



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

NÚBIA FONTES REIS DEIRÓ

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D INTEGRADA
COM SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS:
APLICAÇÃO EM UM CAMPO CARBONÁTICO
SOB ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO WAG**

CAMPINAS

2024

NÚBIA FONTES REIS DEIRÓ

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D INTEGRADA
COM SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS:
APLICAÇÃO EM UM CAMPO CARBONÁTICO
SOB ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO WAG**

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Dra. Alessandra Davólio Gomes

Coorientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno Núbia Fontes Reis Deiró e orientada pelo Dra. Alessandra Davólio Gomes

CAMPINAS

2024

FICHA CATALOGRÁFICA

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

D368i Deiró, Núbia Fontes Reis, 1983-
Interpretação sísmica 4d integrada com simulação de reservatórios :
aplicação em um campo carbonático sob estratégia de produção WAG / Núbia
Fontes Reis Deiró. – Campinas, SP : [s.n.], 2023.

Orientador: Alessandra Davólio Gomes.
Coorientador: Denis José Schiozer.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP),
Faculdade de Engenharia Mecânica.
Em regime multiunidades com: Instituto de Geociências.

1. Simulação de reservatórios. 2. Inversão (Geofísica). 3. Injeção (Poços de
petróleo). I. Gomes, Alessandra Davólio, 1980-. II. Schiozer, Denis José, 1963-.
III. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Faculdade de Engenharia
Mecânica. IV. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: 4D Seismic interpretation integrated with reservoir simulation :
application in a carbonate field under WAG production strategy

Palavras-chave em inglês:

Reservoir Simulation

Inversion (Geophysics)

Injection (Petroleum wells)

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Alessandra Davólio Gomes

Célio Maschio

Marcos Sebastião dos Santos

Data de defesa: 07-08-2023

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0009-0003-0789-529X>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/7331732718942513>

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D INTEGRADA
COM SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS:
APLICAÇÃO EM UM CAMPO CARBONÁTICO
SOB ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO WAG**

Autor: Núbia Fontes Reis Deiró
Orientador: Dra. Alessandra Davólio Gomes
Coorientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Profa. Dra. Alessandra Davólio Gomes, Presidente
REIT – Unicamp

Prof. Dr. Célio Maschio
Centro de Estudo de Petróleo – Unicamp

Dr. Marcos Sebastião dos Santos
Pesquisador Sem Vínculo

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 07 de agosto de 2024

DEDICATÓRIA

Dedico exclusivamente essa dissertação aos meus pais Antônio Carlos Fontes Deiró e Rita de Cássia Caldas Reis.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha orientadora Alessandra Davolio, a qual já tive a oportunidade de trabalhar na mesma equipe no início de minha carreira como geofísica, em uma empresa privada. Reencontrá-la e ter o prazer de aprender tanto no decorrer de meu mestrado, foi imensurável. Todo meu agradecimento é pouco.

Também gostaria de agradecer ao meu co-orientador Denis Schiozer, o qual tive a oportunidade de aprender um pouco sobre modelagem de reservatórios e simulação numérica. Além das dicas valiosas nas reuniões de acompanhamento.

E para concluir, este trabalho foi realizado com o apoio do Consórcio Libra (Petrobras, Shell Brasil, Total Energies, CNOOC, CNPC), PPSA e Energi Simulation dentro da taxa de P&D da ANP como "compromisso com investimentos em pesquisa e desenvolvimento". A aluna agradece o apoio do Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO-UNICAMP/Brasil), do Departamento de Energia (DE-FEM-UNICAMP/Brasil) e do Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM-UNICAMP/Brasil). Além disso, um agradecimento especial à CMG e à Schlumberger pelas licenças de software.

RESUMO

Neste trabalho, aplicou-se a modelagem sísmica direta (com e sem ruído) seguida da inversão Bayesiana 4D para diferentes levantamentos sísmicos com base em um modelo de reservatório sintético com características semelhantes a um campo de pré-sal, sob estratégia de produção com injeção WAG (*Water Alternating Gas*). Dada a crescente utilização de dados sísmicos 4D no monitoramento e gerenciamento de reservatórios de hidrocarbonetos, nos últimos anos muitos esforços têm sido feitos com o objetivo de gerar uma resposta sísmica 4D sintética (a partir de um modelo de reservatório) o mais semelhante possível ao reservatório a ser monitorado. Estes modelos servem como suporte na interpretação dos dados 4D a serem adquiridos e otimizam projetos de novos levantamentos sísmicos para monitoramento 4D. A modelagem direta foi realizada para um levantamento da base e sete monitores subsequentes, assumindo uma programação do sistema de monitoramento permanente do reservatório (PRM – *Permanent Reservoir Monitoring*). Foram adicionados ruídos ambientais e de repetibilidade aos dados modelados, seguindo os valores NRMS (*Normalized Root Mean Square*) esperados para levantamentos PRM. Em seguida, foi aplicada a inversão Bayesiana 4D para os diferentes pares de monitores com o objetivo de avaliar mudanças na impedância acústica e entender as complexidades dos sinais 4D para este caso, bem como a evolução dos sinais ao longo de todos os pares de monitores. Observou-se que a dinâmica dos ciclos WAG dos poços injetores perfurados mais próximos a uma rocha vulcânica gerou sinais 4D mais complexos, o que dificultou sua interpretação, e os resultados da inversão 4D nesta zona foram comprometidos para alguns dos monitores. Os sinais 4D ao redor dos poços injetores WAG também foram analisados, tanto em seções, como em mapa, sendo muitas vezes difícil identificar a qual ciclo (água ou gás) certas anomalias se referiam devido ao efeito de *side lobe* observado ao longo de toda a zona vertical desse reservatório tão espesso.

Palavras-Chave: Sísmica 4D; Simulação de Reservatório; Inversão Sísmica; Injeção WAG.

ABSTRACT

The main objective of this work is to perform a forward seismic modeling (with and without noise) followed by the application of a 4D Bayesian inversion for different surveys based on a synthetic reservoir model with characteristics similar to a pre-salt field, including the production strategy with WAG injection (Water Alternating Gas). Time-lapse (4D) seismic is currently a valuable source of information for monitoring and managing hydrocarbon reservoirs. In recent years, many efforts have been made with the objective of generating a synthetic 4D seismic response (from a reservoir model) as similar as possible to the reservoir to be monitored, serving as support in the interpretation of acquired 4D data and optimizing the design of new surveys. Forward modeling was performed for a Base survey and seven subsequent Monitors, assuming a permanent reservoir monitoring (PRM) system schedule. Ambient and repeatability noise were added to the modeled data, following NRMS (Normalized Root Mean Square) values expected to PRM data. Then, a 4D Bayesian inversion was performed for different pair of monitors to estimate acoustic impedance changes and understand the complexities of the 4D signals for this case, as well as the evolution of the signals along all monitors. It was observed that the dynamics of the WAG cycles of the injector wells drilled closer to a volcanic rock generated complex 4D signals along the monitors. The 4D inversion results in this zone were compromised for some of the monitors. The 4D signals around the WAG injector wells were also analyzed, and it is often difficult to identify which cycle (water or gas) certain anomalies are referred to because of the side lobe effect observed along the whole vertical zone of this very thick reservoir.

Key Word: Time-lapse Seismic; Reservoir Simulation; Seismic Inversion; WAG Injection

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1: Metodologia utilizada por Gassmann para obter AI, SI, Vp e Vs a partir do PEM (adaptado de Silva, *et al.* 2019). K_{dry} é o módulo de incompressibilidade de uma rocha seca e G_{dry} é o módulo de cisalhamento. 28
- Figura 2: Figura esquemática mostrando a convolução entre o coeficiente de reflexão e a *wavelet* para obter-se o sinal sísmico. Adaptado de Gerhardt (1998). 29
- Figura 3: Figura esquemática representando o contraste das camadas em imagens sísmicas com o efeito do *side lobe* e sem o efeito do *side lobe*. 35
- Figura 4: Fluxograma mostrando as etapas para desenvolver este trabalho. Passo 1 (magenta), geração das propriedades elásticas a partir da aplicação do PEM em um modelo de reservatório de alta resolução. Passo 2 (amarela) corresponde a modelagem sísmica, aplicando a convolução 1D à refletividade do dado (saída do PEM) e *wavelet*. O ruído é adicionado aos dados sísmicos após modelagem. Passo 3 (azul) o sinal da amplitude sísmica 4D é o resultado da diferença de amplitude entre dois levantamentos sísmicos (por exemplo, Base menos Monitor). Passo 4 (verde claro), aplicamos uma inversão sísmica 4D para extrair os atributos sísmicos (como variações de impedância). Passo 5 (cinza), os resultados da inversão sísmica 4D serão comparados com a Razão de Impedância originada do PEM. 37
- Figura 5: (a) UNISIM-III benchmark. Em azul, Setor 1, o qual representa a área de estudo. (b) mapa de espessura, com a localização de todos os poços. 38
- Figura 6: (a) Zonas estratigráficas do reservatório mostrando a variação de porosidade. (b) Mapa de espessura do microbialito e (c) mapa de espessura da coquina. 39
- Figura 7: Ciclos de WAG e período de aquisição de cada levantamento modelado (uma base e sete monitores). A cor azul representa o ciclo de injeção de água e a cor vermelha o ciclo de injeção de gás. 40
- Figura 8: (a) *Wavelet* 05-15 graus, utilizada para a modelagem sísmica. (b) Seu *spectrum* de frequência. 40
- Figura 9: (a) Impedância Acústica, saída do PEM, com blocos nulos; (b) Impedância Acústica após substituição dos blocos nulos, valores das rochas *overburden* e *underburden* e microporos; (c) sísmica modelada, *grid* original 25m x 25m x 2ms e (d) sísmica modelada re-amostrada para o *grid* 50m x 50m x 4ms. Todos os exemplos são para a *inline* 140... 42

Figura 10: Inline 220 exemplificando a aparência de cada ruído adicionado ao dado: (a) ruído aleatório; (b) ruído de repetibilidade e (c) ruído aleatório mais ruído de repetibilidade..	42
Figura 11: (a) Sinal 4D sem ruído (Monitor 6 – Monitor 7); (b) sinal 4D apenas com ruído aleatório para o mesmo par de monitores, (c) sinal 3D do Monitor 6 e (d) NRMS do Monitor 6 com ruído aleatório – Monitor 7 também com ruído aleatório.	44
Figura 12: (a) Cross-plot e correlação cruzada onde o valor de NRMS seria aproximadamente 3%. Após essa seleção, fizemos uma correlação cruzada, onde esses valores seriam iguais a 1 no cubo sísmico (partes destacadas em magenta) e zero para todos os outros valores. Exemplo para a inline 180.	44
Figura 13: (a) Par Monitor 1 – Monitor 2 sem adição de ruído; (b) Par Monitor 1 – Monitor 2 com adição do ruído ambiental mais repetibilidade; (c) controle de intensidade do ruído adicionado para este par através do NRMS e (d) Sinal 3D para o Monitor 1.	45
Figura 14: (a) Razão de IP para o par Monitor 1/Monitor2 originados do PEM; (b) Sinal 4D para o par Monitor 1 - Monitor 2, sem adição de ruído; e (c) Sinal 4D para o mesmo par de monitores, porém a com adição do ruído ambiental.	46
Figura 15: (a) O mapa mostra a razão média de IP para o par Monitor1/Monitor2 para a camada da coquina, as localizações dos poços e localização da IL200. Ao lado, o ciclo WAG para o poço I12. (b) O mapa mostra a razão média de IP Monitor1/Monitor2 dentro da camada de microbialito, localizações dos poços e a localização da IL140. Ao lado, o ciclo WAG para os poços I11, I14 e I15, que cruzam esta <i>inline</i>	46
Figura 16: Gráfico de produção de gás, água e óleo do poço P14, o qual a <i>inline</i> 200 cruza. Também mostra o <i>bottom-hole pressure</i> do poço, indicando que este começou a produção após a aquisição da base. No topo, quando cada monitor foi adquirido.	47
Figura 17: <i>Inline</i> 200, Par Base / Monitor 1. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 1 da Base.	49
Figura 18: <i>Inline</i> 200, Par Monitor 1 / Monitor 2. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 2 do Monitor 1.	50
Figura 19: <i>Inline</i> 200, Par Monitor 2 / Monitor 3. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 3 do Monitor 2.	51

Figura 20: <i>Inline</i> 200, Par Monitor 3 / Monitor 4. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 4 do Monitor 3.	52
Figura 21: <i>Inline</i> 200, Par Monitor 4 / Monitor 5. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 5 do Monitor 4.	52
Figura 22: <i>Inline</i> 200, Par Monitor 5 / Monitor 6. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 6 do Monitor 5.	53
Figura 23: <i>Inline</i> 200, Par Monitor 6 / Monitor 7. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 7 do Monitor 6.	53
Figura 24: <i>Inline</i> 140, Par Base / Monitor 1. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 1 da Base. A seta azul indica a localização da rocha vulcânica.	54
Figura 25: <i>Inline</i> 140, Par Monitor 1 / Monitor 2. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 2 do Monitor 1.	55
Figura 26: <i>Inline</i> 140, Par Monitor 2 / Monitor 3. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 3 do Monitor 2.	55
Figura 27: <i>Inline</i> 140, Par Monitor 3 / Monitor 4. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 4 do Monitor 3.	56
Figura 28: <i>Inline</i> 140, Par Monitor 4 / Monitor 5. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 5 do Monitor 4.	56
Figura 29: <i>Inline</i> 140, Par Monitor 5 / Monitor 6. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 6 do Monitor 5.	57
Figura 30: <i>Inline</i> 140, Par Monitor 6 / Monitor 7. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 7 do Monitor 6.	57

Figura 31: <i>Inline</i> 200, par Base / Monitor 1. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.....	58
Figura 32: <i>Inline</i> 200, par Monitor 1 / Monitor 2. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.	59
Figura 33: <i>Inline</i> 200. Pares do Monitor 2/Monitor 3 ao Monitor 6/Monitor 7 (linhas 1 a 5, respectivamente). (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.	61
Figura 34: <i>Inline</i> 140, par Base / Monitor 1. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.....	62
Figura 35: <i>Inline</i> 140, par Monitor 1 / Monitor 2. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.	62
Figura 36: <i>Inline</i> 140, par Monitor 2 / Monitor 3. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.	62
Figura 37: <i>Inline</i> 140, par Monitor 3 / Monitor 4. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.	62
Figura 38: <i>Inline</i> 140. Pares do Monitor 4/Monitor 5 ao Monitor 6/Monitor 7 (linhas 1 a 3, respectivamente). (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.	63
Figura 39: <i>Inline</i> 200, Par Base / Monitor 7. (A): razão da impedância, saída do PEM; (B) variação da pressão; (C) variação da saturação de gás; (D) variação da saturação de água; (E) diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (F) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D. As setas azuis indicam regiões onde o efeito do aumento da pressão interferiu de maneira positiva com o aumento da saturação de gás. As setas lilás, indicam onde o efeito do aumento da saturação de água e gás, competiram, praticamente anulando o sinal.	65
Figura 40: <i>Inline</i> 140 (primeira linha) e <i>inline</i> 200 (segunda linha) divididas em camadas internas para o Microbialito e para a Coquina. Na primeira coluna, razão de impedância saída do PEM, e na segunda coluna, resultado da inversão Bayesiana, ambas referente ao	

par Base/Monitor 1. Os mapas médios foram gerados e analisados para esses cinco intervalos definido pelos horizontes identificados.	66
Figura 41: Mapa médio, razão de Ip - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre o topo do Microbialito e o horizonte Tz2, para todos os pares de monitores.	69
Figura 42: <i>Inline</i> 268, RIP Monitor 4/Monitor 5, a qual cruza os poços P13, P11 e o injetor I17. À esquerda resulta da razão de IP, saída do PEM; à direita, resultado da inversão Bayesiana. Notar que a frente de gás no limite da camada Tz4 (seta azul) fica mais evidente após a inversão, porém sua continuidade em direção ao produtor P11 é atenuado pelo ruído.....	70
Figura 43: <i>Inline</i> 268, referente a variação da saturação de gás entre os monitores M5 e M4. Seta azul mostra a frente de gás viajando entre as camadas Tz4 e Tz5.	70
Figura 44: Mapa médio, razão de Ip - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre os horizontes Tz2 e o topo da Coquina, para todos os pares de monitores.	71
Figura 45: Mapa médio, razão de Ip - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre topo da Coquina e o horizonte Tz4, para todos os pares de monitores.	73
Figura 46: Mapa médio, razão de Ip - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre os horizonte Tz4 e Tz5, para todos os pares de monitores.	74
Figura 47: Mapa médio, razão de Ip - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre o horizonte Tz5 e a base do reservatório, para todos os pares de monitores.	75
Figura 48: Gráfico mostrando a porcentagem do sinal recuperado, baseado nos pesos definidos na Tabela 1, para cada camada, em cada par de monitores.	77
Figura 49: Linha 1, variação da permeabilidade em mD. Linha 2, variação da porosidade, em porcentagem. (a) <i>inline</i> 200 e (b) <i>inline</i> 140.	78
Figura 50: Sinal 3D do Monitor 1, <i>inline</i> 220.	78

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação.....	18
1.2	Objetivos	19
1.3	Descrição do Texto	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1	Modelagem Direta.....	22
2.2	Inversão 4D	23
2.3	Viabilidade Sísmica 4D aplicada a campos do Pré-Sal	24
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	26
3.1	Modelos Petro-elásticos	26
3.2	Modelagem Sísmica.....	28
3.3	<i>Normalized Root Mean Square (NMRS)</i>	29
3.4	Inversão Sísmica 4D	30
3.4.1	Inversão Sísmica Elástica	31
3.4.2	Inversão Sísmica Acústica.....	32
3.5	Interpretação Sísmica 4D	34
4	METODOLOGIA.....	36
5	APLICAÇÕES.....	38
5.1	Descrição do Reservatório Estudado	38
5.2	Monitores e Ciclos WAG.....	39
5.3	Modelagem Direta.....	40
5.4	Modelagem do Ruído.....	41

5.5	Calibração da Intensidade do Ruído	43
5.6	Inversão Bayesiana 4D.....	45
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	48
6.1	Avaliação da variação da Impedância – <i>output</i> do PEM.....	48
6.1.1	<i>Inline</i> 200.....	48
6.1.2	<i>Inline</i> 140.....	50
6.2	Avaliação do Sinal 4D: Amplitude Sísmica e Inversão.....	58
6.2.1	<i>Inline</i> 200.....	58
6.2.2	<i>Inline</i> 140.....	59
6.3	Avaliação do Sinal: Base – Monitor 7	63
6.4	Avaliação do Sinal: Mapas	65
6.4.1	Camada Microbialito – Tz2.....	67
6.4.2	Camada Tz2 – Topo da Coquina	68
6.4.3	Topo da Coquina - Camada Tz4.....	69
6.4.4	Camada Tz4 – Tz5.....	72
6.4.5	Camada Tz5 – Base	72
6.4.6	Quantificação do Efeito do <i>Side Lobe</i>	75
7	DISCUSSÃO	79
8	CONCLUSÕES.....	80
	REFERÊNCIAS	82
	APÊNDICE A – Artigos Gerados	87
	APÊNDICE B – Ruído Ambiental	88

1 INTRODUÇÃO

A busca para estender a vida útil de um campo e maximizar a recuperação de hidrocarbonetos nunca foi tão grande e a sísmica 4D é atualmente uma fonte valiosa de informações para monitoramento e gerenciamento de reservatórios. A premissa básica é simples: o método envolve a aquisição, processamento e interpretação de sísmicas repetidas ao longo da produção de um campo com o objetivo de compreender as mudanças no reservatório, ao longo do tempo, causadas pela produção. Com a sísmica 4D é possível identificar regiões pressurizadas, regiões inundadas pela injeção de água, etc. Assim, seu grande valor está na capacidade destes dados fornecerem informações espaciais podendo, por exemplo, ajudar a localizar hidrocarbonetos não drenados, a otimizar a perfuração de novos poços e a gerenciar programas de injeção no campo.

Uma das primeiras aplicações da sísmica 4D para o monitoramento de reservatórios começou por volta de 1960 e 1970 (Johnston, 2022). A primeira aplicação de monitoramento sísmico 4D marítimo foi no Mar do Norte, a escola de campo pioneira para casos sísmicos 4D (Landro *et al.* (1999); Boyd-Gorst *et al.* (2001); Guderian *et al.* (2003); Castro *et al.* (2009)). Atualmente, a maioria dos casos publicados está relacionada a reservatórios carbonáticos e siliciclásticos de baixa a média rigidez. Grochau *et al.* (2014) apresentou um exemplo bem-sucedido de sísmica 4D em reservatórios de carbonatos albianos pós-sal, marítimo no Brasil. Cruz, *et al.* (2021) é o primeiro trabalho que mostra a aplicação da sísmica 4D para um reservatório do pré-sal brasileiro.

A interpretação de dados sísmicos 4D incluem o cálculo e a avaliação das mudanças nos atributos sísmicos (amplitude sísmica, impedância acústica, velocidades e densidade das ondas P (V_p) e S (V_s)) os quais variam com as mudanças na pressão do reservatório, saturação dos fluidos e temperatura durante a produção de um campo (Johnston, 2013). No entanto, explicar as causas dos sinais 4D observados pode ser muito complexo, pois diferentes cenários de produção podem produzir sinais 4D com a mesma polaridade e magnitude. Existem também efeitos concorrentes (como mudanças de fluido e pressão ocorrendo simultaneamente no mesmo local do reservatório) que podem tornar os sinais 4D muito difíceis de explicar.

No âmbito do gerenciamento de um reservatório, a sísmica 4D adquirida, como dito anteriormente, é utilizada para tentar identificar regiões pressurizadas, localizando hidrocarbonetos não drenados, a otimizar a perfuração de novos poços e a gerenciar programas de injeção no campo. No âmbito da simulação de reservatórios, estes dados podem ser usados

em conjuntos com outros dados de geofísica, geologia e engenharia para construir os modelos de reservatório. Depois de elaborados, os modelos de simulação são submetidos ao ajuste de histórico, etapa onde são reduzidas as incertezas das propriedades de rocha e fluido que, de acordo com a formulação matemática, descrevem o fluxo no meio poroso. Os modelos ajustados são utilizados para prever o comportamento do reservatório em diferentes condições de operação, na busca de estratégias de exploração que maximizem a produção e a recuperação de petróleo. Um dos desafios para o processo de ajuste de histórico usando sísmica 4D é a conversão de domínios, ou seja, os dados de simulação e sísmica 4D devem ser convertidos para uma grandeza física comum. Uma das formas de se fazer isso é executar uma modelagem sísmica direta a partir de um modelo de simulação e comparar seus resultados com os dados sísmicos 4D observados. Nos últimos anos, muitos esforços têm sido feitos para gerar uma resposta sísmica 4D sintética o mais semelhante possível a um reservatório a ser monitorado. Este processo é bastante importante não apenas para rodar assimilação de dados incluindo sísmica 4D, mas é fundamental também para realizar a interpretação de dados sísmicos 4D e otimizar o *design* de novos levantamentos (chamados estudos de viabilidade).

A modelagem sísmica direta é um procedimento essencial para estudos de viabilidade onde o objetivo é avaliar o melhor momento para adquirir novos levantamentos sísmicos. O estudo de viabilidade 4D visa entender a resposta sísmica do reservatório devido à produção. Lumley *et al.* (1997) desenvolveram uma técnica de análise de risco para avaliar a aplicabilidade de um projeto 4D onde, para um estudo de viabilidade adicional, análise de perfil, medições de física de rocha e modelagem sísmica são essenciais. Algumas empresas petrolíferas têm uma metodologia própria (Johann & Monteiro, 2016). Porém, indo além da modelagem direta, os resultados da inversão nos permitem avaliar estimativas mais realistas nas variações de impedância que podem ser usadas na assimilação de dados imitando, por exemplo, algumas complexidades de aplicações reais, avaliando também o intervalo mais adequado entre dois levantamentos. E a partir desses resultados é possível realizar um rigoroso estudo de sua viabilidade, antes da aquisição de dados sísmicos reais, uma vez que um levantamento 4D é comumente caro.

Uma observação pertinente, é que uma sísmica sintética pode ser gerada para criação de um *benchmark* de estudo, como a partir de um *benchmark* já existente, através da modelagem, como foi realizado nesse trabalho. Para um monitoramento 4D real, os dados sísmicos são adquiridos diretamente, seja por um levantamento utilizando *streamers*, seja um levantamento PRM (*Permanent Reservoir Monitoring*) ou OBN (*Ocean Bottom Nodes*).

Apesar de todos os desafios, a aplicação da sísmica 4D para monitoramento de reservatórios carbonáticos do pré-sal apresenta um cenário favorável. A maioria dos estudos que envolvem modelagem sísmica a partir de modelos de reservatórios hoje existentes vão até a etapa da geração das amplitudes sísmicas. Isso acontece principalmente porque este processo é usado em estudos de viabilidade, onde o foco é entender os possíveis sinais 4D do campo e assim determinar um período ótimo para sua aquisição. Neste trabalho, estamos propondo avançar para o estágio de inversão sísmica 4D (similar ao que foi apresentado por Rosa, *et al.* (2020)) para tentar entender a complexidade de um reservatório do pré-sal, intercalado com rochas ígneas, sob estratégia de injeção WAG (*Water Alternating Gas*). Ao adicionar o passo da inversão geramos dados sintéticos que podem ser comparados de forma mais direta e realista aos dados medidos em campo sendo, portanto, uma poderosa ferramenta para auxiliar na interpretação de dados de sísmica 4D adquiridos.

1.1 Motivação

Nos últimos anos, muitos esforços têm sido feitos com o objetivo de gerar uma resposta sísmica 4D sintética a mais parecida possível com um reservatório que se deseja monitorar, servindo como um suporte na interpretação de dados adquiridos, calibração de modelos de reservatório e otimizando o *design* de novos levantamentos 4D. Estes modelos são criados a partir de informações já existentes do campo, como dados de petrofísica dos poços, dados de produção e modelos geológicos baseados nesses poços e na interpretação dos dados sísmicos existentes. Todas essas informações servem como entrada para a modelagem de um campo real, criando modelos mais próximos possíveis deste campo.

A utilização de dados sísmicos sintéticos permite uma análise prévia da interpretação 4D mostrando quais devem ser os atributos adequados para destacar cada efeito esperado e as principais questões para identificar as características de produção do reservatório. Porém, os dados sísmicos 4D possuem limitações devido a problemas de aquisição, processamento e o conteúdo de ruído, os quais podem obscurecer o sinal 4D real que representa as mudanças reais no reservatório. Além disso, há a subjetividade inerente à interpretação (por exemplo, quando o sinal é ambíguo, ou quando há competição de efeitos) e situações em que o sinal 4D é fraco. Além de ocorrências geológicas, como por exemplo, intrusão de rochas ígneas nos reservatórios que podem influenciar a interpretação 4D mesmo após inversão dos dados. Tudo isso deve ser avaliado quando se decide fazer um monitoramento 4D de um reservatório e também ao se fazer a interpretação quando estes dados são adquiridos. A utilização de uma sísmica sintética, a qual

representa o campo que desejamos monitorar, é uma ferramenta essencial para entender melhor todos esses desafios.

1.2 Objetivos

Este trabalho visa realizar a modelagem sísmica direta (com e sem ruído) seguida da aplicação de uma inversão Bayesiana 4D de vários levantamentos sísmicos para um modelo de reservatório que possui desafios semelhantes a um campo do pré-sal como, por exemplo, rocha carbonática, estratégia de produção usando injeção WAG, fluido leve com alto teor de CO₂ e com produtores e injetores usando ICVs (*Inflow Control Valves*). O objetivo final é analisar as complexidades dos sinais sísmicos 4D para este caso, avaliando os sinais ao longo de vários monitores que replicam um cenário de aquisição PRM (*Permanente Reservoir Monitoring*).

Como objetivos específicos temos:

- 1- Criação de dados sísmicos sintéticos 4D para o *benchmark* UNISIM-IV (Botechia, *et al.* 2022), que compreende os seguintes volumes: impedância acústica gerada pela aplicação de um modelo petro-elástico, correspondente a um dado ideal; amplitude sísmica (após modelagem sísmica direta da saída do PEM (*Petro Elastic Model*)) com e sem ruído e por fim, dados de impedância acústica obtida pela Inversão Bayesiana 4D, a qual representa sinais sísmicos 4D mais realísticos.
- 2- Criação dos volumes citados acima para oito levantamentos sísmicos (uma base e sete monitores) considerando um sistema de monitoramento permanente, PRM.
- 3- Definição de um procedimento para calibrar o nível de ruído adicionado baseado na medida de NRMS (*Normalized Root Mean Square*), considerando 1% o ruído ambiental e 3% o ruído de repetibilidade.
- 4- Avaliação dos sinais sísmicos 4D para todos os pares de levantamentos, comparando o resultado da inversão (dado real) com os dados obtidos do *Petro Elastic Model* - PEM (dado ideal).

1.3 Descrição do Texto

Esta dissertação está estruturada em oito capítulos. O primeiro capítulo é uma introdução sobre sísmica 4D e sua importância no gerenciamento de reservatórios. Também nesse capítulo, é descrita a motivação para desenvolver este trabalho e seus objetivos.

O segundo capítulo traz a fundamentação teórica para entender os conceitos-chaves nas etapas de desenvolvimento seguidas nessa dissertação, como a teoria do modelo petro-elástico, modelagem sísmica, e inversão Bayesiana 4D.

O terceiro capítulo é uma revisão da literatura, tanto do uso da sísmica 4D para monitoramento de reservatórios. Também é feito um breve comentário do uso da sísmica 4D em campos brasileiros do pré-sal.

O capítulo quatro descreve a metodologia e o cinco as aplicações dessa metodologia em um modelo de alta resolução, *Benchmark* UNISIM-IV, baseado em um campo carbonático gigante, com tendências geológicas e dinâmicas do pré-sal.

