sintética para todos os tempos é necessário calcular o coeficiente de correlação traço-a-traço com os dados reais, sendo esta etapa fundamental para a obtenção de bons resultados.

Para os dados do tempo inicial ( $T_0$ ), ou dados de reflexão sísmica base, o conjunto de traços de impedância acústica e elástica de uma determinada realização, responsável por gerar o traço sísmico com maior coeficiente de correlação, é armazenado em um volume auxiliar. Este processo de avaliação é realizado para cada localização  $i, j$  (ou localização *common mid-point* - CMP) do cubo, e desse modo são formados os cubos de melhor impedância e correspondente coeficientes de correlação (Figura 13).

Figura 13 - Seleção do melhor traço sísmico na composição dos melhores (Best) cubos de impedância e coeficiente de correlação



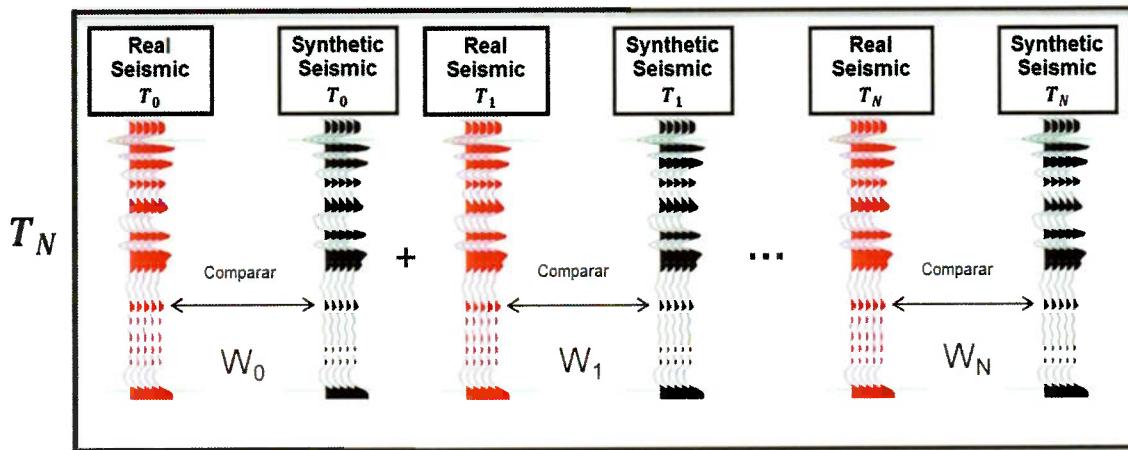
Para os dados de reflexão sísmica correspondentes aos tempos de aquisição seguintes, ao invés de comparar somente o traço sísmico para o tempo correspondente, agora também é necessário comparar os traços sísmicos para os tempos anteriores antes de armazenar os melhores traços. Por exemplo, como observado na Figura 13, para a análise do tempo  $T_1$ , deve-se comparar os traços sintéticos de  $T_0$  e  $T_1$ , com os respectivos traços da sísmica real; para a análise do tempo  $T_2$ , deve-se comparar os traços sintéticos de  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , e assim sucessivamente. Este cuidado deve ser adotado para os tempos diferentes do inicial, para assegurar que as evoluções (diferenças) das propriedades entre um tempo e outro foram constatadas, e o mais importante, certificar que o processo iterativo converge simultaneamente para todos os tempos.

Assim, o coeficiente de correlação para o tempo  $T_n$  (Figura 14) corresponderá a média ponderada dos coeficientes de correlação de cada passo de tempo, conforme 24:

$$BestCC_{T_n} = \frac{\sum_{i=0}^N (W_i * CC_{T_i})}{\sum_{i=0}^N W_i}, N \geq 0 \quad (24)$$

Onde,  $W_i$  corresponde ao peso atribuído ao coeficiente de correlação entre os traços sísmicos para o tempo  $i$ , analisado até o tempo  $N$ . O peso correspondente depende diretamente de sua importância para com o tempo analisado. Por exemplo: Para o tempo  $T_{10}$ , o CC gerado para o tempo  $T_9$  apresentará um peso maior ao CC para o tempo  $T_8$ , uma vez que os dados de  $T_{10}$  apresentam uma evolução mais próxima em relação ao  $T_9$ .

Figura 14 - Composição do coeficiente de correlação para o tempo  $T_n$



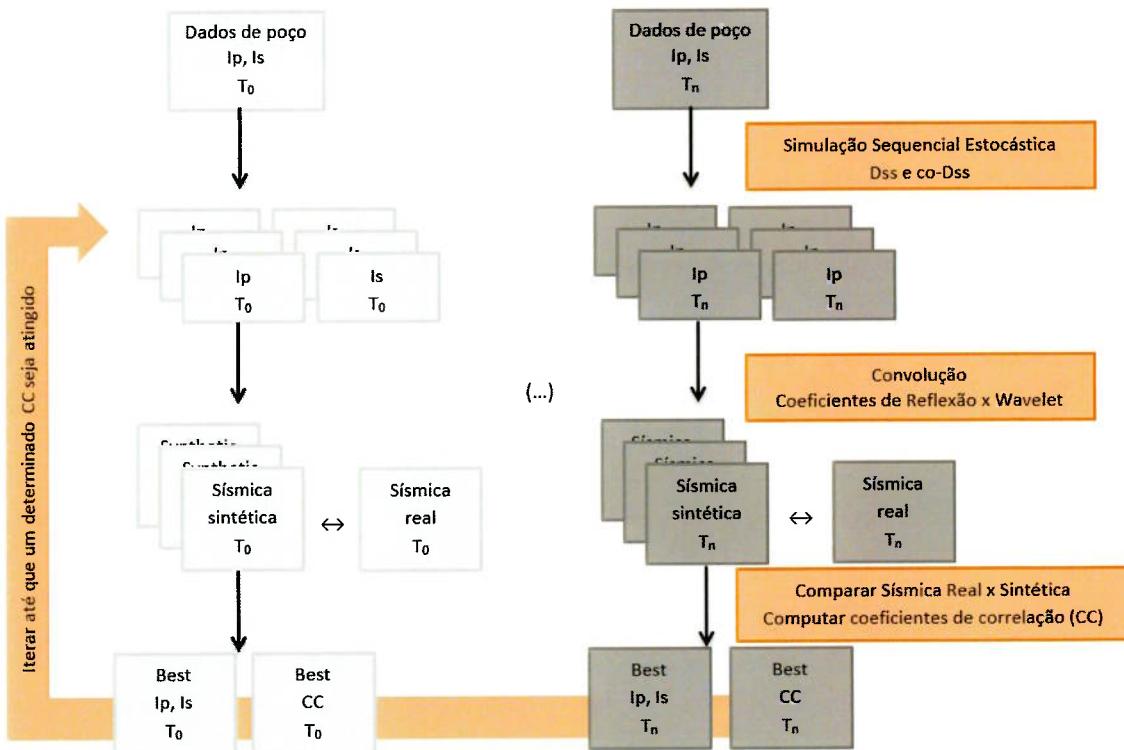
Ao final de cada iteração, os cubos com os melhores dados de impedância e correspondentes coeficientes de correlação são utilizados como variáveis secundárias, simultaneamente com os dados de poço, para condicionar a geração dos novos modelos de impedância acústica e elásticas da próxima iteração. O processo iterativo é realizado até que um determinado coeficiente de correlação global seja atingido.

Em geral, o modelo produzido na última iteração apresentará altos coeficientes de correlação local e global entre dados de reflexão sísmica real e sintética. Consequentemente, a variância global resultante será baixa, exceto para os locais onde as propriedades reais não são consideradas pelos dados de poço disponíveis, ou em áreas em que os modelos de continuidade espacial são muito complexos.

A metodologia desenvolvida e implementada no âmbito desta tese pode ser sintetizada na seguinte sequência de passos (Figura 15):

- 1) Simulação estocástica dos modelos de  $Ip$  e  $Is$ , de forma independente para cada passo de tempo, condicionados aos dados de log do poço, utilizando Simulação Sequencial Direta (DSS) e co-DSS.
- 2) Computar os coeficientes de reflexão e convoluir com uma wavelet conhecida para a geração do volume sísmico sintético.
- 3) Comparar a sísmica sintética com a sísmica real em relação ao coeficiente de correlação (CC), considerando o fator de dependência entre tempos para identificar e obter o maior CC local para o tempo correspondente.
- 4) Composição dos melhores volumes de  $Ip$ ,  $Is$  e CC para serem utilizados na próxima iteração como variáveis condicionantes secundárias.
- 5) Geração de um novo conjunto de modelos de impedância através da co-Simulação Sequencial Direta (co-DSS), condicionado pelos dados de impedância dos poços e pelos volumes das variáveis secundárias gerados no passo anterior. Retornar ao passo 2 até que o coeficiente de correlação global entre os volumes de sísmica sintética e real atinja um valor pré-determinado.

Figura 15 - Representação esquemática da metodologia



A metodologia apresentada foi aplicada a um conjunto de dados sintéticos de dimensão única, e posteriormente a um reservatório sintético 3D, para testes do algoritmo de inversão sísmica e análises 4D relativas às mudanças nas propriedades do reservatório ao longo do tempo. Os dados para cada um dos casos estudados, assim como os resultados são abordados no capítulo seguinte.

## Capítulo 4. Casos de estudo

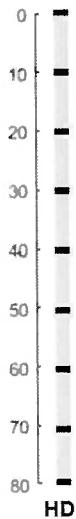
### 4.1. Modelo sintético 1D

O modelo sintético de uma dimensão foi gerado exclusivamente para validar o funcionamento da metodologia escolhida, através da inferência das impedâncias (acústica e elástica) para todos os tempos definidos.

#### 4.1.1. Descrição dos dados

O modelo sintético 1D apresenta um conjunto de dados experimentais relativos a posição espacial de um poço, para as propriedades impedância acústica ( $I_p$ ) e impedância elástica ( $I_s$ ), igualmente distribuídas ao longo das 80 células que compõem o eixo vertical (1x1x80 células nas direções  $i$ -,  $j$ - e  $k$ -, respectivamente), representados na Figura 16.

Figura 16 - Localização dos dados experimentais do modelo sintético 1D



Os dados apresentados acima serão denominados reais a partir de agora, para comparação com os dados produzidos pela metodologia de inversão proposta.

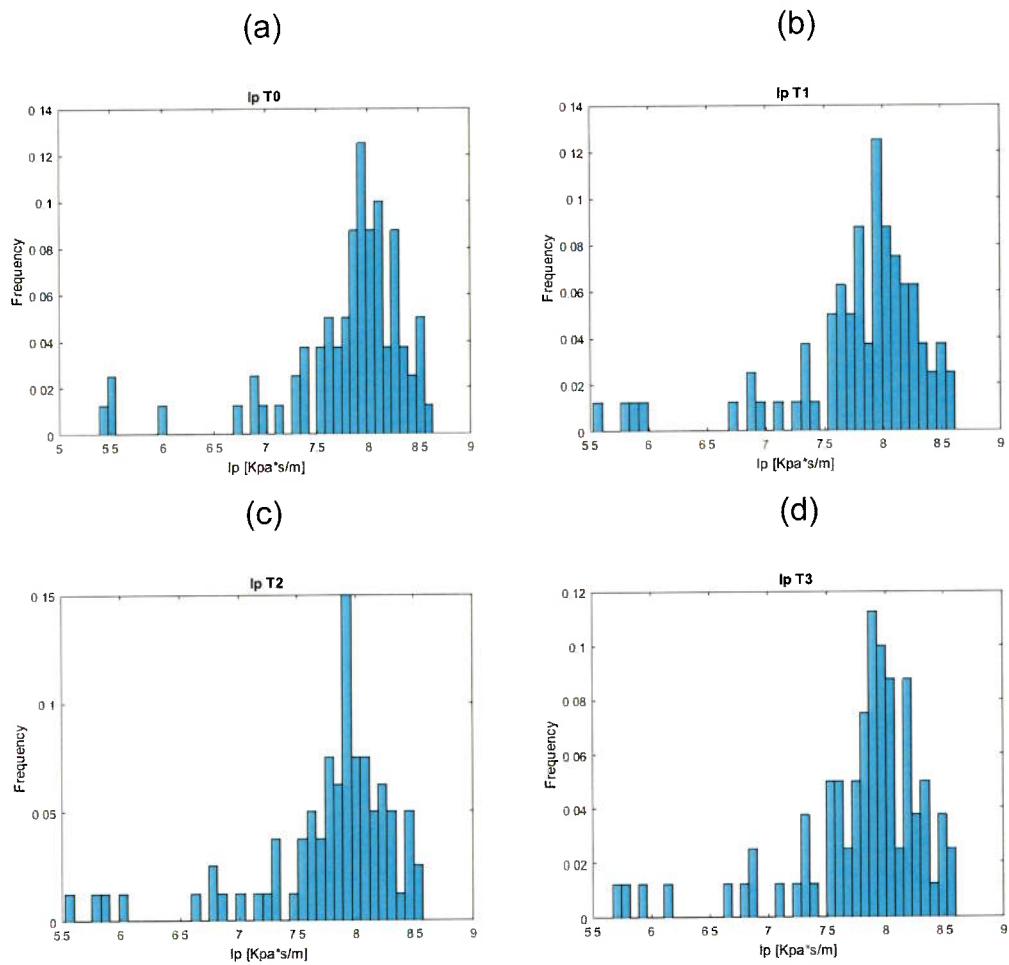
As impedâncias foram definidas para quatro períodos de tempo de aquisição dos dados: antes do início da produção, após dez, vinte e trinta anos de produção (Tabela 1). A evolução dos valores de impedância ao longo do tempo foi calculada através de um simulador de fluidos de modo a garantir a sua consistência. Esses dados experimentais são utilizados como dados de entrada juntamente com as sísmicas, os quais são reproduzidos durante o processo iterativo, sendo a base para a simulação de todo o *grid*.

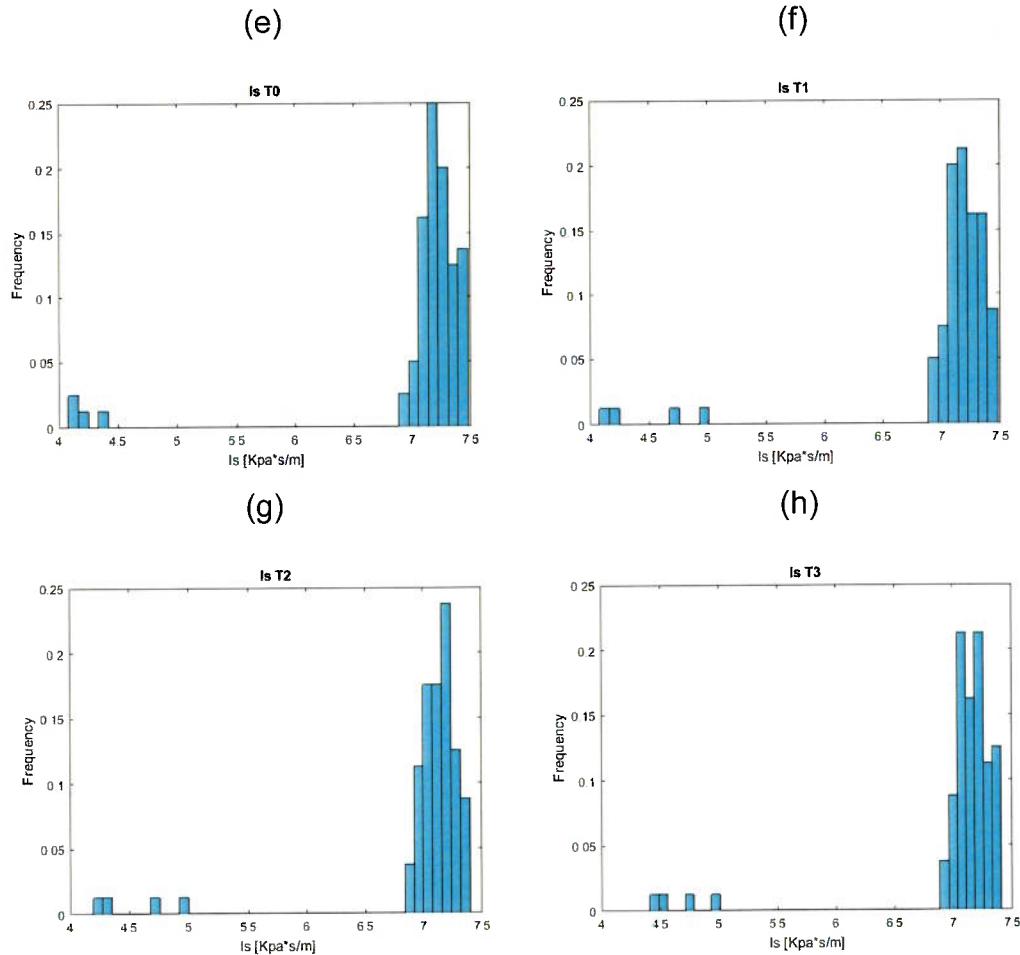
Tabela 1-Tempos definidos para o conjunto de dados experimentais

$T_0$	Antes da produção
$T_1$	Após 10 anos de produção
$T_2$	Após 20 anos de produção
$T_3$	Após 30 anos de produção

Os histogramas relativos às impedâncias acústicas e elásticas para todos os tempos são apresentados na Figura 17.

Figura 17 - Histogramas com a distribuição de frequências para as propriedades:  $Ip_{T_0}$  (a),  $Ip_{T_1}$  (b),  $Ip_{T_2}$  (c),  $Ip_{T_3}$  (d),  $Is_{T_0}$  (e),  $Is_{T_1}$  (f),  $Is_{T_2}$  (g),  $Is_{T_3}$  (h)





Nota-se que tanto para  $Ip$ , quanto para  $Is$  existem duas famílias de dados entre os valores descritos na Tabela 2.

Tabela 2 - Delimitação dos limites de valores para as famílias de  $Ip$  e  $Is$

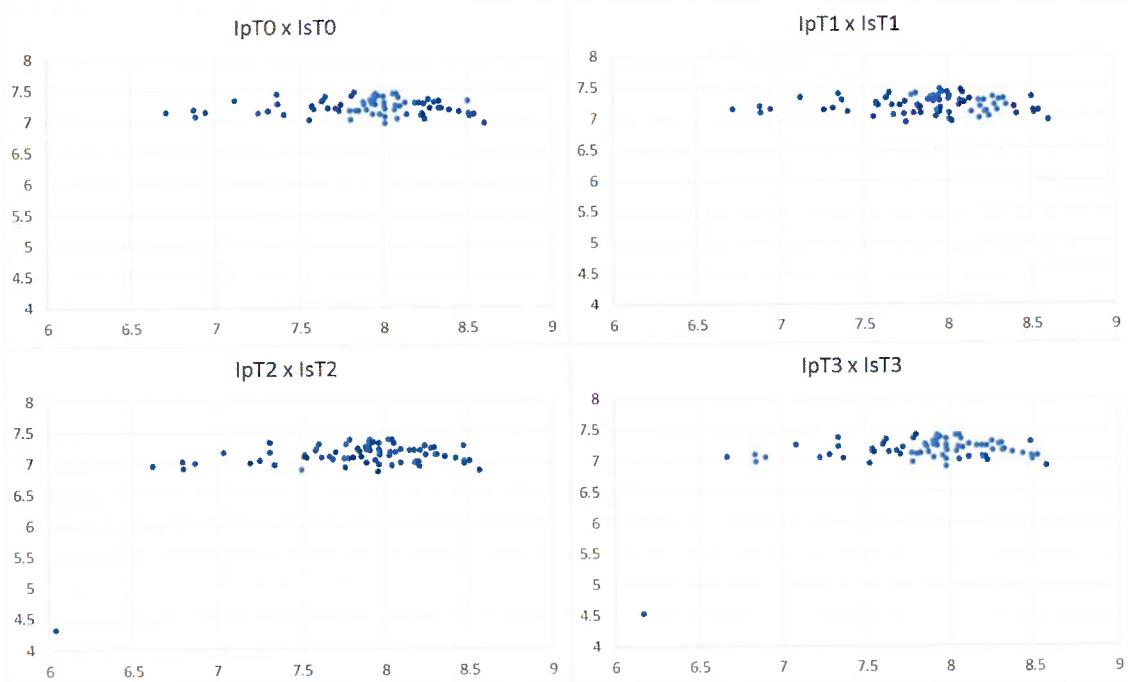
	Família 1 [KPa*s/m]	Família 2 [KPa*s/m]
$Ip$	5,5 e 6	6,5 e 8,5
$Is$	4 e 5	6,5 e 7,5

A melhor caracterização dos reservatórios analisados depende diretamente da quantidade e qualidade de informações existentes relativos às propriedades petroelásticas dos dados de poço. Além disso, entender o comportamento de propriedades que se correlacionam como impedância acústica e impedância elástica, consiste em outro passo para a obtenção de melhores resultados. Para isso, a análise bi-variada (distribuição conjunta) das propriedades é apresentada na Figura 18.

Os algoritmos de simulação estocástica, com distribuição conjunta de probabilidades, devem ser capazes de reproduzir a função distribuição de probabilidade marginal da variável primária, onde os valores experimentais assim como seu modelo de continuidade espacial devem ser reproduzidos. Ainda, deve-se

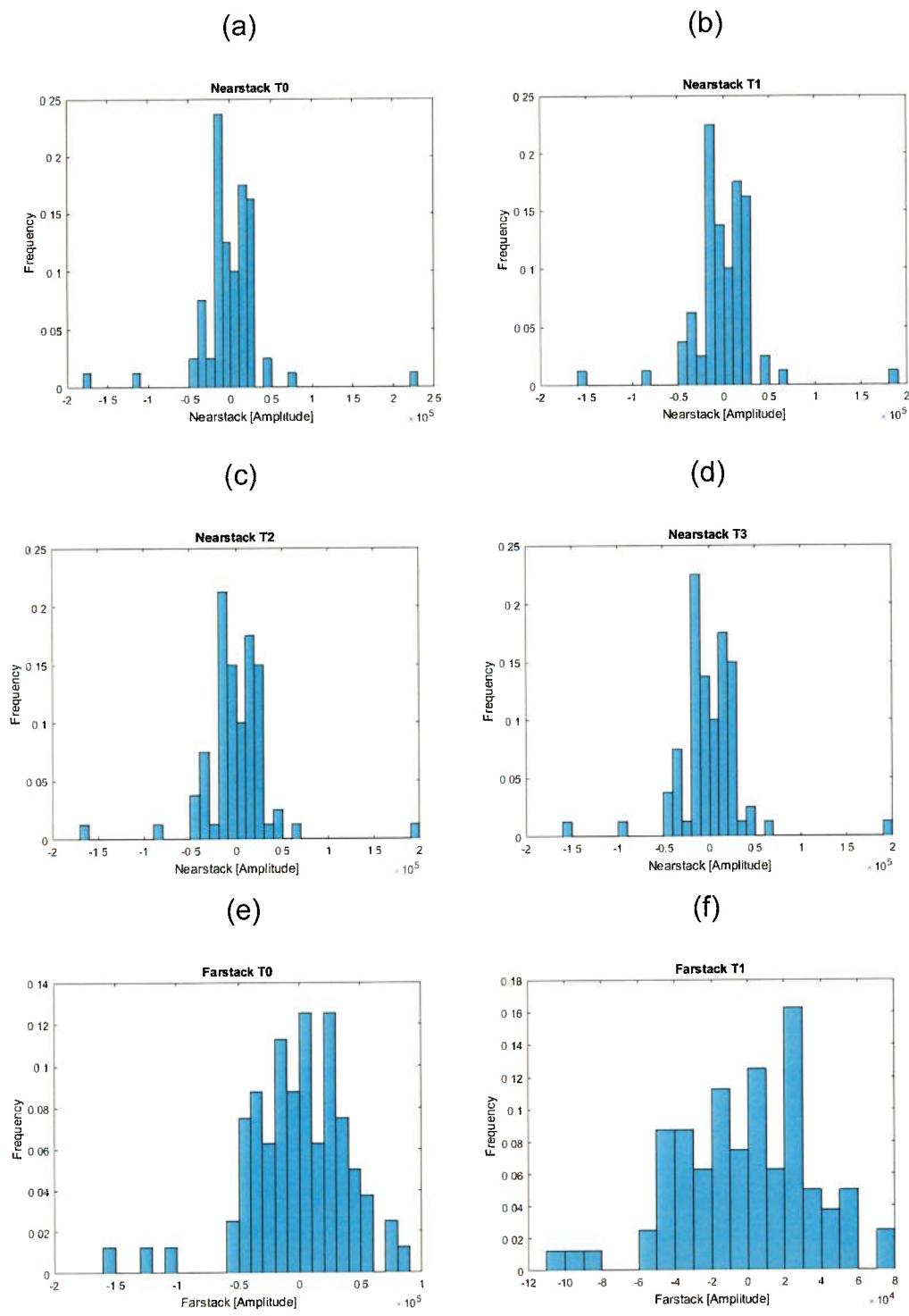
ressaltar que a distribuição de probabilidades conjunta entre as variáveis primária (impedância acústica) e secundária (impedância elástica) estimadas dos dados experimentais, também deve ser assegurada.

Figura 18 - Distribuição conjunta entre os dados originais de impedância acústica (Eixo X) e impedância elástica (Eixo Y) para os tempos  $T_0$  (superior à esquerda),  $T_1$  (superior à direita),  $T_2$  (inferior à esquerda) e  $T_3$  (inferior à direita). Unidade dos eixos [KPa\*s/m]

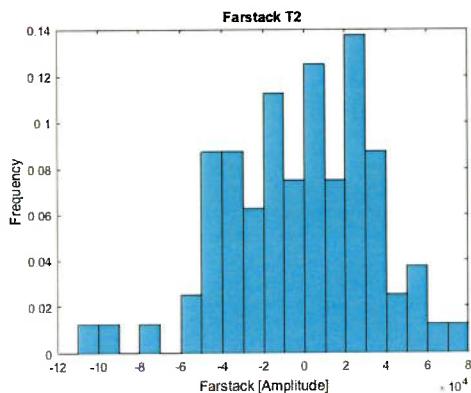


As sísmicas que auxiliam no processo de construção dos modelos e servem de base para comparação com os resultados produzidos têm seus valores representados através dos histogramas da Figura 19. Pode-se dizer que as sísmicas com ângulo de aquisição de  $5^\circ$  (*nearstack*) quanto para  $35^\circ$  (*farstack*), apresentam distribuição unimodal simétrica, centradas em torno do valor de amplitude zero.

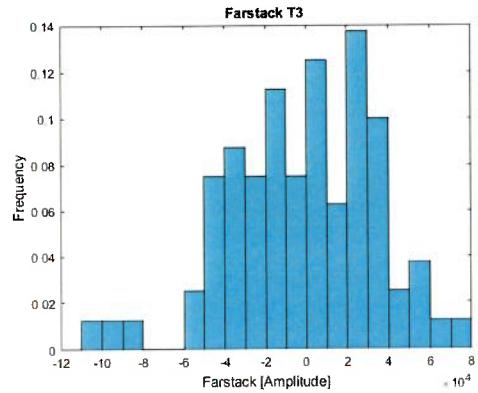
Figura 19 - Histogramas com a distribuição de frequências para as propriedades: Nearstack T0 (a), Nearstack T1 (b), Nearstack T2 (c), Nearstack T3 (d), Farstack T0 (e), Farstack T1 (f), Farstack T2 (g), Farstack T3 (h)



(g)

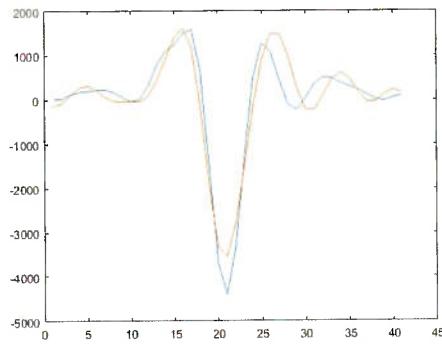


(h)



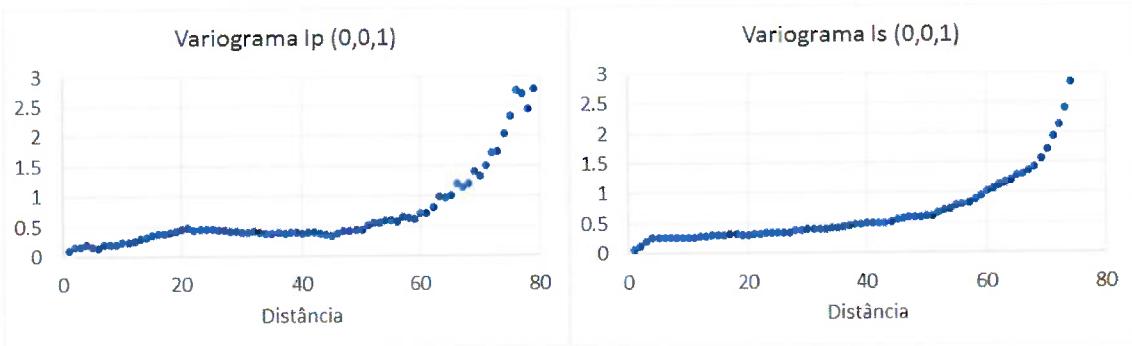
Para criação das sísmicas sintéticas a partir da convolução dos modelos de impedâncias gerados, foi utilizada a wavelet exposta na Figura 20.

Figura 20 - Wavelet utilizada como dado de entrada para formação das sísmicas sintéticas no algoritmo de inversão sísmica (Nearstack (5°) em azul e Farstack em vermelho (35°))



Uma vez que os reservatórios, em geral, apresentam padrão de dispersão anisotrópico é necessário a introdução de dados relativos aos padrões de continuidade espacial das propriedades. Para isso, os modelos foram gerados recorrendo-se ao uso do variograma exponencial para a direção vertical (Figura 21), com alcance de 3 células para a impedância acústica e 4 células para a impedância elástica.

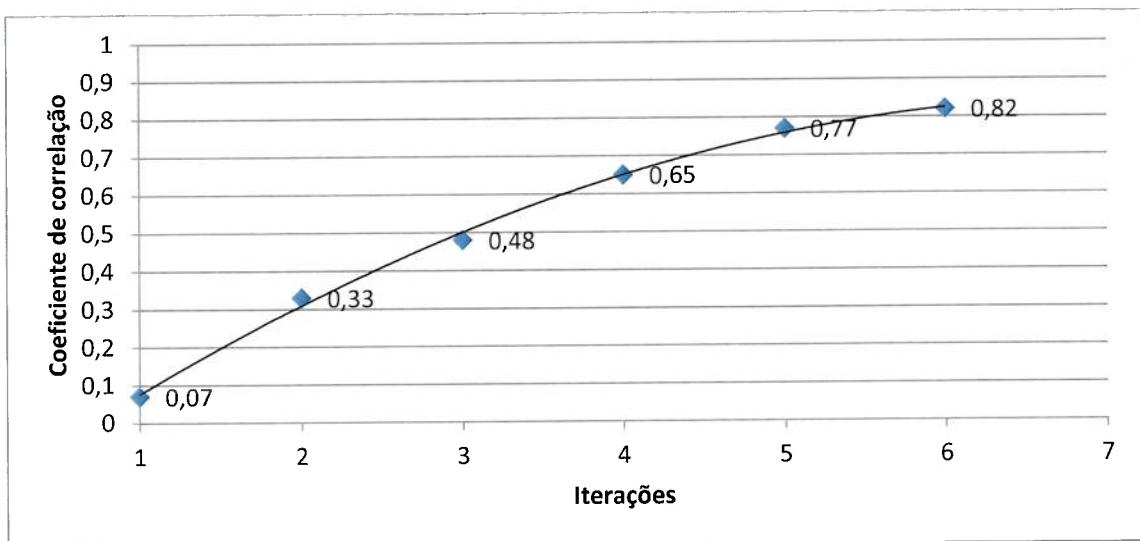
Figura 21 - Variogramas de impedância acústica e impedância elástica na direção vertical, respectivamente



#### 4.1.2. Resultados

A inversão geoestatística de dados sísmicos 4D foi aplicada com sucesso no conjunto de dados descrito na seção anterior. O procedimento iterativo convergiu após 6 iterações, onde em cada iteração realizaram-se 32 simulações para os conjuntos de modelos elásticos (impedância acústica e impedância elástica), através da simulação sequencial direta e co-simulação. O coeficiente de correlação global final entre a sísmica sintética derivada dos modelos invertidos de melhor ajuste e a sísmica real é de 0,82 (Figura 22).

Figura 22 - Evolução do coeficiente de correlação global ao final de cada iteração

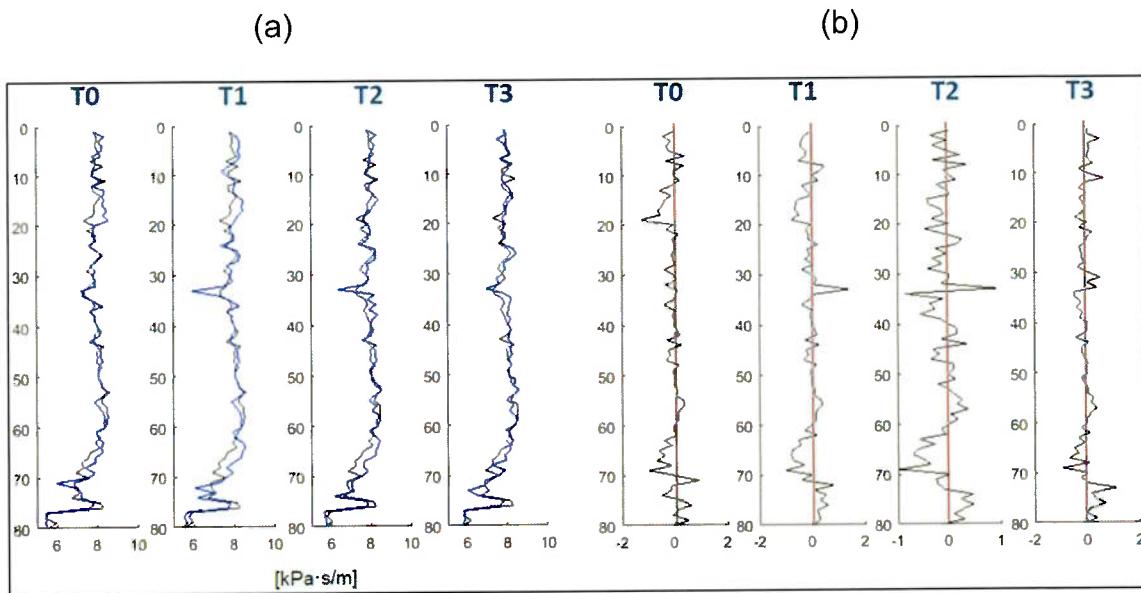


A seguir serão explorados os resultados de cada propriedade resultante: impedância acústica, impedância elástica, *nearstack* e *farstack*.

#### **Impedância acústica**

Como descrito na metodologia, o algoritmo gera modelos invertidos representativos para as impedâncias acústica e elástica, a partir da qual resultam os modelos sintéticos de sísmica (*nearstack* e *farstack*). Primeiramente, as Figuras 23 e 24 apresentam os resultados correspondentes à impedância acústica.

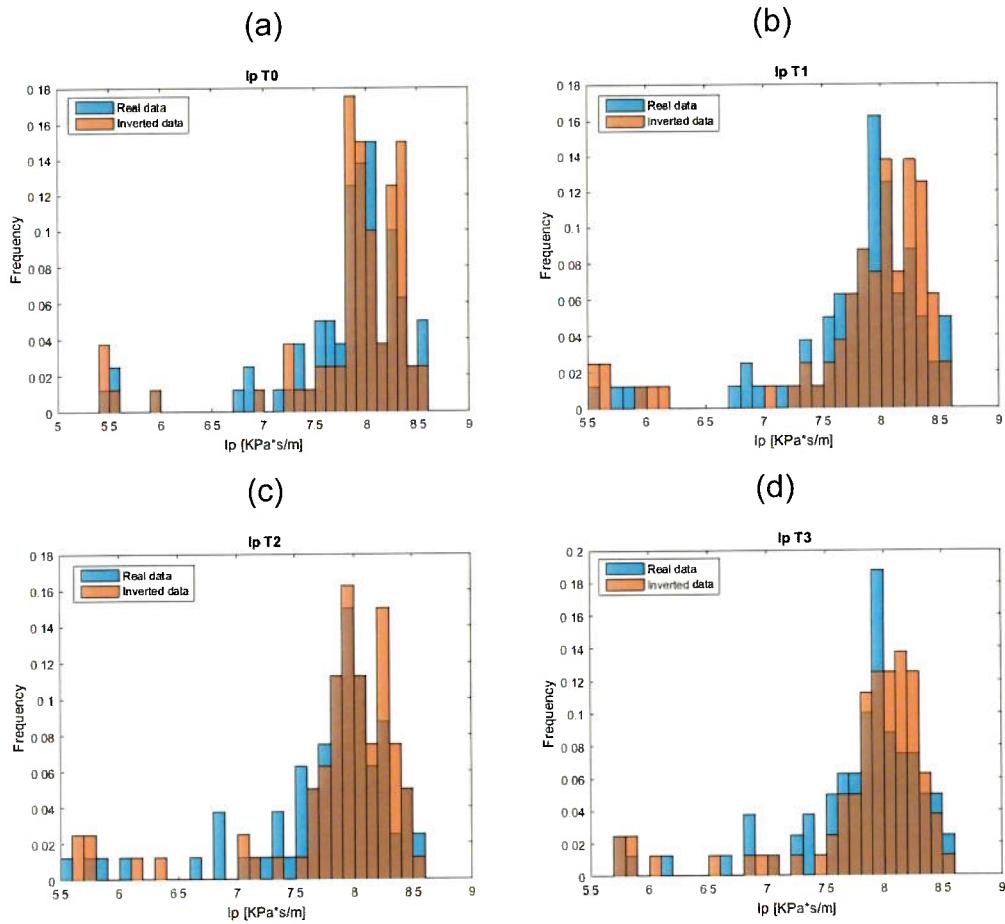
Figura 23 - Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados invertidos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e simulados para a propriedade impedância acústica



A partir dos gráficos apresentados na Figura 23 (a), observa-se que para todos os tempos, os modelos invertidos (azul) apresentam grande correspondência com os modelos reais (preto) ao longo das 80 células que compõem o modelo sintético, e os dados experimentais, espaçados a cada 10 unidades, são fielmente reproduzidos (interseção entre as curvas azuis e pretas). Localmente existe uma pequena variação entre as células 30 e 35 para os tempos T1 e T2; e entre as células 60 e 70 para os tempos T0, T1 e T2 como pode ser observado através dos gráficos da Figura 23 (b), que apresentam a diferença entre os dados reais e os dados invertidos. Tal fato pode ser resultante da escassez de dados que delimitam a região observada, ou ainda, o modelo de variograma adotado para a região pode não ser condizente com a estrutura geológica para as outras profundidades, e portanto, a continuidade ao longo do eixo pode ser menor para essa área.

Embora exista essa discrepância, os histogramas apresentados na Figura 24 indicam ótima reprodução dos dados, com grande aproximação da reprodução das famílias descritas anteriormente na Tabela 2. Os dados representados em azul correspondem aos dados originais, enquanto em vermelho os dados invertidos, é possível identificar que os limites das famílias em geral são respeitados, assim como a média de frequências representativas, ainda mais em torno da classe preponderante, em torno de 8 KPa\*s/m.

Figura 24 - Comparação entre histogramas para a propriedade impedância acústica entre os dados reais (barras azuis) e os modelos invertidos (barras vermelhas), onde:  $Ip_{T0}$  (a),  $Ip_{T1}$  (b),  $Ip_{T2}$  (c) e  $Ip_{T3}$  (d)

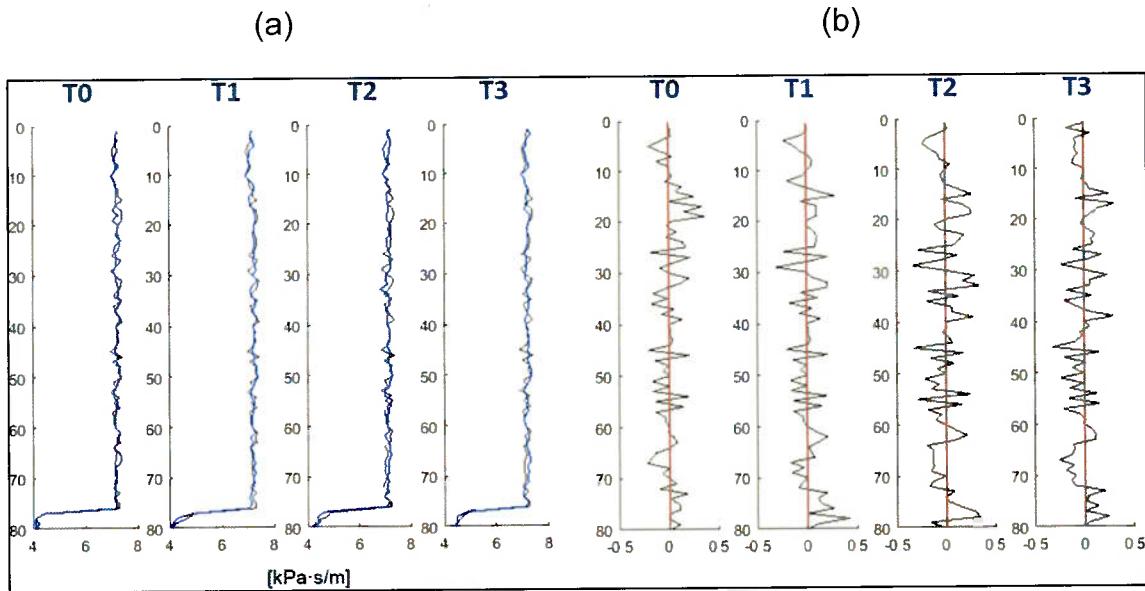


## Impedância elástica

Sabendo-se que entre os períodos de tempo analisados ocorre somente substituição do fluido que compõe os poros das rochas (inicialmente óleo, e posteriormente água), e que as ondas cisalhantes (onda  $s$ ), responsáveis pela determinação dos valores de impedância elástica, propagam-se somente em meios sólidos, era esperado que os valores de  $Is$  não apresentassem grande flutuação de resultados dentro do mesmo período, assim como entre períodos, como pode ser observado nas Figuras 25 e 26.

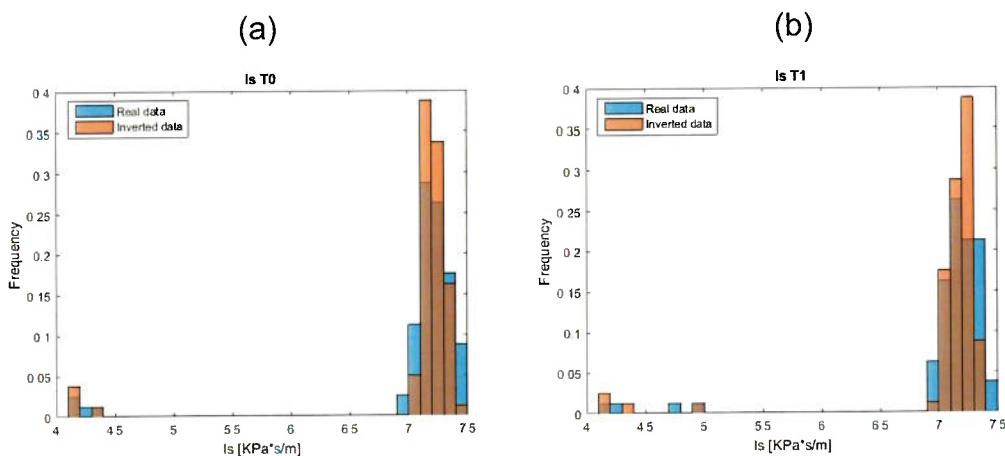
Os resultados aqui apresentados são ainda melhores em relação à impedância acústica. Na Figura 25 (a), os dados invertidos de impedância elástica (azul) quase coincidem com os dados reais (preto) para todos os tempos analisados, sendo esse resultado evidenciado quando se analisam os gráficos de diferenças, Figura 25 (b), entre os dados reais e simulados exibidos à direita.

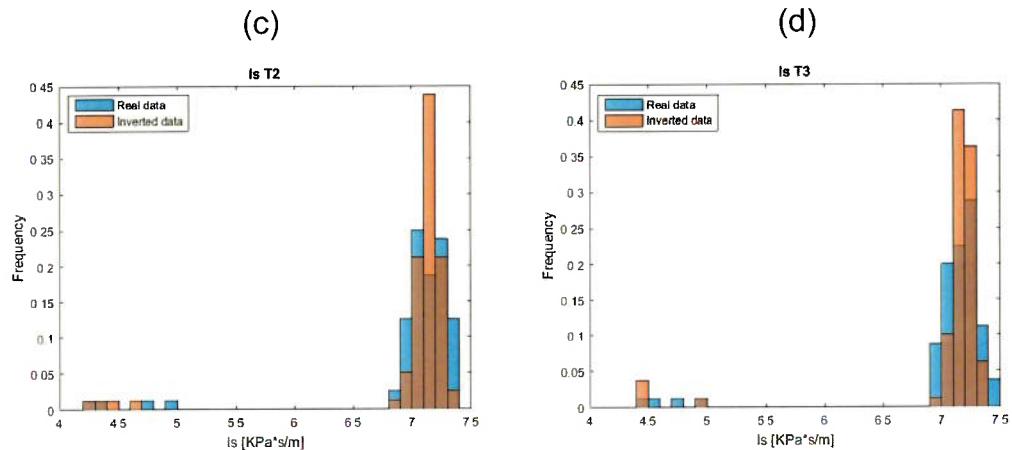
Figura 25- Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados invertidos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e simulados para a propriedade impedância elástica



Na Figura 26, ao analisar os histogramas reais (azul) em relação aos dados invertidos (vermelho), novamente percebe-se uma clara reprodução das classes dos histogramas. Além de assegurar a reprodução das classes delimitadas, os histogramas correspondentes ao modelo de simulação possuem maior frequência para valores entre 7 e 7,5  $KPa \cdot s/m$ , assim como os dados reais, sendo essa análise válida para todos os tempos.

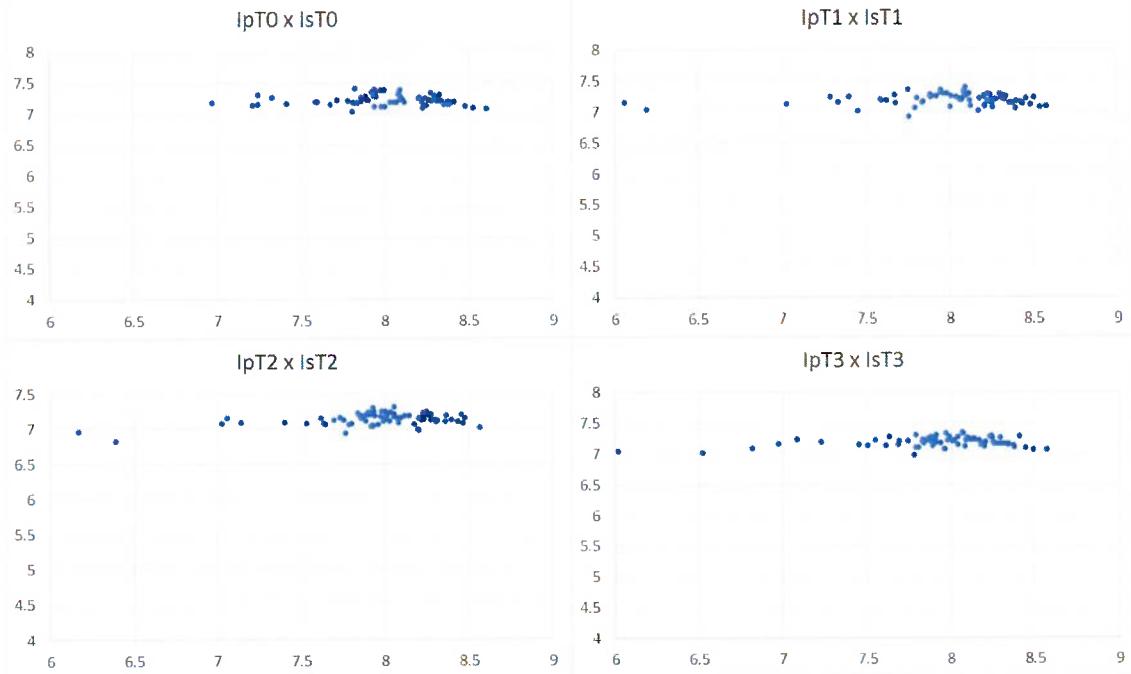
Figura 26 - Comparaçao entre histogramas para a propriedade impedância elástica entre os dados reais (barras azuis) e os modelos invertidos (barras vermelhas), onde: IsT<sub>0</sub> (a), IsT<sub>1</sub> (b), IsT<sub>2</sub> (c) e IsT<sub>3</sub> (d)





Assegurados os resultados para as impedâncias deve-se analisar a distribuição conjunta destas propriedades, uma vez que o processo de co-simulação para a impedância elástica (variável secundária) é condicionada com os valores gerados de impedância acústica (variável primária). Os modelos resultantes da simulação são mais confiáveis, pois garantem a reprodução espacial entre as variáveis, essa premissa é verificada quando se compara os resultados obtidos por simulação (Figura 27) em relação os dados reais (Figura 18).

Figura 27 - Distribuição conjunta entre os dados gerados por inversão de impedância acústica e impedância elástica para os tempos  $T_0$  (superior à esquerda),  $T_1$  (superior à direita),  $T_2$  (inferior à esquerda) e  $T_3$  (inferior à direita). Unidade dos eixos [KPa\*s/m]



Baseado nos dados de impedância acústica e impedância elástica foram calculados os dados de reflexão sísmica pré-empilhados, os quais foram empilhados

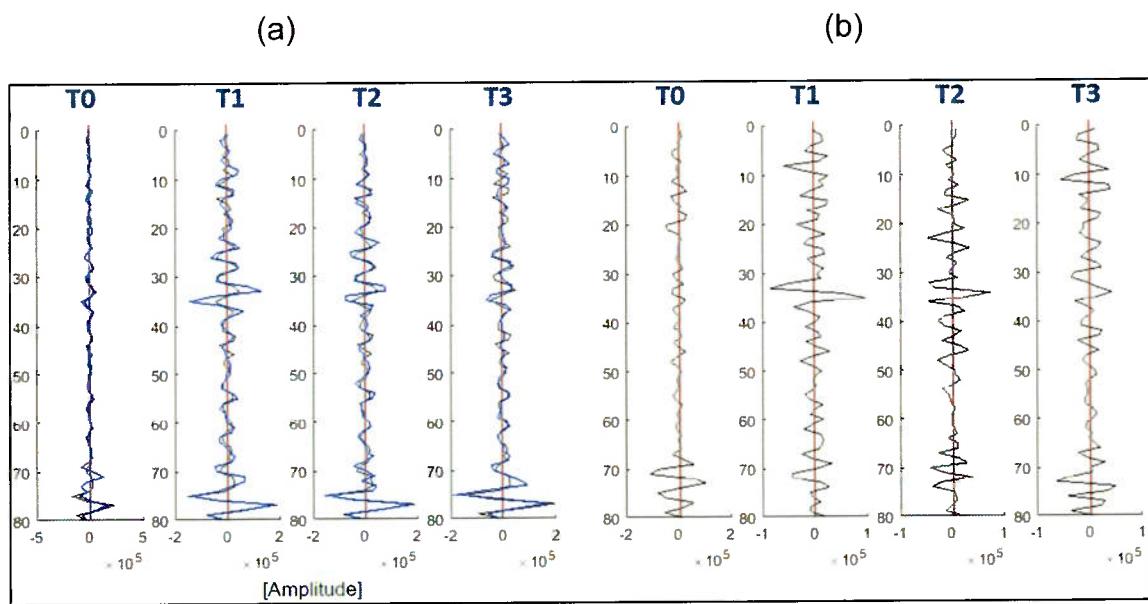
em *nearstack* e *farstack*. Cada volume de dados empilhados possui um ângulo de incidência médio de cinco e trinca e cinco graus, respectivamente.