O capítulo seis mostra os resultados deste trabalho e está dividido em três partes principais: (a) avaliação do sinal 4D no domínio da impedância (saída do PEM), (b) avaliação do sinal 4D no domínio da amplitude e depois da impedância, resultante da inversão, ambos com e sem ruído, (c) avaliação do sinal através de mapas médios entre camadas pré-definidas.

O capítulo sete apresenta algumas discussões relevantes dessa dissertação e o capítulo oito apresenta as conclusões deste trabalho. Nos apêndices os dois artigos publicados, frutos dos resultados gerados nesta dissertação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O Mar do Norte foi a escola de campo pioneira para monitoramento sísmico 4D marítimo, com vários exemplos bem-sucedidos como os descritos por Landro *et al.* 1999; Boyd-Gorst *et al.* 2001; Guderian *et al.* 2003 e Castro *et al.* 2009). A aplicação da sísmica 4D para o monitoramento de reservatórios começou por volta de 1960 e 1970 (Johnston, 2022) e os primeiros levantamentos sísmicos 4D foram provavelmente adquiridos no início dos anos 1980 em reservatórios de óleo pesado, os quais utilizavam injeção de vapor ou combustão para aumentar a mobilidade do óleo. O exemplo mais conhecido é o de Greaves & Terrance (1987), pelo qual receberam a Medalha de Ouro Virgil Kauffman (premiação da SEG, *The Society of Exploration Geophysicists*) por seu trabalho pioneiro em sísmica 4D para monitorar o movimento de fluidos dentro de um reservatório de hidrocarbonetos como também vincularam as mudanças sísmicas à rocha e a propriedades dos fluidos que esta continha.

O maior avanço para a utilização de sísmica 4D de forma comercial também foi no Mar do Norte, conhecido como o estudo sísmico 4D de Gullfaks, lançado pela Equinor (na época chamada Statoil), junto com a WesternGeco, em 1995. Foi um estudo piloto, feito na parte norte do campo, e a interpretação inicial realizada logo após esse levantamento já demonstrou um potencial promissor na resposta sísmica 4D (Landro, *et al.* 1999). Desde então, mais três levantamentos foram adquiridos em 2003, 2006 e 2008 antes de ser tomada a decisão de instalar um sistema de monitoramento de reservatórios permanente (PRM) em 2010. Os benefícios da sísmica 4D então se expandiram para o Golfo do México, África Ocidental e reservatórios pós-sal brasileiros (Burkhart *et al.* 2000; Wagoner *et al.* 2003; Johann *et al.* 2006; Sansonowski *et al.* 2007; Lima *et al.* 2010; Webb *et al.* 2020).

Os programas 4D marítimos foram inicialmente conduzidos usando dados sísmicos adquiridos por *streamers*, de levantamentos inicialmente não projetados e nem dedicados para fins de monitoramento 4D, produzindo o que agora consideramos fraca repetibilidade. O primeiro sistema de monitoramento de reservatório permanente (PRM) foi implantado em Foinaven em 1995. Desde então, as melhorias do PRM vêm crescendo a cada dia.

Com o objetivo de aumentar a repetibilidade dos levantamentos, em 2004/2005 foi realizado o primeiro levantamento OBN (*Ocean Bottom Node*) 3D no sul do Golfo do México, e até 2008 apenas um ou no máximo dois levantamentos OBN 3D por ano foram adquiridos em todo o mundo. Já em 2021, somente a empresa Magseis Fairfield, por exemplo, completou a aquisição de seu centésimo levantamento OBN. Com o aumento da repetibilidade dos

levantamentos, mais e mais a sísmica 4D tem demonstrado um claro potencial econômico quando usada para distinguir entre áreas drenadas e não drenadas, identificando os bolsões remanescentes de óleo e gás em campos de hidrocarbonetos.

A primeira fase das experiências 4D no Brasil foi caracterizada por estudos de viabilidade técnica e econômica de projetos-piloto para campos terrestres realizados principalmente entre 1994 e 1999. A segunda fase começou em 1999 com o primeiro projeto de pesquisa sísmica aplicada 4D denominado PRAVAP 10 (PRAVAP – Programa Interno da Petrobrás Estratégico de Pesquisa para Melhoria do Fator de Recuperação de Petróleo e Gás, Shecaira, *et al.*, 2002). Muitos estudos de viabilidade foram realizados no âmbito deste programa que ajudaram a melhorar o conhecimento inicial de sísmica 4D (Aggio, *et al.*, 2000). Hoje, o campo de Marlim da Petrobras, na bacia de Campos, oferece um dos melhores exemplos de como a tecnologia sísmica 4D pode ser incorporada às decisões de gerenciamento de reservatórios. O uso dos recursos de imagem 4D no campo permitiu uma modelagem dinâmica e estática aprimorada, o que permitiu que o movimento de óleo, gás e água através dos reservatórios fosse monitorado com maior precisão e garantiu que o comportamento do reservatório pudesse ser previsto com mais confiança no futuro. Podemos citar o trabalho de Sansonowski, *et al.* (2007), o qual descreveu um estudo de caso, no campo de Marlim, onde a aplicação da sísmica 4D contribuiu de maneira significativa para decisões críticas no gerenciamento desse campo. No entanto, até agora, a maioria dos casos publicados estão relacionados a reservatórios siliciclásticos do Mioceno, com apenas alguns exemplos de aplicações sísmicas 4D em relação a carbonatos (Grochau *et al.* 2014; Carpenter, 2019). Grochau *et al.* (2014) apresentou um exemplo bem-sucedido de sísmica 4D em reservatórios de carbonatos albianos pós-sal, marítimos no Brasil. Segundo Mello, *et al.* (2019), a baixa compressibilidade das rochas do reservatório carbonático do pré-sal, a complexidade geológica das rochas *overburden*, a heterogeneidade do reservatório e as características dos fluidos tornam um projeto de monitoramento sísmico muito desafiador.

2.1 Modelagem Direta

Como dito anteriormente, a modelagem sísmica é umas das áreas mais bem-estabelecidas na exploração e geofísica de reservatórios, com um range largo de aplicações. Carcione, *et al.* (2002) mostram três diferentes técnicas de modelagem sísmica: método direto, método *Integral-Equation* e método *Ray-Tracing*. A aplicação desses métodos depende do tipo do modelo da Terra (1D, 2D ou 3D), a capacidade de modelar diferentes tipos de propagação de onda (múltiplas, difrações, etc.), sua implementação e custo computacional. O método mais utilizado para a convolução é a modelagem 1D (Ribeiro, *et al.* (2007); Allo, (2013)), entretanto

algumas técnicas de modelagem, conhecidas como híbridas, são bastantes utilizadas especificamente para estudos 4D em modelos 2D/3D da Terra.

Exemplos de algumas técnicas mais sofisticadas para a modelagem sísmica, é o método do *Ray-Tracing*, a partir da qual funções estimadas de distribuição de pontos podem ser usadas para gerar imagens migradas em profundidade sem a necessidade de gerar sismogramas sintéticos e processá-los, conforme apresentado em (Drottning, *et al.* 2009). Outro exemplo inclui uma técnica de propagação de matriz desenvolvida por Stovas & Arntsen (2006) e aplicada a um estudo de otimização baseado em simulação por Dadashpour (2009). Porém poucos estudos compararam os diferentes tipos de modelagem sísmica para estudo e monitoramento de reservatórios utilizando o sinal 4D. A maioria dos trabalhos publicados faz essa comparação de maneira qualitativa (Amini, 2014).

2.2 Inversão 4D

Durante a produção de um campo de petróleo, as variações na saturação e na pressão do fluido causam mudanças na densidade da rocha e na velocidade das ondas, resultando em mudanças na refletividade e no tempo de viagem (Calvert, 2005). A inversão sísmica 4D consiste em encontrar um modelo que explique essas variações.

Lafet, *et al.* (2008) propuseram uma abordagem de inversão 4D em que os dados de vários monitores foram invertidos simultaneamente no Campo de Brage (Noruega), mostrando que os resultados de impedância eram mais precisos com relação aos efeitos esperados da inundação de água quando comparados a inversões 3D independentes. Allo (2013) mostrou que a inversão sísmica conjunta tem um custo computacional menor em comparação com as inversões 3D independentes e requer uma única *wavelet* e um modelo inicial mais simples, que representa as mudanças nas impedâncias acústicas entre diferentes levantamentos. Outra vantagem é que permite o acesso aos resultados 4D diretamente no processo iterativo de parametrização.

Rosa, *et al.* (2020) compararam diferentes métodos de inversão sísmica para estimar mudanças de impedância no sinal 4D. Eles compararam a inversão Bayesiana 4D conjunta, inversão Bayesiana 3D independente, inversão determinística *model-based* 3D independente e a inversão determinística *colored 3D* independente. Todos os métodos sob investigação produziram uma estimativa confiável das mudanças de impedância que causaram as anomalias sísmicas no levantamento sísmico 4D, porém, através de uma análise quantitativa, eles mostraram que a inversão Bayesiana 4D conjunta foi a mais precisa, e será o método utilizado nessa dissertação.

2.3 Viabilidade Sísmica 4D aplicada a campos do Pré-Sal

Silva, *et al.* (2020) conduziram um estudo da viabilidade 4D com base em um poço de um campo do pré-sal no Brasil com dois tipos de rochas reservatório: microbialito e coquina. A análise dos atributos 4D, ΔAI (*acoustic impedance*), ΔSI (*shear impedance*) e $\Delta VP/VS$ mostrou que, dos 24 cenários de produção modelados para microbialito e coquina, 10 geraram anomalias sísmicas 4D significativas no microbialito e 17 na camada da coquina. Eles avaliaram dois modelos petro-elásticos para obter a impedância acústica e determinar a viabilidade de um estudo 4D de reservatório carbonático. Os modelos comparados pelos autores para o cálculo do K_{dry} (módulo de rigidez) utilizando a equação inversa de Gassmann (1951) e o modelo de Xu and Payne (2009). Eles chegaram à conclusão que ambos os modelos mostraram que variações na pressão e saturação são muito similares e concluíram que apesar de ser um campo carbonático, a aplicação do modelo de Gassmann é suficiente para a viabilidade de estudos 4D mesmo que as equações de Gassmann (1951) sejam comumente usadas na modelagem de rochas siliciclásticas. Logo, para a geração do modelo petro-elástico utilizado nessa dissertação, utilizaremos o modelo de Gassmann.

Mello, *et al.* (2019) usaram dados sintéticos (utilizando a convolução 1D) também para avaliar a viabilidade de um levantamento 4D na Bacia de Santos. Com os resultados apresentados, eles concluíram que os principais efeitos de produção só devem ser detetáveis em dados sísmicos com um nível de repetibilidade muito elevado. Qualquer melhoria sutil na repetibilidade sísmica implicaria em uma melhoria significativa na qualidade do sinal 4D. Esta observação afeta diretamente o planejamento de aquisição sísmica para monitoramento de reservatórios e sugerindo a necessidade de um sistema permanente. Os feitos que eles mais identificaram foram a injeção da frente de água na zona de óleo, a subida do aquífero e um aumento potencial da saturação de gás/óleo na zona de água. A frente de gás injetado na zona de óleo foi invisível para o atributo de impedância acústica. Várias anomalias 4D nos dados de amplitude também puderam ser observadas. Entretanto, uma vez que realizar uma interpretação correta no domínio da amplitude não é uma tarefa fácil, os autores sugerem a inversão 4D como uma ferramenta valiosa para o fluxo de trabalho de interpretação.

O Campo de Tupi foi palco de um projeto pioneiro de sísmica 4D para testar a capacidade da técnica em monitorar a produção e injeção alternada de água e gás (WAG) no pré-sal brasileiro. Cruz, *et al.* (2021) foi um dos primeiros trabalhos que mostrou a aplicação da sísmica 4D para reservatórios do pré-sal brasileiro, testando a capacidade da técnica em monitorar a produção sob um sistema de injeção WAG, com aquisição utilizando a tecnologia OBN. Esta tecnologia foi aplicada pela primeira vez nas águas ultra profundas da Bacia de Santos, dando

origem ao projeto-piloto Tupi *Nodes* da Petrobrás. Apesar de todos os desafios, Cruz *et al.* (2021) apresentam uma aplicação bem-sucedida de um projeto sísmico 4D e este foi a primeira aplicação de monitoramento 4D em um campo do pré-sal brasileiro e provou a capacidade da técnica em monitorar a produção em tais campos.

Com isso, após extensa revisão bibliográfica sobre o tema dessa dissertação, este se torna o primeiro trabalho que faz uma análise bastante abrangente, utilizando oito levantamentos para um caso de monitoramento de reservatórios do pré-sal brasileiro. Também não nos limitamos apenas a etapa da modelagem direta para o estudo do sinal 4D, também aplicamos a inversão Bayesiana 4D para auxiliar o monitoramento e entender as complexidades inerentes a esse tipo de reservatório.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Modelos Petro-elásticos

Para realizar a modelagem direta é necessário extrair algumas propriedades dos modelos de simulação como, por exemplo, as propriedades estáticas (porosidade, volume de argila, etc.) e as dinâmicas (pressão, saturações de fluido, fator volume de formação do óleo, etc.) para cada intervalo de tempo. Para converter essas propriedades estáticas e dinâmicas em propriedades elásticas (velocidades das ondas P (V_p) e S (V_s) e densidade) usamos os modelos petro-elásticos. Estas equações têm sido extensivamente investigadas e existem diferentes modelos na literatura, que podem ser teóricos ou empíricos. De maneira resumida, modelos petro-elásticos são uma série de equações derivadas da teoria da física das rochas, as quais são responsáveis por fazer um *link* entre as propriedades petrofísicas e atributos elásticos.

Tais equações e parâmetros utilizados precisam ser calibrados de acordo com o campo em estudo e tipo de reservatório, sendo esta, uma etapa crítica, a qual relaciona diferentes medições estáticas (como testemunhos, perfis de poços e sísmica) obtidas em diferentes escalas e diferentes domínios (profundidade e tempo). Esta calibração garante valores realísticos para as mudanças dos parâmetros elásticos *in situ* devido a variação da pressão e saturação de fluidos. Mavko, *et al.* (2009) fez uma revisão sobre os diferentes PEM definidos para diferentes rochas, e cada um desses modelos podem ser objetos de estudo independentes, tamanha sua complexidade. Para este trabalho, o PEM aplicado segue um modelo desenvolvido para reservatórios carbonáticos, aplicando as equações de Gassmann, que segundo Silva, *et al.* (2020), a aplicação do modelo de Gassmann é suficiente para os estudos de viabilidade 4D realizados em reservatórios carbonáticos.

Gassmann foi um dos primeiros pesquisadores que estudou a relação entre os constituintes de uma rocha e a variação da velocidade sísmica, provando a relação das velocidades compressional e longitudinal com o módulo de incompressibilidade e o módulo cisalhante da rocha saturada e da rocha seca (obtida em laboratório). Para a dedução da equação, Gassmann (Gassmann, 1951) utilizou algumas considerações: (i) a rocha deve ser macroscopicamente homogênea e isotrópica; (ii) o movimento dos fluidos não deve ter atrito; (iii) os poros devem ser interconectados; (iv) o sistema deve ser fechado; (v) não deve haver interação química entre o fluido, os minerais e a matriz; (vi) o movimento dos constituintes da rocha deve ser desprezado em relação ao movimento de toda a formação; (vii) a pressão hidrostática, deve ser constante (Gassmann, 1951).

Porém, como observação pertinente, vale citar o trabalho de Batzle & Wang (2012). Segundo esses autores, os fluidos dos poros de uma rocha influenciam fortemente as propriedades sísmicas dessas rochas. Porém as densidades, *bulk moduli*, velocidades e viscosidades de fluidos de poros comuns são geralmente simplificadas demais em geofísica. Estimativas das condições *in-situ* e da composição do fluido dos poros produzem valores mais precisos dessas propriedades do fluido do que normalmente se supõe. Expressões simplificadas são desenvolvidas para facilitar o uso de propriedades realistas de fluidos em modelos de rochas. Os fluidos porosos têm propriedades que variam substancialmente, mas sistematicamente, com a composição, pressão e temperatura. Nesse trabalho, os parâmetros de fluidos foram estimados de acordo com a metodologia proposta em Silva Neto *et al*, (2020).

Voltando a Gassmann, isolando o módulo de incompressibilidade de uma rocha seca, K_{dry} , temos:

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} * \left(\frac{\Phi * K_m}{K_n} + 1 - \Phi \right) - K_m}{\frac{\Phi * K_m + K_{sat}}{K_n} - 1 - \Phi} \quad \text{Eq. (1)}$$

$$G_{dry} = G_{sat} \quad \text{Eq. (2)}$$

onde K_{sat} corresponde ao *bulk modulus* de uma rocha saturada, ϕ corresponde a porosidade, K_m é o *bulk modulus* da matriz, K_n corresponde ao *bulk modulus* do fluido e G_{dry} corresponde ao módulo de cisalhamento.

A Figura 1 mostra de maneira esquemática, o PEM usado. As equações de Gassmann são usadas em dois momentos, primeiro K_{dry} é determinado usando as Equação 1. G_{dry} é considerado igual ao módulo de cisalhamento de uma rocha saturada, G_{sat} (Equação 2). Num segundo passo a substituição de fluidos é feita (também usando Gassmann), a qual calcula os módulos elásticos da rocha de acordo com o fluido que ocupa os poros da rocha. As velocidades compressionais e cisalhantes (V_p e V_s) são então calculadas em função de K_{dry} e G_{dry} . Com esses parâmetros calculados, obtemos as propriedades elásticas AI (*acoustic impedance*) e SI (*shear impedance*).

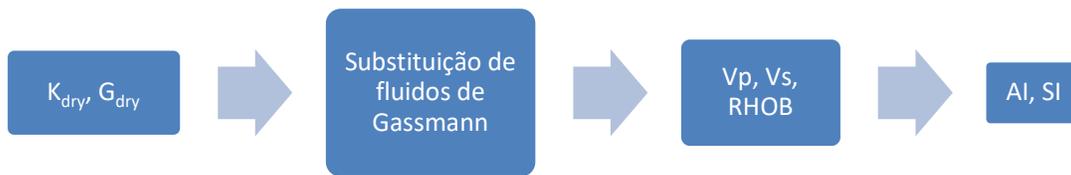


Figura 1: Metodologia utilizada por Gassmann para obter AI, SI, Vp e Vs a partir do PEM (adaptado de Silva, *et al.* 2019). K_{dry} é o módulo de incompressibilidade de uma rocha seca e G_{dry} é o módulo de cisalhamento.

3.2 Modelagem Sísmica

A modelagem sísmica é uma das áreas mais bem-estabelecidas na exploração e geofísica de reservatórios, com um *range* largo de aplicações. No estudo da sísmica 4D, a modelagem sísmica pode ser utilizada para três propósitos principais: estudos da viabilidade de um levantamento 4D, *design* de um novo levantamento e na interpretação de dados 4D (Johnston, 2013). A modelagem sísmica também pode ser utilizada para testes de fluxo de processamentos, interpretação sísmica e estudos de inversão e discriminação de litologia/fluidos.

O método mais utilizado para modelagem sísmica em estudos de reservatórios é a convolução 1D traço a traço, a qual foi utilizada nesse trabalho e será descrita a seguir. Embora esse tipo de convolução esteja limitada a um modelo 1D, isto é, considera apenas a variação vertical das camadas, é um método relativamente barato computacionalmente (comparado a modelagem da propagação de ondas, por exemplo) e eficiente para estudos de modelagem 4D.

Segundo Russell (1991), a refletividade é o conceito físico fundamental tanto no método sísmico como no processo de modelagem sísmica sintética, em que cada coeficiente de reflexão pode ser avaliado como a resposta do sinal sísmico pela mudança na impedância acústica entre duas rochas. Ao considerar que a refletividade consiste em um coeficiente de reflexão em cada amostragem temporal, e a *wavelet* é uma função suavizadora no tempo, o processo de convolução (o qual é um processo matemático que combina duas funções no domínio do tempo, representado pelo símbolo *, para produzir uma terceira função) pode ser descrito como a troca de cada coeficiente de reflexão (r) por uma versão escalonada da *wavelet* (w). A Equação 3 mostra como o traço sísmico $s(t)$ é obtido através da convolução entre a *wavelet* $w(t)$ e a refletividade $r(t)$ (Figura 2).

$$s(t) = w(t) * r(t) \quad (3)$$

A função refletividade considerando um ângulo de incidência igual a zero é mostrada na Equação 4, onde Z_i é a impedância acústica da camada superior e Z_{i+1} da inferior.

$$r = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (4)$$

Note que r será positivo quando o meio acima possuir impedância acústica menor do que o meio abaixo. Da mesma forma, r será negativo quando há um decréscimo no valor de impedância acústica do meio acima para o meio abaixo. Os coeficientes de reflexão podem variar entre +1 e -1 e essas variações dependem da magnitude da impedância acústica, que varia com mudanças na velocidade e na densidade do meio.

Note que embora o modelo convolucional seja relativamente simples, ele permite modelar a interferência das camadas no sinal resultante, isso é crítico especialmente para camadas mais finas.

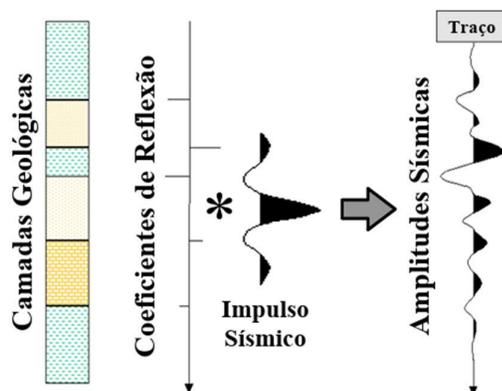


Figura 2: Figura esquemática mostrando a convolução entre o coeficiente de reflexão e a *wavelet* para obter-se o sinal sísmico. Adaptado de Gerhardt (1998).

A impedância acústica (Z) é uma característica do meio, dada pelo produto da densidade do material pela velocidade da propagação das ondas compressoriais. Segundo Chopra (2001), a impedância acústica é uma propriedade de camada e não uma propriedade de interface como a amplitude do dado sísmico. Essa distinção faz com que a impedância acústica seja uma poderosa ferramenta a ser utilizada no processo de caracterização.

3.3 Normalized Root Mean Square (NRMS)

A repetibilidade de um levantamento sísmico 4D é mensurada pelo indicador NRMS (*Normalized Root Mean Square*) e diz respeito à não-repetibilidade dos traços, ou seja, quanto maior o NRMS, menor é a repetibilidade do dado sísmico. Vale ressaltar que o NRMS não é uma medida intuitiva, pois seu o máximo teórico é 200%, e não 100% (Kragh e Christie, 2002).

Sua equação é:

$$NRMS = \frac{200 \times RMS(a_t - b_t)}{RMS(a_t) + RMS(b_t)} \quad (5)$$

onde a_t e b_t são, respectivamente, a amplitude do levantamento monitor e base. O operador RMS é definido por:

$$RMS(x_t) = \sqrt{\frac{\sum_{t_1}^{t_2} (x_t)^2}{N}} \quad (6)$$

e N é o número de amostras no intervalo $t1 - t2$.

Segundo Behrens, *et al.* (2001), essa métrica guarda uma relação com a razão sinal-ruído entre dois levantamentos sísmicos (SNR), dada por:

$$SNR = \frac{\sqrt{2 - NRMS^2}}{NRMS} \quad (7)$$

Deste modo, é possível estabelecer o nível de sinal-ruído necessário para a imposição de uma razão NRMS pré-estabelecida em algum tipo de aquisição. Esta relação foi usada para calibrar a intensidade de ruído para os dados sísmicos gerados neste trabalho.

Janssen, *et al.* (2006) apresentou uma modelagem voltada para diferentes tipos de levantamentos sísmicos 4D, considerando vários níveis de ruído NRMS com o tipo de aquisição utilizada (OBC (*Ocean Bottom Cable*), OBN, PRM, *streamer*, etc.) baseado em uma modelagem de diferentes aquisições sísmicas. A porcentagem de ruído considerado por esses autores foram:

- 1% NRMS - representando a melhor repetibilidade possível para um sistema S4D OBC;
- 3-7% NRMS - representando a repetibilidade esperada para um sistema de cabo-de-fundo permanente (PRM);
- 20% NRMS - representando aquisições *streamers* onde houve esforços para a repetibilidade de fonte, receptores, combinados com processamento padrão S4D;
- 30% NRMS - representando aquisições *streamers* sem repetibilidade de parâmetros de aquisição, mas processado com técnicas de S4D.

3.4 Inversão Sísmica 4D

Inversão sísmica é o processo de transformar dados de reflexões sísmicas em uma descrição quantitativa das propriedades das rochas e dos fluidos que contém essa rocha de um

determinado reservatório (Yangkang, *et al.* 2017). Mais especificamente, a inversão sísmica 3D procura obter as propriedades das rochas que compõe a subsuperfície, através das aquisições sísmicas e das relações teóricas de propagação de ondas acústicas (Bacon, *et al.* 2007).

Os métodos de inversões mais simples, como a inversão acústica, calculam a impedância acústica das camadas a partir das quais podemos fazer previsões sobre litologia e porosidade, por exemplo. Os métodos mais avançados, como as inversões elásticas, são mais precisos para especificar litologias, porosidade e efeitos da movimentação de fluidos no reservatório. São mais robustas e possuem um custo computacional mais alto quando comparada com a inversão acústica. Além disso, as inversões elásticas podem ser desafiantes para dados de baixa qualidade (baixa razão sinal ruído).

Os métodos de inversão sísmica para caracterização de reservatórios podem ser divididos em duas abordagens matemáticas principais: determinística e probabilística. Os métodos determinísticos geralmente fornecem uma solução única, limitada por um modelo inicial ou dados de poço (Simm & Bacon, 2014). Os métodos probabilísticos são baseados em formulações matemáticas que geralmente são mais adequadas para representar a não unicidade da solução do problema inverso. A solução é expressa por distribuições de probabilidade ou por um conjunto de múltiplas realizações que são consistentes com os dados sísmicos observados (Bacon, *et al.* 2007). Os resultados representam não apenas o modelo mais provável, mas também a incerteza do modelo. Um método probabilístico comumente adotado na caracterização de reservatórios é a inversão Bayesiana, que permite avaliar a impedância do modelo mais provável e sua incerteza (Buland & Omre, 2003) combinando informações *a priori* sobre os parâmetros do modelo com os dados medidos em uma formulação probabilística. Seguindo os mesmos conceitos da inversão sísmica 3D, mas extrapolando sua aplicação para dados de sísmica 4D, Buland & El Ouair (2006) estenderam a inversão Bayesiana proposta por Buland & Omre (2003) com o objetivo de estimar a variação 4D de impedância. A inversão Bayesiana 4D conjunta será o método de inversão 4D utilizado nessa dissertação. É um método probabilístico e fornece a distribuição posterior dos parâmetros do modelo. Destacamos que todos os resultados apresentados neste trabalho se referem à média das soluções.

3.4.1 Inversão Sísmica Elástica

A inversão sísmica elástica foi proposta pela primeira vez no início dos anos 1980 (Lailly, 1983; Tarantola, 1984). O tipo de inversão elástica mais utilizado atualmente é a inversão de AVO (*amplitude versus offset*), que utiliza o modelo convolucional para modelar

os dados sísmicos: cada faixa de ângulo (*angle stack*) dos dados de entrada, por exemplo ângulo próximo, médio e distante (*near, mid e far*), é calculada convolvendo um pulso sísmico com os coeficientes de reflexão obtidos com uma aproximação das equações de Zoeppritz, levando-se em conta apenas as reflexões primárias (Hounie & Oliveira, 2011). As *wavelets* nesse tipo de inversão são determinadas para cada ângulo de empilhamento. A inversão elástica de dados sísmicos obtém parâmetros como impedância acústica, razão de Poisson e velocidade das ondas V_p/V_s , as quais tem relação íntima com a variação da refletividade com o *offset* (Pimentel & Guimarães, 2005).

O processo da inversão elástica remove os efeitos da *wavelet*, suprime ruídos aleatórios e aumenta o conteúdo de frequência comparando com os dados sísmicos originais. Porém, como o foco deste trabalho é a inversão acústica e não a inversão elástica, não iremos nos aprofundar na fundamentação teórica desta.

3.4.2 Inversão Sísmica Acústica

A diferença entre inversão acústica e a elástica é que a primeira é aplicada a dados pós-empilhados e a elástica é a generalização da impedância acústica para ângulos de incidência variáveis ou seções de afastamento não nulo.

A inversão sísmica visa prever os parâmetros elásticos de subsuperfície (m) a partir dos dados sísmicos adquiridos (S). Segundo Grana & Mukerji (2015), se o modelo sísmico direto for linear, a formulação matemática do problema direto pode ser escrita como:

$$S = Gm + e_s \quad (8)$$

onde S é o vetor de amplitudes sísmicas, G é a matriz associada ao modelo linearizado direto, m é o vetor de parâmetros elásticos (por exemplo, impedância acústica) e e_s é um erro aleatório com uma distribuição normal, média zero e matriz de covariância conhecida.

A aproximação linear do modelo direto, usando a equação de contraste fraco de Aki and Richards (1980), funciona bem e é bastante usado no processo de inversão. Enfatizamos que neste trabalho foi usada a inversão acústica, logo a equação de Aki and Richards se reduz a solução da própria equação de Zoeppritz (1919), diminuindo o erro que a linearização do modelo direto poderia embutir na inversão. O problema inverso correspondente, para o cálculo de m , dado S , pode ser resolvido usando diferentes inversões matemáticas e métodos de otimização (Tarantola, 2005).

Segundo Buland & Omre (2003), a linearização pode ser obtida em termos do logaritmo da impedância ($m = \ln IP$). Esta formulação pode ser aplicada sempre que os dados sísmicos estão disponíveis e requer apenas um modelo prévio da impedância acústica e da *wavelet* do dado.

Em estudos de inversão 4D, o objetivo é prever as mudanças nas propriedades acústicas entre dois levantamentos sísmicos, um levantamento base e outro monitor. Segundo Buland & Omre (2003) podemos resolver inicialmente a inversão para cada levantamento independentemente, utilizando a formulação matemática de Grana & Mukerji (2015). Ou seja:

$$S_{base} = G_{base}m_{base} + e_{base} \quad (9)$$

$$S_{monitor} = G_{monitor}m_{monitor} + e_{monitor} \quad (10)$$

Logo, formulando o problema, aplicando a inversão ao sinal 4D, assumindo o mesmo operador G , tem-se:

$$\Delta S = S_{monitor} - S_{base} = G\Delta m + e_s \quad (11)$$

Nessa dissertação, utilizaremos a inversão acústica Bayesiana e no caso da inversão Bayesiana 4D, segundo Buland & El Ouair (2006), para um dado sísmico com ângulo incidente igual a zero, o vetor Δm da variação do parâmetro elástico é escrito como:

$$\Delta m = \ln \frac{IP_{monitor}}{IP_{base}} \quad (12)$$

A variação da impedância acústica (IP) é calculada como:

$$\exp(\Delta m) = \frac{IP_{monitor}}{IP_{base}} \quad (13)$$

O resultado da inversão Bayesiana 4D é o logaritmo natural da razão entre a impedância acústica do monitor e a impedância acústica da base (Equação 13). Logo, como resultado, teremos a inversão 4D para cada par de monitor, como por exemplo base/monitor1, monitor1/monitor2 e assim por diante.

A abordagem Bayesiana é um método probabilístico que nos permite combinar informações *a priori* sobre um modelo e medições de dados. Suponha que estejamos interessados em alguma propriedade de uma rocha que não podemos medir no subsolo, por

exemplo a porosidade, e que para a mesma rocha possamos medir outra propriedade, por exemplo a velocidade da onda P. A partir de informações geológicas, sedimentológicas ou deposicionais, os geólogos podem formular hipóteses sobre a porosidade da rocha: por exemplo, se a rocha for um arenito, então podem supor que a porosidade está entre 10% e 40%. Essa informação é chamada de informação *a priori* e resume o conhecimento prévio que temos antes de analisar os dados (Grana, 2013).

Além dessas informações, geralmente podemos medir algumas propriedades que estão fisicamente relacionadas à propriedade que queremos estimar, e geralmente podemos estabelecer um modelo físico entre essas duas propriedades. Essa informação é chamada de *likelihood function*, pois vincula os dados ao modelo. Como essas informações possuem um alto grau de incerteza, é necessário expressar estas duas informações em distribuições de probabilidade e a regra de Bayes permite integrar estas duas informações numa única informação probabilística chamada distribuição *a posteriori*.

Ainda segundo Grana (2013), dado um evento A, para o qual temos alguma informação *a priori*, e outro evento B que está de alguma forma relacionado a A, então a probabilidade *a posteriori* $P(A|B)$ do evento A dado o resultado do evento B é dada por:

$$P(A|B) = \frac{P(A|B)P(A)}{P(B)} \quad (14)$$

onde $P(A)$ é a probabilidade *a priori* de A, $P(B)$ é a probabilidade de B e $P(B|A)$ é a probabilidade condicional de B|A.

Intuitivamente, podemos pensar na regra de Bayes como um método para reduzir a incerteza da nossa informação *a priori* quando novos dados relevantes estão disponíveis.

3.5 Interpretação Sísmica 4D

Em comparação com um dado sísmico 3D, onde estes são relacionados com os perfis de poços, na interpretação 4D os dados de produção (pressão e volumes de fluidos injetados e produzidos) são os dados que serão relacionados com a resposta sísmica. Em outras palavras, os efeitos de produção irão gerar sinais de *softening/hardening*, jargão bastante utilizado na indústria quando nos referimos a variações na sísmica 4D. Efeitos de *hardening* são vistos quando a impedância acústica aumenta da base para o monitor e *softening* a impedância acústica diminui.

Geralmente observa-se que a substituição do óleo por água, assim como a queda de pressão gera variações positivas na impedância 4D, efeito de *hardening*, enquanto a substituição do óleo por gás, bem como o aumento da pressão dos poros, é responsável pelas

variações negativas destes atributos, efeito de *softening*. Também pode ocorrer uma combinação de efeitos da variação de fluidos e da variação da pressão e ter um impacto positivo (soma dos efeitos) ou negativo (subtração dos efeitos) na resposta 4D. Quanto maiores as variações, maiores as chances de detecção sísmica 4D.

Para verificar se as alterações nos reservatórios podem ser observadas pelos atributos sísmicos, muitas vezes usamos o ponto de corte nos valores de ΔAI (entre -3% e 3%) devido às observações empíricas de casos de sucesso 4D na indústria do petróleo (Lumley e Behrens, 1998).

Também quando falamos sobre interpretação sísmica, não podemos deixar de falar sobre o efeito do *side lobe* no dado sísmico. Os lóbulos laterais (*side lobes*) das *wavelets* surgem da falta de conteúdo de baixa frequência dos dados sísmicos. Eles tendem a aumentar o intervalo de tempo de um evento de reflexão individual e interferir nas outras reflexões primárias. Além disso, a sua consistência traço a traço pode produzir pseudo-reflexões e causar interpretações erradas bem como diminuir a amplitude das reflexões. A Figura 3 mostra um exemplo esquemático da resposta de um dado sísmico com interferência do *side lobe* e a mesma resposta sísmica, se a *wavelet* não tivesse sido afetada pelo efeito do *side lobe*.

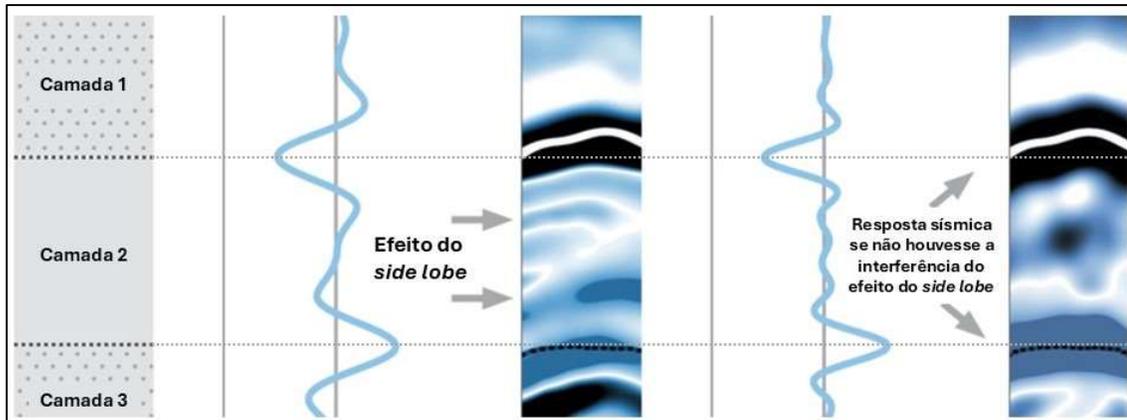


Figura 3: Figura esquemática representando o contraste das camadas em imagens sísmicas com o efeito do *side lobe* e sem o efeito do *side lobe*.

4 METODOLOGIA

Os passos da metodologia utilizada para desenvolver este trabalho são mostrados no fluxograma da Figura 4 e serão detalhados a seguir.

Para gerar dados sísmicos sintéticos a partir de um modelo de reservatório, a primeira etapa (Figura 4, etapa 1, em magenta) é gerar as propriedades elásticas aplicando um modelo petro-elástico. O PEM é a ponte entre os dados sísmicos e as propriedades do modelo de reservatório. Este converte os dados estimados do modelo de simulação, que refletem a produção do campo em termos de variações de saturações (água e gás), pressão e temperatura, em atributos sísmicos (V_p e V_s , densidade e impedância acústica).

A próxima etapa, representada em amarelo na Figura 4, consiste na modelagem direta do dado sísmico, através da convolução entre a *wavelet* e refletividade (saída do PEM). O ruído é adicionado aos dados sísmicos modelados. Neste trabalho, adicionamos dois tipos de ruídos: uma componente referente ao ruído ambiental (aleatório) e uma componente referente ao ruído de repetibilidade.

O sinal de amplitude sísmica 4D, representado no fluxograma da Figura 4, em azul, é o resultado da diferença entre dois levantamentos sísmicos (por exemplo, Base menos Monitor). Nesta etapa já consideramos o dado com o ruído modelado adicionado.

Na etapa 4 (Figura 4, verde claro) propomos a aplicação de uma inversão sísmica 4D para todos os pares de monitores (exemplo: base/monitor1, monitor1/monitor2, etc) com o objetivo de acessar atributos sísmicos mais realistas (como mudanças na impedância). Como estamos modelando dados sísmicos sintéticos, com ruído adicionado, de um modelo de simulação de reservatório, os atributos sísmicos gerados pelo PEM (etapa 1) atuam como o resultado ideal para os resultados da inversão (etapa 4).

Destacamos que o passo 4 proposto nesta tese não faz parte dos fluxos tradicionais de modelagem sísmica baseados em modelos de reservatórios. Outra contribuição desta dissertação é a forma de calibrar a intensidade dos ruídos baseados em valores de NRMS, conforme explicado a seguir, no Capítulo 5.

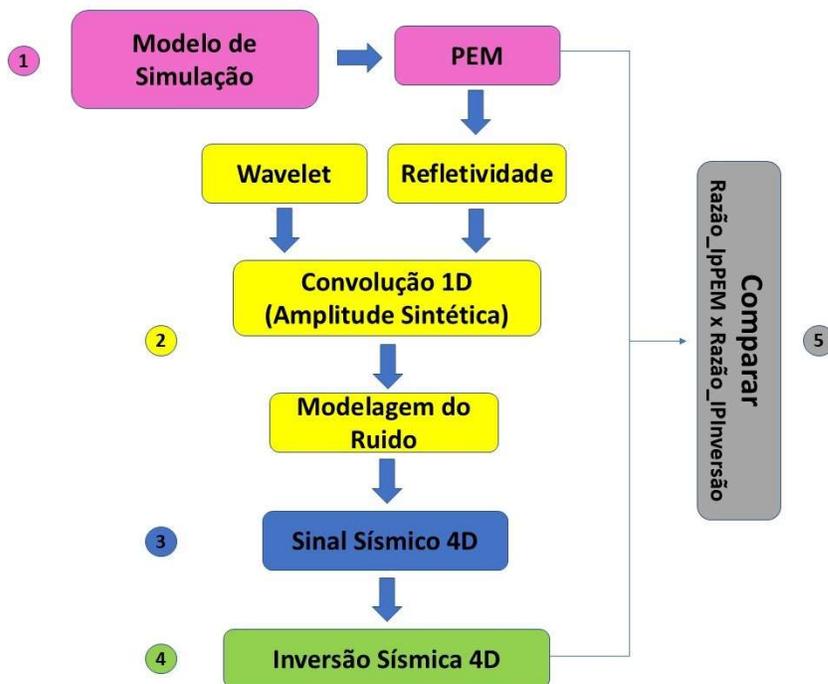


Figura 4: Fluxograma mostrando as etapas para desenvolver este trabalho. Passo 1 (magenta), geração das propriedades elásticas a partir da aplicação do PEM em um modelo de reservatório de alta resolução. Passo 2 (amarela) corresponde a modelagem sísmica, aplicando a convolução 1D à refletividade do dado (saída do PEM) e *wavelet*. O ruído é adicionado aos dados sísmicos após modelagem. Passo 3 (azul) o sinal da amplitude sísmica 4D é o resultado da diferença de amplitude entre dois levantamentos sísmicos (por exemplo, Base menos Monitor). Passo 4 (verde claro), aplicamos uma inversão sísmica 4D para extrair os atributos sísmicos (como variações de impedância). Passo 5 (cinza), os resultados da inversão sísmica 4D serão comparados com a Razão de Impedância originada do PEM.

Finalmente, no passo 5 (Figura 4, cinza), os resultados da inversão sísmica 4D são comparados com a Razão de Impedância originada do PEM. A ideia dessa comparação é avaliar os desafios na interpretação e inversão de dados sísmicos 4D para um caso complexo, como campos de pré-sal.

5 APLICAÇÕES

5.1 Descrição do Reservatório Estudado

Neste trabalho foi utilizado o *Benchmark* UNISIM IV – (<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/br/unisim-iv/overview>) o qual representa um campo gigante e é dividido em quatro setores. O *benchmark* possui um modelo de referência, que é um modelo de simulação de reservatório de alta resolução (*grid* 50x50x2m), e é baseado em um campo carbonático gigante, com tendências geológicas e dinâmicas dos reservatórios do pré-sal (Correia *et al*, 2020). O modelo Referência é baseado no Setor 1 do *Benchmark* UNISIM-III (Figura 5(a)), representando um setor isolado do campo. Este modelo possui uma estratégia de produção composta por seis poços produtores, seis injetores WAG e um injetor (I16) que injeta apenas gás (Figura 5(b)). Também é importante destacar que este modelo de simulação considerou um ano de TLD (Teste de Longa Duração), composto por um produtor (P11) e um injetor de gás (I11, para reinjeção do gás produzido). Dois anos após o término do TLD, todos os poços iniciaram a produção.

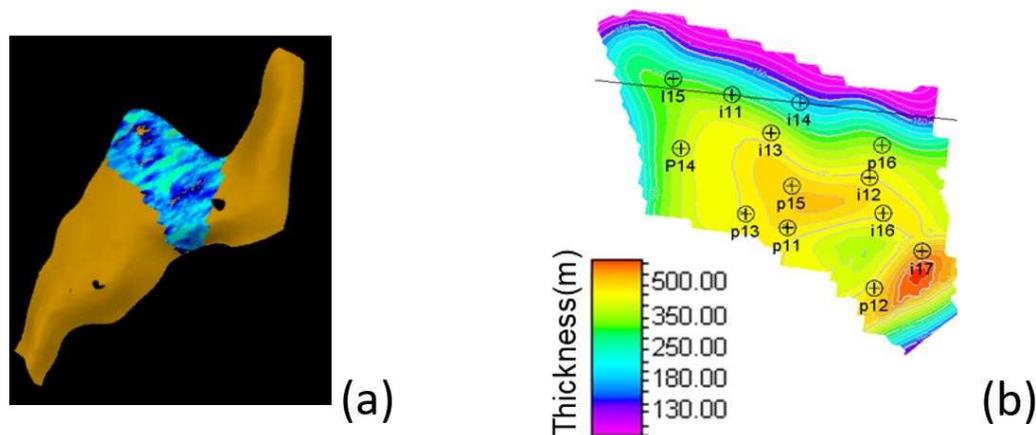


Figura 5: (a) UNISIM-III benchmark. Em azul, Setor 1, o qual representa a área de estudo. (b) mapa de espessura, com a localização de todos os poços.

O reservatório é dividido em três zonas estratigráficas principais (Figura 6): na parte superior, existem duas zonas correspondentes a microbialitos e, na parte inferior, temos coquinas. A caracterização do modelo de reservatório inclui *karts*, fraturas e rochas vulcânicas. O tipo de levantamento sísmico considerado neste trabalho é do tipo PRM, um levantamento de alta repetibilidade.

5.2 Monitores e Ciclos WAG

Um total de oito levantamentos sísmicos foram modelados: uma base e sete monitores. O levantamento base foi modelado após a realização do TLD e o Monitor 1, um ano e meio após o início da produção. O Monitor 2 foi modelado um ano após o Monitor 1 e os monitores seguintes foram modelados a cada seis meses (Figura 7). Essa programação imita o que pode ocorrer em um campo real.

O campo possui sete poços injetores, os quais estão completados em toda a seção vertical, incluindo aquífero, com sistema de injeção do tipo WAG. Cada injetor injeta um fluido por vez, nunca os dois fluidos (água e gás) ao mesmo tempo. Não existe nenhuma regra para injetar gás na parte superior ou água na inferior e vice-versa. Logo os poços injetam em toda a seção vertical em que foram perfurados. Cada injetor é equipado com duas válvulas de controle inteligente (ICVs), que foram usadas na injeção WAG para controlar e distribuir o fluxo de injeção pela seção lateral.

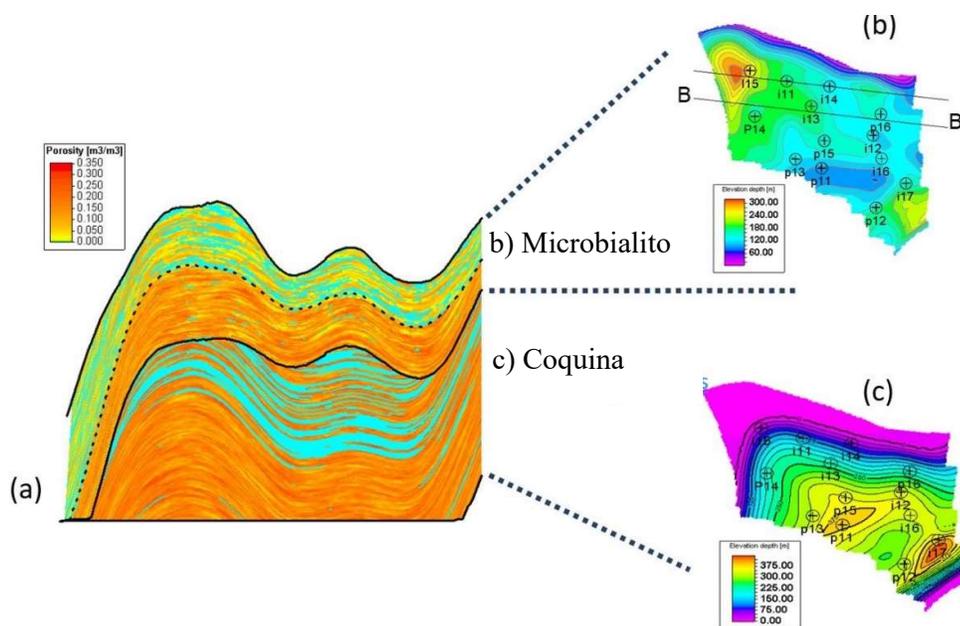


Figura 6: (a) Zonas estratigráficas do reservatório mostrando a variação de porosidade. (b) Mapa de espessura do microbialito e (c) mapa de espessura da coquina.

A forma de controle das ICVs tem como objetivo deixar a frente de avanço de fluido mais "uniforme". Então, é feita uma relação da injeção acumulada de fluido entre as zonas, e quando uma zona está injetando aproximadamente 10% a mais que a outra, ela fecha, e esse processo vai invertendo ao longo do tempo.

O tipo de fluido injetado por cada poço no tempo, em relação à aquisição dos monitores, também é mostrado na Figura 7.

5.3 Modelagem Direta

As equações do modelo petro-elástico utilizadas nessa dissertação foram as equações de Gassmann (Gassmann, 1951) que segundo Silva, *et al.* (2020), demonstraram bons resultados na viabilidade 4D em reservatórios com microbialitos e coquinas e são mais simples, sem a necessidade de definir a geometria detalhada do espaço poroso.

Após executar o PEM e converter o dado de profundidade para tempo, a refletividade foi calculada e usada como entrada para a modelagem sísmica direta (convolução 1D). A *wavelet* utilizada é representada na Figura 8, mostrando o conteúdo de frequência esperado para um levantamento PRM. A mesma *wavelet* usada para modelagem direta foi utilizada na inversão.



Figura 7: Ciclos de WAG e período de aquisição de cada levantamento modelado (uma base e sete monitores). A cor azul representa o ciclo de injeção de água e a cor vermelha o ciclo de injeção de gás.

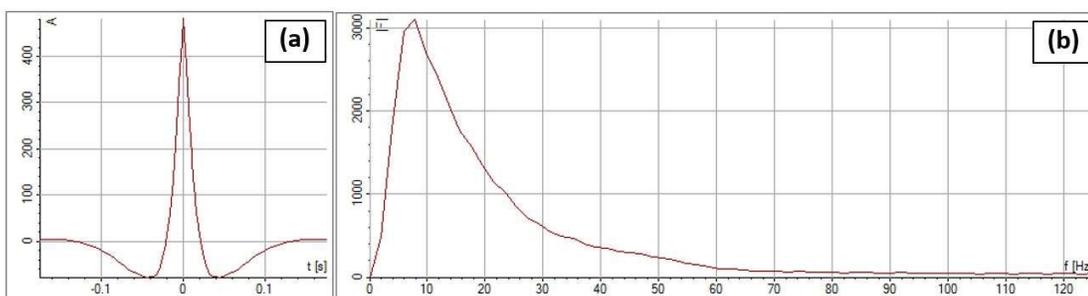


Figura 8: (a) *Wavelet* 05-15 graus, utilizada para a modelagem sísmica. (b) Seu *spectrum* de frequência.

Existem dois tipos de rochas não reservatório localizadas dentro do reservatório (blocos nulos no modelo de simulação, Figura 9-a): 1) rochas ígneas, cujos valores de impedância acústica foram fixados em 16731 m/s g/cc e, 2) carbonatos microporosos para os quais

definimos $IP = 11868 \text{ m/s g/cc}$. Para as rochas *overburden*, assumimos como anidrita ($IP = 16820 \text{ m/s g/cc}$) e, para as rochas *underburden*, estabelecemos $IP = 16731 \text{ m/s g/cc}$ (rocha ígnea). Esses valores são definidos no dado de saída do PEM, antes da modelagem sísmica (Figura 9 (b)).

A modelagem sísmica foi feita no *grid* de $25\text{m} \times 25\text{m} \times 2\text{ms}$ (Figura 9-c), para melhor imagear mergulhos e descontinuidades. Após a modelagem, o dado foi re-amostrado para $50\text{m} \times 50\text{m} \times 4\text{ms}$ no domínio da frequência, usando um filtro anti-alias de 84% da frequência de Nyquist, que diz que a frequência de amostragem do sinal deve ser maior a duas vezes a maior frequência do espectro desse sinal. Este *grid* é mais realista com um levantamento real, sem prejudicar a resolução do sinal (Figura 9-d).

5.4 Modelagem do Ruído

Após a modelagem do dado sísmico sintético, como dito anteriormente, adicionamos dois tipos de ruído: uma componente referente ao ruído ambiental (aleatório) e uma componente referente ao ruído de repetibilidade. Tais ruídos foram adicionados ao dado re-amostrado (*grid* $50\text{m} \times 50\text{m} \times 4\text{ms}$).

O ruído ambiental é um ruído aleatório com correção espacial, independente da medição e pode ser considerado como constante em amplitude. Corresponde aos ruídos principalmente ligados ao meio ambiente e atividades humanas: ondulações, turbulências na movimentação dos *streamers*, interferências de instalações de produção entre outras fontes.

O ruído de repetibilidade corresponde às discrepâncias do conjunto de dados entre algum parâmetro de aquisição que não podem ser perfeitamente repetidos, como posição e potência da fonte, bem como profundidade e posição dos *streamers*.

Essa dissertação considera um levantamento sísmico do tipo PRM, os quais são classificados como levantamentos de alta repetibilidade, uma vez que os receptores ficam fixos no assoalho oceânico evitando erros de posicionamento dos mesmos.

O ruído ambiental de 1% é adicionado para cada amostra e possui correlação espacial. Possui a mesma intensidade em todos os levantamentos para não adicionar variação ao sinal 4D que não seja relacionada à produção e ao ruído de repetibilidade (Figura 10(a)). Ver Apêndice 2 para exemplo, variando a intensidade do ruído ambiental para 3%.

Diferente do ruído ambiental, o qual possui mesma intensidade para todas as amostras, o ruído de repetibilidade é localizado e sua intensidade e magnitude pode variar de traço a traço, o que faz sua calibração mais trabalhosa (Figura 10 (b)).

Para o cálculo do ruído de repetibilidade, utilizamos como entrada o volume 3D do ruído aleatório, do qual extraímos um *timeslice* a uma profundidade onde não tínhamos ocorrência do reservatório (escolhemos -3250ms). Em seguida, esse *timeslice* foi multiplicado pelo volume sísmico sem ruído, obtendo como resposta, o volume do ruído de repetibilidade. Este volume é adicionado ao volume sísmico com o ruído ambiental, obtendo assim o cubo sísmico 3D adicionado dos ruídos aleatórios e de repetibilidade (Figura 10 (c)).

A Figura 10(c) representa a *inline* 220, exemplificando o volume com os dois ruídos adicionados.

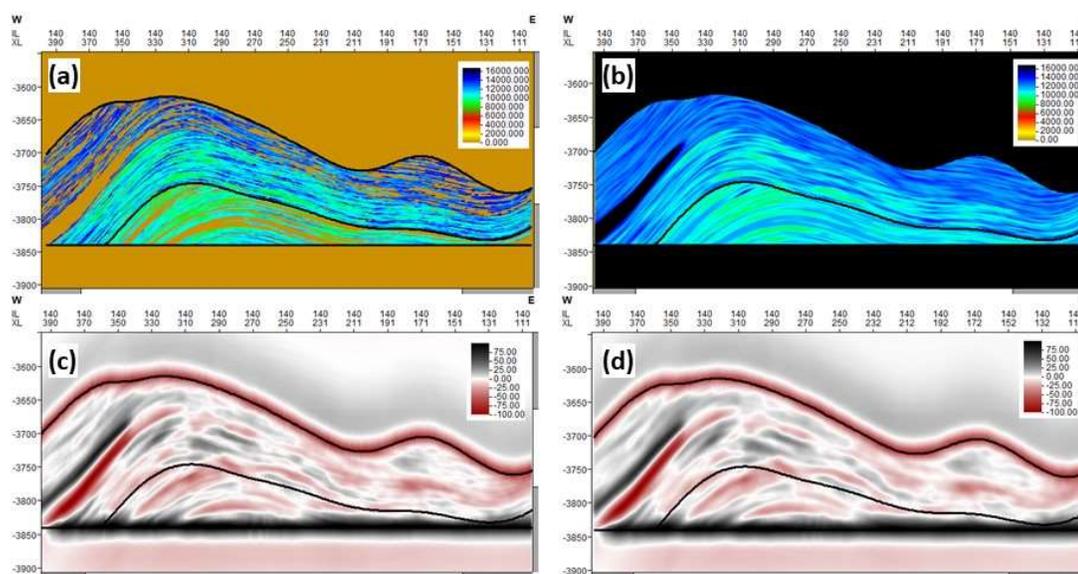


Figura 9: (a) Impedância Acústica, saída do PEM, com blocos nulos; (b) Impedância Acústica após substituição dos blocos nulos, valores das rochas *overburden* e *underburden* e microporos; (c) sísmica modelada, *grid* original 25m x 25m x 2ms e (d) sísmica modelada re-amostrada para o *grid* 50m x 50m x 4ms. Todos os exemplos são para a *inline* 140.

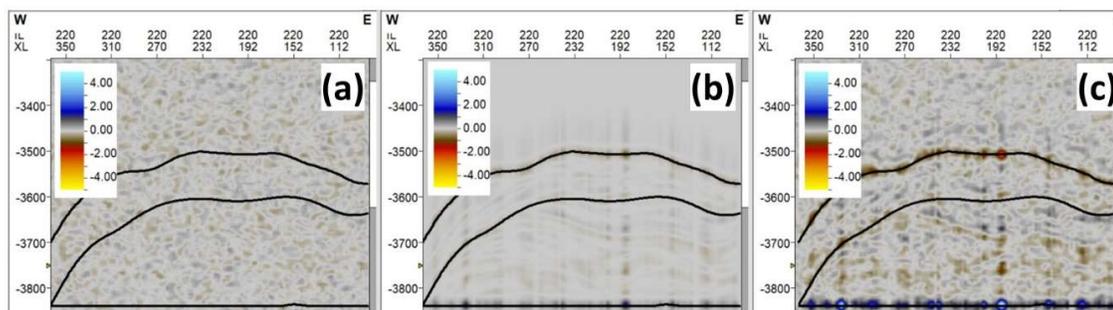


Figura 10: Inline 220 exemplificando a aparência de cada ruído adicionado ao dado: (a) ruído aleatório; (b) ruído de repetibilidade e (c) ruído aleatório mais ruído de repetibilidade.

Por fim, para gerar o volume 4D com ruído:

$$S4D \text{ com ruído} = (\text{Base} + \text{ruído aleatório} + \text{de repetibilidade}) - (\text{Monitor} + \text{Ruído aleatório})$$

5.5 Calibração da Intensidade do Ruído

Como dito anteriormente, a repetibilidade de um levantamento sísmico 4D é mensurada pelo indicador NRMS o qual diz respeito à não-repetibilidade dos traços, ou seja, quanto maior o NRMS, menor é a repetibilidade do dado sísmico. Em dados reais, o NRMS é normalmente calculado em uma janela acima do reservatório, onde não há influência da produção ou injeção. No entanto, neste trabalho, os sinais sísmicos são apresentados apenas no intervalo do reservatório. Portanto, para controle de qualidade/intensidade do ruído adicionado, escolhemos regiões onde havia sinal sísmico 3D, mas sem sinais 4D. Nessas regiões, o objetivo foi encontrar valores de NRMS de aproximadamente 1% para o ruído aleatório adicionado e 3% para a repetibilidade. Estes valores representam bem um levantamento do tipo PRM.

A Figura 11-a e 10-b mostram respectivamente o sinal 4D (Monitor 6 – Monitor 7) sem e com o ruído ambiental adicionado, para a *inline* 140. A Figura 11-c mostra o sinal 3D do monitor 6 e a Figura 11-d o valor de NRMS do Monitor 6 com ruído ambiental subtraído do Monitor 7 também adicionado do ruído ambiental. Essa *inline* foi escolhida de maneira aleatória apenas para exemplificar a calibração deste ruído. Notar que nas regiões em preto da Figura 11-d, na base e no topo do reservatório, que corresponde o local onde não temos nenhum sinal 4D (observar a Figura 11-a e b), alcançamos o valor de 1% de NRMS. Também notamos regiões em preto (NRMS=1%) dentro do reservatório, que também correspondem a locais que não temos sinal 4D, porém temos sinal 3D (Figura 11-c).