Uma vez que os resultados de  $l_p$  apresentam alguma diferença na profundidade da célula 30, os resultados das sísmicas sintéticas construídos a partir destes apresentaram o mesmo problema de não correlação para a mesma profundidade.

### **Nearstack**

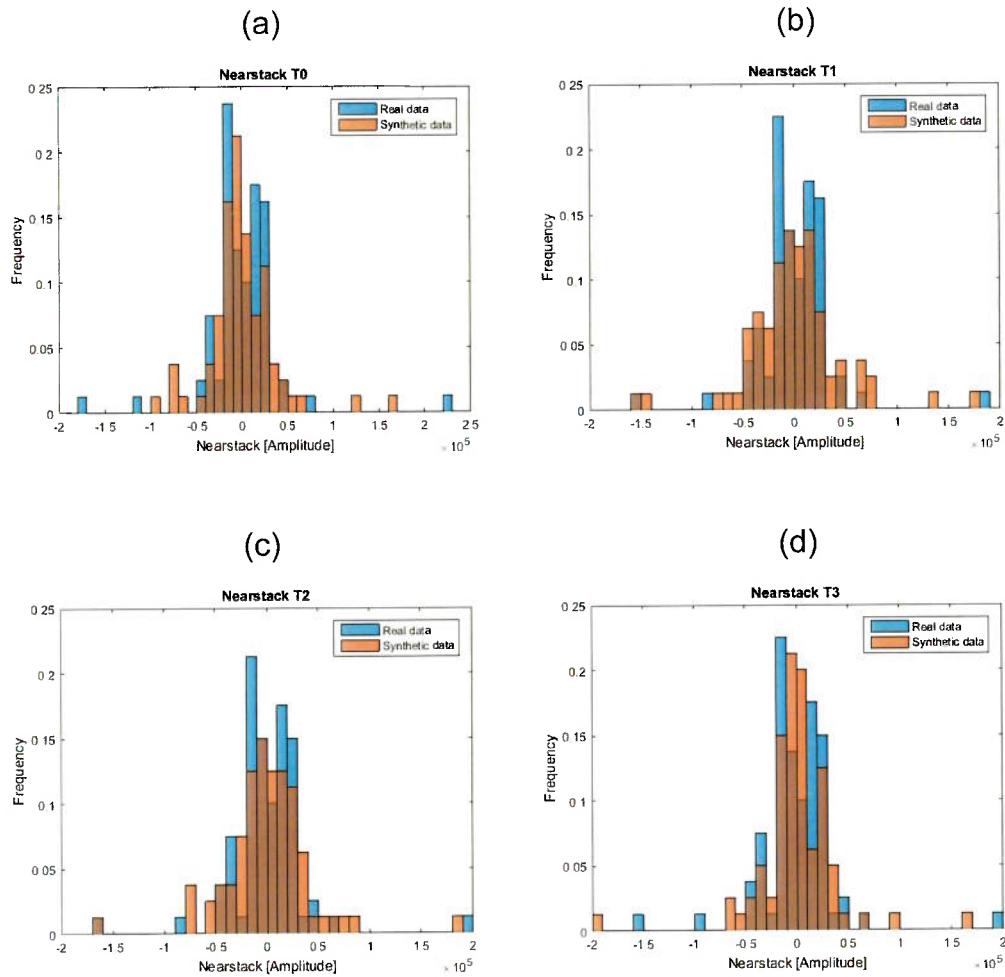
Como os coeficientes de reflexão, computados para os dados reais e simulados, não são exatamente iguais é difícil a obtenção de sísmicas perfeitamente correlacionadas, ao mesmo tempo, sendo estes resultantes de modelos de  $l_p$  e  $l_s$  que apresentam diferenças em relação aos dados reais, a propagação destas diferenças é inevitável. Porém os resultados obtidos para a escala 1D foram muito satisfatórios com alta correlação entre as sísmicas reais e sintéticas para todos os tempos. A análise dos dados reais (preto) exibidas na Figura 28 (a), em relação aos dados sintéticos (azul), demonstram a alta correlação obtida para a sísmica *Nearstack*, onde apesar de haver maior diferença para os tempos T2 e T3 para a profundidade da célula 30, em geral os gráficos são bem consistentes para o resto do *grid* analisado, com boa reprodução para todos os tempos.

Figura 28 - Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados sintéticos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e sintéticos para a propriedade *Nearstack*



Os histogramas da Figura 29 voltam a boa compatibilidade apresentada nos modelos de impedâncias. Agora as classes representativas, classes com amplitudes próximas a zero, que definem a distribuição unimodal, passam a ser condizentes (barras vermelhas) de acordo com os dados originais (barras azuis).

Figura 29 - Comparação entre histogramas de dados Nearstack reais (barras azuis) e sintéticos (barras vermelhas), onde: *NearstackT<sub>0</sub>* (a), *NearstackT<sub>1</sub>* (b), *NearstackT<sub>2</sub>* (c), *NearstackT<sub>3</sub>* (d)



## Farstack

Os resultados relacionados à sísmica *Farstack* não diferem muito ao já descrito anteriormente. A análise tempo a tempo dos quatro primeiros gráficos da Figura 30 (a), novamente demonstram a reprodutibilidade do algoritmo, onde as sísmicas sintéticas apresentam alto grau de correlação com as sísmicas reais, com baixos valores de diferenças entre os dados analisados (Figura 30 (b)).

Os histogramas da Figura 31 também apresentam dados consistentes. As frequências das classes são respeitadas, com pequena alteração para os dados de tempo T<sub>1</sub>, tal fato pode estar relacionado ao problema de inversão não ter solução

única, e apesar de graficamente aparentar estar disperso, essa correlação apresentada pelos histogramas respeita as condições que definem o modelo real. A diferença existe, porém não é significativa a ponto de invalidar o modelo, uma vez que em sua maioria os dados respeitam a distribuição unimodal explícita para os dados reais.

Figura 30 - Nos quatro primeiros gráficos à esquerda (a) são apresentados os dados reais (preto) comparados com os dados sintéticos (azul); à direita (b) mostra-se a curva representativa da diferença entre os dados reais e sintéticos para a propriedade *Farstack*

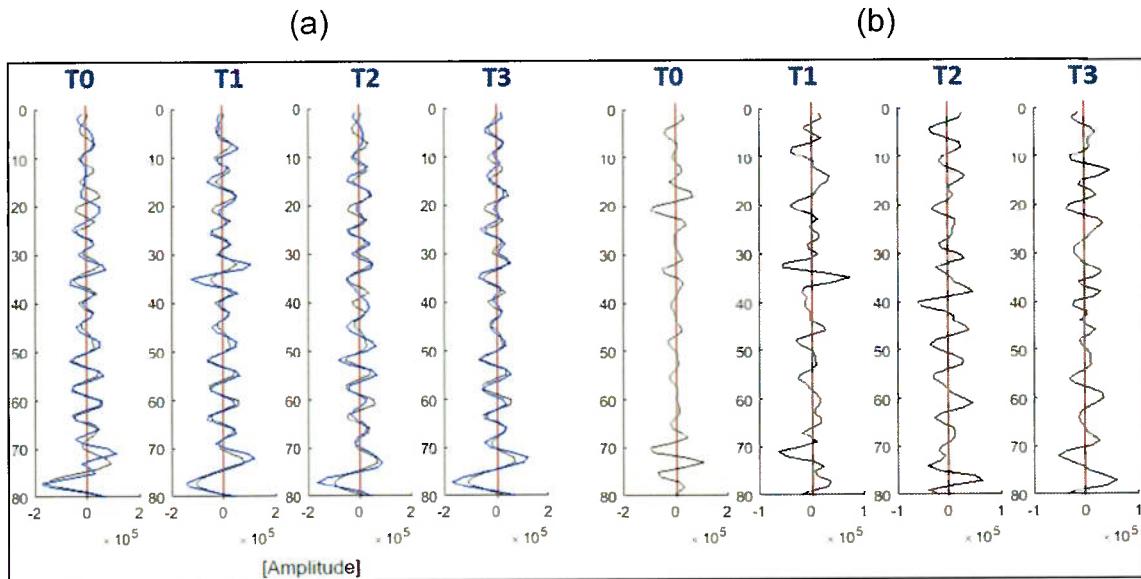
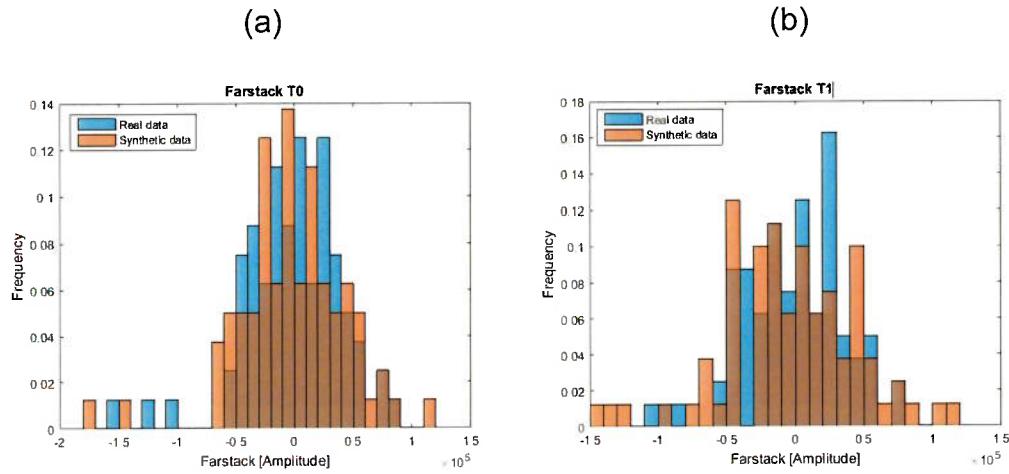
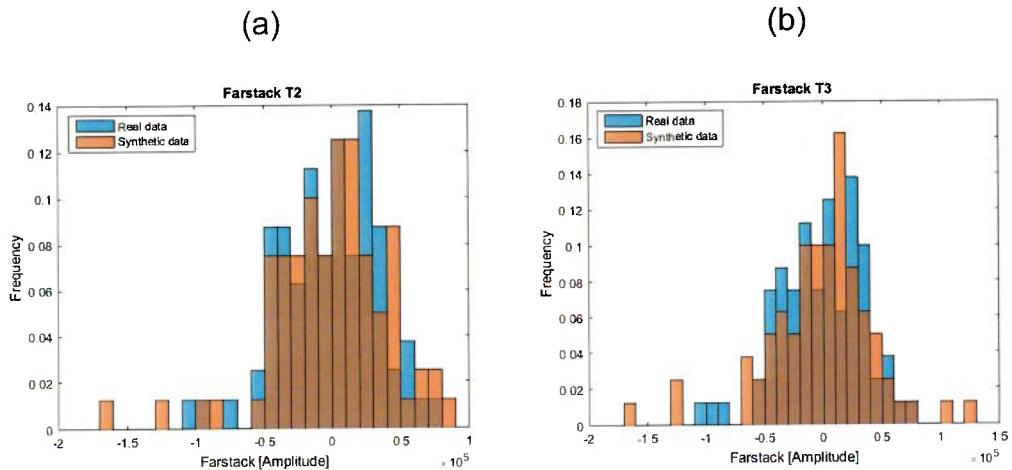


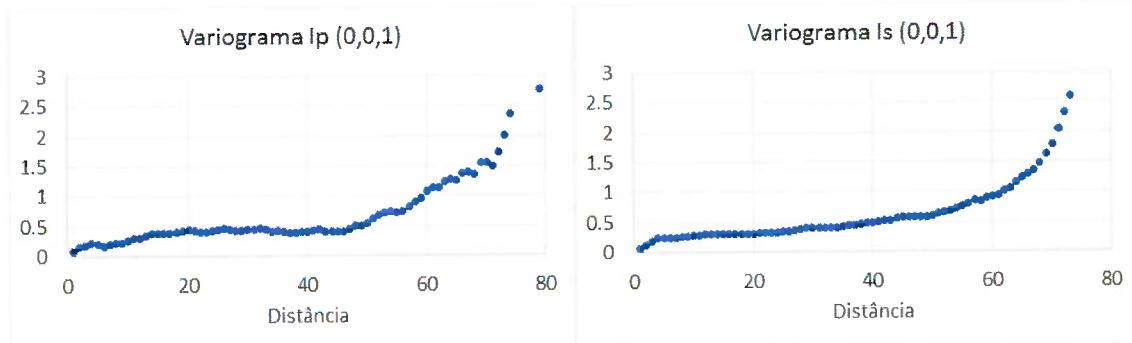
Figura 31 - Comparação entre histogramas de dados *Farstack* reais (barras azuis) e sintéticos (barras vermelhas), onde: *FarstackT*<sub>0</sub> (a), *FarstackT*<sub>1</sub> (b), *FarstackT*<sub>2</sub> (c), *FarstackT*<sub>3</sub> (d)





Analisando-se a continuidade espacial do modelo, verifica-se através dos variogramas (Figura 32) que os resultados gerados apresentam os padrões dos dados originais (Figura 21).

Figura 32 - Variogramas de impedância acústica e impedância elástica na direção vertical, respectivamente (comparar com **Erro! Fonte de referência não encontrada.**)



#### 4.1.3 Discussão

O algoritmo de inversão sísmica aplicado à escala 1D foi capaz de convergir os modelos elásticos gerados em direção aos correspondentes modelos reais de impedância acústica e impedância elástica, e verificada a aproximação, as sísmicas sintéticas também apresentaram alta correlação com os dados originais.

A solução metodológica exposta assegurou a reprodução marginal das distribuições de cada propriedade analisada, e tão importante quanto, o algoritmo foi capaz de reproduzir a distribuição conjunta entre impedância acústica e impedância elástica. Os dados experimentais foram representados nos locais corretos (a cada 10 unidades de células), sendo possível observar esse fato através dos gráficos que apresentam os dados simulados em relação aos reais (Figuras 23, 25, 28 e 30). Por último, os modelos de continuidade espacial analisados através do variograma das propriedades  $I_p$  e  $I_s$  (Figura 32) respeitam os dados originais. A reprodução dos dados

é de extrema importância para que a caracterização dos reservatórios seja a mais fidedigna possível, minimizando erros e permitindo a melhor interpretação para a tomada de decisões estratégicas.

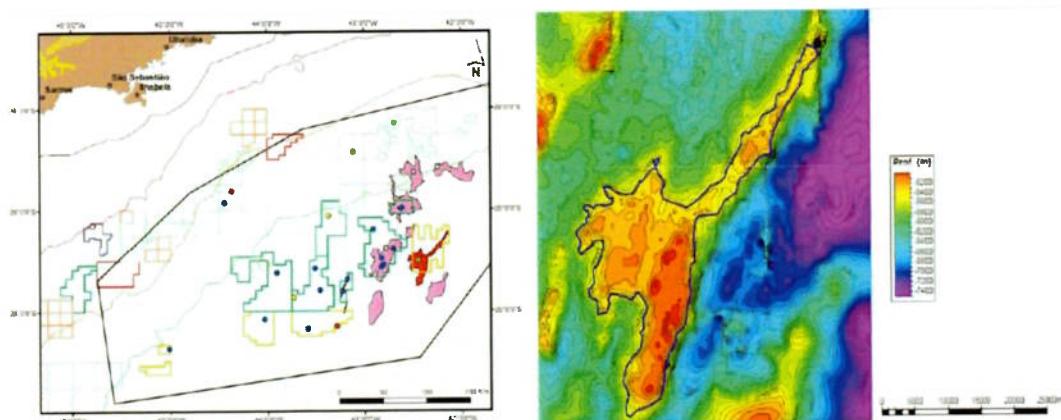
A análise de todas as propriedades para os diferentes tempos revela a boa reprodução dos dados, sendo apropriado como próximo passo validar a aplicação do algoritmo desenvolvido em um reservatório de escala maior, mais próximo à realidade. A metodologia foi aplicada a um conjunto de dados tridimensionais, o reservatório sintético desenvolvido no CERENA-I por Pinto (2014), que será descrito a seguir.

## 4.2. Modelo Sintético 3D CERENA-I

### 4.2.1. Descrição dos dados

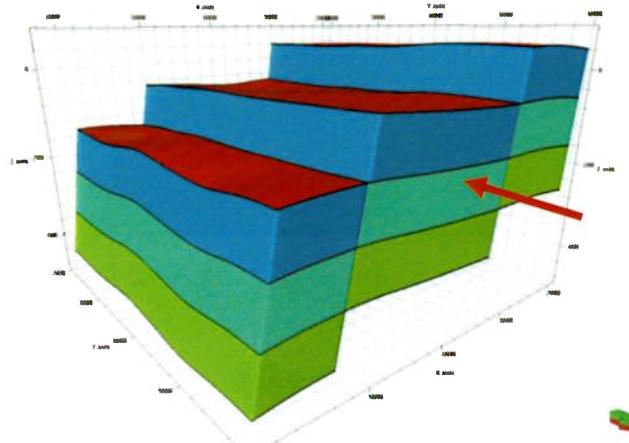
O modelo sintético CERENA-I (Pinto 2014) corresponde a uma versão representativa de ambientes de sedimentação carbonáticos, como os encontrados no campo de Júpiter (Figura 33). O campo de Júpiter é situado na Bacia de Santos do Pré-Sal brasileiro, sendo este conjunto de dados sintéticos modelado segundo dados reais de pressão e temperatura para simulação da produção do reservatório, o que permitiu a criação e interpretação das alterações nos modelos sísmicos do reservatório durante a produção.

Figura 33 - Campo de Júpiter no Pré-Sal brasileiro (Retirado de Gaffney et al., 2010)



O modelo CERENA-I, representado estruturalmente na Figura 34, possui uma unidade geológica formada por três camadas com aproximadamente 100m de espessura cada, sua estrutura possui duas falhas normais de direção N-S com inclinações entre 45º e 60º.

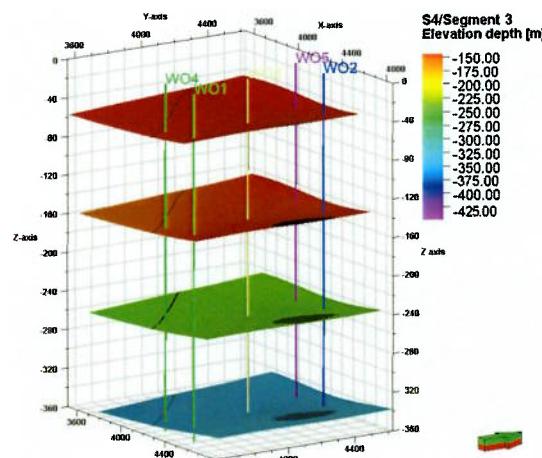
Figura 34 - Perspectiva do modelo original tridimensional CERENA-I do qual retirou-se uma seção representativa para o modelo a ser simulado (Retirado de Pinto, 2014)



O reservatório é representado em um modelo tridimensional regular composto por 4000x4000x300m, com 161 células no eixo  $i$ -, 161 células no eixo  $j$ - e 300 células no eixo  $k$ -, cada célula possui 25 metros nas direções horizontais (X e Y) e 1 metro na vertical (Z). Para a aplicação da metodologia proposta é utilizada apenas uma seção (assinalada na Figura 34) de modo a otimizar o tempo de computação. O modelo utilizado na inversão geoestatística 4D possui, portanto 45x42x300 células nas direções  $i$ -,  $j$ - e  $k$ -, respectivamente (Figura 35).

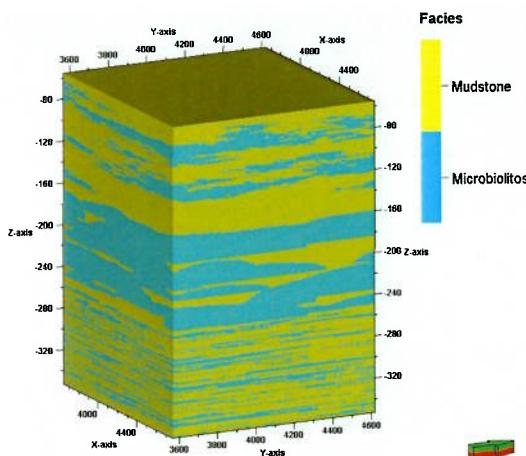
Foram definidos três tempos para os dados experimentais: antes do início da produção ( $T_0$  = Ano 2014), após treze anos ( $T_1$  = Ano 2017) e após 31 anos ( $T_3$  = 2045) anos de produção, e 5 poços com dados experimentais para restringir a correspondência histórica geoestatística e a inversão sísmica, também apresentados na Figura 35.

Figura 35 - Perspectiva do modelo CERENA - I, a escala de cores indica a profundidade das superfícies que limitam as três camadas do modelo, com representação do conjunto de poços disponíveis para a simulação do reservatório



Segundo Pinto (2014), o reservatório possui duas fácies distintas: uma das fácies possui características mais porosas e permeáveis composta por Microbiolitos, correspondendo à fácies de reservatório; e uma fácies composta por calcários compactos com textura *Mudstone* caracterizando rochas selantes (Figura 36). Segundo a evolução da bacia, a camada inferior da unidade geológica é composta por Microbiolitos laminados, com espessuras entre 1 e 2m, intercalados com *Mudstone*, correspondente à ambientes lagunares pouco profundos. A unidade intermediária apresenta 80% de Microbiolitos com espessuras entre 10 e 20m, e 20% de *Mudstone*, representante de ambientes de recifes. A unidade superior é composta por Microbiolitos lenticulares, e por *Mudstones*, onde corresponde a ambientes marinhos.

Figura 36 - Vista tridimensional da distribuição de fácies: Microbiolitos (amarelo) e *Mudstone* (azul)



Todos os dados descritos a partir daqui serão definidos como reais (ou originais) para futura comparação com os resultados obtidos pela simulação do algoritmo.

Os modelos de impedância (Figura 37) e impedância (Figura 38) para os tempos definidos são apresentados a seguir, sendo possível verificar maiores valores de impedância para as regiões de *Mudstone*.