Como a calibração do ruído de repetibilidade é mais trabalhosa, além dos volumes de NRMS, também utilizamos *cross-plots* do sinal 4D sem ruído NRMS apenas adicionado o ruído de repetibilidade (Figura 12). Esse *cross-plot* permite verificar os valores de NRMS, especialmente em zonas onde não há sinal 4D, garantindo que ficasse na faixa de 3%. Selecionamos a região onde o valor de NRMS variava entre 2.5 e 3.5 e em seguida, fizemos uma correlação cruzada, onde os valores selecionados no *cross-plot* seria igual a 1 e todos os outros, zero. Essas regiões deveriam corresponder justamente onde o sinal 4D era nulo e corresponde a parte destacada em magenta na sessão sísmica da Figura 12. A Figura 13-a mostra o sinal 4D para o par Monitor 1 – Monitor 2 sem adição de ruído. A Figura 13-b mostra o sinal 4D para o mesmo par de monitores, com adição do ruído ambiental mais o de repetibilidade após a calibração destes. Observar que o ruído de repetibilidade é praticamente imperceptível no sinal quando os dois ruídos são adicionados ao dado (Figura 13-b). Figura 13-c, mostra o controle de intensidade dos ruídos adicionados para este par através do NRMS. Notar que o valor de aproximadamente 3% ocorre onde não temos sinal 4D, porém também

temos a influência do sinal 3D (cor verde, Figura 13-d), a qual mostra o sinal 3D para o monitor 1.

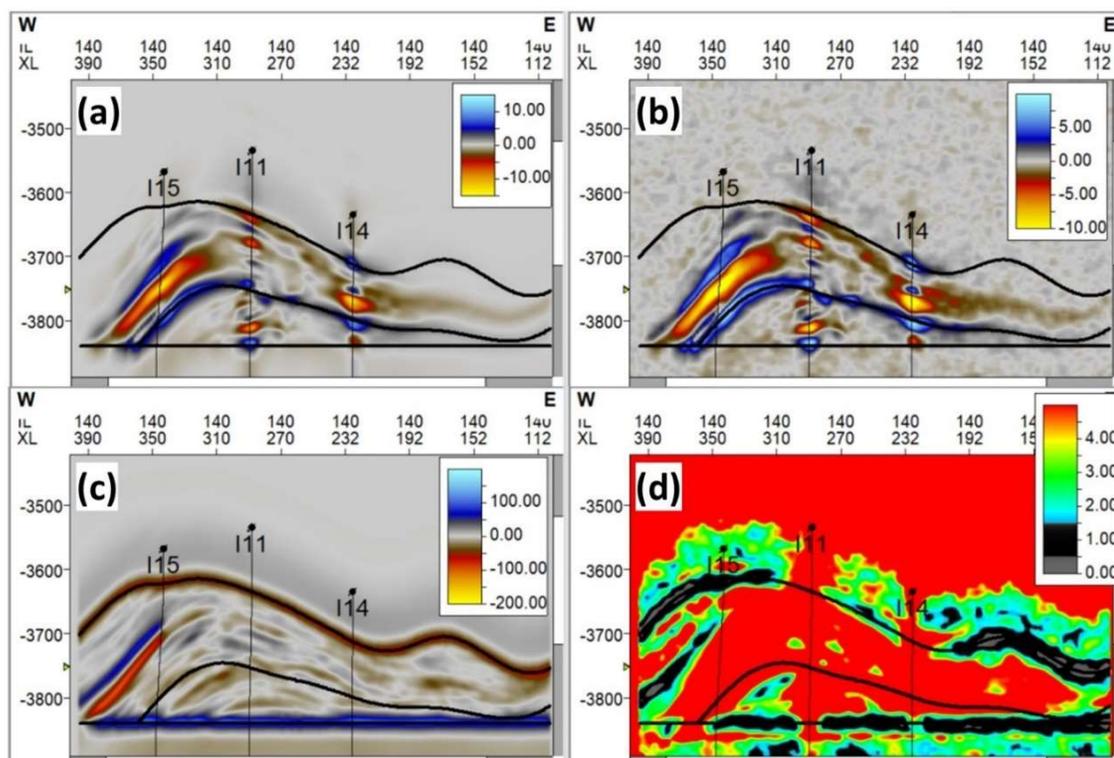


Figura 11: (a) Sinal 4D sem ruído (Monitor 6 – Monitor 7); (b) sinal 4D apenas com ruído aleatório para o mesmo par de monitores, (c) sinal 3D do Monitor 6 e (d) NRMS do Monitor 6 com ruído aleatório – Monitor 7 também com ruído aleatório.

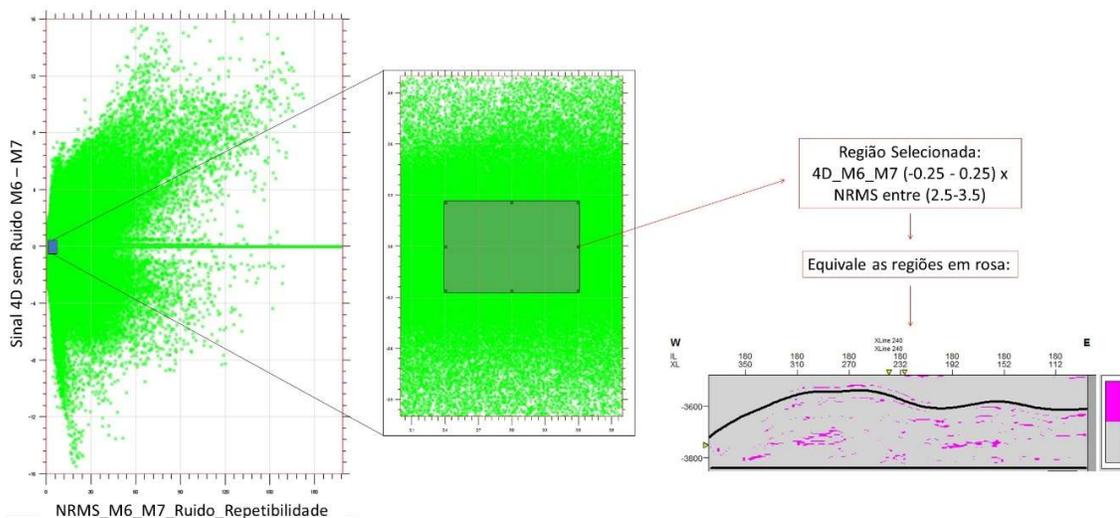


Figura 12: (a) Cross-plot e correlação cruzada onde o valor de NRMS seria aproximadamente 3%. Após essa seleção, fizemos uma correlação cruzada, onde esses valores seriam iguais a 1 no cubo sísmico (partes destacadas em magenta) e zero para todos os outros valores. Exemplo para a inline 180.

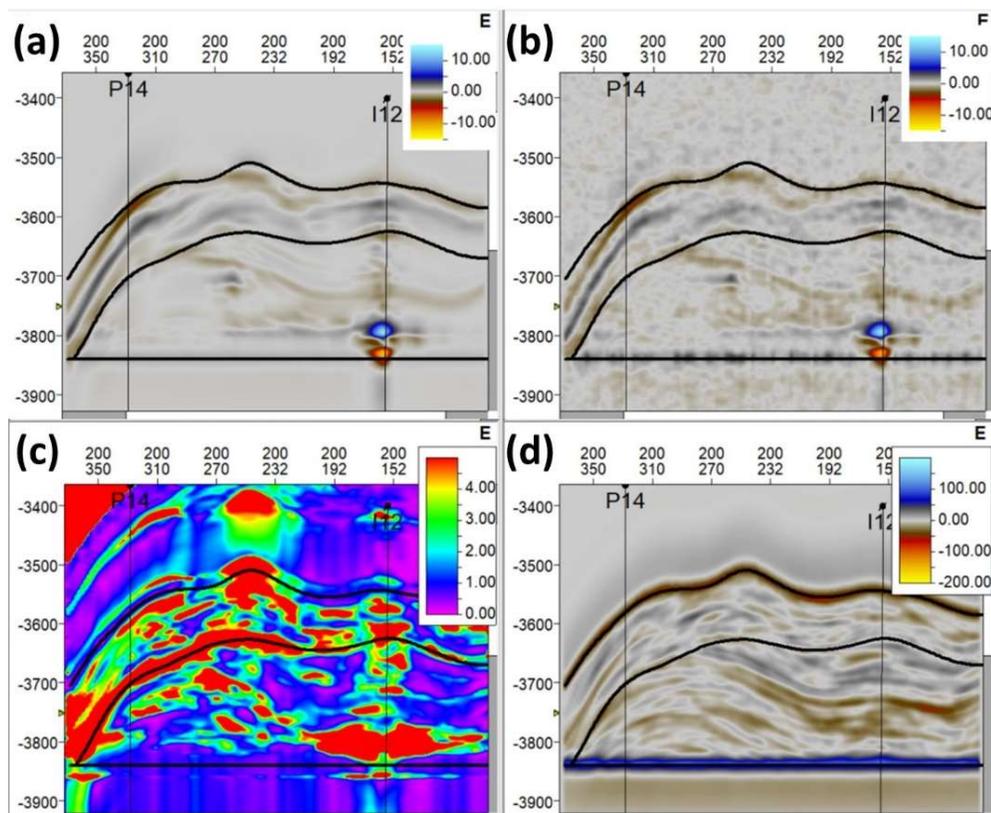


Figura 13: (a) Par Monitor 1 – Monitor 2 sem adição de ruído; (b) Par Monitor 1 – Monitor 2 com adição do ruído ambiental mais repetibilidade; (c) controle de intensidade do ruído adicionado para este par através do NRMS e (d) Sinal 3D para o Monitor 1.

5.6 Inversão Bayesiana 4D

Após modelagem dos ruídos e a adição desses aos dados sísmicos sintéticos, o próximo passo foi a inversão sísmica 4D, com o objetivo de estudar as mudanças nas propriedades elásticas da rocha, (impedância acústica), a partir das variações de amplitude sísmica medidas devido à produção de hidrocarbonetos e injeção de água e gás. Como estamos modelando dados sísmicos sintéticos de um modelo de fluxo de reservatório, os atributos sísmicos gerados pelo PEM atuam como a verdade fundamental para os resultados da inversão e serão comparados com a Razão de Impedância originada do PEM. Nessa dissertação, utilizamos a inversão 4D de Buland & Omre (2003).

A Figura 14-a mostra a relação IP Monitor1/Monitor2 do PEM. Os efeitos de *softening* predominam nesta seção ao redor do injetor I12 porque a saturação do gás está aumentando, ou seja, o gás invadiu o aquífero. As Figura 14-b e Figura 14-c mostram o resultado da diferença de amplitude modelada Monitor 1 – Monitor 2 antes da adição de ruído e após a adição, respectivamente.

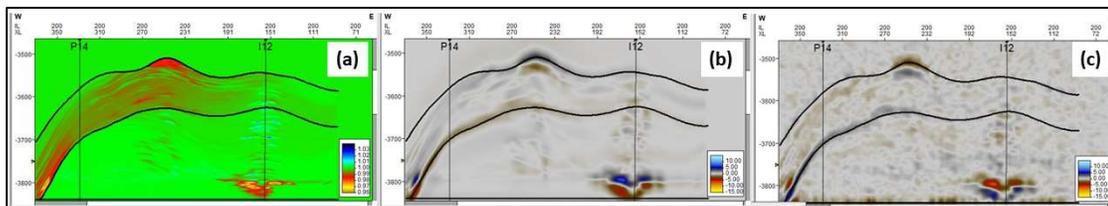


Figura 14: (a) Razão de IP para o par Monitor 1/Monitor2 originados do PEM; (b) Sinal 4D para o par Monitor 1 - Monitor 2, sem adição de ruído; e (c) Sinal 4D para o mesmo par de monitores, porém com a adição do ruído ambiental.

Selecionamos duas linhas para mostrar os resultados para todos os monitores modelados: (i) IL140 apresenta uma variação 4D bastante expressiva ao cruzar três poços WAG e existe uma rocha vulcânica mais próxima do poço I15 que tem grande influência no regime de pressão desta região; (ii) IL200 atravessa apenas um poço WAG (I12), possibilitando discutir algumas particularidades dos sinais 4D relacionados aos ciclos de injeção. A Figura 15-a mostra os ciclos WAG para os poços que cruzam IL200 (poço I12), a Figura 15-b mostra os ciclos WAG para os poços que cruzam IL140 (poços I11, I14 e I15).

A Figura 16 mostra o gráfico de produção de gás, água e óleo do poço P14, o qual a *inline* 200 cruza. Também mostra a pressão de fundo do poço (BHP, do inglês *bottom-hole pressure*), indicando que este começou a produção após a aquisição da base.

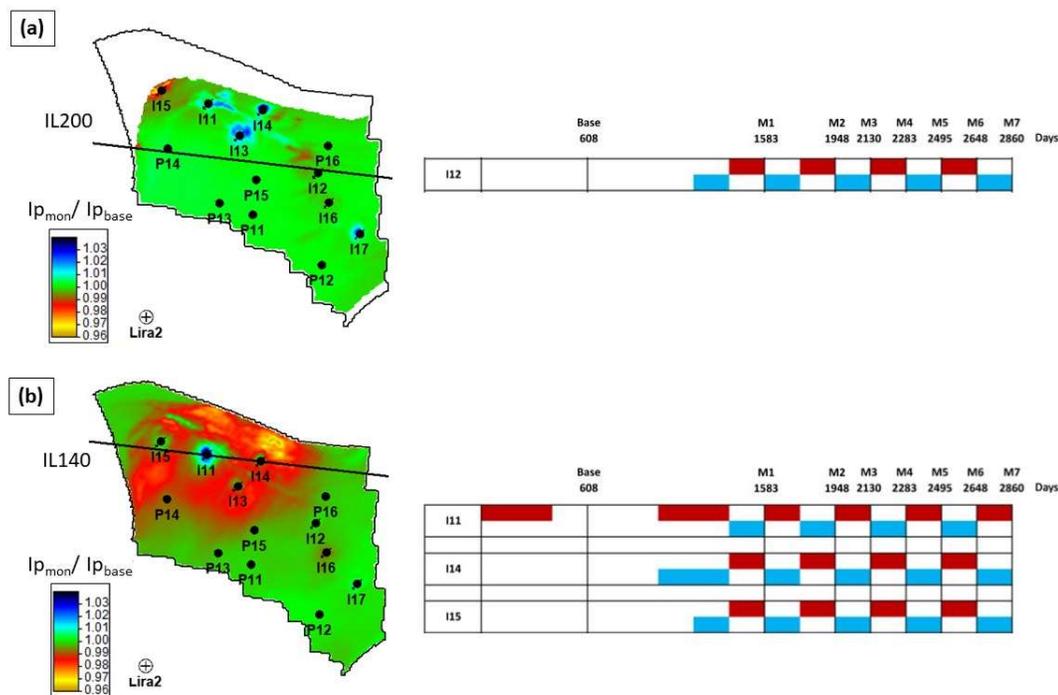


Figura 15: (a) O mapa mostra a razão média de IP para o par Monitor1/Monitor2 para a camada da coquina, as localizações dos poços e localização da IL200. Ao lado, o ciclo WAG para o poço I12. (b) O mapa mostra a razão média de IP Monitor1/Monitor2 dentro da camada de microbialito, localizações dos poços e a localização da IL140. Ao lado, o ciclo WAG para os poços I11, I14 e I15, que cruzam esta *inline*.

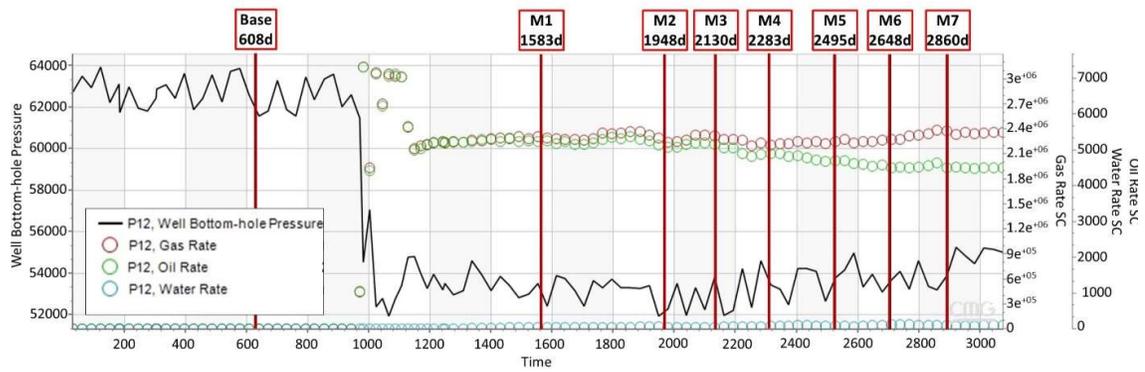


Figura 16: Gráfico de produção de gás, água e óleo do poço P14, o qual a *inline 200* cruza. Também mostra a *bottom-hole pressure* do poço, indicando que este começou a produção após a aquisição da base. No topo, quando cada monitor foi adquirido.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Avaliação da variação da Impedância – *output* do PEM

Nesta seção discutiremos a detectabilidade de sinais 4D e mudanças de impedância com base nos diferentes cenários de produção ao longo dos 8 levantamentos sísmicos modelados.

6.1.1 *Inline* 200

Pela Figura 17-a, referente à razão Base/Monitor1, é possível observar que o sinal de *hardening* do PEM está relacionado à queda de pressão no poço produtor P14 (Figura 17-b), o qual começou sua produção após aquisição da Base (Figura 16), causando um sinal de *hardening*. É possível observar na Figura 17-c uma frente de gás percorrendo o reservatório entre os poços P14 e I12. O sinal de *softening* deste gás é fraco, como podemos ver na relação IP do PEM (Figura 17-a). Isso aconteceu porque para este estudo de caso, a compressibilidade do gás é semelhante à do óleo em condições de reservatório, o que gera pequenas diferenças quando o gás está substituindo o óleo (o mesmo comportamento é discutido em Mello, *et al.* (2019)). Na Figura 17-d, podemos observar a injeção de água e uma pequena quantidade de gás injetados pelo poço I12 nesse período, porém a razão IP do PEM mostra o efeito de *softening* apenas na base deste injetor. O aumento simultâneo das saturações de gás e água (Figura 17-c e d), anula o efeito um do outro, porém como na base deste injetor podemos ver a diminuição da saturação de água (gás invadindo o aquífero), gerando fortes sinais de *softening*. É por isso que na mudança de impedância notamos apenas o efeito de *softening* na base deste injetor.

Para o par Monitor1/Monitor2 é possível observar o aumento da pressurização no intervalo correspondente ao microbialito (Figura 18-b) ao redor do poço P14, causando a resposta de *softening* na razão de IP (Figura 18-a). As variações de impedância foram praticamente nulas em torno do injetor I12, pois também houve um efeito competitivo do aumento de S_g e S_w , anulando o sinal (Figura 18-c e Figura 18-d, respectivamente). Ao redor do injetor I12 podemos observar para estes pares de monitores o mesmo efeito observado no par Base/Monitor1, ou seja, gás substituindo a água do aquífero.

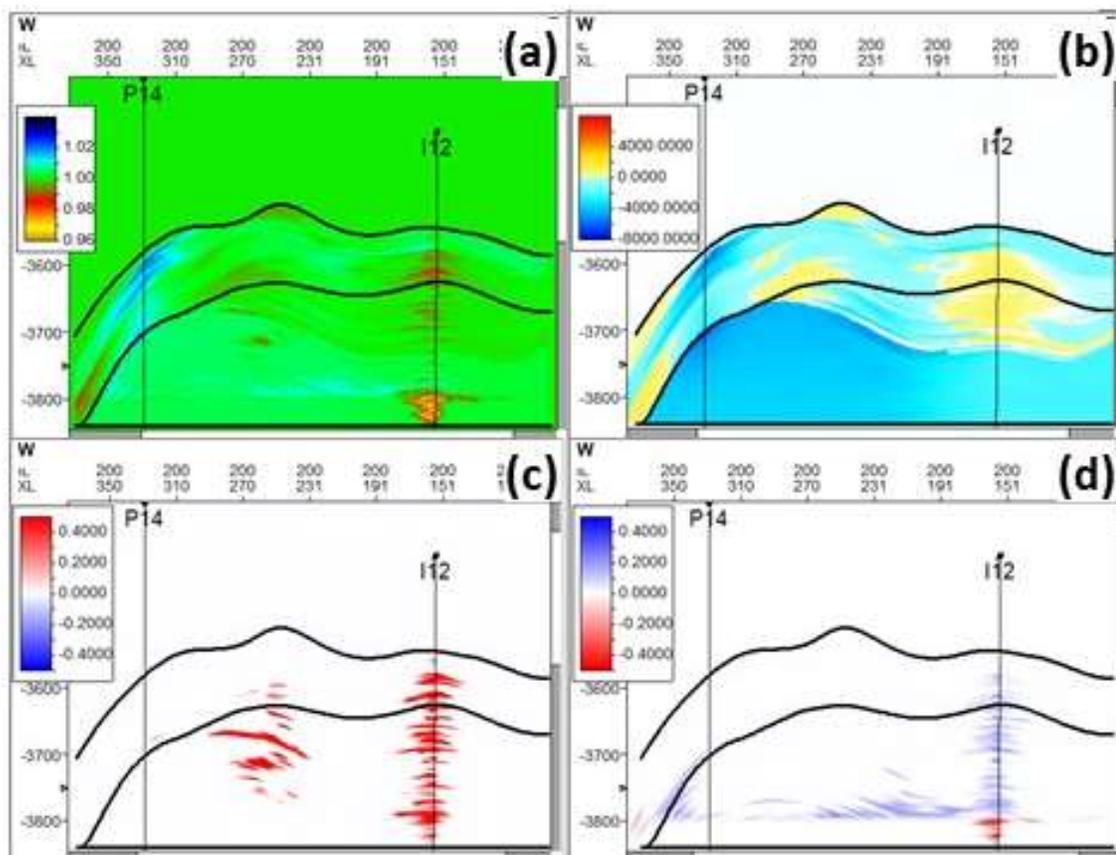


Figura 17: *Inline 200, Par Base / Monitor 1.* (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 1 da Base.

Para o par Monitor2/Monitor3, a variação de pressão é menor do que no caso anterior em torno do produtor P14 (Figura 19-b), portanto sem resposta na variação de impedância para este par (Figura 19-a). Ao redor do injetor I12, vemos agora um claro efeito de *hardening* na razão de IP em resposta à diminuição de S_g (Figura 19-c) e aumento de S_w (Figura 19-d). Nota-se que, para este par de monitores (e todos os seguintes) a janela de tempo para “aquisição” sísmica está sincronizada com a mudança de fluido do ciclo WAG, ou seja, seis meses (Figura 15 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Já para os pares Monitor1/Base e Monitor2/Monitor1 a janela de tempo de aquisição abrange ciclos WAG completos, onde os sinais causados pela injeção de água e gás competem, anulando um a resposta do outro. Este resultado destaca a importância de ter aquisições sísmicas alinhadas com as atividades de injeção.

Para o par Monitor3/Monitor4, observamos um aumento de pressão na camada de microbialito próximo ao injetor I12 (Figura 20-b), resultando no efeito de *softening* nesta região na razão de IP (Figura 20-a). Além disso, em torno do injetor I12, vemos um efeito de *softening* na razão de IP em resposta ao aumento de S_g (Figura 20-c) e diminuição de S_w (Figura 20-d).

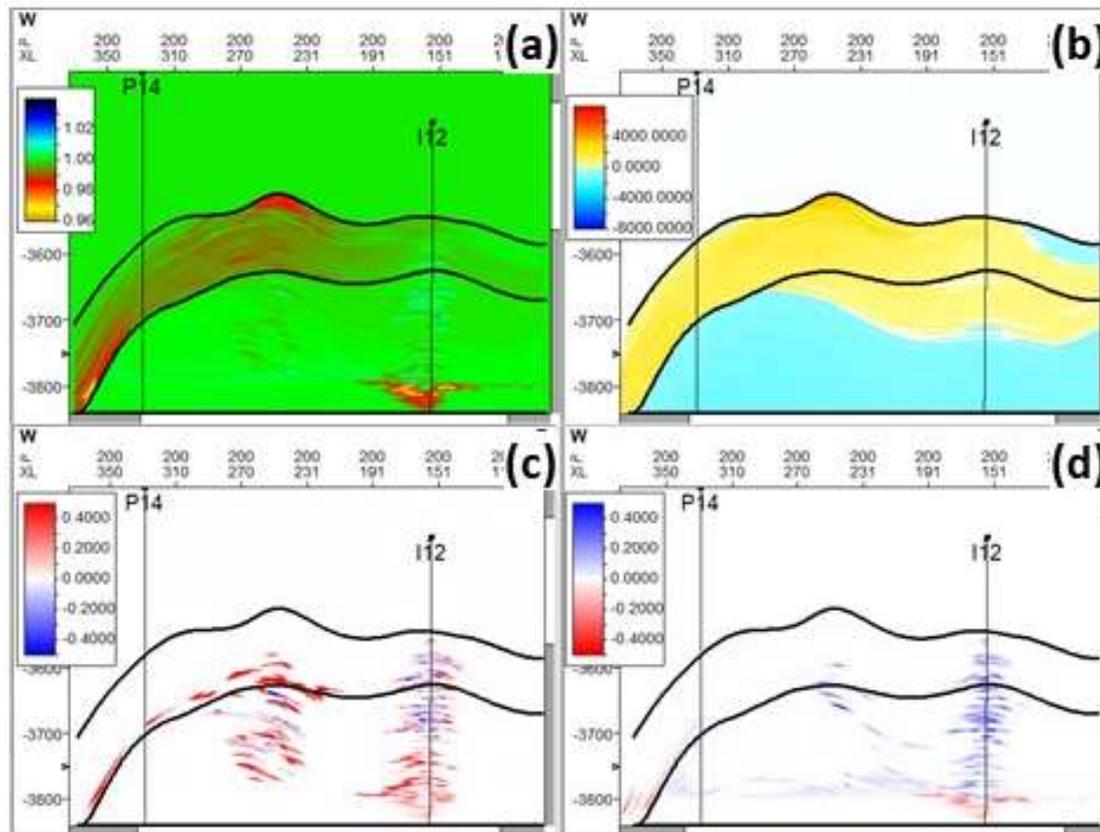


Figura 18: *Inline 200*, Par Monitor 1 / Monitor 2. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 2 do Monitor 1.

Para os próximos pares de monitores, não há variação significativa de pressão (Figura 21-b, Figura 22-b e Figura 23-b) ou fluidos (Figura 21-c e d, Figura 22-c e d e Figura 23-c e d) em torno do produtor P14, portanto a resposta da razão da IP também é nula para todos esses pares (Figura 21-a, Figura 22-a e Figura 23-a). Ao redor do injetor I12, podemos identificar claramente os diferentes fluidos injetados em cada ciclo WAG, causando anomalias de *softening* e *hardening* ao longo do tempo.

6.1.2 *Inline 140*

Na Figura 24-b (Par Base/Monitor1) é possível observar o efeito da injeção dos três poços (I15, I11 e I14) juntamente com a presença de uma rocha vulcânica (Figura 9 e Figura 24-b, indicado pela seta) que atua como barreira, aumentando a pressão dos poros do reservatório naquela camada de microbialito. Este aumento de pressão tem uma forte resposta na razão de IP, causando efeitos de *softening* muito fortes (Figura 24-a) que se somam ao efeito do aumento de S_g nos injetores I15 e I14 (Figura 24-c). Nesta região pudemos observar

mudanças de impedância de até 8%. Este aumento de pressão, principalmente na camada de microbialito, sobrepõe-se ao efeito de *hardening* esperado devido ao aumento de S_w em torno do poço I11 (Figura 24-d). Na zona da Coquina não há essa variação de pressão, então podemos observar a resposta de *hardening* devido ao predomínio do ciclo da água no injetor I11 e resposta de *softening* devido ao predomínio do ciclo do gás no injetor I14.

As variações de impedância mudaram completamente para o par Monitor1/Monitor2, em relação ao caso anterior (par Base/ Monitor1). Agora notamos que o efeito de *hardening* na camada de microbialito ao redor do injetor I11 e na camada de coquina ao redor do I14 (Figura 25-a), ambos respondem ao aumento da saturação de água (Figura 25-d). Apesar de alguns sinais de *softening* causados pelo aumento de pressão (Figura 25-b), a resposta 4D relacionada às mudanças de fluido foi praticamente nula ao redor do injetor I14 na região do microbialito, pois houve um efeito competitivo do aumento de S_g (Figura 25-c) e S_w (Figura 25-d), anulando o sinal.

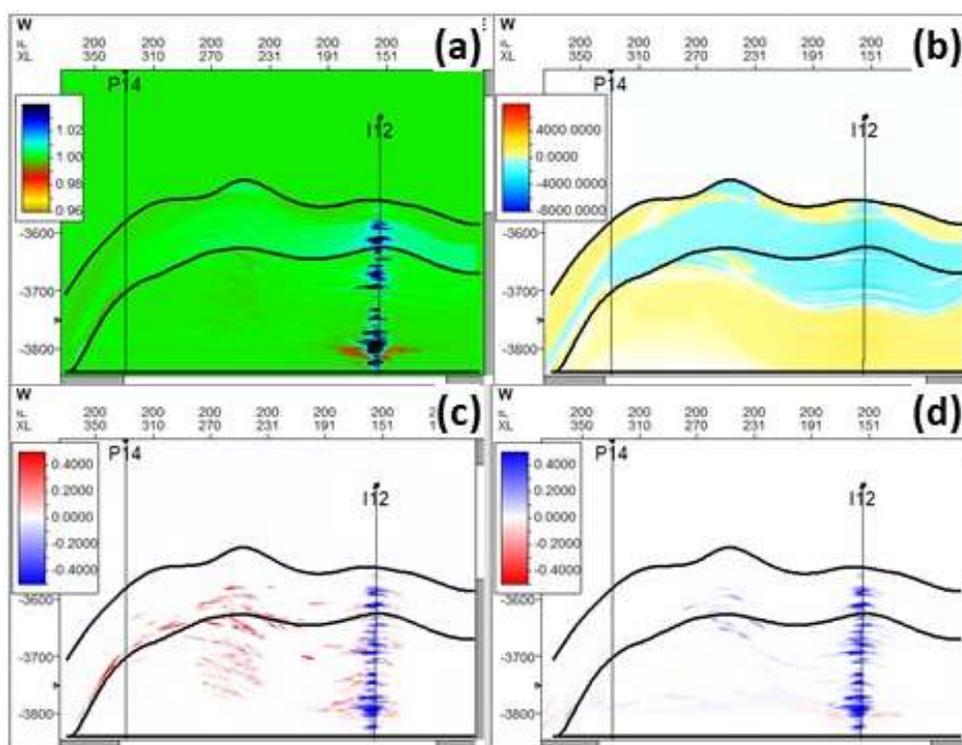


Figura 19: Inline 200, Par Monitor 2 / Monitor 3. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 3 do Monitor 2.

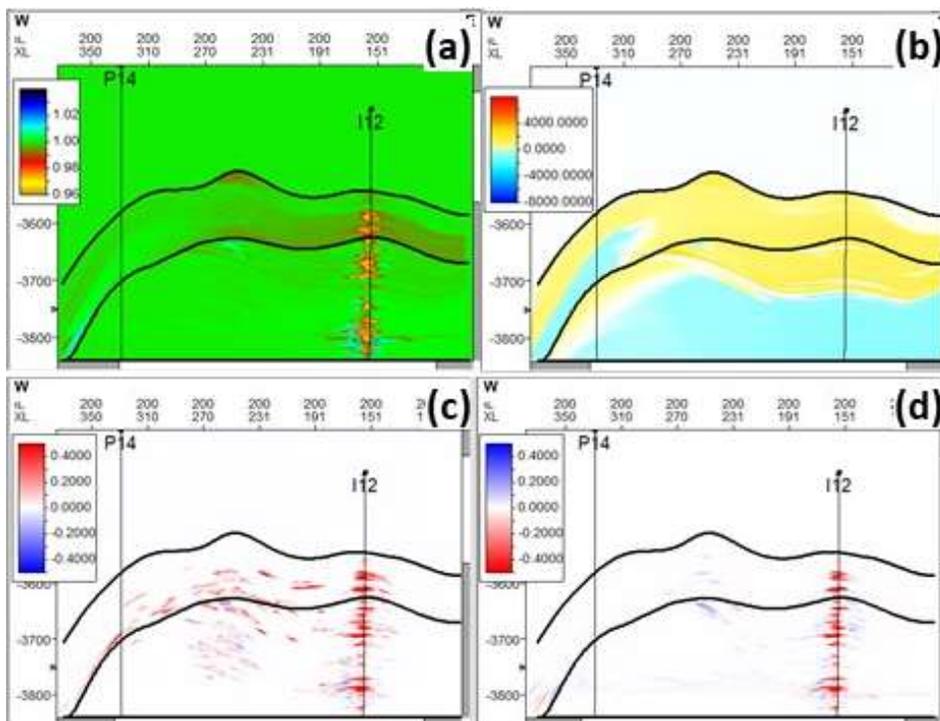


Figura 20: *Inline 200*, Par Monitor 3 / Monitor 4. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 4 do Monitor 3.

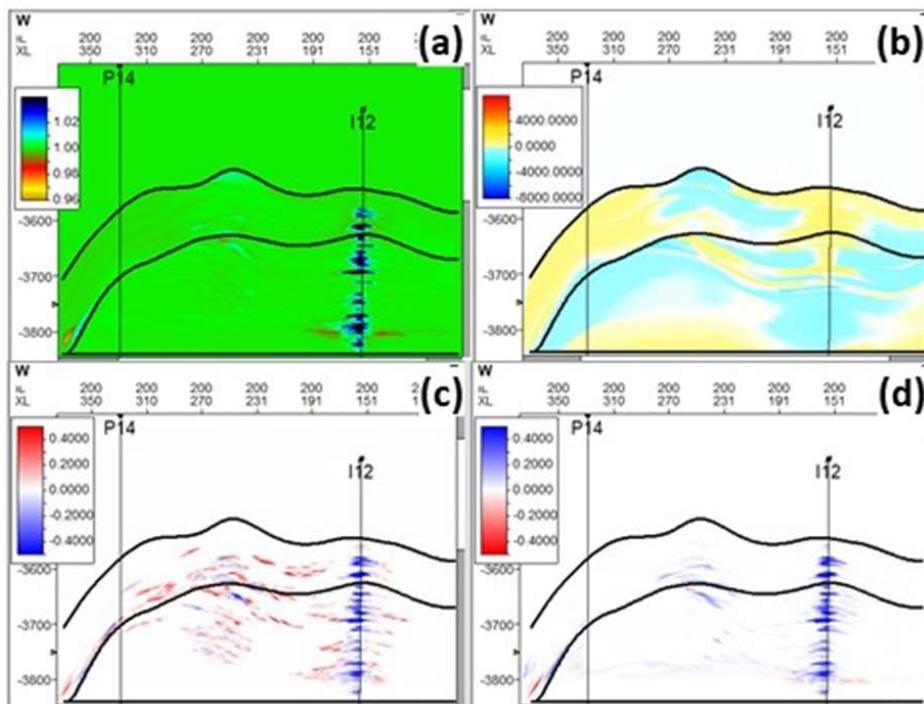


Figura 21: *Inline 200*, Par Monitor 4 / Monitor 5. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 5 do Monitor 4.

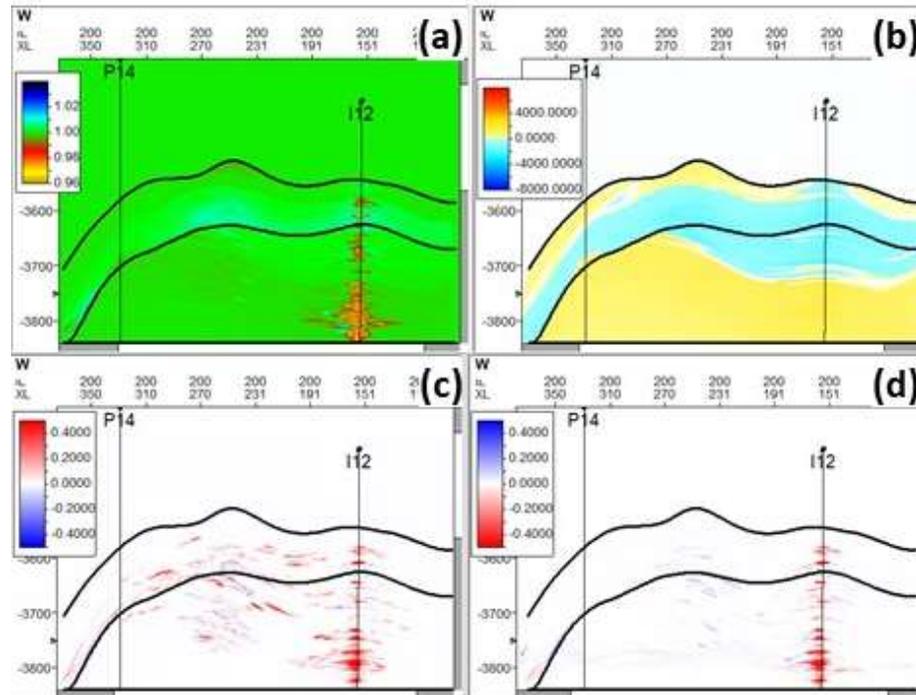


Figura 22: *Inline 200*, Par Monitor 5 / Monitor 6. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 6 do Monitor 5.

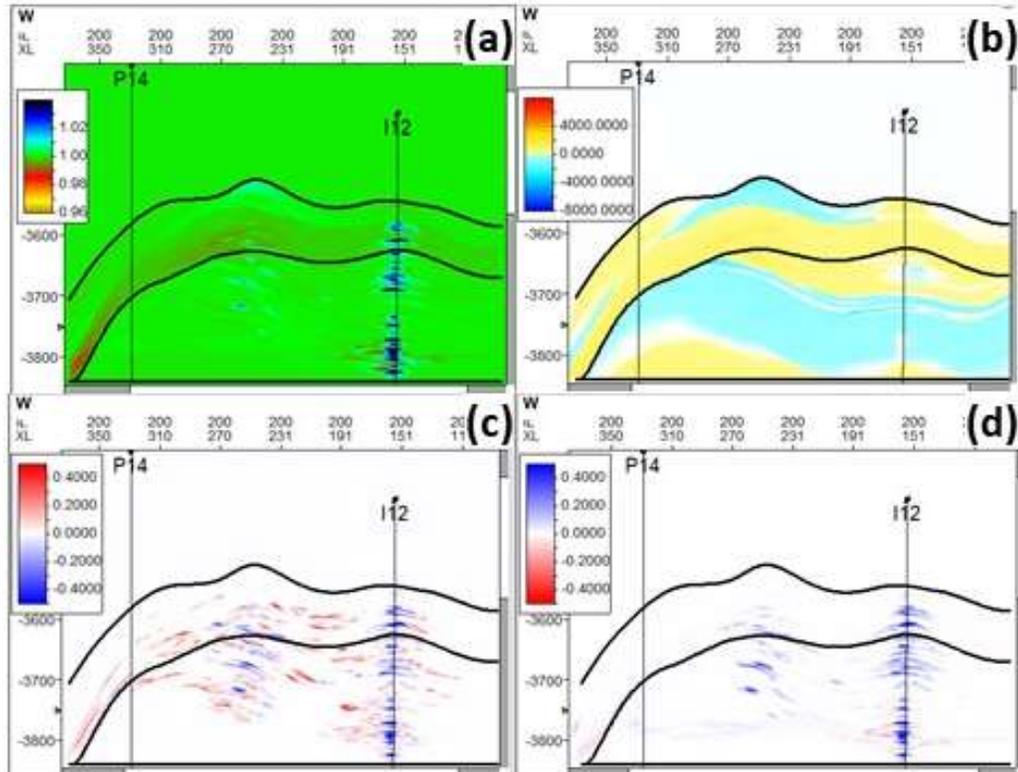


Figura 23: *Inline 200*, Par Monitor 6 / Monitor 7. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 7 do Monitor 6.

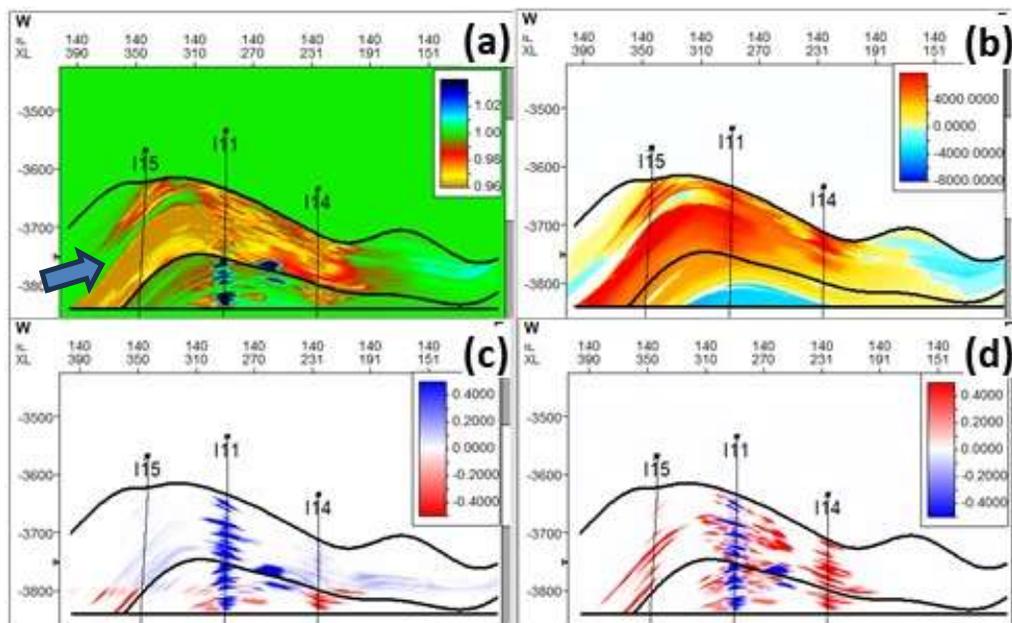


Figura 24: Inline 140, Par Base / Monitor 1. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 1 da Base. A seta azul indica a localização da rocha vulcânica.

Para os próximos pares de monitores, podemos observar que a razão de IP tem uma boa resposta para os fluidos água/gás de acordo com os ciclos dos injetores I11 e I14. Para o injetor I15 não é muito fácil identificar a frente de fluido, pois as mudanças de pressão dominaram os sinais. Observe que o comportamento da pressão é bastante complexo em torno deste poço (Figura 26-b até Figura 30-b). Por vezes diminui/aumenta (por exemplo par Monitor2/Monitor3, Figura 26-b) e temos uma sequência *hardening/softening* (Figura 26-a). Às vezes, a variação de pressão é pequena, então não vemos nenhuma mudança na impedância (por exemplo par M5/M4, Figura 28-a, para mudanças de impedância e Figura 28-b, para variação de pressão). E, por vezes, vemos a sequência inversa, *softening/hardening* (por exemplo par M6/M5, Figura 29-a) que coincide com aumento/diminuição de pressão (Figura 29-b). Esse comportamento de pressão é consequência da manipulação das ICVs e da heterogeneidade do reservatório.

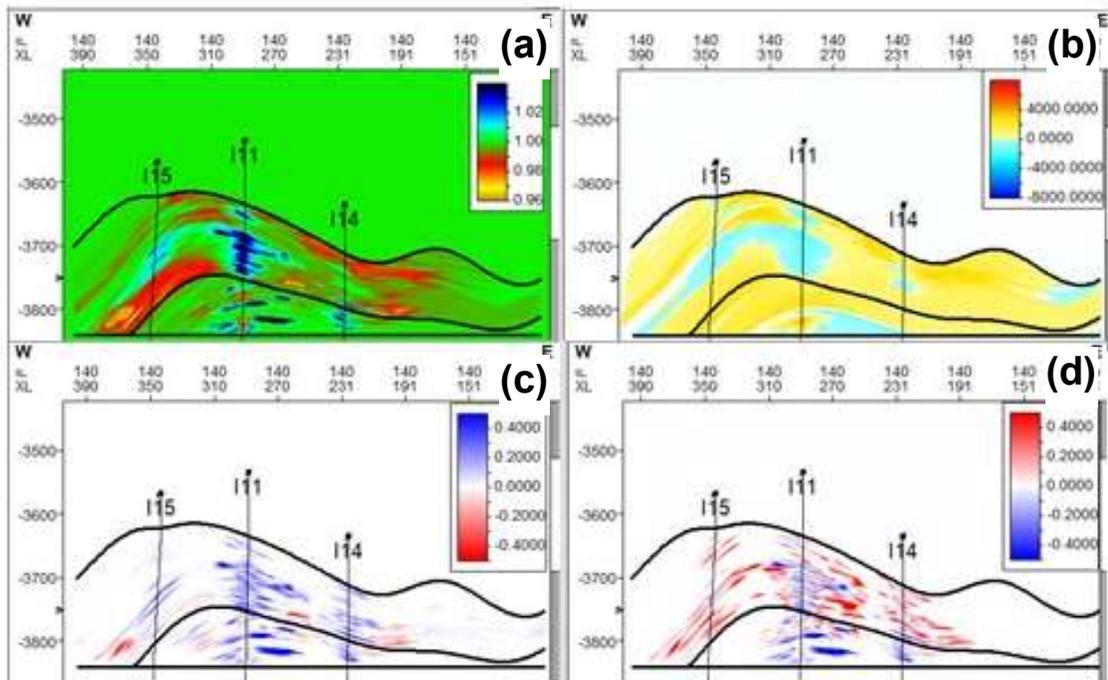


Figura 25: *Inline* 140, Par Monitor 1 / Monitor 2. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 2 do Monitor 1.

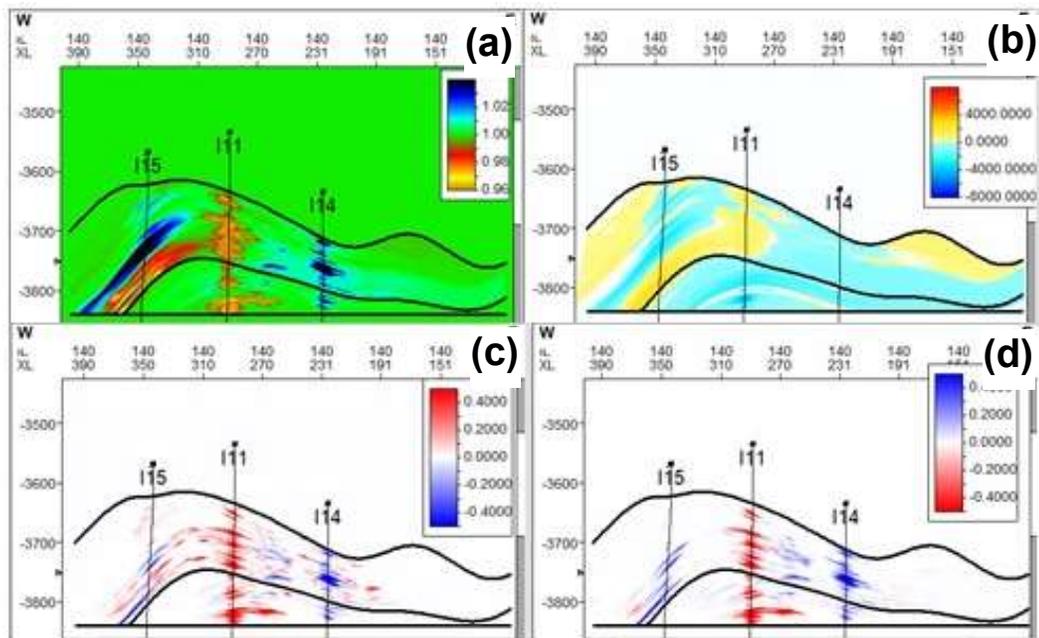


Figura 26: *Inline* 140, Par Monitor 2 / Monitor 3. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 3 do Monitor 2.

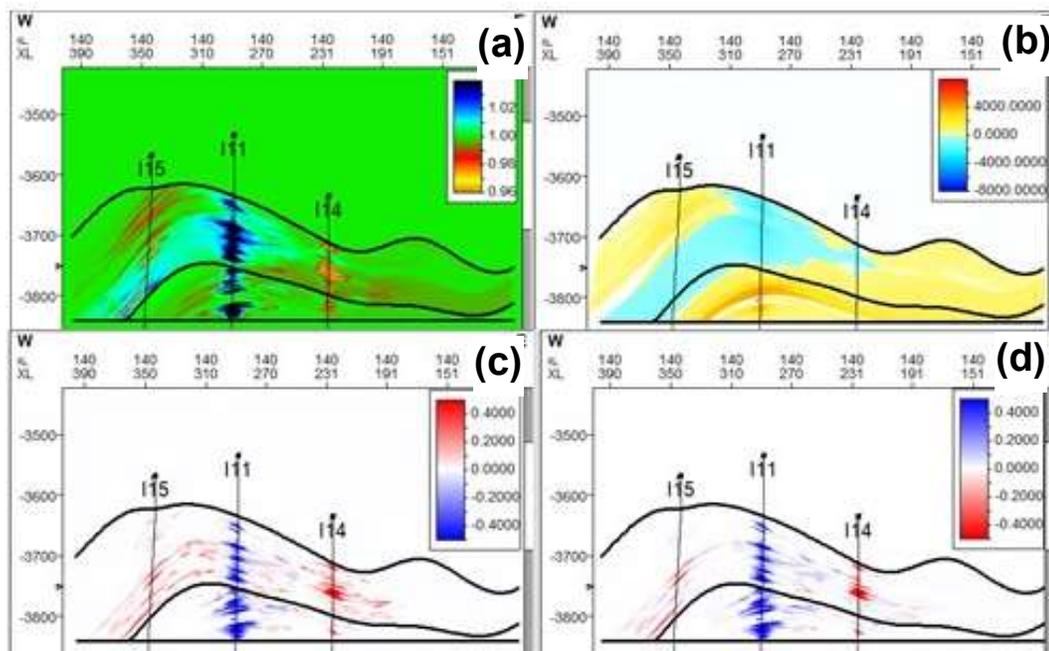


Figura 27: *Inline 140*, Par Monitor 3 / Monitor 4. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 4 do Monitor 3.

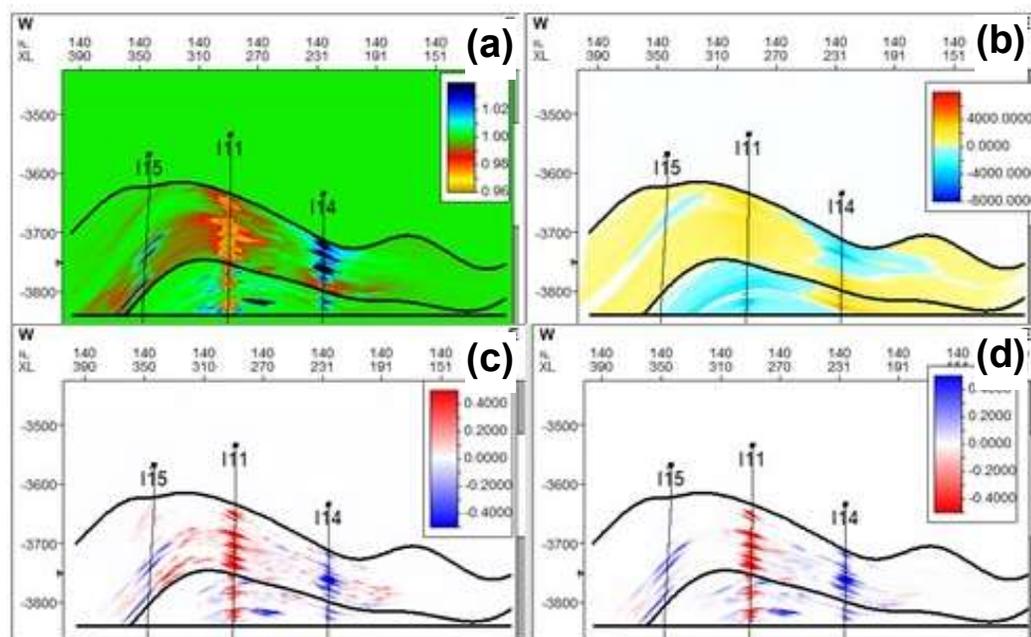


Figura 28: *Inline 140*, Par Monitor 4 / Monitor 5. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 5 do Monitor 4.

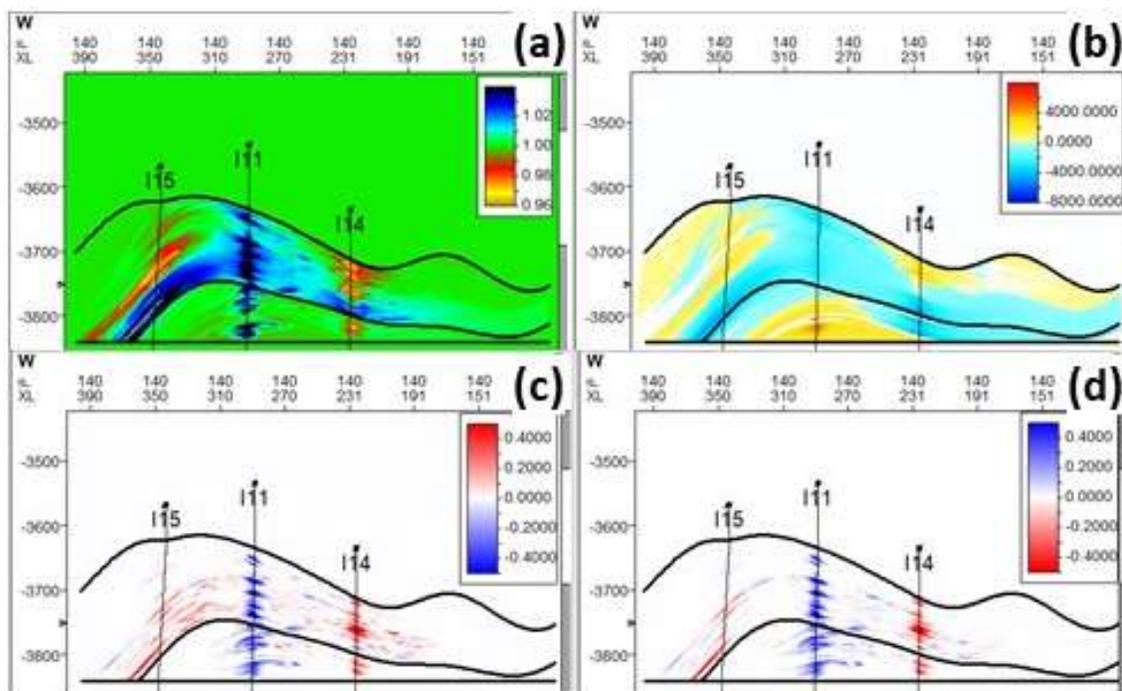


Figura 29: *Inline 140*, Par Monitor 5 / Monitor 6. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 6 do Monitor 5.

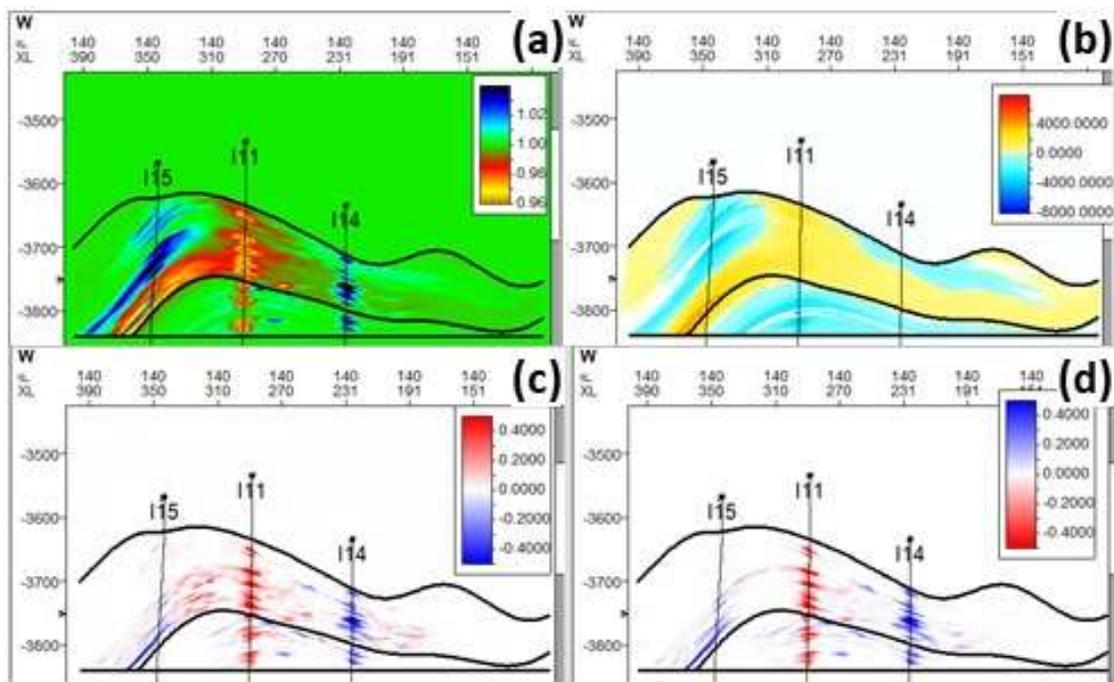


Figura 30: *Inline 140*, Par Monitor 6 / Monitor 7. (a): razão da impedância, saída do PEM; (b) variação da pressão; (c) variação da saturação de gás; (d) variação da saturação de água. Tais variações são calculadas subtraindo o Monitor 7 do Monitor 6.

6.2 Avaliação do Sinal 4D: Amplitude Sísmica e Inversão

6.2.1 *Inline 200*

Em observações empíricas de casos de sucesso 4D, foi mostrado que mudanças de impedância superiores a 3% geram sinais 4D que podem ser observados em dados de amplitude (Johann & Monteiro, 2016). A Figura 31-b mostra a diferença da amplitude para Base – Monitor 1, após adição de ruído. Como esperado, podemos ver anomalias 4D no local de maior impedância acústica (>3%). As variações menores não podem ser observadas devido ao ruído e ao próprio processo de convolução. Olhando para a anomalia observada em I12, é possível perceber a influência do efeito do *side lobe* causado pela *wavelet*. Este aparece com o valor oposto, e sua magnitude depende da magnitude da anomalia de amplitude; ou seja, quanto mais intensa for essa anomalia, maior será o valor do sinal oposto ao seu redor (Rosa *et al.* 2020). Os resultados da inversão correspondente são mostrados na Figura 31-c, onde podemos ver que a inversão recuperou o sinal de *softening* observado do PEM (Figura 31-a) na base para o I12 e o sinal de *hardening* na camada do microbialitos em torno do produtor P14. O sinal de *softening* entre esses poços também foi recuperado, mesmo que de maneira mais branda.

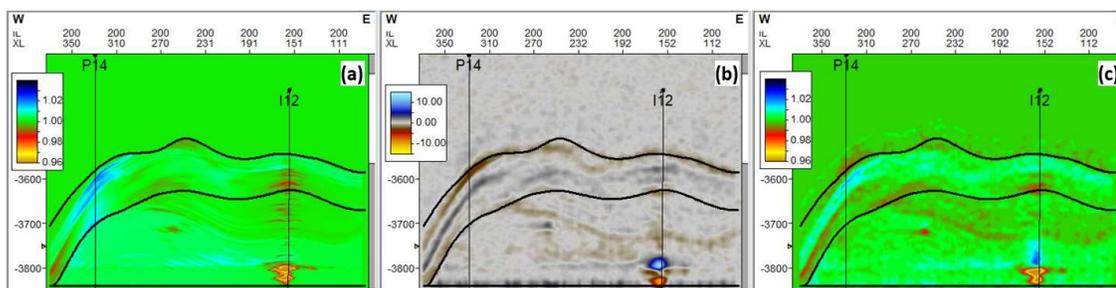


Figura 31: *Inline 200*, par Base / Monitor 1. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

A Figura 32-b mostra o sinal 4D após a adição de ruído para o par Monitor1-Monitor2. A resposta de *softening* causada pelo aumento de pressão na camada do microbialito ao redor do poço P14 não pode ser vista nos dados de amplitude. Após a inversão Bayesiana, esse efeito foi recuperado em algumas partes (Figura 32-c). O sinal ao redor da base do injetor I12 foi o mesmo descrito acima, para os pares Base/Monitor 1.