Figura 37- Modelos tridimensionais de impedância acústica para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita

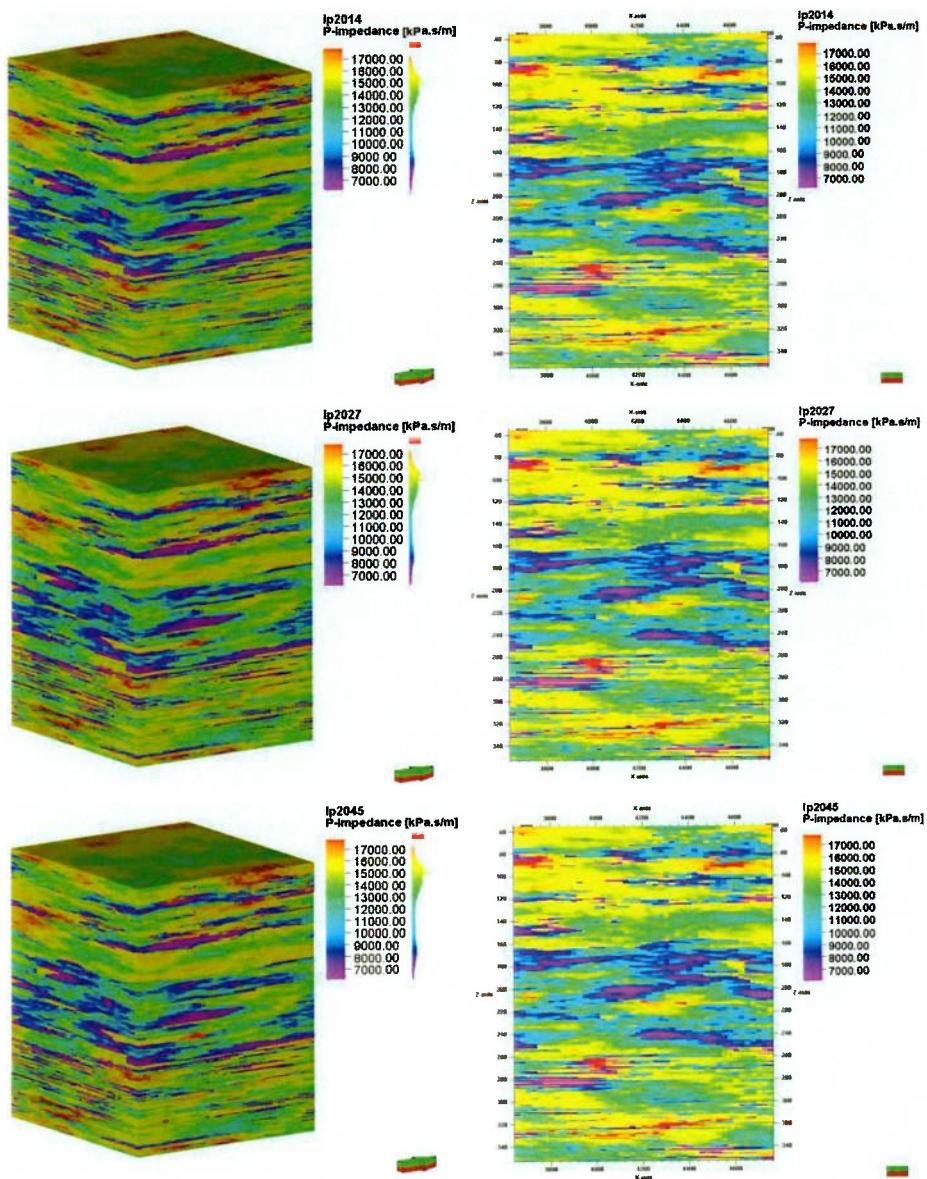
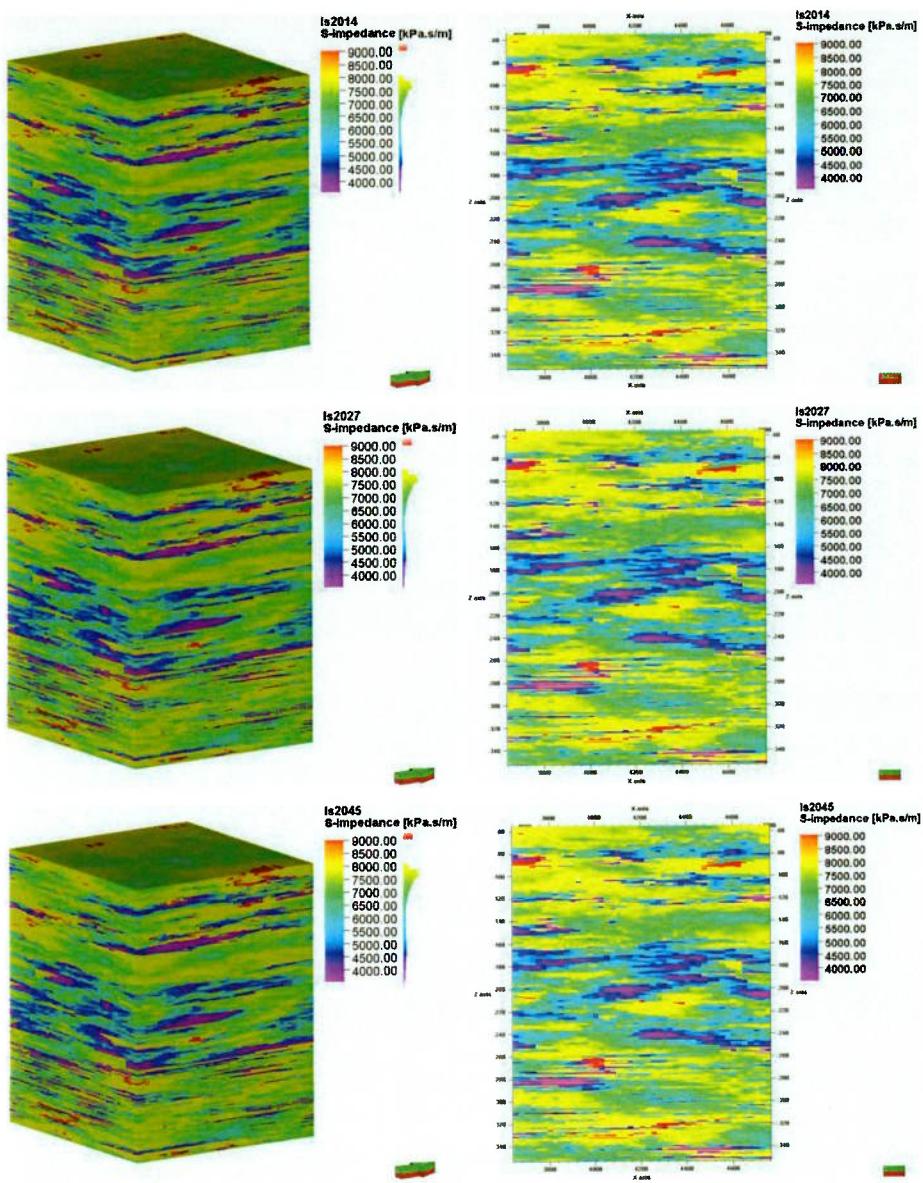
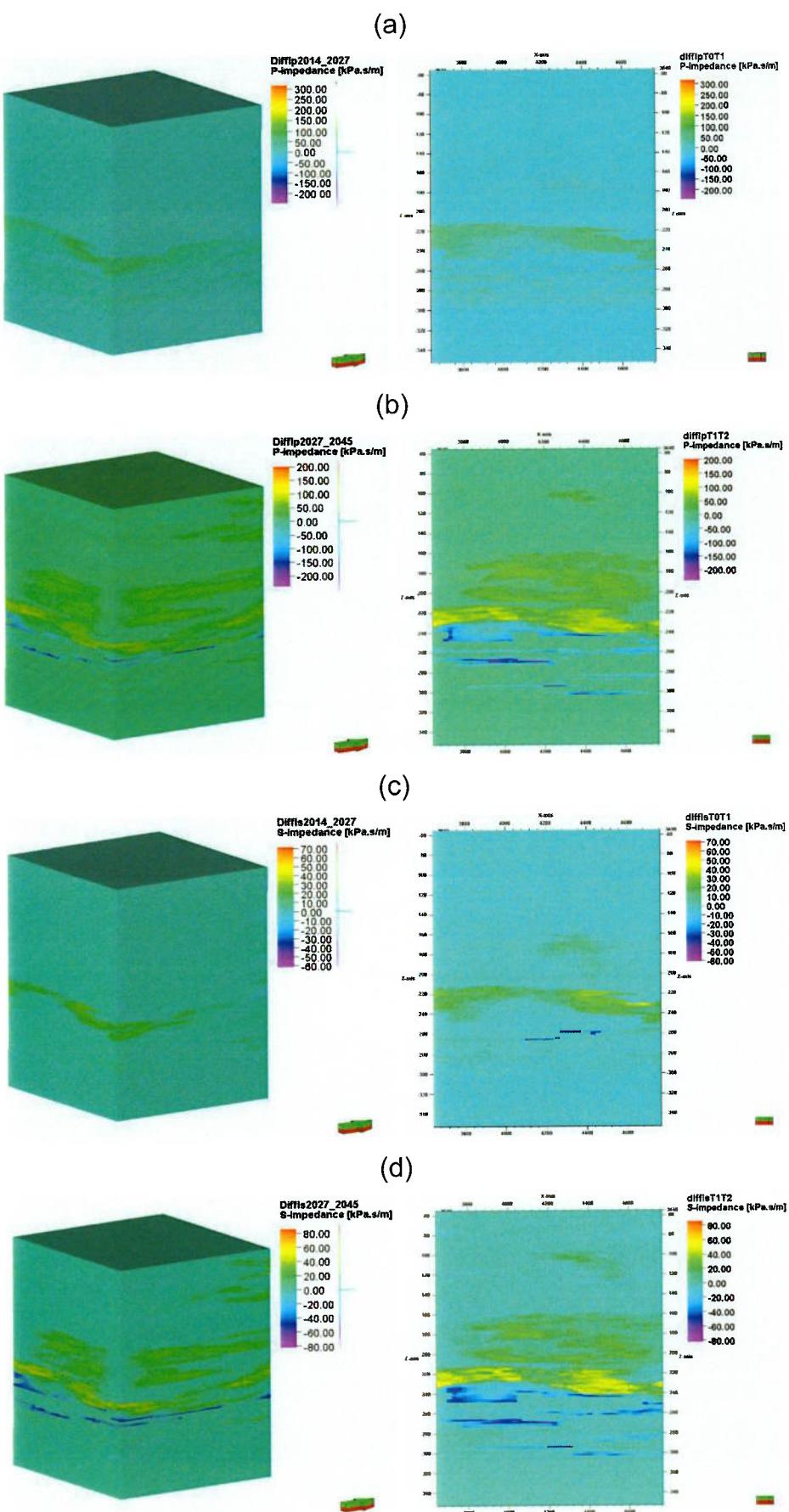


Figura 38 - Modelos tridimensionais de impedância elástica para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita



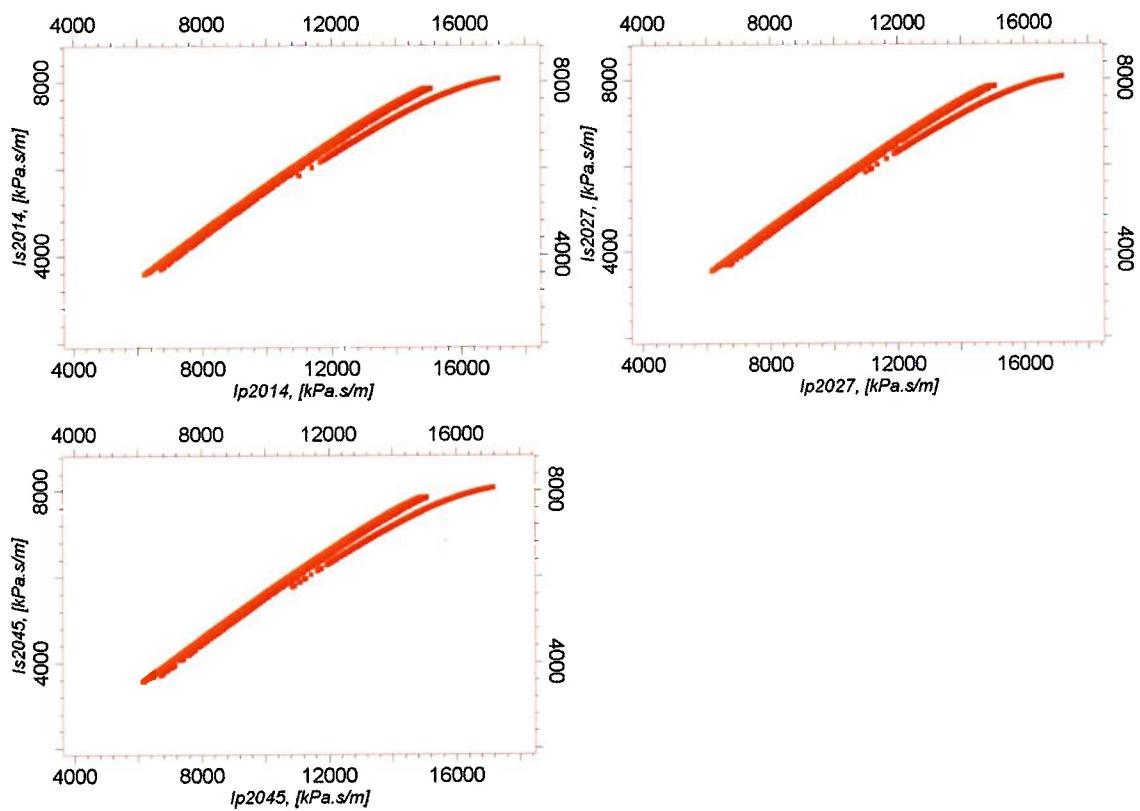
A partir dos dados anteriores é possível calcular as diferenças entre os tempos para cada propriedade ( $l_p$  e  $l_s$ ), decorrentes da substituição de fluído, óleo por água, ao longo do tempo de produção. Sabendo-se que outras diferenças no reservatório não ocorrem (e.g., fraturamento da rocha), as diferenças maiores entre os tempos devem ser visualizadas para a propriedade impedância acústica, que como explicado anteriormente, é analisada de acordo com a onda compressiva, capaz de se propagar em sólidos e líquidos, tal fato é apresentado na Figura 39.

Figura 39 - Modelos tridimensionais das diferenças para as propriedades  $l\rho$   $T_0 - T_1$  (a),  $l\rho$   $T_1 - T_2$  (b),  $l\rho$   $T_0 - T_1$  (c),  $l\rho$   $T_1 - T_2$  (d); e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita



Uma vez expostos os dados originais para impedâncias acústicas e elásticas, e sabendo que no processo de simulação do algoritmo a variável secundária (impedância elástica) é condicionada à variável primária (impedância acústica), cada par de modelos elásticos gerados durante o processo iterativo deverá reproduzir a distribuição conjunta entre essas propriedades para todos os tempos, como analisado na Figura 40.

Figura 40 - Distribuição conjunta entre os dados de impedância acústica e impedância elástica para os tempos  $T_0$  (superior à esquerda),  $T_1$  (superior à direita) e  $T_2$  (inferior à esquerda)



Os volumes sísmicos para os diferentes tempos foram produzidos a partir do empilhamento dos dados sísmicos pré-empilhados obtidos a partir dos volumes de  $Ip$  e  $Is$  (em que cada volume de dados empilhados possui um ângulo de incidência médio de cinco (*Nearstack* – Figura 41) e trinca e cinco graus (*Farstack* – Figura 42).

Figura 41 - Modelos tridimensionais de *Nearstack* para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo, à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita

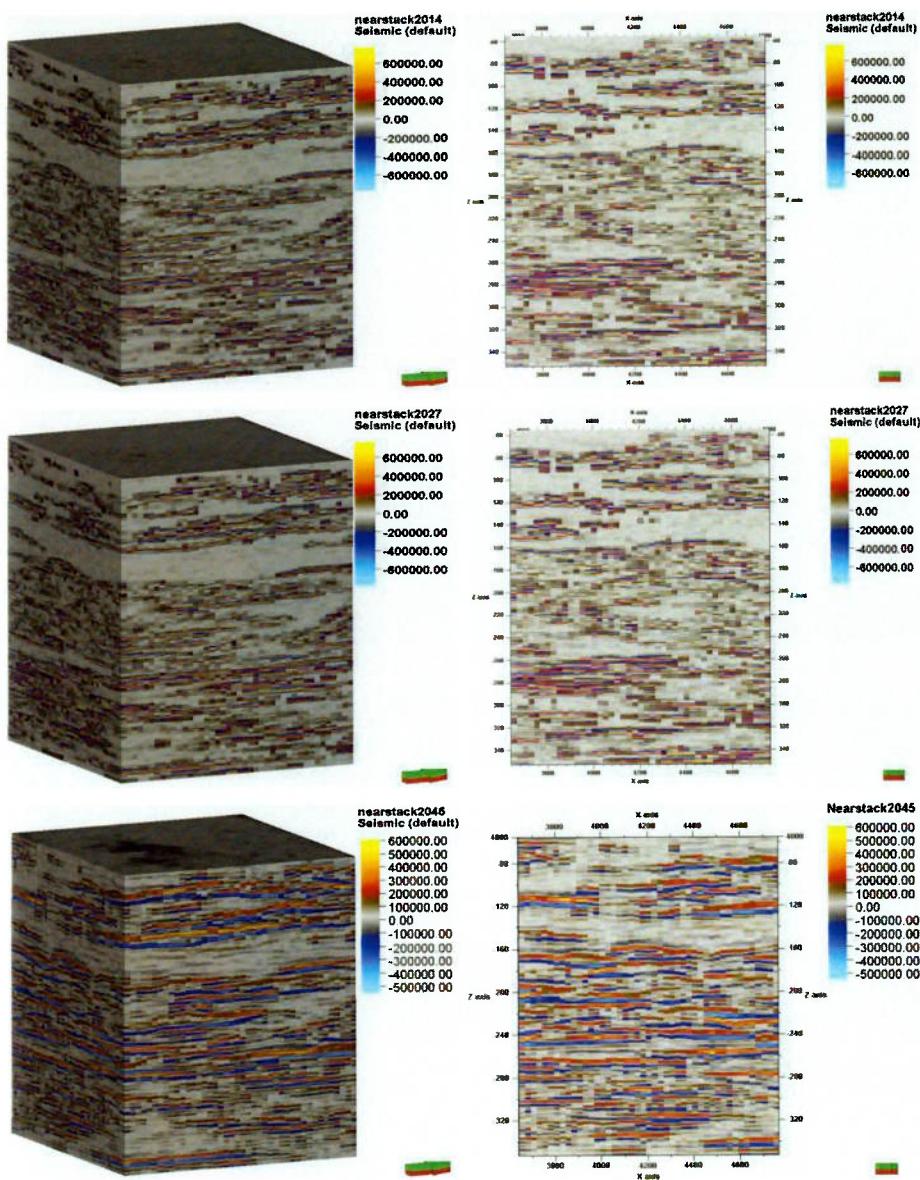
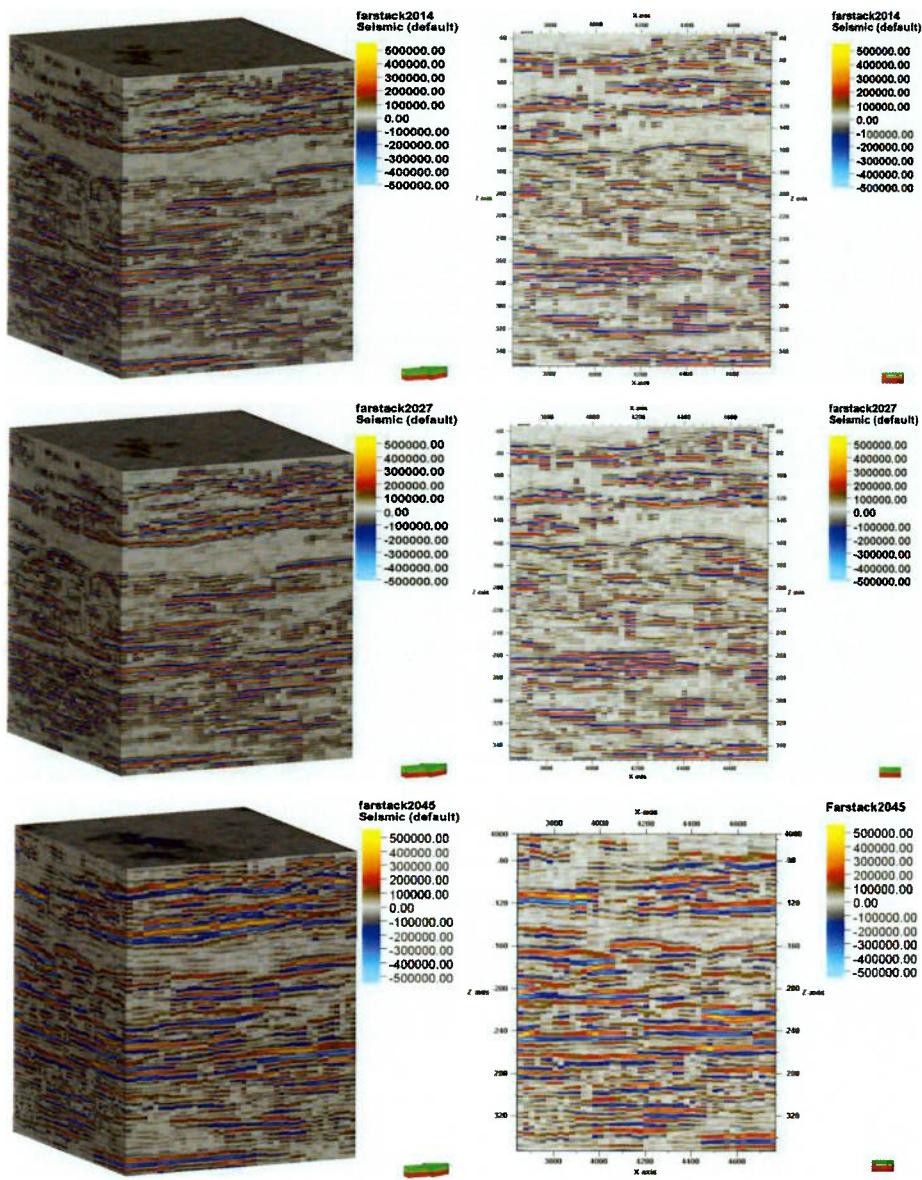
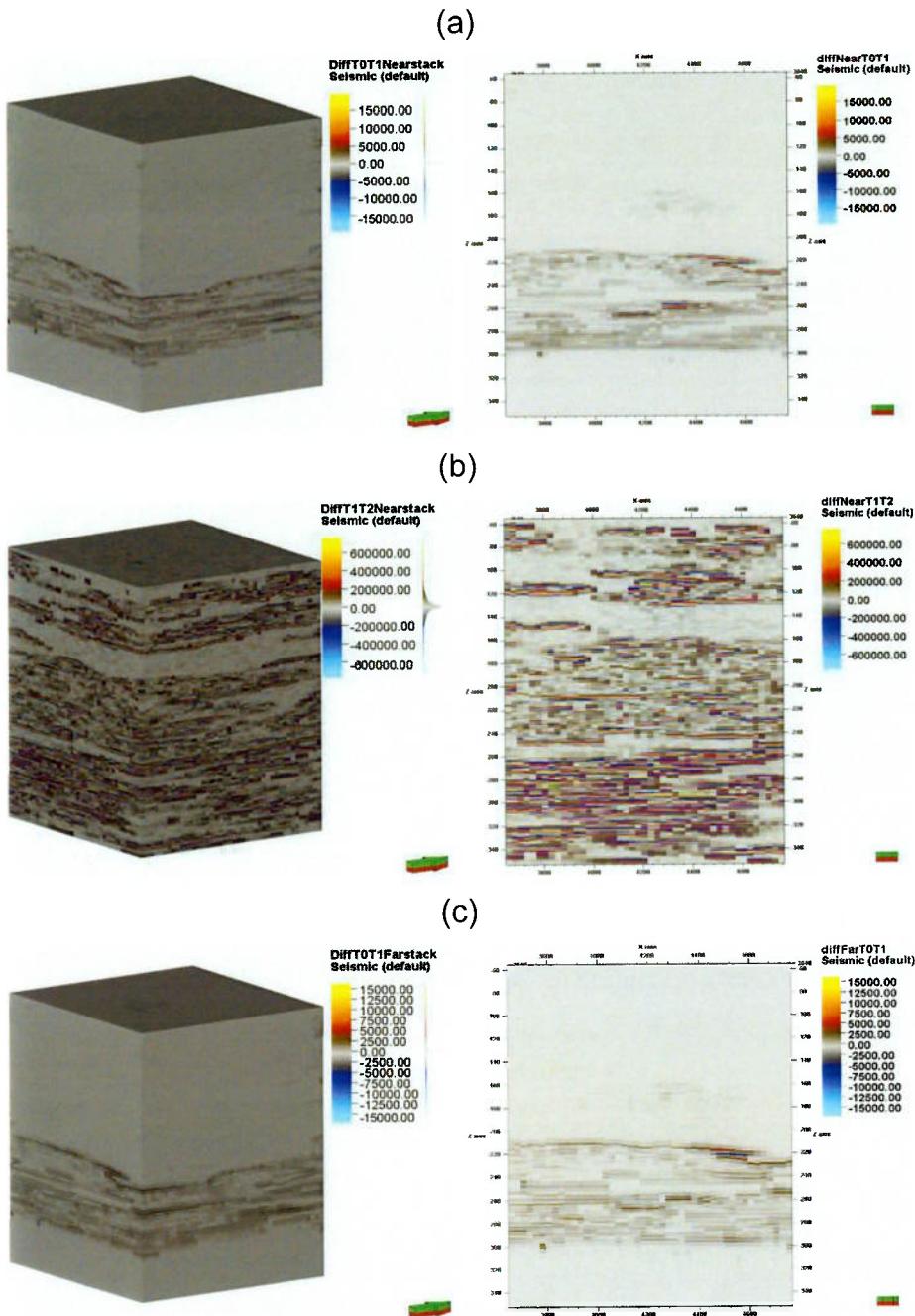


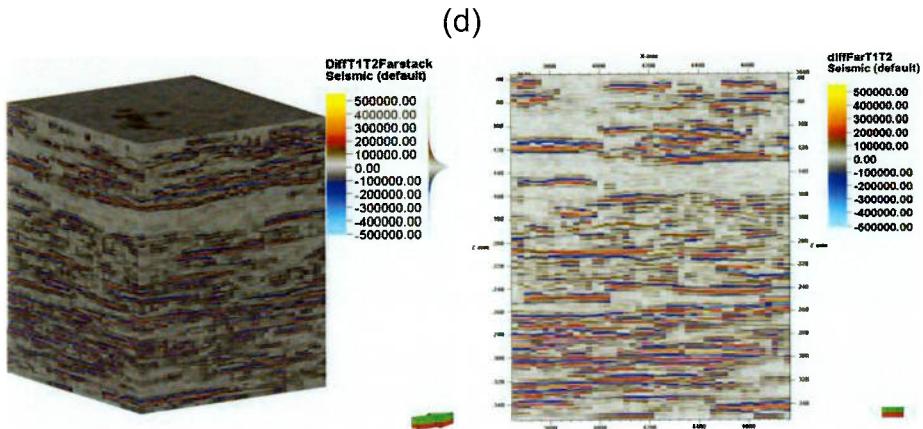
Figura 42- Modelos tridimensionais de *Farstack* para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita



Igualmente ao apresentado para as diferenças de impedâncias, a seguir (Figura 43) são evidenciadas as diferenças para as propriedades *Nearstack* e *Farstack*.

Figura 43 - Modelos tridimensionais das diferenças para as propriedades Nearstack  $T_0 - T_1$  (a), Nearstack  $T_1 - T_2$  (b), Farstack  $T_0 - T_1$  (c), Farstack  $T_1 - T_2$  (d); e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita

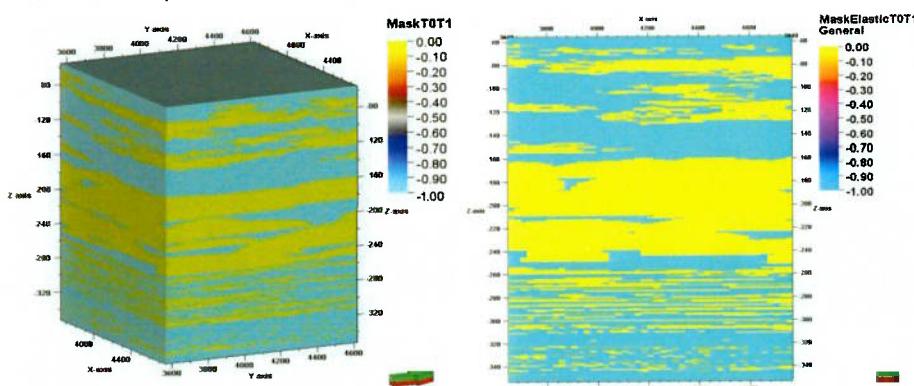


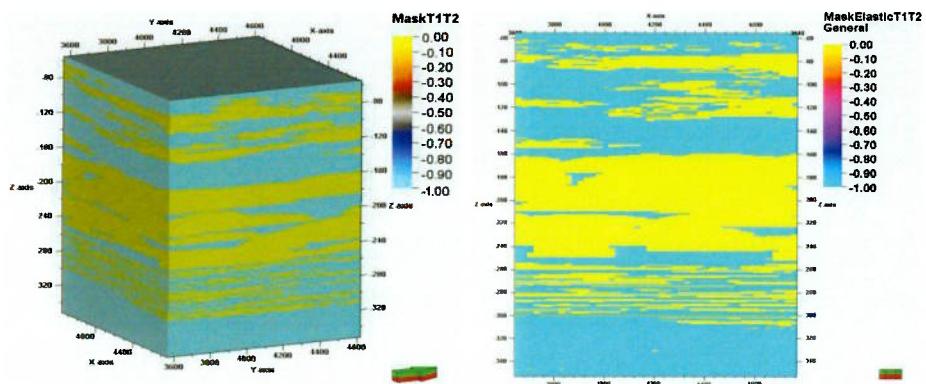


Para criação das sísmicas sintéticas foram calculados os coeficientes de reflexão para cada um dos tempos segundo Fatti (1994) posteriormente convoluídos com a wavelet exposta anteriormente na Figura 20.