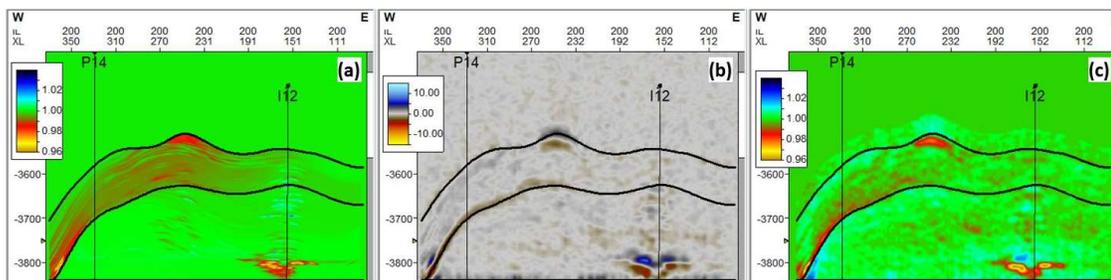


Figura 32: Inline 200, par Monitor 1 / Monitor 2. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

Para todos os pares de monitores restantes (do par Monitor2/Monitor3 ao par Monitor6/Monitor7) podemos ver as anomalias 4D relacionadas aos ciclos WAG no injetor I12. No entanto, essas anomalias foram bastante afetadas pelo efeito do *side lobe* (Figura 33, colunas 2 e 3). Observe que olhando apenas a diferença de amplitude de todos os monitores (Figura 33, coluna 2) fica muito difícil identificar qual fluido foi injetado (gás ou água). Essa interferência também causou problemas na inversão 4D (Figura 33, coluna 3), que não conseguiu recuperar adequadamente os sinais 4D (sequência vertical de *hardening/softening* causados pela injeção) quando comparado ao PEM (Figura 33, coluna 1). Para os pares Monitor3/Monitor4 (Figura 33 d.3) e Monitor5/Monitor6 (Figura 33 f.3) na região coquina, os resultados da inversão foram satisfatórios.

6.2.2 Inline 140

Ao analisar o resultado da inversão para esta *inline* vale ressaltar que, de uma maneira geral, a inversão Bayesiana 4D recuperou bem o sinal próximo ao poço I14. Mesmo que o efeito do *side lobe* ocorra em alguns pares, este não afetou completamente os resultados da inversão. Por exemplo, os pares Monitor2/Monitor3 (Figura 36-b) e Monitor3/Monitor4 (Figura 37-b), o efeito do *side lobe* é forte nos dados de amplitude, mas após a inversão, embora ainda tenha sua influência, é possível recuperar o sinal predominante ao redor deste injetor (Figura 36-c e Figura 37-c, respectivamente).

Ao redor do injetor I15 os sinais 4D mostrados são desafiadores, principalmente devido ao comportamento complexo da pressão nesta região, já mencionado anteriormente. Observando a razão de I_p proveniente do PEM, percebe-se que este poço é fortemente influenciado pela barreira de pressão causada pela rocha vulcânica, principalmente no par Monitor1-Base (Figura 24-b). Após a modelagem sísmica, esse sinal complexo sofreu forte interferência do efeito do *side lobe* (Figura 34-b), o que também prejudica sua identificação após a inversão 4D (Figura

34-c). Para os demais pares de monitores, esse efeito não é um grande problema, sendo possível identificar adequadamente sinais de *softening/hardening* após a inversão.

Destacamos que este tipo de sinal 4D pode ser muito desafiador para a interpretação sísmica 4D. Por exemplo, em uma situação real (onde não há dados verdadeiros, como os dados PEM), o geofísico deve ser capaz de interpretar os sinais 4D em torno de I15 como um sinal de *softening* com um forte efeito do *side lobe* nas Figura 34-b e Figura 34-c e enquanto na mesma região, mas para o par Monitor2/Monitor3, o sinal 4D deve ser traduzido como um *hardening* em cima de um *softening* (Figura 36-b e Figura 36-c). A modelagem sísmica 4D, como o apresentado neste trabalho, é muito importante para entender tais situações. Além disso, devemos lembrar que a interpretação 4D é sempre suportada por dados de engenharia (curvas de produção de poços, modelos de simulação, etc.) e outros atributos sísmicos que podem ajudar a diminuir essas incertezas.

Ao redor do injetor I11, o efeito do *side lobe* começa a ficar mais intenso, principalmente na camada da coquina, o que também interfere na identificação do sinal após a inversão 4D. Para os pares Base/Monitor1, a interferência do *side lobe* é leve, recuperando bem o sinal após a inversão (Figura 34-c). No entanto, para o par Monitor7-Monitor6, esse efeito é bastante intenso, causando alguns sinais de *hardening* na camada da coquina após a inversão sísmica 4D (Figura 38-c.3) dificultando a identificação do sinal predominante.

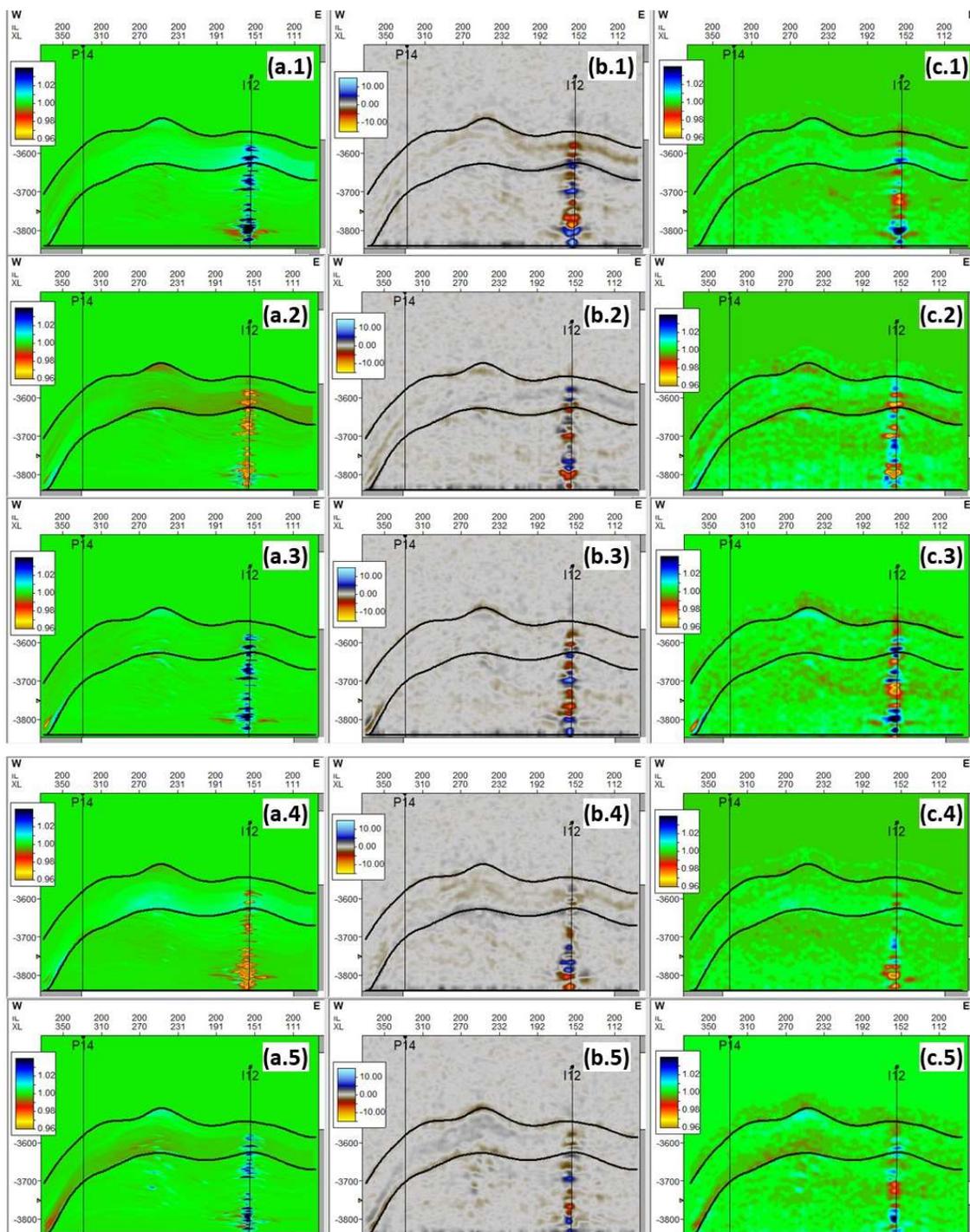


Figura 33: Inline 200. Pares do Monitor 2/Monitor 3 ao Monitor 6/Monitor 7 (linhas 1 a 5, respectivamente). (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

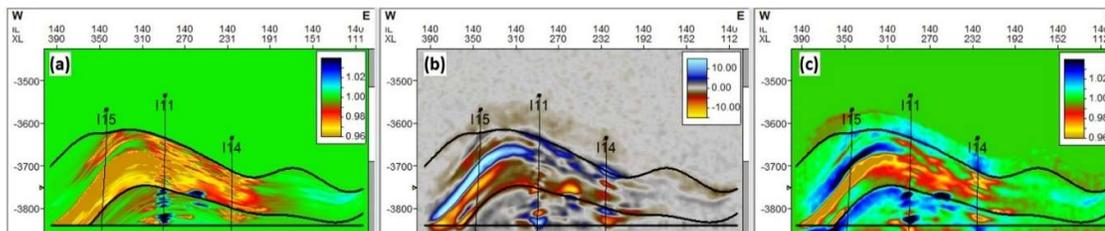


Figura 34: *Inline 140*, par Base / Monitor 1. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

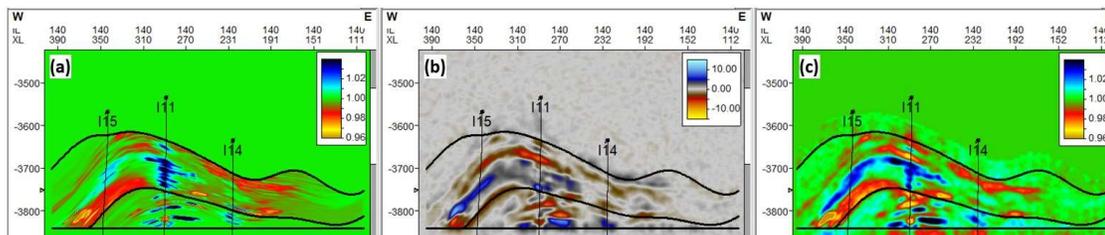


Figura 35: *Inline 140*, par Monitor 1 / Monitor 2. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

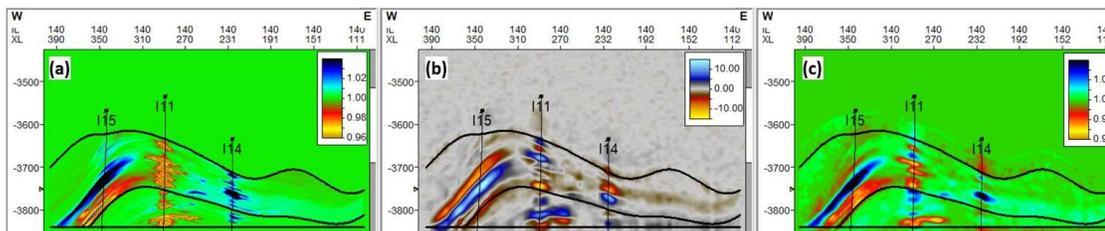


Figura 36: *Inline 140*, par Monitor 2 / Monitor 3. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

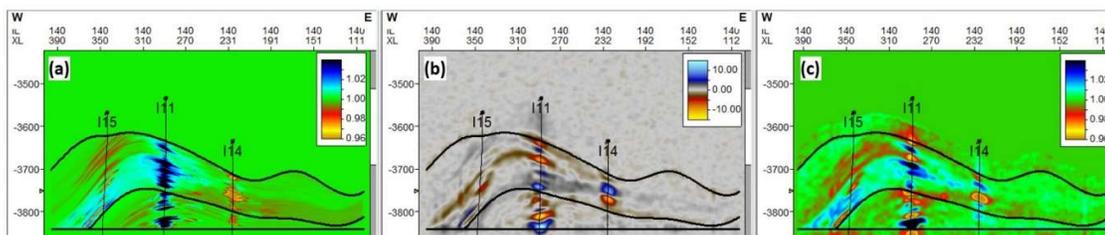


Figura 37: *Inline 140*, par Monitor 3 / Monitor 4. (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

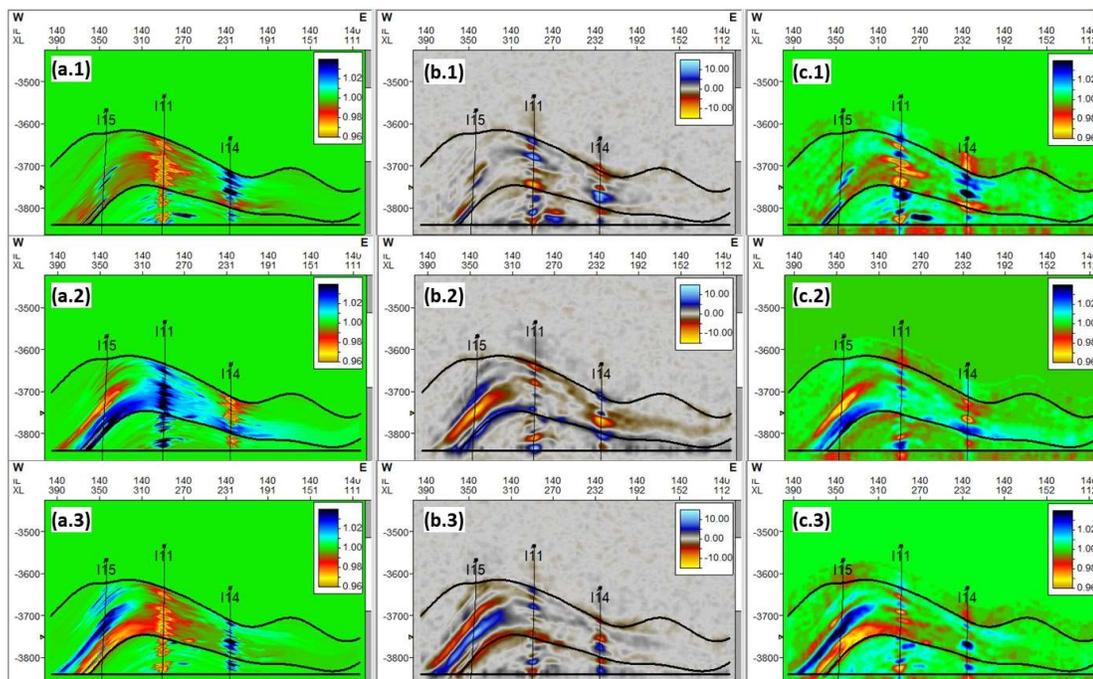


Figura 38: Inline 140. Pares do Monitor 4/Monitor 5 ao Monitor 6/Monitor 7 (linhas 1 a 3, respectivamente). (a) razão de Impedância do PEM; (b) Diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (c) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D.

6.3 Avaliação do Sinal: Base – Monitor 7

Nas seções anteriores nós avaliamos os resultados da inversão considerando as diferenças de monitores consecutivos. Nesta seção, vamos avaliar a interpretação dos resultados considerando uma diferença maior entre os tempos dos levantamentos, faremos uma análise considerando as diferenças entre os levantamentos Base e Monitor 7 (um pouco mais de seis anos de produção).

O principal objetivo de comparar a resposta da inversão 4D entre o levantamento Base e o Monitor 7 é ver se uma diferença maior entre os monitores facilitaria identificar os caminhos que os fluidos percorreram. Com os incrementos de monitores discutidos anteriormente, com uma diferença de seis meses entre a aquisição deles, em geral vemos a água e/ou gás injetados ao redor de cada injetor. Porém isso não é tão relevante em termos de informação para o processo de tomada de decisão, o ideal seria enxergar a água e/ou gás viajando até um produtor e identificar o caminho que ele percorreu. O resultado será mostrado para a *inline 200*, onde temos um poço produtor (P14) e um injetor (I12), onde tentaremos identificar as frentes de fluido entre os dois. É importante ressaltar que a variação nas saturações nem sempre são associadas ao injetor I12, certamente são influenciadas por outros injetores próximos também.

Pela Figura 39-a, a qual refere-se à razão de impedância Monitor7/Base (saída do PEM), é possível observar que o sinal de *softening* predominante na camada do microbialito está relacionado ao aumento de pressão nessa camada (Figura 39-b). Vemos o efeito de *hardening* nessa camada ao redor do poço produtor P14, o qual começou sua produção após aquisição da Base (Figura 16), diminuindo a pressão ao redor desse poço. O sinal de *hardening* ao redor do injetor I12, está relacionado ao aumento da saturação de água ao redor desse poço (Figura 39-d).

A Figura 39-e mostra a diferença da amplitude para Base – Monitor 7, após adição de ruído. Como esperado, podemos ver anomalias 4D no local de maior impedância acústica (>3%). As variações menores não podem ser observadas devido ao ruído e ao próprio processo de convolução, como já mencionado anteriormente. Olhando para a anomalia observada em I12, é possível perceber a influência do efeito do *side lobe* causado pela *wavelet*. Os resultados da inversão correspondente são mostrados na Figura 39-f, onde podemos ver que a inversão recuperou bem os sinais de *softening* e *hardening* na camada do microbialito. Na camada da coquina, temos uma atenuação do sinal de *hardening* que predomina nessa camada e o efeito significativo da influência do *side lobe* ao redor do injetor I12. Porém, na base desse injetor, a inversão Bayesiana recuperou bem o sinal *hardening*.

Também é importante destacar uma provável combinação de efeitos, o aumento da pressão com o aumento da saturação de gás, ambos causando um efeito de *softening* na camada da coquina. Com isso, é possível observarmos a frente de gás se deslocando, o que na maioria das vezes é muito difícil (indicadas pela setas azuis, Figura 39 (a), (c) e (f)).

O sinal de *softening*, na base do injetor I12, está relacionado ao aumento da saturação de gás (Figura 39-c), onde o gás substitui a água, invadindo o aquífero.

Mesmo considerando um intervalo maior entre os monitores, ainda temos dificuldade em visualizar o deslocamento do gás no reservatório. Identificar as variações da saturação de gás continua sendo um desafio, mesmo para a razão de impedância obtidas do PEM. Este apenas é visto em regiões onde o efeito do aumento da pressão interfere de maneira positiva. O efeito da injeção de água é observado ao redor do injetor I12, todavia é importante ressaltar que temos a competição dos efeitos (por exemplo aumento da saturação de gás e água) na região da coquina, que anulam o sinal 4D (Figura 39 (a) e (f), setas lilás).

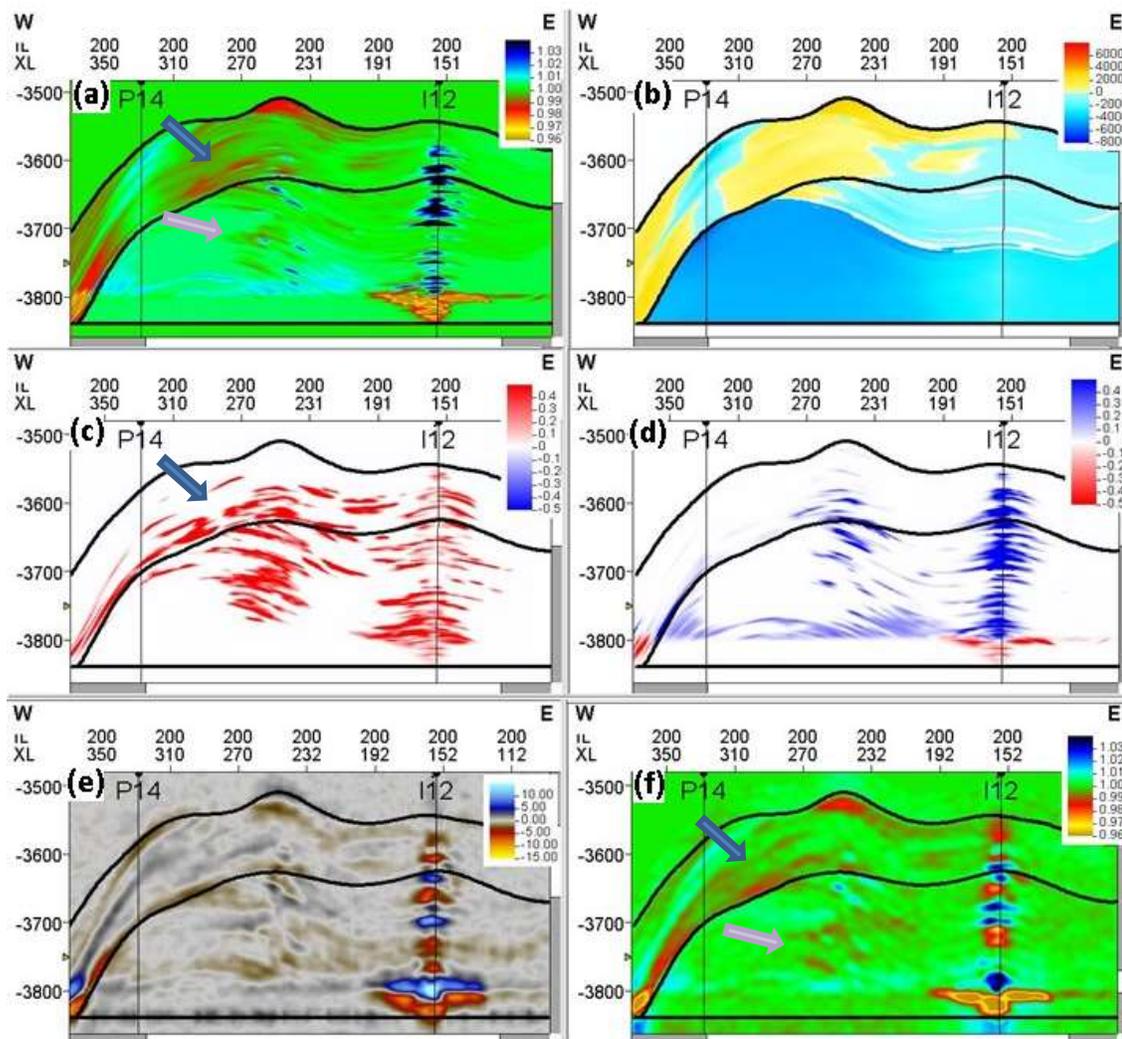


Figura 39: *Inline 200, Par Base / Monitor 7.* (A): razão da impedância, saída do PEM; (B) variação da pressão; (C) variação da saturação de gás; (D) variação da saturação de água; (E) diferença 4D da amplitude sísmica com ruído. (F) razão de Impedância estimada pela Inversão Bayesiana 4D. As setas azuis indicam regiões onde o efeito do aumento da pressão interferiu de maneira positiva com o aumento da saturação de gás. As setas lilás, indicam onde o efeito do aumento da saturação de água e gás, competiram, praticamente anulando o sinal.

6.4 Avaliação do Sinal: Mapas

Rosa *et al.* (2022) apresentaram os resultados de uma inversão sísmica 4D aplicada a dados sísmicos de alta qualidade, obtendo impedâncias 4D com maior resolução vertical do que as diferenças de amplitude em um campo real. Isto permitiu uma compreensão mais profunda do reservatório e forneceu mais informações sobre as mudanças dinâmicas que ocorrem nas camadas intermediárias, mesmo em um intervalo de pouca espessura (espessura média de 25 m). As informações detalhadas ajudaram a extrair mapas relacionados a diferentes intervalos verticais, que poderiam então ser usados no processo de assimilação de dados para calibrar

modelos para que as mudanças dinâmicas fossem melhores representadas lateralmente (variações entre poços) e verticalmente (intervalos intermediários).

Logo, além da avaliação do sinal utilizando *inlines* e *crosslines* também geramos mapas, calculando o valor médio entre algumas camadas internas do microbialito e da coquina (Figura 40) com o intuito de entender melhor o comportamento do sinal nessas zonas. Devemos enfatizar que o efeito do *side lobe*, observado no dado invertido, pode prejudicar a identificação do sinal e influenciar para uma interpretação incorreta, uma vez que dificulta a diferenciação entre os sinais de *hardening* e *softening*. Para averiguarmos esta perda de informação, dados originados do PEM foram comparados visualmente com os mapas originados da inversão Bayesiana 4D e suas diferenças são discutidas a seguir.

A escolha das camadas foi baseada na resolução dos dados sísmicos mais realistas (após inversão), feita no intuito de isolar alguns sinais entre as camadas escolhidas com o objetivo principal de avaliar se em mapas podemos recuperar e entender melhor o sinal 4D após inversão Bayesiana com ruído e quantificar também o efeito do *side lobe*. Na Figura 40 vemos as cinco zonas consideradas para gerar os mapas:

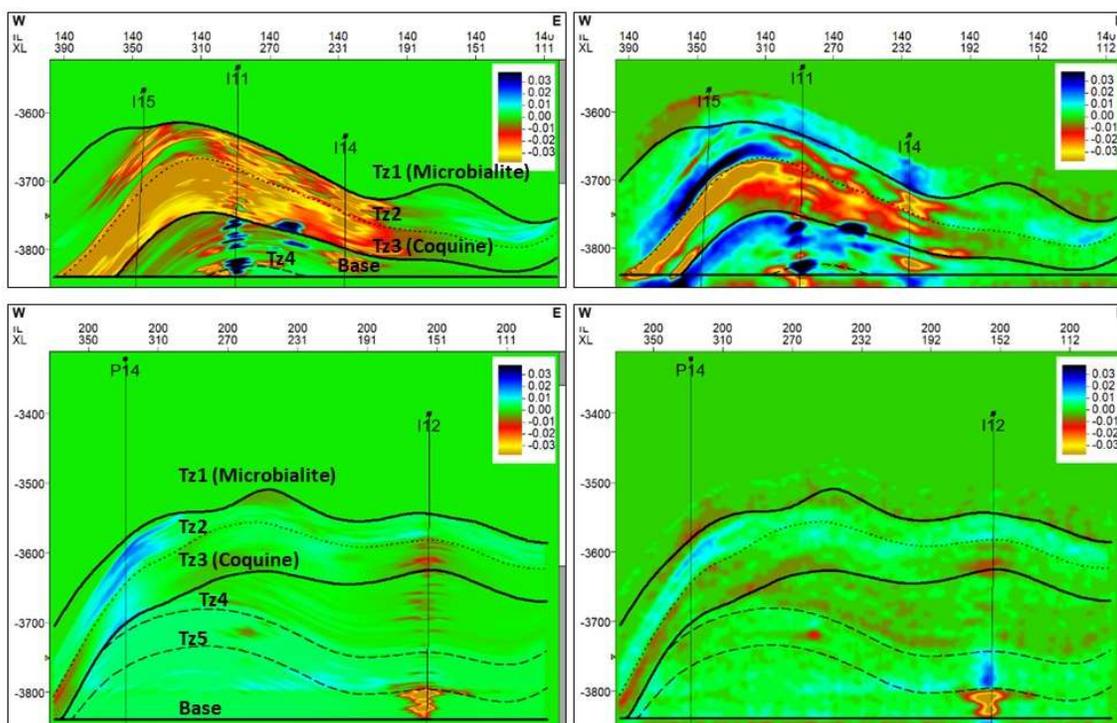


Figura 40: *Inline* 140 (primeira linha) e *inline* 200 (segunda linha) divididas em camadas internas para o Microbialito e para a Coquina. Na primeira coluna, razão de impedância saída do PEM, e na segunda coluna, resultado da inversão Bayesiana, ambas referente ao par Base/Monitor 1. Os mapas médios foram gerados e analisados para esses cinco intervalos definido pelos horizontes identificados.

6.4.1 Camada Microbialito – Tz2

Para esta camada, nos mapas gerados a partir dos dados do PEM (Figura 41), podemos notar o forte sinal de *softening* ao redor dos injetores I11, I14 e I15 para o par Base/Monitor 1. Este sinal é causado pela pressurização desta camada já discutida no capítulo anterior (Figura 24-b). Porém, sua intensidade diminui bastante na saída da inversão, e ao redor do injetor I15, devido efeito do *side lobe*, sua polaridade é invertida causando um forte efeito o de *hardening* (Figura 34-c). Ainda para este par, o sinal de *hardening* ao redor dos produtores também enfraquece após a inversão. Uma possível frente de gás percorrendo o reservatório entre os poços P11 e I17 (sinal de *softening*), o qual é quase imperceptível para os dados originados do PEM, fica mais evidente após a inversão.

Para o par Monitor 1/Monitor 2, a inversão recuperou bem o sinal para toda a camada, intensificando o sinal de *softening* ao redor dos injetores I11 e I15. Praticamente não vimos a interferência do *side lobe*.

Para o par Monitor2/Monitor3, ao redor do injetor I11 o sinal de *hardening* no dado originado do PEM é devido o ciclo de injeção de gás entre a aquisição desses dois pares de monitor (Figura 7). Porém, ao observar o dado originado da inversão Bayesiana, notamos o sinal de *softening* causado pelo *side lobe*, também observado na *inline* 140 (Figura 36-c). O mesmo efeito ocorre ao redor do injetor I15, que nesse período está em um ciclo de injeção de água (sinal de *hardening* no sinal originado do PEM), e apresenta o efeito de *softening* após a inversão Bayesiana. No restante do mapa, para essa camada, a inversão Bayesiana recuperou bem o sinal ao redor dos outros poços.

Para o par Monitor3/Monitor4, a mesma inversão de sinal, causado pelo *side lobe*, que ocorreu em alguns poços descritos acima, ocorre ao redor dos injetores I11, I12 e I14. Para o par Monitor4/Monitor5 ocorre o mesmo efeito ao redor do injetor I11. Ao redor dos injetores I12 e I15 após a inversão, podemos observar um sinal mais forte de *softening*, porém nesse intervalo o ciclo era de injeção de água, ou seja, o efeito esperado era de *hardening*. Para esse par de monitor voltamos a observar que após a inversão, ficou mais evidente uma frente de gás (Figura 42 e Figura 43, identificado pela seta azul) viajando entre as camadas, entre os poços P11 e I17.

Para o par Monitor5/Monitor6, a inversão de polaridade ocorre ao redor do poço I15. Nos demais poços o sinal é recuperado. Por fim, para o par Monitor6/Monitor7, o sinal inverte ao redor do injetor I15 e I13 e praticamente some ao redor do I11.

Após a análise dos mapas, mais uma vez destacamos como pode ser muito desafiador a interpretação sísmica 4D quando temos o efeito do *side lobe*. Na sessão 6.4.6 apresentamos

uma quantificação do efeito do *side lobe* ao redor de cada injetor (região onde temos seu efeito mais intenso), por camada e por par de monitor para entender quais camadas são mais afetadas por esse efeito e discutir possíveis explicações para isso.

6.4.2 Camada Tz2 – Topo da Coquina

A Figura 44 refere-se a todos os mapas gerados para essa camada. Para o par Base/Monitor 1 o efeito de *softening* causado pela pressurização também fica bastante evidente nesta camada e é bem recuperada após a inversão. A região de *hardening*, ao redor dos poços produtores P11, P13 e P15 também é identificada nos dados após a inversão.

Para todos os pares de monitores, tantos os efeitos de *hardening* quanto os de *softening* identificados no PEM, são recuperados pela inversão. Nessa camada, não teve ou foi irrelevante a influência do *side lobe*.

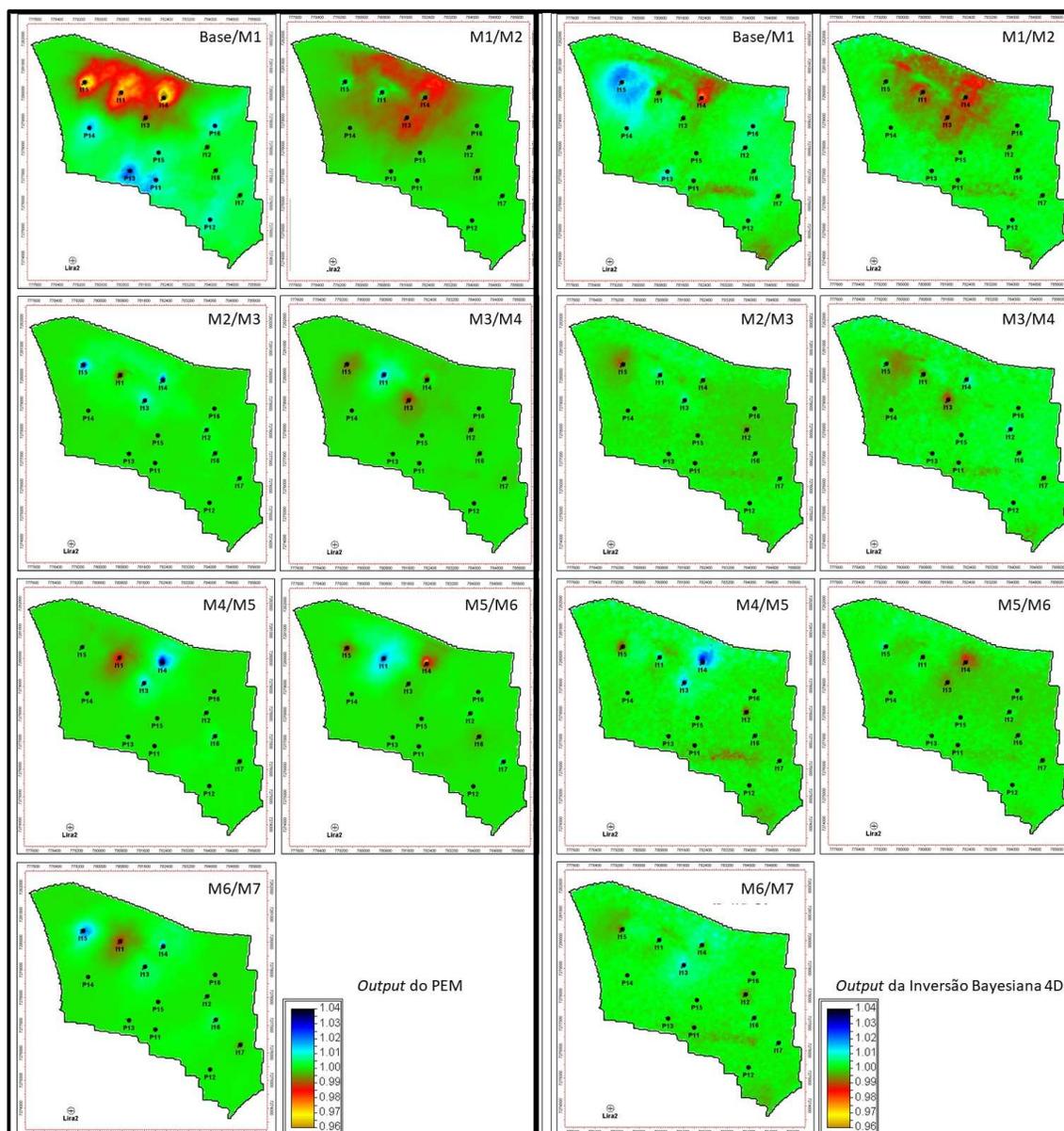


Figura 41: Mapa médio, razão de I_p - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre o topo do Microbialito e o horizonte Tz2, para todos os pares de monitores.

6.4.3 Topo da Coquina - Camada Tz4

Nesta camada (Figura 45) votamos a ter o efeito do *side lobe* atuando de maneira intensa na região dos poços injetores.

Para o par Base/Monitor 1, nos mapas gerados a partir dos dados do PEM, podemos notar o sinal de *softening* ao redor do injetor I15. Porém após a inversão, vemos um forte sinal de *hardening* ao redor desse poço. Esse sinal de *hardening* é intensificado ao redor dos injetores I11 e I13 após a inversão quando comparado com a saída do PEM, o qual é mais suave ao redor

desses injetores. Também ocorre um enfraquecimento do sinal ao redor do produtor P13 e do injetor I17.

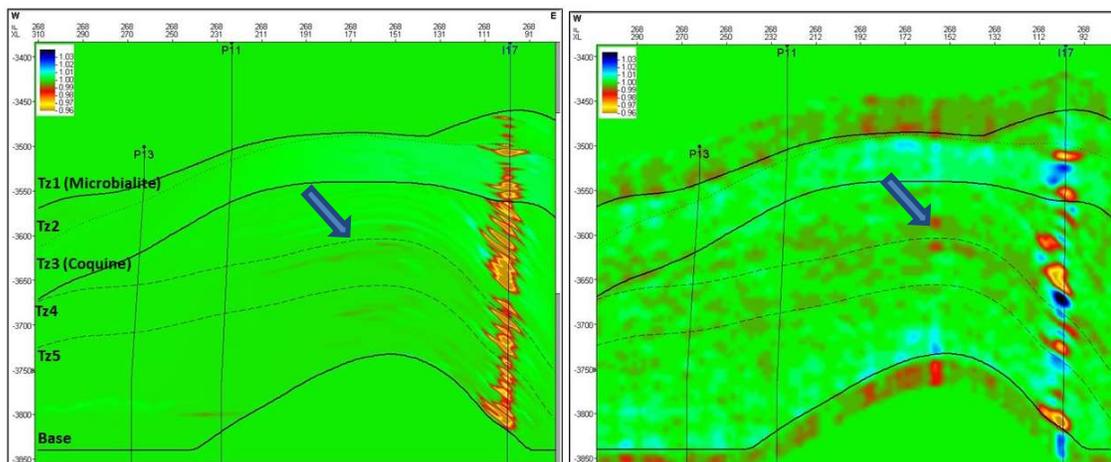


Figura 42: *In-line* 268, RIP Monitor 4/Monitor 5, a qual cruza os poços P13, P11 e o injetor I17. À esquerda resulta da razão de IP, saída do PEM; à direita, resultado da inversão Bayesiana. Notar que a frente de gás no limite da camada Tz4 (seta azul) fica mais evidente após a inversão, porém sua continuidade em direção ao produtor P11 é atenuado pelo ruído.

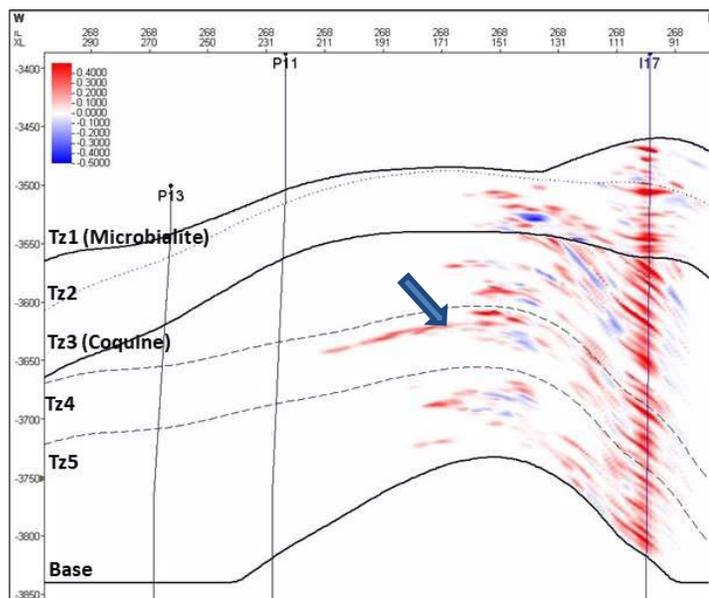


Figura 43: *In-line* 268, referente a variação da saturação de gás entre os monitores M5 e M4. Seta azul mostra a frente de gás viajando entre as camadas Tz4 e Tz5.

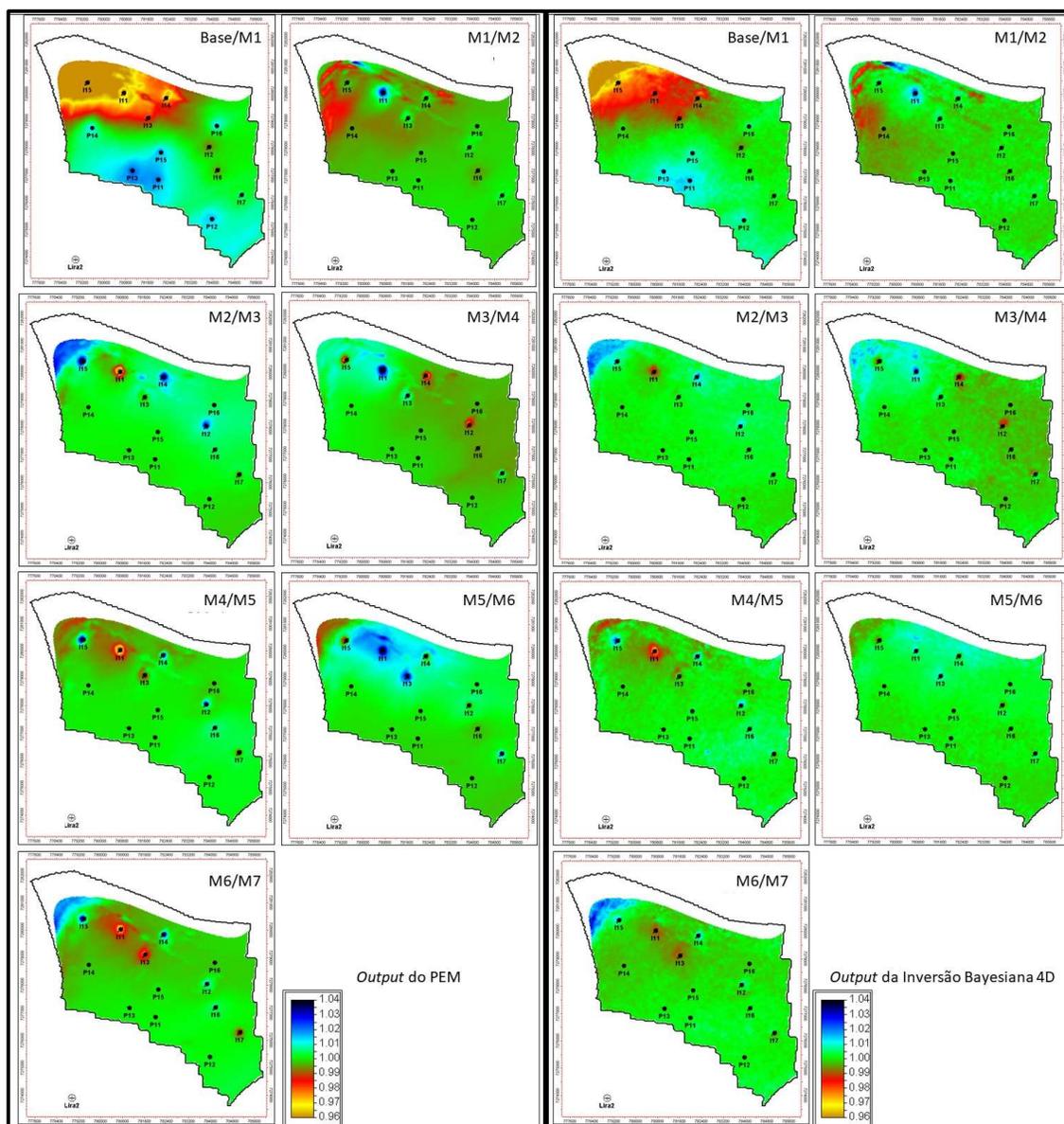


Figura 44: Mapa médio, razão de I_p - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre os horizontes Tz2 e o topo da Coquina, para todos os pares de monitores.

Para o par Monitor 1/Monitor 2, a inversão recuperou bem o sinal para toda a camada, e só vemos o efeito do *side lobe* ao redor do injetor I13. Para os pares Monitor2/Monitor3 e Monitor3/Monitor4, o *side lobe* ocorre principalmente ao redor dos injetores I11, I12, I14 e I15. Para o par Monitor4/Monitor5, além dos injetores que tiveram o sinal invertido nos outros pares, também notamos nesse intervalo a inversão do sinal ao redor do injetor I17. Nos pares de monitores anteriores, o sinal ao redor desse poço apenas enfraqueceu. Idem para os pares Monitor5/Monitor6 e Monitor6/Monitor7. Essas informações serão resumidas de forma quantitativa na sessão 6.3.6.

De maneira resumida, especificamente para essa camada o efeito do *side lobe* foi bem intenso, aumentando a dificuldade para identificar o ciclo de injeção (água ou gás) após a inversão.

6.4.4 Camada Tz4 – Tz5

Para todos os pares de monitores (Figura 46), tantos os efeitos de *hardening* quanto os de *softening* identificados no PEM, são recuperados pela inversão, porém com intensidade mais fraca do que os dados gerados pelo PEM. Essa atenuação do sinal provavelmente ocorreu por causa do efeito do *side lobe* o qual não foi tão intenso a ponto de destruir o sinal 4D neste intervalo nesse intervalo.

6.4.5 Camada Tz5 – Base

Também para todos os pares de monitores (Figura 47), tantos os efeitos de *hardening* quanto os de *softening* identificados no PEM, também são recuperados pela inversão. Nessa camada, não teve ou foi irrelevante a influência do *side lobe*. O efeito do *side lobe* só tem efeito significativo ao redor do injetor I17, no par Monitor4/Monitor5.

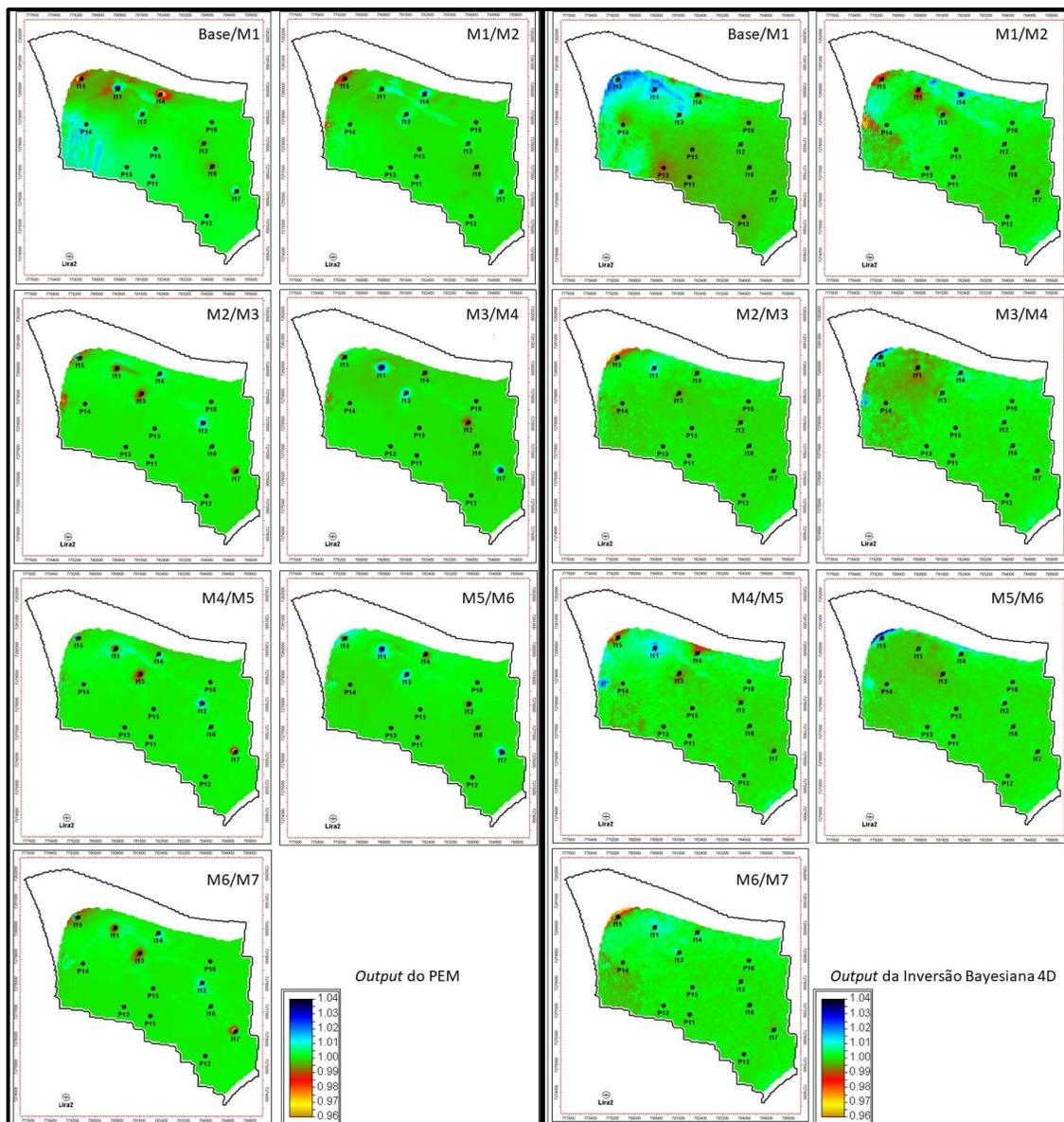


Figura 45: Mapa médio, razão de I_p - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre topo da Coquina e horizonte Tz4, para todos os pares de monitores.

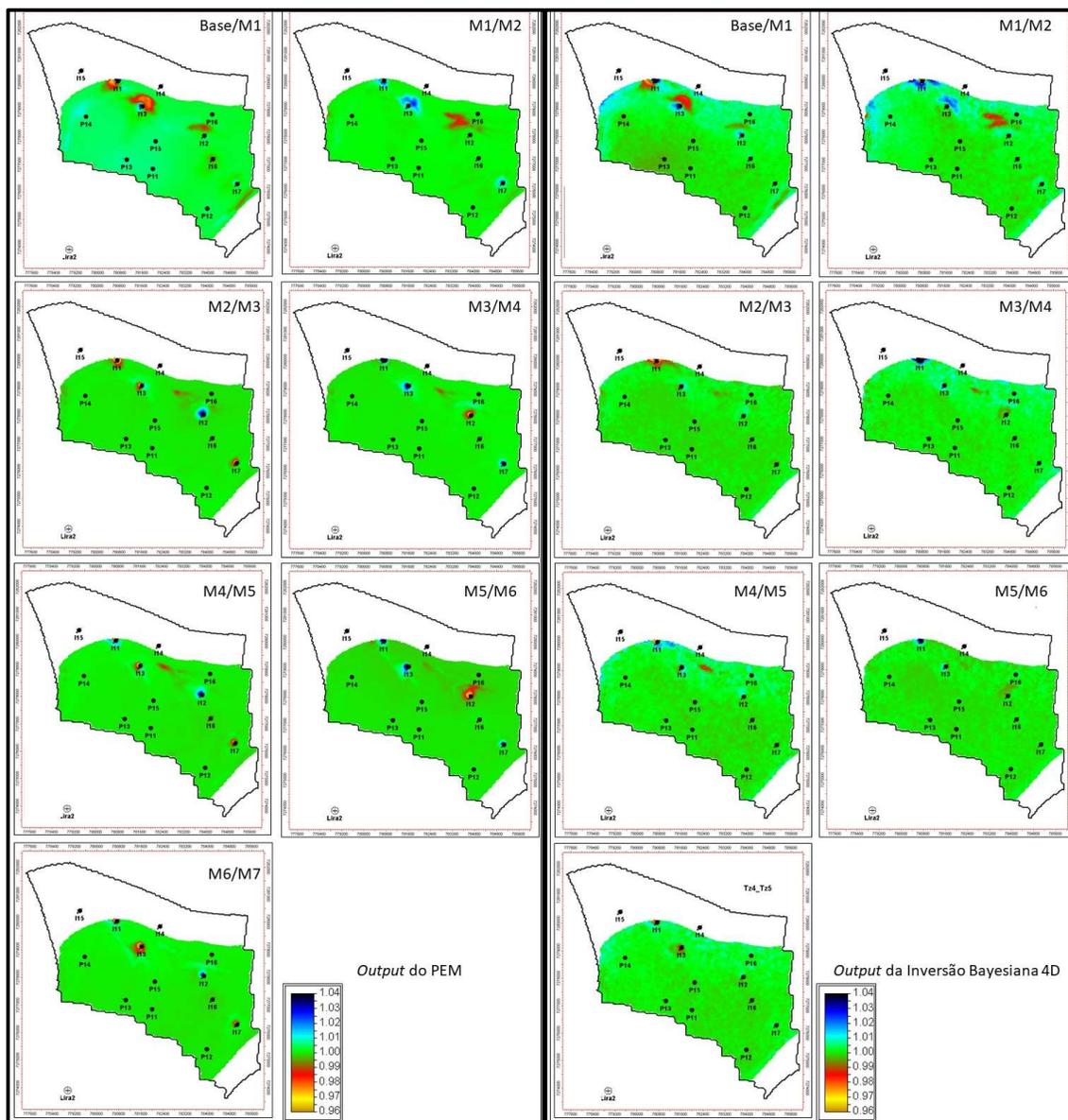


Figura 46: Mapa médio, razão de I_p - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre os horizontes Tz4 e Tz5, para todos os pares de monitores.

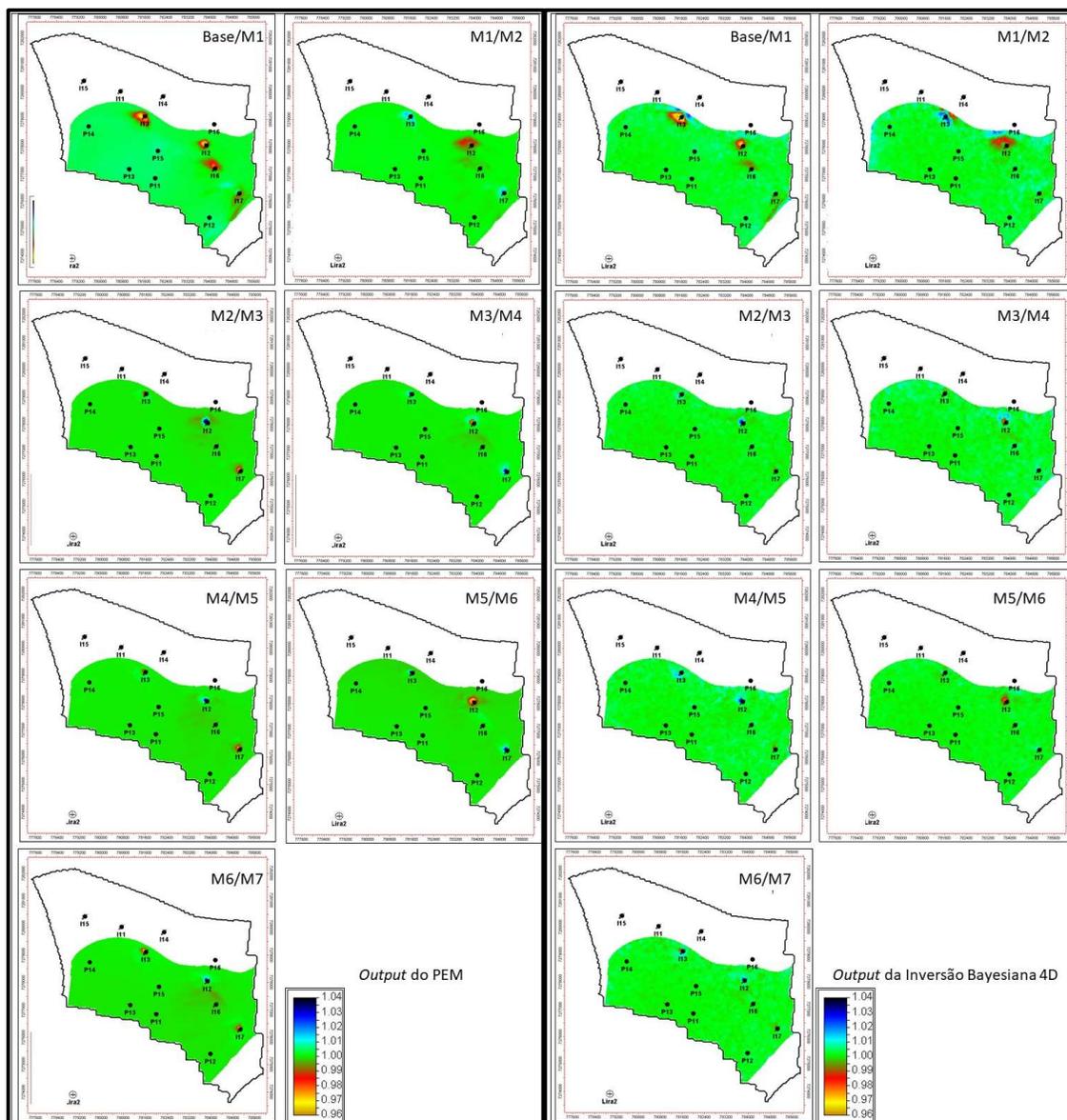


Figura 47: Mapa médio, razão de I_p - saída do PEM (esquerda) e saída da inversão Bayesiana 4D (direita) para a camada entre o horizonte Tz5 e a base do reservatório, para todos os pares de monitores.

6.4.6 Quantificação do Efeito do *Side Lobe*

Para tentar quantificar o efeito do *side lobe* entre cada camada, criamos uma tabela onde pontuamos o efeito do *side lobe* ao redor de cada injetor: pontuamos com o valor “1” quando a inversão recuperou bem o sinal; pontuamos com o valor “0,5” quando a inversão recuperou o sinal, porém devido ao efeito do *side lobe*, este foi atenuado; e com o valor “zero” quando houve a inversão do sinal (de *softening* para *hardening* e vice-versa) por causa do *side lobe*. Deixamos vazias os poços que não tinham sinal ao seu redor e estes não entraram no cálculo da porcentagem geral da recuperação do sinal. Os valores atribuídos para cada camada, para cada

par de monitor é mostrado na Tabela 1. A Figura 48 mostra de maneira gráfica a porcentagem do sinal recuperado.