Construíram-se máscaras (Figura 44) comparando-se a diferença de propriedades entre um tempo e seu consecutivo ( $T_0-T_1$  e  $T_1-T_2$ ). Estas possuem a função de controlar o espaço amostral a ser simulado através do algoritmo, de forma que a simulação ocorra somente nos espaços onde ocorreram alterações dos dados entre um tempo e outro. Para a obtenção do resultado final para os tempos  $T_1$  e  $T_2$ , deve-se analisar as posições que não foram simulados devido ao uso da máscara e preenche-las com os dados do tempo inicial ( $T_{00}$ ).

Figura 44 - Modelos tridimensionais das máscaras entre os tempos  $T_0 - T_1$  e  $T_1 - T_2$ , de cima para baixo, à esquerda; e correspondentes cortes verticais (vista Sul) à direita

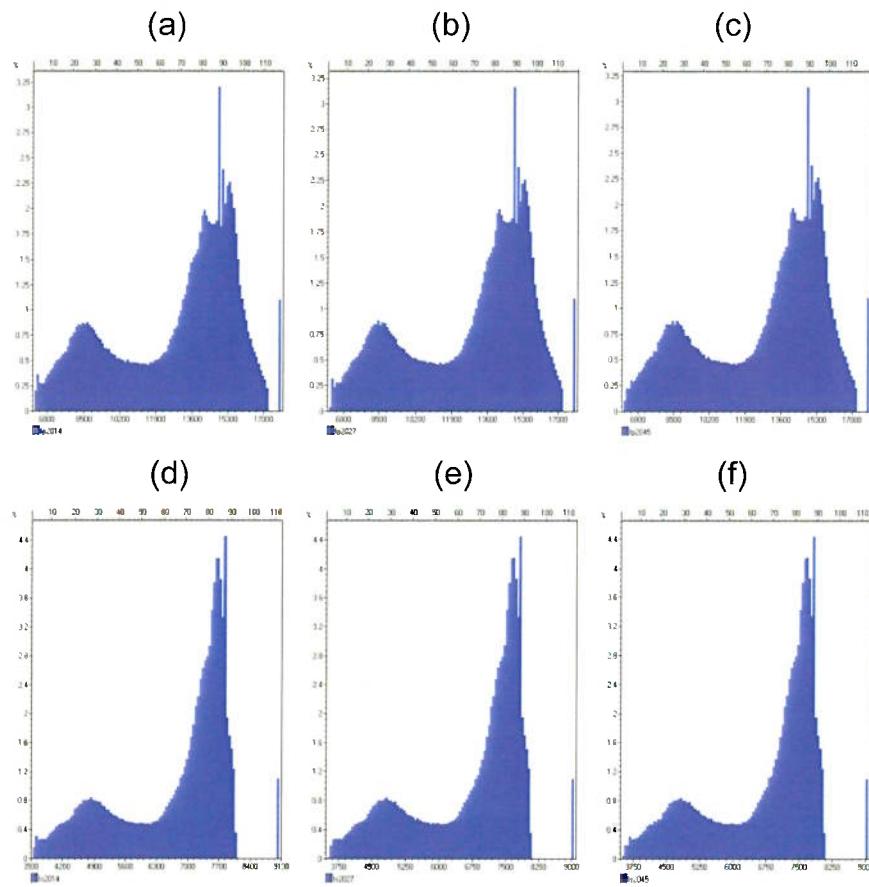


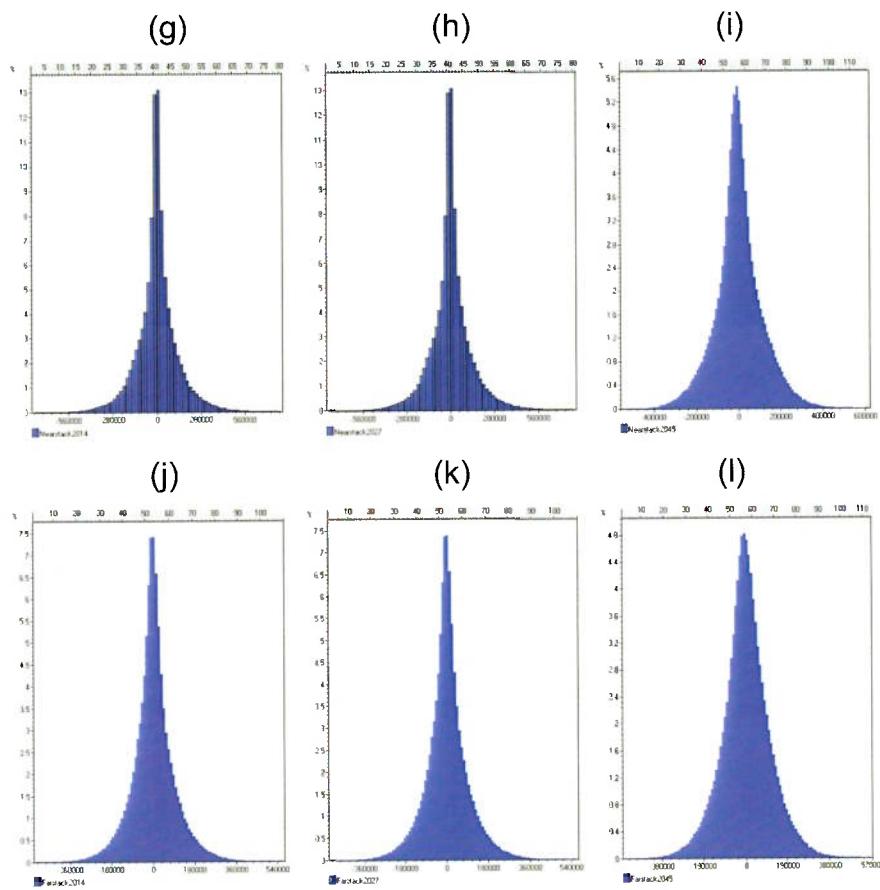


As regiões amarelas (valor = 0) são os locais onde há mudança nas propriedades e, portanto, são simuladas, o que não ocorre para as regiões azuis (valor = -1).

Para efeito de análise geoestatística unidimensional dos resultados, a seguir são apresentados os histogramas das propriedades exposta (Figura 45).

Figura 45 - Histogramas com a distribuição de frequências para as propriedades impedância acústica, impedância elástica, *nearstack* e *farstack*, conforme: (a)  $IpT_0$ , (b)  $IpT_1$ , (c)  $IpT_2$ , (d)  $IsT_0$ , (e)  $IsT_1$ , (f)  $IsT_2$ , (g)  $NearstackT_0$ , (h)  $NearstackT_1$ , (i)  $NearstackT_2$ , (j)  $FarstackT_0$ , (k)  $FarstackT_1$ , (l)  $FarstackT_2$





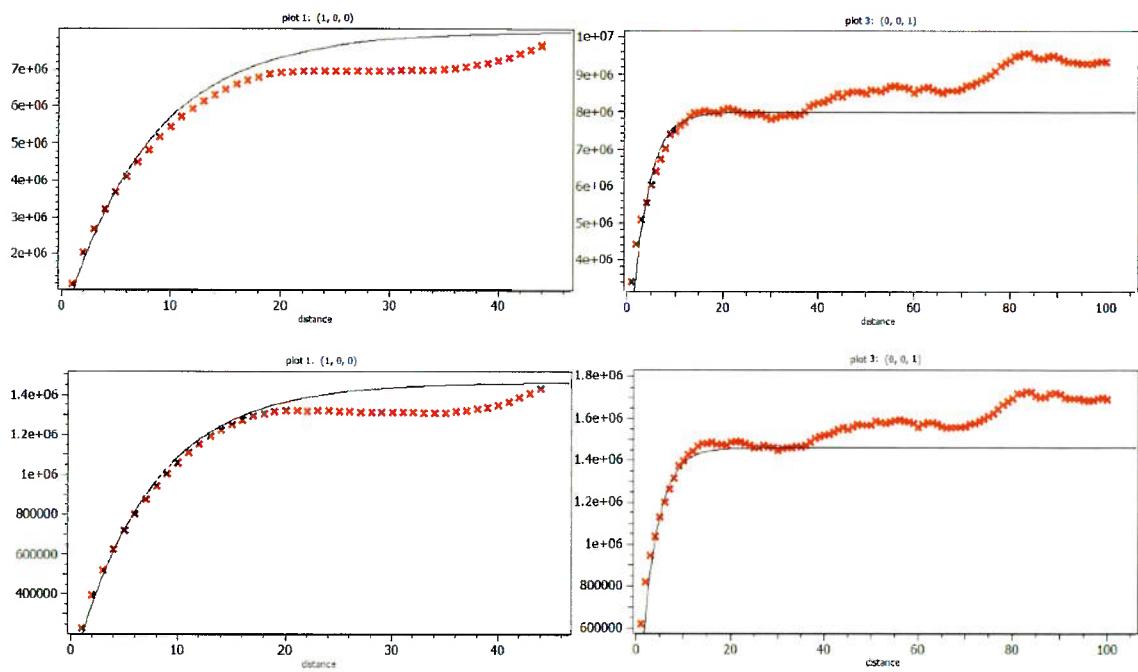
Nota-se que tanto para  $Ip$ , quanto para  $Is$  existem duas famílias de dados em torno dos valores descritos na Tabela 3.

Tabela 3 - Delimitação dos limites de valores para as famílias de  $Ip$  e  $Is$

	Família 1 [KPa*s/m]	Família 2 [KPa*s/m]
$Ip$	8500	15300
$Is$	4900	7700

Uma vez que o reservatório apresenta padrão de dispersão anisotrópico, alternando camadas de microbiolitos e *mudstone*, é necessário a introdução de dados relativos aos padrões de continuidade espacial das propriedades. Para isso, os modelos foram gerados recorrendo-se ao uso do variograma (Figura 46) a partir dos dados reais do reservatório, com alcance de 10 células na direção vertical e 15 células omnidirecional.

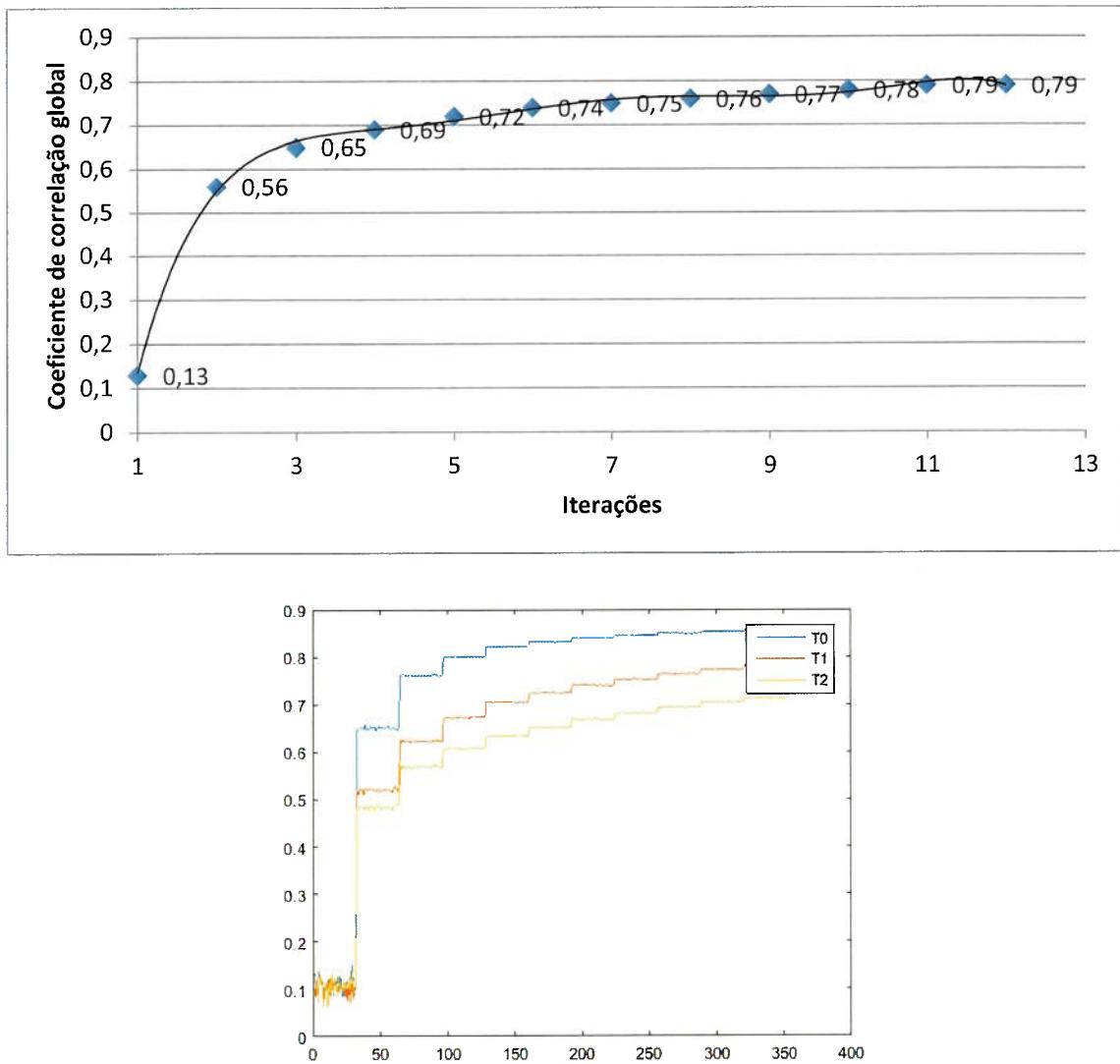
Figura 46 - Variogramas de impedância acústica (acima) e impedância elástica (abaixo) omnidirecional (à esquerda) e na direção vertical (à direita)



#### 4.2.2. Resultados

A inversão geoestatística de dados sísmicos foi aplicada com sucesso no conjunto de dados 3D CERENA-I, descrito na seção anterior. O procedimento iterativo convergiu após 12 iterações, onde em cada iteração realizaram-se 32 simulações para os conjuntos de modelos elásticos (impedância acústica e impedância elástica), através da simulação sequencial direta e co-simulação. O coeficiente de correlação global final entre a sísmica sintética derivada dos modelos invertidos de melhor ajuste e a sísmica real é de 79%. Para o tempo T0 a correlação foi de 85%, 79% para T1 e 72% para T2, conforme a Figura 47.

Figura 47 - Coeficiente de correlação global ao final de cada iteração (acima) e coeficiente de correlação para cada um dos tempos (abaixo).



Apesar de para o tempo  $T_0$  a correlação quase estabilizar a partir da sétima iteração, percebe-se que para os outros tempos a evolução é contínua, e, portanto, fez-se necessário aumentar o número de iterações.

A convergência da metodologia inversa também pode ser avaliada pela interpretação dos cubos de correlações locais para cada propriedade, resultantes da comparação traço-a-traço entre os volumes sísmicos reais e sísmicos sintéticos (Figuras 48 e 49). A interpretação dos cubos de correlação locais permite a identificação das áreas onde a sísmica resultante não convergiu e permaneceu com baixos coeficientes de correlação, tal fato decorre devido a baixa densidade de dados reais o que acaba limitando a inferência do valor local e, portanto, conforme a teoria dos métodos de inversão existem inúmeros modelos elásticos que produzem a

sísmica sintética, que não coincidem com a sísmica real, problema que pode persistir ao longo das iterações.

Figura 48- Evolução dos coeficientes de correlação de impedância acústica para todo o reservatório, ao final das iterações 1, 6 e 12 para os tempos  $T_0$  (acima),  $T_1$  (centro) e  $T_2$  (abaixo)

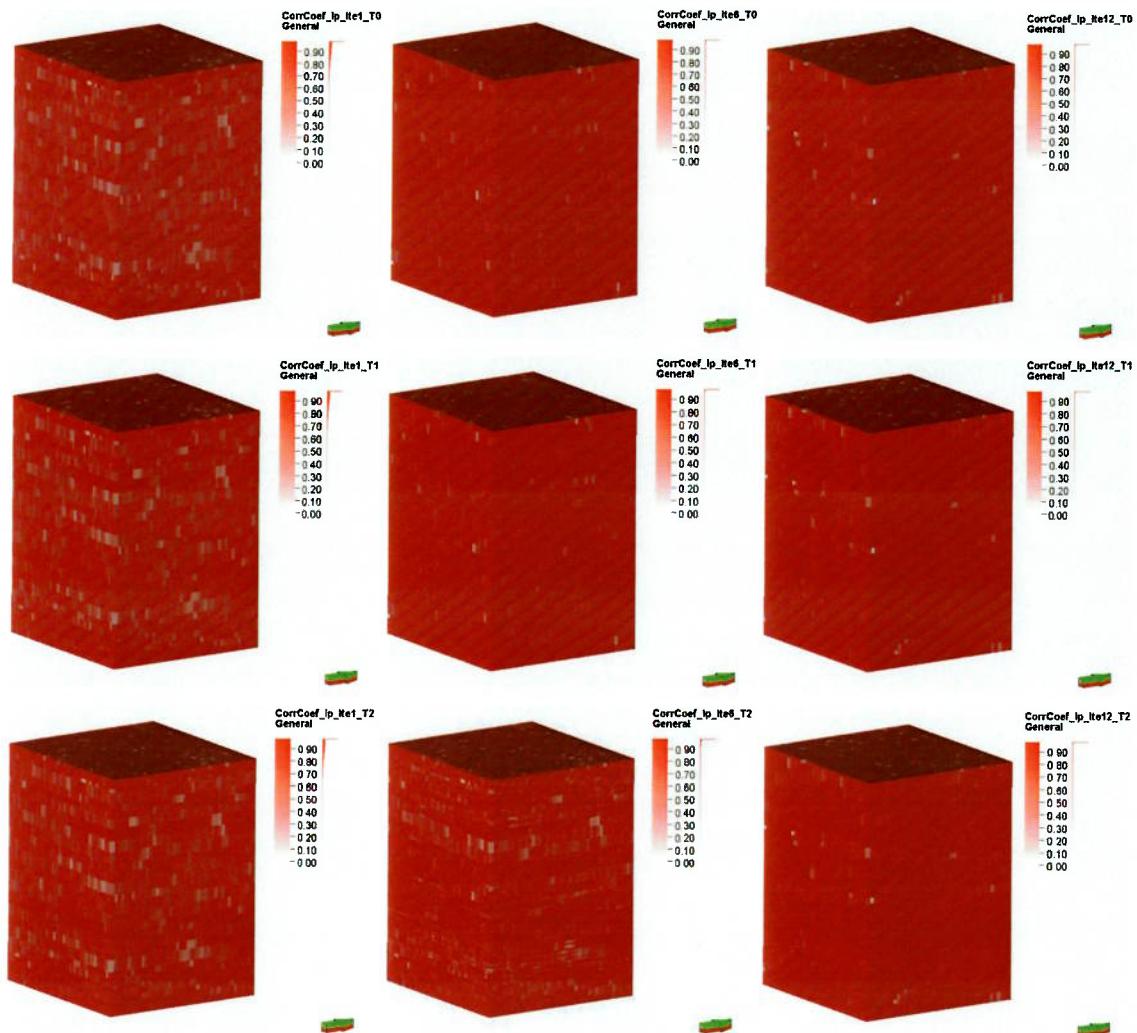
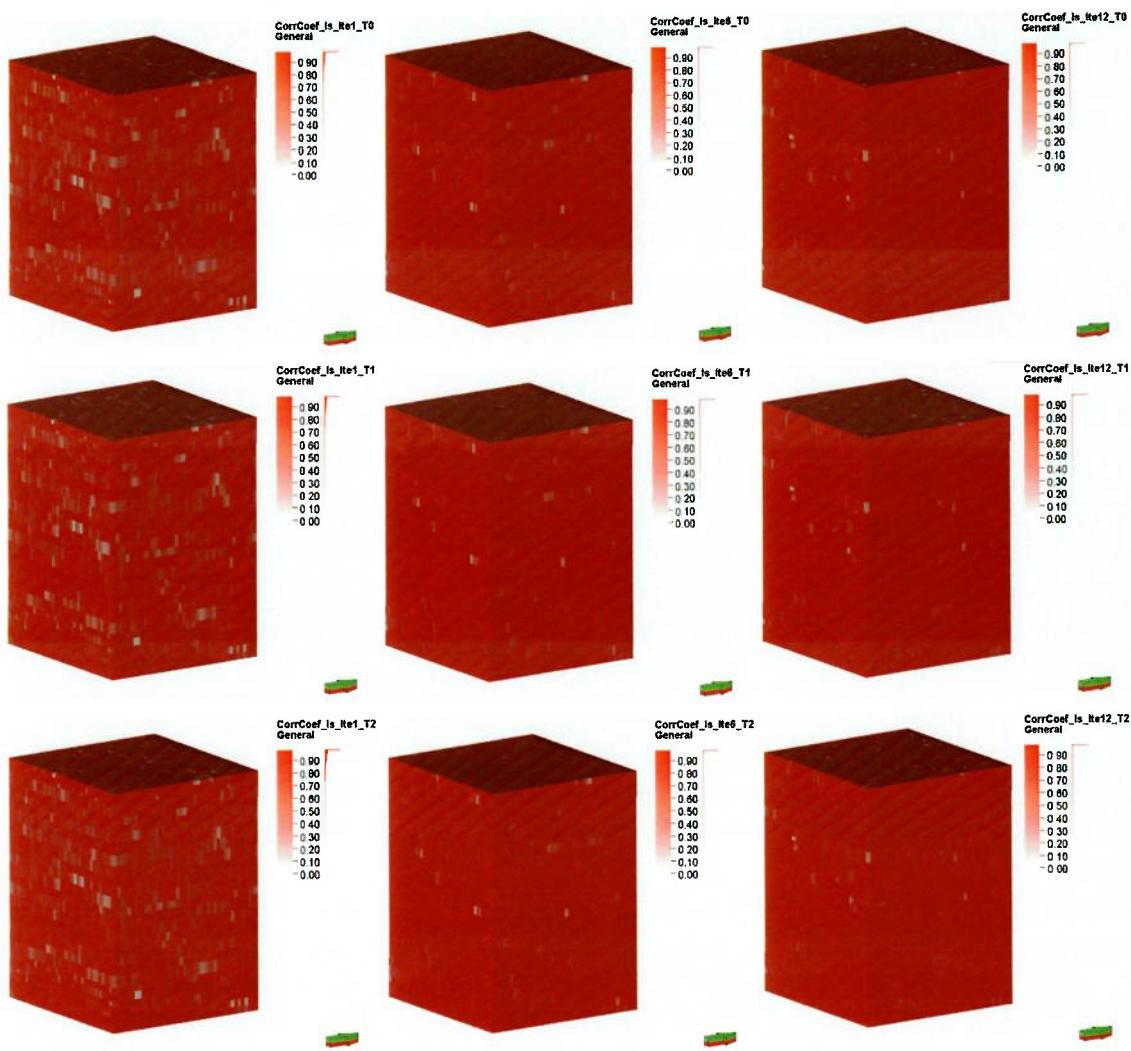


Figura 49 - Evolução dos coeficientes de correlação de impedância elástica para todo o reservatório, ao final das iterações 1, 6 e 12 para os tempos  $T_0$  (acima),  $T_1$  (centro) e  $T_2$  (abaixo)

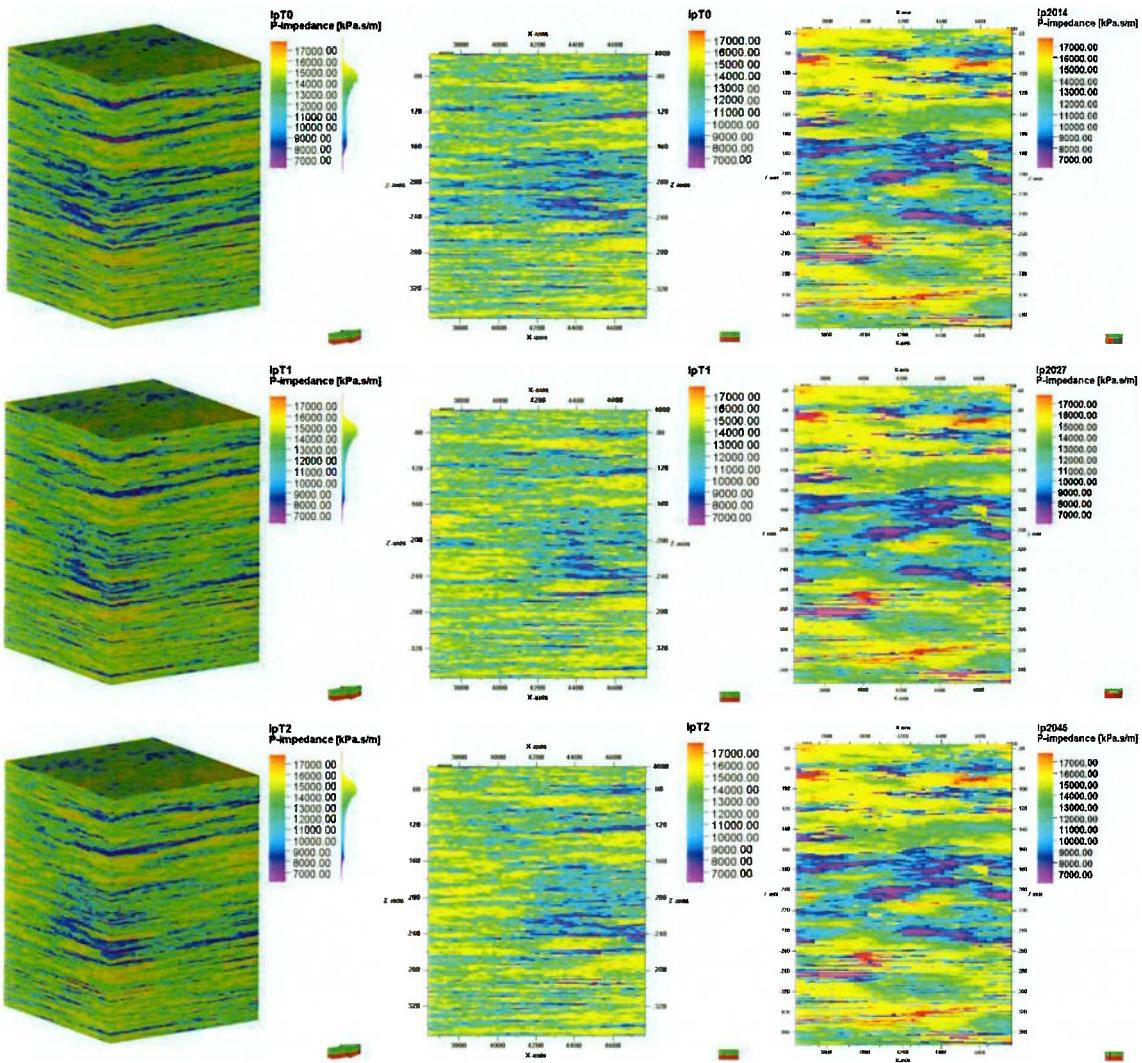


A seguir serão explorados os resultados de cada propriedade resultante: impedância acústica, impedância elástica, *nearstack* e *farstack*. Os modelos aqui expostos são relativos à vigésima primeira simulação da décima segunda iteração, respectivos ao momento em que a simulação atinge o maior coeficiente de correlação global.