Base / Monitor 1					
	Mic -Tz2	Tz2 - Coq	Coq-Tz4	Tz4 - Tz5	Tz5 - Base
I11	0,5	1	1	1	
I12	0,5	1		0	1
I13	0,5	1	0,5	1	1
I14	1	0,5	0,5		
I15	0	1	0		
I16				0,5	1
I17			0,5	0,5	0,5
Soma	2,5	4,5	2,5	3	3,5
Poços com Sinal	5	5	5	5	4
Porcentagem	50.00%	90.00%	50.00%	60.00%	87.50%

Monitor 1 / Monitor 2					
	Mic -Tz2	Tz2 - Coq	Coq-Tz4	Tz4 - Tz5	Tz5 - Base
I11	0	1	1	1	
I12					1
I13	1		0,5	1	1
I14	1	0,5	1		
I15			1		
I16					
I17			0	0,5	0,5
Soma	2	1,5	3,5	2,5	2,5
Poços com Sinal	3	2	5	3	3
Porcentagem	66.67%	75.00%	70.00%	83.33%	83.33%

Monitor 2 / Monitor 3					
	Mic -Tz2	Tz2 - Coq	Coq-Tz4	Tz4 - Tz5	Tz5 - Base
I11	0	0,5	0	0,5	
I12		0,5	0	0,5	1
I13	0,5	0,5	0,5	0	0
I14	0,5	0,5	0		
I15	0	0,5	0		
I16					
I17		0,5	0	0,5	0,5
Soma	1	3	0,5	1,5	1,5
Poços com Sinal	4	6	6	4	3
Porcentagem	25.00%	50.00%	8.33%	37.50%	50.00%

Monitor 3 / Monitor 4					
	Mic -Tz2	Tz2 - Coq	Coq-Tz4	Tz4 - Tz5	Tz5 - Base
I11	0	1	0	1	
I12	0	1	0,5	0,5	1
I13	1	0,5	0	0,5	0,5
I14	0	1	0		
I15	0	1	0		
I16					
I17		0,5	0,5	0	1
Soma	1	5	1	2	2,5
Poços com Sinal	5	6	6	4	3
Porcentagem	20.00%	83.33%	16.67%	50.00%	83.33%

Monitor 4 / Monitor 5					
	Mic -Tz2	Tz2 - Coq	Coq-Tz4	Tz4 - Tz5	Tz5 - Base
I11	0	1	0	1	
I12	0	1	0	0,5	1
I13	1	0,5	0,5	0,5	0
I14	1	1	0		
I15	0	1	0		
I16					
I17		0,5	0	0,5	0,5
Soma	2	5	0,5	2,5	1,5
Poços com Sinal	5	6	6	4	3
Porcentagem	40.00%	83.33%	8.33%	62.50%	50.00%

Monitor 5 / Monitor 6					
	Mic -Tz2	Tz2 - Coq	Coq-Tz4	Tz4 - Tz5	Tz5 - Base
I11	0	0,5	0	1	
I12		1	0	0,5	1
I13	1	0,5	0	0,5	1
I14	1	0,5	0		
I15	0	0,5	0		
I16					
I17		0,5	0	0,5	0,5
Soma	2	3,5	0	2,5	2,5
Poços com Sinal	4	6	6	4	3
Porcentagem	50.00%	58.33%	0.00%	62.50%	83.33%

Monitor 6 / Monitor 7					
	Mic -Tz2	Tz2 - Coq	Coq-Tz4	Tz4 - Tz5	Tz5 - Base
I11	0,5	1	0	1	
I12	0	0,5	0,5	0,5	1
I13		1	0	1	0,5
I14	1	1	0,5		
I15	0	1	0		
I16					
I17		0,5	0,5	0,5	1
Soma	1,5	5	1,5	3	2,5
Poços com Sinal	4	6	6	4	3
Porcentagem	37.50%	83.33%	25.00%	75.00%	83.33%

Tabela 1: Pesos atribuídos para o resultado da inversão ao redor dos injetores, onde temos a maior interferência do efeito do side lobe. Valor “1”: a inversão recuperou bem o sinal; valor “0,5”: a inversão recuperou o sinal, porém devido ao efeito do *side lobe*, este foi atenuado; valor “zero”: quando ocorre a inversão do sinal por causa do *side lobe*.

Podemos notar que a camada que foi mais penalizada pelo efeito do *side lobe* foi a camada referente a Coquina-Tz4, para todos os pares de monitores, chegando a não recuperar nenhum sinal corretamente para o par Monitor 5 / Monitor 6 e apenas aproximadamente 8% do sinal para os pares Monitor 2 / Monitor 3 e Monitor 4 / Monitor 5. Mesmo para o par Monitor 1 / Monitor 2, o qual a inversão recuperou bem o sinal, ainda para essa camada, foi o valor mais baixo quando comparada com as outras camadas para esse par.

Tentamos encontrar algumas justificativas para explicar por que na camada anterior (Coquina-Tz4) tivemos o efeito atuante do *side lobe* e não tivemos nessa camada. Diferenças na espessura e/ou inclinação das camadas não foram suficientes para justificar. Observando as Figura 40 e Figura 42 podemos ver exatamente o comportamento quase paralelo, mesma inclinação e de espessuras aproximadas em todo comprimento das duas primeiras camadas.

A camada que melhor recuperou o sinal, foi a camada Tz2-Coquina, chegando a recuperar 90% para o par Base / Monitor 1.

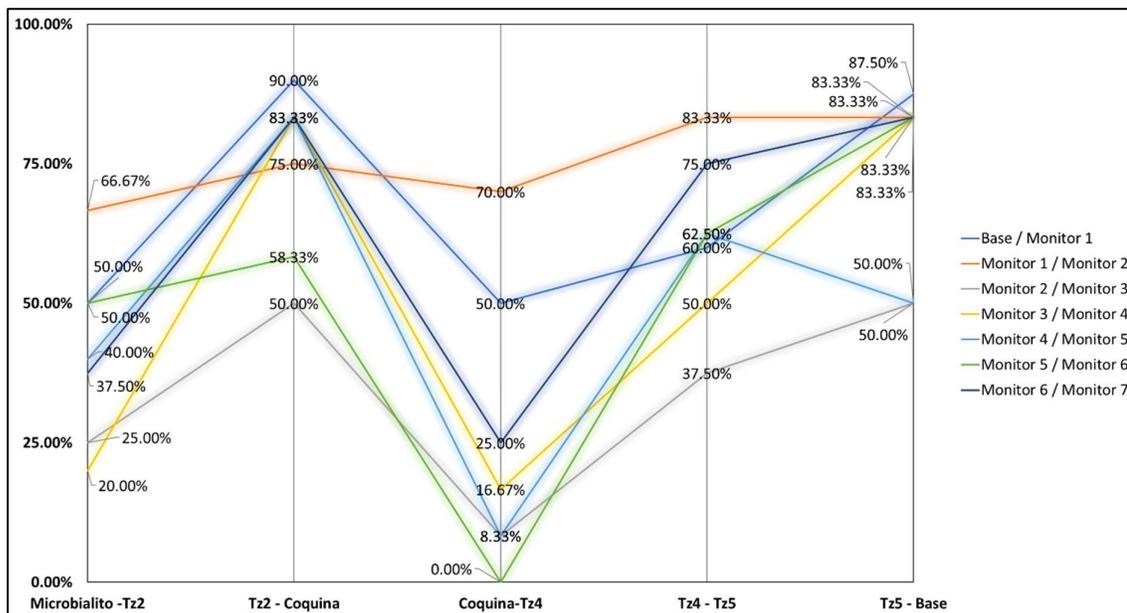


Figura 48: Gráfico mostrando a porcentagem do sinal recuperado, baseado nos pesos definidos na Tabela 1, para cada camada, em cada par de monitores.

Uma justificativa possível para tentar explicar por que a camada Coquina-Tz4 teve maior influência do efeito do *side lobe* poderia ser por questões de variações geológicas (Figura 49). O contato entre os microbialitos e as coquinas corresponde a Discordância Pré-Alagoas (Moreira *et al.* 2007), onde temos uma variação litológica brusca entre o topo (microbialito) e a base (coquina) dessa discordância, a qual também impactou na reflexão do sinal 3D (Figura 50). Observando a Figura 49, notamos também que as inclinações das intra-camadas mudam também nessa interface. Tais variações geológicas contribuem também para variações na dinâmica do reservatório (observar variação da permeabilidade, Figura 49 1-a e 1-b) entre essas camadas e podem aumentar o efeito do *side lobe* devido à natureza limitada da frequência dos dados de amplitude usado como *input* na inversão.

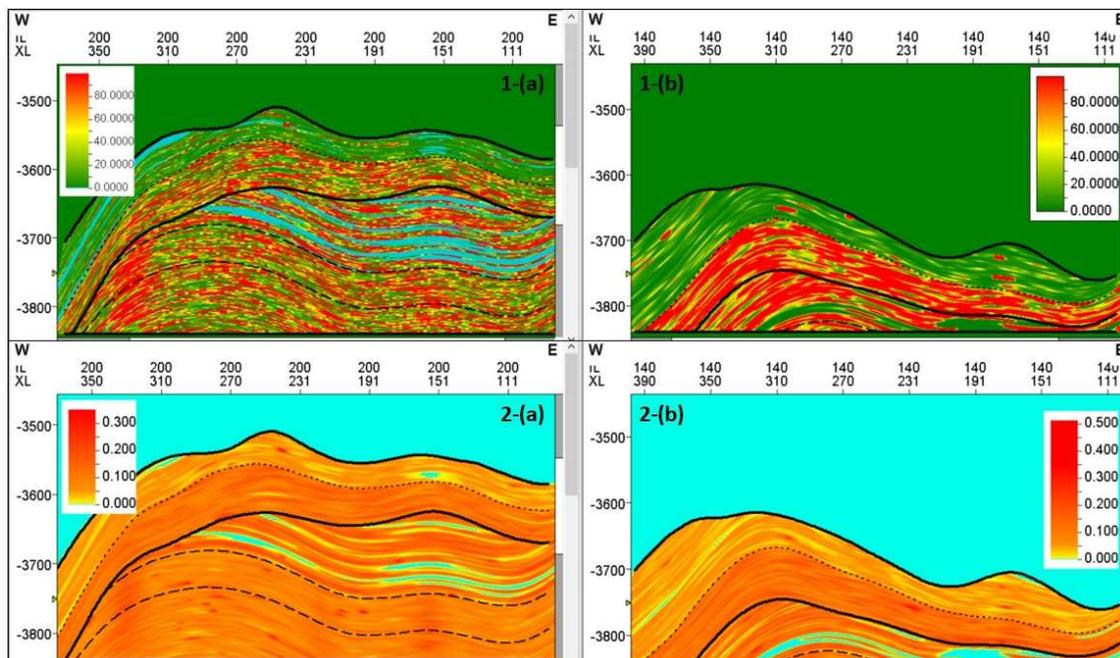


Figura 49: Linha 1, variação da permeabilidade em mD. Linha 2, variação da porosidade, em porcentagem. (a) *inline 200* e (b) *inline 140*.

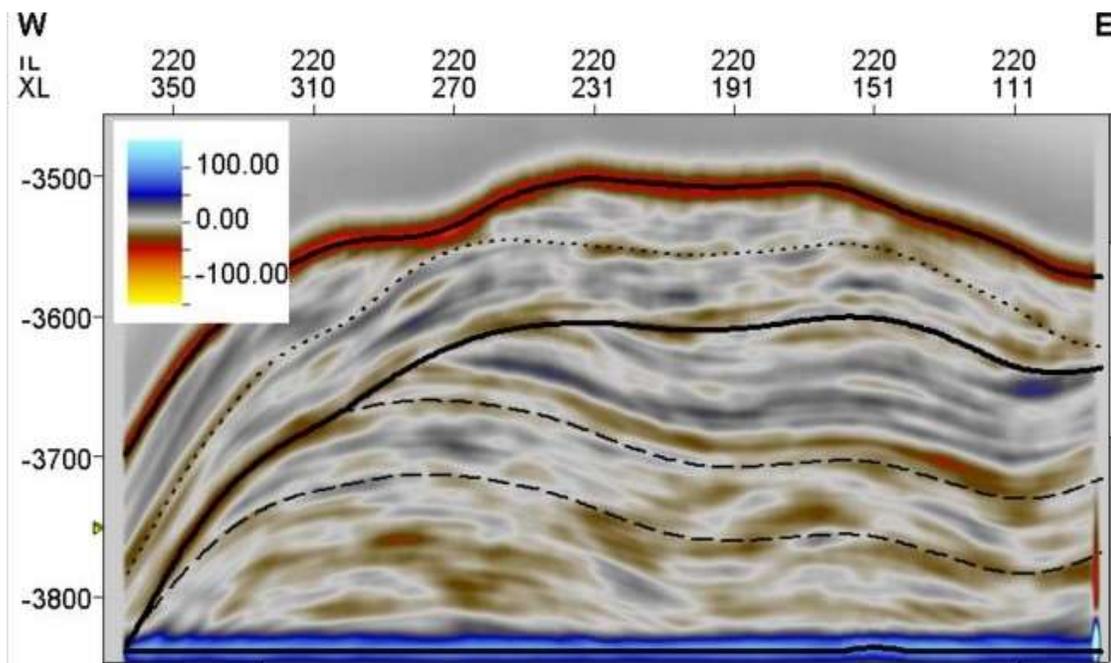


Figura 50: Sinal 3D do Monitor 1, *inline 220*.

7 DISCUSSÃO

Nessa dissertação, nós apresentamos diferentes sinais 4D que podem ser observados ao longo de vários levantamentos sísmicos para um caso similar aos campos do pré-sal (reservatório carbonático heterogêneo produzindo sob estratégia de injeção WAG). Observamos que é mais fácil rastrear os movimentos do fluido quando os tempos de aquisição seguem a mudança do fluido dentro dos ciclos WAG. Outra contribuição importante deste trabalho é ilustrar sinais 4D muito complexos (como em torno do poço I15), observados ao longo de todos os monitores, causados pela manipulação das ICV's dos injetores e pela heterogeneidade do reservatório. Lembrando que o uso de injeção WAG e ICV's para gerenciar campos de petróleo é uma estratégia de destaque para vários campos do pré-sal. Nesse sentido, este trabalho pode ser visto como um ponto de partida para entender os efeitos dessas escolhas em sinais 4D.

No geral, os resultados da inversão variam muito entre recuperar ou não o sinal devido ao efeito do *side lobe*. Tanto em sessão, quanto em mapa, muitas anomalias puderam ser recuperadas, às vezes até com um sinal mais forte do que o sinal originado do PEM, porém o efeito do *side lobe* ainda foi muito intenso em muitas sessões / mapas, o que pode levar a uma interpretação errada do sinal. Especialmente ao redor dos poços de injeção WAG, alguns efeitos dos *side lobes* foram resolvidos após a inversão sísmica. Também é necessário enfatizar que a interpretação de dados sísmicos 4D pode ser desafiadora em regiões com reflexões sísmicas anômalas, como exemplo da forte anomalia no sinal 4D, ao redor do poço I15, devido à presença da rocha vulcânica próxima a este injetor com intensa atividade.

O uso de uma *wavelet* diferente, com um conteúdo de baixa frequência mais alto, poderia ser usada para tentar minimizar o efeito do *side lobe*. Vale ressaltar aqui, que o algoritmo utilizado para a inversão 4D é visto como um *fast-track*, havendo outras abordagens (mais robustas e custosas) que consideram mais os dados de baixa frequência, como *time-shift* e podem ajudar a diminuir os efeitos colaterais do *side lobe*.

8 CONCLUSÕES

Neste trabalho, discutimos a detectabilidade de sinais 4D com base em um caso de *benchmark* que representa um campo carbonático semelhante a um campo do pré-sal brasileiro. A estratégia de produção considera injeções WAG para quase todos os injetores no campo. A modelagem sísmica direta foi realizada para um levantamento base e sete monitores subsequentes. Ruídos ambientais e de repetibilidade foram adicionados aos dados modelados, seguindo valores NRMS de um sistema PRM. Mudanças de pressão e fluido ao longo do tempo causaram mudanças consideráveis nas impedâncias acústicas modeladas. Conforme relatado, essas mudanças geraram anomalias sísmicas 4D que puderam ser observadas mesmo na presença de ruído, principalmente para regiões onde as mudanças de impedância acústica modeladas são maiores que 3%. Além da modelagem sísmica tradicional realizada em estudos de viabilidade, também aplicamos uma inversão sísmica Bayesiana 4D aos dados de amplitude sísmica sintéticos gerados. Os resultados da inversão destacaram que a maioria das anomalias 4D puderam ser recuperadas (especialmente em torno dos poços de injeção WAG) após a inversão sísmica, e alguns efeitos do *side lobe* foram resolvidos.

Os resultados mostraram que a interpretação dos dados sísmicos 4D pode ser um desafio devido aos ciclos WAG. Adquirindo dados sísmicos no momento em que ocorrem as mudanças de fluido (seis meses no nosso caso) mostrou-se uma prática melhor do que considerar períodos mais longos. Também discutimos alguns sinais complexos causados pela dinâmica de ICVs em uma região próxima a uma rocha vulcânica. Outro desafio conhecido para a interpretação 4D é a presença/ausência dos efeitos do *side lobe*. Em geral, o sinal ao redor do poço I14 é bem recuperado após a inversão 4D, enquanto para o poço I11 há grande dificuldade em identificar o ciclo WAG predominante. Com isso, foi possível concluir que a inversão Bayesiana 4D obteve bons resultados para eventos isolados verticalmente, embora sua aplicação seja relativamente fácil.

Este trabalho apresentou uma discussão abrangente sobre os sinais 4D que podem ser observados ao longo dos oito levantamentos sísmicos modelados para o estudo de caso. Embora a aplicação esteja relacionada a um caso específico de *benchmark*, os resultados podem ser de grande importância mesmo para outros campos do pré-sal que possam estar sujeitos mesma à estratégia de injeção WAG. Ainda, este trabalho trouxe uma contribuição de extrema importância para o projeto de pesquisa no qual estava inserido, pois através dele gerou-se uma

ampla base de dados sísmicos 4D que foram e estão sendo utilizados em outros trabalhos do grupo.

Como sugestões de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos a partir desse trabalho, sugere-se:

- Avaliação de outros métodos de inversão sísmica 4D que permitem uma maior atenuação dos efeitos de *side lobe*;
- Análise de outros atributos sísmicos, como impedância S, razão de Poisson e razão V_p/V_s para ver se estes atributos possuem uma melhor resposta 4D, do que a impedância acústica aqui analisada.

REFERÊNCIAS

- Aggio, A., Schwedersky, G., Dillon, L. & Santo, J., 2000. *Integração Simulador de Fluxo/Simulação Sísmica para 4D no Desenvolvimento do Software RESERVEL*. Salvador, s.n.
- Aki, K. R. P., 1980. Quantitative Seismology, Theory and Methods. *W. H. Freeman*, pp. 119-148.
- Allo, F., 2013. *Reducing turn-around time for time-lapse feasibility studies*. Rio de Janeiro, s.n., pp. 1013-1018.
- Amini, H., 2014. *A pragmatic approach to simulator-to-seismic modelling for 4D seismic interpretation*. Heriot-Watt University.: PhD Thesis.
- Bacon, M., Simm, R. & Redshaw, T., 2007. 3-D Seismic Interpretation. *Cambridge University Press*.
- Batzle, M. & Wang, Z., 2012. Seismic Properties of Pore Fluids. *Geophysics*, pp. 1396-1408.
- Behrens, R. et al., 2001. *4D Seismic Monitoring of Water Influx at Bay Marchand: The Practical Use of 4D in an Imperfect World*. New Orleans, s.n.
- Botechia, V. E. et al., 2022. UNISIM-IV: Benchmark Proposal For Light Oil Carbonate Reservoir With High CO₂ Content. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, pp. 16 (4): 149-160.
- Boyd-Gorst, J., Fail, P. & Pointing, L., 2001. 4-D time lapse reservoir monitoring of Nelson Field, central North Sea: Successful use of an integrated rock physics model to predict and track reservoir production. *The Leading Edge*, p. 1336–1350.
- Buland, A. & El Ouair, Y., 2006. Bayesian 4D joint inversion. *Geophysics*, pp. 71, R43–R48.
- Buland, A. & Omre, H., 2003. Bayesian linearized AVO inversion. *Geophysics*, pp. 68, 185–198.
- Burkhart, T., Koover, A. R. & Flemings, P. B., 2000. Time-lapse (4-D) seismic monitoring of primary production of turbidite reservoirs at South Timbalier Block 295, offshore Louisiana, Gulf of Mexico. *Geophysics*, p. 351–367.
- Calvert, R., 2005. Insights and methods for 4D reservoir monitoring and characterization. *SEG/EAGE*.
- Carcione, J., Herman, G. & Kroode, A., 2002. Seismic Modelling. *Geophysics*, pp. 64, 1304-1325.
- Carpenter, C., 2019. 4D Seismic Pilot Successfully Interprets Carbonate Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, 71(03), pp. 93-94.

- Castro, S. et al., 2009. Incorporating 4D seismic data into reservoir models while honoring production and geologic data: A case study. *The Leading Edge*, p. 1498–1505.
- Chopra, S., 2001. Integrating coherence cube imaging and seismic inversion. *The Leading Edge*, pp. 354-362.
- Correia, M., Botechia, V., Pires, L., Rios, V., Rios, V., Chaves, M., Santos, M., Filho, J., Schiozer, D., 2020. *UNISIM-III: Benchmark Case Proposal Based on a Fractured Karst Reservoir*. ECMOR XVII, s.n., pp. 1 - 14.
- Cruz, N. M. et al., 2021. Tupi Nodes pilot: A successful 4D seismic case for Brazilian presalt reservoirs. *The Leading Edge*, pp. 886-896.
- Dadashpour, M., 2009. Porosity and permeability estimation by integration of production and time-lapse near and far offset seismic data. *Journal Of Geophysics And Engineering*, pp. 325-344.
- Drottning, M., Branston, M. & Lecomte, I., 2009. Value of illumination-consistent modelling in time-lapse seismic analysis. *First break*.
- Gassmann, F., 1951. Elastic waves through packing of spheres. *Geophysical Prospecting*, pp. v. 16,n. 4, p. 673 – 685.
- Gerhardt, A. L. B., 1998. ASPECTOS DA VISUALIZAÇÃO VOLUMÉTRICA DE DADOS SÍSMICOS. *Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, PUC-RJ*.
- Grana, D., 2013. Bayesian Inversion Methods for Seismic Reservoir Characterization and Time-Lapse Studies. *Degree of Doctor of Philosophy, Department of Geophysics - Stanford University*.
- Grana, D. & Mukerji, T., 2015. Bayesian inversion of time-lapse seismic data for the estimation of static reservoir properties and dynamic property changes. *Geophysical Prospecting*, pp. 63, 637–655.
- Greaves, R. J. & Terrance, J. F., 1987. Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process. *Geophysics*, pp. 1175-1187.
- Grochau, M. H. et al., 2014. Brazilian carbonate reservoir: A successful seismic time-lapse monitoring study.. *The Leading Edge*, pp. 33(2), 164-170.
- Guderian, K. et al., 2003. *Draugen Field— Successful reservoir management using 4D seismic*. s.l., EAGE.
- Hounie, J. N. & Oliveira, S. A. M., 2011. *Inversão de forma de onda elástica utilizando o método da refletividade: comparação com o método de AVO*. Rio de Janeiro, 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF.
- Janssen, A. et al., 2006. Simulation-driven seismic modeling applied to the design of a reservoir surveillance system for Ekofisk Field. *The Leading Edge*, pp. 1176-1185.

- Johann, P. R. S. & Monteiro, R. C., 2016. *Geophysical Reservoir Characterization and Monitoring at Brazilian Pre-Salt Oil Fields*. Houston, s.n.
- Johann, P., Thedy, E., Gomes, F. & Schinelli, M., 2006. *4D seismic in Brazil: Experiences in reservoir monitoring*. s.l., s.n.
- Johnston, D. H., 2013. Practical Applications of Time-Lapse Seismic. *Society of Exploration*.
- Johnston, D. H., 2022. 4D seismic — An early history and a personal journey. *Second International Meeting for Applied Geoscience & Energy*, pp. 1052-3812.
- Kragh, E. & Christie, P., 2002. Seismic repeatability, normalised RMS, and predictability. *The Leading Edge*, pp. 21(7), 640-647.
- Lafet, Y. et al., 2008. Global 4-D seismic inversion and fluid prediction. *70th EAGE Conference Expanded Abstracts*, p. 5.
- Lailly, P., 1983. *The seismic inverse problem as a sequence of before stack migrations*. Philadelphia, PA.: 206-220.
- Landro, M. et al., 1999. The Gullfaks 4D seismic study. *Petroleum Geoscience*, pp. 213-226.
- Lima, K. T., Reis, V. M. & Malagutti, S. R., 2010. *4D reservoir monitoring and characterizing of Marimbá Field, offshore Brazil*. s.l., SPE.
- Lumley, D. & Behrens, R., 1998. Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an engineer needs to know.. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, pp. 528-538.
- Lumley, D. E., Behrens, R. A. & Wang, Z., 1997. Assessing the technical risk of a 4-D seismic. *The Leading Edg*, p. pp.1287–1291.
- Mavko, G., Mukerji, T. & Dvorkin, J., 2009. *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media*. Cambridge University Press: s.n.
- Mello, V. et al., 2019. *4D Petroelastic Modeling for a Brazilian Pre-Salt Field: What to Expect From Interpretation?*. London, UK, s.n.
- Mello, V., Santos, M., Rosseto, J. & Deplante, C., 2019. *4D Petroelastic Modeling for a Brazilian Pre-Salt Field: What to Expect From Interpretation?*. s.l., <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201901401>, pp. 1-5.
- Moreira, J. L. P. et al., 2007. Bacia de Santos. *Bol. Geociencias da Petrobras*, p. 531–549.
- Pimentel, A. L. & Guimarães, M. G., 2005. Inversão Elástica e correlação perfil-sísmica na detecção de arenitos com hidrocarbonetos. *Sociedade Brasileira de Geofísica*, Salvador 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society.
- Ribeiro, C., 2007. Time-lapse simulator-to-seismic study—Forties field, North Sea. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, pp. 2944-2948.

- Rosa, D. R. et al., 2020. Comparing different approaches of time-lapse seismic inversion. *Journal of Geophysics and Engineering*, pp. 17, 929–939.
- Rosa, D. R., Schiozer, D. & Davolio, A., 2022. Impact of model and data resolutions in 4D seismic data assimilation applied to an offshore reservoir in Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 110830, p. 216.
- Russel, B. H., 1991. Introduction to Seismic Inversion Methods. *S. N. Domenico*, p. v. 2.
- Sansonowski, R. et al., 2007. *4D seismic interpretation in the Marlim Field, Campos Basin, Offshore Brazil*. s.l., s.n.
- Santos, J. M. C., Rosa, D. R., Schiozer, D. J. & Davolio, A., 2021. Fast diagnosis of reservoir simulation models based on 4D seismic similarity indicators. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp. 1-14.
- Shecaira,, F. S. et al., 2002. *IOR: The Brazilian Perspective*. Oklahoma, s.n., pp. 13-17.
- SILVA NETO, G. M., RIOS, V. S., DAVOLIO, A. & SCHIOZER, D. J., 2020. Improving Fluid Modeling Representation for Seismic Data Assimilation in Compositional Reservoir Simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Novembro, pp. 1-18.
- Silva, E. P. A., Davolio, A., Santos, M. S. & Schiozer, D. J., 2020. 4D petroelastic modeling based on a presalt well. *Society of Exploration Geophysicists*, pp. T639-T649.
- Simm, R. & Bacon, M., 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press.
- Stovas, A. & Arntsen, B., 2006. Vertical propagation of low-frequency waves in finely layered media. *Geophysics*, pp. 87-94.
- Tarantola, A., 1984. Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation. *Geophysics*, pp. 49(8), 1259–1266.
- Tarantola, A., 2005. *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. Society for Industrial and Applied Mathematics..
- Waggoner, J., Cominelli, A. R., Seymour, R. & Stradiotti, A., 2003. Improved reservoir modelling with time-lapse seismic data in a Gulf of Mexico gas condensate reservoir. *Petroleum Geoscience*, pp. 61-71.
- Webb, B. et al., 2020. A time-lapse case study in West Africa: Integrating disciplines for a complete reservoir study and field management. *The Leading Edge*, pp. 110-118.
- Xu, S. & Payne, A., 2009. Modeling elastic properties in carbonate rocks. *The Leading Edge*, pp. 66-74.

Yangkang, C., Hanming, C., Xiang, K. & Xiaohong, C., 2017. Geological structure guided well log interpolation for high-fidelity full waveform inversion. *Geophysical Journal International*, pp. 209 (1) 21-31.

Zoeppritz, K., 1919. Über Reflexion und durchgang seismischer wellen durch Unstetigkeitsflächen. *Erdbebenwellen VIII B*, pp. 66-84.

APÊNDICE A – ARTIGOS GERADOS

Artigos gerados a partir desse trabalho:

Deiró, N.F.R. Davolio, A. Schiozer, D. J. Evaluating 4D signals in a pre-salt like case: seismic modeling and inversion. Submetido à Revista Brasileira de Geofísica.

Davolio, A., Santos, J.M.C.D., Rosa, D.R., Deiró, N. F. R., Silva, E., Silva Neto, G. M., Schiozer, D. J., 2021. 4D Seismic Detectability on a Pre-salt like Reservoir, Second EAGE Conference on Pre-Salt Reservoir. Volume 2021, p.1 – 5.
DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202183036>.

APÊNDICE B – RUÍDO AMBIENTAL

O ruído ambiental é um ruído aleatório com correlação espacial, independente da medição e pode ser considerado como constante em amplitude. É adicionado para cada amostra possuindo a mesma intensidade em todos os levantamentos para não adicionar variação ao sinal 4D que não seja relacionada à produção e ao ruído de repetibilidade. Essa dissertação considera um levantamento sísmico do tipo PRM, os quais são classificados como levantamentos de alta repetibilidade, uma vez que os receptores ficam fixos no assoalho oceânico evitando erros de posicionamento dos mesmos. Logo, o ruído ambiental adicionado ao dado foi de 1%.

A Figura A. 1 compara a diferença de intensidade do ruído aleatório, quando este tem intensidade de 3% (a) e de 1% (b). O ruído de 1% foi o adicionado ao dado sísmico sem ruído, juntamente com o ruído de repetibilidade.

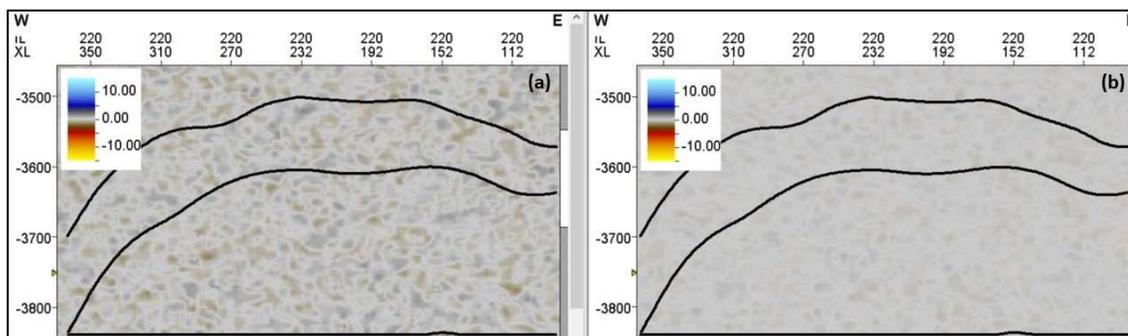


Figura A. 1: *Inline 220*. (a) Ruído aleatório de 3% e (b) ruído aleatório com intensidade de 1%, o qual foi adicionado ao dado antes de aplicarmos a inversão.