### Impedância acústica

Ao comparar os modelos de impedância acústica invertidos (Figura 50) com os modelos reais (Figura 37), verifica-se a boa reprodução para todo o *grid*. As zonas impermeabilizantes de *Mudstone* separam os microbiolitos, definindo as camadas laminares descritas na apresentação do reservatório. Observando os cortes verticais é possível verificar que as áreas de microbiolitos são fortemente definidas para todos os tempos analisados.

Figura 50 - Modelos tridimensionais de impedância acústica para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12



Durante o processo de simulação do algoritmo, inúmeros modelos são gerados a cada iteração, uma vez que a análise individual de modelos complexos gerados a cada simulação não é prática (e economicamente inviável), uma das formas para interpretar os resultados da metodologia iterativa é através da computação do modelo médio do conjunto de resultados gerados na última iteração. A análise desse modelo gerado permite a interpretação das características mais prováveis do conjunto de modelos invertidos (e/ou sintéticos), sendo capaz de reproduzir os detalhes em pequena e grande escala do reservatório.

Os modelos médios apresentados na Figura 51, mostram regiões melhores delimitadas para cada rocha, estes resultados apresentam menos ruídos e estruturas mais consistentes para o reservatório original. Percebe-se ainda a alteração da impedância ao longo do tempo, principalmente na região central do volume, onde

localizam-se os microbiolitos. Tal mudança é enfatizada através dos modelos expostos na Figura 52, esses apresentam a diferença de impedância entre um tempo amostral e o seguinte, e são condizentes com o modelo real mostrado na Figura 39.

Figura 51 - Modelos médios tridimensionais computados a partir dos modelos gerados na última iteração de impedância acústica para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita.

Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12

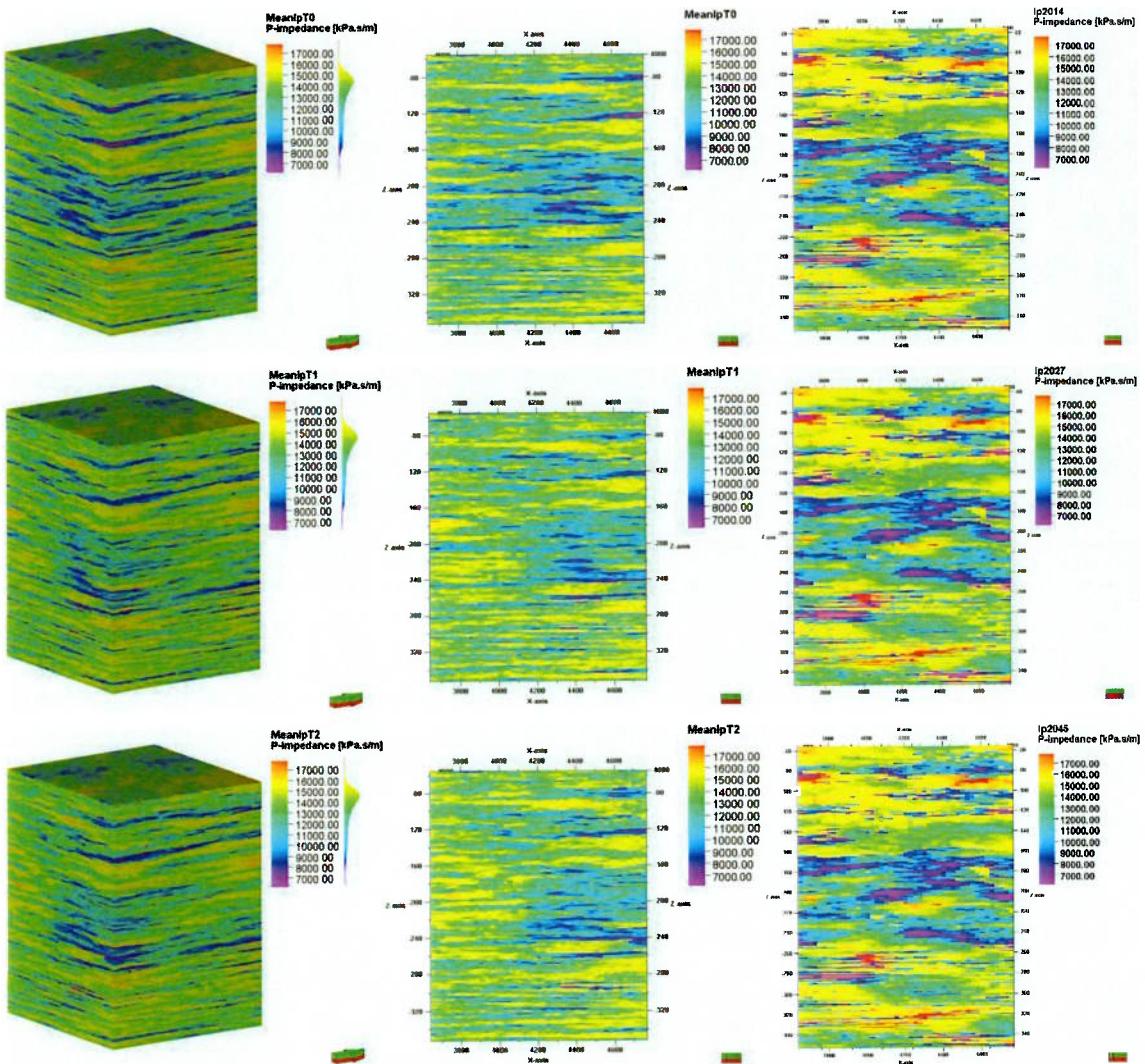
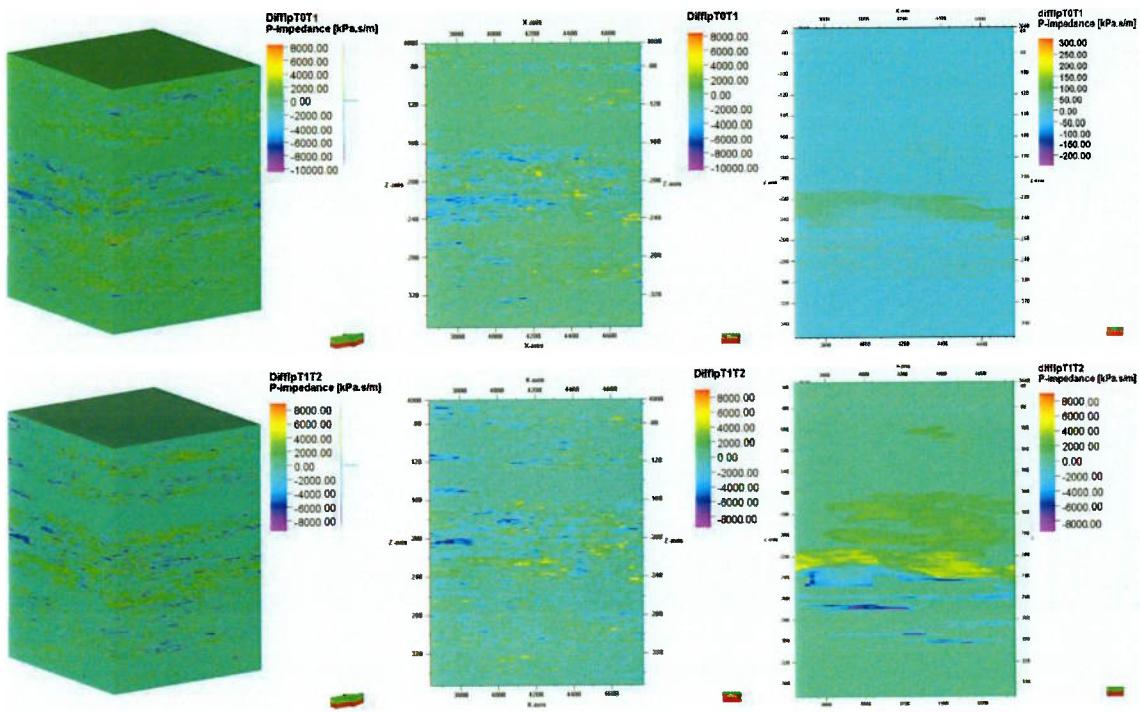


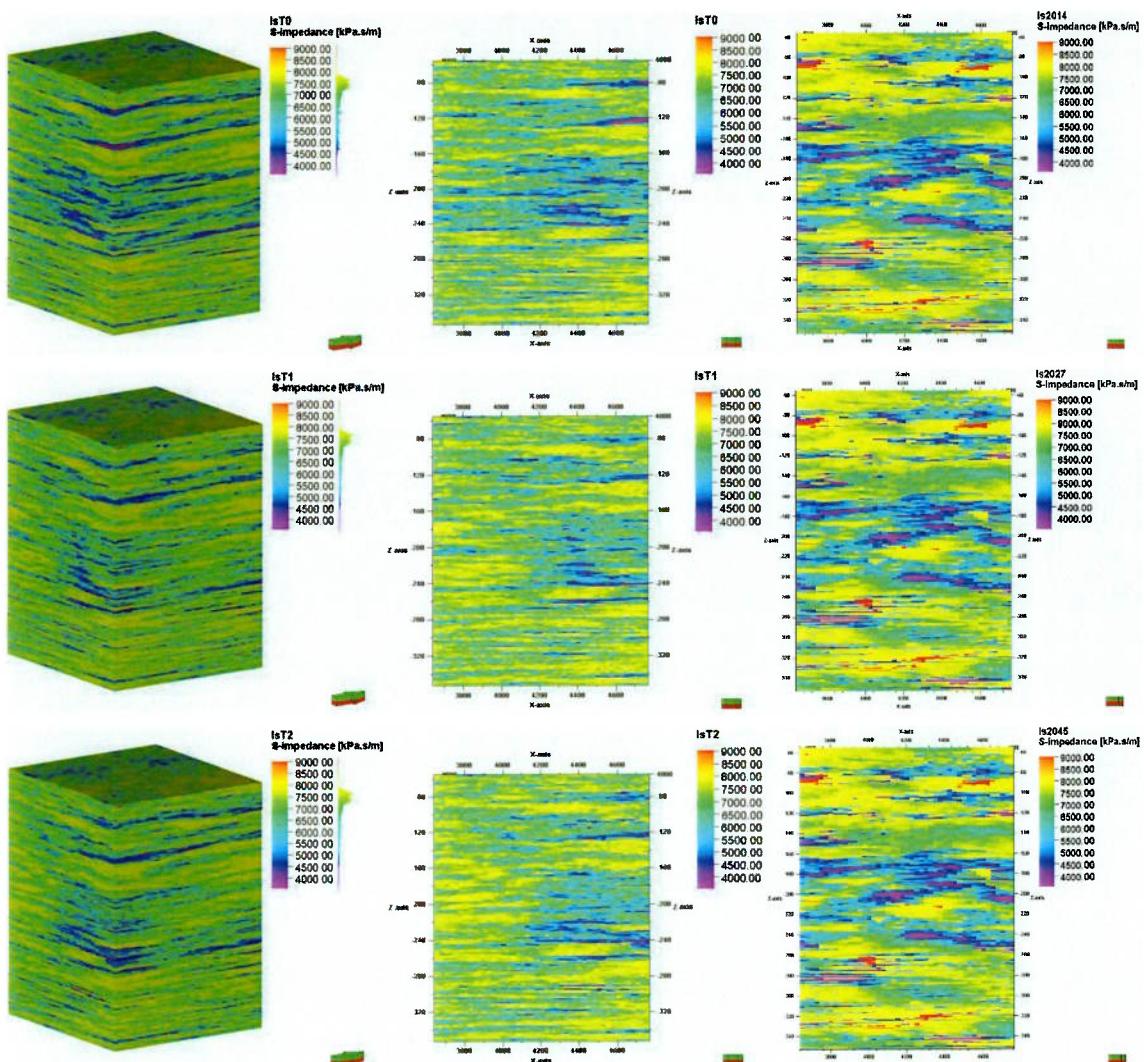
Figura 52 - Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos  $T_0 - T_1$  (acima) e  $T_1 - T_2$  (abaixo) para a impedância acústica; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12



### Impedância elástica

Assim como os modelos de impedância acústica, os modelos invertidos de impedância elástica (Figura 53) reproduzem de maneira igualmente satisfatória os dados apresentados no modelo original da (Figura 38). Como apresentado anteriormente, os algoritmos de simulação sequencial estocástica devem ser capazes de reproduzir máximos e mínimos, não atenuando esses valores extremos, o que resulta em resultados mais condizentes com os modelos reais.

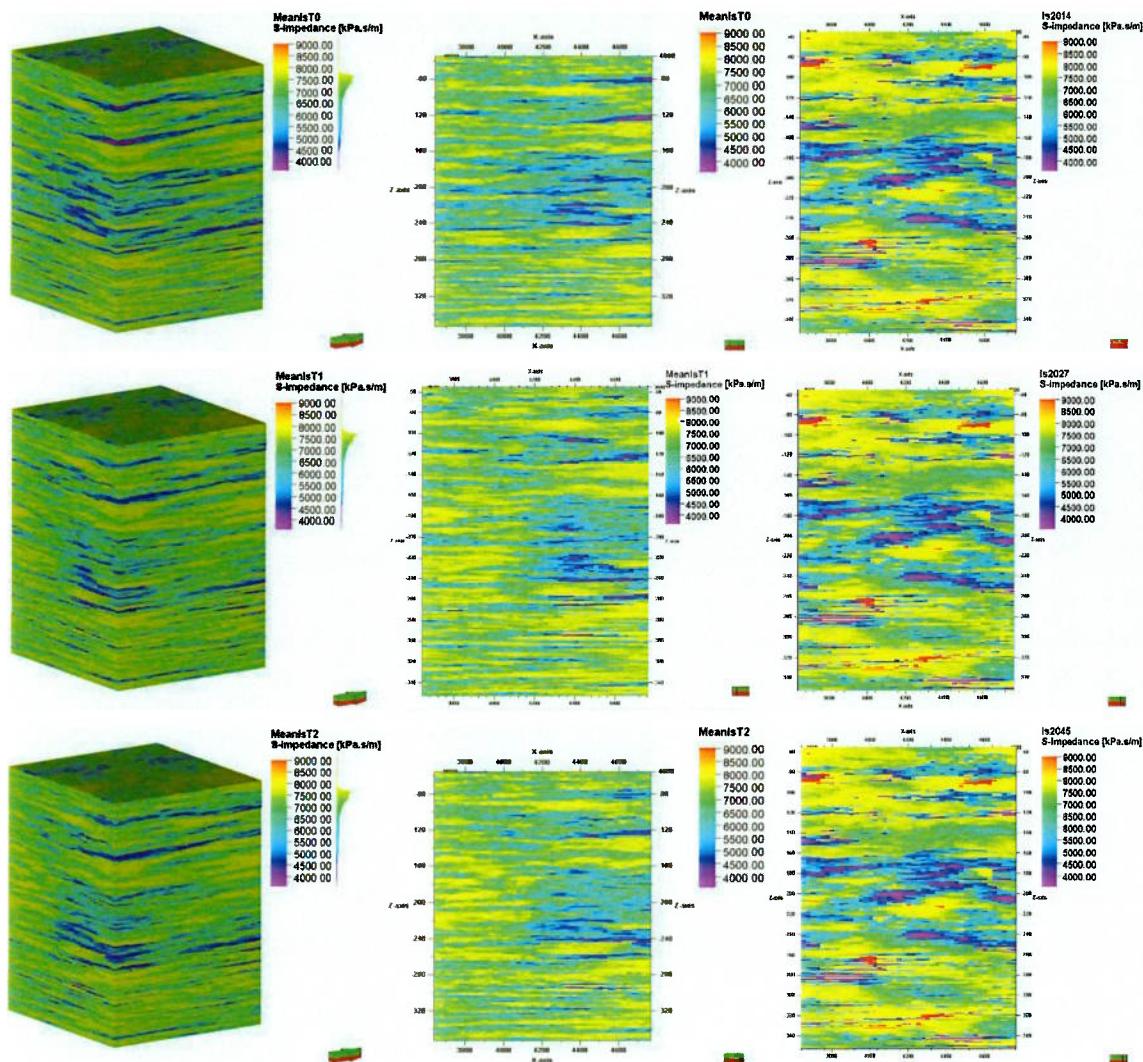
Figura 53 - Modelos tridimensionais de impedância elástica para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12



Os modelos gerados pela média de todas as simulações da última iteração (Figura 54), também apresentam modelos com camadas mais uniformes em relação ao modelo gerado pela interpretação de uma única simulação (Figura 53). A camada intermediária, composta majoritariamente por microbiolitos, está bem representada e delimitada pelas camadas superior e inferior, predominantemente compostas por *mudstone*.

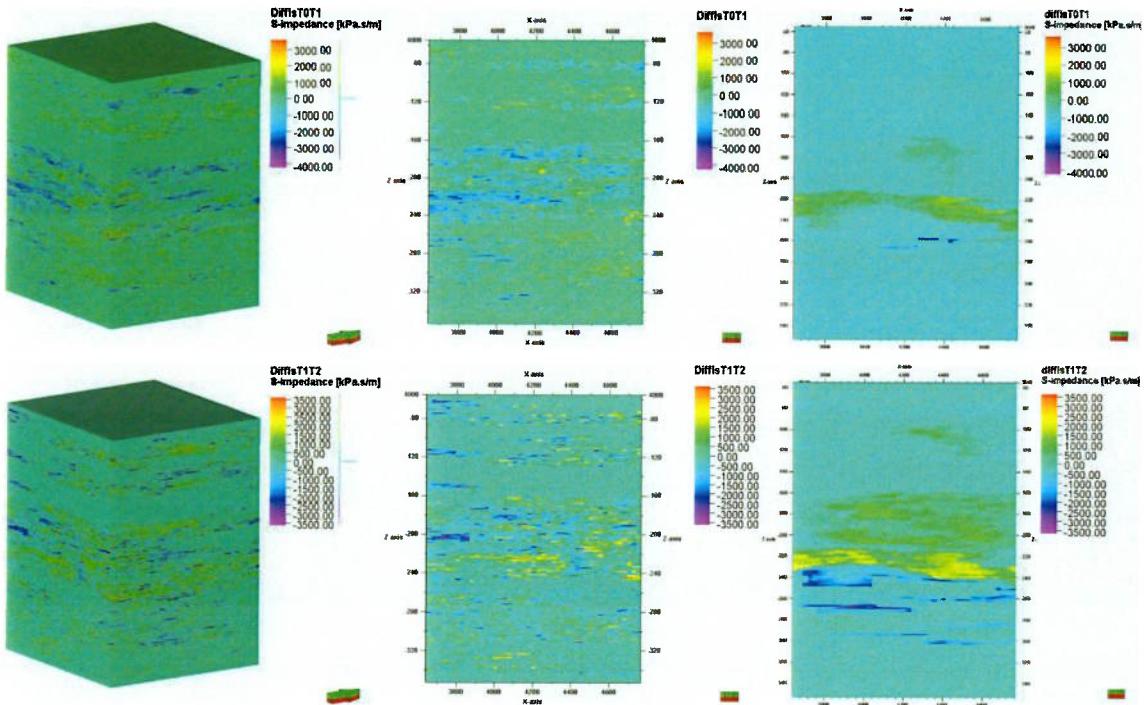
Figura 54 - Modelos médios tridimensionais computados a partir dos modelos gerados na última iteração de impedância elástica para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita.

Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12



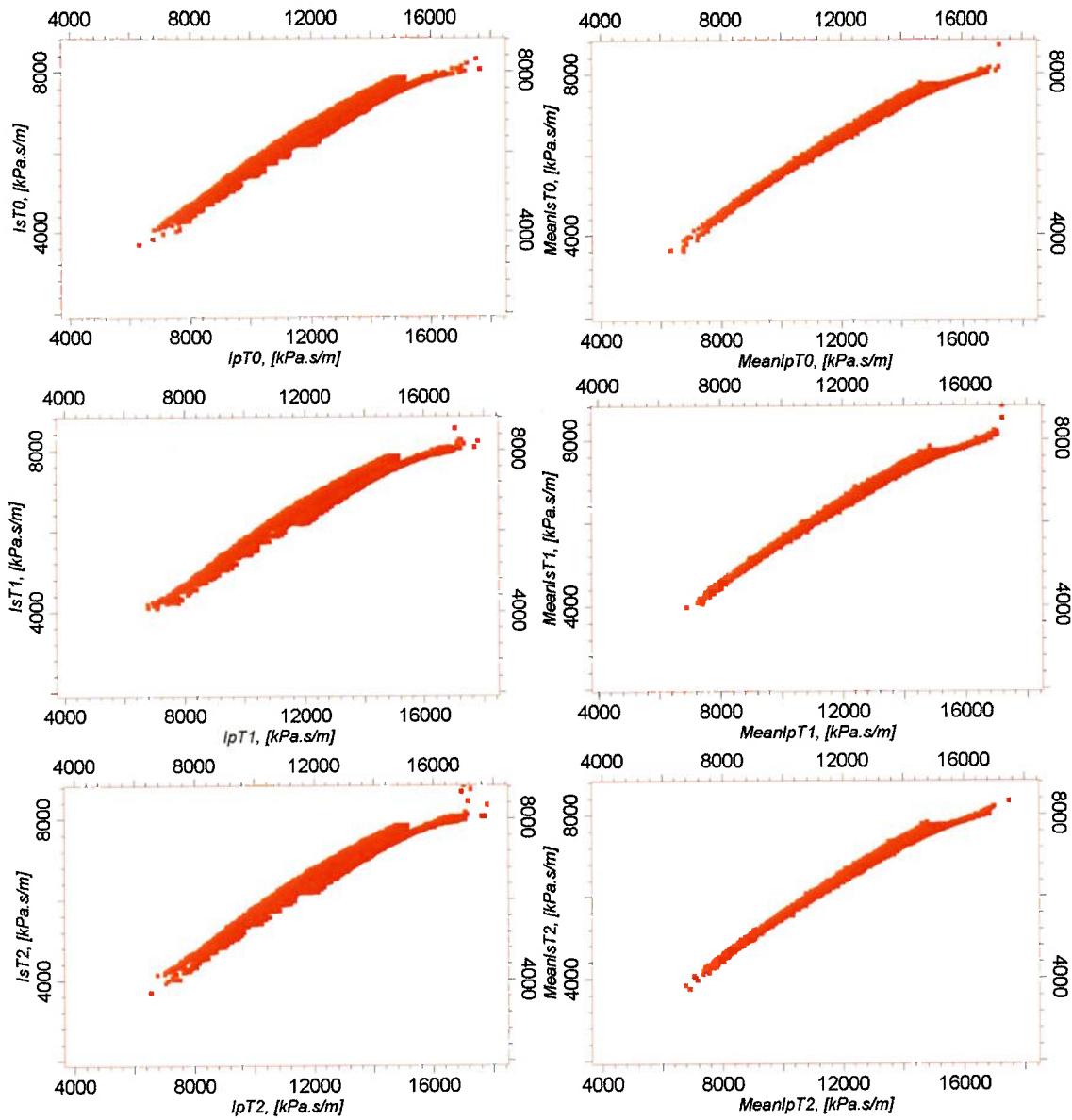
O resultado da análise da diferença entre os tempos, exibida Figura 55, evidencia que apesar de ocorrerem mudanças para a impedância elástica, essas ocorrem em escalas muito menores em relação à impedância acústica, e como descrito anteriormente, no processo de produção para este reservatório as mudanças estão relacionadas exclusivamente à mudança de fluido que preenche os poros, e, portanto, as alterações para os valores de impedância elástica não são expressivas.

Figura 55 - Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos  $T_0 - T_1$  (acima) e  $T_1 - T_2$  (abaixo) para a impedância elástica; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12



Verificada a reprodução dos modelos elásticos, é necessário certificar que a co-simulação da impedância elástica foi bem condicionada em relação à impedância acústica, seguindo a proposição de reproduzibilidade do algoritmo para a distribuição dependente conjunta. Para isso a análise bidimensional através do *bi-plot* entre as propriedades  $I_p$  e  $I_s$  é verificada na Figura 56. Estes resultados são condizentes com os dados reais exibidos na Figura 40.

Figura 56 - Distribuição conjunta entre os dados de impedância acústica e impedância elástica, simulação única (à esquerda) e média das simulações (à direita), para os tempos  $T_0$  (superior),  $T_1$  (centro) e  $T_2$  (inferior)



Apesar da análise do modelo médio criado a partir das simulações da última iteração ser significativo para uma visualização geral dos resultados, é importante ressaltar que qualquer conjunto de modelos elásticos da última iteração é capaz de gerar sísmicas com alto grau de correlação com os dados reais, pois estes modelos já se encontram com alto coeficiente de correlação global e representam uma das inúmeras possibilidades que satisfazem o modelo real, condizendo com o princípio de solução não única do processo de inversão sísmica.

## Nearstack e Farstack

O fato de independente da escolha dos modelos de impedâncias (simulação única ou média das simulações), contanto que sejam da última iteração, gerarem sísmicas igualmente satisfatórias é comprovada quando se compara as Figuras 57 e 58 (para *Nearstack*), ou 59 e 60 (para *Farstack*) entre si. Tanto os modelos para simulação única quanto para a média resultam em cubos sísmicos numericamente e visualmente muito próximos. Os histogramas apresentados ao lado da escala de cores, melhor discutido adiante, mostra uma distribuição semelhante para ambos os modelos, independentemente do tempo analisado. Os modelos sintéticos apresentam boa correspondência com os modelos originais das Figuras 41 e 42, onde a polaridade entre diferentes camadas é exibida através do contraste entre máximos e mínimos.

Figura 57- Modelos tridimensionais de *Nearstack* para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12

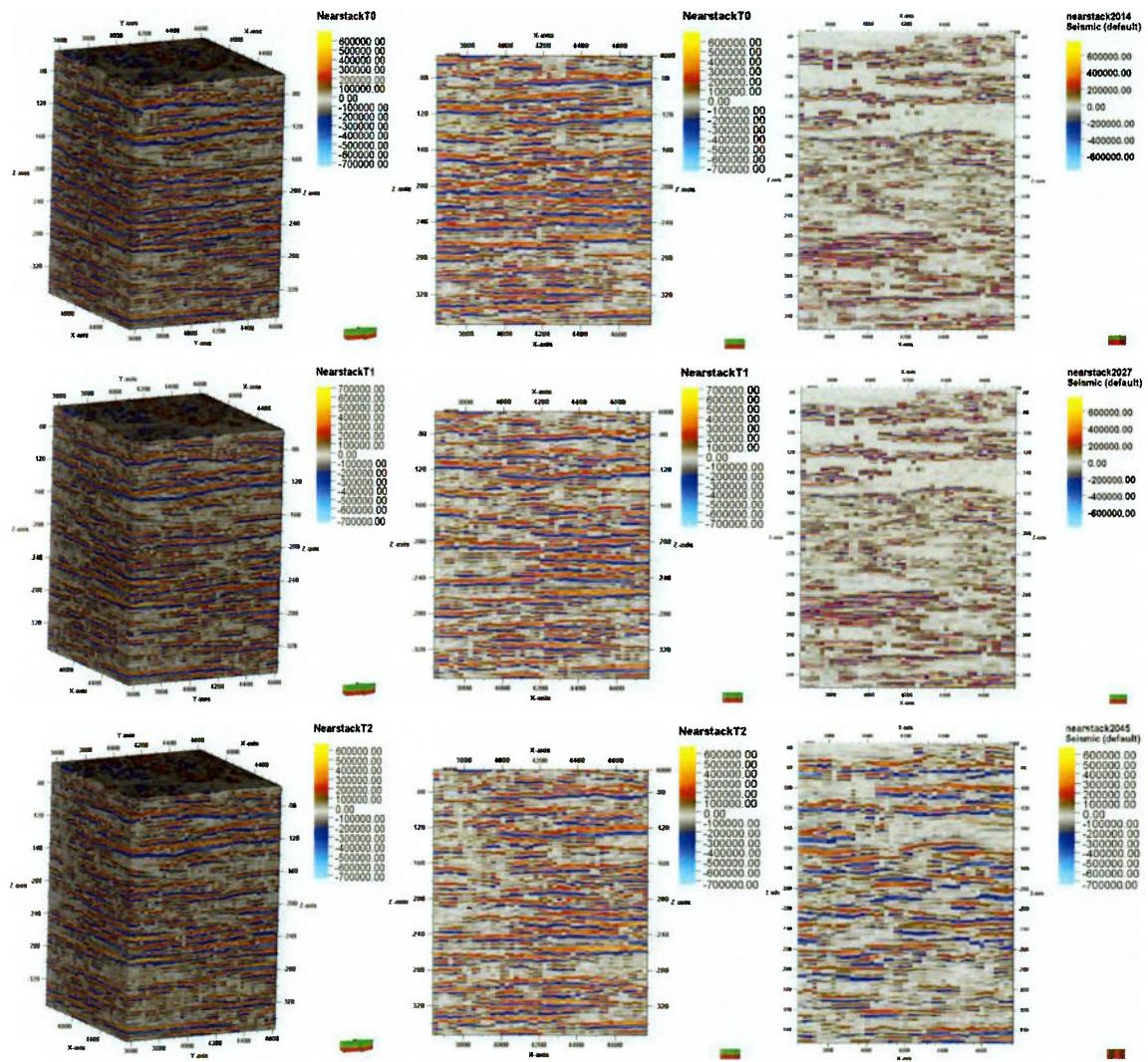


Figura 58- Modelos médios tridimensionais de *Nearstack* computados a partir dos modelos médios elásticos gerados na última iteração para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita.

Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12

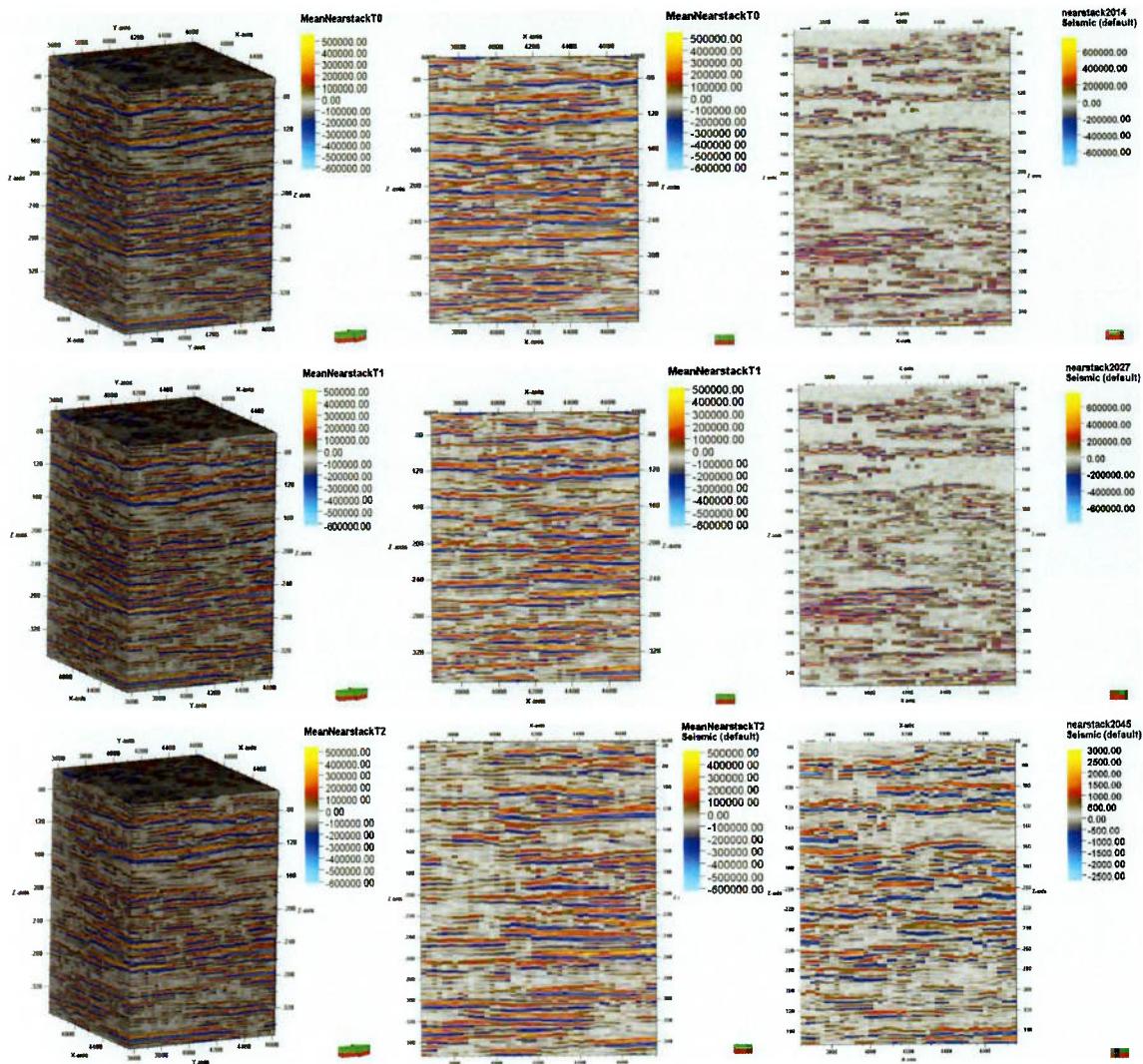


Figura 59 - Modelos tridimensionais de *Farstack* para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12

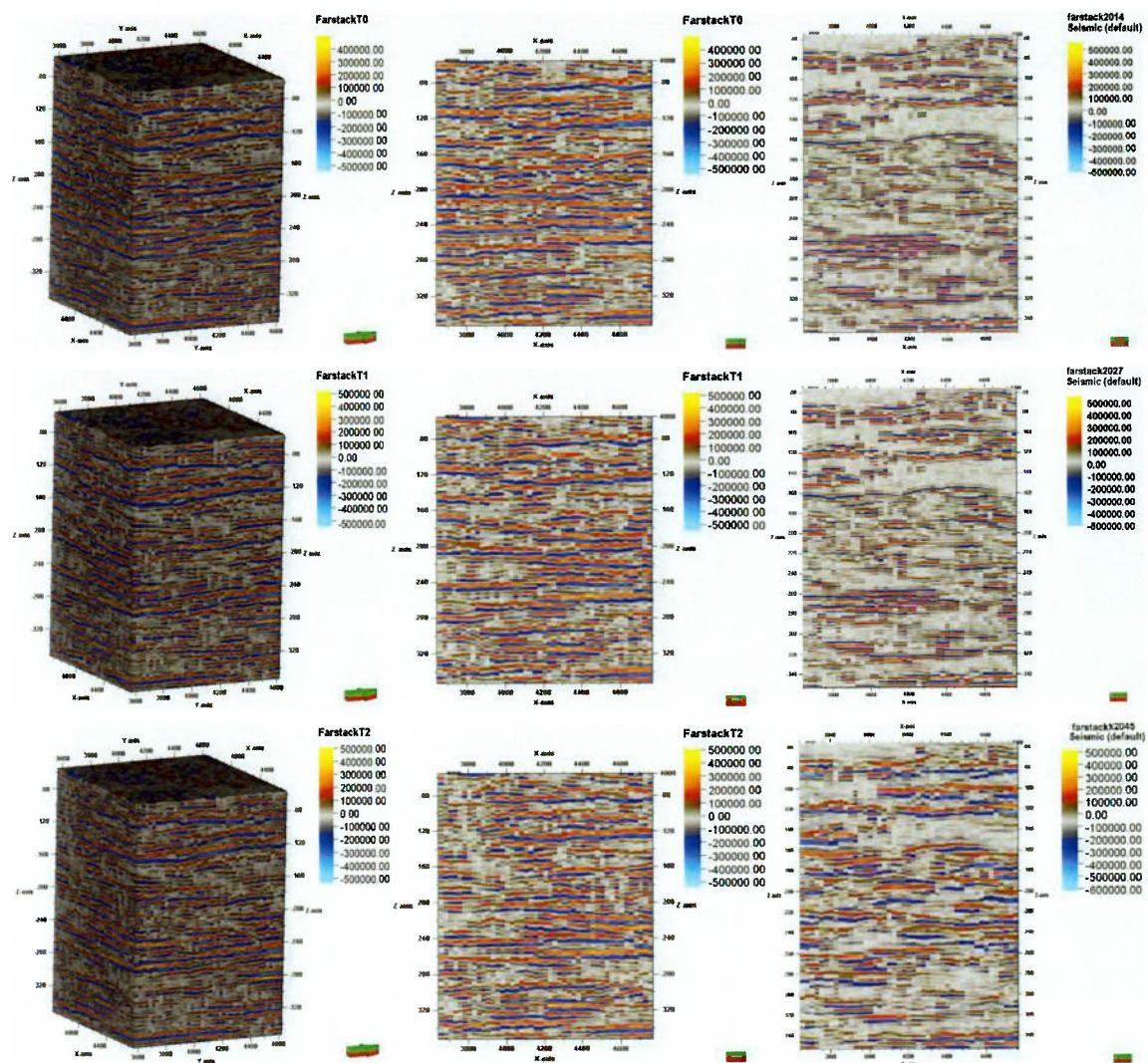
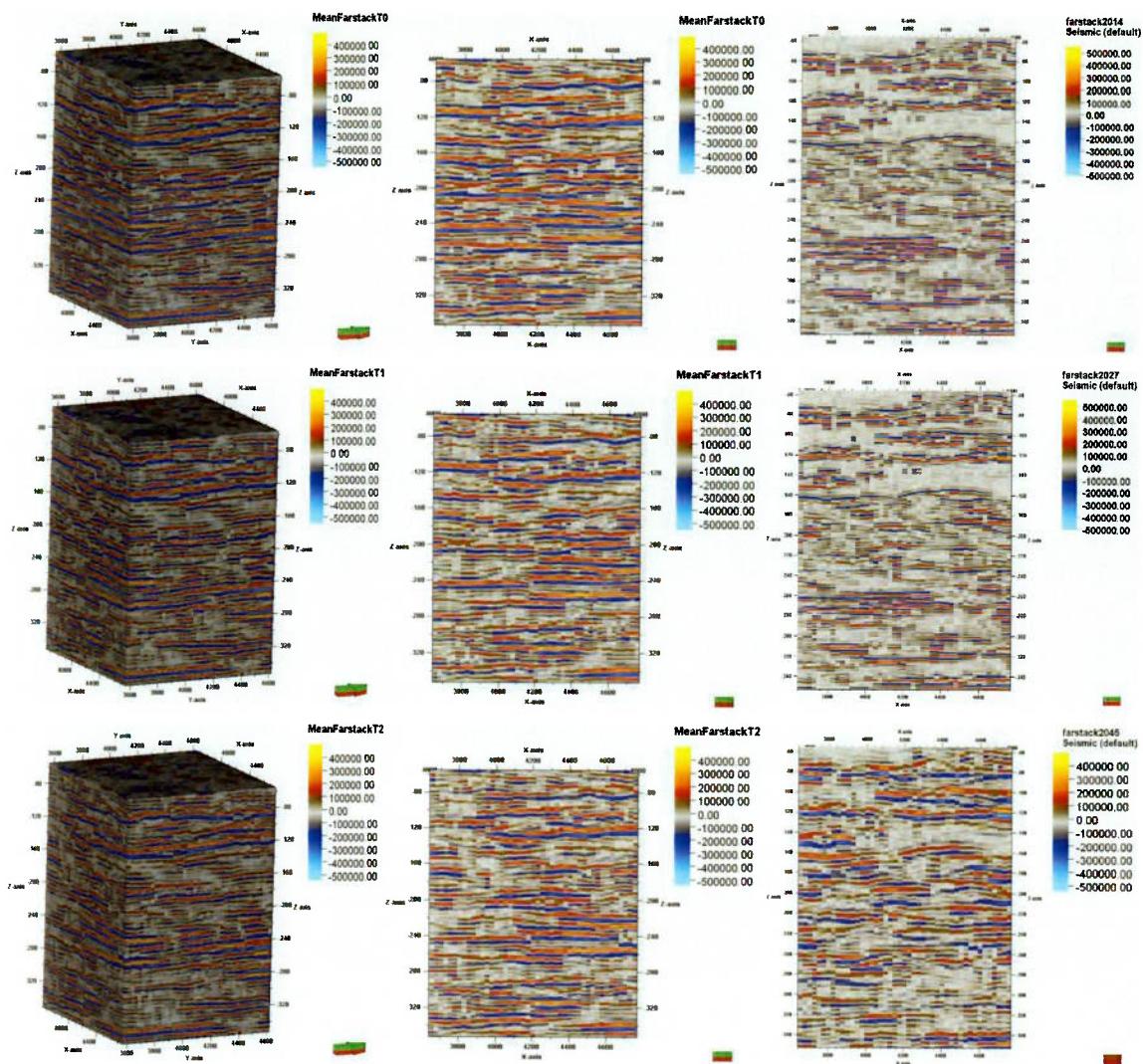


Figura 60 - Modelos médios tridimensionais de *Farstack* computados a partir dos modelos médios elásticos gerados na última iteração para os tempos  $T_0$ ,  $T_1$  e  $T_2$ , de cima para baixo, à esquerda; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita.

Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12



Visualmente, os modelos de diferenças entre um tempo e outro (Figuras 61 e 62) apresentam mais discrepâncias em relação aos originais (Figura 43), porém dificilmente a correlação dos modelos sintéticos será perfeita, pois os coeficientes de reflexão são calculados a partir dos modelos de impedância, e como já citado, os modelos de impedância gerados são resultados equiprováveis para representarem os valores experimentais utilizados como dados de entrada, e portanto existem diferentes combinações dos modelos elásticos para a geração da sísmica sintética.

Figura 61 - Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos  $T_0 - T_1$  (acima) e  $T_1 - T_2$  (abaixo) para o Nearstack; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12

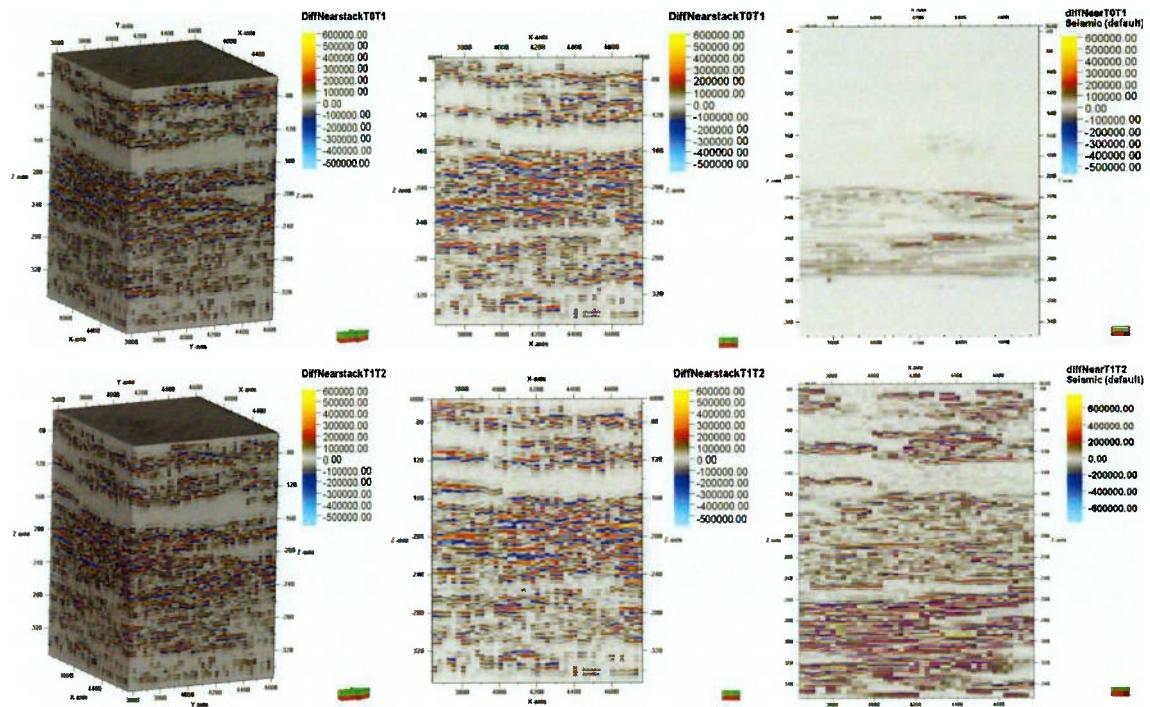
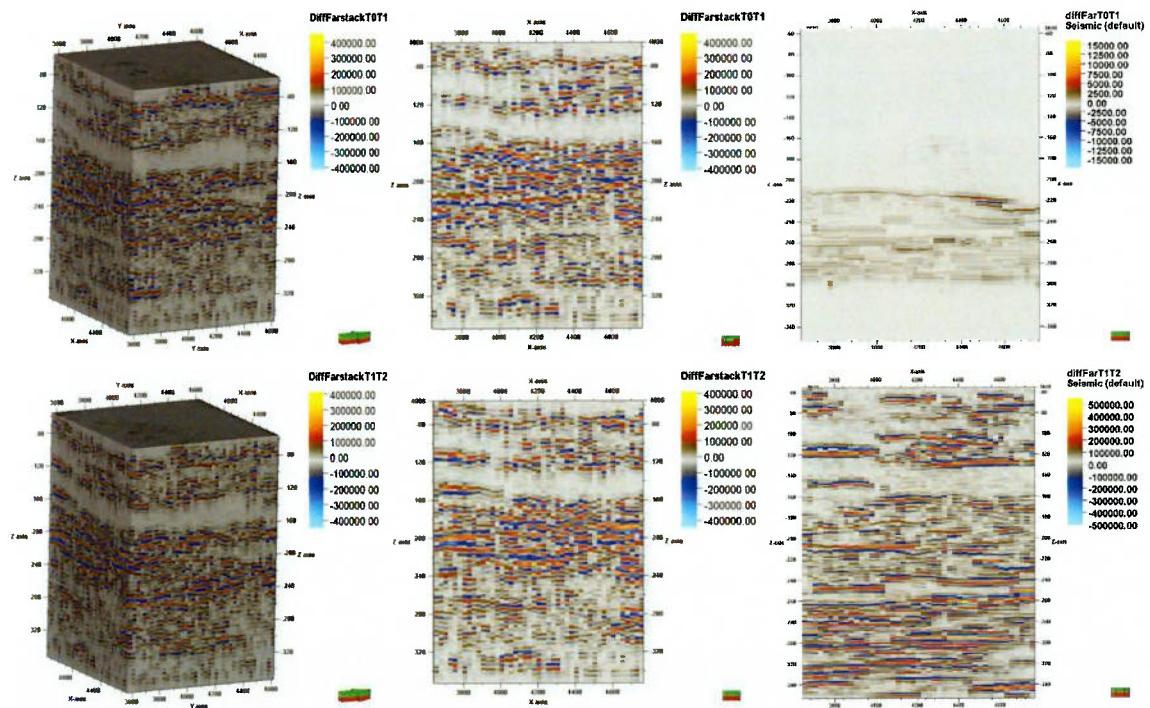


Figura 62 Modelos tridimensionais (à esquerda) das diferenças entre os tempos  $T_0 - T_1$  (acima) e  $T_1 - T_2$  (abaixo) para o Farstack; correspondentes cortes verticais (vista Sul) centro; e cortes verticais do modelo real à direita. Resultados adquiridos da simulação 21 da iteração 12



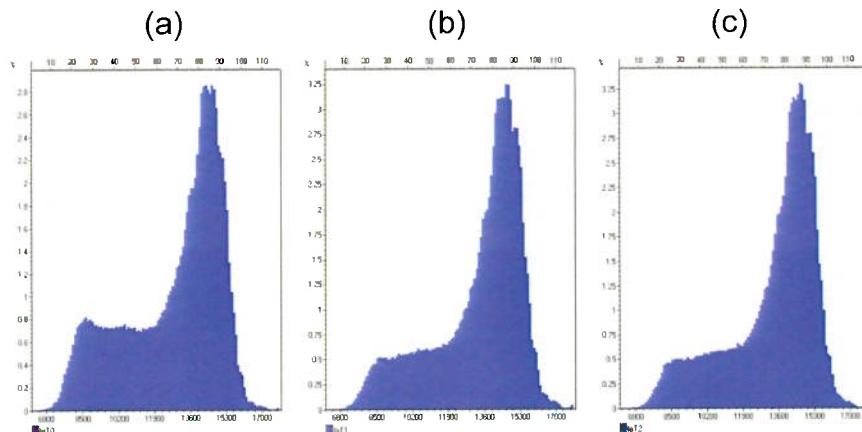
Para verificar numericamente a reprodução dos dados, os histogramas (simulação única e média das simulações) são apresentados na Figura 63 e podem ser comparados com os originais na Figura 45.

Em geral, todas as propriedades foram reproduzidas respeitando seus limites, e as distribuições de frequência para cada propriedade são condizentes com os dados reais. Porém, ambas as impedâncias em seus dados originais possuem 2 famílias de classes nos histogramas destacados, como descrito anteriormente na Tabela 3, e apesar da reprodução principalmente da segunda família, a diferenciação não é explícita para a primeira família, os conjuntos de valores para a primeira família encontram-se difundidos nas classes vizinhas.

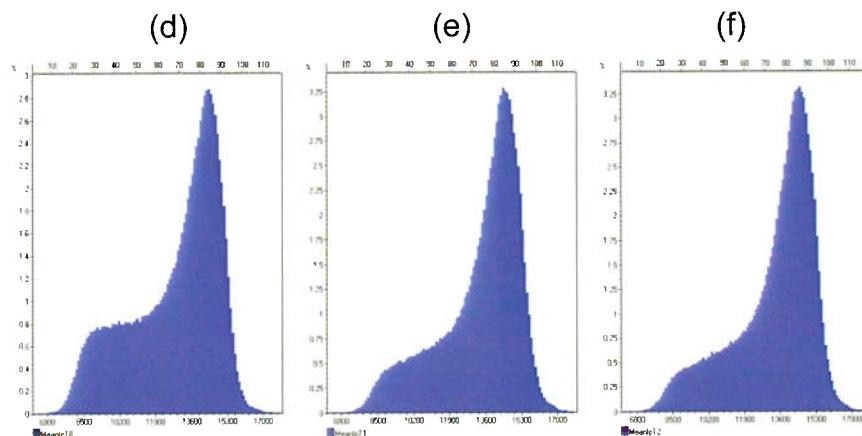
Quanto aos histogramas para as sísmicas sintéticas, todos os modelos são reproduzidos fielmente de acordo com o modelo original, com representação unimodal para todos os ângulos e todos os tempos de aquisição.

Figura 63- Histogramas com a distribuição de frequências, tanto para a simulação única quanto para a média das simulações das propriedades impedância, impedância elástica, *nearstack* e *farstack*, conforme: (a)  $IpT_0$ , (b)  $IpT_1$ , (c)  $IpT_2$ , (d) Média  $IpT_0$ , (e) Média  $IpT_1$ , (f) Média  $IpT_2$ , (g)  $IsT_0$ , (h)  $IsT_1$ , (i)  $IsT_2$ , (j) Média  $IsT_0$ , (k) Média  $IsT_1$ , (l) Média  $IsT_2$ , (m) *Nearstack T<sub>0</sub>*, (n) *Nearstack T<sub>1</sub>*, (o) *Nearstack T<sub>2</sub>*, (p) Média *Nearstack T<sub>0</sub>*, (q) Média *Nearstack T<sub>1</sub>*, (r) Média *Nearstack T<sub>2</sub>*, (s) *Farstack T<sub>0</sub>*, (t) *Farstack T<sub>1</sub>*, (u) *Farstack T<sub>2</sub>*, (v) Média *Farstack T<sub>0</sub>*, (w) Média *Farstack T<sub>1</sub>*, (x) Média *Farstack T<sub>2</sub>*

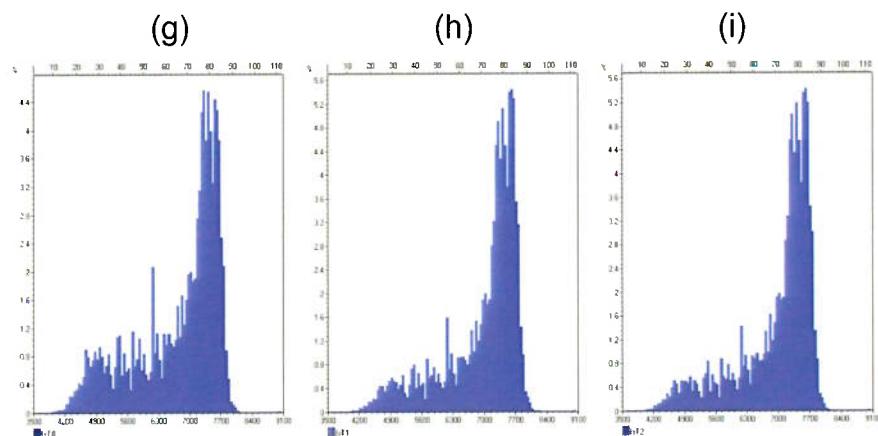
Impedância acústica (simulação única): 2014 ( $T_0$ ), 2027 ( $T_1$ ) e 2045 ( $T_2$ )



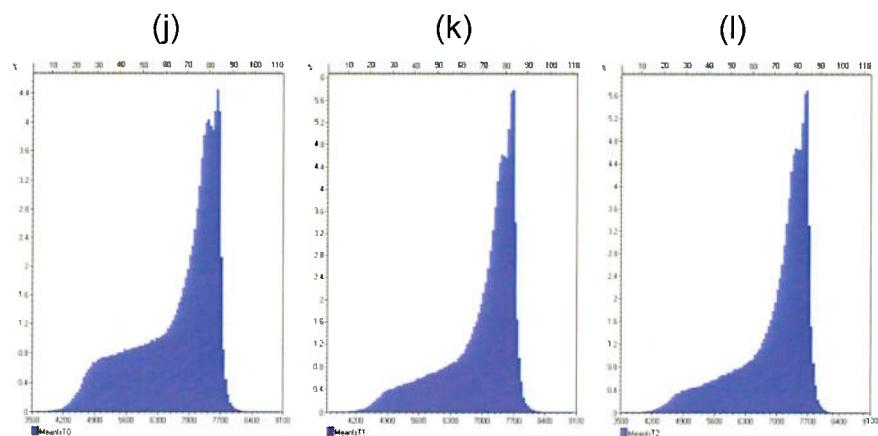
Impedância acústica (média das simulações): 2014 ( $T_0$ ), 2027 ( $T_1$ ) e 2045 ( $T_2$ )



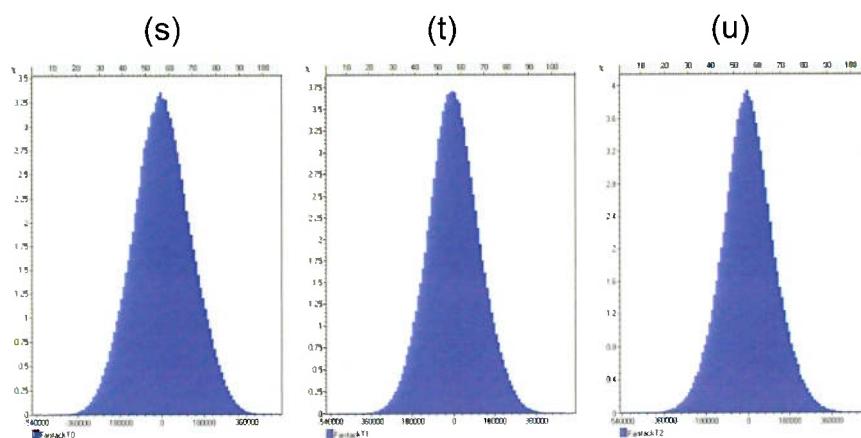
Impedância elástica (simulação única): 2014 ( $T_0$ ), 2027 ( $T_1$ ) e 2045 ( $T_2$ )



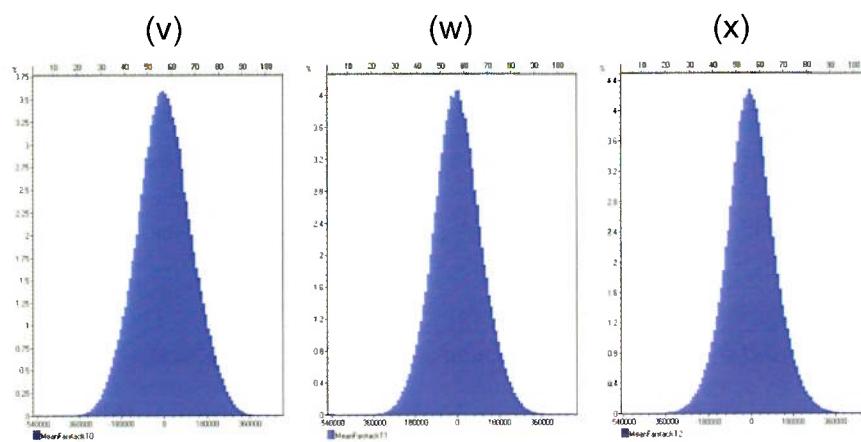
Impedância elástica (média das simulações): 2014 ( $T_0$ ), 2027 ( $T_1$ ) e 2045 ( $T_2$ )



*Farstack (simulação única): T<sub>0</sub>, T<sub>1</sub> e T<sub>2</sub>*

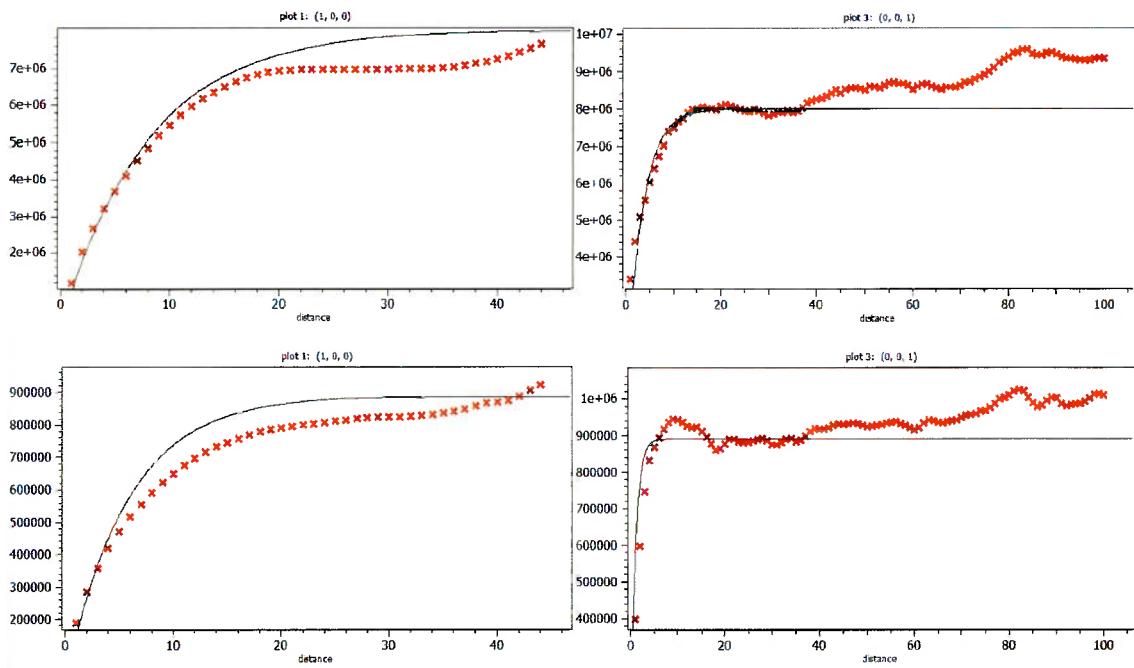


*Farstack (média das simulações): T<sub>0</sub>, T<sub>1</sub> e T<sub>2</sub>*



Ao analisar a continuidade espacial dos modelos de impedância gerados (Figura 64), verifica-se que estes apresentam o mesmo padrão estabelecido para a simulação do algoritmo, conforme consta na descrição dos dados (Figura 46).

Figura 64 - Variogramas de impedância acústica (acima) e impedância elástica (abaixo) omnidirecional (à esquerda) e na direção vertical (à direita)



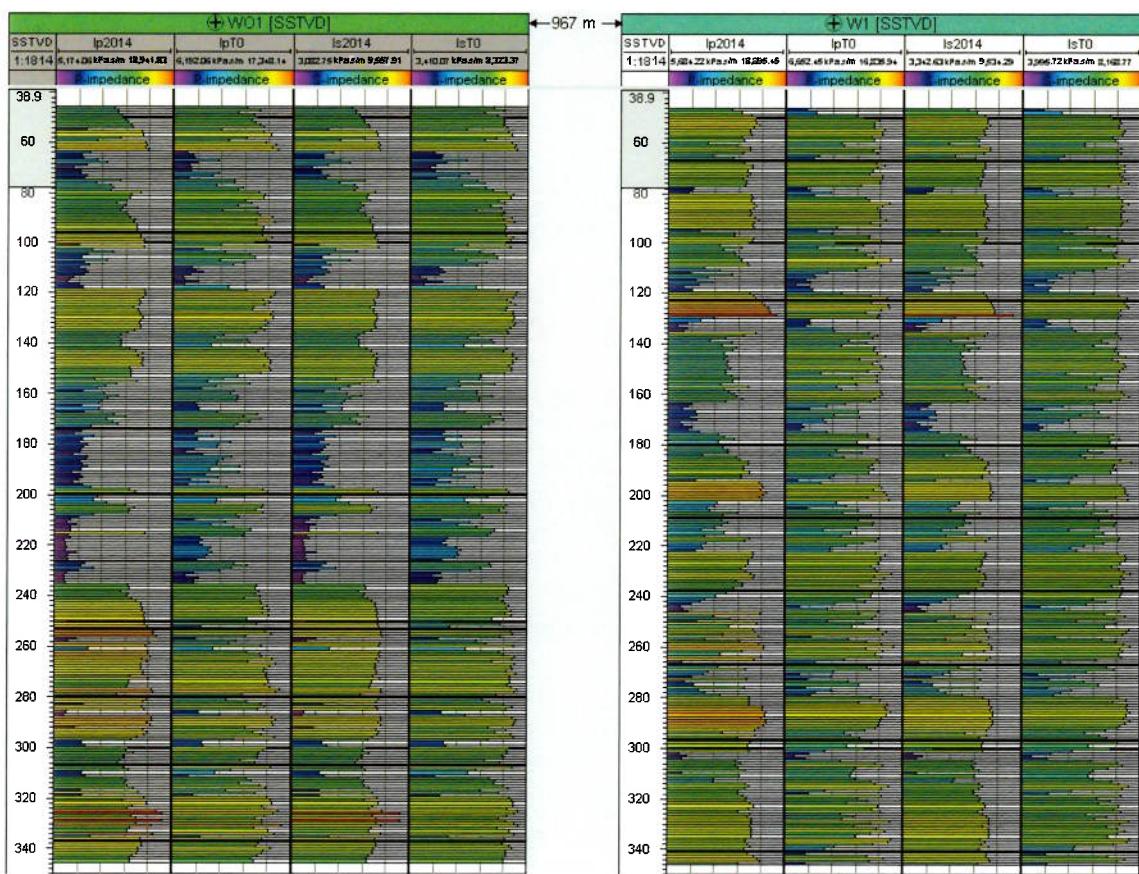
#### 4.2.3. Discussão

O algoritmo de inversão sísmica, primeiramente aplicado a um modelo 1D para comprovar seu funcionamento, foi então testado no complexo reservatório tridimensional sintético CERENA-I. A metodologia proposta foi capaz de convergir os modelos petroelásticos gerados em direção aos correspondentes modelos reais de impedância acústica e impedância elástica, e verificada a aproximação, as sísmicas sintéticas também apresentaram alta correlação com os dados originais.

Por se tratar de uma metodologia que analisa as diferenças no reservatório ao longo do tempo de produção, era de vital importância a reprodução de todas as propriedades em todos os tempos analisados. Tal objetivo foi plenamente alcançado em escala local, célula a célula, e global, apresentando altos coeficientes de correlação.

A partir dos *logs* de poço (W1 na Figura 65) situado numa localização diferente dos dados de poço utilizados como dados experimentais, verifica-se que as propriedades elásticas foram simuladas e condicionadas adequadamente, refletindo em uma reprodução espacial das estruturas que formam o reservatório.

Figura 65- Logs de poço para os dados originais (WO1) e em localização afastada (W1) para as impedâncias acústica e elástica



Como princípio da simulação sequencial, os dados experimentais foram reproduzidos (WO1 na Figura 65) em suas devidas localizações, onde os poços e sísmicas utilizados nos dados de entrada, delimitaram de forma adequada todo o processo de simulação. A solução exposta assegurou a reprodução marginal das distribuições de cada propriedade analisada, e tão importante quanto, o algoritmo foi capaz de reproduzir a distribuição conjunta entre impedância acústica e impedância elástica, esse fator é fundamental para validação do método de simulação e co-simulação sequencial. Reproduzir numericamente os dados originais não garante que o modelo sintético será representativo ao modelo real, para certificar a adequação dos modelos gerados, além da distribuição estatística, estes devem respeitar a dispersão espacial que definem o reservatório de acordo com os variogramas experimentais. Estes resultados esperados foram atingidos para todas as propriedades ao longo do processo iterativo.

## **Capítulo 5. Considerações finais**

Com o objetivo de solucionar os problemas relacionados à inversão sísmica apresentados no Capítulos 1, e após avaliação dos conceitos e processos que envolvem os desafios citados em literatura (Capítulo 2), esta tese propôs o desenvolvimento de uma nova metodologia, apresentada no Capítulo 3, para a inversão sísmica das propriedades elásticas (impedância acústica e elástica), onde o foco está relacionado com a seleção dos traços sísmicos na composição dos melhores modelos de impedância acústica, que servem de base para a co-simulação das impedâncias na iteração seguinte. A comparação leva em conta todos os ângulos de aquisição e todos os tempos analisados, conforme a Equação 24 e a Figura 13.

O processo de inversão explorado baseia-se no algoritmo genérico em que as perturbações dos parâmetros espaciais são realizadas através da simulação e co-simulação sequencial, onde a convergência do processo iterativo é assegurada através do coeficiente de correlação, comparando-se os traços sísmicos reais e sintéticos.

A metodologia foi comprovada através da aplicação em modelos sintéticos, 1D e 3D, descritos no Capítulo 4. Além de assegurar a reprodução dos dados experimentais nos modelos invertidos, o algoritmo foi capaz de reproduzir as distribuições de probabilidade marginal para cada propriedade, assim como a distribuição conjunta das propriedades dependentes (impedância acústica e elástica), como estimado à partir dos dados de poço para todos os modelos gerados durante o processo iterativo. Em cada conjunto de dados, o algoritmo foi capaz de reproduzir a continuidade espacial dos modelos, onde os resultados foram gerados de acordo com os variogramas para os dados experimentais.

Por fim, a partir da geração dos inúmeros modelos que satisfazem os dados de entrada, conforme o princípio geral dos modelos de inversão (solução não única), foi possível criar modelos médios da última iteração, os quais representam o modelo mais provável para o conjunto de dados fornecidos. A quantidade e qualidade dos dados resultantes definem o quão apropriado o seu modelo representa a realidade, a partir do qual as decisões serão tomadas.

Os resultados mostraram-se promissores para aplicação em modelos mais complexos (reais), com a possibilidade de refinar e implementar o processo de

seleção dos traços sísmicos para conseguir a convergência simultânea entre todos os tempos. Em paralelo, outras metodologias podem ser testadas e comparadas para análise de sensibilidade do modelo gerado. Em trabalhos futuros pode-se realizar a simulação de processos de produção para correspondência histórica e assim analisar os resultados obtidos entre os processos de simulação e o de modelagem.

## Referências

ALMEIDA, A. (1993). *Joint Simulation of Multiple Variables with Markov-Type Coregionalization Model*. Stanford University, Stanford, CA. doi: 10.1007/BF02089242.

AMMAH, A. (2012). *Applying Time-Lapse Seismic Inversion in Reservoir Management: A Case Study of the Norne Field*. Norwegian University of Science and Technology.

AZEVEDO, L., NUNES, R. F., ALMEIDA, J. A., PINHEIRO, L. M., CAEIRO, M. H., CORREIA, P. J. e SOARES, A. (2012). *Seismic Attributes for Constraining Geostatistical Seismic Inversion*. Ninth International Geostatistics Congress. Oslo, Norway.

AZEVEDO, L. (2013). *Geostatistical methods for integrating seismic reflection data into subsurface Earth models*. PhD Thesis in Earth Resources. Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa.

AZEVEDO, L. e SOARES, A. (2017). *Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics. Advances in Oil and Gas Exploration & Production*. Springer International Publishing AG2017. doi: 10.1007/978-3-319-53201-1\_3.

BARCLAY, F., BRUUN, A., RASMUSSEN, K., ALFARO, J., COOKE, A., COOKE, D., SALTER, D., GODFREY, R., LOWDEN, D., MCHUGO, S., OZDEMIR, H., PICHERING, S., PINEDA, F., HERWANGER, J., VOLTERRANI, S., MURINEDDU, A., RASMUSSEN, A., ROBERTS, R. (2008). *Seismic inversion: Reading Between the Lines*. Oilfield Review: 44.

BOHLING, G. (2005). *Introduction to Geostatistics and Variogram Analysis*. C&PE 940.

BOSCH, M., MUKERJI, T., GONZÁLEZ, E. (2010). *Seismic Inversion for Reservoir Properties Combining Statistical Rock Physics and Geostatistics: A Review*. Geophysics 75 (5): 75A165. doi:10.1190/1.3478209.

BOX, G. (1979). *Robustness in the Strategy of Scientific Model Building. Technical Summary Report #195*. Academic Press. Madison Mathematics Research Center. University of Wisconsin. p.2.

CAETANO, H. e CAERS, J. (2007). *Geostatistical Inversion Constrained to Multi-Point Statistical Information Derived from Training Images*. EAGE Conference on Petroleum Geostatistics. doi: 10.3997/2214-4609.201403066.

CAERS, J. (2011). *Modeling uncertainty in Earth Sciences*. UK: Wiley-Blackwell. doi: 10.1002/9781119995920

CAMARGO, E. (1997). *Desenvolvimento, Implementação e Teste de Procedimentos Geoestatísticos (Krigagem) no Sistema de Processamento de Informações Georreferenciadas (Spring)*. INPE-6410-TDI/620.

DOYEN, P. M. (2007). *Seismic Reservoir characterization: An earth modeling perspective*. EAGE Publications.

DUBRULE, O. (1994). *Estimating or Choosing a Geostatistical Model. Geostatistics for the Next Century*. Kluwer Academic Publishers.p.3-14. doi: 10.1007/978-94-011-0824-9\_1

EL OUAIR, Y., e STRØNEN, L. (2006). *Value creation from 4D seismic at the Gullfaks Field: achievements and new challenges*. SEG Expanded Abstract, 3250-3254. doi: 10.1190/1.2370206

FATTI, J., SMITH, G., VAIL, P., STRAUSS, P., LEVITT, P. (1994). *Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique*. Geophysics, Vol.59, No.9. p. 1362-1376. doi: 10.1190/1.1443695

GOOVAERTS, P. (1997). *Geostatistics for Natural Resources and Evaluation. Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. Oxford University Press.

GRANA, D. e DELLA ROSSA, E. (2010). *Probabilistic Petrophysical-Properties Estimation Integrating Statistical Rock Physics with Seismic Inversion*. Geophysics 75 (3) (May): O21–O37. doi:10.1190/1.3386676.

GRANA, D. (2013). *Bayesian Inversion Methods for Seismic Reservoir Characterization and Time-Lapse Studies*. Stanford University, Stanford, CA.

HORTA, A, e SORES, A. (2010). *Direct Sequential Co-Simulation with Joint Probability Distributions*. Mathematical Geosciences 42 (3) (February 5): 269-292. doi: 10.1007/s11004-010-9265-x.

HUIJBREGTS, C. J. (1975). **Regionalized variables and quantitative analysis of spatial data.** In: Davis, J. C. & McCullagh, M. J. (ed). *Display and analysis of spatial data.* New York, John Wiley. p. 38-53.

JOURNEL, A. G., (1994). *Modeling uncertainty: some conceptual thoughts, in Dimitrakopoulos, R., ed., Geostatistics for the Next Century: Kluwer Academic Pub.*, Dordrecht, The Netherlands. p. 85-94.

LABAT, K., DELÉPINE, N., CLOCHARD, V., RICARTE, P. (2012). **4D joint Stratigraphic Inversion of Prestack Seismic Data: Application to the Co<sub>2</sub> Storage Reservoir (Utsira Sand Formation) at Sleipner Site.** *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol. 67. No. 2, p. 329-340. doi: 10.2516/ogst/2012006.

LAFET, Y., DUBOZ, P., DESCHIZEAUX, B., LEFEUVRE, F., e HUBANS, C. (2005). **4D Stratigraphic inversion of the Girassol field – Towards a more quantitative approach,** *67th EAGE Conference and Technical Exhibition*, Madrid, Expanded Abstract C018.

LAFET Y., ROURE B., DOYEN P.M., BURAN H. (2009). **Global 4-D seismic inversion and time-lapse fluid classification.** *79th SEG Annual Meeting*, Houston, USA, 25-30 October. Expanded Abstracts, 3830-3833. doi: 10.1190/1.3255666

MATHERON, G. (1965). *Les Variables Régionalisées et leur estimation.* Masson et cie, Paris.

MUSSETT, A. e KHAN, M. 2000. *Looking into the Earth – An introduction to Geological Geophysics.* Cambridge University Press.

PINTO, P. (2014). *Dynamic simulation on the synthetic reservoir CERENA I.* Lisboa: Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa.

ROGGERO, F., LERAT, O., DING, D., BERTHET, P., BORDENAVE, C., LEFEUVRE, F., PERFETTI, P. (2012). **History Matching of Production and 4D Seismic Data: Application to the Girassol Field, Offshore Angola.** *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol. 67. No. 2, p. 237-262. doi: 10.2516/ogst/2011148.

SARKAR, S., GOUVEIA, W.P. e JOHNSTON, D.H. (2003). *On the inversion of time-lapse data,* *SEG Expanded Abstract*, 1489-1492. doi: 10.1190/1.1817575

SIMM, R. e BACON, M. (2014). ***Seismic Amplitude: An Interpreter's handbook***. Cambridge University Press.

SIX, B., COLNARD, O, AZIEZ, Y, Coulon, J., Cailly, F. (2013). ***4D Seismic Inversion - A Case Study Offshore Congo***. 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013, London, UK. doi: 10.3997/2214-4609.20130851

SOARES, A. (2001). ***Direct Sequential Simulation and Cosimulation. Mathematical Geology***. Vol. 33. Nº8: 911-926.

SOARES, A., DIET, J., GUERREIRO, L. (2007). ***Stochastic Inversion with a Global Perturbation. Petroleum Geostatistics***. Cascais, Portugal. doi: 10.3997/2214-4609.201403048

SOARES, A. (2014). ***Geoestatística para as ciências da terra e do ambiente***. 3<sup>a</sup>Ed. Instituto Superior Técnico: IST Press.

TARANTOLA, A. 2005. ***Inverse Problem Theory***. SIAM.

TOINET, S., MAULTZSCH, S., SOUVANNAVONG, V., COLNARD, O. 2011. ***4D Pre-Stack Inversion Workflow Integrating Reservoir Model Control and Lithology Supervised Classification***. First break, Vol.29. p. 59-66. doi: 10.3997/1365-2397.2011024

TOWLER, B. (2014). ***The future of energy***. 1<sup>a</sup>Ed. Elsevier.